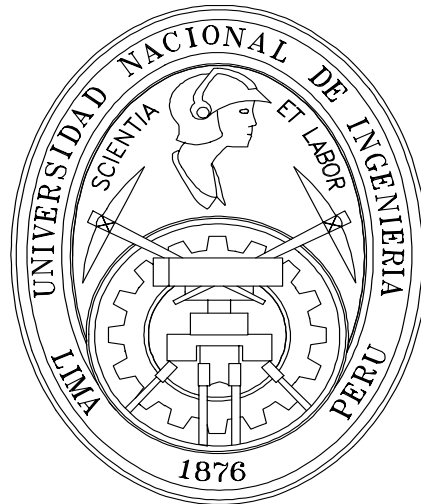


# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



"MODELO PARA DETERMINAR LA MEJOR OPERACIÓN DE LAS UNIDADES DE LA CENTRAL TERMICA ILO1"

## **TESIS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**JOSÉ MIGUEL RAMÍREZ ARIAS**

PROMOCION 2005 – I

**LIMA – PERU**

**2007**

# ÍNDICE

Prólogo	1
Capítulo 1	
Introducción	3
Capítulo 2	
Planteamiento del problema	5
2.1. Marco de referencia	5
2.2. Justificación	11
2.3. Objetivo	11
2.3.1. Objetivo General	11
2.3.2. Objetivos específicos	12
Capítulo 3	
Sistemas de generación	13
3.1. Producción de vapor	13
3.1.1 Vapor de recuperación de la fundición	13
3.1.2 Vapor de las calderas de fuego directo	15
3.1.3 Equipos del ciclo agua vapor	17

3.2. Producción de Energía	25
3.2.1. Producción de energía mediante las turbinas	25
 Capitulo 4	
Características generales	27
4.1. Descripción de las instalaciones	27
4.2. Componentes principales	28
4.2.1. Calderas de fuego directo	28
4.2.2. Turbinas a vapor	38
4.2.3. Calderos de Recuperación de Calor	45
 Capitulo 5	
Variables del modelo de generación	46
5.1. Consideraciones del modelo de generación	46
5.1.1. Despacho requerido	46
5.1.2. Condiciones de operación de la Fundición de Southern	48
5.1.3. Consumo de vapor auxiliar	48
5.1.4. Características operacionales de las unidades	49
 Capitulo 6	
Modelo de operación Turbinas a Vapor	54
6.1. Modelo de Operación	54
6.1.1. Determinación del mínimo técnico de la central	54
6.1.2. Estudios preliminares	56
6.1.3. Restricciones de la operación con solo vapor	57
6.1.4. Determinación de la metodología	
de operación de las turbinas	59

Capitulo 7	
Modelo de operación Calderas	61
7.1. Modelo de Operación	61
Capitulo 8	
Cálculos y resultados	71
8.1. Condiciones de operación	71
8.1.1. Generación requerida por el sistema	71
8.1.2. Características operacionales de las unidades	76
8.1.3. Disponibilidad de las unidades debido a mantenimientos preventivos y correctivos	78
8.2. Cálculo para el escenario más óptimo de operación	85
8.2.1. Cálculo a 76 MW de carga	85
8.2.2. Cálculo a 110 MW de carga	90
Capitulo 9	
Comparación con Resultados Experimentales	97
9.1. Operación real – operación teórica	97
9.1.1. Datos generales	98
9.1.2. Desviación de resultados	98
9.2. Análisis de los errores	105

Conclusiones	106
Bibliografía	108
Planos	
Apéndices	
Apéndice A	
Apéndice B	

## PROLOGO

La central termoeléctrica ILO1 inició sus operaciones el año 1959 con dos calderas de fuego directo 1 y 2 (B1 y B2) y dos Turbinas de Vapor Brown Boveri (TV1 y TV2), para suministrar energía eléctrica a la Mina y Concentradora Toquepala y la Fundición de ILO.

En el año 1975 con la expansión de las operaciones de la Mina y Concentradora de Cuajone, se pone en servicio la caldera de fuego directo 3 (B3) y dos Turbinas de Vapor: una Unidad AEG (TV3) y una GE (TV4), en el año 1979 la Unidad AEG fue reemplazada por la actual Turbina GE (TV3).

Debido al incremento de las cargas en el año 1994 se pone en servicio la caldera de fuego directo 4 (B4); posteriormente en 1996 y 1997 las Turbinas de Gas 1 (Frame VI) y la Turbina de Gas 2 (LM6000) respectivamente.

La tesis se estructura en 12 capítulos. En el capítulo 1 "Introducción", se explican los antecedentes y el actual funcionamiento de la central termoeléctrica el cual es muy particular debido a, como se ha indicado en los párrafos anteriores, esta central posee diferentes unidades las cuales entran en servicio de acuerdo a las condiciones en el

Sistema Interconectado Nacional además de estar sujeta al vapor que es proporcionado por la fundición de SPCC que contribuye de manera importante en la actual operación de la central.

En el Capítulo 2 “Planteamiento del problema”, se hace referencia a información sobre la distribución de la generación de energía eléctrica por fuentes de energía en el Perú y el mundo, también se explica la justificación y el objetivo de la tesis.

En el Capítulo 3 “Sistemas de Generación”, se explica los sistemas de producción de vapor y de energía eléctrica así como los equipos auxiliares que la integran y que sirven para obtener las condiciones necesarias para la operación normal de la central termoeléctrica.

En el Capítulo 4 “Características Generales”, se describe los equipos principales del proceso de generación de la central termoeléctrica (calderas de fuego directo, calderas de recuperación de vapor y turbinas).

En el Capítulo 5 “Variables del modelo de generación”, se indica las consideraciones tomadas para el desarrollo del modelo de generación.

En el Capítulo 6 “Modelo de operación turbinas a vapor” y el Capítulo 7 “Modelo de operación calderas”, se indica la forma de operación de las unidades en conjunto y se desarrollan las ecuaciones que representan el modelo de operación en conjunto de las unidades.

En el Capítulo 8 “Cálculos y resultados” y el Capítulo 9 “Comparación con resultados experimentales”, se muestran los resultados del modelo de operación planteado y se comparan con datos reales para aquellos casos en los que se tienen las mismas condiciones de operación y de esa manera se conoce el margen de error del modelo.

Por último, el Capítulo 10 se desarrolla las conclusiones, referidas a aspectos técnicos y económicos de la central de ILO1 para optimizar su operación y su despacho en el sistema eléctrico peruano.

## **CAPITULO 1**

# **INTRODUCCIÓN**

En la actualidad la operación de la central térmica ILO1 esta sujeta a dos factores externos, el primero es la energía demandada por el sistema y el segundo la producción de vapor de la fundición de Southern Peru Copper Corporation; debido a éste último factor la central termoeléctrica ILO1, a pesar de ser una central de punta, se mantiene operando durante todo el año, ya que este vapor es originado como resultado de la operación normal de la Fundición, es decir, es un vapor que si no fuera aprovechado por la central tendría que ser liberado a la atmósfera.

Sin embargo, debido a las variaciones en la temperatura y presión del vapor de fundición no es recomendable operar alguna de las turbinas actuales sólo con este vapor. Para evitar los posibles daños (erosión en las últimas etapas de las turbinas) que ocurrirían por la calidad de este vapor es necesario la operación de algunos de los calderos de fuego directo para que de esta manera se pueda controlar la presión dentro cabezal de vapor, por lo tanto la presión de este cabezal varía en función a la demanda de vapor de las turbinas que están



interconectadas al sistema nacional.

Para obtener un mejor resultado del modelo se han incluido factores tales como la variación de la potencia, variación de la producción de vapor de la fundición y parámetros operacionales de las unidades (máximo y mínimo técnico). El modelo planteado permite evaluar el comportamiento del sistema, esto constituye una herramienta que puede ser utilizada para reducir los costos operativos de la central.

El modelo planteado puede:

- Determinar la combinación más efectiva de las unidades a operar.
- Determinar cual debe ser la producción de cada una de las unidades ya sean turbinas o calderos.
- Ayuda a disminuir el consumo de combustible y por ende los costos de operación.
- Mejorar la efectividad del sistema.

Sin embargo el cálculo de las variables de un sistema real que presenta condiciones que están fuera del alcance de los modelos matemáticos y fórmulas, no puede:

- Proporcionar resultados exactos si la información no es exacta o suficiente.
- Proporcionar soluciones simples para problemas complejos.

El modelo cuenta con los siguientes elementos:

#### **Parte referida a la operación de las turbinas**

Donde se calculan de acuerdo a la demanda de energía del sistema interconecta nacional los parámetros de funcionamiento de las turbinas, tomando en cuenta la operación más eficiente en conjunto.

#### **Parte referida a la operación de los calderos.**

Permite determinar las cargas a las cuales debe de operar el o los calderos. Dichas cargas se encuentran en función del vapor utilizado por las turbinas y mediante la aplicación de fórmulas de eficiencia se determina el mínimo consumo de combustible.

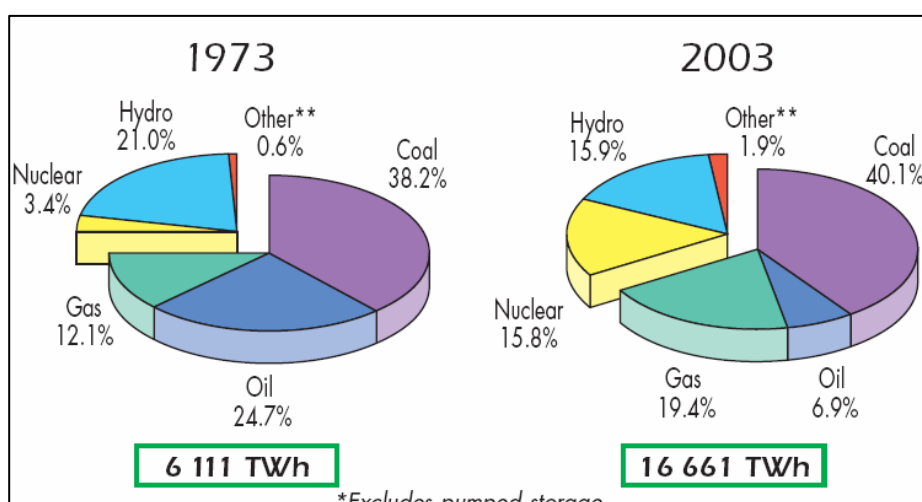
En ambos casos, este estudio resulta de una evaluación y del trabajo de varias unidades en conjunto el cual se encuentra afectado de diversos factores externos.

## CAPITULO 2

# PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### 2.1. Marco de Referencia

Para el caso específico al cual está orientado este trabajo, producción de energía a partir de petróleo residual, su utilización ha venido disminuyendo con el pasar de los años esto debido al elevado costo del petróleo y a la utilización de otras fuentes de energía más baratas tales como el carbón y el gas. En la actualidad las centrales que operan con este tipo de combustible urgen de una nueva reestructuración o modificación en el proceso de operación realizando en la mayoría de los casos conversiones de petróleo a gas.



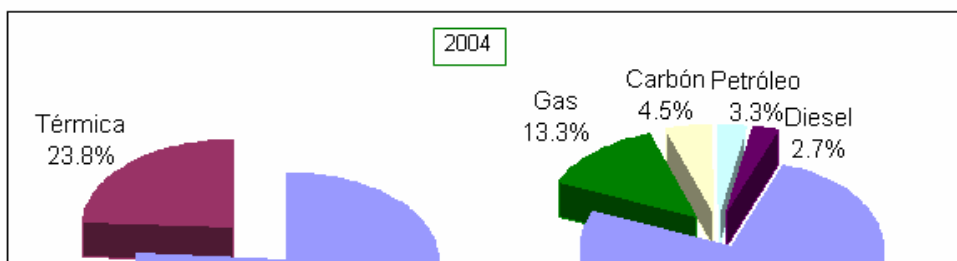
**Fig\_01.** Distribución de la generación de energía eléctrica en el Mundo por tipo de fuente de energía (1973 – 2003).

Fuente: IEA Internacional Energy Agency

En el mundo la distribución de la producción de energía según el tipo de combustible muestra que la utilización de petróleo como fuente de energía para la generación de energía eléctrica ha disminuido considerablemente y ha sido reemplazada por otros tipos de energía. Según la Agencia Internacional de Energía sólo el 6.9% de la energía eléctrica producida en el Mundo en el 2003 utilizó petróleo como fuente de energía.

En el Perú así como sucede en los demás países, la generación de energía eléctrica utilizando el petróleo como fuente de energía eléctrica ha disminuido significativamente, en la actualidad sólo 3 empresas generadoras cuentan con turbinas que utilizan vapor el cual es suministrado por calderas que consumen petróleo residual como combustible, siendo estas unidades solamente requeridas en épocas de estiaje o cuando ocurren eventos que afectan el suministro de energía del SEIN. Un caso particular son las unidades a vapor de la empresa EnerSur, las que deben operar durante todo el año debido a un tema de aprovechamiento del vapor generado por Southern Perú el cual veremos con mayor detalle más adelante.

Según el COES para el año 2004 sólo el 23.8% de la energía eléctrica 21,901 GWh fue producida por centrales térmicas y sólo el 3,3 % se generó utilizando petróleo como fuente de energía.



**Fig\_02.** Distribución de la generación de energía eléctrica en el Perú 2004.

Las empresas generadoras en el Perú, y sus capacidades de generación se observan en la tabla 2.

**Centrales de Generación en el Perú**

CENTRALES	POTENCIA INSTALADA (MVA)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
Hidroeléctricas	3,176.6	2,626.5
Termoeléctricas	2,068.8	1,709.7
- Turbinas a Gas	1,397.8	1,107.8
- Grupos Diesel	277.2	229.3
- Turbinas a Vapor	248.8	231.6
- Carbón	145.0	141.1
Total SINAC	5,245.4	4,336.2

**Tabla\_01.** Composición del Sistema Interconectado Nacional.

Fuente: COES SINAC

CENTRAL	POT. INSTALADA (MVA)	POT. EFECTIVA (MW)	TIPO	EMPRESA
Tumbes	18.3	18.3	DIESEL	ELECTROPERU

Yarinacocha	32.0	23.8	DIESEL	ELECTROPERU
Ventanilla (TG-3)	192.0	155.0	TG	ETEVENSA
Ventanilla (TG-4)	192.0	155.0	TG	ETEVENSA
Malacas (G-1)	18.0	15.0	TG	EEPSA
Malacas (G-2)	18.0	15.0	TG	EEPSA
Malacas (G-3)	18.0	14.6	TG	EEPSA
Malacas (G-4)	101.3	97.4	TG	EEPSA
Westinghouse (TG-7)	150.0	121.3	TG	EDEGEL
Santa Rosa (UTI-5)	70.1	52.0	TG	EDEGEL
Santa Rosa (UTI-6)	70.1	53.8	TG	EDEGEL
CENTRAL	POT. INSTALADA (MVA)	POT. EFECTIVA (MW)	TIPO	EMPRESA
San Nicolas (TV-1)	22.1	19.7	TV	SHOUGESA
San Nicolas (TV-2)	22.1	19.4	TV	SHOUGESA
San Nicolas (TV-3)	29.4	25.4	TV	SHOUGESA
San Nicolas (CUMMINS)	1.3	1.2	DIESEL	SHOUGESA
Pacasmayo (SUL)	23.0	23.0	DIESEL	E. PACASMAYO
Pacasmayo (MAN)	1.6	1.6	DIESEL	E. PACASMAYO
Piura-ct (GMT-1)	6.3	4.8	DIESEL	EGENOR
Piura-ct (GMT-2)	6.3	4.7	DIESEL	EGENOR
Piura-ct (MIRRL-1)	1.7	1.3	DIESEL	EGENOR
Piura-ct (MIRRL-4)	2.9	2.0	DIESEL	EGENOR
Piura-ct (MIRRL-5)	3.0	2.0	DIESEL	EGENOR
Piura-ct (SWD)	7.1	5.6	DIESEL	EGENOR
Piura-ct (MAN)	11.0	7.3	DIESEL	EGENOR
Piura-tg (MS-5000)	26.3	19.7	TG	EGENOR
Chiclayo O. (GMT-1)	6.4	4.1	DIESEL	EGENOR
Chiclayo O. (GMT-2)	6.4	4.3	DIESEL	EGENOR
Chiclayo O. (GMT-3)	6.3	4.3	DIESEL	EGENOR
Chiclayo O. (SUL-1)	7.1	5.5	DIESEL	EGENOR
Chiclayo O. (SUL-2)	7.1	5.8	DIESEL	EGENOR
Sullana (ALCO-1)	3.1	2.1	DIESEL	EGENOR

Sullana (ALCO-2)	3.1	2.2	DIESEL	EGENOR
Sullana (ALCO-3)	3.1	2.0	DIESEL	EGENOR
Sullana (ALCO-4)	3.1	2.0	DIESEL	EGENOR
Sullana (ALCO-5)	3.1	1.9	DIESEL	EGENOR
Paita (SKODA-1)	1.4	0.9	DIESEL	EGENOR
Paita (SKODA-2)	1.4	0.9	DIESEL	EGENOR
Paita (SKODA-3)	1.4	0.9	DIESEL	EGENOR
Paita (EMD-1)	3.3	2.0	DIESEL	EGENOR
Paita (EMD-2)	3.3	2.0	DIESEL	EGENOR
Paita (EMD-3)	3.3	2.1	DIESEL	EGENOR
CENTRAL	POT. INSTALADA (MVA)	POT. EFECTIVA (MW)	TIPO	EMPRESA
Chimbote (TG-1)	27.4	21.4	TG	EGENOR
Chimbote (TG-2)	27.4	20.5	TG	EGENOR
Chimbote (TG-3)	26.2	21.3	TG	EGENOR
Trujillo (TG-4)	27.4	21.3	TG	EGENOR
Aguaytia TG1	119.2	87.0	TG	TERMOSELVA
Aguaytia TG2	119.2	78.1	TG	TERMOSELVA
Chilina - SULZER1	5.2	5.1	DIESEL	EGASA
Chilina - SULZER2	5.2	5.2	DIESEL	EGASA
Chilina - Vapor 2	9.4	6.8	TV	EGASA
Chilina - Vapor 3	11.8	10.1	TV	EGASA
Chilina - Ciclo Combinado	23.5	18.7	TG	EGASA
Mollendo - Mirrless1	10.6	10.5	DIESEL	EGASA
Mollendo - Mirrless2	10.6	10.6	DIESEL	EGASA
Mollendo - Mirrless3	10.6	10.4	DIESEL	EGASA
Mollendo - TGM1	45.0	35.2	TG	EGASA
Mollendo - TGM2	45.0	35.8	TG	EGASA
Dolorespata - SULZER	3.1	2.8	DIESEL	EGEMSA
Dolorespata - ALCO	5.0	3.6	DIESEL	EGEMSA
Dolorespata - GM	7.5	5.4	DIESEL	EGEMSA
Calana	25.6	25.3	DIESEL	EGESUR

ILO1 TV	154.0	150.2	TV	ENERSUR
ILO1 Catkato	3.3	3.2	DIESEL	ENERSUR
ILO1 TG	81.7	69.5	TG	ENERSUR
ILO2	145.0	141.1	CARBON	ENERSUR
Bellavista - MAN	2.7	1.8	DIESEL	SAN GABAN
Bellavista - ALCO	2.5	1.8	DIESEL	SAN GABAN
Taparachi - SKODA Y MAN	5.0	2.9	DIESEL	SAN GABAN
Taparachi - MAN 4	3.1	1.8	DIESEL	SAN GABAN
Total	2,069.0	1,709.8	-	-

**Tabla\_02.** Empresas integrantes del Sistema Interconectado Nacional.  
De dichas empresas las que usan turbinas a vapor para la generación de energía son:

#### **EnerSur S.A.**

Nombre de la Central	C.T. ILO1
Inicio de operaciones	1959
Unidades a vapor	3
Potencia efectiva	1x10 y 2x65.1 MW
Potencia Nominal	1x22 y 2x66 MVA
Potencia mínima	1x10 y 2x22 MW

#### **Egasa S.A.**

Nombre de la Central	C.T. Chilina
Inicio de operaciones	1955 - 1979
Unidades a vapor	2
Potencia efectiva	10.1 y 6.8 MW
Potencia Nominal	11.9 y 9.4 MVA
Potencia mínima	3 y 2.4 MW

#### **Shougesa S.A.**

Nombre de la Central	C.T. San Nicolás
Inicio de operaciones	1959
Unidades a vapor	3
Potencia efectiva	2x19 y 1x25.4 MW
Potencia Nominal	2x22 y 1x29.4 MVA
Potencia mínima	2x10 y 1x11 MW

## **2.2. Justificación**

Debido a la tendencia a seguir incrementándose los precios de los combustibles la mayoría de las centrales térmicas que en la antigüedad operaban la mayor parte del año han sido desplazadas por centrales de bajo costo tales como las centrales hidroeléctricas y a gas, por lo tanto existe la necesidad de minimizar los costos en la operación de la central.

En la medida en que se pueda establecer un mejor control en los consumos utilizados para la producción de energía será posible que las empresas generadoras logren mayores eficiencias de producción con menores consumos de combustibles, todo lo cual debiera resultar finalmente, entre otros, en una disminución importante en los costos de producción y mayores ganancias.

## **2.3. Objetivo**

### **2.3.1 Objetivo General.**



El presente trabajo de investigación busca presentar un modelo simplificado de la operación de la central termoeléctrica ILO1, el cual permitirá conocer y evaluar el proceso de generación de energía.

Determinar parámetros de operación a partir de curvas características de las unidades y la información recopilada en la planta, para ello se cuenta con un software que opera vía un modelo de cálculo que considera variables entrada y salida del proceso y permite calcular las cargas óptimas a operar de las unidades.

### **2.3.2 Objetivos específicos.**

#### **a. Cálculo de las condiciones operación de las turbinas.**

Se calculan mediante las ecuaciones de consumo específico de las turbinas y la demanda solicitada por el sistema de acuerdo a la configuración particular de la central.

#### **b. Cálculo de las condiciones de operación de las calderas.**

Se calculan a partir del vapor necesario que utilizan las turbinas y el vapor necesario para los servicios auxiliares, se utilizan las ecuaciones de consumos específicos de las calderas.

## **CAPITULO 3**

# **SISTEMAS DE GENERACIÓN**

Los principales sistemas en los cuales este trabajo se enfocará son dos, el sistema de generación de vapor y el sistema de generación de energía eléctrica. En ambos casos ocurre la transformación de la energía, en el primero los gases calientes productos de la combustión del combustible transfieren su energía al agua tratada que recorre los tubos del hogar de la caldera convirtiéndose en vapor y en el segundo sistema el vapor obtenido de la caldera impulsa los alabes de la turbina el cual se encuentra acoplado a un generador eléctrico donde la energía mecánica se convierte en energía eléctrica. Por lo que la oportunidad de mejora se enfocará en la forma de operación en conjunto de las unidades de

la central.

### **3.1. Producción de vapor**

El vapor producido se obtiene de dos fuentes: la planta de Fundición de Southern Peru (SPCC) y en la planta de fuerza de la central térmica ILO1.

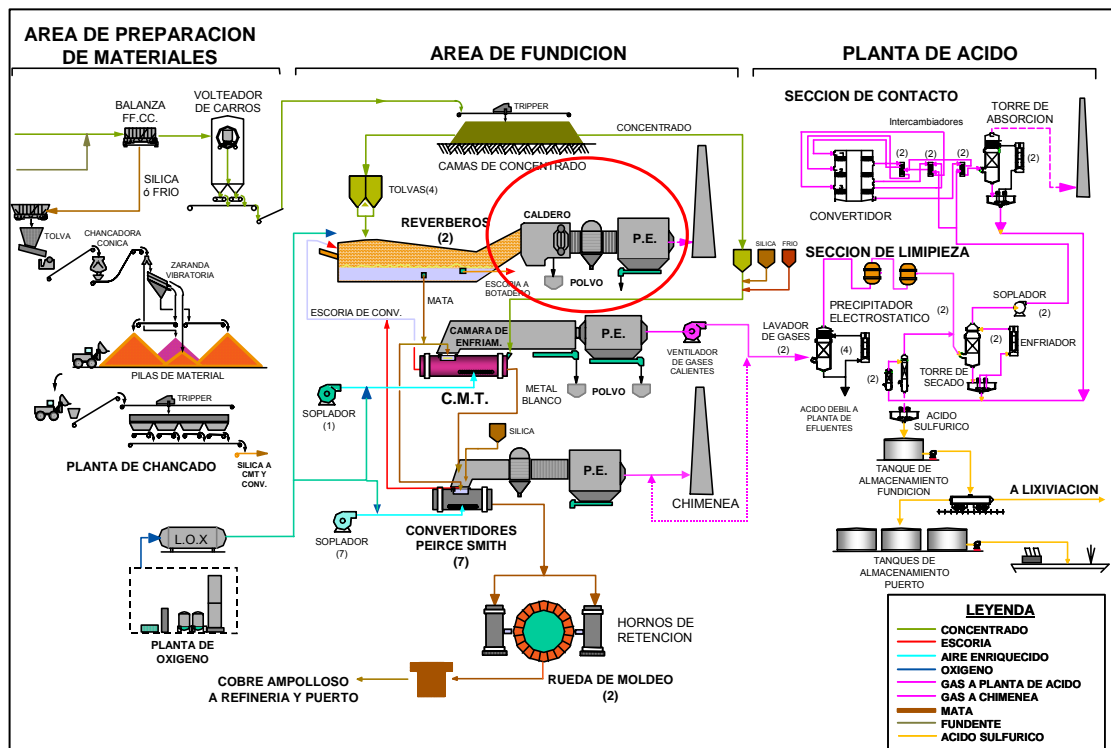
#### **3.1.1 Vapor de recuperación de la Fundición.**

El área de la fundición de Ilo de SPCC consiste de equipos e instalaciones que permiten fundir los concentrados de cobre que previa preparación son almacenados en las llamadas “camas de concentrado”, desde donde se alimenta a tres de tolvas a los “hornos reverberos” donde se funde por acción del calor proveniente tanto de la combustión del petróleo residual como por las diversas reacciones exotérmicas que se desencadenan paralelamente. Esta fusión se realiza entre los 1,200 a 1,300 °C y produce la llamada “mata” con 30 a 60% de cobre. La “mata” pasa a unos convertidores donde, por soplado con aire, enriquecido con oxígeno, se consigue la oxidación del azufre, hierro y cobre. Posteriormente por reacción entre el sulfuro y el óxido de cobre se inicia la formación del llamado cobre “blister”. Estas reacciones son fuertemente exotérmicas por lo que el aporte energético en esta fase se limita prácticamente a la energía empleada en el soplado. Luego de los convertidores el metal se lleva a unos hornos de retención, donde existe una rueda de moldeo que se encarga de darle la forma final al metal que sale como “cobre ampolloso” para finalmente llevarse al puerto para su exportación.

Como resultado de este proceso se da la recuperación de calor la cual se produce a partir de los gases de escape originados de la operación de los hornos de fundición (hornos reverberos 3 y 4) que en lugar de emitirse directamente al ambiente son introducidos a las calderas de recuperación de calor, donde se aprovecha el calor de dichos gases para

generar vapor el cual es denominado vapor de recuperación; luego estos gases son conducidos a los precipitadores electrostáticos donde se captan los sólidos para luego emitirse al ambiente a través de la chimenea.

Este vapor de fundición es la causa principal de que la central térmica ILO1 no pueda dejar de operar durante todo el año debido a que es imposible evitar la producción de vapor de recuperación de calor, porque la fundición opera de manera continua y los gases que salen de ella a 1000 °F, tienen necesariamente que pasar por las calderas de recuperación de calor que sirve como medio de enfriamiento antes de llegar a los precipitadores electrostáticos que tienen temperaturas de trabajo de 637 °F y son las que se encargan de mitigar la contaminación por material particulado, evitar el deterioro de las infraestructuras e instalaciones (corrosión); y además se estaría aprovechando el agua tratada y energía utilizada en el proceso, siendo el costo variable combustible de la energía generada por la C.T. ILO 1 con este vapor de cero.



Fig\_03. Diagrama de flujo de la Fundición de ILO (SPCC).

### **3.1.2 Vapor de las calderas de fuego directo.**

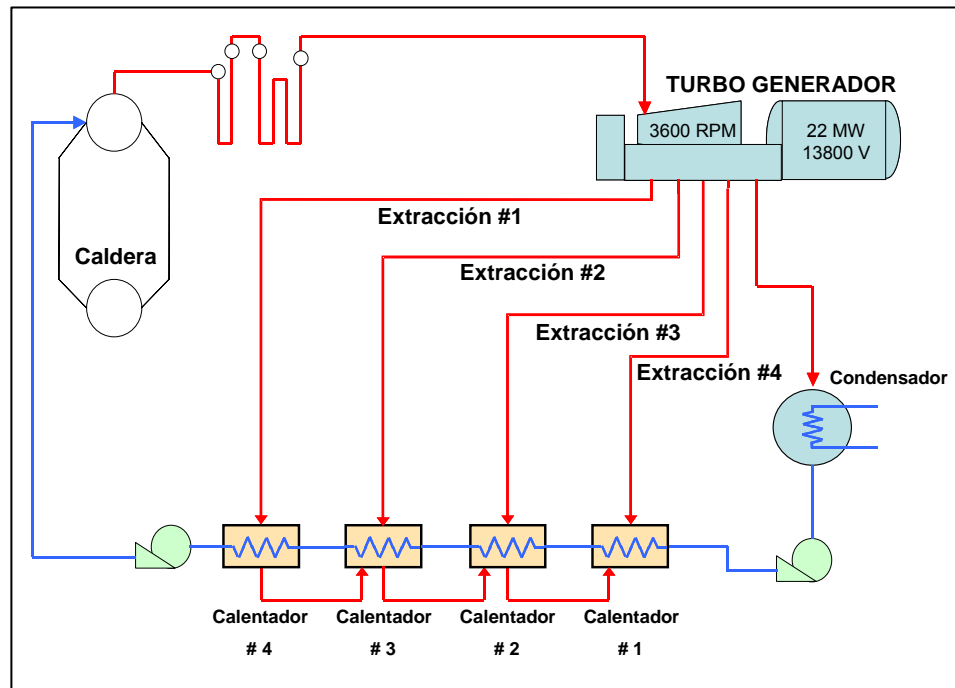
Este vapor se obtiene de la planta de fuerza de la C.T. ILO1 mediante un circuito denominado agua – vapor. En primer lugar el agua tratada ingresa a la caldera con una presión inferior a la presión del tambor superior (la presión de agua necesariamente debe ser mayor para poder ingresar). Al absorber el calor de los gases de combustión, el agua circula desde el tambor superior al tambor inferior por los tubos más alejados del calor de los quemadores y regresa al tambor superior por los tubos más cercanos llevando consigo burbujas de vapor que suben a la superficie llenando la mitad superior del tambor con vapor saturado.

El vapor saturado sale del tambor superior e ingresa a los serpentines del sobrecalentador de donde, conducido por tuberías, llega a la turbina pasando primero por las válvulas de control de velocidad.

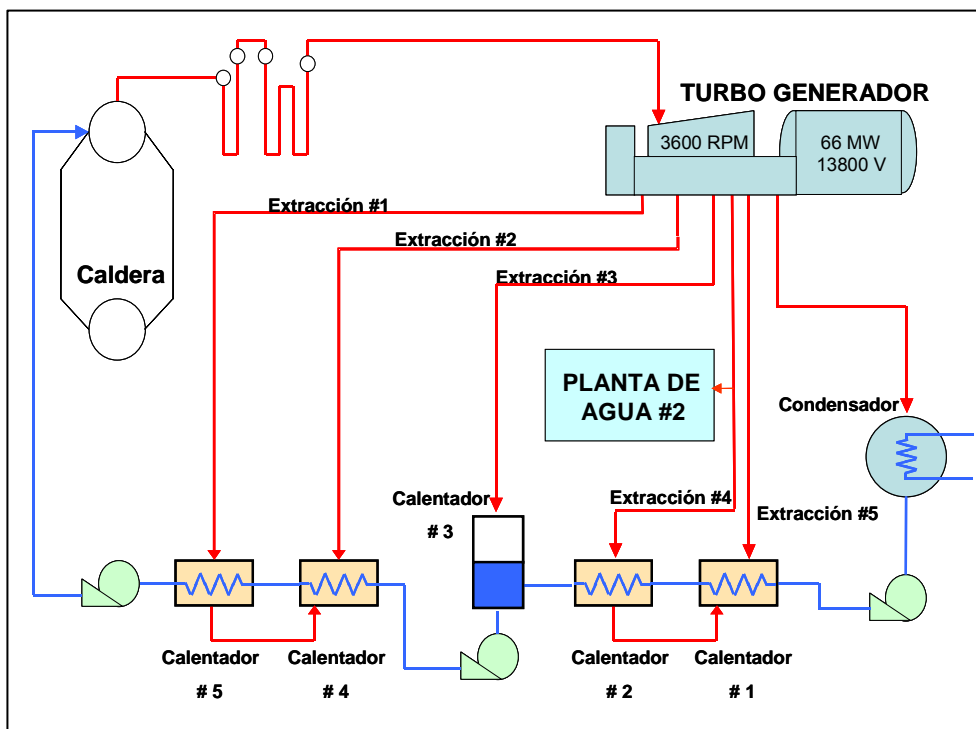
En algunos puntos dentro de la turbina existen conexiones que permiten extraer parte del vapor para calentar el agua de alimentación que ingresa a las calderas. El vapor de las extracciones fluye hacia los calentadores, donde transfiere su calor al agua que circula dentro de las tuberías, produciéndose la condensación de este vapor. El condensado del calentador de alta presión pasa por una trampa y se descarga en el calentador de baja presión. El vapor de la segunda extracción fluye hacia el calentador de baja presión, donde cede su calor al agua y también se condensa, uniéndose al condensado del calentador de alta presión para retornar al condensador a través de una trampa.

El condensador recibe el vapor de escape de la turbina lo condensa y lo colecta en el pozo de condensado o "hotwell" junto con todo el condensado de los calentadores de agua. De

allí las bombas de condensado y las bombas de alimentación impulsaran el condensadora través de los calentadores donde se calienta y retorna nuevamente a la caldera para volver a iniciar el ciclo.



Fig\_04. Ciclo Rankine – Turbinas BBC (TV1 y TV2)



**Fig\_05.** Ciclo Ranking – Turbinas GE (TV3 y TV4)

### **3.1.3 Equipos del ciclo agua – vapor de las unidades Brown Boveri.**

#### **3.1.3.1 Bombas de condensado.**

Son dos bombas verticales que reciben condensado del pozo de condensado o “hotwell” del condensador. Cada bomba tiene su propia línea de succión desde el hotwell y capacidad para bombear 440 galones por minuto a una presión de 300 psig. En operación normal, una bomba trabaja y la otra permanece en reserva. Ambas se arrancan manualmente desde la sala de control. La bomba de reserva arranca mediante un switch accionado por baja presión de condensado en la línea de descarga de las bombas. La temperatura promedio del condensado es de 90°F y en su recorrido desde la descarga de las bombas del hotwell empezará a recoger calor del ciclo.

#### **3.1.3.2 Eyectores de aire a chorro de vapor.**

Los eyectores son mecanismos diseñados para succionar aire y gases no condensables del interior del condensador principal. Utilizan vapor cuya presión se reduce desde 850 psig, mediante una válvula tipo aguja regulada por el operador, hasta 350 psig que es la presión normal de operación del eyector. El principio de funcionamiento de los eyectores se basa en convertir la presión del vapor en un chorro de alta velocidad que a su paso por toberas especiales genera el efecto de succión o vacío necesario para evacuar aire y gases del condensador.

Aquí también el condensado del ciclo servirá como refrigerante para condensar el vapor que

ya ha cumplido su función en los eyectores. Para este fin, el sistema de eyectores cuenta con cámaras de condensación en las cuales se consiguen dos objetivos:

- El vapor que ya ha trabajado se enfría y es recuperado como agua que se devuelve al sistema de condensado.
- El condensado principal actuando como refrigerante, absorbiendo calor lo cual mejora la eficiencia térmica del ciclo.

### **3.1.3.3 Calentadores de baja presión.**

El condensado que sale de los eyectores, pasa primero por el calentador N°1 y luego por el calentador N°2 de baja presión. Estos calentadores son también intercambiadores de calor de casco y tubos de 4 pasos en forma de U. El condensado fluye por el interior de los tubos y por el exterior el vapor que se extrae de la turbina a través de conexiones en el extremo de baja presión. Mientras que el vapor se enfría y se convierte en agua que retorna al condensador, el condensado recibe calor del ciclo y aumenta su temperatura cada vez más.

En las líneas de vapor de extracción hacia los calentadores, existen dos clases de válvulas:

- De bloqueo que sirve para aislar el calentador en caso sea necesario sacarlo de servicio.
- De no retorno que impiden el flujo invertido de agua y/o vapor hacia la turbina.

En la línea de condensado también hay válvulas de bloqueo a la entrada y salida y también una válvula de by-pass para sacar de servicio el calentador.

En los calentadores de baja presión se tienen líneas de "vent" por las cuales se descarga aire y gases no condensables de la cámara del calentador directamente al condensador. Esto es muy importante porque el aire y gases pueden aislar las superficies de transferencia de calor y disminuir la eficiencia del ciclo.



En cada calentador el vapor de extracción se enfría y se convierte en agua condensada. En el caso del calentador N°2, que tiene más presión, el agua condensada fluye en cascada hacia el calentador N°1. Si el calentador N°1 estuviera fuera de servicio, existe un by-pass que permite descargar este condensado directamente al condensador principal.

#### **3.1.3.4 Evaporador.**

El evaporador está diseñado para producir agua de alto grado de pureza la cual es necesaria para reponer las pérdidas de líquido que inevitablemente se presentan en todo proceso.

El evaporador es también un intercambiador de calor de casco y tubos, recibe agua de baja calidad que fluye por el exterior de los tubos y, como fuente de calor, vapor de la extracción N°2 de la turbina que circula por el interior de los tubos. El agua recibirá calor y aumenta su temperatura hasta el punto de ebullición. Al hervir el agua se producirá vapor puro mientras que las impurezas quedan dentro del evaporador junto con la parte líquida que no ha evaporado.

El vapor de extracción que se utiliza como fuente de calor, se enfría y condensa y es drenado continuamente a través de una trampa hacia el calentador N°2. El vapor puro que se obtiene como producto de la evaporación del agua, pasa a un condensador especialmente dedicado denominado "condensador del evaporador".

#### **3.1.3.5 Condensador del evaporador.**

El condensado principal que sale del calentador de baja presión N°2 ingresa como refrigerante por el interior de los tubos del condensador del evaporador. Por el exterior de los tubos fluye el vapor producido por el evaporador el cual cede su calor al condensado

principal y se enfría convirtiéndose en el agua de gran pureza que se utiliza para reponer las pérdidas del ciclo. Ese nuevo condensado, pasa por diferencia de presión al calentador N°2 y si éste no estuviera en servicio, pasa directamente al calentador N°1 ó al condensador principal.

### **3.1.3.6 Calentadores de alta presión.**

El condensado principal sale del condensador del evaporador é ingresa en serie a los calentadores N°3 y N°4 de alta presión. Estos calentadores reciben esta denominación porque el vapor que reciben proviene de las extracciones de mayor presión de la turbina. En estos calentadores se repite el mismo proceso que en los calentadores de baja presión, solo que las condiciones de presión y temperatura son más altas.

El agua condensada del calentador N°4 fluye por diferencia de presión hacia el N°3 y si éste no estuviera en servicio, al calentador N°2 ó directamente al condensador. Para el caso del calentador N°3 el condensado fluye por diferencia de presión hacia el N°2 ó hacia el N°1 ó directamente hacia el condensador.

Los “vents” de estos calentadores descargan libremente a la atmósfera. Las líneas de vapor de extracción también tienen válvulas de bloqueo y de no retorno. El condensado principal también tiene válvulas a la entrada y salida de cada calentador y en cada caso un by-pass que permite mantener el flujo de condensado aun cuando uno de los calentadores estuviera fuera de servicio.

Al salir del último calentador, el condensado principal que tenía 91°F de temperatura al comienzo del ciclo, habrá adquirido el máximo de temperatura (360°F) y será succionado por las bombas de alimentación, cambiando de denominación a agua de alimentación.

### **3.1.3.7 Bombas de agua de alimentación.**

El condensado principal que sale del último calentador fluye directamente a la línea de succión de las bombas de alimentación. Existen en este sistema tres bombas idénticas:

- Bomba N°1 dedicada exclusivamente al ciclo de la turbina N°1.
- Bomba N°2 dedicada exclusivamente al ciclo de la turbina N°2.
- Bomba N°3 instalada de tal modo que puede reemplazar a una cualquier de las anteriores, siempre y cuando se realicen el cambio de dirección de las válvula de bloqueo tanto para la succión como en la descarga.

Cada bomba tiene seis etapas, capacidad de 500 gpm a 1200 psig. Tienen una válvula automática de recirculación con el fin de mantener un flujo mínimo de agua a través de la bomba para condiciones de baja demanda o baja carga. Asimismo existe una conexión que permite un pequeño flujo de agua caliente a través de la bomba que se encuentre de reserva con el fin de mantener sus componentes a una temperatura adecuada que le permita arrancar en cualquier momento.

### **3.1.3.8 Válvula de distribución.**

La válvula de distribución es uno de los componentes más importante del circuito de control. La cual se encarga de controlar la cantidad de agua que impulsan las bombas de alimentación y de mantener el balance de fluidos en el ciclo. Es decir, si el flujo de vapor de la turbina aumenta o disminuye, la válvula de distribución abrirá o cerrará para mantener siempre la relación agua – vapor constante.

Para que esta válvula pueda operar correctamente debe recibir señales de control equivalentes tanto al flujo de vapor entrando a la turbina como del agua de alimentación que sale de las bombas. Existe sin embargo un tercer elemento de control que es tanto o más

importante el cual es la presión en el cabezal de distribución al cual están conectadas todas las bombas que existen en la planta y desde el cual se distribuye agua de alimentación a todas las calderas. Cada válvula de distribución en su respectivo ciclo debe mantener la presión de agua de alimentación lo mas estable posible a 1,200 psig a fin de asegurar una buena alimentación a todas las calderas.

### **3.1.3.9 Caldera.**

El agua de alimentación fluye del cabezal de distribución a 360 °F de temperatura y 1,200 psig hacia la válvula de control de cada caldera y de allí al tambor o “domo “ superior de donde se distribuye por todos los tubos de generación, en donde el agua recibe el calor de la combustión del petróleo y sube su temperatura hasta el punto de saturación correspondiente a la presión y se transforma en vapor saturado que se acumula en la mitad superior del domo.

El vapor saturado sale del domo superior hacia los serpentines de sobrecalentamiento dentro de la misma caldera recibiendo más calor de los gases de combustión hasta alcanzar la temperatura final con que sale hacia el cabezal de vapor.

Los controles más importantes en la operación de cada caldera son los siguientes:

- El control de nivel de agua en el domo superior. El domo superior es un cilindro de acero, es condición indispensable de operación que el nivel de agua se mantenga siempre a la mitad. Esta es la función principal de la válvula de control de nivel.
- El control de temperatura del vapor sobrecalentado a 900 °F. Se realiza mediante una válvula de control y un atemperador, mediante los cuales se inyecta agua de la línea de alimentación finamente pulverizada, sobre el vapor sobrecalentado.
- El control de presión de vapor, este es un control más complejo por cuanto implica el control de la caldera en respuesta a las variaciones de la demanda eléctrica del sistema.

Existe un control principal que recibe información de estas variaciones y envía señales de acción a la caldera para que su sistema de control aumente o disminuya el régimen de fuego a fin de aumentar o disminuir el régimen de generación de vapor de tal modo que la presión general del vapor en el cabezal principal que alimenta a las turbinas se mantenga estable bajo cualquier condición de la demanda. Esta presión es de 860 psig.

- El control de combustión, al recibir la señal del control principal, el control de combustión se encarga de ajustar el flujo de aire y petróleo hacia los quemadores de la caldera a fin de asegurar una respuesta inmediata y segura en cuanto al régimen de generación de vapor.

#### **3.1.3.10 Condensador.**

El condensador es también un intercambiador de calor que recibe todo el vapor de escape de la turbina, lo condensa, lo libera de aire y gases no condensables y lo acumula en el pozo ó "hotwell" de donde lo succionarán las bombas de condensado para iniciar nuevamente el ciclo. El fluido refrigerante para la condensación del vapor es el agua de mar que circula por un haz de tubos.

#### **3.1.4 Equipos del ciclo agua – vapor de las unidades General Electric.**

El ciclo agua – vapor para las unidades General Electric es similar al de las Brown Boveri, con algunas diferencias que se deben a la mayor capacidad de las turbinas, las cuales son:

##### **3.1.4.1 Extracciones de vapor y calentadores de agua de alimentación.**

El ciclo de las unidades General Electric consta de 5 extracciones, dos de baja presión para los calentadores 1 y 2, una extracción de presión intermedia para el desaerador y 2 extracciones de alta presión para los calentadores 4 y 5.

El control de nivel del calentador 5 tiene dos válvulas que operan en secuencia, una descarga el condensado hacia el calentador 4 y cuando esta no se abastece para mantener el nivel, la otra abre para descargar directamente al condensador. Igualmente el control de nivel del calentador 4 tiene dos válvulas que operan en secuencia, una descarga condensado al desaereador y la otra hacia el calentador de baja presión N°2.

En condiciones normales de operación, todo el condensado producto de las extracciones de alta presión irá al desaereador y de allí a través de las bombas de alimentación hacia las calderas. De esta manera se mejora la eficiencia térmica del ciclo porque se aprovecha todo el calor contenido en los drenajes de condensado de alta presión.

El control de nivel del calentador 2 descarga el condensado a través de dos válvulas, una hacia el calentador 1 y la otra directamente al condensador.

El calentador 1 tiene un tanque que recibe todos los drenajes de condensado provenientes de las extracciones de baja presión y eventualmente de las extracciones de alta. Este tanque recibe el nombre de tanque de drenaje y cuenta con una bomba centrífuga llamada también bomba de drenaje, que succiona el condensado y lo descarga a través de una válvula de control de nivel hacia la línea principal de condensado que va al desaereador.

De esta manera se obtiene una mejor eficiencia térmica del ciclo ya que se recupera todo el calor que contienen los drenajes de los calentadores.

### **3.2. Producción de energía eléctrica.**

La producción de energía eléctrica se realiza a través de cuatro unidades, dos turbinas Brown Boveri y dos turbinas General Electric:

### **3.2.1 Producción de energía mediante las turbinas Brown Boveri y General Electric.**

Las turbinas Brown Boveri tienen una capacidad máxima de generación de 22 MW y las turbinas General Electric de 66 MW. El vapor sobrecalentado de las calderas ingresa a través de dos válvulas principales de parada de emergencia ó válvulas stop que constituyen la principal barrera de protección de la turbina. Cualquier condición de riesgo para la unidad, origina el cierre instantáneo de estas válvulas.

Luego el vapor pasa a las válvulas de admisión ó válvulas de control que abren en forma secuencial y regulan el ingreso de vapor a fin de mantener constante la velocidad de rotación de la maquina en 3,600 rpm. Inmediatamente después de las válvulas de admisión, el vapor llega a la placa de toberas que dirige el flujo de vapor en el ángulo adecuado sobre la primera rueda de impulsión de la unidad. A continuación el vapor fluirá hacia las ruedas de paletas llamadas de reacción y distribuidas a lo largo de todo el cilindro hasta llegar finalmente al escape de donde fluye al condensador principal que se encuentra directamente debajo de la turbina y anclado al piso.

La turbina y el condensador estarán a la temperatura ambiente cuando no se encuentren en servicio y elevarán su temperatura cuando se encuentren en servicio. Estos cambios de temperatura causan expansión en las planchas metálicas, conexiones, etc. debido a ello es necesario acondicionarlos.

Debido a que el condensador se encuentra empernado rígidamente en sus fundaciones, una junta de expansión especial con sello de agua es colocada en la garganta del condensador para amortiguar este movimiento. El agua de sello es obtenida de la descarga de la bomba de condensado y fluye de tal manera que una pequeña cantidad del condensado en el lado de salida del cuello rebosa continuamente hacia el tanque del

condensador de sello.



## CAPITULO 4

# CARACTERÍSTICAS GENERALES

### **4.1. Descripción de las instalaciones**

La planta térmica a vapor de la Central Termoeléctrica Ilo1, está conformada por cuatro calderas de fuego directo: calderas 1 y 2 (B1 y B2) de 215 klb/h cada una; caldera 3 (B3) de 300 klb/h y caldera 4 (B4) de 400 klb/h y cuatro calderas de recuperación de calor: WHR5, WHR6, WHR7, WHR8 cada una de 93 klb/h las mismas que alimentan a un distribuidor o colector común de vapor, desde donde se suministra el vapor a las turbinas las que se encuentran acopladas a los generadores eléctricos generándose de esta manera la energía eléctrica en la central. La capacidad de las turbinas son: TV1 y TV2 de 22 MW cada una y TV3 y TV4 de 66 MW cada una.

Las calderas de fuego directo de la central tienen una configuración para controlar la presión del cabezal de vapor, la presión de este cabezal varía en función a la demanda de vapor de las turbinas que están interconectadas al sistema, y también varía según las variaciones de flujo de las calderas de recuperación de calor.

Por recomendaciones de fabricantes de las calderas y turbinas (ver apéndice A) se considera los siguientes mínimos técnicos: Calderas de fuego directo B1 y B2 igual a 100 klb/h, calderas B3 y B4 igual a 120 klb/h, calderas de recuperación de calor WHR5-8 igual a 25 klb/h, turbinas TV1 y TV2 igual a 10MW y turbinas TV3 y TV4 igual a 24 MW.

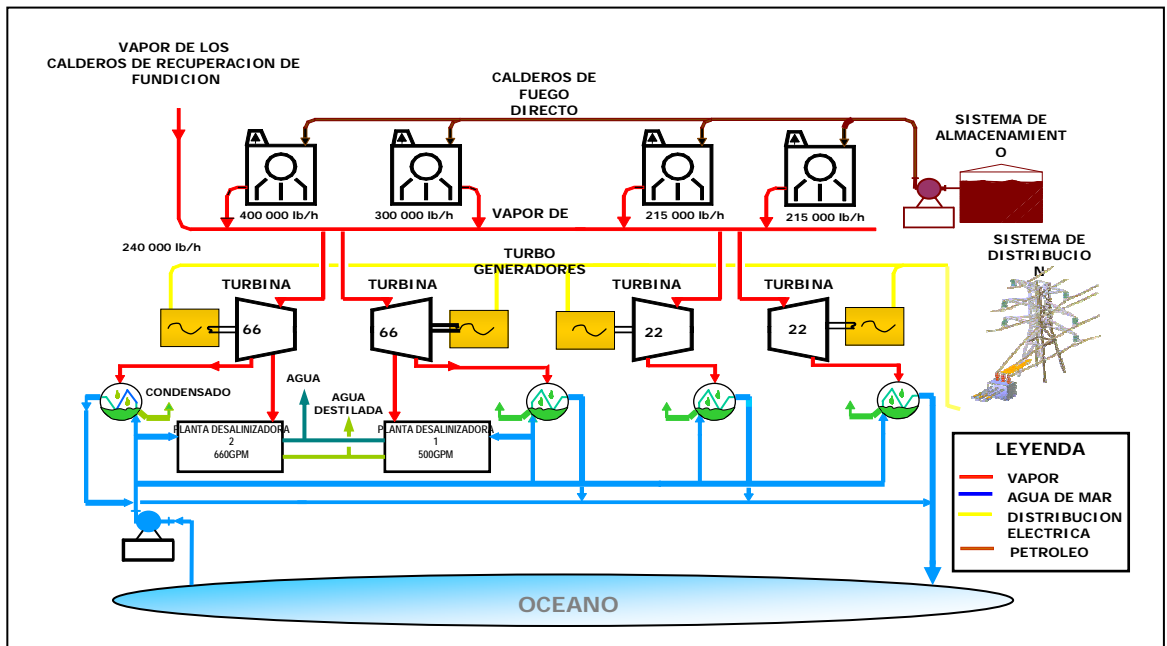


Fig.\_06 : Esquema del proceso de generación eléctrica

## 4.2. Componentes principales

Los componentes principales de la central térmica ILO1 sobre los cuales este trabajo está orientado son las cuatro calderas de recuperación de vapor (WHR), las cuatro calderas de fuego directo (DFB) y las cuatro turbinas a vapor (TV). Además de estos componentes la central posee 2 turbinas a gas (TG), un grupo Diesel de emergencia (CatKato) y dos plantas desalinizadoras (DSP). A continuación se detallan cada uno de los componentes principales.

### 4.2.1 Calderas de fuego directo

Las calderas de fuego directo (DFB) N°1 y N°2 fueron fabricadas por Babcock & Wilcox y fueron instaladas en 1958. Estas calderas tienen una capacidad de 180 klb/h cada una y el vapor que producen es dirigido a un cabezal principal para el uso de las turbinas a vapor.

Estas calderas fueron diseñadas para quemar residual #6 y están equipadas con cinco quemadores mecánicos.

La caldera de fuego directo N°3 fue fabricada por Combustión Engineering y fue instalada en 1970. Esta caldera tiene una capacidad de 300 klb/h y el vapor que produce es dirigido al cabezal principal de vapor.

La caldera de fuego directo N°4 fue fabricada por ABB Combustión, esta caldera fue puesta en operación comercial in 1994, tiene una capacidad de 400 klb/h y al igual que las demás calderas de fuego directo su vapor es dirigido al cabezal principal de vapor.

Todas las calderas tienen 2 tambores uno superior y el otro inferior. Estos dos tambores se encuentran unidos entre sí por los tubos generadores de vapor, que forman la caldera. El agua de alimentación entra al tambor superior y llena completamente los tubos generadores, el tambor inferior y todos los demás tubos que forman las paredes, el piso y el techo de la caldera.

El calor producido por la combustión del petróleo, llega a los tubos y hace que el agua contenida en su interior se caliente hasta llegar a hervir, dando lugar a una circulación natural del agua el cual se produce de la siguiente manera. Los tubos generadores que están más cerca de los quemadores reciben más calor, por lo tanto, el agua contenida en ellos se calienta y evapora más rápido y tiende a subir en forma de burbujas hacia el tambor superior. En cambio, en los tubos más alejados de los quemadores, el calor es menor, el agua está más fría, por lo tanto, es más pesada y tiende a bajar hacia el tambor inferior. De esta manera se establece la circulación natural. El vapor que se va produciendo se acumula en la parte superior del tambor.

El tambor superior es bastante grande, con el objetivo de almacenar en él suficiente cantidad de vapor para cubrir los cambios bruscos de carga y de esa manera reducir las variaciones del nivel de agua. Además, este tambor contiene en su interior, una serie de paneles deflectores y filtros cuyo objetivo es retener las gotitas de agua y pequeñas partículas sólidas que puedan ser arrastradas por el vapor. De este modo, a la salida del tambor superior se obtendrá vapor “seco” y libre de impurezas el cual se dirige al sobrecalentador.

#### **4.2.1.1 Sobrecalentador**

El sobrecalentador es un serpentín de tubos colocado directamente en frente de los quemadores. Es, por lo tanto, la parte más caliente de la caldera y requiere mayor atención y cuidado, especialmente durante el arranque, paradas y períodos de carga muy baja. El vapor que sale del tambor superior recién a pasado de su estado líquido a gaseoso y se le denomina “saturado”, su temperatura es de 540 °F. en el sobrecalentador esta temperatura aumenta hasta los 900 °F.

El sobrecalentador está constituido por dos etapas: el sobrecalentador primario, de baja temperatura y el sobrecalentador secundario, de alta temperatura. En la caldera N°3 (la caldera más utilizada), el vapor saturado sale del tambor hacia el sobrecalentador primario a través de 12 tubos de 4”. El sobrecalentador primario está formado por 11 elementos de 2” de diámetro, situados a 16” de distancia uno de otro.

Estos elementos no son más que tubos en forma de U que descargan el vapor en un cabezal de 12” de diámetro. De aquí el vapor pasa al atemperador ubicado en el interior de otro tubo de 12” y luego al sobrecalentador secundario o de alta temperatura, que tiene un cabezal de entrada de 14” y está formado por 41 elementos de 2” situados a 4” de distancia uno de otro. Estos elementos descargan el vapor en un cabezal de salida de 12”.

Mientras exista fuego en el horno de la caldera, los tubos del sobrecalentador estarán recibiendo calor. Si no hay vapor pasando por los tubos, entonces éstos se irán calentando cada vez más hasta deformarse y finalmente fundirse, por lo tanto se debe tener en cuenta que el vapor que pasa por el sobrecalentador recoge el calor y de esta manera evita que el metal de los tubos se caliente demasiado. Cuando la carga es muy baja o cuando se encuentra la unidad arrancando o parando es necesario abrir la válvula de drenaje del sobrecalentador, a fin de que el vapor tenga un camino de salida.

En la salida del sobrecalentador secundario se encuentra una válvula de seguridad de 2 ½" que abre cuando la presión llega a 920 lbs. Cuando la carga baja bruscamente, el vapor no tiene por donde pasar al sistema, esta válvula de seguridad abrirá entonces para permitir el flujo a través del sobrecalentador soplando el vapor a la atmósfera.

#### **4.2.1.2 Atemperador**

La temperatura del vapor debe mantenerse siempre en 900°F, ya sea que la caldera trabaje a máxima carga o a mínimo técnico. El sobrecalentador se encarga de mantener el vapor en 900 °F en condiciones de mínima carga cuando el fuego en la caldera es muy pequeño. Cuando la carga sube, se incrementa el fuego y por lo tanto el sobrecalentador absorbe más calor del necesario para mantener los 900 °F. Esto daría lugar a tener vapor muy caliente a la salida de la caldera si no fuera por el atemperador, que reduce la temperatura del vapor inyectando agua finamente pulverizada, como una lluvia muy fina, en la línea de vapor que une a los dos sobrecalentadores. El atemperador se encuentra ubicado en medio de los sobrecalentadores debido a que en este lugar el atemperador estará soportando temperaturas más bajas que si se lo ubicara a la salida del segundo sobrecalentador y debido a que inyecta agua en este lugar se evita el peligro de que ésta llegue en estado

líquido hasta las turbinas, ya que la pasar por el segundo sobrecalentador toda el agua de atemperación será evaporada.

#### **4.2.1.3 Agua de atemperación y condensador del atemperador**

En las calderas N°1 y N°2, el agua de atemperación es en realidad la misma agua de alimentación, en cambio en la caldera N°3, se toma vapor saturado del tambor y se condensa para obtener el agua de atemperación. Como el vapor ha sido filtrado antes de salir del tambor, el condensado estará libre de impurezas y sólidos disueltos, lo cual no ocurre con el agua de alimentación.

En el condensador del atemperador se emplea agua de alimentación para enfriar y condensar el vapor que sale del tambor. En este mismo sistema, una línea de 2" lleva vapor saturado directamente al atemperador para pulverizar el agua de atemperación de modo que ésta salga como una lluvia muy fina y se mezcle bien con el vapor sobrecalentado.

#### **4.2.1.4 Quemadores de petróleo**

Las calderas N°3 y N°4 tienen 4 quemadores mientras que las calderas N°1 y N°2 poseen 5 los cuales fueron diseñados para quemar petróleo negro con atomización a vapor. Cada quemador está formado por 3 partes principales, el registro de aire, el quemador de petróleo y el encendedor de chispa con petróleo diesel.

El registro de aire está compuesto de una serie de "aletas" montadas en un anillo giratorio alrededor de cada quemador. El aire que viene del ventilador se divide en dos partes, el aire secundario y el primario. El aire secundario que pasa a través de las aletas del registro y llega hasta el quemador donde se produce la combustión de petróleo. Moviendo las aletas del registro podemos regular el paso de aire secundario a cada quemador. El aire primario

entra directamente hacia el quemador y tiene por finalidad iniciar la combustión en la punta misma del quemador. También sirve para impulsar el fuego hacia dentro del horno, alejándolo de las paredes de la caldera.

El quemador de petróleo negro está formado por dos tubos concéntricos. Por el tubo exterior pasa el vapor de atomización y por el otro interior circula el petróleo negro. En la punta del quemador están los atomizadores que son dos plaquitas con bastantes huecos y ranuras donde se mezcla el vapor con el petróleo y ambos salen por la punta del quemador en forma de lluvia muy fina.

#### **4.2.1.5 Válvulas automáticas de control de petróleo**

Cada quemador tiene una válvula eléctrica ubicada en la línea de petróleo negro. El objetivo de estas válvulas es asegurar que se den todas las condiciones necesarias antes de encender fuego en la caldera. Las cuales son:

- La presión de vapor de atomización debe ser aproximadamente 15 lbs. mayor que la presión de petróleo.
- El encendedor de chispa con petróleo diesel debe estar en servicio.
- La presión de petróleo no debe ser muy alta.
- La temperatura de petróleo debe ser correcta (aproximadamente 210°F)
- El ventilador principal debe estar en servicio.
- El registrador de aire debe estar abierto.
- El nivel de agua en el tambor superior debe ser correcto.

#### **4.2.1.6 Válvula de control de flujo de petróleo**

Esta válvula está encargada de regular el paso de petróleo hacia los quemadores de acuerdo con la presión en la línea de vapor que va a las turbinas. Si la presión es muy baja,

esta válvula abre para enviar más petróleo a la caldera y producir así más vapor. Si la presión es muy alta, entonces esta válvula cierra un poco para reducir el paso de petróleo a la caldera y por consiguiente reducir también la producción de vapor.

#### **4.2.1.7 Válvula de flujo mínimo**

Esta es una válvula pequeña que sirve de by-pass a la válvula de control de flujo de petróleo. En algunos casos el consumo de vapor en el sistema es muy bajo por lo que la presión de vapor tiende a subir, entonces la válvula de control de flujo de petróleo tratando de controlar la presión puede cerrar completamente el paso de petróleo y apagar el fuego en todos los quemadores. Para evitar esta posibilidad, la válvula de flujo mínimo se encarga de que cuando la presión que va a los quemadores es menor a 20 lbs. abre completamente para mantener un mínimo de fuego en los quemadores.

#### **4.2.1.8 Válvula de control diferencial**

Esta válvula está instalada en la línea de vapor de atomización que va hacia los quemadores. Se encarga de mantener siempre una presión de vapor que será 15 lbs. mayor que la presión de petróleo. Cualquier variación en la presión de petróleo, ya sea aumentando o disminuyendo, hará que la válvula abra o cierre para acomodar la presión del vapor de atomización a la nueva presión de petróleo.

#### **4.2.1.9 Encendedor de chispa eléctrica**

El encendedor es en realidad un quemador pequeño muy parecido al quemador de petróleo. Su objetivo es iniciar la combustión. Este encendedor usa petróleo diesel y aire de servicio para atomizar el petróleo. Para encender el petróleo diesel, está equipado con una bujía eléctrica que recibe 10 kV de tensión y produce una chispa muy cerca de la punta del



encendedor. Asimismo, recibe aire secundario del ventilador principal y aire primario de un ventilador pequeño denominado “ventilador de encendido”. En la línea que lleva aire primario a los encendedores, hay una válvula que tiene por finalidad controlar la presión de aire que llega a los encendedores.

#### **4.2.1.10 Ventilador de encendido**

Este ventilador se encarga de enviar aire primario para la combustión del petróleo diesel en los encendedores. Se encuentra montado en el conducto que lleva aire a los quemadores, de modo que recibe siempre aire limpio del ventilador principal de la caldera. Además se encarga de enfriar y mantener limpios a los detectores de fuego que están montados en cada uno de los quemadores. El aire a presión que envía el ventilador de encendido, evita que las cenizas y hollín de la caldera ensucien el cristal de esos detectores.

#### **4.2.1.11 Precalentador de aire rotativo**

Es un cilindro dividido en 21 sectores, en cada uno de los cuales se acomodan unas placas de metal corrugado llamadas elementos, las cuales absorben calor del gas caliente que sale de la caldera y atraviesa el pre-calentador pasando por la parte superior.

Como el cilindro que contiene los elementos se mantiene girando constantemente las placas o elementos que recibieron calor en la parte superior del rotor, pronto se encuentran en la parte inferior por donde pasa el aire que viene del ventilador. Al chocar con los elementos, el aire arrastra calor, elevando así su temperatura y enfriando los elementos.

#### **4.2.1.12 Motor eléctrico**

El rotor del precalentador se mueve por acción de un motor eléctrico de 3 HP, el cual está conectado a un reductor de velocidad y éste a su vez, por medio de un engranaje, transmite su movimiento al rotor del precalentador.

#### **4.2.1.13 Motor auxiliar de aire**

Este motor tiene como función mover el rotor del precalentador cuando el motor eléctrico no trabaja o no se cuenta con energía eléctrica para su funcionamiento. Es un motor de emergencia ya que mientras la caldera se encuentra en servicio, el precalentador tiene que girar a fin de que los elementos se calienten y enfrién sucesivamente. Si el motor dejara de girar, entonces los elementos que están en la parte superior se calentarán cada vez más hasta destruirse y deformar el rotor, a menos que se corte el fuego sacando de servicio a la caldera.

El motor auxiliar de aire también es útil para controlar la velocidad del rotor cuando se está realizando su lavado o para la inspección de los elementos. Para accionar este motor auxiliar, se utiliza aire de instrumentos, el cual antes de llegar al motor tiene que pasar por una válvula solenoide que sirve como control automático del motor auxiliar, es decir, en cuanto se interrumpe la corriente que mueve al motor eléctrico, la válvula solenoide abre y permite el paso de aire de instrumentos que acciona al motor auxiliar. Además este aire tiene que pasar por un filtro que detiene las impurezas que pueda arrastrar las cuales pueden dañar el motor.

#### **4.2.1.14 Soplador de polvo**

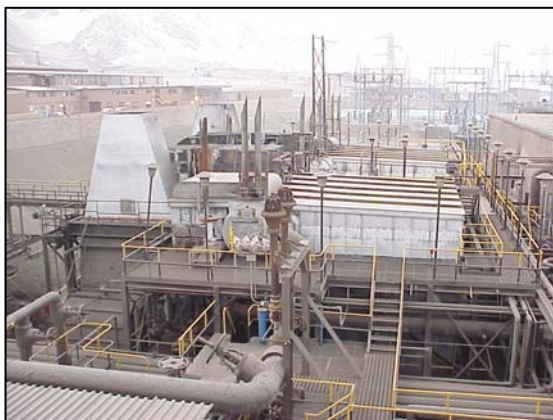
El precalentador de aire está equipado con un soplador que posee 2 motores eléctricos. Un motor pequeño que tiene por objeto abrir la válvula de aire para el soplador y un motor más grande que se encarga de hacer girar el brazo que distribuye el aire y el movimiento de

rotación del rotor, hacen que todos los elementos del precalentador sean barridos por el chorro de aire a presión, desprendiendo así las partículas de polvo y hollín que se pegan a los elementos. En la línea de aire del soplador hay un orificio que limita la presión de aire a 180 libras.

Este soplador también está equipado con un sistema de lavado con agua para eliminar la suciedad de los elementos. Para ello se requiere de agua con 175 lbs. de presión por lo menos, la cual se inyecta por ambos lados del precalentador y se descarga al desagüe por la parte inferior.

	DFB1	DFB2	DFB3	DFB4
Fabricante	Babcock & Wilcox	Babcock & Wilcox	Combustion Engineering	Combustion Engineering
Tipo	Integral – Furnance	Integral – Furnance	VU – 60	39 – VP – 22
Capacidad (lb/h vapor)	180,000	180,000	300,000	400,000
Presión de diseño (Psig)	1,000	1,000	1,000	1,100
Temperatura de diseño (°F)	910	910	910	900
Combustible	R500	R500	R500	R500 (Gas)
Año Fabricación	1958	1958	1970	1993

**Tabla\_03.** Características de las calderas de fuego directo.



**Fig.\_07 :** Calderas de fuego directo N°1 y 2



**Fig.\_08 :** Caldera de fuego directo N°3



**Fig.\_09** : Caldera de fuego directo N°4

#### **4.2.2 Turbinas a vapor**

Las turbinas a vapor N°1 y N°2 fueron instaladas en 1958. Su potencia de diseño es de 22 MW cada una y sus generadores tienen una capacidad de 27 MVA, estas turbinas están diseñadas con cuatro extracciones para el uso de los calentadores de agua de alimentación.

La turbina N°3 fue instalada en 1979, pero las líneas asociadas al sistema de agua de alimentación fueron instaladas en 1968. Su potencia de diseño es de 66 MW y su generador tiene una capacidad de 81 MVA, esta turbina está diseñada con cinco extracciones para el uso de los calentadores de agua de alimentación, un desaerador, y provee vapor a la planta desalinizadora N°1.

La turbina N°4 fue instalada en 1976. Su potencia de diseño de la turbina y su generador es igual al de la turbina N°3, fue diseñada con cinco extracciones para el uso de los calentadores de agua de alimentación, un desaerador, y provee vapor a la planta desalinizadora N°2.

##### **4.2.2.1 Válvulas de parada de emergencia o válvulas stop**

Estas válvulas se encuentran ubicadas en la línea de entrada de vapor a la turbina, entre los filtros y las cinco válvulas de admisión que controlan la velocidad de rotación de la turbina. Son del tipo hidráulico usando la presión de aceite como medio de vencer la tensión del resorte que tiende a mantener la válvula cerrada.

Estas válvulas constituyen la principal barrera de protección, ya que cierran instantáneamente bloqueando el ingreso de vapor a la turbina ante cualquier situación de riesgo inminente. Simultáneamente al cierre de estas válvulas, se cierran también los contactos eléctricos acoplados al vástago los cuales activan un circuito de emergencia para desconectar el generador de la red. Se completa así la parada secuencial para mayor seguridad del grupo.

Además estas válvulas cumplen una función muy importante durante el arranque de la máquina, tan pronto se establece todos los pre-requisitos necesarios para un arranque normal, se restablecerá la presión en el circuito de emergencia y el aceite llegará al cilindro hidráulico de cada válvula empujando el pistón hacia la posición de válvula abierta. Sin embargo la presión del vapor sobre el asiento de la válvula stop más la tensión del resorte actuando en sentido contrario, no permitirán que se abra. Debido a ello en el diseño se ha previsto un pequeño orificio a modo de by-pass que permite pasar vapor al otro lado de la válvula e igualar la presión a ambos lados del asiento. Se anula así el efecto de la presión de vapor y la presión de aceite será suficiente para vencer al resorte y abrir la válvula stop.

La válvula stop no abrirá a menos que se cumpla otras dos condiciones: que las cinco válvulas de admisión cierren herméticamente y que el drenaje de la caja de válvula se encuentre cerrado.

#### **4.2.2.2 Válvulas de admisión de vapor**

Las válvulas de admisión tienen una válvula piloto de control y un pistón de potencia conectado a la válvula principal. Los cambios de presión en el circuito hidráulico de control mueven el pistón de la válvula piloto el cual a su vez abre o cierra un conducto de modo que cuando disminuye la velocidad del grupo, aumenta la presión del circuito hidráulico, el pistón piloto sube, el pistón de potencia también sube y la válvula de admisión abre para que ingrese más vapor.

#### **4.2.2.3 Gobernador o control de velocidad**

Las variaciones de carga en el generador, originan cambios de velocidad. Cuando aumenta la carga, se impone una mayor resistencia a la rotación y por lo tanto tiende a disminuir la velocidad. Cuando disminuye la carga en el generador, se libera de esfuerzo a la turbina y la velocidad tiende a aumentar. El gobernador reacciona a estos cambios de velocidad y modifica la presión en el circuito hidráulico de control, a fin de ajustar la posición de las válvulas de admisión de vapor y se recupere la condición de equilibrio. De este modo, cuando la velocidad tiende a disminuir, ingresa más vapor y viceversa.

Este gobernador es del tipo centrífugo, es decir, que la fuerza centrífuga originada por un aumento de velocidad, hace que los contrapesos se muevan hacia fuera arrastrando a una bocina de precisión. Este movimiento de la bocina va dejando descubierta cierta porción del conducto de drenaje por donde escapa aceite del circuito hidráulico de control disminuyendo su presión. Al disminuir la presión de este circuito, las válvulas de admisión de vapor cierran proporcionalmente con lo cual se logra disminuir la velocidad. Lo inverso ocurre cuando hay un aumento de carga en el generador y la velocidad tiende a bajar.

#### **4.2.2.4 Ajuste manual de velocidad**

Este es un control eléctrico que permite al operador de la sala de control, aumentar o disminuir la velocidad del grupo en un rango de 4 a 6% mediante un switch de mando a distancia. Con este control, cuando el grupo se encuentra operando en paralelo con otros grupos es posible subir o bajar la carga del generador a voluntad del operador. Funciona igual que el gobernador aumentando o disminuyendo la presión del circuito hidráulico de control.

#### **4.2.2.5 Sistema de vapor de sellos**

En las turbinas de condensación siempre existirá un vacío considerable en el cilindro durante el arranque ó cuando se disminuye la carga antes de la parada y en general cuando la carga en la unidad es muy baja. En estas condiciones existirá una tendencia a que el aire de la atmósfera entre a la turbina en los puntos en que el eje atraviesa la carcasa. Allí es donde se necesita inyectar vapor de sellado para evitar esto. Por otro lado, cuando la turbina está operando a carga alta, la presión interior será mayor que la atmosférica y en este caso también el vapor de sello será necesario para evitar fugas de vapor al exterior. Los sellos del eje en si, son piezas metálicas que forman un laberinto interior para minimizar el pase de vapor por el eje de la unidad con lo cual disminuyen la eficiencia de la unidad.

#### **4.2.2.6 El condensador de vapor de sellos**

La función del condensador de vapor de sellos es mantener una presión ligeramente negativa en las cajas de sellos a fin de evitar escape de vapor al exterior y al mismo tiempo condensar el vapor. Este es un pequeño condensador que utiliza como refrigerante agua del sistema general de enfriamiento de la planta. Tiene un ventilador extractor que expulsa el aire infiltrado a la atmósfera, mientras que el condensado retorna al condensador principal pasando a través de una válvula controladora de nivel.

#### **4.2.2.7 Sistema de lubricación**

El funcionamiento ininterrumpido de la turbina por largos periodos de tiempo requiere entre otras cosas, de un suministro continuo y adecuado de aceite, tanto en cantidad como en calidad, presión y temperatura. Para conseguir esto, la turbina está equipada con un tanque, bombas, filtros, enfriadores, manómetros y tuberías de conducción.

La bomba principal está acoplada mediante engranajes al eje mismo de la turbina y funciona todo el tiempo mientras la turbina se encuentre en servicio. La bomba auxiliar eléctrica proporciona el aceite necesario para la lubricación y circuitos de control hidráulico durante el arranque y paradas del grupo. Existe una segunda bomba auxiliar accionada con vapor que arranca automáticamente cuando cae la presión de aceite. La temperatura se controla mediante enfriadores por los cuales circula condensado frío como refrigerante.

El aceite sirve como lubricante, como fluido hidráulico para el control de velocidad y también como refrigerante de las superficies metálicas que lubrica. Para cumplir estas tres importantes funciones es necesario mantenerlo limpio y libre de contaminantes que puedan deteriorar su calidad. Uno de los contaminantes más comunes es el agua. Cuando hay humedad, esta se desprende del aceite en forma de vahos que satura el espacio libre por encima del nivel de aceite en el tanque. El ventilador extractor permite evacuar continuamente estos vahos de aceite, circulando al mismo tiempo aire fresco de la atmósfera a través de un filtro.

El aceite siempre colecta impurezas como el agua y otros contaminantes ácidos que tienden a descomponer el aceite acortando su vida útil y afectando a los componentes de la turbina con las cuales está en contacto. Las bombas centrífugas tienen la función de purificar el aceite removiendo agua e impurezas sólidas continuamente a fin de preservar su calidad.



#### **4.2.2.8 Mecanismo de giro lento o virador**

Inmediatamente después de parada la turbina se inicia un periodo de enfriamiento. Si no se le mantiene girando, el rotor podría sufrir distorsiones de origen térmico debido al flujo de calor por convección entre la carcasa o cilindro de la máquina y el rotor. La diferencia de temperatura puede ser hasta de 50°C suficiente para producir una deflexión como si el rotor se doblara hacia arriba. Si se desea arrancar la turbina en estas condiciones, se produciría vibraciones excesivas de modo que tomaría mucho tiempo lograr que el rotor se enderece para poder subir la velocidad. Se dice que a 3,600 rpm, una deflexión de apenas un décimo de milímetro, causaría una fuerza vibracional equivalente al peso del rotor. En estas condiciones no sería posible pasar el nivel de velocidad crítica sin que se produzca rozamiento entre el rotor y las partes estacionarias. La distorsión térmica del rotor y en cierto modo también de la carcasa, puede evitarse manteniendo el rotor en giro lento por lo menos durante 32 horas después de la parada.

Del mismo modo, el procedimiento normal indica que se debe tener el grupo girando unas 24 horas antes del arranque, esto tiene las siguientes ventajas:

- Se puede poner vapor lentamente y obtener una rampa de aceleración muy suave ya que se evita el fuerte impulso inicial y el empuje axial que serían necesarios para romper la inercia del grupo.
- La admisión de vapor a los sellos del eje para levantar el vacío antes del arranque puede hacerse sin peligro.
- Se minimiza el riesgo de distorsiones de origen térmico previos al arranque.

#### **4.2.2.9 Ventilador de aire caliente para secado de la turbina**

Cuando la turbina debe permanecer un tiempo prolongado fuera de servicio, es conveniente proteger sus componentes internos contra la humedad y la corrosión. Con este fin, se sopla

aire caliente al interior mediante un ventilador de diseño especial que succiona aire de la atmósfera, lo recircula en su carcasa hasta elevar la temperatura y finalmente lo descarga al interior de la turbina. El aire caliente absorbe la humedad y se descarga a través de los drenajes.

#### 4.2.2.10 Gobernador de sobre velocidad

Este mecanismo actúa por efecto de la fuerza centrífuga sobre un vástago que se encuentra prisionero, por acción de un resorte, en un alojamiento dentro del eje de la turbina. Cuando la velocidad aumenta un 10% por encima de lo normal (3,960 rpm), la fuerza centrífuga vence la tensión del resorte y el vástago escapa golpeando un disparador que abre el mecanismo de emergencia descargando todo el aceite contenido en los circuitos de control de modo que tanto las válvulas de admisión como las válvulas stop de parada de emergencia cierran instantáneamente.

	TV1	TV2	TV3	TV4
Fabricante	Brown Boveri	Brown Boveri	General Electric	General Electric
Potencia nominal (MW)	22	22	66	66
Potencia bruta (MW)	23.2	23.2	68.1	68.7
Potencia Neta (MW)	22.2	22.2	66.4	66.4
Presión de vapor (Psig)	850	850	850	850
Temperatura de vapor (°F)	905	905	910	910
Año de instalación	1959	1959	1979	1979

**Tabla\_04.** Características de las turbinas a vapor.



**Fig.\_10** : Turbina de vapor N°1.



**Fig.\_11** : Turbina de vapor N°2 .



**Fig.\_12** : Turbina de vapor N°3.



**Fig.\_13** : Turbina de vapor N°4.

#### 4.2.3 Calderas de recuperación de calor

Dentro del área de fundición se encuentran cuatro calderas de recuperación de calor, las cuales utilizan los gases de escape de los dos hornos reverberos para generar vapor con el agua que es suministrada por EnerSur. Este vapor alimenta a un cabezal de vapor localizado dentro de la central térmica ILO1.

---

Tipo de caldera

Recuperación de calor residual  
de dos tambores

---

Fabricante	Clarke Chapman Limited
Cantidad	4
Capacidad diseño (lb/h vapor)	60,000
Presión de vapor (Psig)	860
Temperatura de vapor (°F)	910
Flujo de gases (lb/h)	202,717
Temperatura de gases de los tubos generadores (°F)	1,060
Temperatura de gases salida de la caldera (°F)	700
Área de transferencia de calor (pie <sup>2</sup> )	30,030

**Tabla\_05.** Características de las calderas de recuperación de calor.



**Fig. 14 :** Calderas de recuperación de calor.

## CAPITULO 5.

# VARIABLES DEL MODELO DE GENERACIÓN

### 5.1 Consideraciones del Modelo de Generación

Para la simulación de los diferentes casos de operación y obtención del más óptimo, este trabajo se basa en las condiciones externas e internas que condicionan la operación de la central, las cuales son:

- La generación requerida por el sistema.
- Las condiciones de operación de la Fundición de SPCC.
- Variación del consumo de vapor auxiliar
- Características operacionales de las unidades.

#### 5.1.1 Despacho requerido

La operación de la central termoeléctrica ILO1 está sujeta a diferentes factores tales como las condiciones ambientales, variación de precios de combustibles, costos variables, el ingreso de nuevas centrales generadoras, etc. A continuación se muestra las diferentes consideraciones tomadas por la Gerencia Comercial de EnerSur para elaborar un posible despacho de las centrales de EnerSur, en el cual se ha considerado los factores anteriormente mencionados para el periodo 2006 – 2009.

Premisas tomadas en la elaboración de la proyección del despacho:

- Escenario hidrológico:

Año 2006 en adelante: hidrología media.

- Inicios de operación de nuevas centrales generadoras:

Central Térmica Chilca1: 1 de diciembre 2006

Central Térmica Chilca2: 1 de julio 2007

- Precio de combustibles:

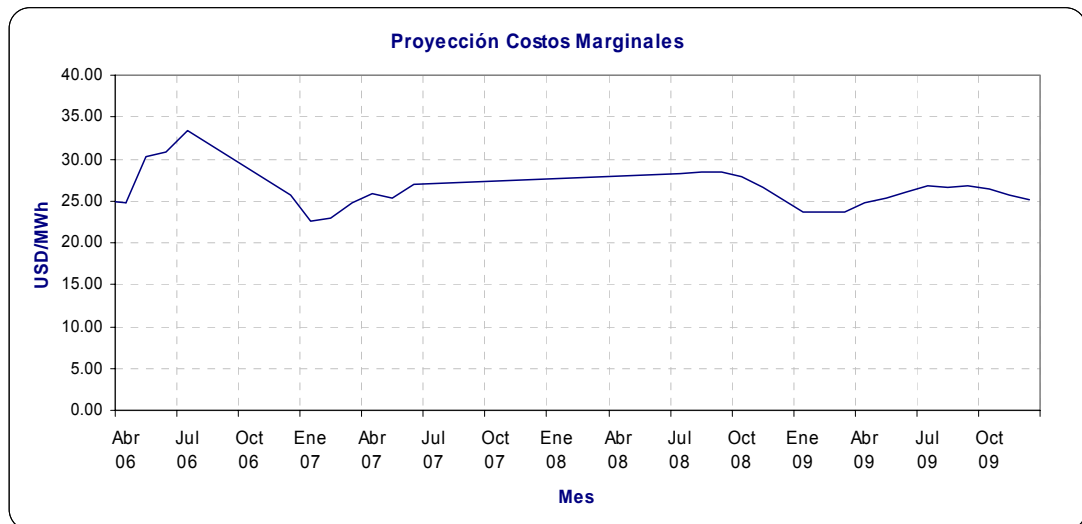
		2006	2007	2008	2009
Carbón (6,000 kcal/kg)*	USD/t	76.00	73.50	71.00	68.50
Residual 500	USD/bbl	40.16	41.57	42.70	44.06
Diesel 2	USD/bbl	81.78	83.81	84.87	85.37

\* Precios DDP

**Tabla\_06.** Proyección de los precios de combustible.

- Ingreso de nuevas centrales a gas que permitan mantener el costo marginal de largo plazo alrededor de los 24 US\$/MWh.

- Costos marginales proyectados Abril 2006 - Diciembre 2009 (USD/MWh)



**Fig. 15 :** Proyección de los costos marginales del sistema.

- Proyección de la producción de energía Agosto 2006 - Diciembre 2009 (GWh)

<b>Mes</b>	<b>Horas</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Enero	744	-	16.4	16.4	16.4
Febrero	672	-	14.8	14.8	14.8
Marzo	744	-	16.4	16.4	16.4
Abril	720	-	15.9	15.9	15.9
Mayo	744	-	16.4	16.4	16.4
Junio	720	-	15.8	15.8	15.8
Julio	744	-	16.4	16.4	16.4
Agosto	744	-	16.4	16.4	16.4
Septiembre	720	-	15.8	15.8	15.8
Octubre	744	-	16.4	16.4	16.4
Noviembre	720	-	15.8	15.8	15.8
Diciembre	744	25.5	16.4	16.4	16.4

**Tabla\_07.** Proyección de la producción de energía de la C.T. ILO1.

### **5.1.2 Condiciones de operación de la Fundición de SPCC**

El vapor producido por la Fundición actualmente es de aproximadamente 240 klb/h (24 MW) cuando los cuatro calderos reverberos trabajan a plena carga, actualmente se vienen llevando a cabo trabajos de modernización en la planta de Fundición, esta modernización implica el cambio de sus cuatro calderos reverberos (WHB5, WHB6, WHB7, WHB8) por una sólo caldera (ISA), este cambio afectará directamente en la forma de operación de la central ILO1, según información proporcionada por SPCC el vapor garantizado que proporcionará la nueva caldera ISA será de 130 klb/h lo cual representa aproximadamente 13 MW.

### **5.1.3 Consumo de vapor auxiliar**

El consumo de vapor auxiliar es variable, depende directamente de la operación de la central. A continuación se muestra algunos valores promedios de la repartición de este

consumo de vapor:

Vapor para auxiliares (klb/h)	
Reboiler	7.5
Eyectores DSP1	1.0
Eyectores DSP2	1.3
Calentadores	4.5
Fundición	5.8
AUX	20.1

**Tabla\_08.** Consumos de vapor auxiliar.

Actualmente se encuentra en proceso de instalación de una nueva planta desalinizadora cuyo consumo de vapor como se puede apreciar en el cuadro anterior es un factor muy importante a tomar en cuenta, debido a que el consumo de vapor por parte de las plantas desalinizadoras disminuirá considerablemente (de 33 klb/h a casi cero), esto debido a que la nueva planta desalinizadora utiliza otra tecnología para producir agua desalinizada (sólo utiliza vapor para el arranque).

Actualmente la central termoeléctrica ILO1 cuenta con dos plantas desalinizadoras DSP1 y DSP2 con una capacidad de producción de:

Planta Desalinizadora 1 (DSP1): 195 gpm (año de instalación - 1967).

Planta Desalinizadora 2 (DSP2): 328 gpm (año de instalación - 1974).

Debido a los futuros requerimientos de agua de la Central Termoeléctrica ILO1 (principalmente a las necesidades de su cliente SPCC luego de la modernización de su Fundición) y los altos costos de Operación y Mantenimiento de las plantas desalinizadoras existentes, se tomó la decisión de adquirir una planta que incremente la producción de agua y que reemplace a la planta DSP1.

#### **5.1.4 Características operaciones de las unidades.**



Como se indicó la central Ilo1 cuenta con 4 calderas de fuego directo y 4 turbinas de vapor, cuyas características de operación condicionan la producción de energía de la central.

En el año 2004 se realizó el último estudio de Potencia Efectiva de la Central ILO1, en cumplimiento del procedimiento N° 17 del COES, la cual fue llevada a cabo por la compañía Cenergía por lo que se utilizarán los valores obtenidos en dicha prueba para obtener las curvas características de las unidades.

#### 5.1.4.1 Características operaciones de las turbinas a vapor.

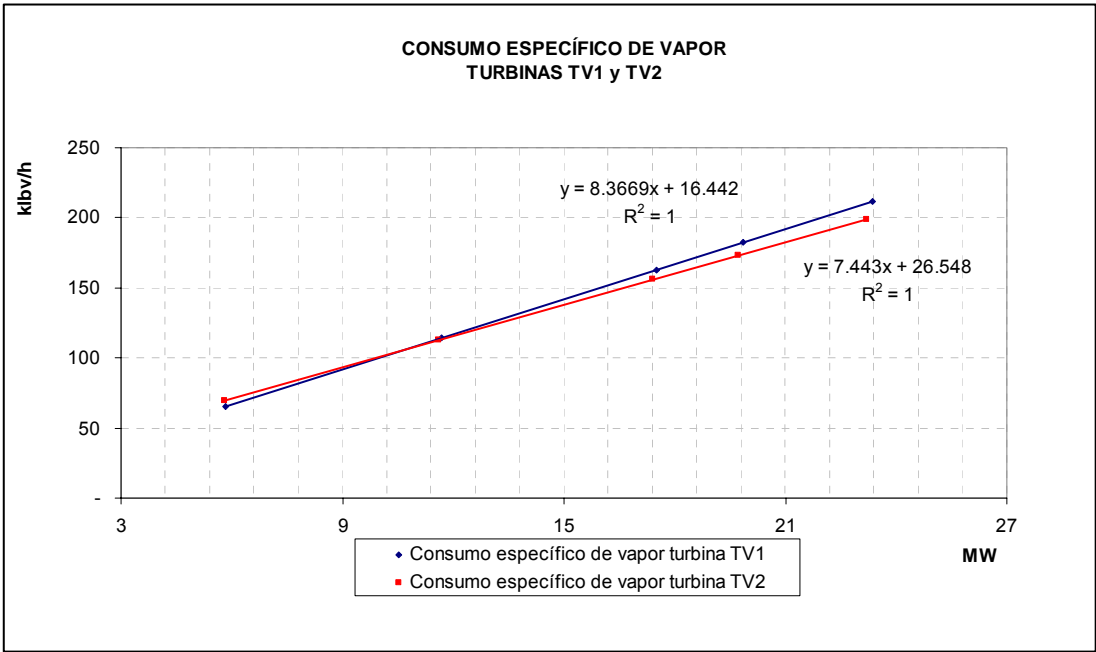
Los límites máximos y mínimos de operación de las turbinas fueron tomados de acuerdo a la información proporcionada por los fabricantes ver el apéndice A.

	ESTIMACIÓN - COEFICIENTES DE CONSUMO ESPECÍFICO				
	kW	MW	klb/MWh	lbv/h	klbv/h
TV1	5,837.44	5.84	11.18	65,283.03	65.28
	11,674.87	11.67	9.78	114,124.86	114.12
	17,512.31	17.51	9.31	162,966.69	162.97
	19,847.30	19.85	9.20	182,503.40	182.50
	23,349.70	23.35	9.07	211,808.52	211.81
TV2	5,798.91	5.80	12.02	69,708.97	69.71
	11,597.82	11.60	9.73	112,870.24	112.87
	17,396.72	17.40	8.97	156,031.52	156.03
	19,716.30	19.72	8.79	173,296.00	173.30
	23,195.60	23.20	8.59	199,192.79	199.19
TV3	17,922.17	17.92	9.33	167,204.55	167.20
	35,844.35	35.84	9.18	329,131.40	329.13
	53,766.52	53.77	9.13	491,058.25	491.06
	60,935.40	60.94	9.12	555,829.00	555.83
	71,688.70	71.69	9.11	652,985.10	652.99
TV4	16,659.86	16.66	9.60	159,987.65	159.99
	33,319.73	33.32	9.35	311,382.50	311.38
	49,979.59	49.98	9.26	462,777.34	462.78
	56,643.50	56.64	9.24	523,335.30	523.34
	66,639.50	66.64	9.22	614,172.19	614.17

**Tabla\_09.** Datos reales Turbinas a Vapor – Cenergía 2004

Curvas características de las turbinas a vapor:

	CONSUMO HORARIO DE VAPOR	
	X	C
TV1	8.366921	16.441574
TV2	7.442947	26.547942
TV3	9.034998	5.277771
TV4	9.087435	8.592308



**Fig. 16** : Curvas de consumo específico de las turbinas TV1 y TV2.

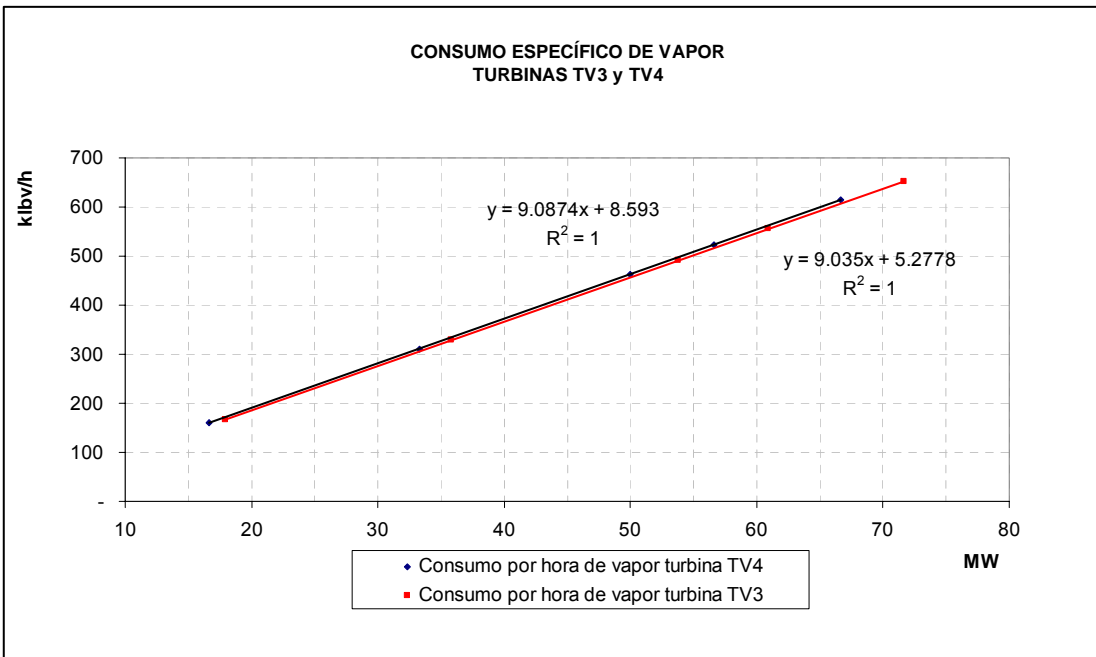


Fig.\_17 : Curvas de consumo específico de las turbinas TV3 y TV4.

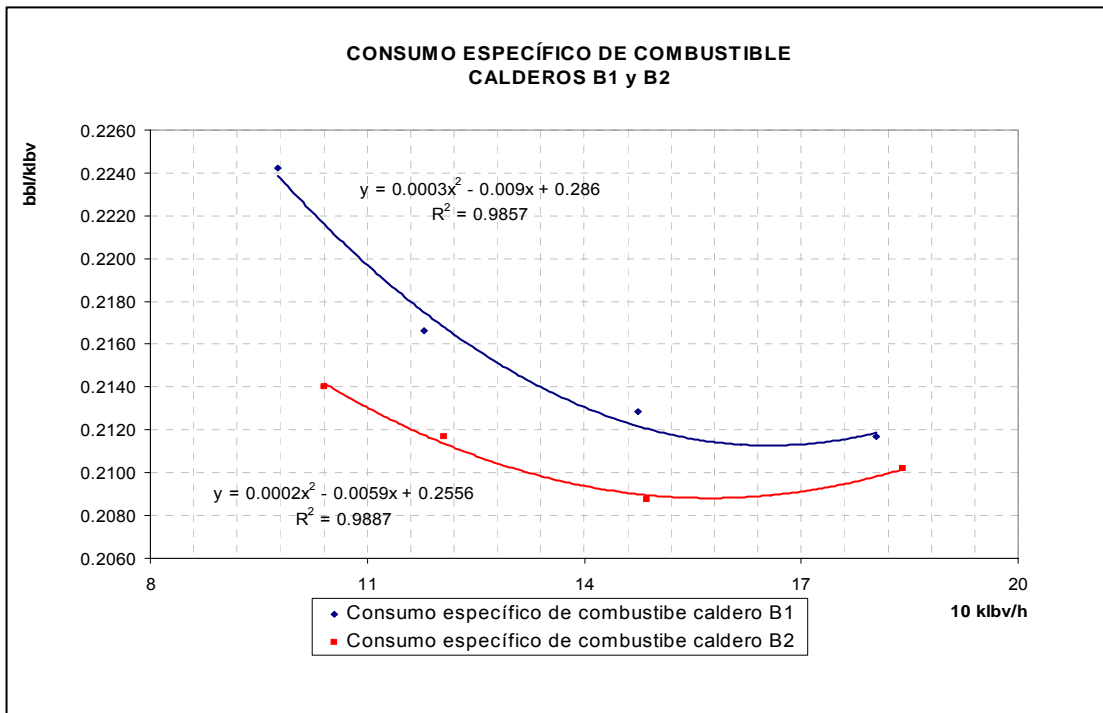
5.1.4.2 Características operaciones de las calderas.

ESTIMACIÓN CONSUMO ESPECÍFICO					
	klbv/h	10klbv/h	klbc/h	klbc/klbv	bbl/klbv
B1	97.67	9.7670	7.49	0.0767	0.2242
	117.78	11.7780	8.73	0.0741	0.2166
	147.42	14.7420	10.73	0.0728	0.2128
	180.38	18.0380	13.06	0.0724	0.2117
B2	104.09	10.4090	7.62	0.0732	0.2140
	120.64	12.0640	8.73	0.0724	0.2117
	148.64	14.8640	10.61	0.0714	0.2087
	183.99	18.3990	13.23	0.0719	0.2102
B3	120.59	12.0590	8.96	0.0743	0.2172
	151.95	15.1950	10.66	0.0702	0.2052
	221.01	22.1010	15.21	0.0688	0.2011
	307.23	30.7230	20.55	0.0669	0.1956
B4	123.89	12.3890	9.24	0.0746	0.2181
	200.49	20.0490	14.34	0.0715	0.2090
	301.79	30.1790	21.10	0.0699	0.2044
	402.93	40.2930	27.44	0.0681	0.1991

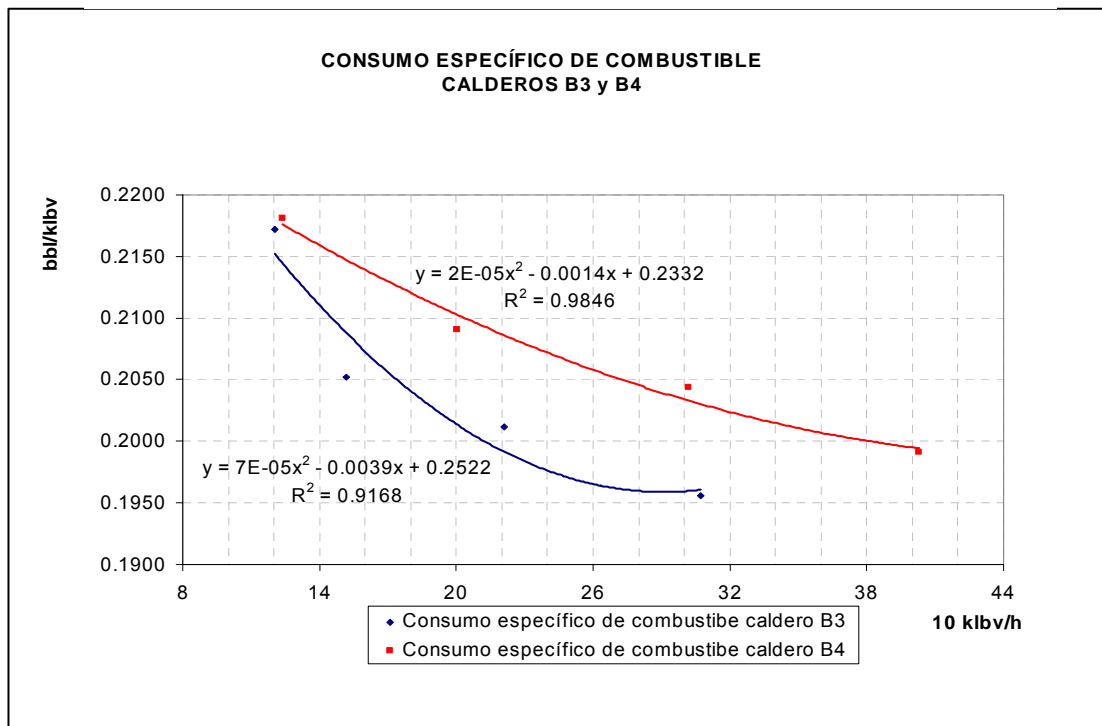
Tabla\_10. Datos reales Calderas – Cenergía 2004

Curvas características de las calderas de fuego directo:

CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE			
[bbl/klbv = f(10 klbv/h)]			
	X <sup>2</sup>	X	C
B1	0.000272	(0.009020)	0.285979
B2	0.000189	(0.005943)	0.255562
B3	0.000066	(0.003869)	0.252182
B4	0.000015	(0.001446)	0.233195



**Fig.\_18** : Curvas de consumo específico de las calderas B1 y B2.



**Fig.\_19** : Curvas de consumo específico de las calderas B3 y B4.

## CAPITULO 6.

# MODELO DE OPERACIÓN TURBINAS A VAPOR

En este capítulo se explicará el modelo que se sigue para determinar la combinación de turbinas, la cual es afectada por las siguientes variables y restricciones:

### Restricción

- Límites operativos de las unidades (mínimo y máximo técnico)
- Programa de mantenimiento preventivo

### Variables

- Potencia requerida por el sistema
- Consumos específicos de las turbinas (klb de vapor por hora)

## **6.1. Modelo de Operación**

Este modelo de operación tiene como objetivo analizar las diferentes condiciones que afectan la operación de una central y determinar que combinación de turbinas es la más óptima, es decir se utilizan menos recursos para una misma generación de energía.

### **6.1.1 Determinación del mínimo técnico de la central**

Las unidades de generación de la Central Térmica ILO1 fueron inscritas en el COES definiéndose en esa oportunidad los mínimos técnicos de cada una de ellas y también el

mínimo técnico de la Central.

Para la determinación del mínimo técnico se consideró que la fundición contribuía con 24 MW equivalentes en vapor (condición contractual) y que era necesario tener un caldero de fuego directo para compensar las variaciones de flujo, presión y temperatura del vapor de la fundición que dependen principalmente de su régimen de operación.

El caldero de fuego directo elegido para estar en servicio fue el Caldero 3 (B3) por tener menos horas de operación en comparación con los Calderos 1 y 2 y ser más eficiente que el Caldero 4. Debido al mínimo técnico de este Caldero (12 MW aproximadamente) se determinó que la generación mínima en vapor sería de  $24 + 12 = 36$  MW equivalentes, de los cuales 4 MW son destinados a servicios auxiliares y producción de agua, por lo que quedarían 32 MW para la generación eléctrica.

Con relación a las turbinas, se decidió que se tendría que trabajar por lo menos con una de las turbinas BBC (TV1 ó TV2) para que en caso de operación en isla (falla o salida de la subestación) se atienda las cargas de la fundición de las barras 1 y 2 de 13,8 kV.

De acuerdo a la experiencia de operación de las TV1 y TV2 cuando estuvieron operando con 6 y 8 MW habían presentado notorios problemas de erosión en las últimas etapas; por esa razón, se definió el mínimo técnico para la TV2 en 10 MW. En las épocas de avenida durante los 4 últimos años de Operación en mínimo técnico con 10 MW, las turbinas TV2 y TV1, no han vuelto a presentar problemas de fuerte erosión en las últimas etapas.

El mínimo técnico de las turbinas GE resultó de la diferencia de la mínima generación en vapor y el mínimo de la turbina BBC o sea 22 MW ( $32 - 10$ ); sin embargo, la experiencia había mostrado que las turbinas GE han operado con 13 MW y 15 MW por largos periodos sin problemas de erosión en las últimas etapas.

### **6.1.2 Estudios preliminares**

Luego del ingreso en operación de la Central ILO21 en agosto del 2000 y la interconexión del Sistema Centro Norte con el Sistema Sur en septiembre del mismo año, ILO1 empezó a despachar en mínimo técnico durante los periodos de avenida, esto es, a partir del verano del 2001.

En el año 2000, la Gerencia de Operaciones, encargó revisar la posibilidad de operar con sólo el vapor de la fundición para lo cual se realizó una prueba de la cual estuvo al tanto SPCC de tal forma que durante el tiempo que durase la prueba no realizaran ninguna variación en sus hornos.

Se realizó la evaluación técnica y se determinó que por la seguridad de suministro para SPCC y también para la seguridad de la operación continua de ILO1, se debería mantener la generación en mínimo técnico manteniendo en servicio el Caldero 3. Se determinó además que en esta condición de operación, la temperatura del agua de alimentación disminuye de manera que los 24 MW equivalentes se reducen a 16 - 18 MW.

Durante el mes de diciembre de 2004 y por encargo del COES, una empresa consultora realizó el estudio denominado "Evaluación de la Inflexibilidad Operativa de la Central Térmica ILO1 de EnerSur", del cual se extrajeron las siguientes conclusiones: "De la evaluación efectuada de las inflexibilidades operativas tanto en cuanto se refiere a los equipos e instalaciones de la Fundición como de la Central Térmica ILO1 se concluye que es imposible que deje de operar la C.T. ILO1 porque siempre existirá un flujo de vapor de recuperación de calor por la operación continua de la Fundición y es más, se requiere adicionalmente vapor de una caldera de fuego directo para compensar la variabilidad de las condiciones del vapor que sale de las calderas de recuperación de calor que son muy

fluctuantes y en el caso de la temperatura muy altos respecto a las condiciones que se requiere en las turbinas”.

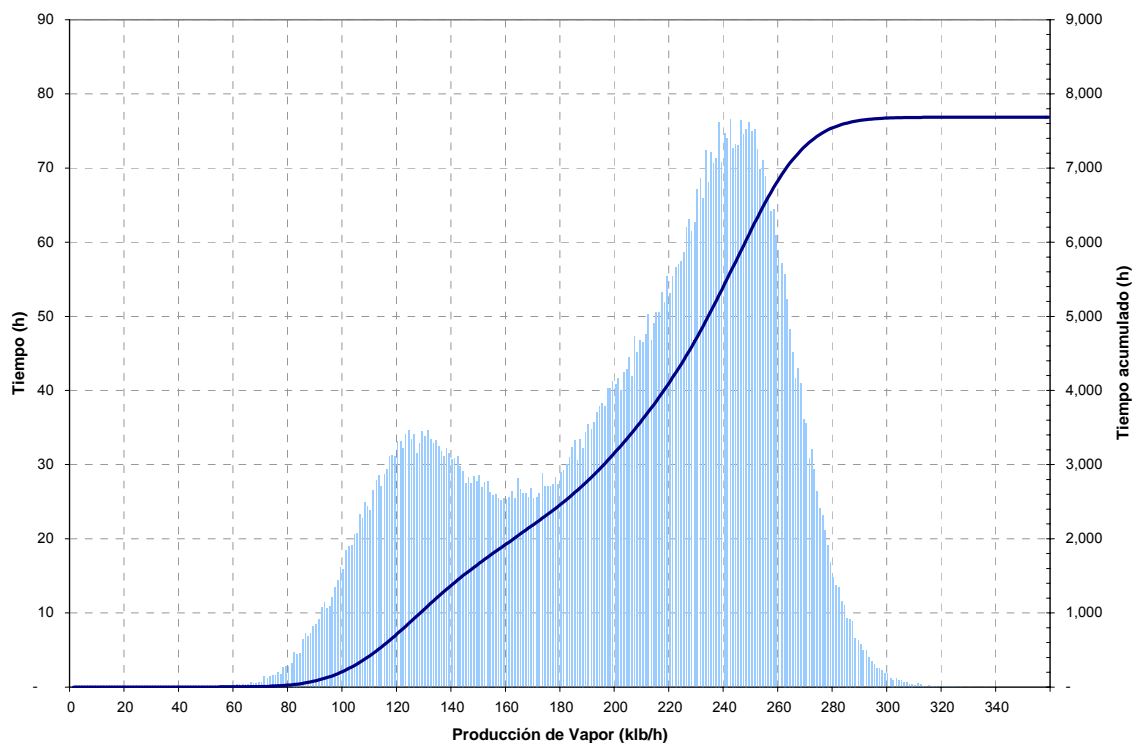
### 6.1.3 Restricciones de la operación con sólo vapor de fundición

Las restricciones que se tienen con la operación con sólo vapor de la fundición son dadas desde dos puntos de vista:

- Calidad del Vapor y Parámetros Operacionales Límite de las Turbinas
- Seguridad del suministro a SPCC en caso de Contingencias

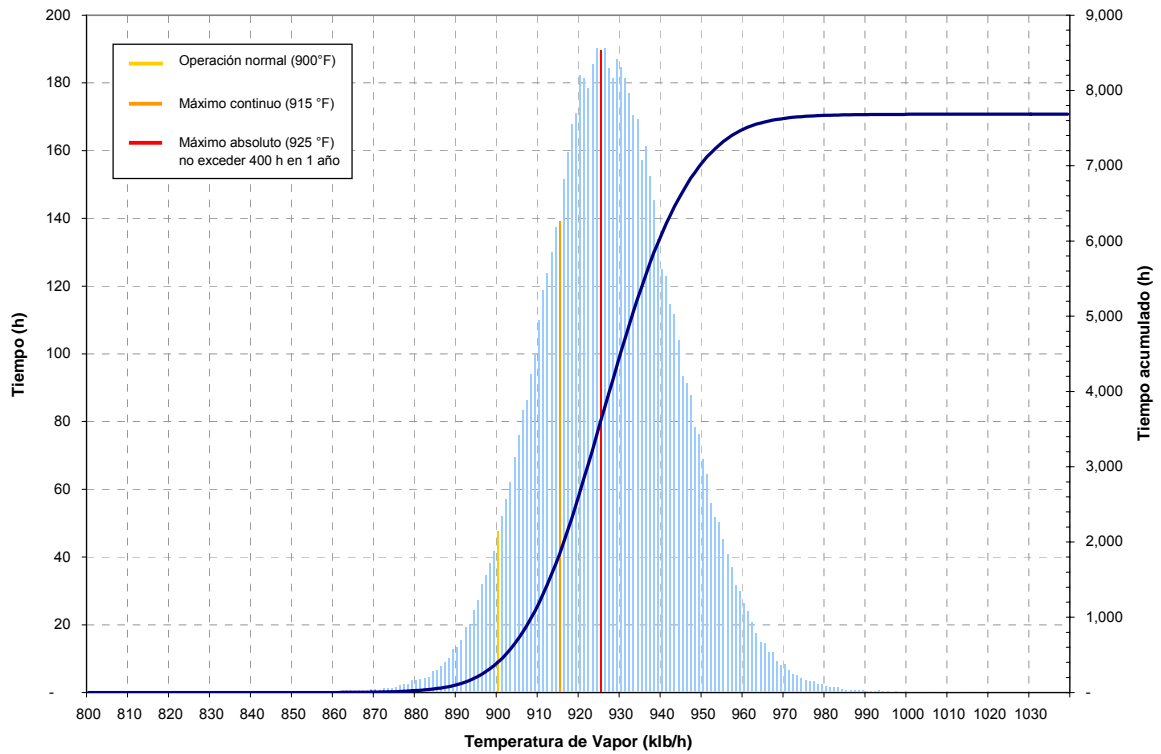
#### 6.1.3.1 Calidad del Vapor y Parámetros Operacionales Límite de las Turbinas

De la evaluación de la temperatura de los calderos de recuperación de calor durante el año 2004, se puede concluir que el vapor de la fundición sale fuera de las especificaciones para las que están diseñadas las turbinas durante el 76% de las horas del año (lo permisible es sólo 5%).





**Fig.\_20** : Diagrama de la operación de los calderos de Fundición.



**Fig.\_21** : Distribución de temperaturas de la operación de los calderos de Fundición.

La calidad de su vapor depende de la operación de sus hornos y con las instalaciones actuales no hay manera de controlar las características del vapor dentro del rango de temperatura especificado para nuestras turbinas.

El informe final de “Evaluación de la Inflexibilidad Operativa de la Central Térmica ILO1 de EnerSur” indica: “En resumen podemos concluir que la temperatura del vapor que sale de las calderas de recuperación de calor es muy fluctuante y sus condiciones finales son altas respecto a las condiciones de temperatura requeridas por las turbinas, a pesar de tener sistemas de atemperación”.

Durante el año 2004 se ha obtenido 927 °F como temperatura final promedio del vapor que

sale de las calderas de fundición en el punto de entrega a EnerSur; habiendo alcanzado un valor máximo igual a 1,000 °F y un mínimo igual a 870 °F (el fabricante recomienda que la temperatura sólo exceda de 925 °F 400 h como máximo, ver apéndice A).

El actual control de carga de los calderos lo realiza el “Boiler Master” que mantiene entre ciertos rangos una determinada presión del cabezal de vapor principal, en términos simples, esto significa que los calderos de fuego directo incrementan o reducen el consumo de petróleo para aumentar o disminuir la producción de vapor como respuesta a las variaciones en la generación de las turbinas ocasionada por las normales variaciones de frecuencia.

#### **6.1.3.2 Seguridad del suministro a SPCC en caso de contingencias**

La operación con una turbina BBC y una GE ofrece una garantía de suministro de energía a la Fundición de SPCC en caso ocurriera una contingencia en el sistema o en la Subestación que haga que ILO1 se quede operando en isla, manteniendo el suministro eléctrico a los principales equipos de la Fundición como también a los servicios fundamentales tanto de EnerSur como de SPCC.

Ocurrida una contingencia en el sistema interconectado y a raíz de un evento ocurrido en agosto del 2002, se instaló en la subestación una protección por baja frecuencia y potencia inversa de manera que ILO1 se aísla del sistema en caso la frecuencia baje hasta 58,48 Hz y se registre inversión del flujo de potencia. En estas condiciones, la central queda operando con una de las turbinas BBC (TV2 ó TV1) alimentando las cargas de la fundición.

En la condición de operar con una turbina GE, los auxiliares de la Central dependerían del sistema interconectado, un gran evento en el sistema sacará de servicio los auxiliares de ILO1 y la turbina GE en servicio, esto también ocurriría en el caso de la salida de la subestación.

#### **6.1.4 Determinación de la metodología de operación de las turbinas**

Teniendo en cuenta lo indicado sobre el mínimo técnico de la central (operación necesaria de una turbina BBC y GE) y debido a que las ecuaciones de consumo específico de las turbinas son funciones lineales la operación más óptima se obtendrá utilizando como base las turbinas BBC y GE más eficientes (TV2 y TV3), luego ingresará la turbina GE (TV4) por ser más confiable que la TV1 (durante los últimos años esta turbina a presentado dificultades en su operación debido principalmente a su antigüedad) y finalmente la TV1.

Debido a la cantidad de variables utilizadas para conseguir los consumos específicos más óptimos de las unidades de generación, se ha desarrollado un programa en Visual Basic para poder simplificar el procedimiento de cálculo, este programa será explicado con mayor detenimiento en el apéndice B.

## CAPITULO 7.

# MODELO DE OPERACIÓN CALDERAS

En este capítulo se explicará el modelo que se sigue para determinar la combinación de calderas, la cual es afectada por las siguientes variables y restricciones:

### Restricción

- Límites operativos de las unidades (mínimo y máximo técnico)
- Programa de mantenimiento preventivo

### Variables

- Vapor requerido por las turbinas
- Vapor requerido para servicios auxiliares (vapor para las plantas desalinizadoras, vapor para la atomización, vapor para calentamiento)
- Consumos específicos de las caldera

### **7.1. Modelo de Operación**

Al igual que para el cálculo de la potencia necesaria para obtener el más eficiente consumo específico de vapor de las turbinas, en el caso de las calderas se calculará el consumo específico de combustible más eficiente.

De la ecuación de consumo específico de vapor de dos turbinas obtenidas en el capítulo 6 se tiene:

$$Y_1 = a_1 \cdot X_1 + c_1$$

$$Y_2 = a_2 \cdot X_2 + c_2$$

Donde:

$X_1$ : Potencia de la turbina 1 (MW)

$X_2$ : Potencia de la turbina 2 (MW)

$Y_1$ : Consumo específico de vapor de la turbina 1 (klb<sub>v</sub>/h)

$Y_2$ : Consumo específico de vapor de la turbina 2 (klb<sub>v</sub>/h)

Por lo tanto el consumo de vapor por las turbinas ( $V_{Total}$ ) sería:

$$V_{Total} = Y_1 \cdot H_1 + Y_2 \cdot H_2$$

Donde:

$Y$ : Consumo específico de vapor de la turbina (klb<sub>v</sub>/h)

$H$ : Horas de operación de la turbina (h)

Para encontrar el vapor necesario producido por las calderas de fuego directo se debe tomar en cuenta el vapor producido por Fundición y el vapor necesario para los sistemas auxiliares, por lo tanto:

$$V_{calderas} = V_{Total} - V_{Fundición} + V_{Auxiliares}$$

Donde:

$V_{Total}$ : Vapor requerido por las turbinas

$V_{Fundición}$ : Vapor producido por Fundición

$V_{Auxiliares}$ : Vapor consumido por los sistemas auxiliares

$V_{Calderas}$ : Vapor producido por las calderas de fuego directo

Para poder conocer cual de las combinaciones posibles entre las unidades es la más óptima según la variación de la carga solicitada por el sistema, debemos conocer el rendimiento actual de cada una de las turbinas que van a operar así como las limitaciones operativas para evitar posibles daños posteriores.

Del capítulo 5 se obtiene que el consumo específico de combustible de las calderas en función de la producción de vapor es una función cuadrática:

$$W_{(x)} = a \cdot Z^2 + b \cdot Z + c$$

Donde:

$W_{(x)}$  : Consumo específico de combustible (bbl/klb<sub>vapor</sub>).

$Z$  : Producción de vapor (klb<sub>vapor</sub>/h).

Caso I: Operación de dos calderas de fuego directo.

$$V_{calderas} = Z_1 \cdot H_1 + Z_2 \cdot H_2$$

$$W_1 = a_1 \cdot Z_1^2 + b_1 \cdot Z_1 + c_1$$

$$W_2 = a_2 \cdot Z_2^2 + b_2 \cdot Z_2 + c_2$$

Donde:

$Z_1$ : Producción de vapor de la caldera 1 (klb<sub>v</sub>/h)

$Z_2$ : producción de vapor de la caldera 2 (klb<sub>v</sub>/h)

$W_1$ : Consumo específico de combustible de la caldera 1 (bbl/klb<sub>v</sub>)

$W_2$ : Consumo específico de combustible de la caldera 2 (bbl/klb<sub>v</sub>)

Las ecuaciones anteriores consideran la operación de dos calderas que requieren un flujo de vapor de  $X_T$  klb<sub>vapor</sub>/h y que el consumo horario de combustible por kilo libra de vapor de ambas turbinas es de  $Y_T$  bbl/klb<sub>vapor</sub>, entonces obtendremos las siguientes expresiones:

$$Z_T = Z_1 + Z_2 \quad \dots(18)$$

$$W_T = a_1 \cdot Z_1^2 + b_1 \cdot Z_1 + a_2 \cdot Z_2^2 + b_2 \cdot Z_2 + c_T \quad \dots(19)$$

$$c_T : c_1 + c_2$$

Si despejamos  $Z_2$  de la ecuación (18):

$$Z_2 = Z_T - Z_1 \quad \dots(20)$$

Si deseamos que el consumo de combustible por kilo libra de vapor producido por las calderas sea el más eficiente entonces debemos igualar a cero la primera derivada de la función.

Reemplazando la ecuación (20) en la ecuación (19), aplicando la primera derivada e igualando a cero se obtendrá:

$$\frac{\partial W_T}{\partial Z_1} = a_1 \frac{\partial Z_1^2}{\partial Z_1} + b_1 \frac{\partial Z_1}{\partial Z_1} + a_2 \frac{\partial (Z_T - Z_1)^2}{\partial Z_1} + b_2 \frac{\partial (Z_T - Z_1)}{\partial Z_1}$$

Simplificando:

$$\frac{\partial W_T}{\partial Z_1} = 2a_1 \cdot Z_1 + b_1 + 2a_2 \cdot (Z_1 - Z_T) - b_2 = 0$$

Y finalmente se obtiene el valor de la producción de vapor con la cual la caldera debería de operar de la forma más eficiente:

$$Z_1 = \left( \frac{2a_2 \cdot Z_T - b_1 + b_2}{2a_1 + 2a_2} \right) = \frac{2a_2}{2a_1 + 2a_2} \cdot Z_T - \frac{b_1 - b_2}{2a_1 + 2a_2} \quad \dots(21)$$

Por lo tanto el valor de la producción de vapor de la otra caldera sería:

$$Z_2 = Z_T - \left( \frac{2a_2 \cdot Z_T - b_1 + b_2}{2a_1 + 2a_2} \right) = \left( 1 - \frac{2a_2}{2a_1 + 2a_2} \right) \cdot Z_T + \frac{b_1 - b_2}{2a_1 + 2a_2} \quad \dots(22)$$

Tomando en cuenta los límites máximos y mínimos de flujo de vapor que puede producir cada caldera, el valor  $Z_1$  y  $Z_2$  estará limitado de la siguiente manera:

$$\frac{klb}{h} \Big|_{\min} < Z < \frac{klb}{h} \Big|_{\max}$$

Derivando por segunda vez para comprobar que los resultados obtenidos corresponden a los valores mínimos (menor consumo específico de combustible) obtendremos:

$$\frac{\partial(\partial W_T)}{\partial^2 Z_1} = \frac{\partial(2a_1 \cdot Z_1 + b_1 + 2a_2 \cdot (Z_1 - Z_T) + b_2)}{\partial Z_1} = 2a_1 + 2a_2$$

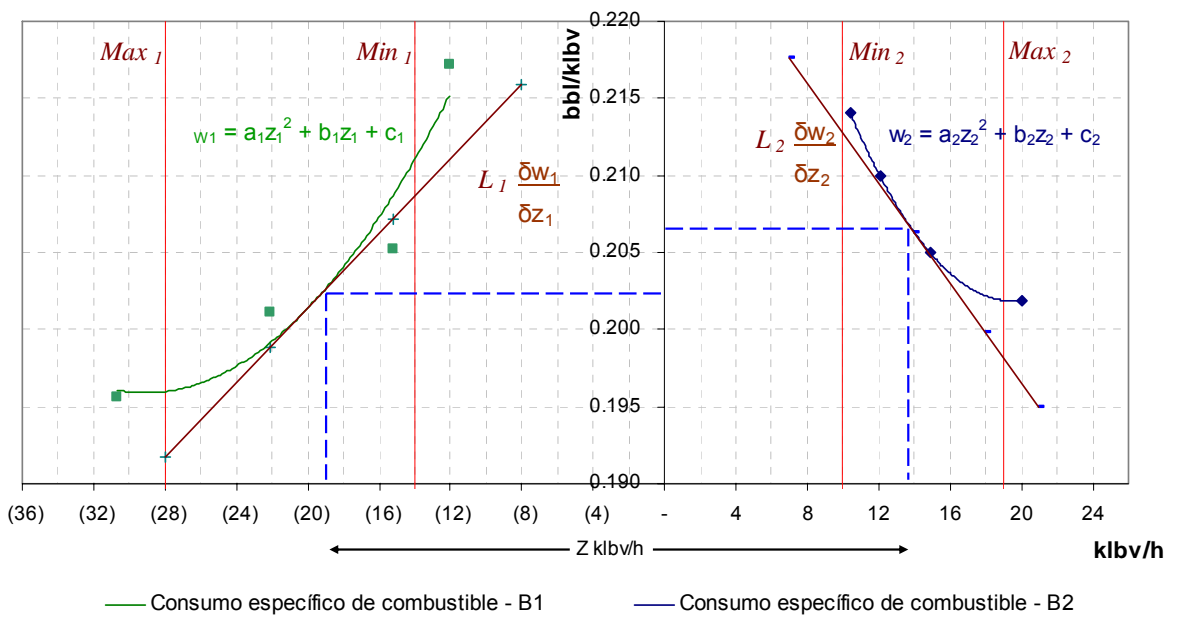
Como los valores de  $a_1$  y  $a_2$  siempre son positivos se demuestra que los valores obtenidos



corresponden a los valores de consumo específico mínimo.

Realizando este procedimiento gráficamente se puede apreciar con mayor facilidad los puntos en los cuales las unidades deben de operar para hacer el proceso de generación de energía eléctrica más óptimo.

Así tendremos:



Caso II: Operación de tres calderas de fuego directo.

$$Z_T = Z_1 + Z_2 + Z_3 \dots (23)$$

$$W_T = a_1 \cdot Z_1^2 + b_1 \cdot Z_1 + a_2 \cdot Z_2^2 + b_2 \cdot Z_2 + a_3 \cdot Z_3^2 + b_3 \cdot Z_3 + c_T \dots (24)$$

$$c_T : c_1 + c_2 + c_3$$

Donde:

$Z_1, Z_2, Z_3$ : Producción de vapor (klb<sub>v</sub>/h).

a, b, c: Constantes de las ecuaciones de consumo específico de combustible.

Realizando una agrupación de las ecuaciones de las calderas 1 y 2:

$$Z_4 = Z_1 + Z_2$$

Utilizando las ecuaciones (4) y (5) los cuales nos indican el lugar geométrico del consumo específico de las calderas tendremos:

$$Z_1 = \frac{2a_2}{2a_1 + 2a_2} \cdot Z_4 - \frac{b_1 - b_2}{2a_1 + 2a_2}$$

$$Z_2 = \left(1 - \frac{2a_2}{2a_1 + 2a_2}\right) \cdot Z_4 + \frac{b_1 - b_2}{2a_1 + 2a_2}$$

$$Z_3 = Z_T - Z_4$$

Haciendo los siguientes cambios de variable:

$$\frac{2a_2}{2a_1 + 2a_2} = m$$

$$\frac{b_1 - b_2}{2a_1 + 2a_2} = n$$

Se obtiene:

$$Z_1 = m \cdot Z_4 - n \quad \dots(25)$$

$$Z_2 = (1-m) \cdot Z_4 + n \quad \dots(26)$$

$$Z_3 = Z_T - Z_4 \quad \dots(27)$$

Reemplazando las ecuaciones anteriores en la ecuación (24):

$$W_T = a_1 \cdot (m \cdot Z_4 - n)^2 + b_1 \cdot (m \cdot Z_4 - n) + a_2 \cdot ((1-m) \cdot Z_4 + n)^2 + b_2 \cdot ((1-m) \cdot Z_4 + n) + a_3 \cdot (Z_T - Z_4)^2 + b_3 \cdot (Z_T - Z_4) + c_T$$

Siguiendo el mismo procedimiento que cuando se tenían dos calderas, aplicando la primera derivada e igualando a cero.

$$\frac{\partial W_T}{\partial Z_4} = 2a_1 \cdot (m \cdot Z_4 - n) \cdot m + b_1 \cdot m + 2a_2 \cdot ((1-m) \cdot Z_4 + n) \cdot (1-m) + b_2 \cdot (1-m) + 2a_3 \cdot (Z_4 - Z_T) - b_3$$

$$\frac{\partial W_T}{\partial Z_1} = 2a_1 \cdot m^2 \cdot Z_4 + 2a_2 \cdot (m-1)^2 \cdot Z_4 + 2a_3 \cdot Z_4 - 2a_2 \cdot n \cdot m - 2a_1 \cdot n \cdot m + b_2 - b_2 \cdot m + b_1 \cdot m - b_3 - 2a_3 \cdot Z_T = 0$$

Simplificando y reemplazando las variables m y n:

$$Z_4 = \frac{2a_3 \cdot (a_1 + a_2) \cdot Z_T + a_2 \cdot (b_3 - b_1) + a_1 \cdot (b_3 - b_2)}{2 \cdot (a_1 \cdot a_2 + a_1 \cdot a_3 + a_2 \cdot a_3)} \quad \dots(28)$$

Reemplazando la ecuación (28) en las ecuaciones (25), (26) y (27) obtendremos los consumos específicos de las tres unidades en servicio:

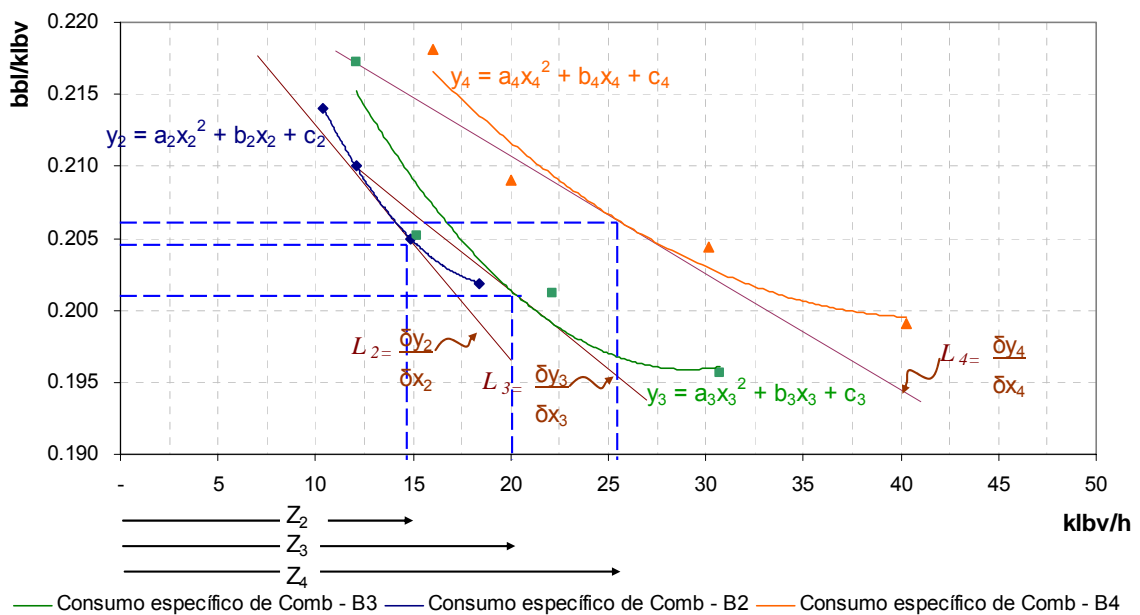
$$Z_1 = \frac{a_2 \cdot [2a_3 \cdot (a_1 + a_2) \cdot Z_T + a_2 \cdot (b_3 - b_1) + a_1 \cdot (b_3 - b_2)]}{[a_1 + a_2] \cdot [2 \cdot (a_1 \cdot a_2 + a_1 \cdot a_3 + a_2 \cdot a_3)]} - \frac{b_1 - b_2}{2a_1 + 2a_2} \quad \dots(29)$$

$$Z_2 = \frac{a_1 \cdot [2a_3 \cdot (a_1 + a_2) \cdot Z_T + a_2 \cdot (b_3 - b_1) + a_1 \cdot (b_3 - b_2)]}{[a_1 + a_2] \cdot [2 \cdot (a_1 \cdot a_2 + a_1 \cdot a_3 + a_2 \cdot a_3)]} + \frac{b_1 - b_2}{2a_1 + 2a_2} \quad \dots(30)$$

$$Z_3 = Z_T - \frac{2a_3 \cdot (a_1 + a_2) \cdot Z_T + a_2 \cdot (b_3 - b_1) + a_1 \cdot (b_3 - b_2)}{2 \cdot (a_1 \cdot a_2 + a_1 \cdot a_3 + a_2 \cdot a_3)} \quad \dots(31)$$

Para poder entender con mayor facilidad lo realizado a continuación la gráfica del cálculo en el caso de operar tres calderas en paralelo.

En el siguiente gráfico se presentan las curvas de consumo específico de combustible de las calderas  $W_2$ ,  $W_3$  e  $W_4$ ; las líneas  $L_2$ ,  $L_3$  y  $L_4$  representan los lugares geométricos de los valores óptimos de los flujos de vapor  $Z_2$ ,  $Z_3$  y  $Z_4$  en las cuales las turbinas deben operar para obtener el menor consumo de vapor.



Dando forma a las ecuaciones anteriores:

$$Z_1 = \frac{a_2 \cdot a_3}{a_1 \cdot a_2 + a_1 \cdot a_3 + a_2 \cdot a_3} \cdot Z_T - \frac{a_2 \cdot (b_1 - b_3) + a_3 \cdot (b_1 - b_2)}{2 \cdot (a_1 \cdot a_2 + a_1 \cdot a_3 + a_2 \cdot a_3)} \quad \dots(32)$$

$$Z_2 = \frac{a_1 \cdot a_3}{a_1 \cdot a_2 + a_1 \cdot a_3 + a_2 \cdot a_3} \cdot Z_T - \frac{a_1 \cdot (b_2 - b_3) + a_3 \cdot (b_2 - b_1)}{2 \cdot (a_1 \cdot a_2 + a_1 \cdot a_3 + a_2 \cdot a_3)} \quad \dots(33)$$

$$Z_3 = \frac{a_1 \cdot a_2}{a_1 \cdot a_2 + a_1 \cdot a_3 + a_2 \cdot a_3} \cdot Z_T - \frac{a_2 \cdot (b_3 - b_1) + a_1 \cdot (b_3 - b_2)}{2 \cdot (a_1 \cdot a_2 + a_1 \cdot a_3 + a_2 \cdot a_3)} \quad \dots(34)$$

Caso III: Operación de cuatro calderas de fuego directo.

Por inducción matemática según lo obtenido para los casos I y II los valores de los flujos de vapor producidos por las calderas se obtendrán con las siguientes fórmulas:

$$Z_1 = \frac{a_2 \cdot a_3 \cdot a_4}{a_1 \cdot a_2 \cdot a_3 + a_1 \cdot a_2 \cdot a_4 + a_1 \cdot a_3 \cdot a_4 + a_2 \cdot a_3 \cdot a_4} \cdot Z_T - \frac{a_2 \cdot a_3 \cdot (b_1 - b_4) + a_2 \cdot a_4 \cdot (b_1 - b_3) + a_3 \cdot a_4 \cdot (b_1 - b_2)}{2 \cdot (a_1 \cdot a_2 \cdot a_3 + a_1 \cdot a_2 \cdot a_4 + a_1 \cdot a_3 \cdot a_4 + a_2 \cdot a_3 \cdot a_4)}$$

$$Z_2 = \frac{a_1 \cdot a_3 \cdot a_4}{a_1 \cdot a_2 \cdot a_3 + a_1 \cdot a_2 \cdot a_4 + a_1 \cdot a_3 \cdot a_4 + a_2 \cdot a_3 \cdot a_4} \cdot Z_T - \frac{a_1 \cdot a_3 \cdot (b_2 - b_4) + a_1 \cdot a_4 \cdot (b_2 - b_3) + a_3 \cdot a_4 \cdot (b_2 - b_1)}{2 \cdot (a_1 \cdot a_2 \cdot a_3 + a_1 \cdot a_2 \cdot a_4 + a_1 \cdot a_3 \cdot a_4 + a_2 \cdot a_3 \cdot a_4)}$$

$$Z_3 = \frac{a_1 \cdot a_2 \cdot a_4}{a_1 \cdot a_2 \cdot a_3 + a_1 \cdot a_2 \cdot a_4 + a_1 \cdot a_3 \cdot a_4 + a_2 \cdot a_3 \cdot a_4} \cdot Z_T - \frac{a_1 \cdot a_2 \cdot (b_3 - b_4) + a_1 \cdot a_4 \cdot (b_3 - b_2) + a_2 \cdot a_4 \cdot (b_3 - b_1)}{2 \cdot (a_1 \cdot a_2 \cdot a_3 + a_1 \cdot a_2 \cdot a_4 + a_1 \cdot a_3 \cdot a_4 + a_2 \cdot a_3 \cdot a_4)}$$

$$Z_4 = \frac{a_1 \cdot a_2 \cdot a_3}{a_1 \cdot a_2 \cdot a_3 + a_1 \cdot a_2 \cdot a_4 + a_1 \cdot a_3 \cdot a_4 + a_2 \cdot a_3 \cdot a_4} \cdot Z_T - \frac{a_1 \cdot a_2 \cdot (b_4 - b_3) + a_1 \cdot a_3 \cdot (b_4 - b_2) + a_2 \cdot a_3 \cdot (b_4 - b_1)}{2 \cdot (a_1 \cdot a_2 \cdot a_3 + a_1 \cdot a_2 \cdot a_4 + a_1 \cdot a_3 \cdot a_4 + a_2 \cdot a_3 \cdot a_4)}$$

Debido a la cantidad de variables utilizadas para conseguir los consumos específicos de combustibles más óptimos de las calderas, se ha desarrollado un programa en Visual Basic para poder simplificar el procedimiento de cálculo, este programa será explicado con mayor detenimiento en el apéndice B.

Finalmente el consumo de combustible de la central ( $Comb_{Total}$ ) sería:

$$Comb_{Total} = \sum_{i=1}^n W_i \cdot Z_i \cdot H_i$$

Donde:

$Z_i$ : Producción de vapor de la caldera  $i$  (klb<sub>v</sub>/h)

$W_i$ : Consumo específico de combustible de la caldera  $i$  (bbl/klb<sub>v</sub>)

n: Número de calderas en operación.

## **CAPITULO 8.**

# **CÁLCULOS Y RESULTADOS**

Después de haber revisado las condiciones y los principios que determinan el mejor comportamiento en conjunto de la central térmica ILO1 es necesario poner en práctica todo lo que anteriormente se ha descrito, para ello se realizará el desarrollo detallado de cada uno de los tres objetivos específicos planteados inicialmente. Para comprobar la efectividad de las ecuaciones planteadas y del modelo descrito a lo largo de los capítulos anteriores se realizó el monitoreo de la operación de la central para el periodo 2004 - 2005, se tomaron los datos de producción y consumo de las turbinas y calderos.

### **8.1. Condiciones de operación.**

#### **8.1.1 Generación requerida por el sistema**

La generación requerida por el sistema en el periodo 2004 – 2005 tal como se indicó en el capítulo 5 estuvo determinada principalmente por las condiciones ambientales (hidrología), los mantenimientos de las unidades que integran el sistema, el costo de los combustibles, el ingreso de nuevas centrales eléctricas y la modernización de algunas centrales a ciclo combinado.

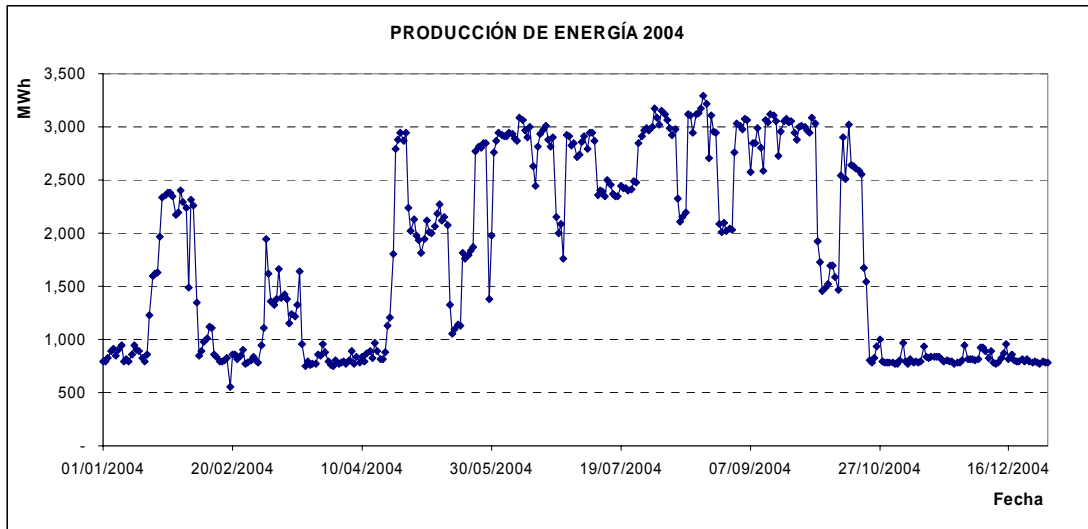
Día	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	795.05	2,298.10	784.27	769.49	1,976.85	2,867.64	2,850.62	3,176.18	2,757.64	3,085.13	779.60	813.43
2	789.72	2,234.02	944.33	783.98	1,936.18	2,943.98	2,719.36	3,082.72	3,029.84	3,032.55	769.49	819.13
3	822.65	1,490.72	1,106.75	795.43	1,818.82	2,929.21	2,734.80	3,020.88	3,012.80	1,924.03	776.83	807.47
4	889.00	2,315.64	1,948.06	770.92	1,943.75	2,912.32	2,856.12	3,149.68	2,974.71	1,726.37	799.77	814.99
5	916.31	2,260.69	1,619.70	802.80	2,120.06	2,915.25	2,907.96	3,122.91	3,073.95	1,452.48	969.51	920.83
6	844.62	1,342.71	1,356.50	889.88	2,011.39	2,946.22	2,792.95	3,067.92	3,070.56	1,490.62	793.13	928.45
7	898.92	845.48	1,326.57	768.19	1,996.81	2,940.14	2,942.50	2,993.96	2,577.36	1,519.51	770.72	894.07
8	948.53	887.53	1,383.90	834.45	2,067.87	2,895.43	2,948.22	2,923.59	2,850.87	1,691.78	810.86	829.54
9	795.41	975.10	1,660.39	785.61	2,183.41	2,870.15	2,865.22	2,975.67	2,846.68	1,693.56	782.54	886.08
10	816.83	1,011.71	1,395.37	836.03	2,274.54	3,085.77	2,363.45	2,328.64	2,986.69	1,586.92	791.59	786.88
11	794.95	1,121.40	1,428.11	794.28	2,120.89	3,063.09	2,398.98	2,106.09	2,800.11	1,469.82	777.58	776.35
12	854.30	1,104.33	1,384.50	869.92	2,149.10	2,972.32	2,388.71	2,155.89	2,585.21	2,542.69	798.78	782.40
13	951.05	860.95	1,152.72	888.42	2,075.70	2,897.13	2,352.70	2,192.48	3,061.84	2,902.80	937.26	822.45
14	901.69	840.96	1,242.40	822.66	1,322.83	3,001.31	2,495.22	3,120.48	3,044.42	2,507.89	838.47	865.86
15	890.56	794.25	1,219.59	966.24	1,053.67	2,633.95	2,454.55	3,103.35	3,124.86	3,024.90	829.35	958.39
16	825.80	798.70	1,322.19	892.03	1,102.88	2,441.50	2,373.76	2,945.98	3,107.94	2,638.93	837.24	814.30
17	790.42	804.84	1,640.61	810.77	1,141.38	2,819.85	2,349.90	3,115.26	3,052.10	2,628.00	836.99	859.66
18	857.10	822.48	954.35	812.35	1,127.93	2,931.47	2,343.03	3,130.27	2,726.43	2,606.70	836.15	807.48
19	1,228.82	551.12	754.67	880.08	1,811.10	2,976.41	2,449.36	3,175.14	2,955.34	2,589.54	834.18	789.57
20	1,592.68	863.61	788.32	1,132.99	1,755.78	3,015.35	2,423.01	3,294.37	3,051.47	2,559.14	816.20	796.44
21	1,614.48	855.90	762.50	1,203.02	1,798.65	2,879.21	2,427.13	3,214.65	3,073.78	1,676.50	796.23	818.37
22	1,627.68	814.96	774.71	1,800.70	1,840.60	2,815.72	2,402.70	2,709.91	3,045.85	1,542.05	809.57	794.65
23	1,962.68	845.03	768.98	2,795.47	1,864.77	2,899.26	2,417.04	3,110.89	3,049.97	802.70	793.45	811.81
24	2,338.97	906.87	861.04	2,882.90	2,770.34	2,148.04	2,484.55	2,952.58	2,950.88	786.33	798.31	796.01
25	2,363.40	775.22	843.35	2,945.95	2,818.70	2,004.88	2,480.35	2,947.94	2,875.93	829.48	769.90	784.34
26	2,375.84	784.26	953.24	2,871.20	2,800.68	2,087.91	2,846.35	2,092.27	2,998.99	938.23	780.93	793.10
27	2,384.28	809.74	882.33	2,945.34	2,843.25	1,762.26	2,917.07	2,011.24	3,005.91	995.85	784.69	787.43
28	2,351.54	840.56	788.55	2,243.30	2,845.42	2,927.61	2,962.67	2,100.16	3,001.80	791.42	801.72	773.00
29	2,172.18	804.00	763.19	2,027.11	1,378.54	2,915.56	2,988.80	2,020.87	2,971.24	787.28	944.37	788.83
30	2,198.36	-	754.76	2,126.23	1,974.62	2,826.16	2,964.13	2,046.41	2,940.82	782.87	814.73	786.35
31	2,400.35	-	801.12	-	2,762.98	-	2,995.99	2,028.99	-	784.80	-	784.53

Tabla\_11. Producción de energía eléctrica de la Central Termoeléctrica durante el 2004.

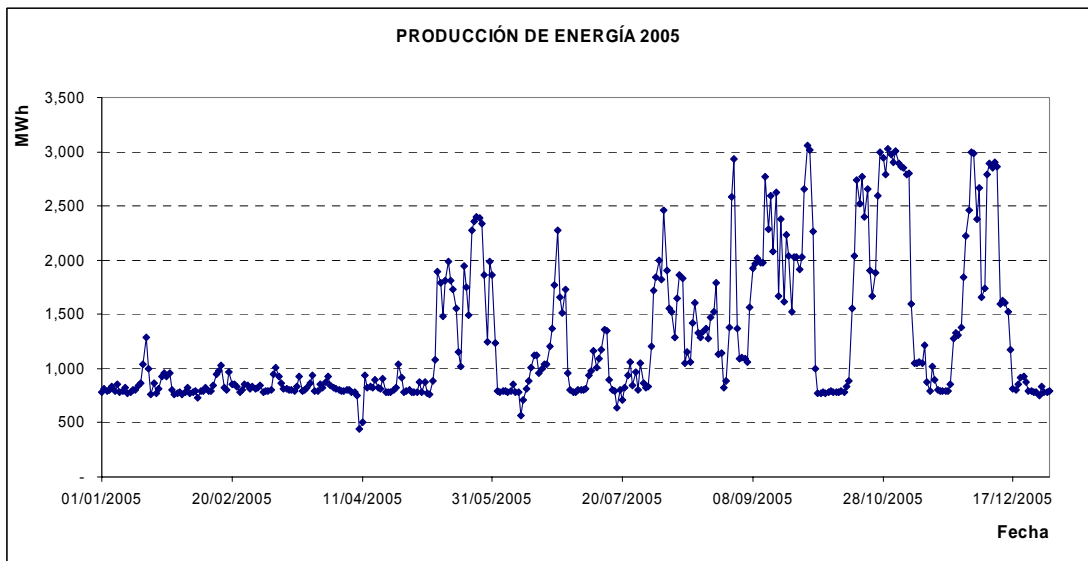


Día	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	786.74	758.87	812.86	809.76	780.66	1,231.30	785.14	1,715.99	2,936.79	2,264.72	2,903.56	2,996.31
2	812.58	782.82	824.62	801.44	780.50	790.80	780.55	1,840.96	1,371.62	996.24	3,007.44	2,985.65
3	789.01	821.68	839.05	794.90	877.22	786.30	799.65	1,996.69	1,086.34	776.37	2,893.14	2,377.04
4	801.36	776.66	777.51	797.77	786.63	793.50	801.54	1,822.56	1,100.11	774.84	2,862.74	2,667.12
5	830.66	778.49	788.59	799.12	872.56	791.36	807.88	2,463.56	1,093.05	778.43	2,852.98	1,659.43
6	794.88	796.70	789.17	802.54	771.44	787.36	814.23	1,903.18	1,057.28	773.69	2,788.02	1,744.65
7	854.77	733.87	807.32	784.04	766.08	795.66	939.65	1,556.91	1,562.84	782.71	2,799.95	2,791.99
8	783.79	793.03	941.98	783.58	889.19	854.17	977.96	1,519.10	1,920.11	788.12	1,600.02	2,890.08
9	791.26	795.54	1,005.84	748.19	1,080.49	783.92	1,165.46	1,289.88	1,969.81	777.34	1,049.34	2,850.55
10	827.83	827.26	926.27	440.01	1,891.82	782.26	1,011.57	1,644.57	2,019.93	786.55	1,047.88	2,903.93
11	771.02	796.58	862.17	505.28	1,795.27	565.07	1,089.32	1,861.90	1,974.21	781.11	1,056.64	2,860.98
12	779.46	796.59	814.46	940.29	1,484.83	705.72	1,174.97	1,832.00	1,973.99	795.23	1,048.25	1,590.63
13	806.85	845.28	817.19	820.52	1,807.80	813.48	1,355.29	1,051.51	2,771.30	783.27	1,212.00	1,627.60
14	799.23	945.90	800.34	830.29	1,985.99	884.19	1,353.47	1,155.47	2,285.92	835.69	877.98	1,607.79
15	841.07	982.51	800.09	826.48	1,814.12	1,008.09	900.12	1,055.49	2,590.76	881.90	788.38	1,523.59
16	863.65	1,032.00	792.95	895.39	1,730.30	1,119.22	800.70	1,419.53	2,076.81	1,551.76	1,023.89	1,175.45
17	1,040.55	824.00	829.24	820.25	1,555.13	1,118.86	796.51	1,610.63	2,621.91	2,038.84	895.72	811.10
18	1,290.98	799.54	931.15	808.74	1,152.05	956.92	637.69	1,328.61	1,669.74	2,735.90	805.40	800.43
19	997.35	969.62	795.91	910.21	1,021.02	994.22	800.96	1,288.82	2,380.14	2,520.56	791.70	850.95
20	766.74	856.90	807.05	786.51	1,948.32	1,040.65	711.16	1,334.13	1,618.08	2,764.67	791.25	912.94
21	863.24	855.39	825.42	785.25	1,748.39	1,041.93	820.38	1,364.35	2,238.16	2,401.59	794.94	931.19
22	774.64	834.94	869.00	783.89	1,491.20	1,208.23	937.23	1,276.69	2,037.88	2,656.61	792.31	875.24
23	814.51	786.44	935.54	802.65	2,278.98	1,367.20	1,060.31	1,471.45	1,524.86	1,907.44	851.70	791.26
24	924.52	802.19	788.64	822.05	2,361.00	1,766.96	844.45	1,527.79	2,032.11	1,671.28	1,275.40	791.47
25	960.11	852.50	792.73	1,039.00	2,401.63	2,280.13	964.50	1,795.25	2,032.26	1,884.01	1,324.12	782.00
26	923.60	844.16	849.54	912.08	2,384.86	1,656.93	806.34	1,129.28	1,911.10	2,596.75	1,311.62	781.84
27	952.49	815.80	825.21	781.09	2,339.25	1,518.04	1,051.15	1,139.38	2,023.96	2,997.77	1,381.67	752.53
28	800.74	836.98	871.52	795.56	1,865.35	1,734.44	866.74	819.58	2,659.67	2,939.01	1,847.19	834.85
29	759.83	-	927.78	801.35	1,240.60	958.72	824.68	880.29	3,054.52	2,793.71	2,221.75	783.49
30	774.72	-	848.65	783.07	1,989.20	801.79	833.92	1,378.49	3,016.35	3,029.96	2,460.17	786.75
31	777.77	-	825.64	-	1,865.89	-	1,199.70	2,586.58	-	2,975.72	-	791.49

· **Tabla\_12.** Producción de energía eléctrica de la Central Termoeléctrica durante el 2005.



**Fig. 22** : Producción de energía de la C.T. ILO1 en el 2004.



**Fig. 23** : Producción de energía de la C.T. ILO1 en el 2005.

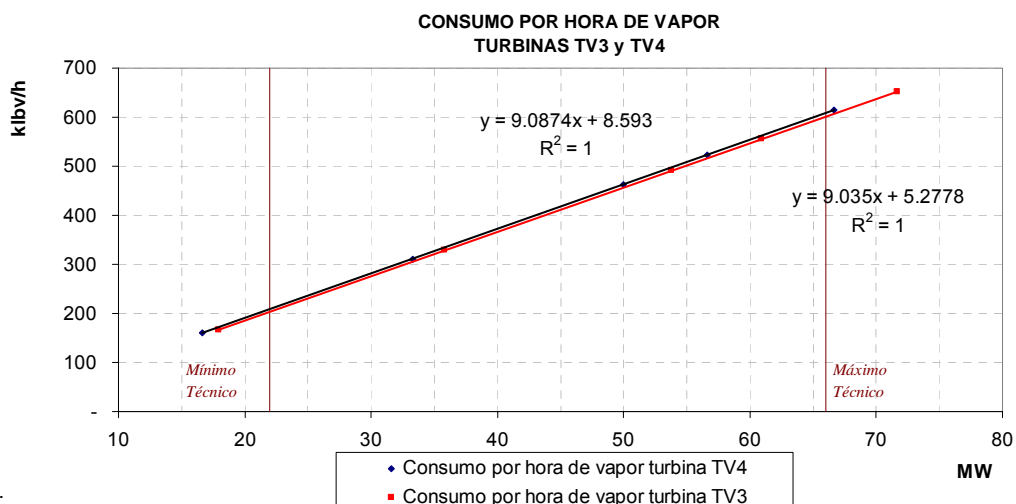
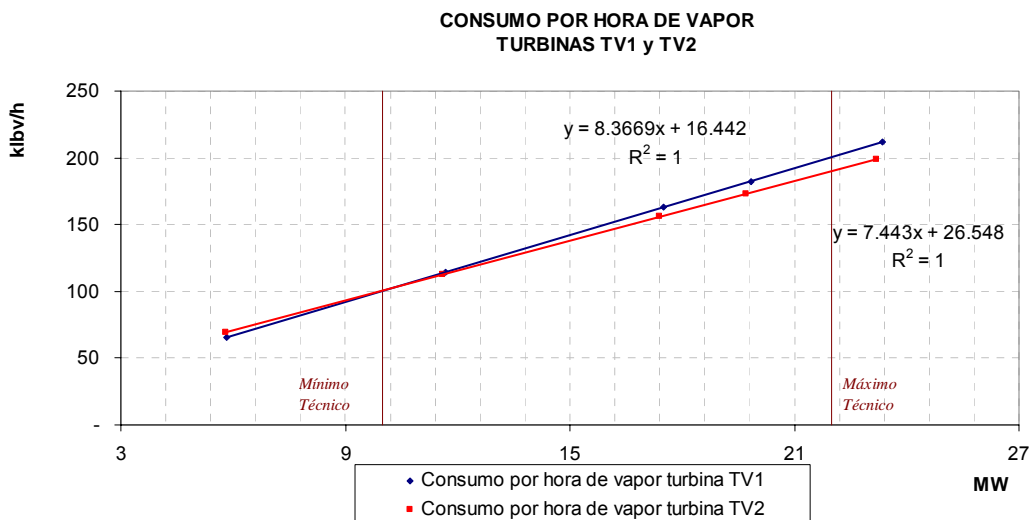
Para realizar un cálculo con mayor exactitud se ha utilizado valores diarios de energía producida y debido a la manera particular de operación de esta central térmica (opera las 24 horas del día debido al vapor de fundición) es posible conocer la potencia producida por la central la cual nos servirá más adelante para calcular la combinación óptima de turbinas necesarias a operar.

### 8.1.2 Características operacionales de las unidades

Tal como se indicó en el capítulo 5 las características operacionales de las unidades nos servirán para conocer que unidades deben de operar para obtener el menor consumo de recursos para una misma producción de energía.

#### 8.1.2.1 Características operaciones de las turbinas a vapor.

Debido a que las curvas de consumo específico de vapor de las turbinas son ecuaciones de primer grado, la determinación de que unidad es la más óptima para un determinado rango de operación se obtiene de la comparación de las curvas de cada unidad.



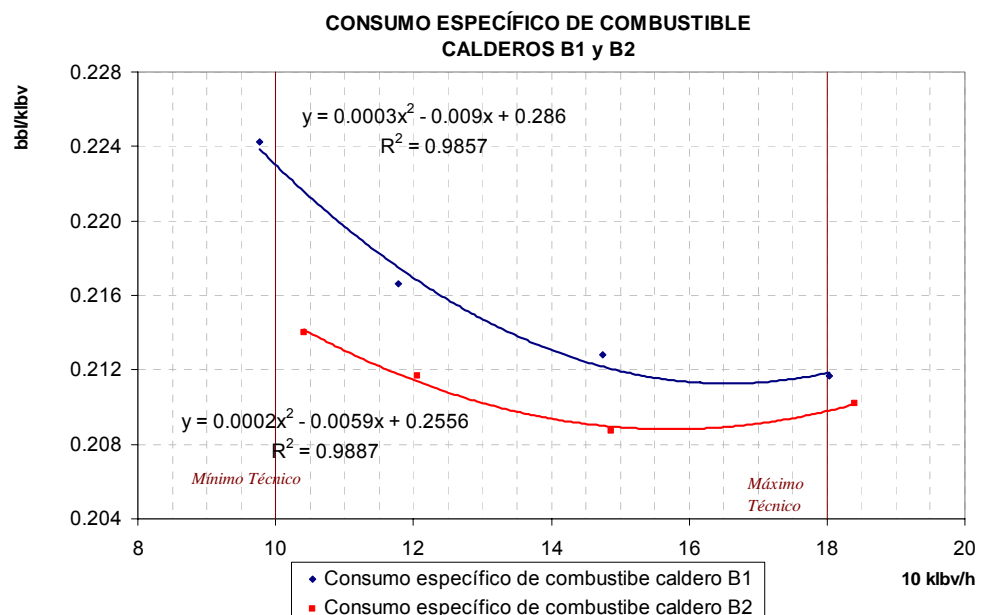
Por lo tanto de los gráficos anteriores y de lo establecido en el capítulo 6 (mínimo técnico de la central) el orden de ingreso de las turbinas será el siguiente:

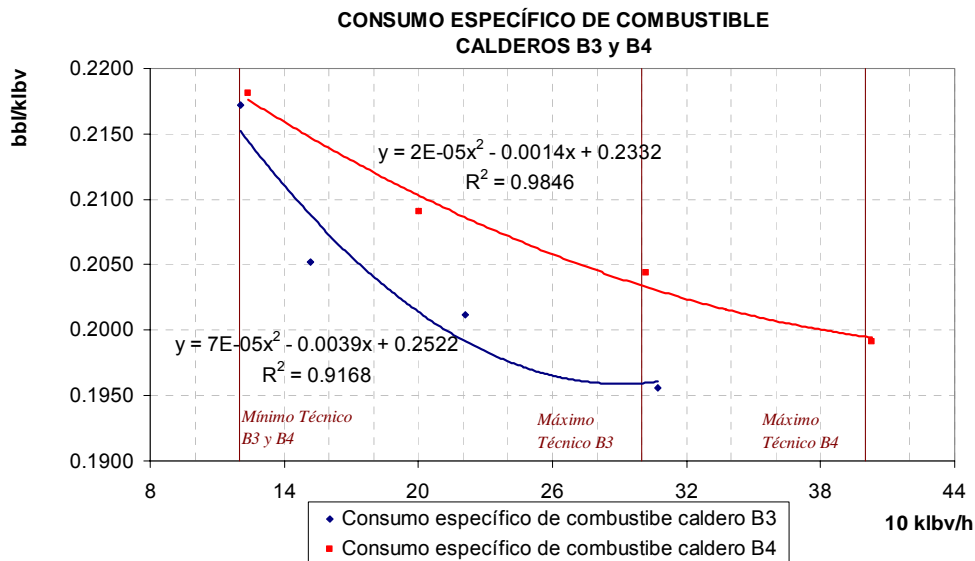
- TV2 y TV3 (32MW mínimo técnico)
- TV2, TV3 y TV4 (debido principalmente a que la turbina TV4 es más confiable que la turbina TV1)
- Todas las turbinas

### 8.1.2.2 Características operaciones de las calderas.

Considerando lo mencionado en el capítulo 6 (determinación del mínimo técnico de la central) la primera caldera que debería operar es la caldera B3 y de acuerdo a las curvas características de las calderas mostradas a continuación, el orden de ingreso de las turbinas será el siguiente:

- B3 (32 MW mínimo técnico)
- B3 y B4 (debido principalmente a que la caldera B4 es más confiable que la caldera B1)
- B3, B4 y B2
- Todas las calderas





### 8.1.3 Indisponibilidad de las unidades debido a mantenimientos preventivos y correctivos.

Durante el 2004 y 2005 las unidades se encontraron indisponibles durante ciertos periodos de tiempo debido a que se realizaron diferentes mantenimientos tanto preventivos como correctivos los cuales modificaron la forma de operación de la central.

A continuación se presenta las indisponibilidades tanto para los calderos de fuego directo, turbinas y calderos de recuperación de calor (SPCC) en el 2004:

#### Indisponibilidades Caldera B1.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
5-Ene	00:00	521.00	Se inicia programa de mantenimiento semestral programado.	26-Ene	17:00
29-May	03:13	46.55	Fuera de línea para hacer mantenimiento de la Barra 2 de 4160 y 480 V.	31-May	01:46
27-Jun	06:14	21.85	Fuera de servicio para trabajos en rodamiento del ventilador.	28-Jun	04:05
12-Oct	18:41	12.83	Fuera de servicio por problemas en la columna de nivel del tambor y la falta consecuente de alarmas.	13-Oct	07:31
16-Oct	00:24	618.97	Sale fuera de servicio por mantenimiento semestral programado.	10-Nov	19:22
11-Dic	00:00	288.00	Mantenimiento programado - Trabajos de preservación.	23-Dic	00:00

### Indisponibilidades Caldera B2.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
16-Feb	00:00	336.00	Se inicia mantenimiento programado.	1-Mar	00:00
20-May	11:28	2.90	Se dispara manualmente el Caldero 2 por excesiva presión de cabezal de vapor.	20-May	14:22
29-May	04:04	41.02	Fuera de línea para hacer mantenimiento de la Barra 2 de 4160 y 480 V.	30-May	21:05
10-Jul	00:17	389.40	Fuera de servicio por mantenimiento programado.	26-Jul	05:41
7-Ago	06:08	0.25	Se produce la parada del Ventilador ocasionando el Trip del Caldero por F.D Fan Trip.	7-Ago	06:23
10-Oct	09:30	0.73	Sale de servicio el Caldero 2 debido a parada del motor del Ventilador debido a un fusible quemado en control de 120V.	10-Oct	10:14
21-Oct	08:18	17.45	Se para por problemas en cojinete lado acople del ventilador.	22-Oct	01:45

### Indisponibilidades Caldera B3.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
12-Ene	02:04	0.27	Se produce la salida de línea del caldero por acción de "DDC Trip " cuando generaba 150 Kib/h durante cambio de motor de 150 a 500 hp. Se disminuye la generación de 32 MW a 15 MW , no se produjo rechazo de carga.	12-Ene	02:20
19-Feb	07:49	2.23	Se produce la salida de servicio por falla en el transformador Star Up, desenergizando la Barra 4.	19-Feb	10:03
2-Abr	04:11	22.33	Sale de servicio para realizar trabajos en válvula de agua de alimentación en fundición.	03-Abr	02:31
9-May	01:25	236.82	Fuera de servicio por mantenimiento programado.	18-May	22:14
20-May	11:18	71.50	Fuera de servicio por pérdida de los MCC 3A y 3B.	23-May	10:48
19-Jun	08:16	0.55	Sale de servicio durante cambio de quemadores.	19-Jun	08:49
6-Oct	10:02	1.27	Sale de servicio por CarryOver debido a que válvula de nivel quedo abierta en manual.	6-Oct	11:18
11-Nov	17:08	1.37	Sale fuera de servicio por pérdida de la barra #3 de 4160 V T1-A, interruptores 211, 212 ,215. abierto cuando personal de mantenimiento hacian chequeo del relé en el duplex.	11-Nov	18:30
13-Nov	12:13	533.47	Fuera de servicio por mantenimiento programado.	5-Dic	17:41
6-Dic	13:23	0.50	Cuando instrumentistas al poner en servicio switch de baja presión de petróleo ocurre el Trip del caldero por baja presión.	6-Dic	13:53

### Indisponibilidades Caldera B4.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
16-Mar	06:31	0.40	Trip debido a que la turbina estaba los auxiliares de la unidad 4 desde el transformador de Auxiliares.	16-Mar	06:55
18-Mar	15:01	165.98	Produce salida del B4 por alta presión del hogar debido a presencia de tubo roto.	25-Mar	13:00
28-Abr	09:13	254.60	Sale de servicio por presentar tubo roto.	08-May	23:49
14-May	03:19	151.42	Sale de servicio por presentar tubo roto.	20-May	10:44
20-May	11:27	0.83	Debido a la pérdida de la TV4 sale fuera de servicio el Caldero.	20-May	12:17
29-May	06:17	14.47	Fuera de línea para hacer mantenimiento de la Barra 2 de 4160 y 480 V.	29-May	20:45
15-Jun	21:15	9.30	F/S por mantenimiento de línea norte de vapor 850 psig.	16-Jun	06:33
24-Jun	03:51	92.08	Sale de servicio por presentar tubo roto.	27-Jun	23:56
10-Ago	06:02	89.97	Sale de servicio por presentar tubo roto.	14-Ago	00:00
26-Ago	02:40	143.88	Sale de servicio por presentar tubo roto.	1-Sep	02:33
7-Sep	16:41	1.38	Fuera de servicio por problemas en barra de auxiliares de la TV4.	7-Sep	18:04
18-Sep	08:39	6.17	Fuera de línea por trabajos en línea de atomización.	18-Sep	14:49
8-Oct	18:03	27.18	Sale de servicio por presentar tubo roto.	9-Oct	21:14
9-Dic	17:20	238.67	Sale de servicio por presentar tubo roto.	19-Dic	16:00

### Indisponibilidades Caldera WHB5.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
1-Ene	14:06	36.50	Sale fuera de servicio por tubo roto.	3-Ene	02:36
21-Ene	13:16	72.15	Sale fuera de servicio por tubo roto.	24-Ene	13:25
7-Mar	14:12	34.70	Sale fuera de servicio por tubo roto.	9-Mar	00:54
21-Mar	09:53	89.73	Sale fuera de servicio por tubo roto.	25-Mar	03:37
19-Abr	13:55	229.80	Sale fuera de línea por mantenimiento programado.	29-Abr	03:43
15-Jul	14:35	41.53	Sale fuera de servicio por tubo roto.	17-Jul	08:07
17-Jul	10:54	43.80	Sale fuera de servicio por tubo roto.	19-Jul	06:42
3-Sep	17:29	20.77	Fuera de servicio Caldero WHB5 para de reparación válvula de agua de alimentación.	4-Sep	14:15
7-Nov	16:23	51.28	Sale fuera de servicio por tubo roto.	9-Nov	19:40
28-Dic	19:34	17.02	WHB5 f/s por problemas en el atemperador del caldero.	29-Dic	12:35

### Indisponibilidades Caldera WHB6.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
30-Mar	20:15	24.47	Sale de servicio para reparar fuga de agua de alimentación en valvula de ingreso al caldero.	31-Mar	20:43
24-May	13:52	164.50	WHB6 fuera de servicio por mantenimiento programado.	31-May	10:22
14-Jun	21:52	35.67	Sale fuera de servicio por tubo roto.	16-Jun	09:32

### Indisponibilidades Caldera WHB7.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
11-Ene	10:03	218.08	Sale de servicio para mantenimiento programado.	20-Ene	12:08
3-Feb	18:32	18.97	Fuera de línea por línea por fuga de agua de brida.	4-Feb	13:30
9-Jul	08:35	12.20	Sale de servicio para reparar fuga en válvula.	9-Jul	20:47
24-Sep	17:08	24.98	Caldero fuera de servicio para reparación de válvula de atemperación y de inyección de quimicos.	25-Sep	18:07

### Indisponibilidades Caldera WHB8.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
15-Mar	13:53	207.50	Fuera de servicio por mantenimiento programado	24-Mar	05:23
25-Mar	17:33	43.20	Sale fuera de servicio por tubo roto.	27-Mar	12:45
2-Abr	13:24	62.98	Sale fuera de servicio por tubo roto.	05-Abr	04:23
7-Abr	11:19	110.25	Sale fuera de servicio por tubo roto.	12-Abr	01:34
24-Jun	09:17	31.28	Sale fuera de servicio por tubo roto.	25-Jun	16:34
10-Jul	12:15	17.28	Fuera de línea para reparar fuga de agua.	11-Jul	05:32
9-Ago	10:31	21.32	Sale fuera de servicio por tubo roto.	10-Ago	07:50

### Indisponibilidades Turbina TV1.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
6-Mar	07:19	3.87	Sale fuera de servicio por acción del relé 86G actuando el relé 40 de perdida de excitación.	6-Mar	11:11
15-Abr	16:08	94.48	Inicio de desplazamiento de Hidrógeno con CO2	19-Abr	14:37
12-Nov	09:50	175.17	Condensador consignado par limpieza y prueba hidrostática.	19-Nov	17:00

### Indisponibilidades Turbina TV2.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
2-Mar	09:51	169.48	Fuera de línea por mantenimiento programado.	9-Mar	11:20
3-May	12:49	68.37	Fuera de servicio para trabajos de mantenimiento en barra N° 2.	06-May	09:11
6-Jul	09:35	4.45	Sale de servicio al producirse la salida de servicio de la Barra 2 por problemas en el ACB 264.	6-Jul	14:02
19-Ago	14:05	3.87	Fuera de servicio para cambiar carbonos.	19-Ago	17:57
13-Sep	19:37	219.38	Tv2 fuera de línea por mantenimiento semestral.	22-Sep	23:00

### Indisponibilidades Turbina TV3.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
5-Ene	00:00	1,312.85	Se inicia programa de mantenimiento programado.	28-Feb	16:51
28-Feb	19:18	41.32	Sale de línea por acción del relé 32 potencia inversa con - 0,82 MW.	1-Mar	12:37
1-Mar	13:48	44.75	Se saca fuera de línea la Turbina para inspección de cables y bornes del generador debido a fuga de aceite.	3-Mar	10:33
3-Mar	12:11	8.70	Sale de servicio por Trip en el EX2000. Se procede a parar la Turbina para despejar la falla de la TV3.	3-Mar	20:53
13-Mar	04:58	20.65	Sale de línea para limpieza y prueba hidrostática programada del condensador.	14-Mar	01:37
20-May	08:15	3.05	Lavado de aisladores de sector de IT3.	20-May	11:18
20-May	11:18	83.03	La TV3 quedó indisponible por falta de auxiliares.	23-May	22:20
22-Ago	06:15	12.32	Fuera de línea por mantenimiento programado en HCB 350 e IT3.	22-Ago	18:34
11-Nov	17:13	0.30	Trip manualmente desde sala de control.	11-Nov	17:31
25-Nov	20:24	0.33	Trip por pérdida de excitación, falla el AVR EX 2000.	25-Nov	20:44
23-Dic	08:13	8.28	Fuera de línea se probó disparo de mecanismo OVERSPEED mecanico.	23-Dic	16:30

### Indisponibilidades Turbina TV4.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
3-Feb	13:11	4.45	Turbina fuera de servicio debido al relé de potencia inversa.	3-Feb	17:38
19-Feb	07:49	14.88	Se produce la salida de servicio por falla en el transformador Star Up, desenergizando la Barra 4.	19-Feb	22:42
5-Mar	00:29	12.50	Sale fuera de servicio para hacer limpieza del condensador.	5-Mar	12:59
15-Mar	04:32	15.23	Sale fuera de servicio para hacer limpieza del condensador.	15-Mar	19:46
16-Mar	06:31	0.15	Trip probable por falsa señal over speed mech del Mark V.	16-Mar	06:40
30-Mar	00:01	0.18	Sale de servicio por bajo vacio.	30-Mar	00:12
5-Abr	19:52	408.82	Fuera de línea por mantenimiento programado semestral.	22-Abr	20:41
22-Abr	08:35	4.42	Barra de 480 V desenergizada para realizar mantenimiento a la barra. A las 13:00 barra en servicio	22-Abr	13:00
23-Abr	01:47	0.57	La turbina es sacada de servicio para resetear el Mark V.	23-Abr	02:21
20-May	11:27	0.27	Turbina 4 sale fuera de servicio por pérdida de excitación.	20-May	11:43
29-May	04:01	14.98	Fuera de línea por trabajos de limpieza en IT4.	29-May	19:00
22-Jul	03:39	46.30	Fuera de servicio para mantenimiento correctivo, de sistema de control de carga.	24-Jul	01:57
7-Sep	16:41	8.63	Trip de la TV4 por falla en la barra de 4160 V.	8-Sep	01:19
14-Oct	08:24	8.77	Fuera de línea por mantenimiento al IT4	14-Oct	17:10
25-Oct	00:00	255.42	Inicia mantenimiento programado.	4-Nov	15:25
6-Nov	05:49	128.97	Fuera de servicio para inspección de cojinete de empuje.	11-Nov	14:47



Las Indisponibilidades en el 2005 fueron:

Indisponibilidades Caldera B1.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
15-May	21:11	347.82	Caldero fuera de línea por tubo roto.	30-May	09:00
4-Ago	09:03	391.85	Caldero fuera de línea por tubo roto.	20-Ago	16:54
3-Oct	08:00	348.28	Inicio de mantenimiento semestral.	17-Oct	20:17
29-Oct	10:23	2.30	Se dispara manualmente el caldero por alta presión del cabezal	29-Oct	12:41
12-Dic	16:34	2.17	Trip por pérdida de aire de instrumentos en valvula supply de R-500	12-Dic	18:44

Indisponibilidades Caldera B2.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
29-Oct	10:23	1.62	Se saca manualmente el caldero por alta presión del cabezal.	29-Oct	12:00
12-Nov	00:00	352.00	Se inicia el mantenimiento semestral.	26-Nov	16:00
12-Dic	16:34	1.48	Trip por pérdida de aire de instrumentos en valvula supply de R-500	12-Dic	18:03

Indisponibilidades Caldera B3.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
17-Ene	15:12	0.45	Sale de servicio por acción de low water cut out.	17-Ene	15:39
1-Feb	05:13	0.30	Fuera de línea al intentar hacer el cambio de ventilador de 500HP a 150HP. No arranca el motor de 150 HP.	1-Feb	05:31
1-Feb	06:55	0.27	Luego de revisar las alarmas, se realiza nuevamente el cambio de ventilador de 500 HP a 150 HP ocurriendo el trip del caldero al no arrancar el motor de 150 HP.	1-Feb	07:11
3-Feb	00:49	0.52	Disparo manual del B3 para poder controlar presión del cabezal.	3-Feb	01:20
13-Mar	01:04	0.23	Trip del Caldero 3 por pérdida de flama, cuando se había retirado el quemador N°4, al minuto tripea el quemador N°3 y por diferencial vapor - petróleo también salen los quemadores N°1 y N°2, se produce Trip de Caldero por no flama. El quemador 3 presentaba obstrucción de escoria.	13-Mar	01:18
17-Abr	02:33	395.62	Fuera de servicio por mantenimiento programado.	3-May	14:10
6-May	15:47	0.35	Sale de servicio por trip desde el DCC cuando se reaizaba trabajos de cambio de tarjetas en comunicación.	6-May	16:08
7-May	11:35	0.53	Se produce trip por no flama del caldero.	7-May	12:07
14-May	19:18	65.25	Caldero 3 fuera de línea por falla de soldadura en tapon de tubos de agua para inferior.	17-May	12:33
11-Jun	11:17	16.05	Fuera de línea para realizar trabajos en paletas del ventilador.	12-Jun	03:20
18-Jul	13:20	9.57	B3 fuera de línea por falla en cojinete de motor de 500 HP.	18-Jul	22:54
20-Jul	15:15	5.15	Fuera de servicio por mantenimiento programado.	20-Jul	20:24
21-Jul	17:00	230.95	Sale fuera de servicio para reparar tapón.	31-Jul	07:57
12-Ago	23:54	41.33	Caldero fuera de línea para cambiar rodamientos a motor de rueda Ljuntrom.	14-Ago	17:14
17-Ago	13:14	140.28	Se para caldero por problemas en motor de la rueda Lungstron, el motor tenia problemas de calentamiento y ruido.	23-Ago	09:31
27-Ago	22:30	60.98	Fuera de servicio Caldero 3 por mantenimiento en Calentador de aire Rueda.	30-Ago	11:29
12-Sep	02:37	1.08	Cuando se realiza cambio de quemadores, generaba 208 klb/h, por diferencial vapor petróleo.	12-Sep	03:42
18-Nov	21:36	283.38	Fuera de servicio por mantenimiento programado.	30-Nov	16:59
1-Dic	20:13	0.32	Se produce TRIP del caldero por no Flama cuando generaba 282Klb/h de vapor.	1-Dic	20:32
27-Dic	01:28	1.95	Trip del caldero por cortocircuito en bobina CR-82 abriendo el fusible de control DC.	27-Dic	03:25

#### Indisponibilidades Caldera B4.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
12-May	07:27	0.28	Trip del caldero, por tubo roto.	12-May	07:44
25-Oct	07:24	12.40	Caldero fuera de servicio, para reparación de válvulas reguladoras de presión vapor-petróleo. (Cash 1 y 2)	25-Oct	19:48
29-Oct	10:24	0.77	Se saca manualmente el caldero por alta presión de cabezal.	29-Oct	11:10
17-Dic	00:25	359.58	Salte de servicio por mantenimiento programado.	1-Ene	00:00

#### Indisponibilidades Caldera WHB5.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
17-May	16:50	281.42	WHB N° 5 fuera de servicio por mantenimiento programado.	29-May	10:15
15-Ago	16:58	27.82	Salte de servicio por tubo roto.	16-Ago	20:47
12-Sep	15:00	25.20	Salte de servicio por tubo roto.	13-Sep	16:12

#### Indisponibilidades Caldera WHB6.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
24-Ene	16:05	176.50	Fuera de servicio para mantenimiento programado.	1-Feb	00:35
22-Feb	14:01	21.22	F/S para realizar trabajos en válvula de no retorno.	23-Feb	11:14
13-May	14:00	20.37	Caldero fuera de línea por fuga en brida de línea de agua de alimentación.	14-May	10:22
5-Sep	15:22	22.08	F/S por trabajos de reempaquetado de válvulas de agua de alimentación.	6-Sep	13:27
6-Sep	15:27	33.55	Fuera de línea por tubo roto.	8-Sep	01:00

#### Indisponibilidades Caldera WHB7.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
5-Ene	15:40	15.30	Fuera de línea por problemas en válvula by pass de válvula de no retorno.	6-Ene	06:58
1-Feb	19:00	177.85	Fuera de servicio por mantenimiento programado.	9-Feb	04:51
8-Sep	14:11	23.18	Fuera de línea por tubo roto.	9-Sep	13:22

#### Indisponibilidades Caldera WHB8.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
20-Ene	19:25	17.90	Salte de servicio por problemas en atemperador.	21-Ene	13:19
21-Jun	16:13	267.52	Caldero fuera de servicio por mantenimiento programado.	02-Jul	19:44
10-Jul	16:10	21.17	Salte de servicio por tubo roto.	11-Jul	13:20

#### Indisponibilidades turbina TV1.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
15-Ene	11:03	0.08	Fuera de línea para continuar con pruebas en vacío	15-Ene	11:08
16-Ene	13:00	0.08	Fuera de línea ,se rechaza la unidad con 20 MW por prueba CESI	16-Ene	13:05
28-Dic	08:00	56.00	Inspección por preservación	30-Dic	16:00

#### Indisponibilidades turbina TV2.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
15-Ene	14:12	18.53	Fuera de línea para realizar conexionado para pruebas de CESI.	16-Ene	08:44
16-Ene	11:40	0.10	Fuera de línea para prueba de regulación de velocidad en vacío por CESI.	16-Ene	11:46
12-Mar	21:27	179.40	Turbina fuera de línea para mantenimiento programado.	20-Mar	08:51
4-Sep	11:12	193.22	Fuera de servicio por mantenimiento programado.	12-Sep	12:25
6-Dic	00:31	326.13	Fuera de servicio por mantenimiento programado.	19-Dic	14:39

#### Indisponibilidades turbina TV3.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
17-Ene	14:07	19.58	Sale de servicio para conectar instrumentación por pruebas de CESI.	18-Ene	09:42
18-Ene	09:42	4.18	Debido a que una de las válvulas de admisión se quedó abierta al momento de resetear la turbina.	18-Ene	13:53
23-Ene	16:42	147.67	Sale de servicio para mantenimiento semestral programado.	29-Ene	20:22
3-Feb	00:44	0.22	Trip de la Turbina.	3-Feb	00:57
7-Feb	04:25	36.92	Fuera de servicio por problemas de rotura de niple del enfriador H2.	8-Feb	17:20
9-Abr	22:17	45.95	Fuera de servicio programado por trabajos en Drop Box de la DSP2.	11-Abr	20:14
9-Jun	00:37	22.33	Sale fuera de servicio por mantenimiento del IT3.	09-Jun	22:57
11-Jul	04:26	174.80	Sale de servicio para mantenimiento semestral programado.	18-Jul	11:14
26-Jul	11:14	5.97	Fuera de línea por reparación del sistema de anclaje.	26-Jul	17:12
9-Ago	07:38	11.98	Fuera de línea por mantenimiento del IT3.	09-Ago	19:37
2-Sep	11:37	7.20	Fuera de línea para resetear EX2000.	2-Sep	18:49
1-Oct	22:01	18.07	Sale de servicio para reparar línea de retorno de condensado del calentador 2 al condensador.	2-Oct	16:05
12-Dic	08:00	10.07	TV3 fuera de línea por mantenimiento programado del IT3.	12-Dic	18:04
20-Dic	05:00	0.48	Sale de servicio por protección de baja temperatura de vapor, la temperatura de vapor en TV3 llegó hasta 680 F	20-Dic	05:29

#### Indisponibilidades turbina TV4.

DIA DE INICIO	HORA DE INICIO	HORAS TOTALES	DESCRIPCIÓN	DIA FINAL	HORA FINAL
17-Ene	12:19	0.52	Sale de línea para pruebas dinámicas en vacío	17-Ene	12:50
23-Ene	12:40	0.12	Sale de servicio para realizar mediciones.	23-Ene	12:47
23-Ene	15:27	0.08	Sale de servicios por problemas en sistema de medición	23-Ene	15:32
7-Abr	08:00	1,500.53	Inicio Mantenimiento Mayor TV4	08-Jun	20:32
29-Oct	10:24	0.28	Se saca manualmente por alta frecuencia.	29-Oct	10:41
5-Dic	09:00	11.95	Fuera de línea para mantenimiento de IT4.	5-Dic	20:57

## **8.2. Cálculos para el escenario más óptimo de operación.**

Partiendo de las condiciones de operación, lo indicado en el capítulo 6 y siguiendo el procedimiento especificado en el capítulo 7, se obtendrá el consumo óptimo de vapor por las turbinas y el consumo óptimo de combustible por los calderos. Como ejemplo de cálculo se utilizará las potencias más representativas del 2005.

### **8.2.1 Cálculo del consumo óptimo para una potencia de 76 MW**

#### **8.2.1.1 Cálculo del consumo óptimo de vapor por las turbinas**

Para este análisis se va a realizar la combinación de turbinas con la que actualmente la planta opera ya que estas unidades son las más eficientes.

Se tiene la siguiente información:

Información de la turbina TV2:

- Ecuación de consumo específico
$$Y = 7.44X + 26.54$$
- Mínimo Técnico: 10 MW
- Máxima producción: 22 MW

Donde:

Y: Consumo horario de vapor (klbv/h)

X: Potencia producida (MW)

### Información de la turbina TV3

- Ecuación de consumo específico

$$Y = 9.03X + 5.27$$

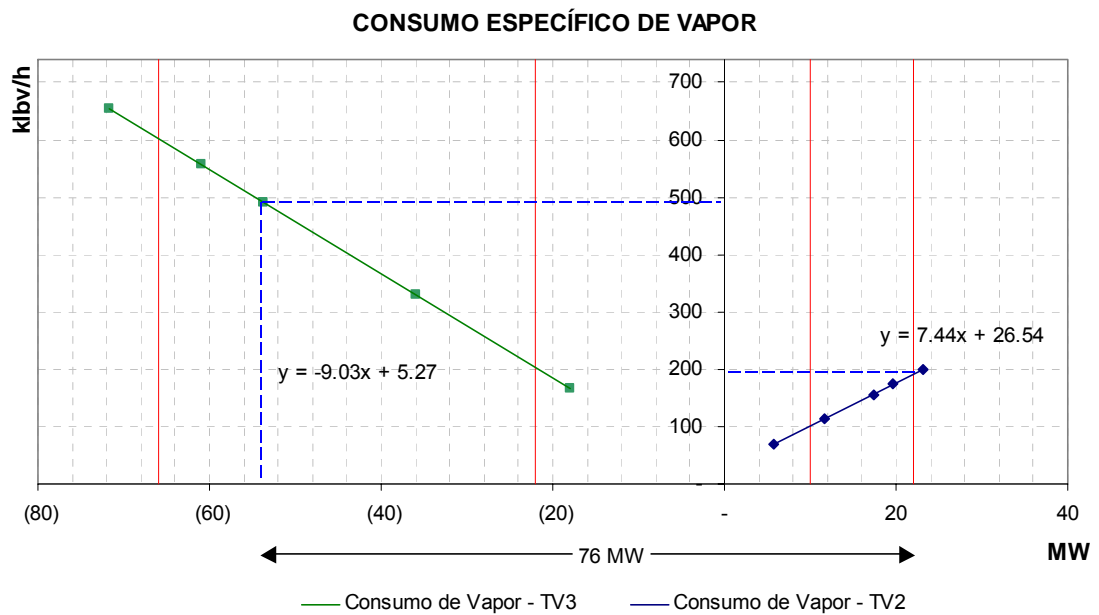
- Mínimo Técnico: 22 MW
- Máxima producción: 66 MW

Donde:

Y: Consumo horario de vapor (klbv/h)

X: Potencia producida (MW)

Gráfico de curvas limites y potencia requerida



\* Las líneas rojas representan lo límites máximos y mínimos de cada turbina.

De acuerdo a lo mostrado en la gráfica las potencias de operación de las turbinas TV2 y TV3 serán 22 y 54 MW respectivamente.

Utilizando las ecuaciones de consumo específico para calcular el vapor requerido (Y) por las turbinas:

$$Y_{TV2} = 7.44 * (22) + 26.54 = 190.29 \text{ klbv} / h$$

$$Y_{TV3} = 9.03 * (54) + 5.27 = 493.17 \text{ klbv} / h$$

Por lo tanto el consumo específico total de vapor ( $V_{Total}$ ) será:

$$V_{Total} = 190.29 + 493.17 = 683.46 \text{ klbv} / h$$

Tomando en cuenta el vapor producido por Fundición y el vapor necesario para los sistemas auxiliares:

$$V_{calderas} = V_{Total} - V_{Fundición} + V_{Auxiliares}$$

Donde:

$V_{Total}$ : Vapor requerido por las turbinas

$V_{Fundición}$ : Vapor producido por Fundición

$V_{Auxiliares}$ : Vapor consumido por los sistemas auxiliares

$V_{Calderas}$ : Vapor producido por las calderas de fuego directo

$$V_{calderas} = 683.46 - 240.00 + 20.10 = 463.56 \text{ klbv} / h$$

### 8.2.1.2 Cálculo del consumo óptimo de combustible de las calderas

Debido a que el flujo de vapor requerido es mayor que el flujo máximo que nos puede suministrar la caldera de mayor eficiencia (caldera B3) será necesario la operación de la segunda caldera en el ranking (caldera B4).

Del capítulo 5 se obtiene que el consumo específico de combustible de las calderas en función de la producción de vapor es una función cuadrática:

$$W_{(x)} = a \cdot Z^2 + b \cdot Z + c$$

Donde:

$W_{(x)}$  : Consumo específico de combustible (bbl/klb<sub>vapor</sub>).

$Z$  : Potencia (klb<sub>vapor</sub>/h).

Por lo tanto para nuestro caso las ecuaciones serán:

$$W_3 = 6.6 \cdot 10^{-7} \cdot Z_3^2 + 3.9 \cdot 10^{-4} \cdot Z_3 + 0.25$$

$$W_4 = 1.5 \cdot 10^{-7} \cdot Z_4^2 + 1.4 \cdot 10^{-4} \cdot Z_4 + 0.23$$

Donde:

$Z_3$ : Producción de vapor de la caldera 3 (klb<sub>v</sub>/h)

$Z_4$ : producción de vapor de la caldera 4 (klb<sub>v</sub>/h)

$W_3$ : Consumo específico de combustible de la caldera 3 (bbl/klb<sub>v</sub>)

$W_4$ : Consumo específico de combustible de la caldera 4 (bbl/klb<sub>v</sub>)

Del cálculo realizado en el capítulo anterior el valor de la producción de vapor con la cual las calderas deberían de operar de la forma más eficiente será:

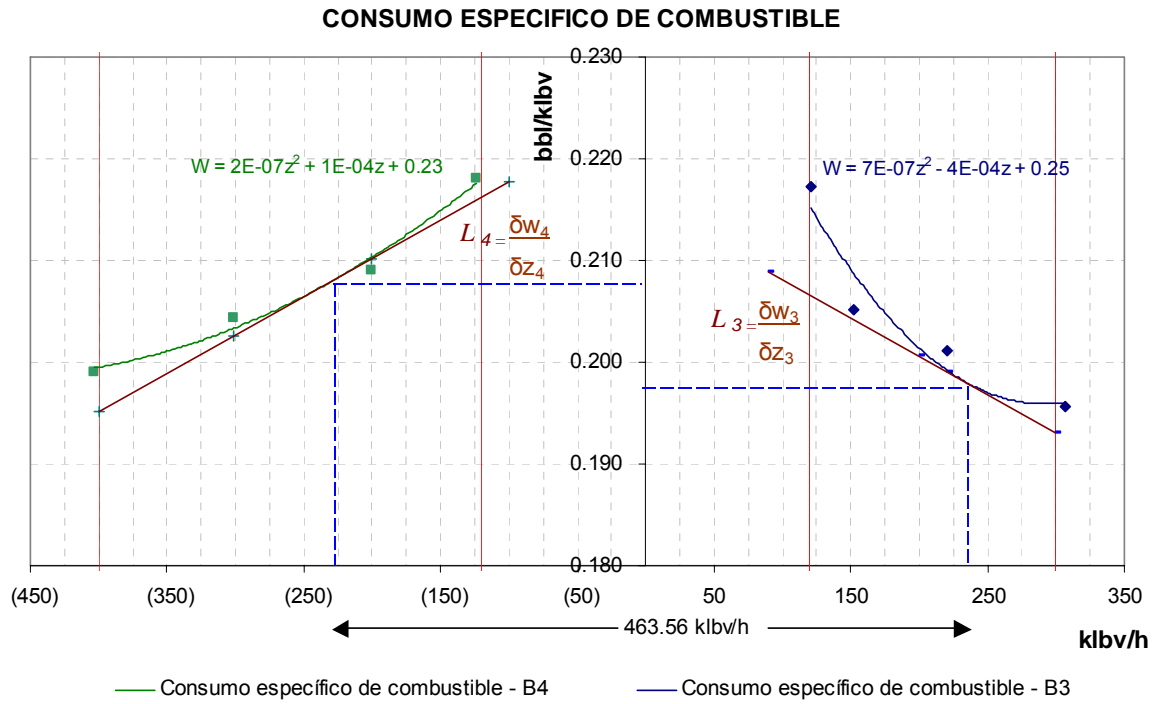
$$Z_3 = \left( \frac{2a_4 \cdot Z_T - b_3 + b_4}{2a_3 + 2a_4} \right) = \frac{2a_4}{2a_3 + 2a_4} \cdot Z_T - \frac{b_3 - b_4}{2a_3 + 2a_4}$$

$$Z_3 = \frac{2 \cdot 1.5 \cdot 10^{-7}}{2 \cdot 6.6 \cdot 10^{-7} + 2 \cdot 1.5 \cdot 10^{-7}} \cdot 463.56 - \frac{-3.9 \cdot 10^{-4} + 1.4 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot 6.6 \cdot 10^{-7} + 2 \cdot 1.5 \cdot 10^{-7}} = 234.27 \text{ klb}_v / \text{h}$$

$$Z_4 = Z_T - \left( \frac{2a_4 \cdot Z_T - b_3 + b_4}{2a_3 + 2a_4} \right) = \left( 1 - \frac{2a_4}{2a_3 + 2a_4} \right) \cdot Z_T + \frac{b_3 - b_4}{2a_3 + 2a_4}$$

$$Z_4 = 463.56 - 234.27 = 229.29 \text{ klbv/h}$$

Graficando los resultados:



\* Las líneas rojas representan lo límites máximos y mínimos de cada caldera.

Los flujos de vapor producido por las calderas serán:

$$Z_3 = 234.27 \text{ klbv/h}$$

$$Z_4 = 229.29 \text{ klbv/h}$$

Sus correspondientes consumos específicos de combustibles serán:

$$W_3 = 0.198 \text{ bbl/klbv}$$

$$W_4 = 0.208 \text{ bbl/klbv}$$



Considerando para este cálculo que la central operó con esta carga durante hora punta (5 horas) el consumo de combustible sería:

$$Comb_{Total} = W_4 \cdot Z_4 \cdot H_4 + W_3 \cdot Z_3 \cdot H_3$$

Donde:

$Z_3$ : Producción de vapor del caldero 3 (klb<sub>v</sub>/h)

$Z_4$ : Producción de vapor del caldero 4 (klb<sub>v</sub>/h)

$H_3, H_4$ : Horas de operación de las calderas (h)

$W_3$ : Consumo específico de combustible del caldero 3 (bbl/klb<sub>v</sub>)

$W_4$ : Consumo específico de combustible del caldero 4 (bbl/klb<sub>v</sub>)

Por lo tanto el consumo de combustible ( $Comb_{Total}$ ) sería:

$$Comb_{Total} = 0.208 \cdot 229.29 \cdot 5 + 0.198 \cdot 234.27 \cdot 5 = 470.50 \text{ bbl}$$

## 8.2.2 Cálculo del consumo óptimo para una potencia de 110 MW

### 8.2.2.1 Cálculo del consumo óptimo de vapor por las turbinas

Para este análisis se va a realizar la combinación de turbinas con la que actualmente la planta opera ya que estas unidades son las más eficientes, será necesario utilizar tres turbinas. (TV2, TV3 y TV4)

Se tiene la siguiente información:

Información de la turbina TV2:

- Ecuación de consumo específico

$$Y_1 = 7.44X_1 + 26.54$$

- Mínimo Técnico: 10 MW
- Máxima producción: 22 MW

Donde:

$Y_1$ : Consumo horario de vapor (klbv/h)

$X_1$ : Potencia producida (MW)

Información de la turbina TV3

- Ecuación de consumo específico

$$Y_2 = 9.03X_2 + 5.27$$

- Mínimo Técnico: 22 MW
- Máxima producción: 66 MW

Donde:

$Y_2$ : Consumo horario de vapor (klbv/h)

$X_2$ : Potencia producida (MW)

Información de la turbina TV4

- Ecuación de consumo específico

$$Y_3 = 9.09X_3 + 8.59$$

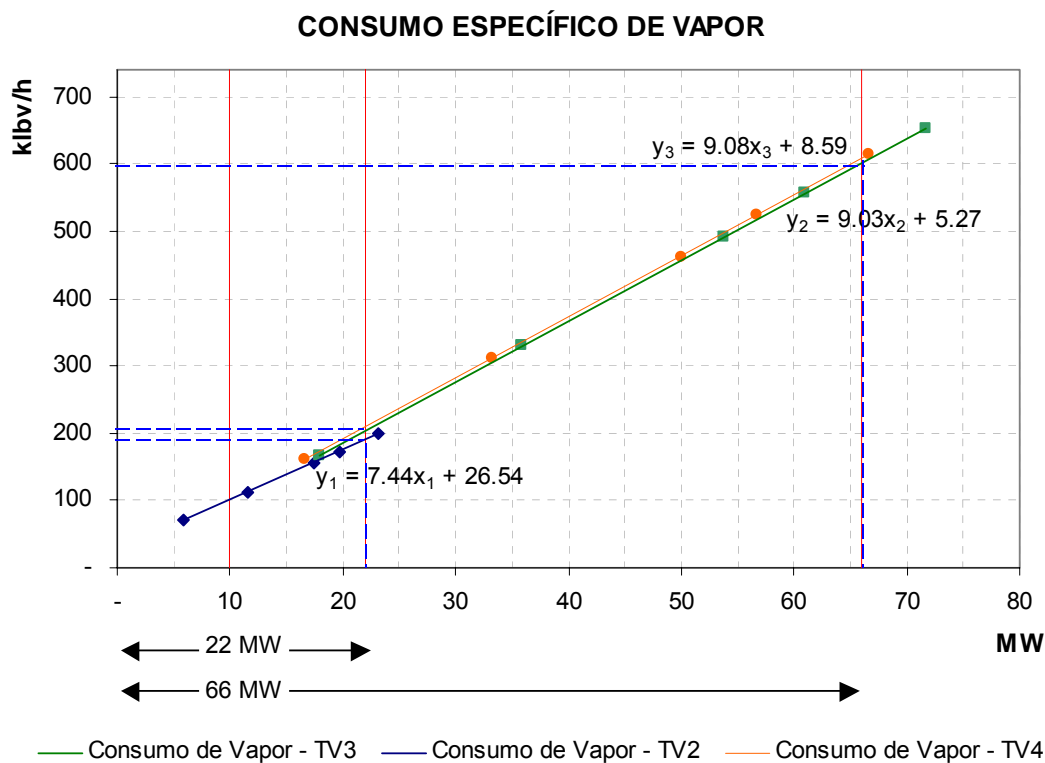
- Mínimo Técnico: 22 MW
- Máxima producción: 66 MW

Donde:

$Y_3$ : Consumo horario de vapor (klbv/h)

$X_3$ : Potencia producida (MW)

Gráfico de curvas limites y potencia requerida



\* Las líneas rojas representan lo limites máximos y mínimos de cada turbina.

De acuerdo a lo mostrado en la gráfica las potencias de operación de las turbinas TV2, TV3 Y TV4 serán 22, 66 y 22 MW respectivamente.

Utilizando las ecuaciones de consumo específico para calcular el vapor requerido (Y) por las turbinas:

$$Y_{TV2} = 7.44 * (22) + 26.54 = 190.29 \text{ klbv} / h$$

$$Y_{TV3} = 9.03 * (66) + 5.27 = 601.59 \text{ klbv} / h$$

$$Y_{TV4} = 9.08 * (22) + 8.59 = 208.52 \text{ klbv} / h$$

Por lo tanto el consumo específico total de vapor ( $V_{Total}$ ) será:

$$V_{Total} = 190.29 + 601.59 + 208.52 = 1000.39 \text{ klbv} / h$$

Tomando en cuenta el vapor producido por Fundición y el vapor necesario para los sistemas auxiliares:

$$V_{calderas} = V_{Total} - V_{Fundición} + V_{Auxiliares}$$

Donde:

$V_{Total}$ : Vapor requerido por las turbinas

$V_{Fundición}$ : Vapor producido por Fundición

$V_{Auxiliares}$ : Vapor consumido por los sistemas auxiliares

$V_{Calderas}$ : Vapor producido por las calderas de fuego directo

$$V_{calderas} = 1000.39 - 240.00 + 20.10 = 780.50 \text{ klbv} / h$$

### 8.2.2.2 Cálculo del consumo óptimo de combustible de las calderas

Debido a que el flujo de vapor requerido es mayor que el flujo máximo que nos puede suministrar la caldera de mayor eficiencia (caldera B3) será necesario la operación de la segunda y tercera caldera en el ranking (calderas B4 y B2).

Del capítulo 5 se obtiene que el consumo específico de combustible de las calderas en función de la producción de vapor es una función cuadrática:

$$W_{(x)} = a \cdot Z^2 + b \cdot Z + c$$

Donde:

$W_{(x)}$  : Consumo específico de combustible (bbl/klb<sub>vapor</sub>).

$Z$  : Potencia (klb<sub>vapor</sub>/h).

Por lo tanto para nuestro caso las ecuaciones serán:

$$W_3 = 6.6 \cdot 10^{-7} \cdot Z_3^2 + 3.9 \cdot 10^{-4} \cdot Z_3 + 0.25$$

$$W_4 = 1.5 \cdot 10^{-7} \cdot Z_4^2 + 1.4 \cdot 10^{-4} \cdot Z_4 + 0.23$$

$$W_2 = 1.9 \cdot 10^{-7} \cdot Z_2^2 + 5.9 \cdot 10^{-4} \cdot Z_2 + 0.26$$

Donde:

$Z_3$ : Producción de vapor de la caldera 3 (klb<sub>v</sub>/h)

$Z_4$ : producción de vapor de la caldera 4 (klb<sub>v</sub>/h)

$Z_2$ : producción de vapor de la caldera 2 (klb<sub>v</sub>/h)

$W_3$ : Consumo específico de combustible de la caldera 3 (bbl/klb<sub>v</sub>)

$W_4$ : Consumo específico de combustible de la caldera 4 (bbl/klb<sub>v</sub>)

$W_2$ : Consumo específico de combustible de la caldera 2 (bbl/klb<sub>v</sub>)

Del cálculo realizado en el capítulo anterior el valor de la producción de vapor con la cual las calderas deberían de operar de la forma más eficiente será:

$$Z_2 = \frac{a_4 \cdot a_3}{a_4 \cdot a_2 + a_4 \cdot a_3 + a_2 \cdot a_3} \cdot Z_T - \frac{a_4 \cdot (b_2 - b_3) + a_3 \cdot (b_2 - b_4)}{2 \cdot (a_4 \cdot a_2 + a_4 \cdot a_3 + a_2 \cdot a_3)}$$

$$Z_2 = 148.35 \text{ klb}_v / h$$

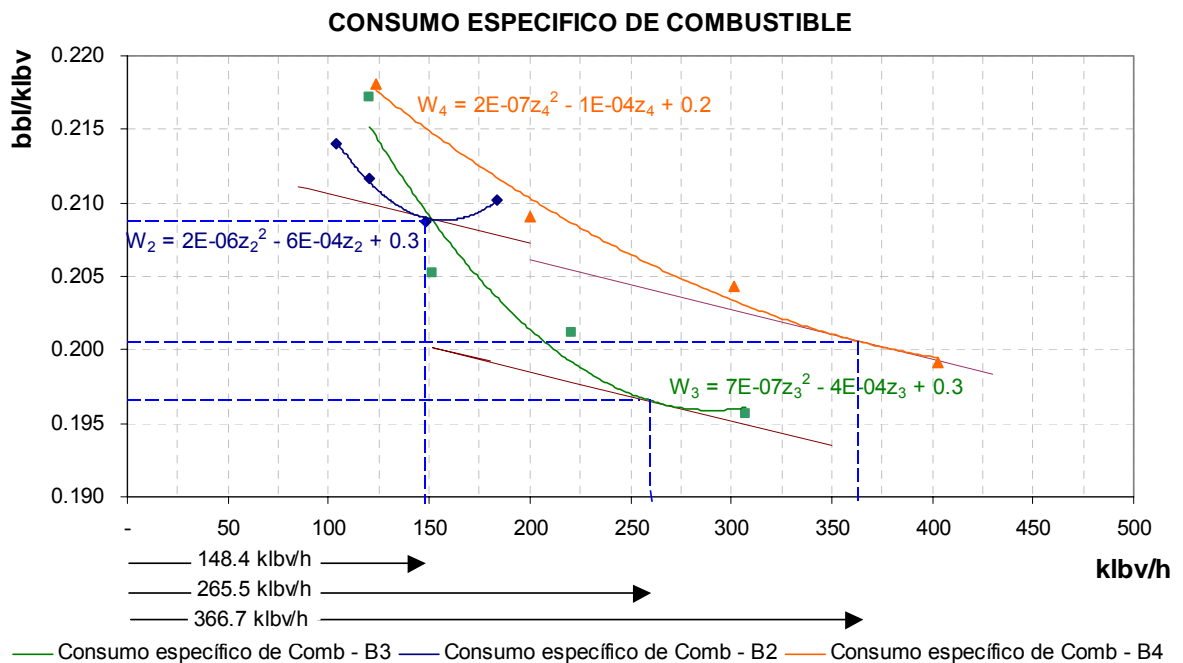
$$Z_3 = \frac{a_4 \cdot a_2}{a_4 \cdot a_2 + a_4 \cdot a_3 + a_2 \cdot a_3} \cdot Z_T - \frac{a_2 \cdot (b_3 - b_4) + a_4 \cdot (b_3 - b_2)}{2 \cdot (a_4 \cdot a_2 + a_4 \cdot a_3 + a_2 \cdot a_3)}$$

$$Z_3 = 265.46 \text{ klb}_v / h$$

$$Z_4 = \frac{a_3 \cdot a_2}{a_3 \cdot a_2 + a_4 \cdot a_3 + a_2 \cdot a_4} \cdot Z_T - \frac{a_2 \cdot (b_4 - b_3) + a_3 \cdot (b_4 - b_2)}{2 \cdot (a_3 \cdot a_2 + a_4 \cdot a_3 + a_2 \cdot a_4)}$$

$$Z_4 = 366.68 \text{ klbv/h}$$

Graficando los resultados:



Los flujos de vapor producido por las calderas serán:

$$Z_3 = 265.46 \text{ klbv/h}$$

$$Z_4 = 366.68 \text{ klbv/h}$$

$$Z_2 = 148.35 \text{ klbv/h}$$

Sus correspondientes consumos específicos de combustibles serán:

$$W_3 = 0.196 \text{ bbi/klbv}$$

$$W_4 = 0.200 \text{ bbi/klbv}$$

$$W_2 = 0.209 \text{ bbl / klb}_v$$

Considerando para este cálculo que la central operó con esta carga durante hora punta (5 horas) el consumo de combustible sería:

$$Comb_{Total} = W_4 \cdot Z_4 \cdot H_4 + W_3 \cdot Z_3 \cdot H_3 + W_2 \cdot Z_2 \cdot H_2$$

Donde:

$Z_3$ : Producción de vapor del caldero 3 (klb<sub>v</sub>/h)

$Z_4$ : Producción de vapor del caldero 4 (klb<sub>v</sub>/h)

$Z_2$ : Producción de vapor del caldero 2 (klb<sub>v</sub>/h)

$H_3, H_4, H_2$ : Horas de operación de las calderas (h)

$W_3$ : Consumo específico de combustible del caldero 3 (bbl/klb<sub>v</sub>)

$W_4$ : Consumo específico de combustible del caldero 4 (bbl/klb<sub>v</sub>)

$W_2$ : Consumo específico de combustible del caldero 2 (bbl/klb<sub>v</sub>)

Por lo tanto el consumo de combustible ( $Comb_{Total}$ ) sería:

$$Comb_{Total} = 0.200 \cdot 366.68 \cdot 5 + 0.196 \cdot 265.47 \cdot 5 + 0.208 \cdot 148.35 \cdot 5 = 783.13 \text{ bbl}$$

## CAPITULO 9

# COMPARACIÓN CON RESULTADOS EXPERIMENTALES

### **9.1. Operación real vs operación teórica**

En este capítulo se muestran los valores reales resultado del monitoreo de la central. Como se podrá observar los datos son variables debido a que estos valores dependen directamente de la carga con la que la central se encuentra operando siendo esta definida por el sistema, la distribución de esta carga es dividida entre los equipos que se encuentran operando, esta repartición actualmente se realiza primero tomando la carga máxima que puede soportar la unidad de mayor eficiencia y en el caso de que exista un sobrante de potencia se utiliza la siguiente unidad con mayor eficiencia. Para obtener una operación óptima de la central se tendría que tomar en cuenta la operación conjunta de los equipos este objetivo se calcula matemáticamente vía el modelo planteado en los capítulos 6 y 7.



A través del sistema de monitoreo de los parámetros de operación de la central se ha trabajado con data capturada durante el 2004 al 2005 los cuales son:

- Potencia generada (MW)
- Flujo de vapor de recuperación (klbv/h)
- Flujo de vapor consumido por los servicios auxiliares (klbv/h)
- Consumo real de combustible (bbl)

Dichos valores se llevaron a las gráficas:  $\Delta$ consumo de combustible vs potencia y consumo de combustible vs tiempo que se muestran en los gráficos siguientes y se compara contra el valores de operación calculados en el capítulo 8, producto de dicha comparación se determina la ganancia que se obtendría al utilizar el modelo empleado.

#### 9.1.1. Datos generales

Central térmica	:	C.T. ILO21
Máxima potencia	$MW_{max}$ :	130 MW
Mínima potencia	$MW_{min}$ :	32 MW
Flujo de vapor de recuperación	:	240 klb/h
Número de turbinas	:	4
Número de calderas	:	4

#### 9.1.2. Desviación del resultado obtenido respecto a los valores monitoreados

En las tablas que siguen se puede observar el valor monitoreado contrastado con el valor que arroja la fórmula, la cantidad de combustible que no sería necesario consumir y el error

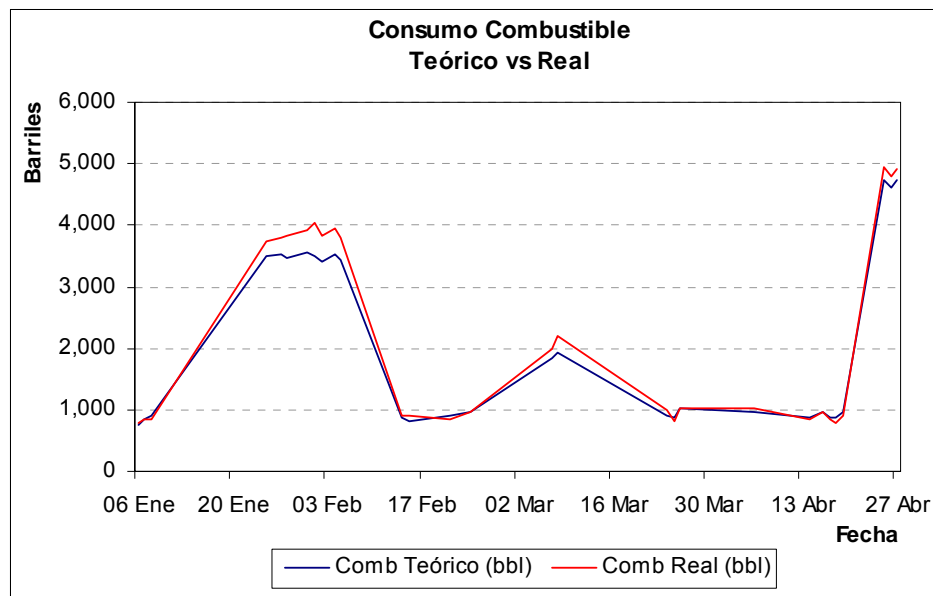
que se tiene en los casos donde las condiciones semejantes. A través de la colección diaria de datos se ha determinado lo siguiente:

**Enero 2004 – Abril 2004**

Ahorro en combustible calculado según el modelo planteado 302.8 bbl/diarios  
 Error porcentual (5.1) %

**Tabla\_13 Valores capturados durante el periodo de operación de la central**

Fecha	Demanda MW	Comb Teórico (bbl)	Comb Real (bbl)	Real - Teórico (bbl)	Fecha	Demanda MW	Comb Teórico (bbl)	Comb Real (bbl)	Real - Teórico (bbl)
06 Ene 04	35.2	761.0	784.1	23.0	07 Mar 04	55.3	1,830.1	2,000.3	170.2
07 Ene 04	37.5	833.6	837.4	3.8	08 Mar 04	57.7	1,930.8	2,189.8	259.0
08 Ene 04	39.5	899.2	841.8	-57.4	24 Mar 04	35.9	901.9	989.1	87.1
25 Ene 04	98.5	3,493.7	3,742.7	249.0	25 Mar 04	35.1	878.6	799.5	-79.1
27 Ene 04	99.3	3,529.3	3,794.8	265.5	26 Mar 04	39.7	1,023.6	1,023.5	-0.1
28 Ene 04	98.0	3,473.5	3,822.2	348.7	06 Abr 04	37.1	973.2	1,024.5	51.3
31 Ene 04	100.0	3,556.7	3,906.8	350.1	14 Abr 04	34.3	884.5	830.2	-54.3
01 Feb 04	95.8	3,511.5	4,025.9	514.4	16 Abr 04	37.2	976.0	949.8	-26.3
02 Feb 04	93.1	3,402.3	3,833.1	430.8	17 Abr 04	33.8	868.8	840.2	-28.6
04 Feb 04	96.5	3,541.4	3,953.1	411.7	18 Abr 04	33.8	870.9	793.7	-77.2
05 Feb 04	94.2	3,447.8	3,796.6	348.8	19 Abr 04	36.7	960.2	903.3	-57.0
14 Feb 04	35.0	879.2	904.0	24.8	25 Abr 04	122.7	4,727.7	4,947.2	219.5
15 Feb 04	33.1	817.3	897.2	79.8	26 Abr 04	119.6	4,598.4	4,779.2	180.8
21 Feb 04	35.7	899.0	844.8	-54.2	27 Abr 04	122.7	4,726.7	4,914.8	188.1
24 Feb 04	37.8	966.2	957.5	-8.7					
<b>Ahorro de combustible (bbl/diarios):</b>									302.8
<b>Error %</b>									5.1



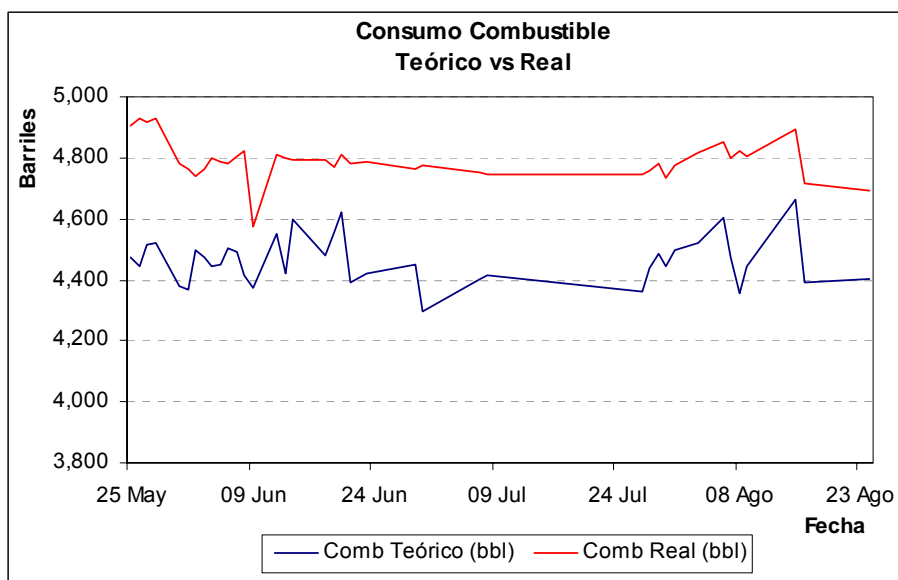
**Mayo 2004 – Agosto 2004**

Ahorro en combustible calculado según el modelo planteado 302.8 bbl/diarios

Error porcentual (5.1) %

**Tabla\_14 Valores capturados durante el periodo de operación de la central**

Fecha	Demanda MW	Comb Teórico (bbl)	Comb Real (bbl)	Real - Teórico (bbl)	Fecha	Demanda MW	Comb Teórico (bbl)	Comb Real (bbl)	Real - Teórico (bbl)
25 May 04	117.45	4,476	4,906	430	21 Jun 04	119.97	4,389	4,783	394
26 May 04	116.70	4,445	4,926	482	23 Jun 04	120.80	4,423	4,786	363
27 May 04	118.47	4,518	4,919	401	29 Jun 04	121.48	4,451	4,766	315
28 May 04	118.56	4,522	4,929	407	30 Jun 04	117.76	4,298	4,773	475
31 May 04	115.12	4,380	4,781	401	07 Jul 04	122.60	4,405	4,751	346
01 Jun 04	119.49	4,369	4,761	392	08 Jul 04	122.84	4,415	4,744	329
02 Jun 04	122.67	4,500	4,741	242	27 Jul 04	121.54	4,361	4,743	382
03 Jun 04	122.05	4,474	4,762	287	28 Jul 04	123.44	4,439	4,760	321
04 Jun 04	121.35	4,445	4,801	356	29 Jul 04	124.53	4,484	4,781	297
05 Jun 04	121.47	4,450	4,789	339	30 Jul 04	123.51	4,442	4,735	293
06 Jun 04	122.76	4,504	4,781	277	31 Jul 04	124.83	4,497	4,776	280
07 Jun 04	122.51	4,493	4,806	313	03 Ago 04	125.87	4,521	4,820	299
08 Jun 04	120.64	4,416	4,821	405	06 Ago 04	127.83	4,602	4,855	253
09 Jun 04	119.59	4,373	4,572	199	07 Ago 04	124.75	4,475	4,797	322
12 Jun 04	123.85	4,549	4,809	260	08 Ago 04	121.82	4,354	4,824	470
13 Jun 04	120.71	4,419	4,797	378	09 Ago 04	123.99	4,443	4,807	364
14 Jun 04	125.05	4,599	4,796	197	15 Ago 04	129.31	4,663	4,894	231
18 Jun 04	122.14	4,478	4,795	317	16 Ago 04	122.75	4,392	4,717	324
19 Jun 04	124.02	4,556	4,768	212	24 Ago 04	123.02	4,404	4,693	290
20 Jun 04	125.64	4,623	4,811	188					
<b>Ahorro de combustible (bbl/diarios):</b>									325.3
<b>Error %</b>									0

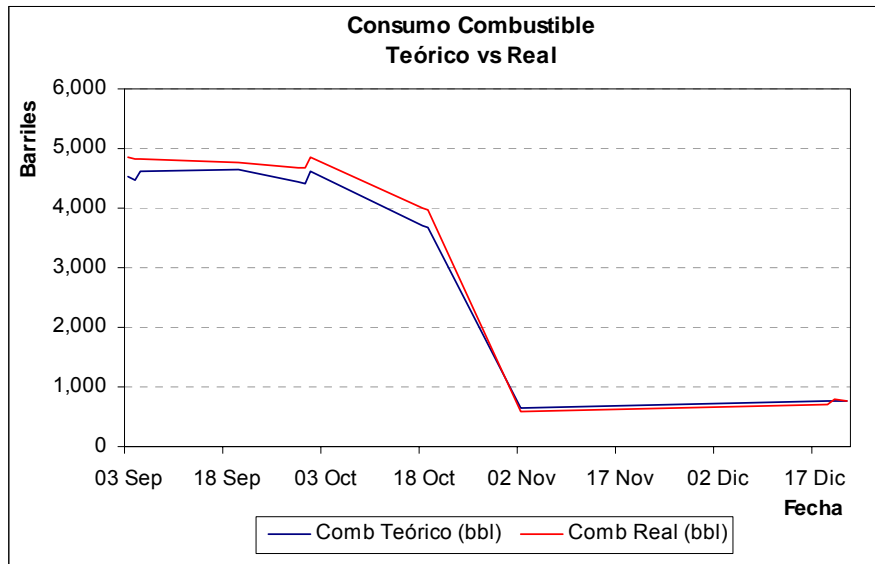


**Septiembre 2004 – Diciembre 2004**

Ahorro en combustible calculado según el modelo planteado 264.8 bbl/diarios  
 Error porcentual (10.4) %

**Tabla\_15 Valores capturados durante el periodo de operación de la central**

Fecha	Demanda MW	Comb Teórico (bbl)	Comb Real (bbl)	Real - Teórico (bbl)	Fecha	Demanda MW	Comb Teórico (bbl)	Comb Real (bbl)	Real - Teórico (bbl)
03 Sep 04	125.53	4,524	4,853	329	18 Oct 04	108.61	3,696	3,991	295
04 Sep 04	123.95	4,458	4,835	377	19 Oct 04	107.90	3,667	3,983	316
05 Sep 04	128.08	4,629	4,819	190	02 Nov 04	32.06	637	595	-42
20 Sep 04	127.14	4,637	4,769	132	19 Dic 04	32.90	750	718	-33
29 Sep 04	123.80	4,452	4,685	233	20 Dic 04	33.19	759	802	42
30 Sep 04	122.53	4,400	4,675	275	22 Dic 04	33.11	757	775	18
01 Oct 04	128.55	4,603	4,839	236					
Ahorro de combustible (bbl/diarios):									264.8
Error %									4.8



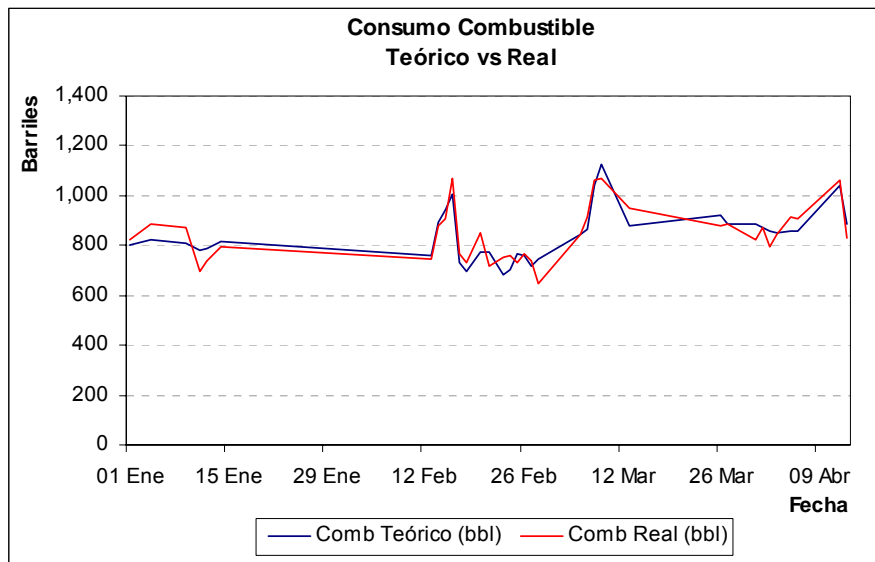
**Enero 2005 – Abril 2005**

Ahorro en combustible calculado según el modelo planteado 302.8 bbl/diarios

Error porcentual (5.1) %

**Tabla\_16 Valores capturados durante el periodo de operación de la central**

Fecha	Demanda MW	Comb Teórico (bbl)	Comb Real (bbl)	Real - Teórico (bbl)	Fecha	Demanda MW	Comb Teórico (bbl)	Comb Real (bbl)	Real - Teórico (bbl)
01 Ene 05	32.78	800	826	25	27 Feb 05	33.99	719	740	21
04 Ene 05	33.39	820	887	67	28 Feb 05	34.87	748	649	-99
09 Ene 05	32.97	806	870	63	06 Mar 05	32.88	841	844	3
11 Ene 05	32.13	779	697	-83	07 Mar 05	33.64	865	916	51
12 Ene 05	32.48	791	741	-50	08 Mar 05	39.25	1,043	1,061	18
14 Ene 05	33.30	817	792	-25	09 Mar 05	41.91	1,128	1,068	-60
13 Feb 05	35.22	759	747	-12	13 Mar 05	34.05	882	949	67
14 Feb 05	39.41	893	880	-12	26 Mar 05	35.40	921	878	-43
15 Feb 05	40.94	941	904	-37	27 Mar 05	34.38	888	890	1
16 Feb 05	43.00	1,006	1,071	64	31 Mar 05	34.40	889	823	-66
17 Feb 05	34.33	730	766	36	01 Abr 05	33.74	870	871	0
18 Feb 05	33.31	697	731	34	02 Abr 05	33.39	859	797	-63
20 Feb 05	35.70	775	851	77	03 Abr 05	33.12	851	847	-4
21 Feb 05	35.64	773	716	-56	05 Abr 05	33.30	856	911	55
23 Feb 05	32.77	679	754	75	06 Abr 05	33.44	861	904	44
24 Feb 05	33.42	701	757	56	12 Abr 05	39.18	1,043	1,061	18
25 Feb 05	35.52	769	732	-37	13 Abr 05	34.19	885	829	-55
26 Feb 05	35.17	758	770	12					
Ahorro de combustible (bbl/diarios):									-
Error %									5.2

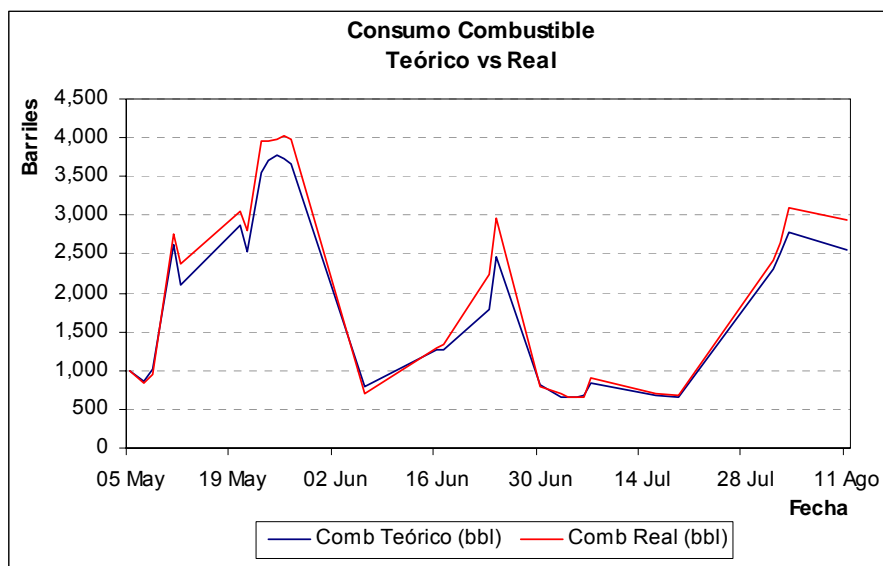


**Mayo 2005 – Agosto 2005**

Ahorro en combustible calculado según el modelo planteado 302.8 bbl/diarios  
 Error porcentual (5.1) %

**Tabla\_17 Valores capturados durante el periodo de operación de la central**

Fecha	Demanda MW	Comb Teórico (bbl)	Comb Real (bbl)	Real - Teórico (bbl)	Fecha	Demanda MW	Comb Teórico (bbl)	Comb Real (bbl)	Real - Teórico (bbl)
05 May 05	36.36	1,006	1,000	-6	23 Jun 05	56.97	1,783	2,239	457
07 May 05	31.92	866	839	-27	24 Jun 05	73.62	2,472	2,959	487
08 May 05	37.05	1,028	939	-89	30 Jun 05	33.41	816	801	-14
11 May 05	74.80	2,622	2,750	128	03 Jul 05	33.32	651	710	58
12 May 05	61.87	2,094	2,383	289	04 Jul 05	33.40	654	653	-1
20 May 05	81.18	2,880	3,056	176	05 Jul 05	33.66	663	647	-15
21 May 05	72.85	2,543	2,801	258	06 Jul 05	33.93	671	658	-13
23 May 05	94.96	3,559	3,949	390	07 Jul 05	39.15	840	911	70
24 May 05	98.38	3,699	3,963	265	16 Jul 05	33.36	673	695	22
25 May 05	100.07	3,768	3,982	214	19 Jul 05	33.37	653	668	15
26 May 05	99.37	3,739	4,023	284	01 Ago 05	71.50	2,309	2,415	106
27 May 05	97.47	3,662	3,985	323	02 Ago 05	76.71	2,520	2,655	135
06 Jun 05	32.81	797	704	-93	03 Ago 05	83.20	2,783	3,091	308
16 Jun 05	46.63	1,259	1,283	24	11 Ago 05	77.58	2,556	2,930	374
17 Jun 05	46.62	1,258	1,332	73					
Ahorro de combustible (bbl/diarios):									279.6
Error %									4.4



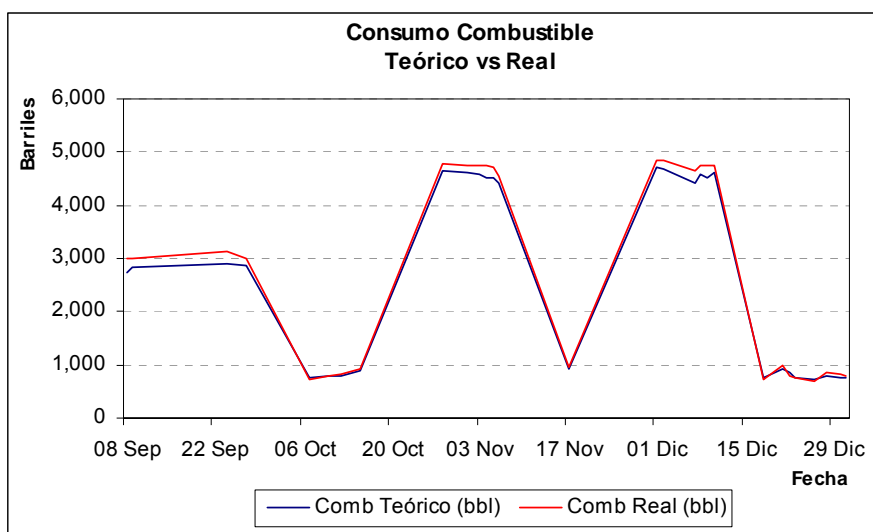
**Septiembre 2005 – Diciembre 2005**

Ahorro en combustible calculado según el modelo planteado 302.8 bbl/diarios

Error porcentual (5.1) %

**Tabla\_18 Valores capturados durante el periodo de operación de la central**

Fecha	Demanda MW	Comb Teórico (bbl)	Comb Real (bbl)	Real - Teórico (bbl)	Fecha	Demanda MW	Comb Teórico (bbl)	Comb Real (bbl)	Real - Teórico (bbl)
08 Sep 05	80.00	2,742	3,007	265	01 Dic 05	124.85	4,715	4,846	132
09 Sep 05	82.08	2,826	3,009	183	02 Dic 05	124.40	4,696	4,846	150
24 Sep 05	84.67	2,885	3,130	245	07 Dic 05	116.33	4,409	4,662	253
27 Sep 05	84.33	2,871	3,010	139	08 Dic 05	120.42	4,578	4,734	156
07 Oct 05	32.61	774	709	-66	09 Dic 05	118.77	4,510	4,741	231
10 Oct 05	32.77	780	788	8	10 Dic 05	121.00	4,602	4,749	148
12 Oct 05	33.13	791	830	39	18 Dic 05	33.35	763	726	-37
15 Oct 05	36.75	906	929	23	21 Dic 05	38.80	934	986	52
28 Oct 05	122.46	4,655	4,776	121	22 Dic 05	36.47	861	785	-75
01 Nov 05	120.98	4,600	4,735	135	23 Dic 05	32.97	749	769	20
03 Nov 05	120.55	4,582	4,733	151	26 Dic 05	32.58	736	680	-56
04 Nov 05	119.28	4,530	4,741	211	28 Dic 05	34.79	807	845	38
05 Nov 05	118.87	4,513	4,720	208	30 Dic 05	32.78	742	815	72
06 Nov 05	116.17	4,401	4,545	144	31 Dic 05	32.98	749	779	30
17 Nov 05	37.32	930	949	19					
<b>Ahorro de combustible (bbl/diarios):</b>									179.3
<b>Error %</b>									5.2



Los errores listados no llegan al 5.2 % con respecto al valor real, este error se obtiene sólo para aquellos casos donde se presentan las mismas condiciones de operación ya sea en el método utilizado y la operación real de la central (este caso solo se da cuando la central trabaja con una caldera). El margen de error que se presenta en esta parte es aceptable ya que en la operación normal de la central participan diferentes agentes externos que pueden afectar las condiciones de operación establecidas y como se ha visto el error del modelo planteado con respecto a esta variable no va mas allá del 5.2 %.

## **9.2. Análisis de los errores**

En las tablas 13, 14, 15, 16, 17 y 18 se observa que la diferencia entre lo teórico y lo real para los valores que corresponden a cargas menores a 50 MW no es significativo, lo que nos indica que las fórmulas utilizadas en el método planteado se acercan a la realidad, esta pequeña diferencia se da sólo para dichas cargas ya que las condiciones de operación son semejantes (las mismas unidades operan para ambos casos).



## CONCLUSIONES

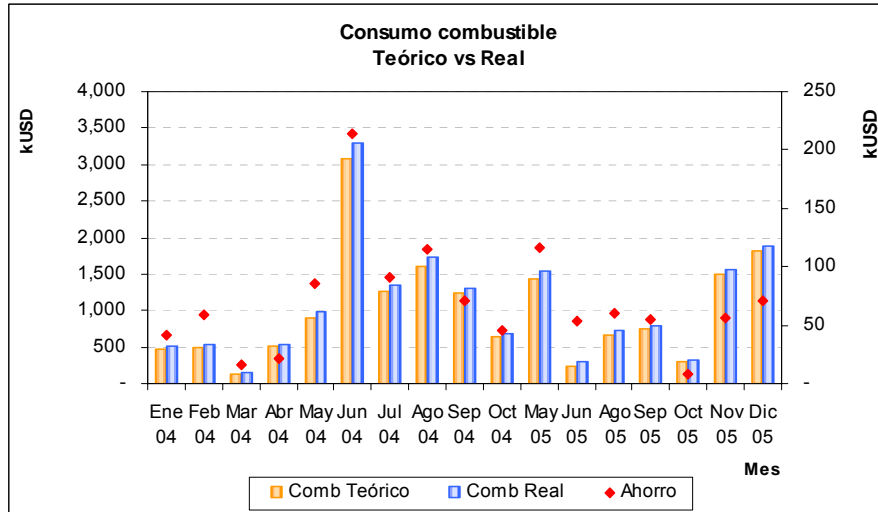
1. La futura operación de la central se verá afectada debido a los cambios que se vienen realizando en la fundición y la instalación de la nueva planta desalinizadora debido a ello la operación de los calderos de fuego directo será con mayor continuidad por lo que la implementación del modelo planteado significará un ahorro en consumo de combustible importante.

Fecha	Demanda MW	Comb Teórico (bbi)	Comb Real (bbi)	Real - Teórico (bbi)	Precio R500 (USD/bbi)	Ahorro (USD)
Ene 04	99.0	14,053	15,267	1,213	34	41,532
Feb 04	94.9	13,903	15,609	1,706	35	59,258
Mar 04	56.5	3,761	4,190	429	37	15,759
Abr 04	121.7	14,053	14,641	588	37	21,585
May 04	117.3	22,340	24,460	2,121	40	85,331
Jun 04	121.8	84,810	90,719	5,909	36	214,333
Jul 04	123.3	31,043	33,290	2,248	41	91,359
Ago 04	124.9	35,854	38,406	2,552	45	114,573
Sep 04	125.2	27,100	28,637	1,537	46	70,558
Oct 04	115.0	11,966	12,812	846	53	45,082
May 05	86.8	28,566	30,893	2,327	50	115,954
Jun 05	65.3	4,255	5,199	944	56	53,236
Ago 05	77.2	10,168	11,091	923	65	59,967
Sep 05	82.8	11,325	12,156	831	66	54,447
Oct 05	122.5	4,655	4,776	121	65	7,885
Nov 05	119.2	22,626	23,474	848	66	56,321
Dic 05	121.0	27,509	28,578	1,069	66	70,627
<b>Total</b>	<b>104.4</b>	<b>367,985</b>	<b>394,197</b>	<b>26,212</b>	<b>49</b>	<b>1,177,806</b>

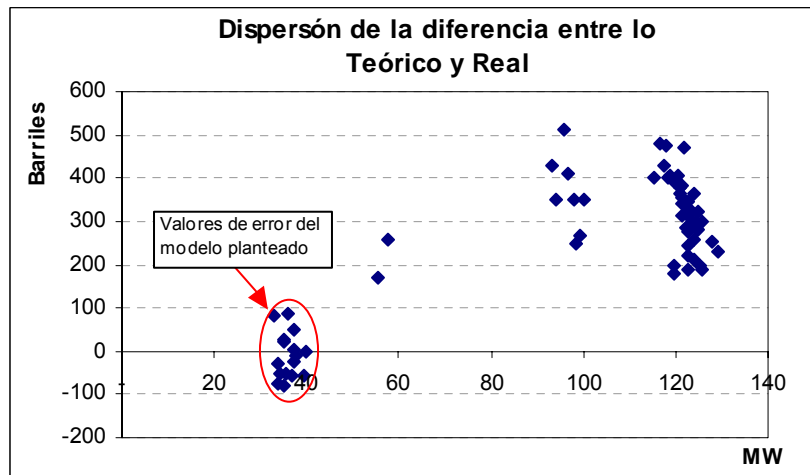
**Tabla\_19.** Ahorro en consumo de combustible periodo 2004 -2005

2. La diferencia entre el costo real de producción de energía contra el gasto calculado según el modelo para el 2004 y 2005 equivale a un ahorro de 1,177 kUSD debido a un menor consumo de R500 con un error del  $\pm 5.2\%$ . A continuación se presenta el

cuadro comparativo:



- El error del modelo planteado se determina en los casos donde las condiciones de operación teórica y la real son semejantes (menores a 50 MW) este error varía entre los  $\pm 100$  barriles diarios de combustible lo que equivale a un  $\pm 5.2\%$ . Para las demás cargas, la variación corresponde al ahorro que se obtendría si la central operara siguiendo el método planteado.



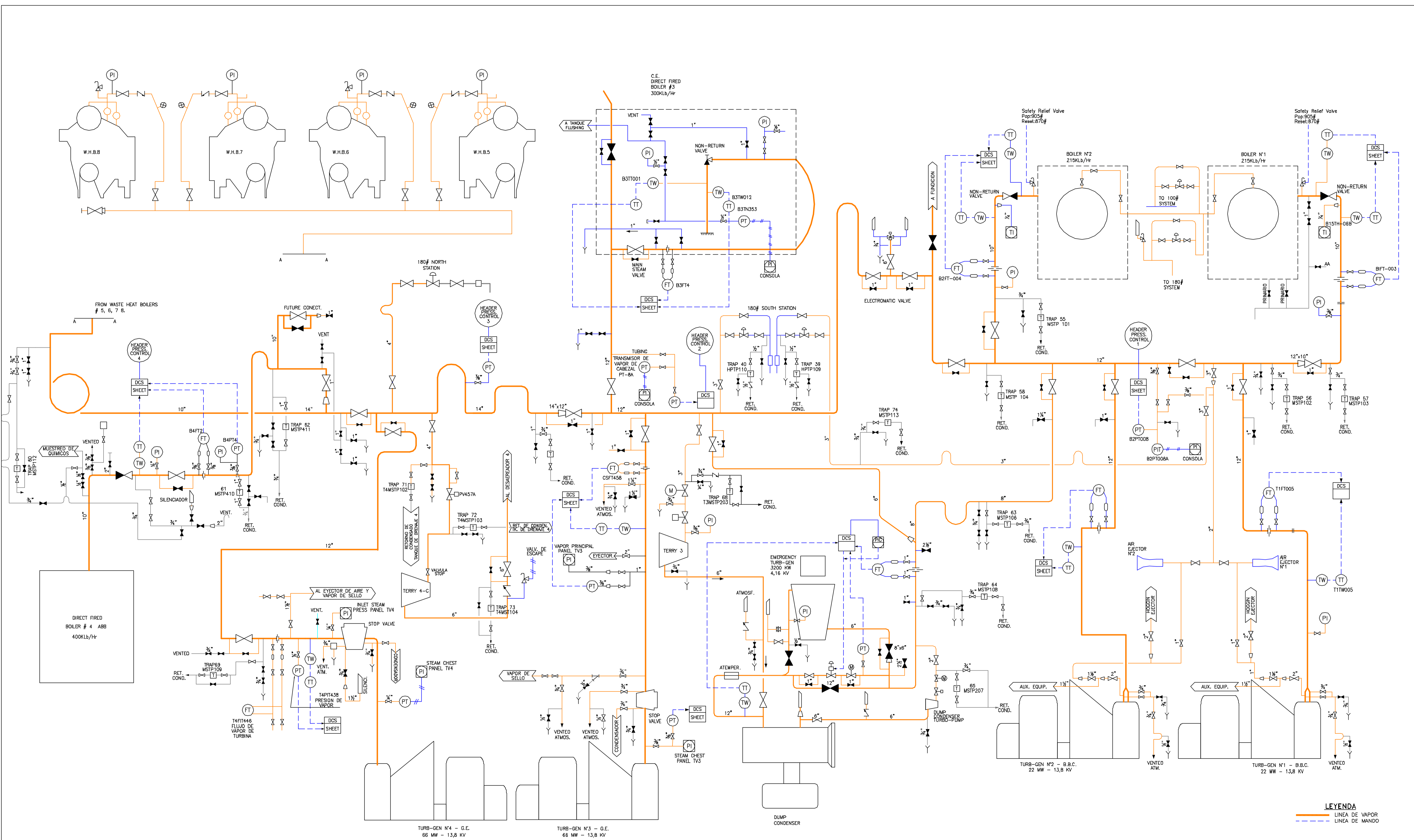
## BIBLIOGRAFIA

- [ 1 ] Alfred H. Lovell                      Generating Stations – Economic elements of electrical design, Third Edition, McGraHill Book Company Inc., 1941.
- [ 2 ] Thomas C. Elliot, Kao                Standard Handbook of Powerplant Engineering, Second Edition, 1937.  
Chen, Robert C.  
Swanekamp
- [ 3 ] COES - SINAC                          Evaluación de la Inflexibilidad Operativa de la Central Térmica ILO1 de EnerSur.
- [ 4 ] Ing. Rolando Llanos M. -              Combustión de Residuales – Calderos de Fuego Directo, EnerSur                                      1999.
- [ 5 ] Ing. Rolando Llanos M. -              Turbinas a Vapor – Funcionamiento, 1999.  
EnerSur

## PLANOS

<b>Numero de Plano</b>	<b>Detalle</b>
PR-0101	Diagrama unifilar Central Termoeléctrica Ilo1
PR-0201	Línea de vapor principal 850 Psi





PARA VERIFICACION

						PROCEDIMIENTO DE APROBACION		 GOPSI PROYECTOS	CENTRAL TERMoeLECTRICA ILO1 PLANTA DE FUERZA ILO1 LINEA DE VAPOR PRINCIPAL 850 PSI	ESCALA : S/E																	
						DIBUJADO W. SORIA	FIRMA			FECHA 15-06-05	TRABAJO : SERIALIZACION CT. ILO1																
						REVISADO L. ZAMBRANO				06-09-05	PLANO N° 034																
						REVISADO -				-	KKS N°																
						APROBADO -				-	ILO1-A-LB-FD-034																
<table border="1"> <tr> <th>REV</th> <th>PARA REVISION</th> <th>REVISIONES</th> <th>L.Z.</th> <th>06-09-05</th> <th>-</th> <th>-</th> <th>-</th> <th>-</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>POR</td> <td>FECHA</td> <td>APROBADO</td> <td>PLANO N°</td> <td colspan="2">PLANOS DE REFERENCIAS</td> </tr> </table>	REV	PARA REVISION	REVISIONES	L.Z.	06-09-05	-	-	-	-				POR	FECHA	APROBADO	PLANO N°	PLANOS DE REFERENCIAS										
REV	PARA REVISION	REVISIONES	L.Z.	06-09-05	-	-	-	-																			
			POR	FECHA	APROBADO	PLANO N°	PLANOS DE REFERENCIAS																				

# APÈNDICE A

## A.1. Información Técnica Turbina BBC

Manufacturer	Brown – Boveri & Co. Ltd. Baden, Switzerland
Type of turbine	Single – cylinder condensing turbine DSQ 2 f 42 B, No. B
Normal rating	20,000 kW
Normal maximum rated	22,000 kW
Steam pressure normal	850 psig
Steam pressure maximum continuous	895 psig
Steam pressure absoluta maximum	935 psig
Steam temperature normal	900 °F
Steam temperature maximum continuous	915 °F
Steam temperature absoluta maximum	925 °F
Speed	3,600 RPM
Critical Speed	2,600 RPM
Vaccum, exhaust pressure	½ inch. Hg.
N° of extraction openings	4
<b>Oil-coolers, Type 191</b>	
Cooling water quantity requires at max. 35 °C	27 m3/h
Oil quantity for first filling of tank	4000 l

## A.2. Información Técnica Turbina GE

Manufacturer	General Electric Company
Type of turbine	Single – cylinder condensing turbine DSQ 2 f 42 B, No. B
Normal rating	66,000 kW
Normal maximum rated	68,740 kW
Steam pressure normal	850 psig
Steam pressure maximum continuous	895 psig
Steam pressure absoluta maximum	935 psig
Steam temperature normal	910 °F
Steam temperature maximum continuous	925 °F
Steam temperature absoluta maximum	935 °F
Speed	3,600 RPM
Critical Speed	2,600 RPM
Vaccum, exhaust pressure	½ inch. Hg.
N° of extraction openings	4

### **A.3. Información Técnica Calderas B1 y B2**

Manufacturer	The Babcock and Wilcox Company
Year	1958 Built
Type and size	Integral – Furnance Boiler Flat Floor FH26 – 22' – 6"
Capacity Maximum continuous	215,000 lb/h
Capacity Peak Load	235,000 lb/h
Design Pressure	1,000 psig
Operating Pressure	860 psig
Operating Temperature	910 °C
Heating Surface - Boiler	11,083 ft <sup>2</sup>
Superheater	Two stage, pendant heating



	surface 6,099 ft <sup>2</sup>
Furnance Volume	9,378 ft <sup>3</sup>
Furnance Maximum heat release	35,000 BTU/ft <sup>3</sup>
Heating Surface – Wall Areas	2,608 ft <sup>2</sup>
Total weight	971,023 lb

#### **A.4. Información Técnica Caldera B3**

Manufacturer	Combustion Engineering Company
Year	1970 Built
Type and size	VU - 60
Capacity Maximum continuous	300,000 lb/h
Feedwater Temperature	360 °F
Superheater Outlet Temperature	910 °F
Superheater Outlet Pressure	860 psig
Boiler Outlet Pressure	950 psig
Efficiency	87 %
Excess air leaving Boiler	15 %
Gas leaving	360,000 lb/h
Gas Temperature leaving Boiler	690°F
Air temperature leaving Air Heater	474 °F
Air leaving Air Heater	338,400 lb/h
Air Heater leakage	29,700 lb/h
Fuel Fired	21,600 lb/h

#### **A.5. Información Técnica Caldera B4**

Manufacturer	Combustion Engineering Company
Year	1993 Built
Type and size	39 - VP – 22
Capacity Maximum continuous	400,000 lb/h
Feedwater Temperature	360 °F
Superheater Outlet Temperature	932 °F
Superheater Outlet Pressure	860 psig
Boiler Outlet Pressure	950 psig
Efficiency	86.4 %
Excess air leaving Boiler	15 %
Gas leaving	468,560 lb/h
Gas Temperature leaving Boiler	690°F
Air temperature leaving Air Preheater	395 °F
Air leaving Air FD Fan	499,385 lb/h
Fuel Fired	28,191 lb/h

## APÉNDICE B

## **B.1. Desarrollo de la herramienta de cálculo**

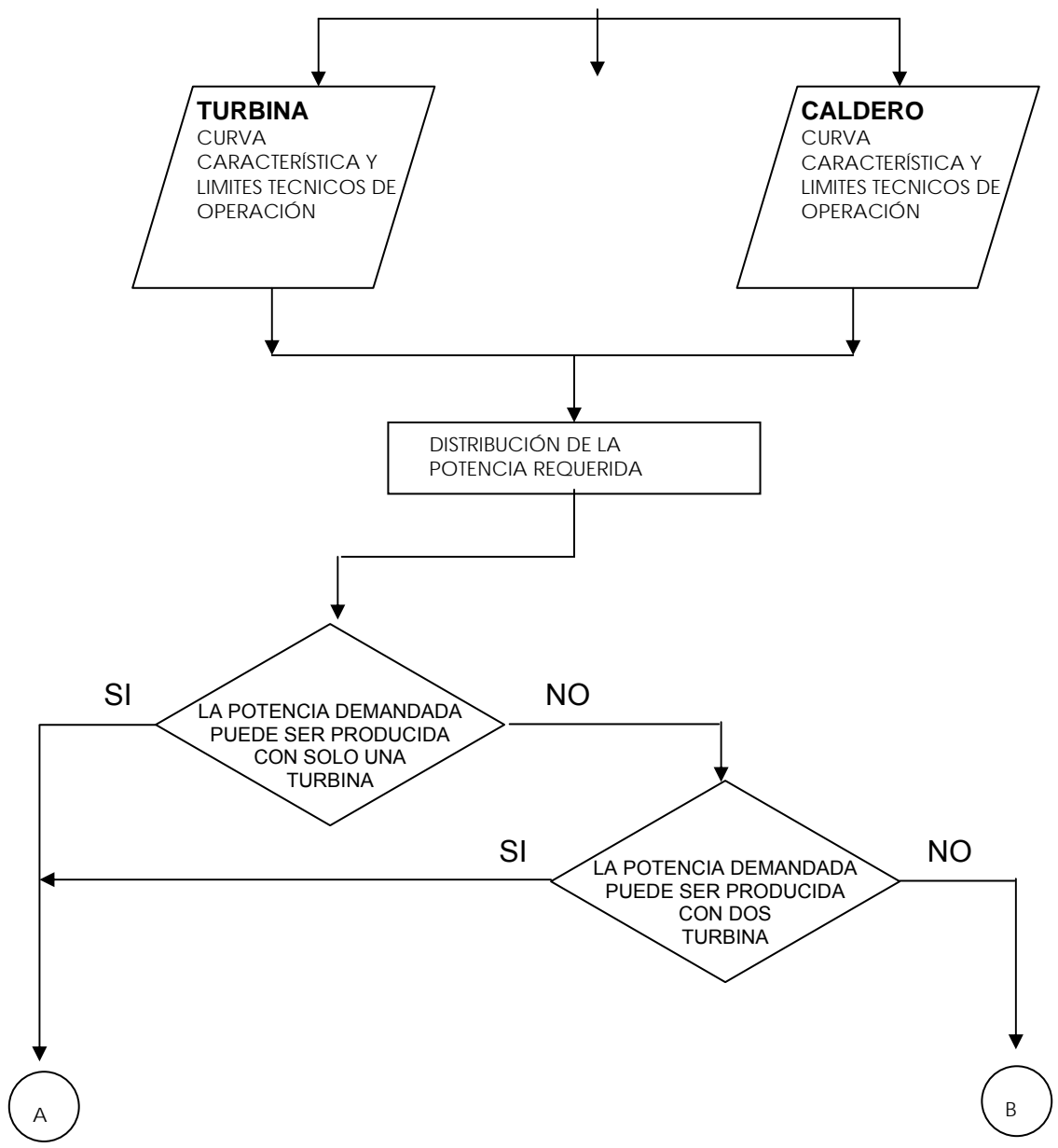
En esta parte se describen los pasos seguidos para la elaboración del sistema de ecuaciones que se ingresaron a la hoja de cálculo para poder realizar el cálculo y análisis anteriormente descrito a través de los capítulos anteriores.

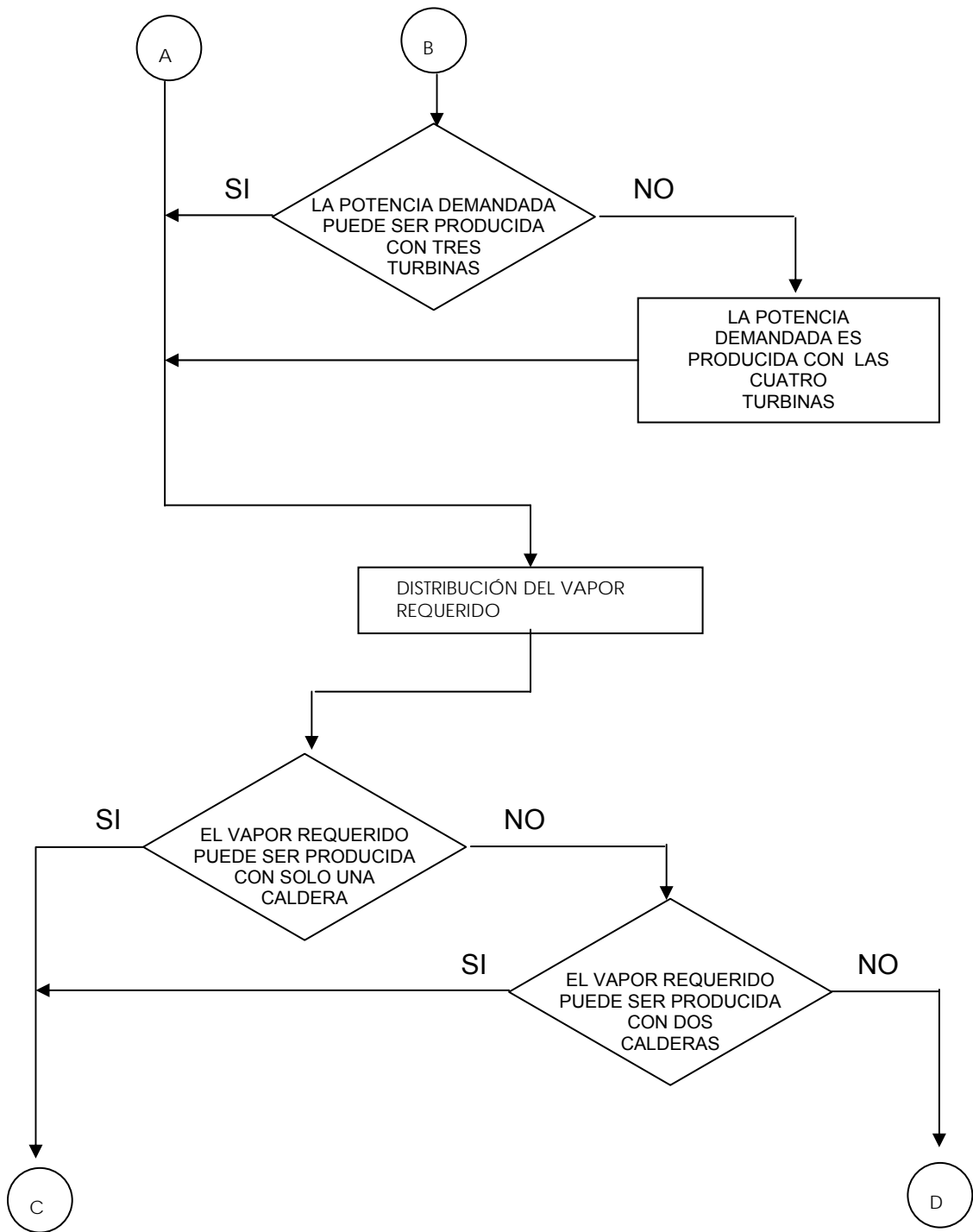
Primero se muestran los pasos lógicos seguidos para el desarrollo del programa y posteriormente se hace una descripción de la forma de utilización de la rutina.

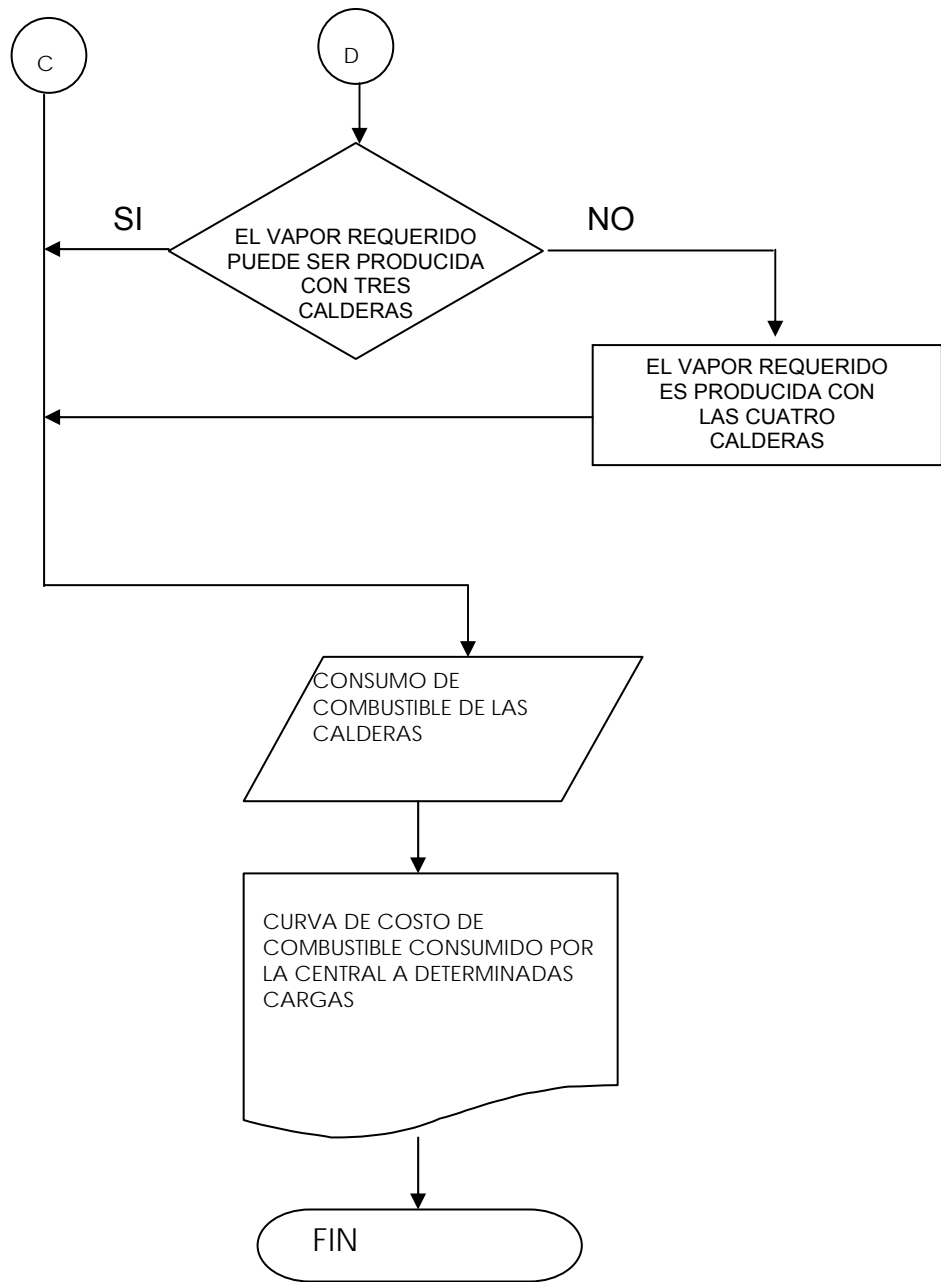
## **B.2. Diagrama de flujo del algoritmo**

El flujo que sigue el programa que agrupa las fórmulas anteriormente listadas es el siguiente:



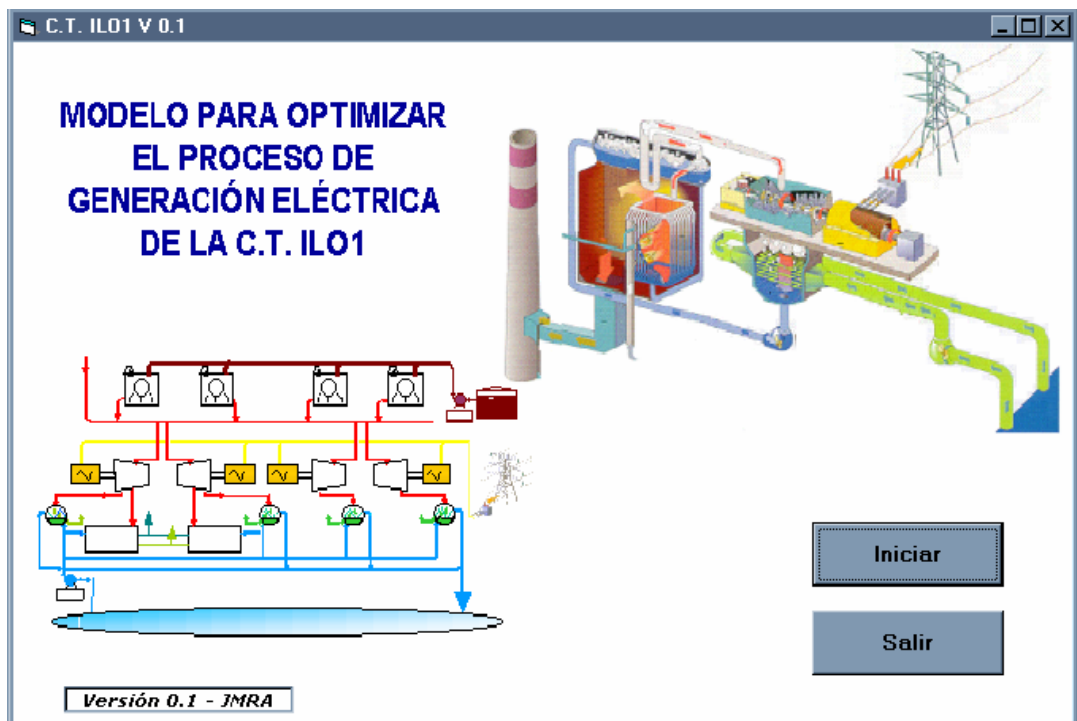






### **B.3. Desarrollo de la rutina**

Después de plantear el diagrama de flujo de los datos que se irán procesando a lo largo del desarrollo del cálculo procederemos a la descripción y explicación del modo de funcionamiento de la rutina en la hoja de cálculo. A través de los siguientes pasos que se presentan a continuación llegamos a calcular los parámetros de operación de las turbinas y calderas de la central y el consumo de combustible de acuerdo a una determinada carga.



**Fig.\_15.** Pantalla de inicio del software desarrollado.

#### **B.3.1. Datos operacionales**

En esta parte se ingresan los datos operacionales de la turbina y caldera, y se obtiene las curvas de consumo específico de vapor y combustible. Se ingresan datos referentes a:

- Potencia demandada
- Consumo horario de vapor de las turbinas
- Producción horaria de vapor por los calderos
- Consumo específico de combustible

**Información Turbinas**



Mediciones TV1		Mediciones TV2	
MW	klbv/h	MW	klbv/h
5.83744	65.28303	5.79891	69.70897
11.67487	114.12486	11.59782	112.87024
17.51231	162.96669	17.39672	156.03152
19.84731	182.50343	19.71632	173.29625
23.34972	211.80852	23.19563	199.19279

Mediciones TV3		Mediciones TV4	
MW	klbv/h	MW	klbv/h
17.92217	167.20455	16.65986	159.98765
35.84435	329.13145	33.31973	311.38252
53.76652	491.05825	49.97959	462.77734
60.93542	555.82934	56.64351	523.33532
71.68873	652.98512	66.63952	614.17219

CALCULAR
RESET
CONTINUAR

ECUACIONES DE LAS TURBINAS

Turbina 1 (TV1)  
F(x) =  x +


Turbina 2 (TV2)  
F(x) =  x +

Turbina 3 (TV3)  
F(x) =  x +

Turbina 4 (TV4)  
F(x) =  x +

Fig.\_16. Pantalla de ingreso de los datos operacionales de las turbinas.

**Información Calderas**



Mediciones B1		Mediciones B2	
klbv/h	bb/klbv	klbv/h	bb/klbv
97.67	0.2242	104.09	0.2140
117.78	0.2166	120.64	0.2101
147.42	0.2128	148.64	0.2050
180.38	0.2116	183.99	0.2019

Mediciones B3		Mediciones B4	
klbv/h	bb/klbv	klbv/h	bb/klbv
120.59	0.2172	123.89	0.2181
151.95	0.2051	200.49	0.2090
221.01	0.2011	301.79	0.2043
307.23	0.1955	402.93	0.1991

CALCULAR
RESET
DISTRIBUCION DE POTENCIA

ECUACIONES DE LAS CALDERAS

Caldera 1 (B1)  
F(x) =  x<sup>2</sup> +  x +

Caldera 2 (B2)  
F(x) =  x<sup>2</sup> +  x +

Caldera 3 (B3)  
F(x) =  x<sup>2</sup> +  x +

Caldera 4 (B4)  
F(x) =  x<sup>2</sup> +  x +

Fig.\_17. Pantalla de ingreso de los datos operacionales de las calderas.



### B.3.2. Distribución de la Potencia

En esta parte se distribuye la potencia de acuerdo a la disponibilidad y a las características operacionales de las turbinas (eficiencia, antigüedad, máximas y mínimas cargas de operación).

Mw Demanda	DISP TV2	DISP TV3	DISP TV4	DISP TV1	Mw TV2	Mw TV3	Mw TV4	Mw TV1
80.00	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
82.08	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
84.67	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
84.33	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
32.61	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
32.77	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
33.13	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
36.75	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
122.46	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
120.98	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
120.55	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
119.28	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
118.87	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
116.17	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
37.32	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
124.85	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
124.40	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
116.33	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
120.42	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
118.77	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
121.00	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
33.35	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0
38.80	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0	0	0

Fig.\_18. Pantalla de distribución de la potencia demandada.

### B.3.3. Distribución de Vapor

Utilizando las potencias necesarias que deben producir cada turbina y con las ecuaciones de consumos específicos calculados se obtiene el vapor requerido por las turbinas, este dato junto con la producción de vapor de los calderos de recuperación y el vapor requerido para los servicios auxiliares determinan el vapor que las calderas deben producir. Este

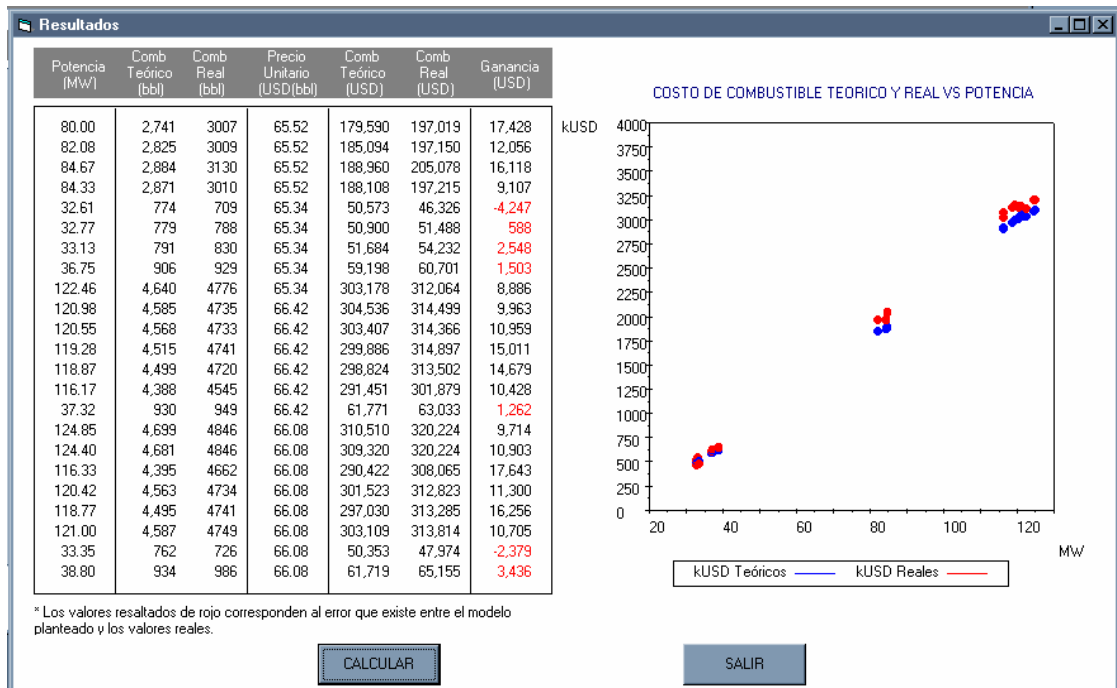
vapor es distribuido considerando la disponibilidad y las características operacionales de las calderas (eficiencia, antigüedad, máximas y mínimas cargas de operación).

Distribución de Vapor																
klb	klb	klb	klb	klb	klb	klb	DISP	DISP	DISP	DISP	bbi	bbi	bbi	bbi	bbi	
TV2	TV3	TV4	TV1	SPCC	Aux	Total	R3	R4	R2	R1	R3	R4	R2	R1	Total	
0	529.30	0	200.51	198.14	39.63	571.31	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1,202	1,539	0	0	2,741	
0	548.10	0	200.51	198.14	39.63	590.10	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1,217	1,608	0	0	2,825	
190.29	571.50	0	0	198.14	39.63	603.28	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1,228	1,656	0	0	2,884	
190.29	568.42	0	0	198.14	39.63	600.21	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1,226	1,645	0	0	2,871	
105.51	204.04	0	0	191.02	36.43	154.97	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	774	0	0	0	774	
106.70	204.04	0	0	191.02	36.43	156.16	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	779	0	0	0	779	
109.38	204.04	0	0	191.02	36.43	158.84	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	791	0	0	0	791	
136.33	204.04	0	0	191.02	36.43	185.78	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	906	0	0	0	906	
190.29	601.58	321.74	0	191.02	36.43	959.03	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1,239	1,701	894	806	4,640	
190.29	601.58	308.29	0	185.21	32.03	946.99	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1,230	1,662	890	803	4,585	
190.29	601.58	304.38	0	185.21	32.03	943.08	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1,227	1,649	889	803	4,568	
190.29	601.58	292.84	0	185.21	32.03	931.54	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1,218	1,612	884	800	4,515	
190.29	601.58	289.12	0	185.21	32.03	927.82	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1,216	1,600	883	800	4,499	
190.29	601.58	264.58	0	185.21	32.03	903.28	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1,198	1,522	874	795	4,388	
140.57	204.04	0	0	185.21	32.03	191.44	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	930	0	0	0	930	
190.29	601.58	343.46	0	202.80	39.58	972.12	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1,248	1,743	899	809	4,699	
190.29	601.58	339.37	0	202.80	39.58	968.03	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	1,245	1,730	898	808	4,681	
0	601.58	266.03	200.51	202.80	39.58	904.92	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1,199	1,527	875	795	4,395	
0	601.58	303.20	200.51	202.80	39.58	942.08	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1,226	1,646	888	802	4,563	
0	601.58	288.21	200.51	202.80	39.58	927.09	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1,215	1,598	883	799	4,495	
0	601.58	308.47	200.51	202.80	39.58	947.35	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1,230	1,663	890	804	4,587	
0	204.04	0	111.40	202.80	39.58	152.23	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	762	0	0	0	762	
151.59	204.04	0	0	202.80	39.58	192.41	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	934	0	0	0	934	

**Fig. 19.** Pantalla de distribución del vapor solicitado por las turbinas y servicios auxiliares considerando la producción de vapor de SPCC.

### B.3.4. Resultados

En esta parte se resume el resultado del cálculo se presentan para las diferentes cargas de operación los consumos de combustibles tanto teóricos como los reales y de acuerdo al valor del combustible para esas fechas se calcula el costo del combustible utilizado para la operación y la ganancia que se obtendría si se aplicase el modelo planteado.



**Fig. 20.** Pantalla de presentación de los resultados del modelo planteado, se realiza una comparación con los valores reales.

## **B.4. Código del programa en Visual Basic**

A continuación se detalla el código del programa desarrollado como herramienta de cálculo desarrollada en el presente trabajo, el código se detalla formulario por formulario y se sigue la secuencia de creación de formularios.

### **Form Inicio**

```
Private Sub Command1_Click()
```

```
Unload Me
```

```
frmTurbinas.Show
```

```
End Sub
```

Private Sub Command2\_Click()

Unload Me

End Sub

### **Form Turbinas**

Private Sub Command1\_Click()

'Cálculo de las curvas características de las turbinas

$$P1 = Ce10 * c + Ce11 * c + Ce12 * c + Ce13 * c + Ce14 * c$$

$$N1 = Po10 * Ce10 + Po11 * Ce11 + Po12 * Ce12 + Po13 * Ce13 + Po14 * Ce14$$

$$A10 = 5$$

$$B10 = Po10 * c + Po11 * c + Po12 * c + Po13 * c + Po14 * c$$

$$C10 = Po10 ^ 2 * c + Po11 ^ 2 * c + Po12 ^ 2 * c + Po13 ^ 2 * c + Po14 ^ 2 * c$$

$$b1 = (C10 * P1 - N1 * B10) / (A10 * C10 - B10 ^ 2)$$

$$m1 = (A10 * N1 - B10 * P1) / (A10 * C10 - B10 ^ 2)$$

$$P2 = Ce20 * c + Ce21 * c + Ce22 * c + Ce23 * c + Ce24 * c$$

$$N2 = Po20 * Ce20 + Po21 * Ce21 + Po22 * Ce22 + Po23 * Ce23 + Po24 * Ce24$$

$$A20 = 5$$

$$B20 = Po20 * c + Po21 * c + Po22 * c + Po23 * c + Po24 * c$$

$$C20 = Po20 ^ 2 * c + Po21 ^ 2 * c + Po22 ^ 2 * c + Po23 ^ 2 * c + Po24 ^ 2 * c$$

$$b2 = (C20 * P2 - N2 * B20) / (A20 * C20 - B20 ^ 2)$$

$$m2 = (A20 * N2 - B20 * P2) / (A20 * C20 - B20 ^ 2)$$

$$P3 = Ce30 * c + Ce31 * c + Ce32 * c + Ce33 * c + Ce34 * c$$

$$N3 = Po30 * Ce30 + Po31 * Ce31 + Po32 * Ce32 + Po33 * Ce33 + Po34 * Ce34$$

$$A30 = 5$$

$$B30 = Po30 * c + Po31 * c + Po32 * c + Po33 * c + Po34 * c$$

$$C30 = Po30 ^ 2 * c + Po31 ^ 2 * c + Po32 ^ 2 * c + Po33 ^ 2 * c + Po34 ^ 2 * c$$

$$b3 = (C30 * P3 - N3 * B30) / (A30 * C30 - B30 ^ 2)$$

$$m3 = (A30 * N3 - B30 * P3) / (A30 * C30 - B30 ^ 2)$$

$$P4 = Ce40 * c + Ce41 * c + Ce42 * c + Ce43 * c + Ce44 * c$$

$$N4 = Po40 * Ce40 + Po41 * Ce41 + Po42 * Ce42 + Po43 * Ce43 + Po44 * Ce44$$

$$A40 = 5$$

$$B40 = Po40 * c + Po41 * c + Po42 * c + Po43 * c + Po44 * c$$

$$C40 = Po40 ^ 2 * c + Po41 ^ 2 * c + Po42 ^ 2 * c + Po43 ^ 2 * c + Po44 ^ 2 * c$$

$$b4 = (C40 * P4 - N4 * B40) / (A40 * C40 - B40 ^ 2)$$

$$m4 = (A40 * N4 - B40 * P4) / (A40 * C40 - B40 ^ 2)$$

$$X1 = m1$$

$$Y1 = b1$$

$$X2 = m2$$

$$Y2 = b2$$

$$X3 = m3$$

$$Y3 = b3$$

$$X4 = m4$$

$$Y4 = b4$$

End Sub

Private Sub Command2\_Click()

$$b1 = 0$$

$$m1 = 0$$

$$b2 = 0$$

$$m2 = 0$$

$$b3 = 0$$

$$m3 = 0$$

$$b4 = 0$$

$$m4 = 0$$

End Sub

Private Sub Command3\_Click()

FrmCalderas.Show

End Sub

### **Form Calderas**

Private Sub Command1\_Click()

'Cálculo de las curvas características de las calderas

$$m1 = I10 * c + I11 * c + I12 * c + I13 * c$$

$$N1 = P10 * I10 + P11 * I11 + P12 * I12 + P13 * I13$$

$$P1 = P10 ^ 2 * I10 + P11 ^ 2 * I11 + P12 ^ 2 * I12 + P13 ^ 2 * I13$$

$$A10 = 4$$

$$B10 = P10 * c + P11 * c + P12 * c + P13 * c$$

$$C10 = P10 ^ 2 + P11 ^ 2 + P12 ^ 2 + P13 ^ 2$$

$$D10 = P10 ^ 3 + P11 ^ 3 + P12 ^ 3 + P13 ^ 3$$

$$E10 = P10 ^ 4 + P11 ^ 4 + P12 ^ 4 + P13 ^ 4$$

$$C1 = (P1 * (D10 * B10 - C10 ^ 2) + m1 * (E10 * C10 - D10 ^ 2) + N1 * (C10 * D10 - E10 * B10)) / (C10 * (D10 * B10 - C10 ^ 2) + A10 * (E10 * C10 - D10 ^ 2) + B10 * (C10 * D10 - E10 * B10))$$

$$A1 = (P1 * (A10 * C10 - B10 ^ 2) + C10 * (B10 * N1 - C10 * m1) + D10 * (B10 * m1 - A10 * N1)) / (C10 * (D10 * B10 - C10 ^ 2) + A10 * (E10 * C10 - D10 ^ 2) + B10 * (C10 * D10 - E10 * B10))$$

$$B1 = (P1 * (C10 * B10 - A10 * D10) + C10 * (D10 * m1 - C10 * N1) + E10 * (A10 * N1 - B10 * m1)) / (C10 * (D10 * B10 - C10 ^ 2) + A10 * (E10 * C10 - D10 ^ 2) + B10 * (C10 * D10 - E10 * B10))$$

$$m2 = I20 * c + I21 * c + I22 * c + I23 * c$$

$$N2 = P20 * I20 + P21 * I21 + P22 * I22 + P23 * I23$$

$$P2 = P20 ^ 2 * I20 + P21 ^ 2 * I21 + P22 ^ 2 * I22 + P23 ^ 2 * I23$$

$$A20 = 4$$

$$B20 = P20 * c + P21 * c + P22 * c + P23 * c$$

$$C20 = P20 ^ 2 + P21 ^ 2 + P22 ^ 2 + P23 ^ 2$$

$$D20 = P20 ^ 3 + P21 ^ 3 + P22 ^ 3 + P23 ^ 3$$

$$E20 = P20 ^ 4 + P21 ^ 4 + P22 ^ 4 + P23 ^ 4$$

$$C2 = (P2 * (D20 * B20 - C20 ^ 2) + m2 * (E20 * C20 - D20 ^ 2) + N2 * (C20 * D20 - E20 * B20)) / (C20 * (D20 * B20 - C20 ^ 2) + A20 * (E20 * C20 - D20 ^ 2) + B20 * (C20 * D20 - E20 * B20))$$

$$A2 = (P2 * (A20 * C20 - B20 ^ 2) + C20 * (B20 * N2 - C20 * m2) + D20 * (B20 * m2 - A20 * N2)) / (C20 * (D20 * B20 - C20 ^ 2) + A20 * (E20 * C20 - D20 ^ 2) + B20 * (C20 * D20 - E20 * B20))$$

$$B2 = (P2 * (C20 * B20 - A20 * D20) + C20 * (D20 * m2 - C20 * N2) + E20 * (A20 * N2 - B20 * m2)) / (C20 * (D20 * B20 - C20 ^ 2) + A20 * (E20 * C20 - D20 ^ 2) + B20 * (C20 * D20 - E20 * B20))$$

$$m3 = I30 * c + I31 * c + I32 * c + I33 * c$$

$$N3 = P30 * I30 + P31 * I31 + P32 * I32 + P33 * I33$$

$$P3 = P30 ^ 2 * I30 + P31 ^ 2 * I31 + P32 ^ 2 * I32 + P33 ^ 2 * I33$$

$$A30 = 4$$

$$B30 = P30 * c + P31 * c + P32 * c + P33 * c$$

$$C30 = P30 ^ 2 + P31 ^ 2 + P32 ^ 2 + P33 ^ 2$$

$$D30 = P30 ^ 3 + P31 ^ 3 + P32 ^ 3 + P33 ^ 3$$

$$E30 = P30 ^ 4 + P31 ^ 4 + P32 ^ 4 + P33 ^ 4$$

$$C3 = (P3 * (D30 * B30 - C30 ^ 2) + m3 * (E30 * C30 - D30 ^ 2) + N3 * (C30 * D30 - E30 * B30)) / (C30 * (D30 * B30 - C30 ^ 2) + A30 * (E30 * C30 - D30 ^ 2) + B30 * (C30 * D30 - E30 * B30))$$

$$A3 = (P3 * (A30 * C30 - B30 ^ 2) + C30 * (B30 * N3 - C30 * m3) + D30 * (B30 * m3 - A30 * N3)) / (C30 * (D30 * B30 - C30 ^ 2) + A30 * (E30 * C30 - D30 ^ 2) + B30 * (C30 * D30 - E30 * B30))$$

$$B3 = (P3 * (C30 * B30 - A30 * D30) + C30 * (D30 * m3 - C30 * N3) + E30 * (A30 * N3 - B30 * m3)) / (C30 * (D30 * B30 - C30 ^ 2) + A30 * (E30 * C30 - D30 ^ 2) + B30 * (C30 * D30 - E30 * B30))$$

$$m4 = I40 * c + I41 * c + I42 * c + I43 * c$$

$$N4 = P40 * I40 + P41 * I41 + P42 * I42 + P43 * I43$$

$$P4 = P40 ^ 2 * I40 + P41 ^ 2 * I41 + P42 ^ 2 * I42 + P43 ^ 2 * I43$$

$$A40 = 4$$

$$B40 = P40 * c + P41 * c + P42 * c + P43 * c$$

$$C40 = P40 ^ 2 + P41 ^ 2 + P42 ^ 2 + P43 ^ 2$$

$$D40 = P40 ^ 3 + P41 ^ 3 + P42 ^ 3 + P43 ^ 3$$

$$E40 = P40 ^ 4 + P41 ^ 4 + P42 ^ 4 + P43 ^ 4$$

$$C4 = (P4 * (D40 * B40 - C40 ^ 2) + m4 * (E40 * C40 - D40 ^ 2) + N4 * (C40 * D40 - E40 * B40)) / (C40 * (D40 * B40 - C40 ^ 2) + A40 * (E40 * C40 - D40 ^ 2) + B40 * (C40 * D40 - E40 * B40))$$

$$A4 = (P4 * (A40 * C40 - B40 ^ 2) + C40 * (B40 * N4 - C40 * m4) + D40 * (B40 * m4 - A40 * N4)) / (C40 * (D40 * B40 - C40 ^ 2) + A40 * (E40 * C40 - D40 ^ 2) + B40 * (C40 * D40 - E40 * B40))$$

$$B4 = (P4 * (C40 * B40 - A40 * D40) + C40 * (D40 * m4 - C40 * N4) + E40 * (A40 * N4 - B40 * m4)) / (C40 * (D40 * B40 - C40 ^ 2) + A40 * (E40 * C40 - D40 ^ 2) + B40 * (C40 * D40 - E40 * B40))$$

$$XB1 = A1$$

$$YB1 = B1$$

$$ZB1 = C1$$

$$XB2 = A2$$

$$YB2 = B2$$

$$ZB2 = C2$$

$$XB3 = A3$$

$$YB3 = B3$$



ZB3 = C3

XB4 = A4

YB4 = B4

ZB4 = C4

End Sub

Private Sub Command2\_Click()

C1 = 0

A1 = 0

B1 = 0

C2 = 0

A2 = 0

B2 = 0

C3 = 0

A3 = 0

B3 = 0

C4 = 0

A4 = 0

B4 = 0

End Sub

Private Sub Command3\_Click()

frmPotencia.Show

End Sub

### **Form Potencia**

Public Sub Command1\_Click()

.

For i = 0 To 22

If M2(i) = 0 And M3(i) = 0 Then

If MW(i) <> 0 Then

If MW(i) > 44 Then

TV2(i) = "22.00"

Else

TV2(i) = MW(i) - 22

TV3(i) = "22.00"

TV1(i) = 0

End If

If MW(i) > 88 And MW(i) < 110 Then

TV4(i) = "22.00"

TV3(i) = MW(i) - 44

TV1(i) = 0

Elseif MW(i) <= 88 And MW(i) > 44 Then

TV3(i) = MW(i) - TV2(i)

TV1(i) = 0

Elseif MW(i) >= 110 And MW(i) <= 154 Then

TV3(i) = "66.00"

TV4(i) = MW(i) - 88

TV1(i) = 0

Elseif MW(i) > 154 Then

TV1(i) = MW(i) - TV2(i) - TV3(i) - TV4(i)

End If

Else

TV1(i) = 0

TV2(i) = 0

TV3(i) = 0

```

TV4(i) = 0

End If

If TV1(i) > 22 Then

TV1(i).ForeColor = QBColor(12)

End If

End If

If M2(i) = 1 Then

If MW(i) <> 0 Then

If MW(i) > 44 Then

TV1(i) = "22.00"

TV2(i) = MW(i) - TV1(i)

Else

TV1(i) = MW(i) - 22

TV3(i) = "22.00"

TV2(i) = 0

End If

If MW(i) > 88 And MW(i) < 110 Then

TV4(i) = "22.00"

TV3(i) = MW(i) - 44

TV2(i) = 0

Elseif MW(i) <= 88 And MW(i) > 44 Then

TV3(i) = MW(i) - TV1(i)

TV2(i) = 0

Elseif MW(i) >= 110 And MW(i) <= 154 Then

TV3(i) = "66.00"

TV4(i) = MW(i) - 88

TV2(i) = 0

End If

```

```
Else
TV1(i) = 0
TV2(i) = 0
TV3(i) = 0
TV4(i) = 0
End If
If TV1(i) > 22 Then
TV1(i).ForeColor = QBColor(12)
End If
End If

If M3(i) = 1 Then
If MW(i) <> 0 Then
If MW(i) > 44 Then
TV2(i) = "22.00"
TV3(i) = 0
Else
TV2(i) = MW(i) - 22
TV4(i) = "22.00"
TV1(i) = 0
TV3(i) = 0
End If
If MW(i) > 88 And MW(i) < 110 Then
TV4(i) = MW(i) - 44
TV1(i) = MW(i) - 88
TV3(i) = 0
Elseif MW(i) <= 88 And MW(i) > 44 Then
TV4(i) = MW(i) - TV2(i)
```

```
TV1(i) = 0
TV3(i) = 0
Elseif MW(i) >= 110 And MW(i) <= 154 Then
TV4(i) = "66.00"
TV1(i) = MW(i) - 88
TV3(i) = 0
End If
Else
TV1(i) = 0
TV2(i) = 0
TV3(i) = 0
TV4(i) = 0
End If
If TV1(i) > 22 Then
TV1(i).ForeColor = QBColor(12)
End If
End If
T1(i) = TV1(i)
T2(i) = TV2(i)
T3(i) = TV3(i)
T4(i) = TV4(i)
MWG(i) = MW(i)
Next i
End Sub

Private Sub Command2_Click()
frmVapor.Show
End Sub
```

## Form Vapor

```
Public Sub Command1_Click()
```

```
For i = 0 To 22
```

```
klbTotal(i) = klb1(i) * 1 + klb2(i) * 1 + klb3(i) * 1 + klb4(i) * 1 + klbAux(i) * 1 - klbSPCC(i) * 1
```

```
If klbTotal(i) <> 0 Then
```

```
'Operación de 1 caldera
```

```
    If klbTotal(i) <= 300 Then
```

```
        Comb13(i) = (XB3 * klbTotal(i) ^ 2 + YB3 * klbTotal(i) + ZB3) * klbTotal(i) * 24
```

```
        Comb12(i) = 0
```

```
        Comb11(i) = 0
```

```
        Comb14(i) = 0
```

```
    End If
```

```
'Operación de 2 calderas
```

```
    If klbTotal(i) > 300 And klbTotal(i) <= 700 Then
```

```
        Comb13(i) = (XB3 * 1 * ((XB4 * 1 * klbTotal(i) * 1 / (XB3 * 1 + XB4 * 1)) - (YB3 * 1 - YB4 * 1) / (2 * (XB3 * 1 + XB4 * 1))) ^ 2 + YB3 * 1 * ((XB4 * 1 * klbTotal(i) * 1 / (XB3 * 1 + XB4 * 1)) - (YB3 * 1 - YB4 * 1) / (2 * (XB3 * 1 + XB4 * 1))) + ZB3 * 1 * ((XB4 * 1 * klbTotal(i) * 1 / (XB3 * 1 + XB4 * 1)) - (YB3 * 1 - YB4 * 1) / (2 * (XB3 * 1 + XB4 * 1))) * 24
```

```
        Comb14(i) = (XB4 * 1 * ((XB3 * 1 * klbTotal(i) * 1 / (XB3 * 1 + XB4 * 1)) + (YB3 * 1 - YB4 * 1) / (2 * (XB3 * 1 + XB4 * 1))) ^ 2 + YB4 * 1 * ((XB3 * 1 * klbTotal(i) * 1 / (XB3 * 1 + XB4 * 1)) + (YB3 * 1 - YB4 * 1) / (2 * (XB3 * 1 + XB4 * 1))) + ZB4 * 1 * ((XB3 * 1 * klbTotal(i) * 1 / (XB3 * 1 + XB4 * 1)) + (YB3 * 1 - YB4 * 1) / (2 * (XB3 * 1 + XB4 * 1))) * 24
```

```
        Comb12(i) = 0
```

```
        Comb11(i) = 0
```

```
    End If
```

```
'Operación de 3 calderas
```

```
    If klbTotal(i) > 700 And klbTotal(i) <= 880 Then
```

$$\begin{aligned} \text{Comb13}(i) = & (XB3 * 1 * ((XB4 * 1 * XB2 * 1 * \text{klbTotal}(i) * 1 / (XB3 * 1 * XB4 * 1 + XB3 * 1 * \\ & XB2 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1)) - ((XB4 * 1 * (YB3 * 1 - YB2 * 1) + XB2 * 1 * (YB3 * 1 - YB4 * \\ & 1)) / (2 * (XB3 * 1 * XB4 * 1 + XB3 * 1 * XB2 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1)))) ^ 2 + YB3 * 1 * ((XB4 \\ & * 1 * XB2 * 1 * \text{klbTotal}(i) * 1 / (XB3 * 1 * XB4 * 1 + XB3 * 1 * XB2 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1)) - \\ & ((XB4 * 1 * (YB3 * 1 - YB2 * 1) + XB2 * 1 * (YB3 * 1 - YB4 * 1)) / (2 * (XB3 * 1 * XB4 * 1 + \\ & XB3 * 1 * XB2 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1)))) + ZB3 * 1 * ((XB4 * 1 * XB2 * 1 * \text{klbTotal}(i) * 1 / \\ & (XB3 * 1 * XB4 * 1 + XB3 * 1 * XB2 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1)) - ((XB4 * 1 * (YB3 * 1 - YB2 * 1) \\ & + XB2 * 1 * (YB3 * 1 - YB4 * 1)) / (2 * (XB3 * 1 * XB4 * 1 + XB3 * 1 * XB2 * 1 + XB4 * 1 * XB2 \\ & * 1)))) * 24 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Comb14}(i) = & (XB4 * 1 * ((XB3 * 1 * XB2 * 1 * \text{klbTotal}(i) * 1 / (XB4 * 1 * XB3 * 1 + XB4 * 1 * \\ & XB2 * 1 + XB3 * 1 * XB2 * 1)) - ((XB3 * 1 * (YB4 * 1 - YB2 * 1) + XB2 * 1 * (YB4 * 1 - YB3 * \\ & 1)) / (2 * (XB4 * 1 * XB3 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1 + XB3 * 1 * XB2 * 1)))) ^ 2 + YB4 * 1 * ((XB3 \\ & * 1 * XB2 * 1 * \text{klbTotal}(i) * 1 / (XB4 * 1 * XB3 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1 + XB3 * 1 * XB2 * 1)) - \\ & ((XB3 * 1 * (YB4 * 1 - YB2 * 1) + XB2 * 1 * (YB4 * 1 - YB3 * 1)) / (2 * (XB4 * 1 * XB3 * 1 + \\ & XB4 * 1 * XB2 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1)))) + ZB4 * 1 * ((XB3 * 1 * XB2 * 1 * \text{klbTotal}(i) * 1 / \\ & (XB4 * 1 * XB3 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1 + XB3 * 1 * XB2 * 1)) - ((XB3 * 1 * (YB4 * 1 - YB2 * 1) \\ & + XB2 * 1 * (YB4 * 1 - YB3 * 1)) / (2 * (XB4 * 1 * XB3 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1 + XB3 * 1 * XB2 \\ & * 1)))) * 24 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Comb12}(i) = & (XB2 * 1 * ((XB3 * 1 * XB4 * 1 * \text{klbTotal}(i) * 1 / (XB2 * 1 * XB3 * 1 + XB2 * 1 * \\ & XB4 * 1 + XB3 * 1 * XB4 * 1)) - ((XB3 * 1 * (YB2 * 1 - YB4 * 1) + XB4 * 1 * (YB4 * 1 - YB3 * \\ & 1)) / (2 * (XB2 * 1 * XB3 * 1 + XB2 * 1 * XB4 * 1 + XB3 * 1 * XB4 * 1)))) ^ 2 + YB2 * 1 * ((XB3 \\ & * 1 * XB4 * 1 * \text{klbTotal}(i) * 1 / (XB2 * 1 * XB3 * 1 + XB2 * 1 * XB4 * 1 + XB3 * 1 * XB4 * 1)) - \\ & ((XB3 * 1 * (YB2 * 1 - YB4 * 1) + XB4 * 1 * (YB2 * 1 - YB3 * 1)) / (2 * (XB2 * 1 * XB3 * 1 + \\ & XB2 * 1 * XB4 * 1 + XB2 * 1 * XB4 * 1)))) + ZB2 * 1 * ((XB3 * 1 * XB4 * 1 * \text{klbTotal}(i) * 1 / \\ & (XB2 * 1 * XB3 * 1 + XB2 * 1 * XB4 * 1 + XB3 * 1 * XB4 * 1)) - ((XB3 * 1 * (YB2 * 1 - YB4 * 1) \\ & + XB4 * 1 * (YB2 * 1 - YB3 * 1)) / (2 * (XB2 * 1 * XB3 * 1 + XB2 * 1 * XB4 * 1 + XB3 * 1 * XB4 \\ & * 1)))) * 24 \end{aligned}$$

$$\text{Comb11}(i) = 0$$

End If

'Operación de 4 calderas

If klbTotal(i) > 880 Then

$$MM3 = ((XB4 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1 * klbTotal(i) * 1 / (XB3 * 1 * XB4 * 1 * XB2 * 1 + XB3 * 1 * XB4 * 1 * XB1 * 1 + XB3 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1)) - ((XB4 * 1 * XB2 * 1 * (YB3 * 1 - YB1 * 1) + XB4 * 1 * XB1 * 1 * (YB3 * 1 - YB2 * 1) + XB2 * 1 * XB1 * 1 * (YB3 * 1 - YB4 * 1)) / (2 * (XB3 * 1 * XB4 * 1 * XB2 * 1 + XB3 * 1 * XB4 * 1 * XB1 * 1 + XB3 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1))))$$
$$MM4 = ((XB3 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1 * klbTotal(i) * 1 / (XB3 * 1 * XB4 * 1 * XB2 * 1 + XB3 * 1 * XB4 * 1 * XB1 * 1 + XB3 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1)) - ((XB3 * 1 * XB2 * 1 * (YB4 * 1 - YB1 * 1) + XB3 * 1 * XB1 * 1 * (YB4 * 1 - YB2 * 1) + XB2 * 1 * XB1 * 1 * (YB4 * 1 - YB3 * 1)) / (2 * (XB3 * 1 * XB4 * 1 * XB2 * 1 + XB3 * 1 * XB4 * 1 * XB1 * 1 + XB3 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1))))$$
$$MM2 = ((XB4 * 1 * XB3 * 1 * XB1 * 1 * klbTotal(i) * 1 / (XB3 * 1 * XB4 * 1 * XB2 * 1 + XB3 * 1 * XB4 * 1 * XB1 * 1 + XB3 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1)) - ((XB4 * 1 * XB3 * 1 * (YB2 * 1 - YB1 * 1) + XB4 * 1 * XB1 * 1 * (YB2 * 1 - YB3 * 1) + XB3 * 1 * XB1 * 1 * (YB2 * 1 - YB4 * 1)) / (2 * (XB3 * 1 * XB4 * 1 * XB2 * 1 + XB3 * 1 * XB4 * 1 * XB1 * 1 + XB3 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1))))$$
$$MM1 = ((XB4 * 1 * XB2 * 1 * XB3 * 1 * klbTotal(i) * 1 / (XB3 * 1 * XB4 * 1 * XB2 * 1 + XB3 * 1 * XB4 * 1 * XB1 * 1 + XB3 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1)) - ((XB4 * 1 * XB2 * 1 * (YB1 * 1 - YB3 * 1) + XB4 * 1 * XB3 * 1 * (YB1 * 1 - YB2 * 1) + XB2 * 1 * XB3 * 1 * (YB1 * 1 - YB4 * 1)) / (2 * (XB3 * 1 * XB4 * 1 * XB2 * 1 + XB3 * 1 * XB4 * 1 * XB1 * 1 + XB3 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1 + XB4 * 1 * XB2 * 1 * XB1 * 1))))$$
$$Comb13(i) = (XB3 * 1 * MM3 ^ 2 + YB3 * 1 * MM3 + ZB3 * 1) * 24 * MM3$$
$$Comb14(i) = (XB4 * 1 * MM4 ^ 2 + YB4 * 1 * MM4 + ZB4 * 1) * 24 * MM4$$
$$Comb12(i) = (XB2 * 1 * MM2 ^ 2 + YB2 * 1 * MM2 + ZB2 * 1) * 24 * MM2$$
$$Comb11(i) = (XB1 * 1 * MM1 ^ 2 + YB1 * 1 * MM1 + ZB1 * 1) * 24 * MM1$$

End If



```
End If

Comb1(i) = Format(Round(Comb11(i), 0), "##,##0")
Comb2(i) = Format(Round(Comb12(i), 0), "##,##0")
Comb3(i) = Format(Round(Comb13(i), 0), "##,##0")
Comb4(i) = Format(Round(Comb14(i), 0), "##,##0")
bbITotal(i) = Format(Comb11(i) * 1 + Comb12(i) * 1 + Comb13(i) * 1 + Comb14(i) * 1,
"##,##0")
BBI(i) = Format(Round(bbITotal(i), 0), "##,##0")

Next

End Sub
```

```
Private Sub Command2_Click()

frmResultado.Show

End Sub
```

```
Private Sub Form_Load()

For i = 0 To 22

If T1(i) <> 0 Then

klb1(i) = T1(i) * X1 + Y1

Else

klb1(i) = 0

End If

If T2(i) <> 0 Then

klb2(i) = T2(i) * X2 + Y2

Else

klb2(i) = 0

End If

If T3(i) <> 0 Then
```

klb3(i) = T3(i) \* X3 + Y3

Else

klb3(i) = 0

End If

If T4(i) <> 0 Then

klb4(i) = T4(i) \* X4 + Y4

Else

klb4(i) = 0

End If

Next

End Sub

### **Form resultado**

Private Sub Command1\_Click()

For i = 0 To 22

T1USD(i) = Teo(i) \* 1 \* Precio(i)

R1USD(i) = Real(i) \* 1 \* Precio(i)

G1USD(i) = R1USD(i) \* 1 - T1USD(i) \* 1

GUSD(i) = Format(Round(G1USD(i), 0), "##,##0")

TUSD(i) = Format(Round(T1USD(i), 0), "##,##0")

RUSD(i) = Format(Round(R1USD(i), 0), "##,##0")

If Teo(i) < 1000 Then

GUSD(i).ForeColor = QBColor(12)

End If

Next

xsmín = Val(20): xsmax = Val(130)

xtick = Val(10): xstick = Val(5)

ysmín = Val(0): ysmáx = Val(4000)

```
ytick = Val(250): ystick = Val(125)
```

```
picPlot.Cls
```

```
'Determine axes ranges and other plot parameters
```

```
  If xmin <= 0 Then
```

```
    xaxis = 0
```

```
  Else
```

```
    xaxis = xmin
```

```
  End If
```

```
  If ymin <= 0 Then
```

```
    yaxis = 0
```

```
  Else
```

```
    yaxis = ymin
```

```
  End If
```

```
  xsrage = xmax - xaxis: Ysrage = ymax - yaxis
```

```
  rx = Abs(xsrage) / 200: ry = Abs(Ysrage) / 200
```

```
  If Abs(xsrage) < Abs(Ysrage) Then
```

```
    r = rx
```

```
  Else
```

```
    r = ry
```

```
  End If
```

```
'Set scale for plot, draw axes, ticks, and sub-ticks
```

```
  picPlot.Scale (xmin - xtack, ymax + ytick)-(xmax + xtack, ymin - ytick)
```

```
  picPlot.Line (xaxis, ymin)-(xaxis, ymax)
```

```
  picPlot.Line (xmin, yaxis)-(xmax, yaxis)
```

```
  picPlot.Line (xmax, ymin)-(xmax, ymax)
```

```
  picPlot.Line (xmin, ymax)-(xmax, ymax)
```

```
  nx = xsrage / xtack + 1: ny = Ysrage / ytick + 1
```

```
  For k = 1 To nx
```

```

    xt(k) = xmin + (k - 1) * xtick
    picPlot.Line (xt(k), yaxis - ytick / 10)-(xt(k), yaxis + ytick / 10)
Next k
For k = 1 To ny
    yt(k) = ymin + (k - 1) * ytick
    picPlot.Line (xaxis - xtick / 10, yt(k))-(xaxis + xtick / 10, yt(k))
Next k
nxx = xtick / xstick
For k = 1 To nx - 1
    For l = 1 To nxx
        xtt(l) = xt(k) + (l - 1) * xstick
        picPlot.Line (xtt(l), yaxis - ytick / 20)-(xtt(l), yaxis + ytick / 20)
    Next l
Next k
nyy = ytick / ystick
For k = 1 To ny - 1
    For l = 1 To nyy
        ytt(l) = yt(k) + (l - 1) * ystick
        picPlot.Line (xaxis - xtick / 20, ytt(l))-(xaxis + xtick / 20, ytt(l))
    Next l
Next k
'Print the tick values near the tick marks
For k = 1 To nx Step 2
    picPlot.CurrentX = xt(k) - xtick / 10
    picPlot.CurrentY = yaxis - ytick / 2.5
    picPlot.Print xt(k)
Next k
For k = 1 To ny

```

```
picPlot.CurrentX = xaxis - xtick / 1
```

```
picPlot.CurrentY = yt(k) + ytick / 5
```

```
picPlot.Print yt(k)
```

```
Next k
```

```
'Draw circles representing the data points
```

```
For k = 1 To 22
```

```
picPlot.FillColor = &HFF0000
```

```
picPlot.FillStyle = 0
```

```
picPlot.Circle (MWG(k), TUSD(k) / 100), 1, &HFF0000
```

```
picPlot.FillColor = &HFF&
```

```
picPlot.FillStyle = 0
```

```
picPlot.Circle (MWG(k), RUSD(k) / 100), 1, &HFF&
```

```
Next k
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Form_Load()
```

```
For i = 0 To 22
```

```
Teo(i) = BBI(i)
```

```
AMW(i) = MWG(i)
```

```
Next
```

```
End Sub
```