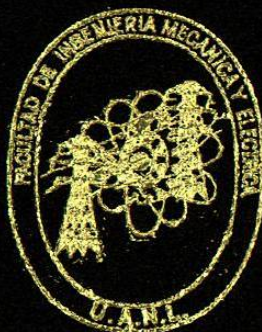


UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POST-GRADO



DESPACHO ECONOMICO APLICADO A
UNIDADES DE COGENERACION

TESIS

EN OPCION AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
DE LA INGENIERIA ELECTRICA
CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA

PRESENTA

BASILIO CALOGIANIS KAFALTI

MONTERREY, N. L.

MAYO DE 1994

TM

Z5853

.M2

FIME

1994

C3



1020070670

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POST-GRADO



DESPACHO ECONOMICO APLICADO A
UNIDADES DE COGENERACION

TESIS

EN OPCION AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
DE LA INGENIERIA ELECTRICA
CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA

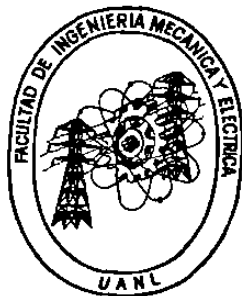
PRESENTA

BASILIO CALOGIANIS KAFALTI

MONTERREY, N. L.

MAYO DE 1994

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POST-GRADO.**



DESPACHO ECONOMICO APLICADO A UNIDADES DE COGENERACION

TESIS

**EN OPCION AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERIA
ELECTRICA CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

QUE PRESENTA

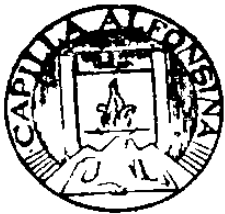
BASILIO CALOGIANIS KAFALTI

MONTERREY, N.L.

MAYO DE 1994

0099-27960

TM
Z5853
M2
F ME
1 4
C3



FONDO TESIS

6279E

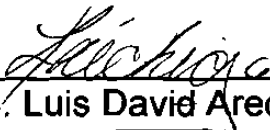
UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POST-GRADO.

Los miembros del comité de tesis recomendamos que la presente tesis realizada por el Ing. **Basilio Calogianis Kafalti** sea aceptada como opción para obtener el grado de maestro en ciencias de la **ingeniería eléctrica** con especialidad en **potencia**.

El comité de tesis



M. en C. Juan José Guerrero G.
Asesor



M. en C. Luis David Arechiga R.
Coasesor



M. en C. Ernesto Vazquez M.
Coasesor

Monterrey, N.L. a 20 de Mayo de 1994

A MIS PADRES Y HERMANO

f

**Al Sr. Haralambos Calogianis y a
la Sra. María Kafalti de Calogianis y mi
hermano Constantino por su apoyo
constante durante toda mi carrera.**

GRACIAS

A MI ESPOSA

A Sanjuana que con su amor me motivo a seguir siempre adelante.

MIL GRACIAS

A LA FAMILIA VELOZ GARZA

A mi suegro el Sr. Florencio Veloz N. y a mis cuñadas Graciela, Rosy, Aurelia, Socorro, Kikey, Pichi y Totis, y mis cuñados Pato, Porris, Guillermo, Miguel y Carlos por todo lo que me ayudaron para llegar hasta donde estoy.

GRACIAS

A MIS MAESTROS:

Al Ing. Evelio González Flores, a el Ing. Enrique Betancourt, y de muy especial manera a mi asesor el Ing. Juan José Guerrero G. así como también al Ing. Luis David Arechiga R. y al Ing. Ernesto Vazquez M. por todo el apoyo que me brindaron durante la carrera y la realización de la presente tesis.

GRACIAS

A MIS AMIGOS

**En especial a Carlos A. Rodríguez S.,
Víctor Vega, Eduardo Castillo, Rafael de
León y Marco A. Rincón.**

GRACIAS

PROLOGO

El objetivo de este trabajo es hacer énfasis en la necesidad del ahorro de energéticos, así como la dosificación de los mismos. Debido a esto, actualmente se están desarrollando en la industria nacional programas de cogeneración y ahorro de energía en forma conjunta con la compañía suministradora de energía eléctrica.

Existe una gran variedad de sistemas de cogeneración que se pueden aplicar debido a la diversidad de industrias que existen en la actualidad. Sin embargo, muchas de estas industrias no están dispuestas a invertir grandes cantidades de dinero, si no sienten que la inversión será recuperada en un margen de tiempo aceptable. El objetivo del presente trabajo no es profundizar en el campo de la economía específicamente con los análisis de factibilidad de proyectos de inversión, sino más bien, plantear en forma clara los métodos más comunes de solución para este tipo de análisis.

Uno de los ahorros principales en sistemas de cogeneración es el de prescindir de una compañía suministradora de electricidad y utilizar recuperadores de calor en la salida de las turbinas para generar vapor de proceso para la planta o alguna planta cercana. Esto evita la necesidad de utilizar combustible para la caldera pero se requiere combustible para las turbinas.

Una vez planteado el sistema de cogeneración se hace necesario la optimización de los generadores para cumplir con la demanda eléctrica y satisfacer los requerimientos del consumidor térmico, siempre trabajando de manera económica, para lo cual es necesario realizar estudios de despacho económico y de asignación de unidades tomando en cuenta restricciones operativas y de proceso.

El caso de estudio que se analiza en el presente trabajo es un caso aislado de cogeneración industrial en el que la salida de las turbinas se inyecta a una caldera para generar vapor de proceso. En el análisis de factibilidad se demuestra como grandes inversiones son amortizadas en periodos cortos de tiempo dando esto resultados económicos favorables. Una vez aprobado el proyecto de inversión trazamos el despacho de los generadores y la asignación de unidades con métodos aplicados a SEP's de gran escala dandonos resultados favorables con lo que demostramos que estos métodos si son aplicables a pequeños sistemas de cogeneración

INDICE

CAPITULO 1 CONCEPTOS BASICOS DE FACTIBILIDAD

1.1.-	Intereses.-----	2
1.1.1-	Tipos de interés.-----	2
1.1.2-	Interés nominal y efectivo.-----	3
1.2.-	Métodos de valuación económica.-----	5
1.2.1-	Método del valor anual equivalente.-----	5
1.2.1.1-	Selección de alternativas mutuamente exclusivas.	7
1.2.2-	Método del valor presente. -----	8
1.2.2.1-	Análisis y evaluación de un proyecto individual.	8
1.2.2.2-	Selección de proyectos mutuamente exclusivos.	10
1.2.3-	Método de la tasa interna de rendimiento.-----	14
1.2.3.1-	Tasa interna de rendimiento.-----	14
1.3-	Periodo de pago. -----	18

CAPITULO 2 TARIFAS ELECTRICAS.

2.1.-	Panorama General. -----	21
2.1.1-	La situación anterior.-----	21
2.1.2-	Situación actual.-----	21
2.2.-	Tarifa OM. -----	23
2.3.-	Tarifa HM. -----	25
2.4.-	Tarifa HS. -----	27
2.5.-	Tarifa HT. -----	29
2.6.-	Tarifa HS-L. -----	31
2.7.-	Tarifa HT-L. -----	33
2.8.-	Cálculo de tarifas. -----	35
2.9.-	Caso práctico del cálculo de tarifas.-----	40

CAPITULO 3 CICLO RANKINE.

3.1.-	Ciclos de Vapor -----	47
3.2.-	Cálculo de calor liberado por un combustible.-	49
3.3.-	Entalpía bruta y neta. -----	52

CAPITULO 4 CARACTERISTICAS DE LAS UNIDADES DE GENERACION

4.1.-	Introducción.-----	54
4.2.-	Curvas características. -----	54
4.2.1.-	Curva entrada-salida. -----	55
4.2.2.-	Curva de consumo específico. -----	56
4.2.3.-	Curva de costo incremental. -----	58
4.3.-	Obtención de los coeficientes a,b,c-----	60

CAPITULO 5 DESPACHO ECONOMICO

5.1.-	Introducción.-----	70
5.2.-	Despacho económico de unidades térmicas. --	70
5.3.-	Límites de los generadores. -----	76

CAPITULO 6 ASIGNACION DE UNIDADES

6.1.-	Introducción. -----	78
6.2.-	Clasificación de las unidades. -----	80
6.3.-	Restricción de las unidades. -----	82
6.4.-	Reserva rodante. -----	84
6.5.-	Costos de generación. -----	86
6.6.-	Técnicas de solución. -----	87
6.6.1.-	Lista de prioridades. -----	88

CAPITULO 7 CASO DE ESTUDIO

7.1.-	Metodología propuesta.-----	92
7.2.-	Descripción del caso de estudio-----	95
7.3.-	Datos disponibles.-----	97
7.4.-	Obtención de los parámetros-----	100
7.5.-	Proceso de solución.-----	103
7.5.1.-	Análisis económico (factibilidad).-----	103

7.5.1.1.-	Resumen de costos.-----	106
7.5.1.2.-	Precio de la energía.-----	107
7.5.2.-	Análisis electro-energético..-----	107
7.5.2.1.-	Despacho económico.-----	107
7.5.2.2-	Asignación de unidades.-----	119
7.5.2.3-	Análisis de costos para 10204 Kw.-----	120
7.5.2.3.1.-	Precio de la energía.-----	121

CAPITULO 8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1.-	Conclusiones generales.-----	125
8.2.-	Conclusiones del análisis económico.-----	125
8.3.-	Conclusiones del análisis electro-energético.---	127
8.4.-	Recomendaciones para trabajos futuros.-----	128

	GLOSARIO DE TERMINOS.-----	129
--	-----------------------------------	------------

	SIMBOLOGIA. -----	133
--	--------------------------	------------

	ANEXOS. -----	137
--	----------------------	------------

	BIBLOGRAFIA. -----	148
--	---------------------------	------------

SINTESIS

En el primer capítulo se analizan los diferentes métodos de análisis de factibilidad y se plantean las bases necesarias para concientizar a los ingenieros de las necesidades de un estudio de factibilidad para la realización de cualquier proyecto. En el caso de estudio se manejan estos conceptos planteando los gastos y ahorros en que se incurre de acuerdo al estado operacional de un sistema.

En el segundo capítulo se hace mención a las tarifas eléctricas vigentes en México según la publicación del diario oficial, donde reside el principal ahorro para la industria nacional. También se desarrollo un programa que calcula para los diferentes tipos de tarifas el monto de la factura. Este programa se encuentra redactado en los anexos.

En el tercer capítulo se analiza el ciclo rankine el cual se utiliza donde se requiere vapor de proceso, esto es, como el sistema que se analiza aprovecha el calor de salida de los turbogeneradores para calentar agua se necesita conocer el comportamiento del vapor comportamiento que es descrito por el ciclo Rankine.

En el capítulo cuatro se analizan los diferentes tipos de unidades y sus curvas características que describen su comportamiento. También se analiza un procedimiento de obtención de parámetros de las curvas anteriores. Para este propósito se desarrolló un programa el cual se se detalla en los en anexos.

En el capítulo cinco de despacho económico, se plantea la solución de un sistema de potencia para trabajar en un punto óptimo de operación por el método de multiplicadores de Lagrange, planteando

restricciones operativas como lo son: reserva, potencia de generación mínima y máxima, cumpliendo siempre con la demanda.

En el capítulo seis se plantea el procedimiento de asignación de unidades, este estudio se basa en la asignación vía lista de prioridades debido a que esta metodología es la apropiada para trazar la asignación de pequeñas unidades de generación.

En el capítulo siete se presenta el ejemplo práctico de una empresa que solicita un estudio de cogeneración donde se aplican los conceptos con anterioridad descritos como lo son: factibilidad, cálculo de tarifas despacho y asignación y para proponer una solución adecuada.

Se incluye una sección de anexos donde se describen los programas que se desarrollaron para facilitar los cálculos del presente trabajo, para cálculo de tarifas y obtención de parámetros de unidades generadoras.

INTRODUCCION

Dentro de la industria existe una gran cantidad de sistemas de producción que utilizan vapor, debido a su estabilidad, bajo costo y elevado calor específico. Dentro de estos sistemas se pueden encontrar tres divisiones principales como son:

1. Sistemas de Generación vapor-electricidad en los que todo el vapor se utiliza para mover un turbo-generador.
2. Sistemas de cogeneración donde el vapor se utiliza tanto para proceso como para generar energía eléctrica.
3. Sistemas de vapor en los que todo el vapor se utiliza para el proceso.

El enfoque del presente trabajo ésta dirigido al análisis de un sistema de cogeneración.

La cogeneración se define como el proceso de producción de energía en el que involucra la producción simultánea de energía eléctrica y térmica utilizando una fuente primaria de calor. Estos sistemas se pueden utilizar en cualquier planta o proceso siempre y cuando la utilización de ambos tipos de energía sea necesaria [1,2].

El ahorro en combustible es el incentivo principal para utilizar cogeneración. Dado que todos los equipos basados en vapor para generar electricidad desperdician calor hacia el ambiente, ese calor puede utilizarse para satisfacer total o parcialmente los requerimientos térmicos del proceso. La utilización de calor de desecho no tiene un impacto directo en cantidad de combustible utilizado para generar electricidad, al contrario, disminuye el consumo de

combustible que se requiere para generar la energía térmica recuperada.

Los sistemas de cogeneración deben diseñarse en base a dos perspectivas al menos: pueden usarse para satisfacer las demandas de energía térmica de un proceso y generar energía eléctrica como un producto secundario en la recuperación de energía del vapor; o pueden utilizarse para la generación de energía eléctrica y utilizar el calor de desecho para satisfacer los requerimientos de energía térmica de una planta cercana. Lo usual es encontrar sistemas para la segunda condición.

Debe hacerse notar que los sistemas de cogeneración no pueden dar seguimiento estricto a demandas variantes de calor o energía eléctrica en la mayoría de los casos. Por lo tanto, se deberá poseer un sistema complementario de generación de energía térmica o comprar la electricidad adicional.

Existen al menos tres grandes clases de aplicaciones para sistemas de cogeneración [1,13]:

1. Sistemas de generación de electricidad locales o municipales, que generan electricidad para la comunidad y calor de baja temperatura (300°F) para los sistemas de calefacción locales.
2. Complejos residenciales, comerciales o institucionales, que requieren calentamiento de áreas de trabajo, agua caliente y electricidad.
3. Operaciones industriales grandes, con necesidades locales de generación de energía eléctrica y calor, ya sea en forma de vapor de proceso, calor directo y/o calentamiento de áreas de trabajo.

Debido a los altos costos de instalación de plantas de cogeneración, costo de mantenimiento y operación se hace necesario que cualquier proyecto de carácter ingenieril sea avalado por un estudio de factibilidad [3,6,15].

Debido a esto, en el trabajo se estudian las bases necesarias para realizar este estudio sin que en ningún momento se trate de profundizar en esta área pero si conscientizar la necesidad de realizar estos estudios.

Tomando en cuenta las necesidades del consumidor de energía térmica y eléctrica sería muy fácil satisfacer ambas necesidades colocando pocos generadores a su máxima capacidad ó todos los generadores a una mínima capacidad, lo cual replantea la necesidad de realizar un despacho y poder ajustar los generadores para que cumplan con la demanda eléctrica y las necesidades del consumidor de vapor operando de una manera óptima, lo cual trae consigo ahorros en el combustible de consumo, y por lo tanto dinero. Además en caso de alguna falla los generadores tendrán un margen de reserva para compensar el desbalance energético [7,8,12].

Cuando el horizonte del tiempo crece a horas, días, etc. el problema se convierte en una asignación de unidades, donde el método utilizado es en base a una lista de prioridades, en donde para variaciones pequeñas del patrón de demanda de energía eléctrica no se requiere de algún otro método [4,5]

En general, podemos resumir a la cogeneración en dos bloques principales:

En el primer bloque las industrias utilizaban la generación debido a que la compañía suministradora no podía satisfacer los requerimientos de energía donde se localizaba la empresa, por lo tanto, se tenían pequeños generadores de electricidad dispersos.

En el segundo bloque se tiene la utilización de la cogeneración que es como se vera más adelante la obtención de dos energías a partir de una sola fuente de combustible. Así las empresas utilizaban la energía eléctrica y el vapor de proceso; una vez instaladas las plantas se presentó la necesidad de minimizar el consumo de energéticos.

En base a lo anterior, las aportaciones del presente trabajo se pueden resumir en los siguientes puntos:

- 1 Plantear las bases para un análisis de factibilidad.**
- 2 Generar programas que sirvan como herramienta para los estudios de factibilidad, despacho, etc.,**
- 3 Implementar métodos de despacho económico y asignación de unidades que normalmente se utilizan en SEP's de gran escala a pequeños sistemas de generación eléctrica.**

CAPITULO I

CONCEPTOS BASICOS DE FACTIBILIDAD

CONCEPTOS BASICOS DE FACTIBILIDAD

1.1 INTERESES

La palabra interés significa la renta que se gana al invertir el dinero presentandose en innumerables formas, es conveniente desarrollar una serie de fórmulas de equivalencia con los cuales se pueda evaluar más exactamente el rendimiento obtenido en una determinada inversión, o el costo real que representa una determinada fuente de financiamiento.

Puesto que el dinero puede ganar un cierto interés, cuando se invierte en un cierto período, usualmente un año, es importante reconocer que un peso que se reciba en el futuro valdrá menos que un peso que se tenga actualmente. Es precisamente ésta relación entre el interés y el tiempo lo que conduce al concepto del valor del dinero a través del tiempo.

El valor del dinero a través del tiempo significa que cantidades iguales de dinero no tienen el mismo valor, si se encuentra en puntos diferentes en el tiempo y si la tasa de interés es mayor que cero.

1.1.1 TIPOS DE INTERES

Interés Simple: En el caso del interés simple, los intereses que van a pagarse en el momento de devolver el préstamo son proporcionales a la longitud del período de tiempo durante el cual se ha tenido en préstamo la suma principal. Los intereses que se devengarán pueden encontrarse de la manera siguiente. Permítase que (P) represente el principal, (n) el período de interés e (i) la tasa de interés entonces:

$$I = Pni$$

Interés Compuesto: Cuando se hace un préstamo por una longitud de tiempo que es igual a varios períodos de interés, los intereses se calculan al final de cada período. Hay un cierto número de planes para amortizar el préstamo que van desde pagar los intereses a medida que se van venciendo hasta acumularlos todos esperando el día en el cual se vence el préstamo.

La diferencia fundamental entre interés simple e interés compuesto estriba en el hecho de que cuando se utiliza interés compuesto, los intereses a su vez generan intereses, mientras que cuando se utiliza interés simple los intereses son función únicamente del número de períodos y la tasa de interés.

1.1.2 INTERES NOMINAL E INTERES EFECTIVO

Generalmente, en muchos estudios económicos las tasas de interés utilizadas son en bases anuales. Sin embargo, en la práctica es posible encontrar situaciones en las cuales los intereses se tengan que pagar más frecuentemente, ya sea cada semestre, cada trimestre o cada mes. En tales situaciones es conveniente analizar, por ejemplo, si existe alguna diferencia entre pagar X% mensual y el 12% anual.

La fórmula general para determinar el interés efectivo anual sería:

$$I_{ef} = (1 + r/M)^M - 1 \quad (1.1)$$

donde:

- I_{ef} = Interés efectivo anual.
- r = Interés nominal anual.
- M = Número de períodos en los cuales se divide el año (período de capitalización).

Si la capitalización es muy frecuente, el interés efectivo anual no aumenta, en el caso límite de capitalizar un número infinito de períodos en el año, el interés efectivo anual converge a:

$$I_{ef} = e^r - 1 \quad (1.2)$$

es decir, si el interés nominal anual r se capitaliza continuamente, entonces, el interés efectivo anual es $e^r - 1$.

Siempre el interés a utilizar en un determinado problema debe corresponder al tamaño del período seleccionado, si el período es de un semestre, el interés debe ser expresado en forma semestral. Cuando la capitalización es más frecuente que un año (mensual, trimestral, etc.) y los flujos de efectivo ocurren sólo al final del año, entonces, existen dos alternativas de resolver el problema:

1. Seleccionar como período ya sea el mes, trimestre o semestre y la tasa de interés correspondiente.
2. Seleccionar como período un año y utilizar el interés anual.

Cuando son flujos únicos es indistinto usar cualquiera de las dos alternativas, sin embargo, cuando se están manejando series uniformes de flujos de efectivo, conviene utilizar la segunda alternativa.

1.2 METODOS DE EVALUACION ECONOMICA

A continuación se presentan tres métodos de evaluación económica de proyectos:

- Valor anual equivalente.
- Valor presente.
- Tasa interna de rendimiento.

Los tres son ampliamente usados en la industria generando la misma base de evaluación; es por preferencia en la política económica de cada empresa la que decide cual usar.

1.2.1 METODO DEL VALOR ANUAL EQUIVALENTE

Con el método del valor anual equivalente todos los ingresos y gastos que ocurren durante un período son convertidos a una anualidad equivalente (uniforme). Si ésta anualidad es positiva se aconseja que el proyecto sea aceptado.

Este criterio de decisión puede resultar riesgoso si en la determinación de la anualidad neta se utiliza como tasa de interés el costo de capital (costo ponderado de las fuentes de financiamiento utilizadas para financiar los proyectos de inversión). Se recomienda utilizar como tasa de interés, una tasa mayor que el costo de capital y a la cual se le denotará como TREMA (Tasa de Recuperación Mínima Atractiva). De esta manera no existe ningún riesgo en aceptar proyectos con anualidades cercanas a cero, ya que en el caso crítico de tener un proyecto con anualidad de cero, significaría que el rendimiento obtenido es exactamente igual al mínimo requerido. Además el utilizar como valor de (i) la TREMA, tiene la ventaja de ser establecida muy fácilmente, porque se pueden considerar factores tales como:

- 1) El riesgo que representa un determinado proyecto
- 2) La disponibilidad de dinero de la empresa
- 3) La tasa de inflación prevaleciente en la economía nacional

A continuación se muestra la fórmula general que se emplea para determinar la anualidad equivalente de un proyecto de inversión:

$$A = -P(A/P, i\%, n) + \left\langle \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \right\rangle (A/P, i\%, n) + F(A/F, i\%, n) \quad (1.3)$$

donde:

- A (=) Anualidad equivalente.
- P (=) Inversión inicial.
- S_t (=) Flujo de efectivo neto del año t.
- F (=) Valor de rescate.
- h (=) Número de años de vida del proyecto.
- i (=) Tasa de recuperación mínima atractiva (TREMA).

Esta fórmula [1.3] puede presentarse de otra forma, con la siguiente identidad:

$$(A / P, i \%, n) = (A / F, i \%, n) + i \% \quad (1.4)$$

1.2.1.1 SELECCION DE ALTERNATIVAS MUTUAMENTE EXCLUSIVAS

Ingresos y gastos conocidos

Cuando los ingresos y gastos que generaron las alternativas de inversión son conocidos, la alternativa seleccionada será aquella que tenga el mayor valor anual equivalente, si ambas alternativas tienen valores anuales negativos, la decisión a tomar es "no hacer nada".

Gastos conocidos

Si las alternativas generan los mismos ingresos, ahorros o beneficios, o bien estos ahorros o beneficios son intangibles o muy difíciles de estimar, estas alternativas deberán de ser juzgadas de acuerdo a sus valores anuales negativos o más apropiadamente, de acuerdo a sus costos anuales equivalentes.

En esta situación la alternativa de "no hacer nada" no se debe considerar, es decir, se debe seleccionar una de las alternativas (la de menor costo anual equivalente). Es necesario considerar que aunque los ingresos, ahorros o beneficios no se cuantifican, se supone que justifican inversiones requeridas.

Vidas del proyecto diferentes

una opción para manejar dos proyectos con diferente vida es considerar como horizonte de planeación el mínimo común múltiplo de las vidas de las diferentes alternativas; la principal deficiencia de esta acción es suponer que en los ciclos sucesivos de cada alternativa se tendrán flujos de efectivo idénticos a los del primer ciclo, lo cual no es correcto por el constante avance tecnológico a que están sujetos los activos y a las tasas de inflación que prevalecen en el país. Lo correcto en estos casos es:

1. Pronosticar con mayor exactitud (considerando la inflación y las inversiones tecnológicas).

2. Utilizar como horizonte de planeación el menor de los tiempos de vida de los proyectos.

Este procedimiento implica recalcular al término del horizonte de planeación seleccionado, y los valores de rescate de las alternativas de mayor vida. Estos valores de rescate se puede obtener a partir de los valores presentes (evaluados al final del horizonte de planeación) de los ingresos netos de cada alternativa generada en los subsiguientes períodos al horizonte de planeación seleccionado.

Anualidades de inversiones de larga vida

Para proyectos cuyas vidas se pueden considerar indefinidas, o más específicamente infinitas. Si alternativas de este tipo van a ser comparadas, es conveniente saber el factor $(A/P, i\%, n)$ cuando se cree infinitamente, converge a $i\%$.

1.2.2 METODO DEL VALOR PRESENTE

1.2.2.1 Análisis y evaluación de un proyecto individual

El método del valor presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con la inversión inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que la inversión inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

Para comprender mejor la definición anterior a continuación se muestra la fórmula utilizada para evaluar el valor presente de los flujos generados por un proyecto de inversión:

$$VPN = S_0 + \left\langle \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \right\rangle \quad (1.5)$$

donde:

- VPN = Valor presente neto.
- S₀ = Inversión inicial
- S_t = Flujo de efectivo neto del período t.
- n = Número de períodos de vida del proyecto.
- i = Tasa de recuperación mínima atractiva (TREMA).

La fórmula anterior tiene una serie de características que la hacen apropiada para utilizarse como base de comparación capaz de resumir las diferencias más importantes que se derivan de las diferentes alternativas de inversión disponibles. Primero, considera el valor del dinero a través del tiempo al seleccionar un valor adecuado de i.

1. Dificil de evaluar y actualizar.
2. Puede conducir a tomar malas decisiones puesto que al utilizar el costo de capital, proyectos con valores presentes positivos cercanos a cero serían aceptados. Sin embargo, es obvio que estos proyectos en general no son muy atractivos.

Además de la característica anterior, el método del valor presente tiene la ventaja de ser siempre único, independientemente del comportamiento que sigan los flujos de efectivo que genera el proyecto de inversión. Esta característica del método del valor presente lo hace ser preferido para utilizarse en situaciones en que el comportamiento irregular de los flujos de efectivo, origina el fenómeno de tasas múltiples de rendimiento.

Cuando la TREMA es demasiado grande, existen muchas posibilidades de rechazar los nuevos proyectos de inversión, lo cual resulta obvio ya que un valor grande de TREMA significa que una cantidad pequeña en el presente se puede transformar en una cantidad muy grande en el futuro, o equivalente, que una cantidad futura representa una cantidad muy pequeña en el presente, y cuando TREMA es pequeña existen mayores posibilidades de aceptación, puesto que en estas condiciones el dinero no tendría ningún valor a través del tiempo.

1.2.2.2 SELECCION DE PROYECTOS MUTUAMENTE EXCLUSIVOS

Valor presente de la inversión total

Puesto que el objeto en la selección de estos proyectos es escoger aquel que maximice el valor presente, las normas de utilización de este criterio son muy simples. Todo lo que se requiere hacer es determinar el valor presente de los flujos de efectivo que genera cada proyecto y entonces seleccionar aquel que tenga el valor presente máximo. El valor presente del proyecto seleccionado deberá ser mayor que cero, ya que de esta manera el rendimiento que se obtiene es mayor que el interés mínimo atractivo.

Es posible que en ciertos casos cuando se analizan alternativas mutuamente exclusivas, todas tengan valores presentes negativos, en tales casos, la decisión a tomar es "no hacer nada", es decir, se deberá rechazar todas las alternativas disponibles. Por otra parte, si de las alternativas que se tienen solamente se conocen sus costos, entonces la regla de decisión será minimizar al valor presente los costos; en esta situación, la alternativa "no hacer nada" no se puede considerar, es decir, forzosamente se tendrá que seleccionar una de las alternativas (la del valor presente mínimo si se considera los costos son signo positivo).

La principal deficiencia al considerar como horizonte de planeación el mínimo común múltiplo de las vidas de las diferentes alternativas, es suponer que en los ciclos sucesivos de cada alternativa se tendrán flujos de efectivo idénticos a los del primer ciclo. Lo razonable en estos casos sería: 1) Pronosticar con mayor exactitud

lo que va a ocurrir en el futuro, es decir, tratar de predecir las diferentes alternativas que estarán disponibles en el mercado para ese tiempo, y 2) Utilizar como horizonte de planeación el menor de los tiempos de vida de las diferentes alternativas.

Valor presente del incremento en la inversión

Cuando se analizan proyectos mutuamente exclusivos, son las diferencias entre ellos lo que sería relevante al tomar una decisión. El valor del incremento en la inversión determina en forma concluyente si se justifican esos incrementos de inversión que demandan los proyectos de mayor inversión.

Cuando se comparan dos proyectos mutuamente exclusivos mediante este enfoque, lo primero que se debe hacer es determinar los flujos de efectivo netos de la diferencia entre los flujos de efectivo de los proyectos analizados. En seguida se determina si el incremento en la inversión se justifica. El incremento en la inversión se considera aceptable si su rendimiento excede la tasa de recuperación mínima atractiva, es decir, si el valor presente del incremento en la inversión es mayor que cero, el incremento se considera deseable y la alternativa que requiere esta inversión adicional se considera como la más atractiva.

Cuando se aplica el criterio del valor presente del incremento en la inversión en la selección de alternativas mutuamente exclusivos, los pasos a seguir son:

1. Poner los proyectos en orden ascendente de acuerdo a su inversión inicial.
2. Seleccionar como el mejor proyecto aquel de menor costo. Cabe señalar que el proyecto de menor costo siempre será "no hacer nada", es decir, esta alternativa sería la base contra la cual se comparará el siguiente proyecto de menor costo. La alternativa "no hacer nada" conviene siempre considerarla puesto que se pueden presentar casos en los cuales todos los proyectos disponibles tengan valores presentes negativos.

3. Comparar el mejor proyecto con la siguiente de acuerdo al ordenamiento del paso. 1. La comparación entre estos dos proyectos se basa en determinar el valor presente del incremento en la inversión (flujos de efectivos diferenciales), si este valor presente es mayor que cero, entonces el proyecto retador se transforma en la mejor alternativa. Por el contrario, si el valor del incremento en la inversión es negativo entonces la mejor alternativa sigue siendo la defensora y la retadora se elimina de posterior consideración.
4. Repetir el paso 3 hasta que todos los proyectos disponibles hayan sido analizados. La alternativa que maximiza el valor presente y proporciona un rendimiento mayor que TREMA es el proyecto de mayor inversión cuyos incrementos de inversión se justificaron.

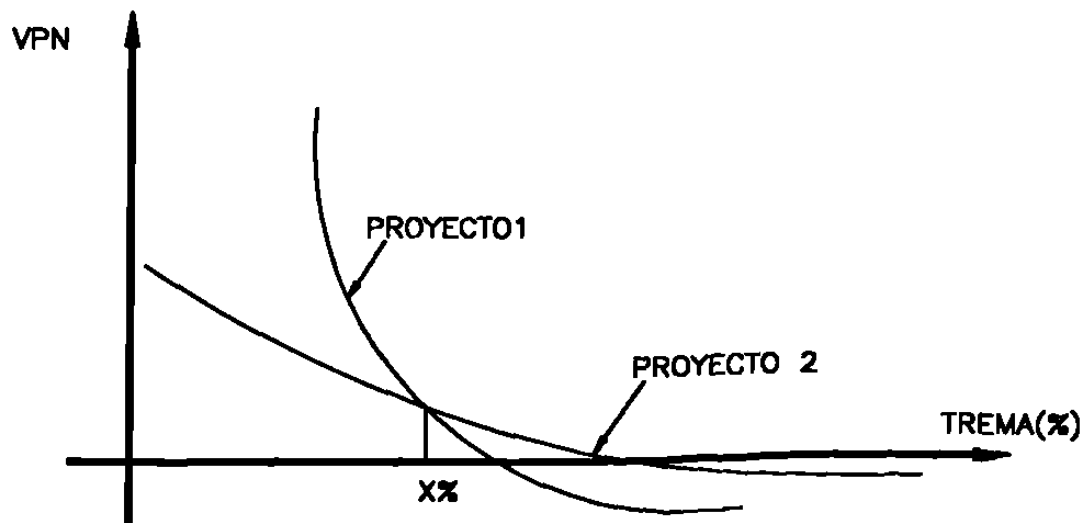
El valor presente del incremento en la inversión también se puede aplicar en la selección de proyectos mutuamente exclusivos en las cuales sólo se tienen información de los costos. Sin embargo, bajo esta nueva situación, a diferencia de cuando los ingresos son conocidos: la alternativa "no hacer nada" no puede ser considerada en el análisis como una alternativa factible. Lo anterior es justificable puesto que es obvio que es preferible no gastar nada a tener únicamente desembolsos.

Inconsistencia del método del valor presente al comparar alternativas mutuamente exclusivas

Existe cierto tipo de proyectos en los que la decisión de cuál seleccionar depende del valor de TREMA utilizado. Esto se debe a dos causas:

1. Cuando la TREMA es grande, existe una tendencia a seleccionar aquellas alternativas que ofrezcan en sus primeros años de vida los mayores flujos de efectivo.
2. Cuando la TREMA es pequeña, se tiende a seleccionar a aquellas alternativas que ofrezcan los mayores beneficios, aunque éstos estén muy retirados del período de iniciación de la vida del proyecto.

En la figura #1 se muestra como varía el valor presente de dos proyectos como una función de TREMA, para valores de TREMA menores a X% el proyecto preferido es el 2, mientras que el proyecto 1 sería preferido para valores de TREMA mayores a X%.



Comparativas de proyectos
Fig. #1

1.1.2.3 METODO DE LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO

1.2.3.1 Tasa interna de rendimiento (TIR)

En todos los criterios de decisión se utiliza algunas clases de índices, medida de equivalencia, o base de comparación, capaz de resumir las diferencias de importancia que existen entre las alternativas de inversión. Es importante distinguir entre criterio de decisión y una base de comparación. Esta última es un índice que contiene cierta clase de información sobre la serie de ingresos y gastos a que da lugar una oportunidad de inversión.

La tasa interna de rendimiento, como se llama frecuentemente, es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado. Está definida como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente, el valor futuro, o el valor anual equivalente de una serie de ingresos y egresos. Es decir, la tasa interna de rendimiento de una propuesta de inversión, es aquella tasa de interés i^* que satisface cualquiera de las siguientes ecuaciones:

$$\sum_{t=0}^n \frac{S_t}{(1+i^*)^t} = 0 \quad (1.6)$$

$$\sum_{t=0}^n S_t (1+i^*)^{n-t} = 0 \quad (1.7)$$

$$\sum_{t=0}^n S_t (P/F, i^*, t) (A/P, i^*, n) = 0 \quad (1.8)$$

donde:

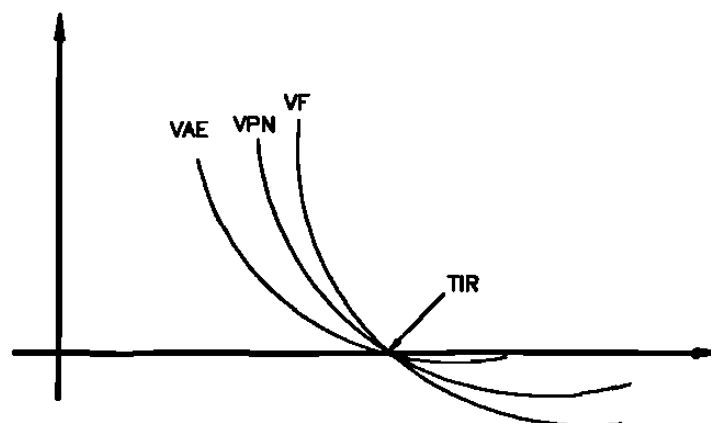
S_t = Flujo de efectivo del período t .

n = Vida de la propuesta de inversión.

En la mayoría de las situaciones prácticas es suficiente considerar el intervalo

$$-1 < i < \infty$$

como ámbito de la tasa interna de rendimiento, ya que es muy poco probable que en un proyecto de inversión se pierda más de la cantidad que se invirtió. Por otra parte, la figura #2 ilustra la forma característica de las gráficas del valor presente, valor anual equivalente, en función de la tasa de interés. En esta figura, se puede apreciar que todas estas curvas cortan al eje horizontal en el mismo punto, es decir, todas ellas pasan a través del punto que corresponde a la tasa interna de rendimiento del proyecto de inversión.



Forma característica
Fig. #2

Significado de la tasa interna de rendimiento

En términos económicos la tasa interna de rendimiento representa un porcentaje o la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión. El saldo no recuperado de una inversión en cualquier punto del tiempo de la vida del proyecto, puede ser visto como la porción de la inversión original que aún permanece sin recuperar en ese tiempo. El saldo no recuperado de una inversión al tiempo (t), se evalúa de acuerdo a la siguiente expresión:

$$F_t = \sum_{j=0}^t S_j(1 + i^*)^{t-j=0} \quad (1.9)$$

Es decir, el saldo no recuperado de una propuesta de inversión en el tiempo (t), es el valor futuro de la propuesta en ese tiempo.

Una de las equivocaciones más comunes que se cometen con el significado de la TIR, es considerarla como la tasa de interés que se gana sobre la inversión inicial requerida por la propuesta. Sin embargo, lo anterior es correcto solamente en el caso de las propuestas cuyas vidas sean de un período.

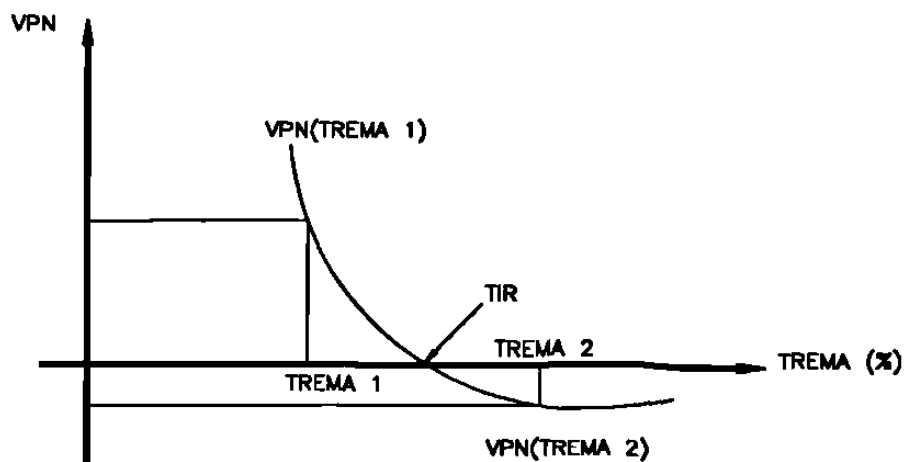
En conclusión, la TIR se puede definir como la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, de tal modo que el saldo al final de la vida de la propuesta es cero.

Evaluación de un proyecto individual

Con el método de la tasa interna de rendimiento (TIR), es necesario calcular la tasa de interés (i^*) que satisface cualquiera de las ecuaciones y compararla con la tasa de recuperación mínima atractiva (TREMA). Cuando i^* sea mayor que TREMA, conviene que el proyecto sea emprendido.

El método de la tasa interna de rendimiento y los métodos anteriormente explicados, son equivalentes, es decir, que para un mismo proyecto, con cada uno de estos métodos se llegaría a la misma decisión. Lo anterior puede ser más fácilmente comprendido si se observa en la figura #3, donde se puede comparar la equivalencia del método de la TIR y el método del valor presente. Por ejemplo, se puede apreciar que si i^* es mayor que TREMA, entonces VPN (TREMA₁) es mayor que cero. Por el contrario, si i^* es menor que TREMA, entonces VPN (TREMA₂) es menor que cero.

Por consiguiente, se concluye que con ambos métodos se llega a la misma decisión de aceptar o rechazar el proyecto.



Comparativa de TIR vs VPN

Fig. #3

1.3 PERIODO DE PAGO

El período de recuperación se define más generalmente como la longitud de tiempo requerida para recuperar el costo inicial de una inversión de tal forma que los flujos netos de caja producidos por ella para una tasa de interés sean igual a cero. Es decir, si (P = costo inicial de una inversión) y si (F_t = el flujo neto de caja en el período t), entonces el período de repago o recuperación se define como el valor de (n) que satisface la ecuación

$$P = \sum_{t=1}^n F_t \quad (1.10)$$

Debe notarse que en la práctica actual hay otros métodos que son variaciones del enfoque anterior y que se mencionan también como períodos de pago. Sin embargo, las limitaciones y los méritos pertinentes a la mayoría de los métodos de períodos de pago como base de comparación, pueden clarificarse examinando el período de recuperación de acuerdo con la definición anterior.

Las deficiencias más serias del período de recuperación son en general no considerar:

1. El efecto del tiempo sobre el valor de la moneda.
2. Las consecuencias de la inversión que siguen al período de recuperación, incluyendo la magnitud y el momento de los flujos de caja y la vida esperada de la inversión.

Debido a las limitaciones que se acaban de mencionar, el período de recuperación tiene inversiones con vidas más cortas.

A pesar de todo, debe decirse que el período de recuperación proporciona alguna medida de la tasa en la cual la inversión recuperará su desembolso inicial. Para situaciones en las cuales se tiene un alto grado de incertidumbre con respecto al futuro y la empresa esté interesada en su posición de liquidez y compromisos de préstamo, el período de recuperación puede ofrecer información útil acerca de las inversiones que se estén considerando. Como resultado, esta medida de la deseabilidad de una inversión se emplea frecuentemente como suplemento de las bases de comparación que se analizaron previamente.

Aún y cuando las anteriores consideraciones son importantes, una manera rápida de dar una idea de el período de retorno está dado por la siguiente relación.

$$n = P/A \quad (1.11)$$

donde:

- n = Número de períodos.
- P = Inversión Total.
- A = Ahorro logrado por período.

Esta expresión da valores aproximados debido a que no considera flujo de caja, es decir, se toma en cuenta solo la inversión total considerando que se tiene que hacer desde el principio.

CAPITULO II

TARIFAS ELECTRICAS

TARIFAS ELECTRICAS

2.1 PANORAMA GENERAL

Dentro de la cogeneración, el ahorro más importante que se tiene es el de pago por energía eléctrica, por lo que es necesario conocer los diferentes tipos de tarifas y precios de estas para poder cuantificar los ahorros logrados.

Las tarifas eléctricas se clasifican según su voltaje de suministro y si son horarias y cada una de ellas depende de una serie de cálculos para poder determinar el monto de la factura, estos procedimientos se detallan más adelante.

Las políticas a seguir para el establecimiento de tarifas eléctricas han sido publicadas en el diario oficial. Como el uso de sistemas de cogeneración esta destinado a la industria, solamente se analizan las tarifas que se utilizan en esta categoría.

2.1.1 LA SITUACION ANTERIOR

- Tarifas en función de voltaje de suministro.
- Tarifa única en todo el país.
- Tarifa constante las 24 Hrs. del día.
- Factor de potencia mínimo sin cargo=85% (arriba del 80% sin bonificación)
- Solo en las tarifas domésticas se reconoce la variación de estaciones.

2.1.2 SITUACION ACTUAL

SE HACE REGIONALIZACION: El país se divide en 8 regiones.

VOLTAJE DE SUMINISTRO: Las tarifas varían según el voltaje de suministro.

HORA DEL DIA: Varían en los dos periodos.

a)Punta: (18:00 a 22:00)

b)Base: (resto del día)

ESTACION DEL AÑO: Solo es aplicable a las zonas Noreste y Baja California Norte y Sur.

FACTOR DE POTENCIA: Se penaliza abajo de 90% y se bonifica arriba del 90%.

Diferentes tipos de tarifas industriales:

O-M

H-M

HS

HS-L

HT

HT-L

2.2 TARIFA OM

Esta tarifa es aplicable a usuarios en nivel distribución que así lo soliciten.

CARACTERISTICAS:

-Tensión de Suministro o Voltaje de 13,800V a 35,000V.

-Aplicable a demandas menores de 1000KW.

-Esta tarifa no es horaria: El término horaria se refiere a que durante el período de consumo comprendido entre las 00:00Hrs y las 24:00 Hrs existe variación en el precio del KW-H.

CARGO POR DEMANDA:

Es el precio del KW multiplicado por los KW de demanda máxima medida en el mes.

Demanda máxima: Es la demanda medida en cualquier intervalo de 15 minutos del mes en el que ésta es mayor.

Cobro mínimo: Es 10 veces el cargo por demanda que corresponda.

CARGO POR ENERGIA CONSUMIDA:

La tarifa OM no es horaria y solo se modifica por región geográfica y por estación del año.

ENERGIA FACTURABLE:

Se registran los KW sin importar la hora del día.

FACTOR DE POTENCIA

BONIFICACION: Es un porcentaje de bonificación sobre los cargos de energía base, punta y demanda facturable y se calcula de la siguiente manera.

$$\%B = 1/4(1 - 90/F.P.) \times 100 \quad (2.1)$$

RECARGO: Es un porcentaje de recargo sobre los cargos de energía base, punta y demanda facturable y se calcula de la siguiente manera:

$$\%R = 3/5(90/F.P. - 1) \times 100 \quad (2.2)$$

2.3 TARIFA HM

Esta tarifa es aplicable a usuarios nivel distribución que así lo soliciten.

CARACTERISTICAS:

- Tensión de Suministro o Voltaje de 13,800V a 35,000 V.
- Esta tarifa sí es horaria.
- Aplicable a demandas mayores de 1000KW, por lo tanto tiene diferentes precios dependiendo de la hora del día.

Período base: Es el período comprendido desde las 00:00 Hrs a las 17:59 Hrs y de las 22:01 a las 24:00 hrs.

Período Punta: Es el período comprendido de las 18:00 a las 22:00 hrs.

DEMANDA FACTURABLE

La demanda máxima medida en el período punta se determina mensualmente por medio de instrumentos de medición que indican la demanda media en Kilowatts durante cualquier intervalo de 15 minutos del período punta, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período punta.

La demanda máxima medida en el período base se determina mensualmente por medio de instrumentos de medición que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del período base, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período base.

DIFERENCIA DE DEMANDAS:

Es el resultado de restar a la demanda máxima medida en el período base la demanda máxima medida en el período punta. En aquellos casos en que la demanda máxima medida en período punta sea superior a la demanda máxima medida en período base, la diferencia de demandas será igual a cero.

DEMANDA FACTURABLE:

Es el resultado de sumar a la demanda máxima medida en período punta más la quinta parte de la diferencia de demandas.

ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA Y BASE

Energía facturable de punta: Es el máximo entre la energía consumida durante el período punta y el ochenta por ciento del producto de la demanda máxima medida en período punta por el número de horas en período punta.

Energía facturable de base: Es la diferencia entre la energía total consumida durante el mes y la energía facturable de punta.

Energía facturable total: Es la simple suma de la energía facturable en punta más la facturable en base.

Los Premios y Castigos por F.P. son iguales a los ya mencionados para la tarifa OM.

2.4 TARIFA H - S

Esta tarifa es aplicable a usuarios nivel subtransmisión que así lo soliciten.

CARACTERISTICAS:

- Tensión de suministro o voltaje de 36KV a 219KV
- Esta tarifa es horaria.
- Aplicable a demandas mayores a 1000KVA, por lo tanto tiene diferentes precios dependiendo de la hora del día.

Período base: Es el período comprendido desde las 00:00 a las 17:59 y de las 22:01 a las 24:00 hrs.

Período punta: Es el período comprendido de las 18:00 a las 22:00 hrs.

DEMANDA FACTURABLE

La demanda máxima medida en el período punta se determina mensualmente por medio de instrumentos de medición que indican la demanda media en Kilowatts durante cualquier intervalo de 15 minutos del período punta, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período punta.

La demanda máxima medida en el período base se determina mensualmente por medio de instrumentos de medición que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del período base, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período base.

DIFERENCIAS DE DEMANDAS:

Es el resultado de restar a la demanda máxima medida en el período base la demanda máxima medida en el período punta. En aquellos casos en que la demanda máxima medida en período punta sea superior a la demanda máxima medida en período base, la diferencia de demandas será igual a cero.

DEMANDA FACTURABLE:

Es el resultado de sumar a la demanda máxima medida en período punta la quinta parte de la diferencia de demandas.

ENERGÍA FACTURABLE DE PUNTA Y BASE:

Energía facturable de punta: Es el máximo entre la energía consumida durante el período punta y el ochenta por ciento del producto de la demanda máxima medida en período punta por el número de horas en período punta.

Energía facturable de base: Es la diferencia entre la energía total consumida durante el mes y la energía facturable de punta.

Energía facturable total: Es la simple suma de la energía consumida en punta más la consumida en base.

Los Premios y Castigos por F.P. son iguales a los ya mencionados para la tarifa OM.

2.5 TARIFA HT

Esta tarifa es aplicable a usuarios nivel transmisión que así lo soliciten

CARACTERISTICAS:

-Tensión de suministro o Voltaje mayor a 220KV.

-Aplicable a demandas mayores a 1000KW, por lo tanto tiene diferentes precios dependiendo de la hora del día.

Período base: Es el período comprendido desde las 00:00 a las 17:59 y de las 22:01 a las 24:00 hrs.

Período punta: Es el período comprendido de las 18:00 a las 22:00 hrs.

DEMANDA FACTURABLE

La demanda máxima medida en el período punta se determina mensualmente por medio de instrumentos de medición que indican la demanda media en Kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del período punta, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período punta.

La demanda máxima medida en el período base se determina mensualmente por medio de instrumentos de medición que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del período base, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período base.

DIFERENCIA DE DEMANDAS:

Es el resultado de restar a la demanda máxima medida en el período base la demanda máxima medida en el período punta. En aquellos casos en que la demanda máxima medida en período punta sea superior a la demanda máxima medida en período base la diferencia de demandas será igual a cero.

DEMANDA FACTURABLE :

Es el resultado de sumar a la demanda máxima medida en período punta la quinta parte de la diferencia de demandas.

ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA Y BASE:

Energía facturable de punta: Es el máximo entre la energía consumida durante el período punta y el ochenta por ciento del producto de la demanda máxima medida en período punta por el número de horas en período punta.

Energía facturable de base: Es la diferencia entre la energía total consumida durante el mes y la energía facturable de punta.

Energía facturable total: Es la simple suma de la energía consumida en punta más la consumida en base.

Los Premios y Castigos por F.P. son iguales a los ya mencionados para la tarifa OM.

2.6 TAIFA HS-L

Tarifa especial aplicable a usuarios nivel subtransmisión de larga utilización que así lo soliciten.

CARACTERISTICAS:

-Tensión de Suministro de 36KV a 219KV.

-Esta tarifa es horaria.

-Aplicable a demandas mayores a 10 MW siempre y cuando tengan un factor de carga igual o mayor a 0.7, por lo que tiene diferentes precios dependiendo de la hora del día.

Período base: Es el período comprendido desde las 00:00 a las 17:59 y de las 22:01 a las 24:00 hrs.

Período punta: Es el período comprendido de las 18:00 a las 22:00 hrs.

DEMANDA FACTURABLE

La demanda máxima medida en el período punta se determina mensualmente por medio de instrumentos de medición que indican la demanda media en Kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del período punta, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período punta.

La demanda máxima medida en el período base se determina mensualmente por medio de instrumentos de medición que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del período base, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período base.

DIFERENCIA DE DEMANDAS:

Es el resultado de restar a la demanda máxima medida en el período base la demanda máxima medida en el período punta. En aquellos casos en que la demanda máxima medida en período punta sea superior a la demanda máxima medida en período base, la diferencia de demandas será igual a cero.

DEMANDA FACTURABLE: Es el resultado de sumar a la demanda máxima medida en período punta la quinta parte de la diferencia de demandas.

ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA Y BASE:

Energía facturable de punta: Es el máximo entre la energía consumida durante el período punta y el ochenta por ciento del producto de la demanda máxima medida en período punta por el número de horas en período punta.

Energía facturable de base: Es la diferencia entre la energía total consumida durante el mes y la energía facturable de punta.

Energía facturable total: Es la simple suma de la energía consumida en punta más la consumida en base.

Los Premios y Castigos por F.P. son iguales a los ya mencionados para la tarifa OM.

2.7 HT-L

Tarifa especial aplicable a usuarios nivel transmisión de larga utilización que así lo soliciten.

CARACTERISTICAS:

-Tensión de suministro o voltaje mayor a 220KV.

-Aplicable a demandas mayores a 10MW siempre y cuando tengan un factor de carga igual o mayor a 0.7

Esta tarifa es horaria, por lo que tiene diferentes precios dependiendo de la hora del día.

Período base: Es el período comprendido desde las 00:00 a las 17:59 y de las 22:01 a las 24:00 hrs.

Período punta: Es el período comprendido de las 18:00 a las 22:00 hrs.

DEMANDA FACTURABLE

La demanda máxima medida en el período punta se determina mensualmente por medio de instrumentos de medición que indican la demanda media en Kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del período punta, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período punta.

La demanda máxima medida en el período base se determina mensualmente por medio de instrumentos de medición que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del período base, en el cual el consumo de energía eléctrica del consumidor sea mayor que cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período base.

DIFERENCIA DE DEMANDAS:

Es el resultado de restar a la demanda máxima medida en el período base la demanda máxima medida en el período punta. En aquellos casos en que la demanda máxima medida en período punta sea superior a la demanda máxima medida en período de base, la diferencia de demandas será igual a cero.

DEMANDA FACTURABLE:

Es el resultado de sumar a la demanda máxima medida en período punta la quinta parte de la diferencia de demandas.

ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA Y BASE:

Energía facturable de punta: Es el máximo entre la energía consumida durante el período punta y el ochenta por ciento del producto de la demanda máxima medida en período punta por el número de horas en período punta.

Energía facturable de base: Es la diferencia entre la energía total consumida durante el mes y la energía facturable de punta.

Energía facturable total: Es la simple suma de la energía consumida en punta más la consumida en base.

Los Premios y Castigos por F.P. son iguales a los ya mencionados para la tarifa OM.

2.8 CALCULO DE TARIFAS

HORAS BASE: Según las políticas establecidas las horas base son las comprendidas ente las 22:00 y las 18:00 hrs. todos los días del mes incluyendo las 4hrs. pico de los días festivos, sábados y domingos, quedando expresados como

$$HB= 20\text{hs/día} (\#DM) + 4 \text{ hr/día} (\#DF) \quad (2.3)$$

donde:

HB = Horas Base
#DM = Número de días que tiene el mes.
#DF = Número de días festivos incluyendo sábados y domingos.

De esta forma, el período comprendido entre las 18:00 y las 22:00 hrs. son 4 hrs/día, mientras que el período comprendido entre las 22:00 a las 18:00 hrs. son 20 hrs/día.

HORAS PICO: Son las horas comprendidas entre las 18:00 y las 22:00 hrs. todos los días del mes sin incluir los días festivos, sábados y domingos, expresados como

$$HP= 4\text{hrs/día} (\#DM - \#DF) \quad (2.4)$$

donde:

HP= horas Pico.

CONSUMO BASE: Es el resultado de multiplicar las horas base del período por la cantidad de KW consumidos en el mes , en el periodo base:

$$C.B.= HB * DB \quad (2.5)$$

donde:

C.B.=Consumo Base en el mes.

D.B.=Demanda Base (pulsos)

CONSUMO PICO: Es el resultado de multiplicar las horas pico del período por la cantidad de KW consumidos en el mes en período pico:

$$C.P.= HP.* D.P. \quad (2.6)$$

donde:

C.P.= Consumo pico en el mes.

D.P.= Demanda Pico.

DEMANDA FACTURABLE: Es el resultado de sumar a la demanda máxima medida en punta la quinta parte de la diferencia de demandas:

$$D.F.= DP+ 1/5 DD \quad (2.7)$$

donde:

DF= Demanda facturable

D.P.= Demanda Pico

D.D.=Diferencia de demandas

$$DD = DB - DP \quad (2.8)$$

DB= Demanda Base

DP= Demanda Pico o Punta

- Nota: 1. Si $(D_B - D_P)$ es menor que 0 entonces $DD=0$
2. Cualquier fracción de KW se considera Kilowatt entero para facturación.

CARGO POR DEMANDA FACTURABLE:

Es el resultado de multiplicar a demanda facturable por el precio de este:

$$C.P.D.F. = DF \cdot \$KW \quad (2.9)$$

donde:

C.P.D.F.= Cargo por demanda facturable

CARGO POR ENERGIA BASE:

Es el resultado de multiplicar el consumo base por el precio del Kilowatts en período base:

$$C.P.E.B. = C.B. \cdot \$KW \quad (2.10)$$

donde:

C.P.E.B.= Cargo por energía base

CARGO POR ENERGIA PICO:

Es el resultado de multiplicar el consumo pico por el precio de Kilowatts en período pico:

$$C.P.E.P.= C.P . \$KW. \quad (2.11)$$

donde:

C.P.E.P.= Cargo por energía pico.

CARGO POR VARIACION EN EL PRECIO DEL COMBUSTIBLE:

Es el resultado de sumar el consumo base más el consumo pico por la variación en el precio del combustible:

$$C.P.V.E.C.= (C.B.+CP).\$J \quad (2.12)$$

donde:

$\$J$ = Ajuste por variación en combustible.

C.P.V.E.V. = Cargo por variación en el precio del combustible.

CARGO/ABONO POR FACTOR DE POTENCIA:

Es el resultado de multiplicar el porcentaje de CARGO/ABONO por la suma de los cargos CPDF, CPEB, CPEP, CPVEC y sumarlo/restarlo al total de los cargos; esto se expresa como [*2.13]:

$$*C/A P.F.P.= \% C/A (CPDF + CPEB + CPEP + CPVEC)$$

donde:

C/A PFP= cargo o abono por factor de potencia.

Nota: 1. Si el factor de Potencia es mayor a 90 se trata de un abono y el resultado de C/APFP se restará al total de cargos.

- 2.- Si el factor de Potencia es menor a 90 se trata de un cargo y el resultado de C/APFP se sumará al total de cargos.

FORMULA DE AJUSTE POR FLUCTUACIONES EN LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLES.

El monto del ajuste se sumará o restará según sea el caso a la factura de cada usuario, siempre antes de impuestos, de acuerdo a la siguiente formula:

$$FA_j = FT_j \sum_{i=1}^5 \alpha_i (P_i - PB_i) \quad (2.14)$$

donde:

FA= Factor de ajuste.

J = Representa cada uno de los tres niveles de tensión de suministro.

J=1 (HT y HT-L) Alta Tensión nivel transmisión.

J=2 (HS y HS-L) Alta Tensión nivel subtransmisión.

J=3 (OM y HM) Media Tensión.

i = Expresa cada uno de los 5 combustibles que se someten al ajuste mensual.

i=1 Combustóleo importado, cotización PEMEX, puesto en manzanillo.

i=2 Combustóleo nacional, cotización PEMEX, centro productor.

i=3 Gas natural, cotización PEMEX, zona centro.

i=4 Diesel No.1, cotización PEMEX, única a Nivel Nacional.

i=5 Carbón, cotización Micare que incluye manejo de cenizas, única a nivel nacional.

PBi= Precio base sin IVA (ver tabla)

Pi = Precio vigente en la quincena anterior al cálculo.

α_i = Coeficiente de ajuste por cada combustible.

$\alpha_1 =$ 0.031744

$\alpha_2 =$ 0.104201

$\alpha_3 =$ 0.044212

$\alpha_4 =$ 0.003084

$\alpha_5 =$ 0.038062

FTj= Representa un factor aplicable a cada uno de los tres niveles de tensión de suministro.

FT1= 1.029

FT2= 1.042

FT3= 1.067

2.9 CASO PRACTICO DEL CALCULO DE TARIFAS

Para el siguiente caso se tomaron valores de un recibo de C.F.E. de una compañía. Los datos que se obtuvieron fueron los siguientes.

Datos conocidos:

#DM =31 días

#DF =5 días

DB =9850 pulsos

DP =9824 pulsos

F.P. =96.5%

CALCULOS DE HORAS BASE Y HORAS PICO

Con la Ec (2.3) $HB = 20 (\#DM) + 4 (\#DF)$
 $HB = 20(31)+4(5)$
 $HB = 620 + 20 = 640$

Con la Ec (2.4) $HP = 4(\#DM - \#DF)$
 $HP = 4(31-5)$
 $HP = 104$

CONSUMO BASE Y PICO

Con la Ec (2.5) $C.B. = HB * DB$
 $C.B. = 640 * 9850$
 $C.B. = 6304000$

Con la Ec (2.6) $C.P. = HP * DP$
 $C.P. = 104 * 9824$
 $C.P. = 1021,696$

DEMANDA FACTURABLE

Con la Ec (2.8) $DD = DB - DP$
 $DD = 9850 - 9824=26$

Con la Ec (2.7) $DF = DP + 1/5DD$
 $DF = 9824 + 1/5(26)$
 $DF = 9829.2$
 $DF = 9830$

CARGO POR DEMANDA FACTURABLE

Con la Ec (2.9)	CPDF	=DF * \$ KW
	CPDF	=9830 * 26441
	CPDF	=259,915,030

CARGO POR ENERGIA BASE Y PICO

Con la Ec (2.10)	CPEB	=C.B. * \$ KW
	CPEB	=6'304,000 * 95.97
	CPEB	=604'994,880
Con la Ec (2.11)	CPEP	=C.P. * \$ KW
	CPEP	=1'021,696 * \$ 172.42
	CPEP	=176'160,824

CARGO POR VARIACION EN EL PRECIO DE COMBUSTIBLES

	si	J	=16.38
Con la Ec (2.12)	CPVEC		=(CB + CP)(J)
	CPVEC		=(6304,000 + 1'021,696)16.38
	CPVEC		=119'994,900

ABONO POR ALTO FACTOR DE POTENCIA

Con la Ec (2.13)	%B	=1/4(1 - 90/f.p)100
		=1/4(1 - 90/96.5)100
		=1.68394%
	CPDF	=259'915.030
	CPEB	=604 994,880
	CPVEC	=119'994,900
	C/APFP	=-0.0168394 (1161065634)
	C/APFP	= -19'551,623.4

CPDF	=259'915.030
CPEB	=604 994,880
CPEP	=176'160,824
CPVEC	=119'994,900
C/APFP	= -19'551,623.4
IVA	= 0.1(1'141,514,011)= 114'151,401

Esto es lo que resulta de analizar un recibo de las características mencionadas en este ejemplo, donde el total de la factura sería

TOTAL= 1'255,665,413 Pesos.

Hay que hacer hincapié en que el mayor de los cargos está en la hora pico, es decir, el costo de la energía es muy alto para un consumo de solo cuatro horas por lo que se podría implementar salir en horas pico evitando el cargo por energía pico, además de una parte del cargo por demanda.

En la tabla #1 se pueden observar tres diferentes casos comparativos de costos.

COMPARACION DE COSTOS

Tabla #1

CONCEPTO	CONSUMIENDO 10.2 MW DE C.F.E. EN PICO Y BASE	CONSUMIENDO 10.2 MW DE C.F.E. EN BASE Y COGENE- RANDO 10.2 MW EN PICO	COGENERAN- DO 21.14 MW EN PICO Y BASE.
	(caso 1)	(caso 2)	(caso 3)
C.P.D.F.	269'724,641	53'966,081	558,989,181
C.P.E.B.	626'492,160	626'492,160	1'298,435,712
C.P.E.P.	182,903,136	0	379,075,715
C.P.V.E.C.	124,304,544	106'928,640	257'627,261
C.P.F.P.	0	0	0
A.P.F.P.	0	0	0
I.V.A.	120'342,448	78'738,688	249,412,787
TOTAL FACTURA	1'323,766,929	866'125,569	* 2'743,540,656

* Este valor se obtiene al considerarse que se vende la energía a C.F.E. al mismo precio que ellos facturan.

- De la tabla anterior se pueden deducir lo siguiente:
 - a) El valor total de la factura antes de cogenerar está dado por el caso 1.
 - b) En el caso 2 se percibe que al dejar de consumir en horas pico el cargo por demanda facturable disminuye drásticamente, así como el cargo por energía pico se hace cero. Esto trae consigo la disminución del costo de la energía en la planta, por lo tanto, el índice energético disminuye (aproximadamente 60 %).
 - c) Para el caso 3 se toma en consideración que toda la energía disponible se utiliza tanto para la planta como para venta a la compañía suministradora, considerando que la compañía suministradora compra la energía al mismo precio que ella la vende.

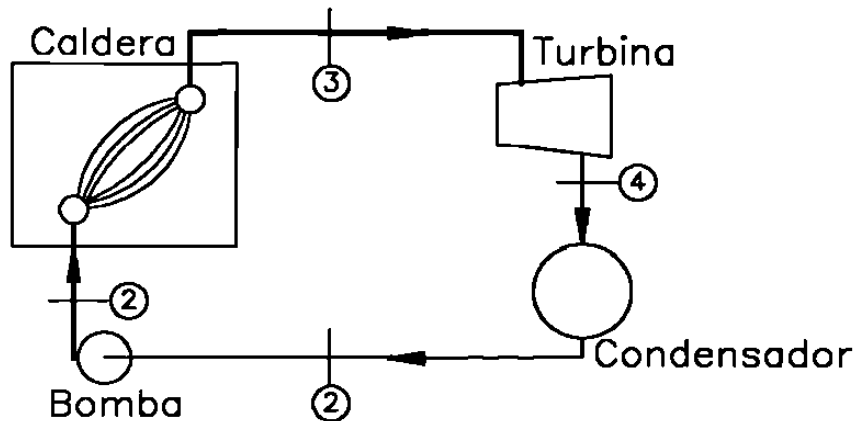
CAPITULO III

CICLO RANKINE

CICLO RANKINE

3.1 CICLOS DE VAPOR

Dentro de los ciclos termodinámicos que se utilizan en la práctica, uno de los que más se utilizan es el ciclo ideal para una planta de fuerza vapor, este es el ciclo de Rankine. El fluido de operación es en este caso agua y cada etapa del ciclo se realiza en un equipo diferente. Las etapas sucesivas pueden seguirse en el diagrama temperatura-entropía que se muestra a continuación para el ciclo Rankine idealizado.



Planta de fuerza de vapor simple que opera con el ciclo Rankine

Fig #4a

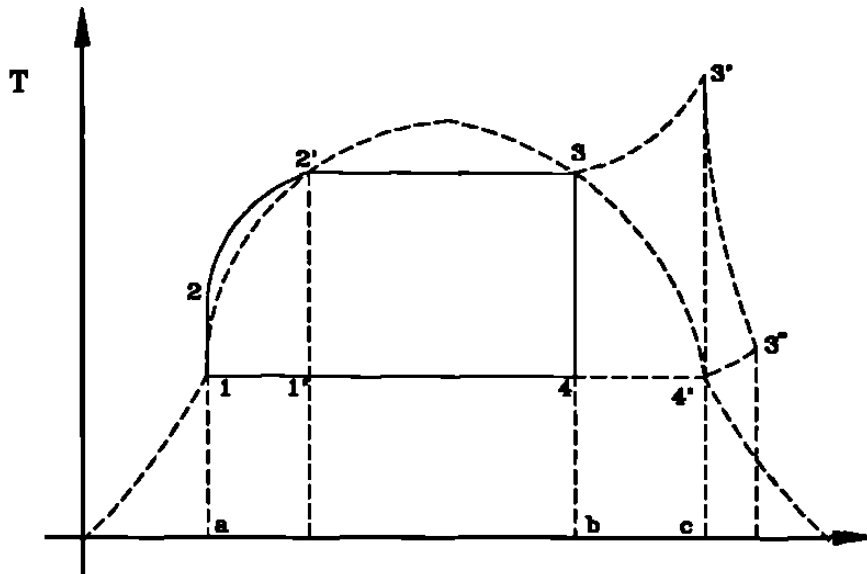


Diagrama T-S de un ciclo Rankine
Fig #4b

Los procesos comprendidos en este ciclo son:

- 1-2 Proceso reversible y adiabático de bombeo.
- 2-3 Transmisión de calor a presión constante en la caldera.
- 3-4 Expansión reversible y adiabática en la turbina.
- 4-1 Transmisión de calor a presión constante en el condensador.

El ciclo Rankine también incluye la posibilidad de sobrecalentar el vapor como en el ciclo 1-2-3'-4'-1.

El rendimiento térmico está definido por la relación:

$$N_{term} = W_{neto}/q_h = \text{área } 1-2-2'-3-4-1 / \text{área } a-2-2'-3-b-a$$

donde el area de trabajo está dada por:

$$1-2-2'-3-4-1$$

y el área de calor transmitido está dada por:

$$a-2-2'-3-b-a$$

3.2 CALCULO DEL CALOR LIBERADO POR UN COMBUSTIBLE

La forma en que se calcula el calor liberado por un combustible es relativamente sencilla. Este se obtiene al multiplicar el flujo del combustible por el poder calorífico del mismo. No obstante en esta forma de cálculo, se incurre en muchos errores, por un lado en cuanto a las condiciones del flujo especialmente en el caso de gases, y por otro lado en cuanto a la selección del poder calorífico a utilizar, sin considerar todos los errores de medición y cálculo en que se incurren.

Por ejemplo, en el caso de gas natural, el calor liberado se calcula como el producto del volumen de gas quemado (m³) por el poder calorífico del mismo (MJ/m³). El primer problema que se presenta aquí es que en ocasiones no se especifican las condiciones del volumen del gas, es decir si son metros cúbicos standard, normales, PEMEX, reales, etc. Por otro lado, no se tiene cuidado al seleccionar el poder calorífico, o no se distingue entre el poder calorífico bruto y el neto. Como consecuencia de esto, dependiendo de la interpretación que se le dé a esta fórmula, los resultados obtenidos del calor liberado por el combustible y por ende la eficiencia del mismo pueden variar. La tabla #2 ilustra un ejemplo de esto.

Tabla #2
EFICIENCIA (%)
PODER CALORIFICO

	BRUTO	NETO
ESTANDARD	81.9	90.7
NORMALES	77.8	86.1
PEMEX	86.5	95.8

En esta tabla es posible ver que hay un amplio rango de posibles cálculos de la eficiencia que van desde 77.8% hasta 95.8%. Por ejemplo, si los metros cúbicos se consideran a condiciones normales y se utiliza el poder calorífico bruto la eficiencia de utilización calculada es de 77.8%; mientras que si los metros cúbicos del gas natural fueron considerados a condiciones estandard y se utilizó el poder calorífico neto del gas natural, la eficiencia calculada es de 90.7%. Estos resultados pueden llevar a errores en la toma de decisiones ya que muchas veces la compra de equipo ahorrador de energía, la instalación de un mejor aislante, etc. son evaluadas en función del incremento en la eficiencia que estos traen consigo. Es sumamente importante, por lo tanto, comprender la diferencia entre los dos poderes caloríficos y asegurarse de la forma en la que está reportado el volumen de un gas.

La tabla #3 presenta las condiciones de temperatura y presión correspondiente a cada uno de los estados de referencia en los que es reportado normalmente un gas. En el caso del volumen a condiciones PEMEX, cabe mencionar que éste es normalmente corregido no sólo por temperatura y presión, sino por poder calorífico, ya que los metros cúbicos PEMEX son considerados a un poder calorífico constante e igual a 8460 Kcal/m³. Como se puede apreciar en la tabla #2, el especificar correctamente las condiciones a las cuales se reporta el flujo volumétrico, reduce significativamente el rango del posible error en que se puede incurrir, dejando únicamente la fuente de error debido a la selección del poder calorífico, bruto o neto.

Tabla #3
CONDICIONES TÍPICAS DE UN GAS

ESTANDARD	60° F	14.73 PSIA
NORMALES	32° F	14.73 PSIA
PEMEX	20°C	1 Kg/cm ² (8460 Kcal/m ³)

En el caso de combustibles líquidos y sólidos existe el mismo problema referente al poder calorífico, aunque no hay tanto error normalmente en lo que se refiere al volumen de combustible manejado, asegurándose de que el volumen sea real, o si es libre de humedad, o libre de material inorgánico, etc.

62796

3.3 ENTALPIA BRUTA Y NETA

La entalpía bruta y neta de combustión, llamada también poder calorífico bruto (o alto) y neto (o bajo) son frecuentemente una gran fuente de error en el cálculo de la energía liberada por un combustible. Es por lo tanto, importante el definir la diferencia entre las dos.

La diferencia básica entre la entalpía bruta y neta está en el hecho de que mientras en la primera el agua producto de la reacción está en forma líquida, en la segunda se encuentra en forma de vapor. Como en la mayoría de los casos el agua producida en la reacción se encuentra en forma de vapor, la cantidad de energía que realmente se libera está representada por la entalpía neta. En estos casos la entalpía bruta daría un vapor más grande de la cantidad de energía liberada por el combustible, provocando de esta manera errores en la estimación de eficiencias.

CAPITULO IV

CARACTERISTICAS DE LAS UNIDADES DE GENERACION

CARACTERISTICAS DE LAS UNIDADES DE GENERACION ELECTRICA

4.1 INTRODUCCION

Dentro de los estudios que se realizan en Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) están incluidos como parte importante el despacho económico y la asignación de unidades, haciendo indispensable el completo conocimiento de las partes que lo forman, principalmente el generador, el cual cuenta con curvas que definen su operación.

El objetivo de este capítulo es profundizar en el estudio de las curvas que definen la forma de operación del generador, no solo para estudiar el generador como parte fundamental de cualquier sistema de potencia, sino para determinar la forma mas óptima de operarlo para satisfacer las necesidades y requerimientos del propio sistema y el caso óptimo de los recursos energéticos.

4.2 CURVAS CARACTERISTICAS

Los principales parámetros que rigen el comportamiento de los generadores son los siguientes: tipo de primomotor, turbina hidráulica o de vapor, tipo de combustible y límites operativos, dentro de los límites operativos existen restricciones que están estrechamente ligados al estudio de generación en el SEP, uno de los cuales es el uso de combustible en forma óptima.

Para estandarizar y lograr una mejor comprensión del tema se hablará de entrada al sistema de generación caldera y turbina y salida al sistema de potencia.

Las unidades de generación cuentan con tres curvas características: 1) Entrada-salida, 2) Consumo Específico, 3) Costo incremental, que son las que se analizan en el presente capítulo.

4.2.1 CURVA DE ENTRADA-SALIDA

Una de las curvas que describen el comportamiento de la turbina-generador es la de Entrada-salida y representa la cantidad de combustible o el costo del combustible que la unidad (Turbina-generador) consume por hora para la potencia a la que está generando la unidad, esta característica se presenta en la Figura #5, y por lo general esta representada por un polinomio de segundo orden.

$$F = a + bP + cP^2 \text{ (\$/Hr.)} \quad (4.1)$$

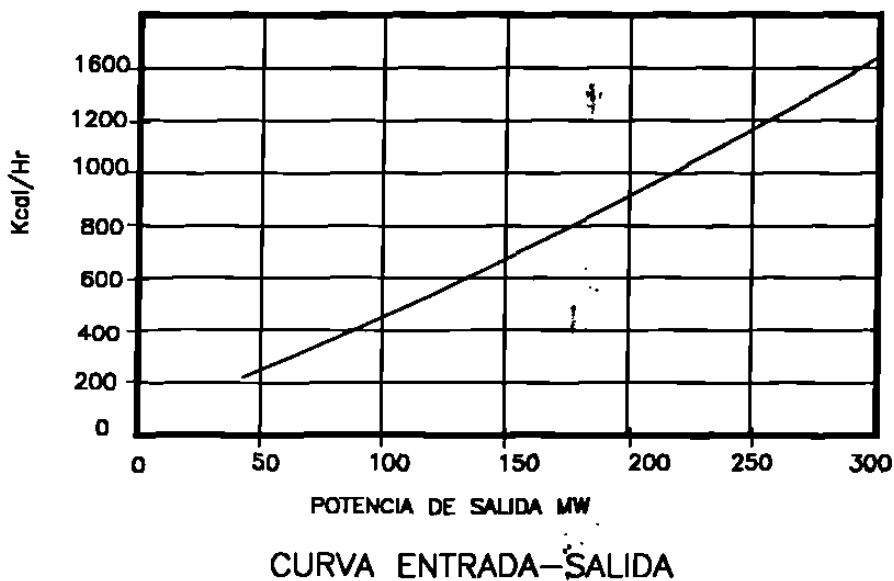


Fig. #5

La característica de este polinomio es que siempre es monótonica creciente, ya que para cada aumento en la producción de energía se requiere de un aumento en el consumo de combustible.

Los datos de esta curva se pueden obtener a través de pruebas experimentales de consumo específico de las unidades o por cálculos de diseño.

4.2.2 CURVA DE CONSUMO ESPECIFICO

Esta es otra curva característica conocida también como Heat-Rate (Fig. #6) y representa el costo por MW-hr, que tiene la unidad para una determinada potencia de salida.

Un método de prueba para la obtención de esta curva consiste en lo siguiente:

1. Tener una carga fija en la unidad.
2. Obtener el gasto de combustible consumido en un lapso de tiempo (una hora).
3. Variar la carga.
4. Tomar los valores de gasto de combustible para la nueva condición.

Cuando se realizan mantenimientos en plantas de generación es factible realizar estas pruebas debido a que después de variar la carga de la unidad, se espera un tiempo para que la caldera-turbina alcance su estabilidad térmica y poder tomar la lectura de gasto. Estas curvas se tienen que comparar con las curvas que proporciona el fabricante para detectar alguna variación en estos parámetros y tomar decisiones debido a las diferentes variaciones en la conversión de la energía.

Para valores de potencia de salida en MW's cercanos a cero la curva empieza en valores altos debido a que la ecuación (4.2) del HR se

encuentra dividida entre la potencia de generación y esta tiende a infinito para estos valores va decreciendo hasta tener un mínimo aproximadamente al 85% de la potencia máxima para después volver a ascender. Este punto es el de máxima eficiencia. Esta características también se puede encontrar si se conoce el polinomio de la curva entrada-salida y se divide entre la potencia de salida.

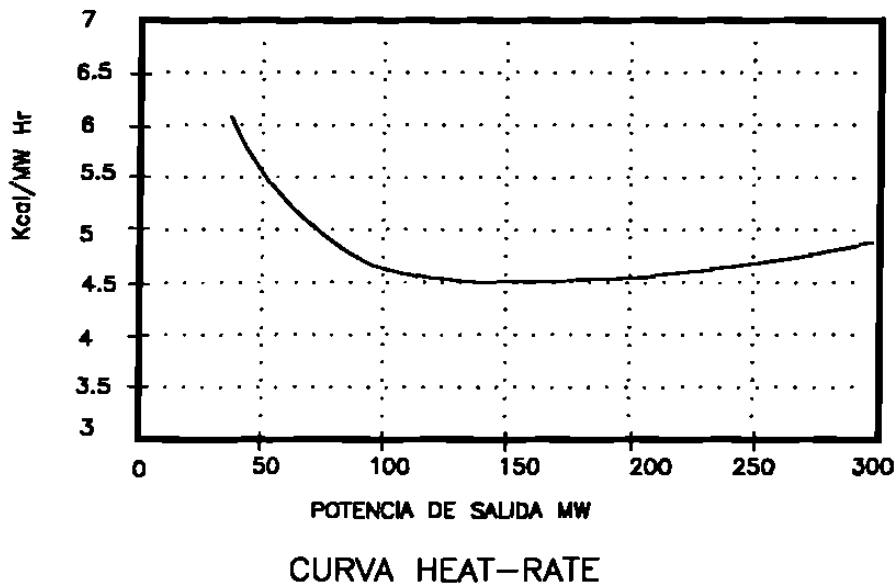


Fig. #6

La ecuación resultante es la siguiente:

$$HR = \frac{a}{P} + b + cP \quad (4.2)$$

Esta característica representa la eficiencia en la conversión de la energía suministrada por el combustible a la unidad caldera-turbina y transformada en energía eléctrica.

4.2.3 CURVA CARACTERÍSTICA DE COSTOS INCREMENTALES

Esta curva es la pendiente o derivada de la curva característica de entrada-salida y nos indica el incremento en costo o consumo de combustible que requiere un incremento de la potencia de salida. Esta característica es la más usada en estudios de despacho económico de generación.

Conociendo la curva de entrada-salida, la Ec. (4.1) se puede derivar para obtener la característica de costos incrementales ($\Delta F/\Delta P$) y obtener la siguiente ecuación:

$$CI = b + \frac{1}{2} cP \quad (4.3)$$

Donde para cada aumento de producción de energía corresponde un aumento en el consumo en el combustible. Esta característica nos da una curva que es siempre ascendente como se puede ver en la figura #7 . Debido a la apertura o cierre de válvulas en la turbina, en esta curva se presentan discontinuidades o pequeños picos los cuales representan una restricción en la operación del generador, pero pueden ser suavizados mediante técnicas de segmentación o alizamiento.

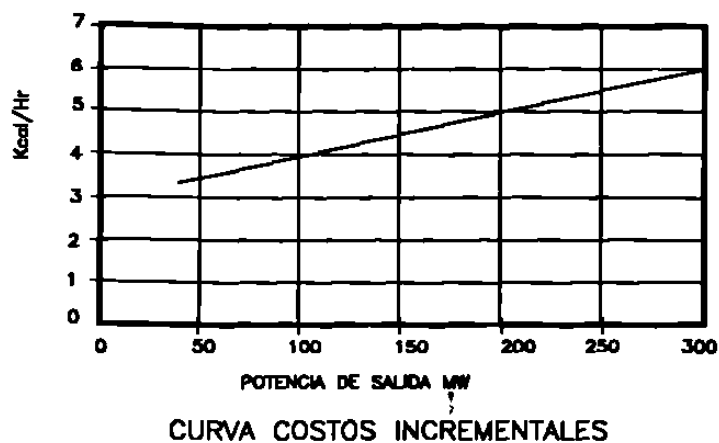


Fig. #7

En estudios donde se utilizan técnicas de optimización mediante multiplicadores de Lagrange, si la curva de entrada-salida no es monotonica creciente, se pueden encontrar varios puntos de solución y esto presenta un inconveniente, las curvas se pueden utilizar segmentandolas en tramos rectos o trabajar con las curvas reales y utilizar otra metodología para resolver el problema como programación dinámica o lineal.

4.3 OBTENCION DE COEFICIENTES (abc) A PARTIR DE LAS PRUEBAS DE CONSUMO ESPECIFICO

Como se requiere que la característica de la curva entrada-salida de un generador sea siempre creciente, es conveniente que la ecuación que describe ésta curva sea de orden cuadrático o mayor, a fin de obtener, (si se cuenta con el número suficiente de pruebas), los coeficientes a,b,c de la curva de entrada-salida por medio de técnicas de estimación.

Debido a lo anterior la utilización de la técnica de mínimos cuadrados se pueden obtener los coeficientes a,b,c, provocando que alguno de los coeficientes a,b,c, fuesen negativos dentro de los rangos de potencia de generación mínima a máxima. Por eso se utiliza un esquema de mínimos cuadrados ponderados para llegar a restringir los valores de los coeficientes y que representen al sistema caldera-turbina-generador.

Basándonos en la prueba de consumo específico (Heat-Rate), que se le hace a la unidad, donde se mide la cantidad de combustible que consume la unidad a una potencia de generación dada, tenemos lo siguiente:

$$HR = \frac{a}{P} + b + cP \quad (\$/MW-HR) \quad (4.4)$$

Planteando el sistema para N mediciones y considerando algún error al tomar la lectura se tiene que:

$$HR_1 = \frac{a}{PG_1} + b + cPG_1 + E_1$$

$$HR_2 = \frac{a}{PG_2} + b + cPG_2 + E_2$$

.

.

$$HR_n = \frac{a}{PG_n} + b + cPG_n + E_n$$

Si se representa en forma matricial se tiene lo siguiente (4.5):

$$\begin{bmatrix} HR_1 \\ HR_2 \\ HR_3 \\ HR_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{PG_1} & 1 & PG_1 \\ \frac{1}{PG_2} & 1 & PG_2 \\ \frac{1}{PG_3} & 1 & PG_3 \\ \frac{1}{PG_n} & 1 & PG_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \\ E_n \end{bmatrix}$$

Donde E_i = Representa el error de medición i

$a, b, c,$ = son los mejores valores estimados posibles

donde:

a= coeficiente independiente [\$/Hra]

b=coeficiente lineal [\$/MW-Hra]

c=coeficiente cuadrático [\$/MW²-Hra]

Como la curva de H.R. tiene un punto mínimo, éste se puede agregar como una restricción para evitar coeficientes negativos. Para encontrar ese punto la ecuación se deriva con respecto a la potencia de salida y se iguala a cero.

$$\frac{dHR}{dPG} = 0 \quad (4.6)$$

$$\frac{dHR}{dPG} = -\frac{a}{PG^2} + c = 0 \quad (4.7)$$

despejando PG se tiene que

$$PG_{Gef} = PG = \pm [a/c]^{1/2} \quad (4.8)$$

Donde PG_{Gef} es la potencia de generación a la cual la unidad es más eficiente.

Planteando la restricción del punto mínimo como:

$$-\frac{a}{PG_{Gef}^2} + c = 0 \quad (4.9)$$

Y multiplicando todo por PG_{Gef}., se tiene:

$$\left(-\frac{a}{PGef^2} + c = 0 \right) PGef$$

$$= -\frac{a}{PGef} + cPGef = 0 \quad (4.10)$$

La relación en la cual la unidad es más eficiente, se expresa como:

$$\alpha = \frac{PGef}{PGmax} \quad (4.11)$$

donde α varia entre 80 y 90%. Sustituyendo PGef en la ecuación (4.10) se tiene que:

$$-\frac{a}{\alpha PGmax} + c\alpha PGmax = 0 \quad (4.12)$$

Agregando la Ecuación anterior al sistema Matricial original se tiene lo siguiente (4.13).

$$\begin{bmatrix} 0 \\ HR_1 \\ HR_2 \\ \vdots \\ HR_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{\alpha PGmax} & 0 & \alpha PGmax \\ \frac{1}{PG1} & 1 & PG1 \\ \frac{1}{PG2} & 1 & PG2 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{1}{PGn} & 1 & PGn \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Eo \\ E1 \\ E2 \\ \vdots \\ En \end{bmatrix}$$

Utilizando la técnica de los mínimos cuadrados ponderados, la cual es una formulación muy utilizada para estimación de parámetros y que consiste en la minimización de la sumatoria de los cuadrados de los errores, se puede resolver el sistema anterior para encontrar la mejor solución.

El sistema anterior puesto en forma de ecuaciones de matrices es el siguiente:

$$HR = H \cdot X + E \quad (4.14)$$

donde:

HR = Vector de medición del Heat Rate
H = Matriz de medición de potencia
X = Vector de incógnitas
E = Vector de errores en la medición

Se puede definir una matriz diagonal (W) para ponderar los errores con el propósito de dar un peso apropiado a la restricción adicional. Al elemento (1,1) se le asigna un valor de 10^{-10} inicial y a los demás elementos de la matriz diagonal (W) se le asigna un valor constante de 1 (Valor de la medición en cero).

$$W = \begin{bmatrix} W_0 & 0 & \dots & \dots & \dots & 0 \\ 0 & W_1 & 0 & \dots & \dots & 0 \\ \vdots & & W_2 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & & & \dots & \dots & 0 \\ \vdots & & & & & 0 \\ \vdots & & & & & 0 \\ \vdots & & & & & 0 \\ 0 & & & & & W_n \end{bmatrix}$$

Planteando la sumatoria de los cuadrados de los errores

$$J = \sum E_i^2 = E^t W E \quad (4.15)$$

Y sustituyendo el valor E en la ecuación anterior tenemos que:

$$J = (HR - H \cdot X)^t \cdot W \cdot (HR - H \cdot X) \quad (4.16)$$

Multiplicando y desarrollando operaciones se tiene:

$$J = (HR^t W - H^t \cdot X W) (HR - H \cdot X)$$

$$J = (HR^t W H R - HR^t W H \cdot X - H^t X W H R + H^t X^2 W H) \quad (4.17)$$

Derivando J con respecto a X

$$\frac{dj}{dx} = 0 - HR^tWH - H^tWHR + 2H^tWHX \quad (4.18)$$

Igualando a cero y despejando X

$$HR^tWH + H^tWHR = 2H^tWHX$$

$$2H^tWHR = 2H^tWHX$$

$$H^tWHR = H^tWH \cdot X$$

$$X = (H^tWH)^{-1} H^tWHR. \quad (4.19)$$

La ecuación anterior representa un modelo matricial para encontrar los parámetros a,b,c

A continuación se presenta un ejemplo de las mediciones hechas a una unidad turbo-gas y una tabla comparativa de los valores de heat-rate real y estimado con el fin de validar el método de mínimos cuadrados ponderados utilizado para la estimación de parámetros. Las mediciones obtenidas son las siguientes:

.

HR = [0
24250
23000
22000
21100
20300
20000
19500
19250
19100
18900
19000
19300
19985]

H = [0.37
0.50
0.62
0.75
0.87
1.00
1.12
1.25
1.37
1.50
1.62
1.75
1.84]

Donde los valores de la unidad turbo-gas son:

a=3020

b=16253

c=703

COMPARATIVA DE H.R. REAL VS. ESTIMADO

Tabla #4

POTENCIA	H.R. REAL	H.R. ESTIMADO	DIFERENCIA
0.37	24250	24675	425
0.50	23000	22644.5	-355.5
0.62	22000	21559.76	-440.24
0.75	21100	20806.8	-293.2
0.87	20300	20335.8	35.8
1.00	20000	19976	-24
1.12	19500	19736.7	236.7
1.25	19250	19547.7	297.7
1.37	19100	19420.5	320.5
1.50	18900	19320.83	420.83
1.62	19000	19256	256
1.75	19300	19208.95	-91.08
1.84	19985	19187.8	-797.2

CAPITULO V

DESPACHO ECONOMICO

DESPACHO ECONOMICO

5.1 INTRODUCCION

Dentro de los SEP como necesidad económica es necesario conocer la potencia que va entregar cada generador para satisfacer la demanda solicitada, dando esto la cantidad de energético requerido por cada una de las unidades mediante un proceso de optimización. Un papel muy importante en la Administración de Energéticos, es el trazo de un despacho para minimizar los costos de operación del sistema.

Además de cumplir con las necesidades de la demanda, el despacho económico debe cumplir con las restricciones operativas de generación, y para el caso que se va a analizar, es cumplir con la demanda del consumidor térmico o consumidor de vapor.

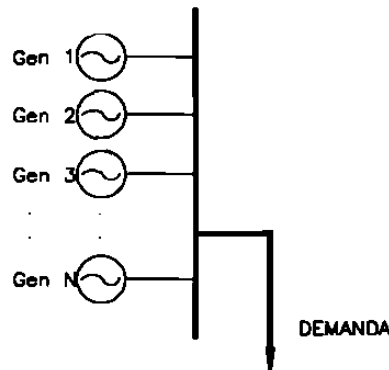
El problema de Despacho Económico consiste en minimizar costos de generación para un punto de operación conocido, es decir se analizan necesidades de demanda y los generadores se ajustan para cumplir con los requerimientos de energía solicitados por la demanda cumpliendo con todas las restricciones establecidas. Para casos donde el horizonte del tiempo sea mayor, los estudios caen en otro tipo de clasificación como: Asignación de unidades, coordinación hidrotermica, etc.

5.2 DESPACHO ECONÓMICO DE UNIDADES TERMICAS

En 1958 Kirchmeyer [12] plantea el problema de despacho como la operación de todos los generadores trabajando a un mismo costo incremental, siendo esto hasta la fecha el concepto básico que se sigue utilizando.

El problema de despacho económico se presenta cuando dos ó más unidades tratan de satisfacer las necesidades de demanda del sistema eléctrico tomando en cuenta restricciones de operación de cada Unidad; en sí, el problema planteado es como dividir la demanda entre cada una de las unidades para que trabajen de manera óptima.

Observando la figura #8 el problema se puede formular como la minimización de costos de los (N) generadores, utilizando sus curvas de entrada-salida para formar una sola función objetivo, con la única restricción de satisfacer la demanda.



DESPACHO SIN PERDIDAS

Fig. #8

De esta forma la función objetivo se puede plantear como la suma de todas las funciones individuales de cada generador como:

$$F_t = F_1 + F_2 + F_3 \dots F_N \quad (5.1)$$

y una restricción la cual es satisfacer la demanda dada por

$$P_D = PG_1 + PG_2 + PG_3 \dots + P_{GN}. \quad (5.2)$$

igualando a cero nos queda

$$\emptyset = P_D - PG_1 - PG_2 - PG_3 - \dots - P_{GN} = 0 \quad (5.3)$$

donde:

P_D = Potencia de demanda.

\emptyset = Restricción de igualdad.

Como existe una restricción de igualdad se propone una función extendida de Lagrange tal que:

$$\mathcal{L} = F_T(PG) + \lambda \emptyset \quad (5.4)$$

donde:

\mathcal{L} = Lagrangiano

PG = Potencia de generación

F_T = Función objetivo

λ = Multiplicador de Lagrange

\emptyset = Restricción de igualdad

Como lo que se requiere encontrar es el punto mínimo óptimo, se deriva la ecuación anterior con respecto a cada una de las variables, e igualando a cero se encuentra el gradiente del Lagrangiano como: (5.5).

$$\nabla \mathcal{L} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial PG_1} \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial PG_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial PG_N} \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} \end{bmatrix} = 0$$

De el sistema de ecuaciones anterior para cada generador se tiene:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial PG_i} = \frac{dF_i}{dPG_i} - \lambda = 0 \quad (5.6)$$

de aquí se deduce que para la condición de existencia de un mínimo, todas las unidades deben de operar a un mismo costo incremental. La última restricción se expresa como:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = PD - \sum_{i=1}^N PG_i = 0 \quad (5.7)$$

Para solucionar el sistema se tendrán las siguientes condiciones:

$$\frac{dF_i}{dPG_i} = \lambda \quad N \text{ Ecuaciones}$$

$$PG_i \min \leq PG_i \leq PG_i \max$$

2 N Desigualdades

$$\sum_{i=1}^N PG_i = P_D$$

1 Restricción

El sistema anterior es un sistema lineal, el cual tiene una solución única al despacho. Sin embargo, se han formulado diferentes procedimientos de solución tales como:

- i) Métodos iterativos : donde se varia λ hasta que las potencias se ajustan a la demanda.
- ii) Soluciones directas.
- iii) Soluciones basándose en un generador formado con funciones de costo equivalentes.

Derivando el Lagrangiano se tiene que:

$$\begin{bmatrix} 2C_1 & 0 & \dots & 0 & -1 \\ 0 & 2C_2 & \dots & 0 & -1 \\ \dots & 0 & & 0 & -1 \\ \dots & \dots & \dots & 2C_N & -1 \\ -1 & -1 & \dots & -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} PG_1 \\ PG_2 \\ \dots \\ PG_N \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -b_1 \\ -b_2 \\ \dots \\ -b_N \\ -P_D \end{bmatrix}$$

Factorizando y resolviendo el sistema de ecuaciones anterior (5.8)

Para λ se tiene que :

$$\lambda = \frac{PD + \sum \frac{b_i}{2C_i}}{\sum \frac{i}{2C_i}} \quad (5.9)$$

y para cada generador, su potencia de salida operando al mismo costo incremental se tiene que:

$$PG_i = \frac{\lambda - B_i}{2 C_i} \quad (5.10)$$

5.3 LIMITES DE LOS GENERADORES

Después de solucionar el sistema de ecuaciones y para que la solución sea factible, todos los generadores deben de cumplir con sus límites operativos. Si al encontrar una solución alguno de los generadores viola los límites dados por la desigualdad $PG_{i\min} \leq PG_i \leq PG_{i\max}$, entonces, se utilizaran métodos alternos para obtener una solución adecuada.

Estos métodos se describen a continuación.

METODO I

1. Quitar la ecuación del sistema y restar a la potencia de demanda el valor del límite violado.
2. Volver a solucionar el sistema y verificar si no existen violaciones a los límites de otros generadores; si existen volver al paso 1.

METODO II

1. Substituir el valor de la potencia violada a la ecuación correspondiente y solucionar el sistema.
2. Si existen violaciones se sustituyen por los valores límites en cada ecuación y se vuelve al paso 1.

Otro método alternativo puede ser el método del generador equivalente el cual consiste en encontrar el costo incremental máximo y mínimo en función de sus potencias mínimas y máximas. Con los valores λ mínimos y máximos se traza la curva de todos los generadores y con la demanda del sistema se encuentra el costo incremental del sistema .

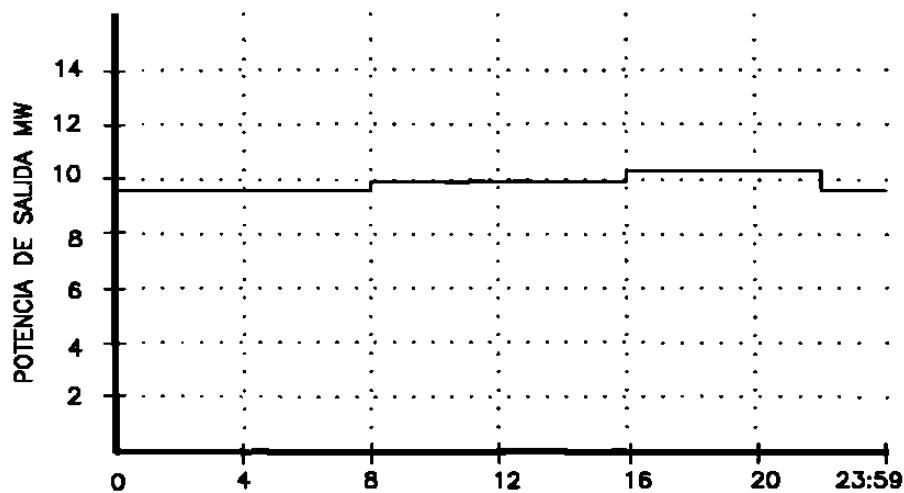
CAPITULO VI

ASIGNACION DE UNIDADES

ASIGNACION DE UNIDADES

6.1 INTRODUCCION

Cuando el horizonte del tiempo se amplía, se observa que la característica de la demanda es irregular. Como se muestra en la Figura #9 para satisfacer esta demanda se tienen que ajustar las unidades para cumplir con la demanda, unas unidades entran, otras salen y algunas solamente cambian su aportación de potencia. Todo esto para cumplir con las restricciones del sistema.



PATRON DE DEMANDA

Fig. #9

La asignación de unidades en un SEP decide que unidades entran, cuales unidades salen y en que punto de operación están todas para trabajar de la manera más económica y cumplir con los índices de confiabilidad de cada uno de los generadores disminuyendo costos de operación del sistema de potencia y por lo tanto ahorros en el consumo de energéticos.

Las unidades de generación deben trabajar de manera que satisfagan la demanda manteniendo una reserva suficientemente grande para que en caso de una emergencia responder adecuadamente. También se debe de tomar en cuenta restricciones en la disponibilidad de combustibles, arranque, paro, restricciones de personal y tiempo en el cual toman cargas las unidades. Por todo esto se requieren técnicas apropiadas para la selección de las unidades disponibles.

Una solución práctica para resolver el problema es colocar las unidades operando a su máxima capacidad, pero utilizando un mínimo número de estas, sin embargo se corren riesgos al no cumplir con los márgenes de seguridad establecidos.

Otra solución es colocar todas las unidades operando a su mínima capacidad, situación que no cumpliría con la política de minimización de costos.

Para solucionar el problema de asignación de unidades, sin caer en ninguno de los dos casos anteriores, se requiere de un patrón de demanda pronosticado en el período de tiempo en el cual la asignación de unidades va a hacer propuesta.

6.2 CLASIFICACION DE LAS UNIDADES DE COGENERACION

El primer paso para la solución del problema es el clasificar las unidades, teniendo en cuenta su capacidad nominal, tipos de combustible y otras restricciones.

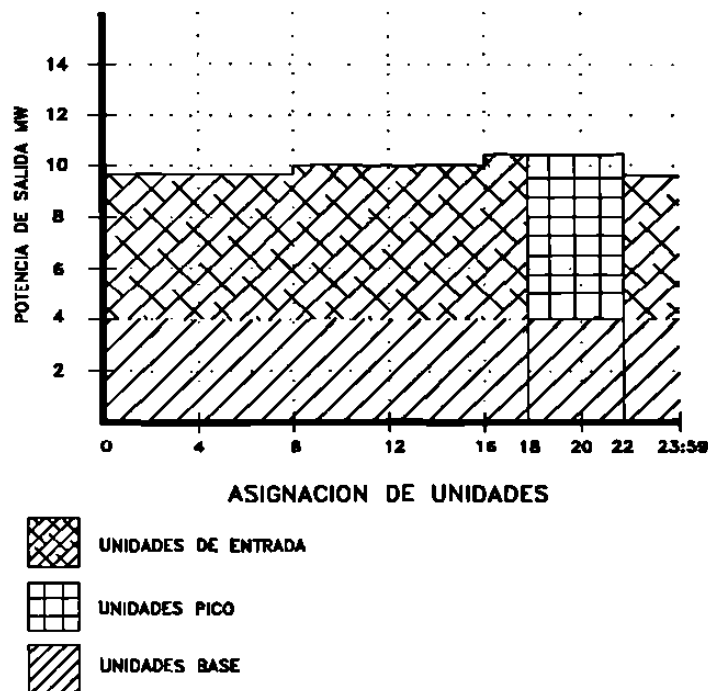
- **Unidades de vapor.** Estas unidades siempre están sincronizadas al sistema, únicamente salen por mantenimiento o por falla. Existen dos tipos principalmente:

- i) Unidad dependiente del vapor de proceso. Estas unidades pueden ser consideradas como unidad base, debido a que se encuentran conectadas en serie con el proceso y su energía que aporta es de muy bajo costo.
- ii) Unidad dependiente de vapor y requiere de combustible adicional. Este tipo de unidades requieren de combustible adicional para recalentadores, secadores , etc. Se le puede considerar como unidad base.

- **Unidades turbo-gas y duales cuyo escape se utiliza para la generación de vapor de proceso.** Son unidades que están listas para entrar al sistema en un período de tiempo muy corto. Normalmente como unidad sola son muy caras pero debido al aprovechamiento de la energía a la salida de su escape pueden alcanzar eficiencias aceptables. Estas unidades pueden ser consideradas unidades de entrada o base según los requerimientos del proceso térmico.

- **Unidades turbo-gas y reciprocantes cuyo escape no se aprovecha.** Este tipo de unidades generalmente tienen un costo de producción muy elevado y entran en las horas de máxima demanda ó pico de demanda es decir de las 18 a las 22 hrs. Dentro de este tipo están las unidades turbo-gas de rápida entrada al sistema y reciprocantes. Por su alto costo y condiciones de operación son las últimas en ser asignadas.

Tomando en cuenta las tres clasificaciones anteriores se puede llegar a trazar un predespacho como se muestra en la figura #10.



ASIGNACION DE UNIDADES

Fig. # 10

Como se puede observar en la figura anterior durante el transcurso del tiempo algunas unidades entran y salen del sistema, otras solamente varían su generación. Mediante una asignación vía lista de prioridades debido a que existen reglas de apagados de unidades, orden de encendido y asignación, se puede plantear una solución y una vez que se conoce que unidades van a trabajar se debe plantear y resolver el despacho económico, para encontrar un punto óptimo de operación de cada unidad para esa demanda del sistema.

6.3 RESTRICCIONES DE LAS UNIDADES DE COGENERACION

Las restricciones operacionales de los generadores son muy importantes e interpretar adecuadamente estas es primordial cuando se trata de resolver el problema de asignación de unidades. Los sistemas térmicos como los generadores de vapor, requieren de cierto tiempo para alcanzar su temperatura y presión de trabajo. Cuando la planta cuenta con varios generadores, la restricción de personal debe de ser tomada en cuenta. En resumen, existen tres restricciones principales que son a) cumplir con la demanda eléctrica del sistema, b) con el consumidor de vapor, c) mantener una reserva rodante ó margen de regulación en las máquinas. A continuación se definen algunos tipos de restricciones que se presentan.

- **Tiempo Mínimo de reentrada.** Es el tiempo mínimo en el cual la unidad permanece en espera antes de ser reincorporada al sistema, es decir, que una vez que la unidad es desconectada existe un tiempo mínimo antes de ser reasignada. Esto es debido a el control automático de la misma unidad.
- **Rampas de carga.** Una vez que entra una unidad con su potencia mínima de salida. No puede dar de inmediato su máxima capacidad; sino hasta un cierto tiempo. La potencia de salida de la unidad se representa por un rampa de carga donde los ejes son

potencia de salida contra tiempo. Esta característica de las

unidades representa la oposición a cambios en la potencia de salida, comportamiento regido por la caldera, el gobernador de la turbina y el regulador automático de voltaje (RAV). Las unidades de vapor son las más afectadas por esto y tienen una rampa de carga muy pequeña, en cambio, las unidades turbo-gas casi pueden aplicarle toda la carga en pocos segundos.

- **Restricciones de personal.** Algunas plantas industriales tienen límites en cuanto al personal para el manejo de la planta, lo cual no permite que simultáneamente se enciendan o apaguen dos o más unidades.
- **Prioridades de encendido.** Debido a que existen políticas de operación, seguridad y confiabilidad, dependiendo del tipo de unidad algunos generadores son asignados primero que otros de acuerdo a un orden de encendido; esto es muy importante ya que dicta la pauta en el proceso de solución.
- **Potencia Máxima y Mínima.** Son la potencias de salida máxima y mínima a la cual pueden operar las unidades. Son proporcionadas por el fabricante u obtenidas por experiencia de los operadores.
- **Unidades con carga fija.** Este tipo de unidades son de baja o mediana capacidad y su aportación en potencia es fija o varía muy poco, ya que generan a su capacidad nominal. Este tipo de unidades son de vapor.
- **Número mínimo de unidades.** Esta restricción va ligada directamente con el proceso térmico, algunos procesos de cogeneración utilizan el escape de las máquinas para generar vapor de proceso y requieren de un número mínimo de unidades para lograr las condiciones de presión y temperatura adecuadas para su sistema.

6.4 RESERVA RODANTE

En el caso que exista algún disturbio en la planta, como un cambio en la topología de la red, la desconexión de algún elemento o fluctuaciones de carga no previstas cuando el sistema esté trabajando a su máxima capacidad, puede presentar un colapso (problemas de frecuencia, voltaje o desconexión de carga y generadores) debido a esto se mantiene a los generadores con un margen para que en el caso de alguna contingencia estos puedan responder al disturbio. Por lo tanto, la reserva rodante se define como la capacidad energética disponible por el sistema de potencia para responder en caso de una falla; es obvio que esta capacidad reside en los generadores y no en las calderas, esto es debido a que el tiempo de respuesta térmica de la caldera ante la pérdida de una unidad turbo-gas es muy lenta.

Debido a que algunas unidades responden más rápido que otras, es común que la reserva rodante sea compartida por varias unidades.

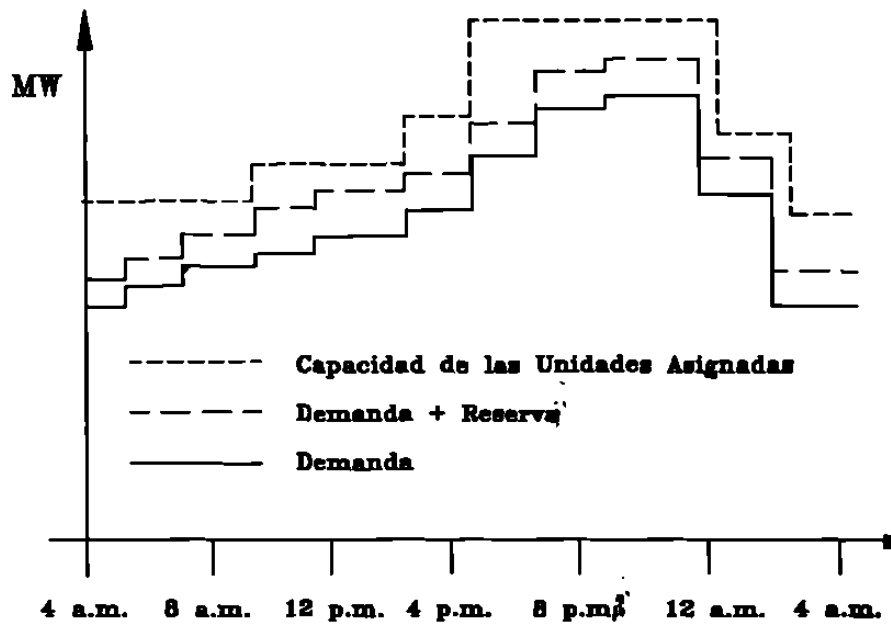
No se puede pensar en dejar las unidades más rápidas fuera del sistema como reserva, ya que todas las máquinas necesitan de un cierto tiempo para su sincronización y estar preparadas para entregar su máxima capacidad en el momento preciso. Debido a esto, existen dos tipos de reserva:

- **Reserva Caliente.** Capacidad de energía proporcionada por las unidades que se encuentran sincronizadas a la planta y que se puede disponer rápidamente de ella.
- **Reserva fría.** Son las unidades que no estén sincronizadas y pueden entrar al sistema en caso de alguna contingencia. las unidades térmicas convencionales, se mantienen con las condiciones de temperatura y presión en la caldera necesarias para evitar demoras en la entrada al sistema.

En general , todas las unidades asignadas deben de cumplir con la siguiente restricción:

$$\sum_{\text{unidades}} PG \geq \text{demanda} + \text{reserva.} \quad (6.1)$$

La representación gráfica de la ecuación (6.1) se indica en la figura #11.



Capacidades y Demanda

Fig. #11

6.5 COSTO DE GENERACIÓN

Los factores que intervienen o afectan de manera directa el costo de producción de una unidad de generación son: costo de combustible, costo incremental de la unidad, punto de operación etc. Para los estudios de asignación de unidades se consideran dos tipos de costo:

1) **Costo promedio**. Es el costo que presenta una unidad para satisfacer una parte de la carga, considerando el costo incremental a plena carga de la unidad. Depende del punto de operación de la unidad (puede ser el punto de máxima eficiencia) y el costo del combustible, y se expresa en \$/MW-Hr. Si no se conoce el costo incremental, se debe calcular el costo de la unidad a partir de la curva de entrada-salida.

2) **Costo de transición térmica**. Este costo es asociado al cambio de estado de una unidad, para el caso de unidades de vapor, entendiéndose como ese cambio al encendido o apagado de la unidad. Generalmente no se consideran costos por el apagado de una unidad, mientras que para el arranque de una unidad existe dos formas de encontrar este costo:

a) Dependencia del tiempo. El costo de arranque de una unidad depende del tiempo en que estuvo apagada y de la condición en la cual se encuentra la caldera si esta *embotellada* o arranca en *frío*, condiciones expresadas como:

$$Costo_{frío} = C_0 (1 - e^{-\alpha t}) + K \quad (6.2)$$

donde:

C_0 = Costo de arranque de la caldera fría

α = Constante térmica de la unidad

- t = Tiempo que la unidad estuvo apagada
 k = Costo de mano de obra por arranque

$$Costo_{embot} = C_E t + K \quad (6.3)$$

donde:

- C_E = Costo por mantener embotellada la caldera
 t = Tiempo en el cual se mantuvo embotellada la caldera

b) Costo fijo. El costo de arranque de una unidad se considera como una cantidad fija independiente del tiempo de paro. Se consideran dentro de este costo al costo de mano de obra y costo promedio de combustible utilizando para el arranque.

- 3) Costo de pérdida de unidad turbogas. Este costo está asociado a la pérdida de una unidad que a su vez nos lleva a perder capacidad de producción de vapor lo que nos repercute en un aumento de consumo de combustible que se tiene que alimentar a la caldera para compensar esa pérdida.
- 4) Costo por operación y mantenimiento. Este costo está relacionado directamente con la asignación del personal que se involucra diariamente en la operación y mantenimiento preventivo de las unidades y por lo general se representa en una cantidad de dinero por kilowatt-hora producido.

6.6 TECNICAS DE SOLUCION

El decidir que unidades van a satisfacer la demanda eléctrica de un sistema es una tarea difícil. Se han encontrado en la literatura diferentes metodologías que resuelven la asignación de unidades, aplicadas a SEP's de gran escala, algunas de las cuales son:

- Lista de prioridades
- Programación entera
- Programación dinámica
- Relajación del Lagrangiano
- Métodos Heurísticos

Todas las formulaciones que se han encontrado tienen ventajas y desventajas, existiendo diferencia en la cantidad de datos necesarios o en la complejidad de la solución. No obstante el criterio de selección del método a utilizar depende principalmente del tamaño del problema, la disponibilidad del equipo de cómputo, la cantidad de restricciones, el tipo de unidades etc.

Con la utilización de las actuales computadoras, en SEP's de gran escala donde existe un gran número de restricciones y de generadores, es posible implementar programas de asignación de unidades que lo resuelvan por programación entera, dinámica, por relajación del Lagrangiano o por métodos Heurísticos. Para sistemas de cogeneración el método que es más viable es el de lista de prioridades.

Debido a la gran cantidad de eventos o combinaciones que se pueden presentar en sistemas de mediana y gran escala, el análisis de todos estos eventos representa una tarea larga y tediosa, por lo que se hace necesario implementar alguno de estos métodos para resolver el problema. Como en unidades de cogeneración se trabaja con plantas pequeñas, es factible trabajar con el método de lista de prioridades que a continuación se describe.

6.6.1 LISTA DE PRIORIDADES

La solución al problema de asignación de unidades puede ser solucionado en forma simple asignando las unidades en un orden preestablecido, para cumplir con los requerimientos de carga y los requerimientos de reserva. A este método de solución se le conoce como lista de prioridades. Para esta metodología todas las unidades

deben de cumplir con sus propias restricciones y el orden en el cual son asignadas.

Las unidades se rigen por los siguientes criterios:

- Mínimo costo incremental o consumo térmico
- Tipo de unidad
- Jerarquías en la operación

Conociendo la curva entrada-salida de un modelo cuadrático, podemos utilizar la formulación del mínimo costo incremental para calcular el orden de prioridades.

Dada la ecuación

$$F = a + bP + cP^2 \quad (6.4)$$

su costo incremental (Heat Rate) se expresa como:

$$HR = \frac{F}{P} = \frac{a}{P} + b + cP \quad (6.5)$$

la potencia para el mínimo costo incremental se determina como :

$$\frac{d(HR)}{dp} = -\frac{a}{p^2} + c = 0, \quad P = P^* \quad (6.6)$$

$$P^* = \pm \left(\frac{a}{c} \right)^{1/2} \quad (6.7)$$

y la potencia óptima determina el mínimo costo incremental

$$HR_{min} = \frac{a}{P^*} + b + CP^* \quad (6.8)$$

Una vez calculado el mínimo costo incremental o consumo térmico, las unidades se ordenan en forma ascendente a partir de un Heat Rate mínimo; una vez hecho esto, las unidades se van incorporando al sistema según los requerimientos de demanda.

Para el caso en que la demanda disminuye se deben tomar en cuenta los siguientes criterios para el apagado o desconexión de cada una de las unidades:

- Si la carga disminuye, se puede considerar apagar una unidad si ya cumplió con su tiempo mínimo de permanencia.
- Determinar cuanto tiempo seguirá disminuyendo la carga hasta el momento que empiece a aumentar para ver si la unidad que se piensa desconectar cumple con el mínimo tiempo de apagado. Si no se cumple, las unidades deberán decrementar su aportación de potencia.
- Para la condición anterior se debe de cumplir el criterio de mínimo costo, en otras palabras, se debe calcular si es más eficiente apagar la unidad y después volverla a encender o que sólo disminuyan la potencia de salida todas las unidades.

CAPITULO VII

CASO DE ESTUDIO

CASO DE ESTUDIO

7.1 METODOLOGIA PROPUESTA

A continuación se encuentra el diagrama de flujo de la metodología propuesta del análisis electro-energético y de factibilidad que se desarrolló en el presente trabajo.

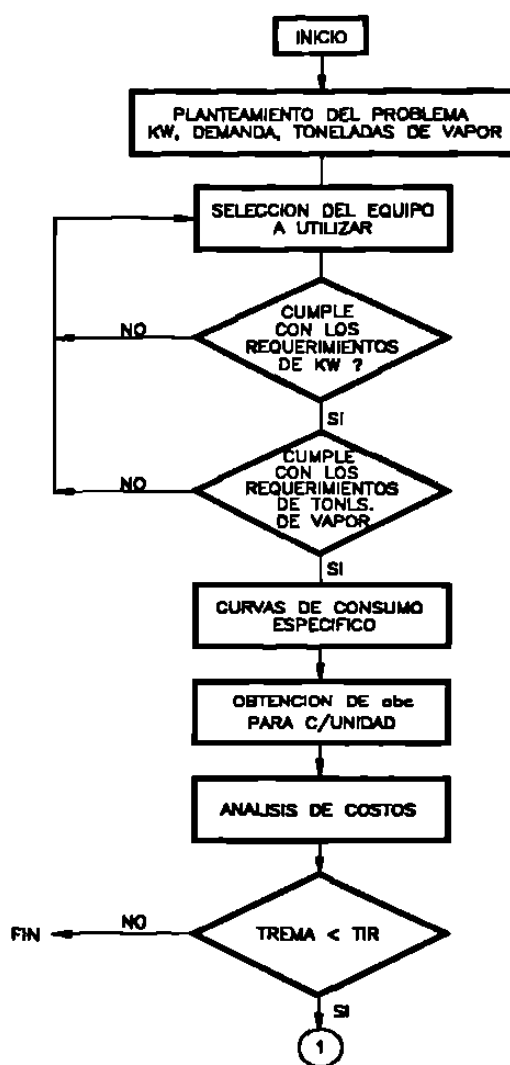


DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA METODOLOGIA PROPUESTA
Fig. #12

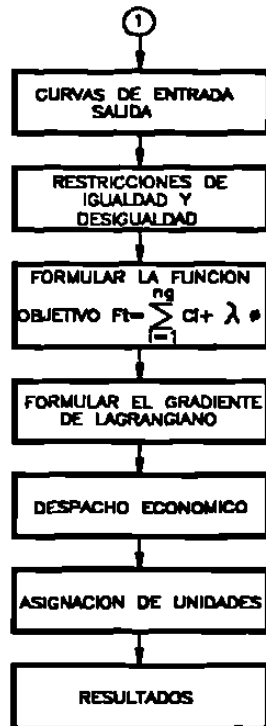


DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA METODOLOGIA PROPUESTA
Fig. #12(Continuación).

En el diagrama de flujo que se observa en la figura # 12 se encuentran los pasos en bloques cerrados de la metodología propuesta.

Es importante desde un principio conceptualizar de manera clara el planteamiento del problema, es decir, los requerimientos tanto de energía eléctrica como térmica, así como, las restricciones económicas de la compañía que va a solventar el proyecto; es decir, cuanto están dispuestos a invertir.

De todo lo anterior se puede hechar mano para lograr una correcta selección del equipo a utilizar y para que los fabricantes de equipo que cumplan con los requerimientos descritos con anterioridad sean seleccionados, solicitandoles de antemano, las especificaciones del equipo que se va a surtir, junto con las curvas de consumo específico de fábrica para poder hacer un análisis de consumo de combustible, así como también todos los costos que tienen sus unidades por operación, mantenimiento, desgaste, etc.

Una vez analizados todos los gastos en que se incurre hay que hacer un análisis de costos en el cual se evalúa la tasa interna de rendimiento (TIR) contra la tasa de rendimiento mínima atractiva (TREMA) y, siempre y cuando $TIR > TREMA$ el proyecto será aprobado, si no, el proyecto no se puede realizar.

Ya que el proyecto a sido aprobado se presenta la necesidad de operar las unidades al mas bajo costo para minimizar la función objetivo y trazar un despacho económico. En este punto hay que hacer hincapié en la formulación y en que hacer cuando una unidad viola sus restricciones esto se plantea a detalle más adelante.

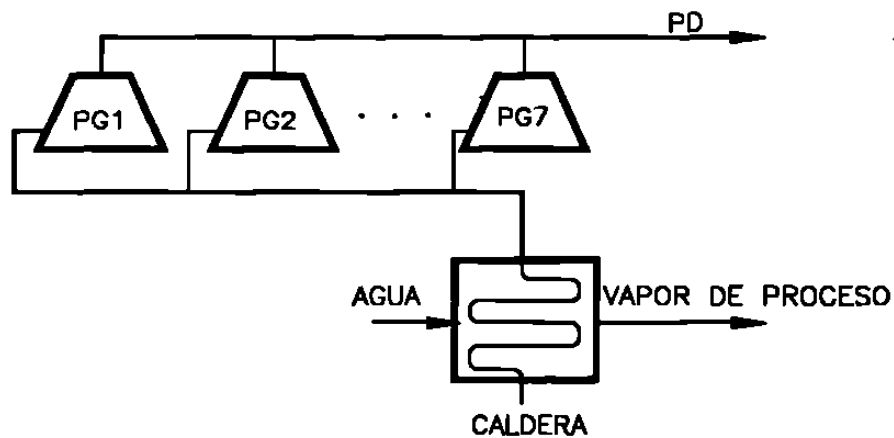
Si no existen violaciones a las restricciones se procede a hacer una asignación de unidades vía lista de prioridades.

Como se puede observar el método que se plantea en el diagrama de flujo es casi lineal o secuencial lo que facilita su aplicación e interpretación.

7.2 DESCRIPCION DEL CASO DE ESTUDIO

Se requiere hacer una propuesta de cogeneracion para una planta que requiere 55 toneladas de vapor en demanda alta y 25 toneladas en demanda baja a una presión de 600 psig y 750 °F para uso propio de proceso. La demanda propia de la planta es de 10 MW promedio.

El sistema que se requiere es el presentado en la figura #13.



SISTEMA DE COGENERACION

Fig. #13

El patrón de demanda eléctrica de la planta esta dado en la figura #14

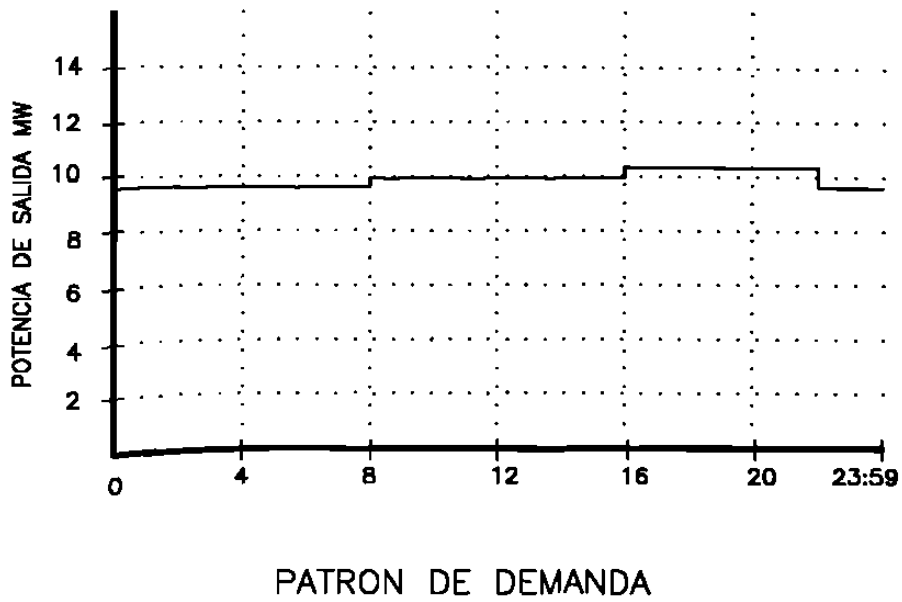


Fig. #14

7.3 DATOS DISPONIBLES

Estas curvas son obtenidas a través de los fabricantes en caso de unidades nuevas o por pruebas de consumo específico en las unidades que se encuentran instaladas.

CURVA HR DE LA UNIDAD KG2-3E

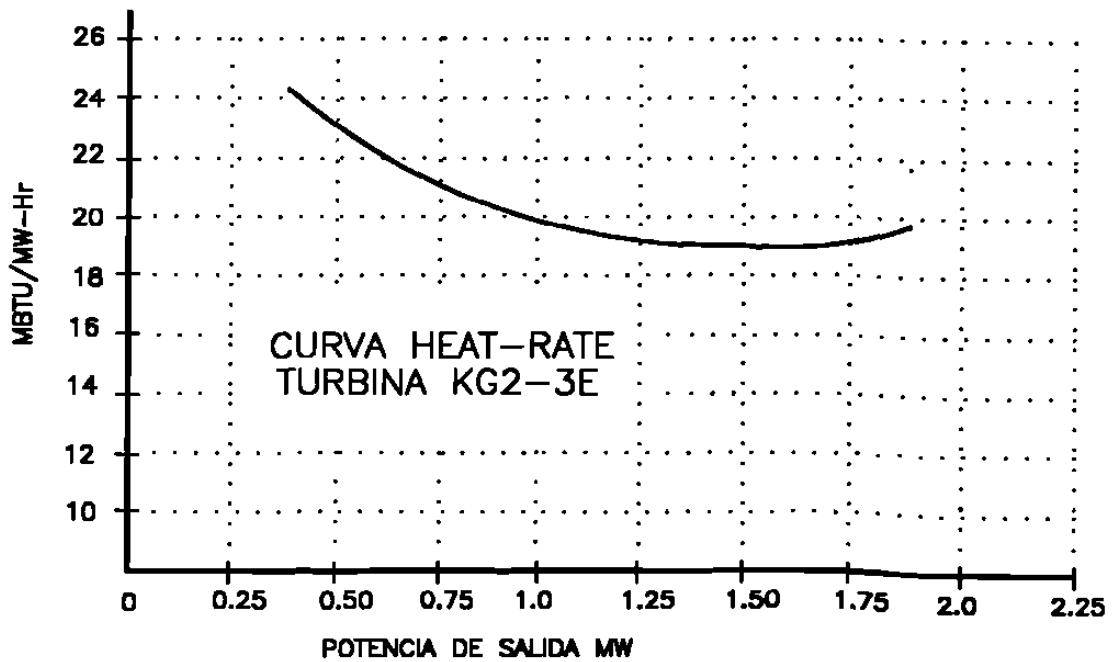


Fig. #15

CURVA HR DE LA UNIDAD KG5

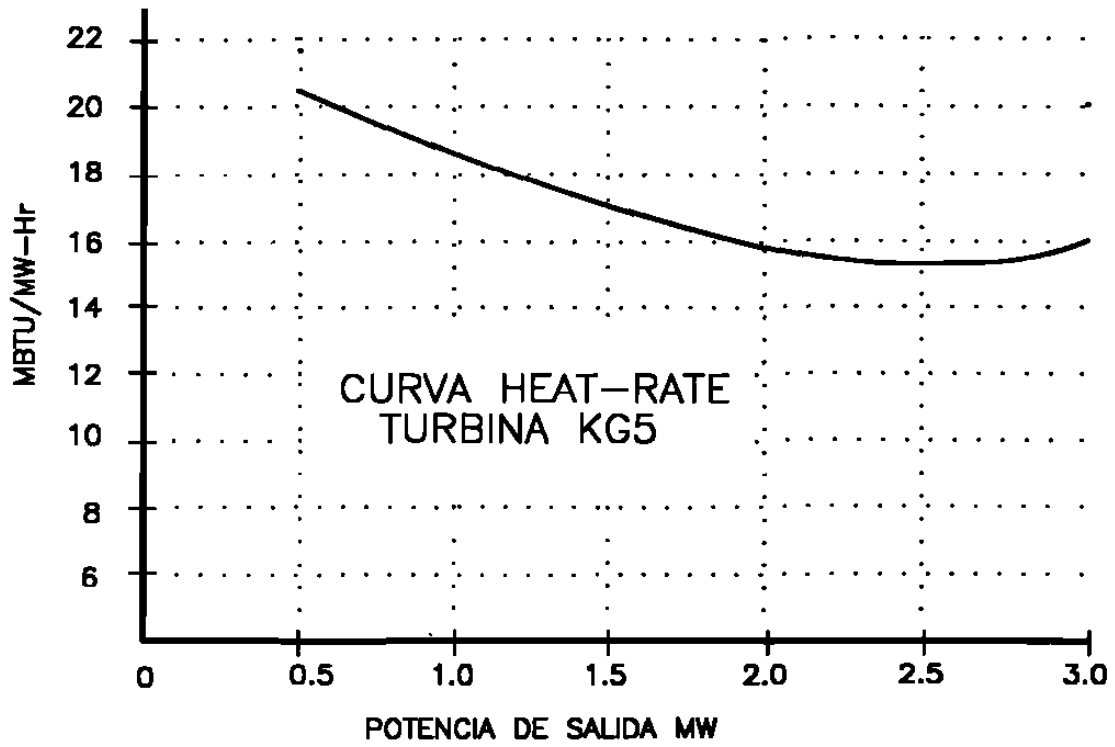


Fig. #16

CURVA HR DE LA UNIDAD DR-990

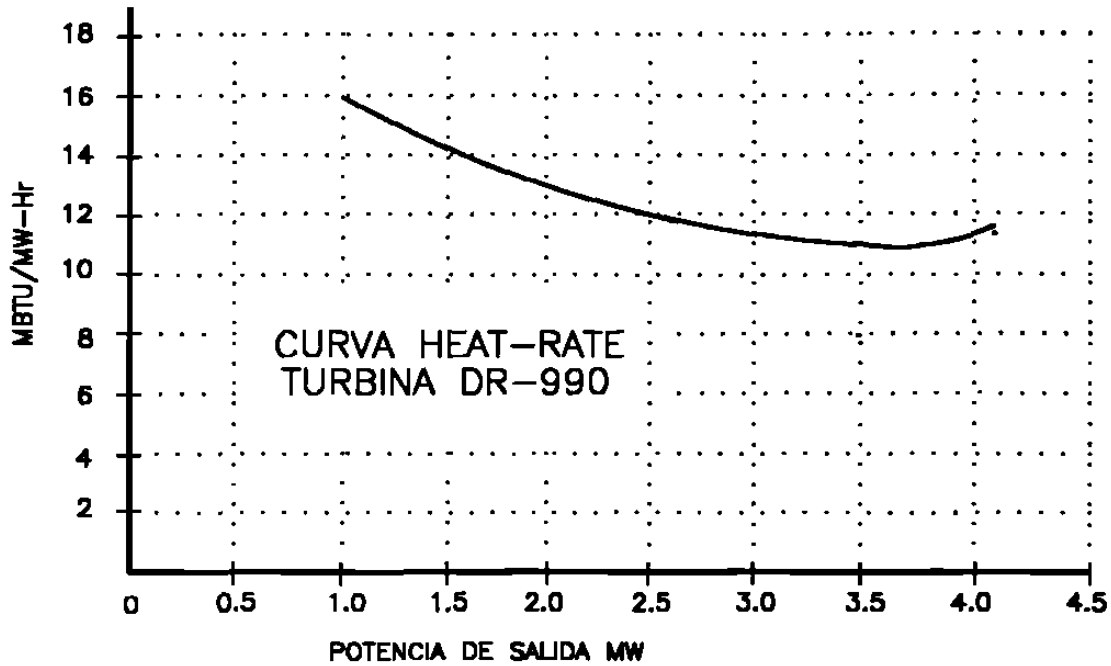


Fig. #17

Con las curvas de consumo específico de cada unidad se seleccionaron los valores para correr el programa de cálculos de parámetros y obtener así el valor de los coeficientes a,b,c de las curvas de entrada-salida. Este programa está elaborado en MAT-LAB, el cual se describe en detalle en la sección de anexos.

7.4 OBTENCION DE LOS PARAMETROS

KG2-3E

nmed = 13

HR = [0
24250
23000
22000
21100
20300
20000
19500
19250
19100
18900
19000
19300
19985]

Alfa = $PG_{op}/PG_{max} = 1.5/1.84 = 0.81$

PG = [0.37
0.50
0.62
0.75
0.87
1.00
1.12
1.25
1.37
1.50
1.62
1.75
1.84]

Donde los valores de los
coeficientes son:

a=3020
b=16253
c=703

DR-990

nmed = 14

HR = [0
16000
15000
14100
13250
13000
12300
12000
11600
11400
11000
10800
11000
11500
11780]

$$\text{Alfa} = \text{PG}_{\text{op}} / \text{PG}_{\text{max}} = 3.50 / 4.22 = 0.83$$

PG = [1.00
1.25
1.50
1.75
2.00
2.25
2.50
2.75
3.00
3.25
3.50
3.75
4.00
4.22]

Donde los valores de los
coeficientes son:

$$a=7901.6$$

$$b=8175.9$$

$$c=258.4$$

KG5

nmed = 11

HR = [0
22400
18800
18400
17800
17200
16400
16000
15900
15800
15950
16100]

$$\text{Alfa} = \text{PG}_{\text{op}} / \text{PG}_{\text{max}} = 2.5 / 3.00 = 0.83$$

PG = [0.50
0.75
1.00
1.25
1.50
1.75
2.00
2.25
2.50
2.75
3.00]

Donde los valores de los
coeficientes son:

$$a=4191$$

$$b=13710$$

$$c=244$$

7.5 PROCESO DE SOLUCION

7.5.1 ANALISIS ECONOMICO (FACTIBILIDAD)

EQUIPO A UTILIZAR

Se propone la utilización de equipo DRESSER-RAND

3 unidades KG5 de 3 MW de capacidad
2 unidades KG2-3E de 1.85 MW de capacidad
2 unidades DR-990 de 4.22 MW de capacidad

ANALISIS DE COSTOS

COSTO KG5	1.8 MILL USD
COSTO KG2-3E	1.0 MILL USD
COSTO DR-990	2.15 MILL USD

El costo estimado por mantenimiento es de 0.005 USD/KW-HR
Costo de instalación 2.5 MILL USD

INVERSION INICIAL

(1.8 MILL USD/KG5)*3 KG5	= 5.4 MILL USD
(1.0 MILL USD/KG2)*2 KG2	= 2.0 MILL USD
(2.15 MILL USD/DR-990)*2 DR-990	= 4.3 MILL USD
COSTO DE INSTALACION	= 2.5 MILL USD.

COSTO TOTAL = 14.2 MILL USD.

COSTO ANUAL POR OPERACION Y MANTENIMIENTO

= 21140 KW*24HR*30*12
=182649600 KW-HR
=182649600 KW-HR*0.005 USD/KW-HR
=913248 USD/AÑO

COSTO ANUAL POR CONSUMO DE COMBUSTIBLE

PRODUCCION DE ENERGIA

KG5 9000 KW

KG2 3700 KW

DR990 8440 KW

PODER CALORIFICO GAS NATURAL PEMEX

8460 Kcal/m³

1 BTU = 0.252 Kcal

$8460/0.252=33571.4 \text{ BTU/m}^3=0.033571 \text{ MBTU/m}^3$

Si se considera que las turbinas trabajarán a su máxima capacidad es decir, fuera del punto óptimo (el cual se obtendrá después), como un análisis inicial se tiene lo siguiente:

PARA LAS TURBINAS KG5

$9000 \text{ KW} * 16100 \text{ BTU/KW-HR} = 144.9 \text{ MBTU/HR}$

$144.9 \text{ MBTU/HR} * 1/0.0335714 \text{ MBTU/m}^3 = 4316 \text{ m}^3/\text{HR}$

PARA LAS TURBINAS KG2-3E

$3700 \text{ KW} * 19985 \text{ BTU/KW-HR} = 73.94 \text{ MBTU/HR}$

$73.94 \text{ MBTU/HR} * 1/0.0335714 \text{ MBTU/m}^3 = 2202.6 \text{ m}^3/\text{HR}$

PARA LAS TURBINAS DR-990

$$8440 \text{ KW} * 11780 \text{ BTU/KW-HR} = 99.42 \text{ MBTU/HR}$$

$$99.42 \text{ MBTU/HR} * 1/0.0335714 \text{ MBTU/m}^3 = 2961.5 \text{ m}^3/\text{HR}$$

PARA LA CALDERA

$$100.47 \text{ MBTU/HR} * 1/0.0335714 \text{ MBTU/m}^3 = 2992.6 \text{ m}^3/\text{HR} [11]$$

CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLE

$$= 4316 + 2202.6 + 2961.5 - 2992.6 = 6487.5 \text{ M}^3/\text{HR}$$

$$\text{precio del gas natural} = 180 \text{ PESOS/M}^3 = 0.058 \text{ USD/M}^3$$

Si se trabaja todo el año el costo anual sería:

$$6487.5 \text{ M}^3/\text{HR} * 24 * 30 * 12 * 0.058 \text{ USD/M}^3 = 3,251,016 \text{ USD/AÑO}$$

Este es un estudio preliminar, los verdaderos puntos de operación se obtienen al trazar el despacho del sistema trabajando en su punto óptimo.
Ver Tabla # 4

TARIFAS ELECTRICAS

Considerando una demanda base de 10200 pulsos y pico de la misma cantidad con un F.P. =0.9, trabajando en tarifa HS, tenemos lo siguiente:

FACTURA = 1,323,766,929 PESOS/MES

= 427,021.6 USD/MES

=5,124,259 USD/AÑO

Este es el gasto por factura de CFE anual.

Analizando el caso con COGENERACION al generar 21140 KW

IMPORTE DE GENERACION = 2,743,540,656 PESOS/MES

=885,013.1 USD/MES

=10,620,157.4 USD/AÑO

7.5.1.1 RESUMEN DE COSTOS

inversión inicial 14.2 MILL USD

costo por operacion y mantenimiento 913,248USD/AÑO

**costo por consumo de combustible
(CONSUMO DE TURBINAS - CONSUMO DE CALDERA)
3,251,016 USD/AÑO**

ahorro por generación 10,620,157.4 USD/AÑO

ahorro neto anual

$$10,620,157.4 - 3,251,016 - 913,248 = 6,455,893.4$$

periodo de pago (INVERSION/AHORROS)

$$14,200 / 6455.8934 = 2.199 \text{ AÑOS}$$

Se puede resumir por el estudio de factibilidad que la propuesta de generación que se hace es rentable debido a que los ahorros son de 6.8 mill USD. y la inversión inicial es de 14.2 mill USD. dandonos un periodo de retorno de 2 a 3 años.

7.5.1.2 PRECIO DE LA ENERGIA (Kw-Hra)

$$\text{Consumo de combustible} = 3,251,016 \text{ USD/AÑO} = 376.27 \text{ USD/Hra}$$

$$\text{Costo por op. y mtto.} = 913,248 \text{ USD/AÑO} = 105.70 \text{ USD/Hra}$$

$$\text{KW generados} = 21,140$$

$$\text{Precio del KW-Hra} = (105.7 + 376.27) / 21,140 = 0.022 \text{ USD/Hra}$$

7.5.2 ANALISIS ELECTRO-ENERGETICO**7.5.2.1 DESPACHO ECONOMICO**

Una vez obtenidos los coeficientes a, b, c de las turbinas se procede a formar las ecuaciones de costo de la curva entrada-salida, que tiene la en base a la ecuación (4.1), dada por:

$$C = a + bP + cP^2$$

Se tienen que definir los bloques turbina generador de la siguiente forma:

G1 = TURBINA-GENERADOR KG2-3E

G2 = TURBINA-GENERADOR KG2-3E

G3 = TURBINA-GENERADOR DR-990

G4 = TURBINA-GENERADOR DR-990

G5 = TURBINA-GENERADOR KG5

G6 = TURBINA-GENERADOR KG5

G7 = TURBINA-GENERADOR KG5

Entonces:

$$C1=3020 + 16253 PG_1 + 703 PG_1^2$$

$$C2=3020 + 16253 PG_2 + 703 PG_2^2$$

$$C3=4191 + 13710 PG_3 + 244 PG_3^2$$

$$C4=4191 + 13710 PG_4 + 244 PG_4^2$$

$$C5=7901.6 + 8175.9 PG_5 + 258.4 PG_5^2$$

$$C6=7901.6 + 8175.9 PG_6 + 258.4 PG_6^2$$

$$C7=7901.6 + 8175.9 PG_7 + 258.4 PG_7^2$$

Las restricciones a plantear son las siguientes:

restricciones de desigualdad

$$0.37 \leq PG_1 \leq 1.84$$

$$0.37 \leq PG_2 \leq 1.84$$

$$1.00 \leq PG_3 \leq 4.22$$

$$1.00 \leq PG_4 \leq 4.22$$

$$0.50 \leq PG_5 \leq 3.00$$

$$0.50 \leq PG_6 \leq 3.00$$

$$0.50 \leq PG_7 \leq 3.00$$

restricciones de igualdad

$$PG_1 + PG_2 + PG_3 + PG_4 + PG_5 + PG_6 + PG_7 = PD$$

Para la demanda de 10.22 MW tenemos que la función objetivo esta dada por:

$$F = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + C_6 + C_7 + \lambda \phi$$

$$F = 38,126.8 + 16253 PG_1 + 703 PG_1^2 + 16253 PG_2 + 703 PG_2^2 + 13710 PG_3 + 244 PG_3^2 + 13710 PG_4 + 244 PG_4^2 + 8175.9 PG_5 + 258.4 PG_5^2 + 8175.9 PG_6 + 258.4 PG_6^2 + 8175.9 PG_7 + 258.4 PG_7^2 + \lambda \phi$$

donde el lagrangiano queda definido como:

$$\Delta \mathcal{L} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial PG1} \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial PG2} \\ \vdots \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial PG7} \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} \end{bmatrix} = 0$$

o bien

$$\begin{bmatrix} 16253+1406PG1-\lambda \\ 16253+1406PG2-\lambda \\ 13710+488PG3-\lambda \\ 13710+488PG4-\lambda \\ 8175.9+516.8PG5-\lambda \\ 8175.9+516.8PG6-\lambda \\ 8175.9+516.8PG7-\lambda \\ 10.22-PG1-PG2-PG3-PG4-PG5-PG6-PG7 \end{bmatrix}$$

Agrupando en forma matricial tenemos que:

$$\begin{bmatrix} 1406 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1406 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 488 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 488 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 516.8 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 516.8 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 516.8 & -1 \\ -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \text{PG1} \\ \text{PG2} \\ \text{PG3} \\ \text{PG4} \\ \text{PG5} \\ \text{PG6} \\ \text{PG7} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -16253 \\ -16253 \\ -13710 \\ -13710 \\ -8175.9 \\ -8175.9 \\ -8175.9 \\ -10.22 \end{bmatrix}$$

Aplicando triangularización por eliminación gaussiana

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0.0007 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0.0007 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0.002 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -0.002 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -0.0019 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -0.0019 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -0.0019 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0.1113 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \text{PG1} \\ \text{PG2} \\ \text{PG3} \\ \text{PG4} \\ \text{PG5} \\ \text{PG6} \\ \text{PG7} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -11.56 \\ -11.56 \\ -28.09 \\ -28.09 \\ -15.82 \\ -15.82 \\ -15.82 \\ -136.92 \end{bmatrix}$$

por sustitución regresiva

$$\lambda = 136.92 / 0.0113 = 12100.7 \text{ \$/MW-Hra}$$

$$\text{PG7} = -15.82 + \lambda / 516.8$$

$$\text{PG7} = 7.594 \text{ MW}$$

$$\text{PG6} = -15.82 + \lambda / 516.8$$

$$\text{PG6} = 7.594 \text{ MW}$$

$$\text{PG5} = -15.82 + \lambda / 516.8$$

$$\text{PG5} = 7.594 \text{ MW}$$

$$\text{PG4} = -28.09 + \lambda / 488$$

$$PG4 = -3.293 \text{ MW}$$

$$PG3 = -28.09 + \lambda/488$$

$$PG3 = -3.293 \text{ MW}$$

$$PG2 = -11.56 + \lambda/1406$$

$$PG2 = -2.953 \text{ MW}$$

$$PG1 = -11.56 + \lambda/1406$$

$$PG1 = -2.953 \text{ MW}$$

Las unidades no cumplen con las restricciones de desigualdad pero si con la de demanda. Se propone lo siguiente:

Eliminar de manera progresiva cada una de las unidades, empezando con la de mayor violación, dejandolas operar a su mínima potencia.

Las unidades más caras son la 3 y 4 las DR-990. Planteandolo en forma matricial, para la unidad 3 se tiene que:

$$\begin{bmatrix} 1406 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1406 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 488 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 516.8 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 516.8 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 516.8 & -1 \\ -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} PG1 \\ PG2 \\ PG4 \\ PG5 \\ PG6 \\ PG7 \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -16253 \\ -16253 \\ -13710 \\ -8175.9 \\ -8175.9 \\ -8175.9 \\ -9.22 \end{bmatrix}$$

Aplicando triangularización por eliminación gaussiana

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0.0007 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0.0007 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -0.002 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -0.0019 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -0.0019 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -0.0019 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0.0092 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \text{PG1} \\ \text{PG2} \\ \text{PG4} \\ \text{PG5} \\ \text{PG6} \\ \text{PG7} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -11.56 \\ -11.56 \\ -28.09 \\ -15.82 \\ -15.82 \\ -15.82 \\ -107.89 \end{bmatrix}$$

por sustitución regresiva

$$\lambda = 107.89/0.00927 = 11636.461 \text{ \$/MW-Hra}$$

$$\text{PG7} = -15.82 + \lambda/516.8$$

$$\text{PG7} = 6.696 \text{ MW}$$

$$\text{PG6} = -15.82 + \lambda/516.8$$

$$\text{PG6} = 6.696 \text{ MW}$$

$$\text{PG5} = -15.82 + \lambda/516.8$$

$$\text{PG5} = 6.696 \text{ MW}$$

$$\text{PG4} = -28.09 + \lambda/488$$

$$\text{PG4} = -4.244 \text{ MW}$$

$$\text{PG2} = -11.56 + \lambda/1406$$

$$\text{PG2} = -3.273 \text{ MW}$$

$$\text{PG1} = -11.56 + \lambda/1406$$

$$\text{PG1} = -3.273 \text{ MW}$$

La unidad 4 es la más cara por lo que se tiene que eliminar restando su potencia de generación mínima a la demanda.

Planteandolo en forma matricial, para la unidad 4 tenemos que:

$$\begin{bmatrix} 1406 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1406 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 516.8 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 516.8 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 516.8 & -1 \\ -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \text{PG1} \\ \text{PG2} \\ \text{PG5} \\ \text{PG6} \\ \text{PG7} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -16253 \\ -16253 \\ -8175.9 \\ -8175.9 \\ -8175.9 \\ -8.22 \end{bmatrix}$$

aplicando triangularización por eliminación gaussiana

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -.0007 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -.0007 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -.019 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -.0019 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -.0019 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -.0072 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \text{PG1} \\ \text{PG2} \\ \text{PG5} \\ \text{PG6} \\ \text{PG7} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -11.56 \\ -11.56 \\ -15.82 \\ -15.82 \\ -15.82 \\ -78.78 \end{bmatrix}$$

por sustitución regresiva

$$\lambda = 78.78 / 0.0072 = 10911.35 \text{ \$/MW-Hra}$$

$$\text{PG7} = -15.82 + \lambda / 516.8$$

$$\text{PG7} = 5.293 \text{ MW}$$

$$\text{PG6} = -15.82 + \lambda / 516.8$$

$$\text{PG6} = 5.293 \text{ MW}$$

$$PG5 = -15.82 + \lambda/516.8$$

$$PG5 = 5.293 \text{ MW}$$

$$PG2 = -11.56 + \lambda/1406$$

$$PG2 = -3.789 \text{ MW}$$

$$PG1 = -11.56 + \lambda/1406$$

$$PG1 = -3.789 \text{ MW}$$

La unidad 2 es la más cara; se procede a eliminarla restando su potencia de generación mínima a la demanda.

Planteando en forma matricial, para la unidad 2 tenemos que:

$$\begin{bmatrix} 1406 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 516.8 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 516.8 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 516.8 & -1 \\ -1 & -1 & -1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} PG1 \\ PG5 \\ PG6 \\ PG7 \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -16253 \\ -8175.9 \\ -8175.9 \\ -8175.9 \\ -7.85 \end{bmatrix}$$

aplicando triangularización por eliminación gaussiana

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & -0.0007 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -0.019 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & -0.0019 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & -0.0019 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -0.0065 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} PG1 \\ PG5 \\ PG6 \\ PG7 \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -11.56 \\ -15.82 \\ -15.82 \\ -15.82 \\ -66.86 \end{bmatrix}$$

por sustitución regresiva

$$\lambda = -66.86/0.00651 = 10270.353 \text{ \$/MW-Hra}$$

$$PG7 = -15.82 + \lambda/516.8$$

$$PG7 = 4.0529 \text{ MW}$$

$$PG6 = -15.82 + \lambda/516.8$$

$$PG6 = 4.0529 \text{ MW}$$

$$PG5 = -15.82 + \lambda/516.8$$

$$PG5 = 4.0529 \text{ MW}$$

$$PG1 = -11.56 + \lambda/1406$$

$$PG1 = -4.245 \text{ MW}$$

La unidad 1 es la más cara y hay que eliminarla restando su potencia de generación mínima a la demanda.

Planteandolo en forma matricial, para la unidad 1 tenemos que:

$$\begin{bmatrix} 516.8 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 516.8 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 516.8 & -1 \\ -1 & -1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} PG5 \\ PG6 \\ PG7 \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -8175.9 \\ -8175.9 \\ -8175.9 \\ -7.85 \end{bmatrix}$$

aplicando triangularización por eliminación gaussiana

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -0.019 \\ 0 & 1 & 0 & -0.0019 \\ 0 & 0 & 1 & -0.0019 \\ 0 & 0 & 0 & -0.0058 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} PG5 \\ PG6 \\ PG7 \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -15.82 \\ -15.82 \\ -15.82 \\ -54.94 \end{bmatrix}$$

por sustitución regresiva

$$\lambda = 54.94/0.0058 = 9472.413 \text{ \$/MW-Hra}$$

$$PG7 = -15.82 + \lambda/516.8$$

$$PG7 = 2.488 \text{ MW}$$

$$PG6 = -15.82 + \lambda/516.8$$

$$PG6 = 2.488 \text{ MW}$$

$$PG5 = -15.82 + \lambda/516.8$$

$$PG5 = 2.488 \text{ MW}$$

$$PG1 + PG2 + PG3 + PG4 + PG5 + PG6 + PG7 = PD$$

$$0.37 + 0.37 + 1 + 1 + 2.488 + 2.488 + 2.488 = 10.22 \text{ MW}$$

Al aplicar la metodología de despacho propuesta para la solución del presente caso se observa que las unidades más caras son la 3 y 4 seguidas por la 1 y 2 y las más baratas son la 5, 6, y 7. Por eso las potencias de generación de las unidades 1,2,3 y 4 se asignan a su valor mínimo para poder cumplir con una generación óptima.

Para poder cumplir con la demanda las potencias de generación las siete unidades quedan asignadas como sigue:

$$PG1= 0.37$$

$$PG2= 0.37$$

$$PG3= 1.00$$

$$PG4= 1.00$$

$$PG5= 2.488$$

$$PG6= 2.488$$

$$PG7= 2.488.$$

En las unidades 1,2,3, y 4 se encontró que violaban sus restricciones de desigualdad por lo que se planteo el siguiente procedimiento:

Restar a la potencia de demanda la potencia mínima de generación de la unidad más cara y eliminar esta del sistema de ecuaciones. Recalcular el sistema y revisar si existe alguna violación, si es así, repetir el paso anterior.

Esta metodología permite encontrar el punto de operacion más óptimo del sistema de cogeneración para una potencia de demanda de 10.2 MW pico.

7.5.2.2 ASIGNACION DE UNIDADES

Un punto importante es el de asignar las unidades. Esta asignación fue dada en el siguiente orden :

PG5

PG6

PG7

PG1

PG2

PG3

PG4.

y deberán trabajar cumpliendo con las siguientes restricciones operativas, que están dadas principalmente por el sistema de cogeneración:

- 1) Cuando menos deberán de trabajar las tres unidades KG5 para poder cumplir con los requerimientos de vapor. Si alguna de estas unidades saliera por falla o mantenimiento, se deberá suplir con una unidad DR-990 o con las dos unidades KG2-3E .

- 2) Se debe contar en todo momento con una reserva que deberá de ser igual cuando menos a la potencia de generación de la unidad más grande que se encuentre en operacion; esta potencia puede ser entregada por una de las unidades o por la reserva individual de cada una de ellas.

7.5.2.3 ANALISIS DE COSTO PARA 10,204Kw GENERADOS

COSTO ANUAL POR OPERACION Y MANTENIMIENTO

$$\begin{aligned} &= 10204 \text{ KW} * 24 \text{ HR} * 30 * 12 \\ &= 88,162,256 \text{ KW-HR} \\ &= 88,162,256 \text{ KW-HR} * 0.005 \text{ USD/KW-HR} \\ &= 440,812.8 \text{ USD/AÑO} \end{aligned}$$

COSTO ANUAL POR CONSUMO DE COMBUSTIBLE

PRODUCCION DE ENERGIA

KG5 7464 KW
KG2 740 KW
DR990 2000 KW

PARA LAS TURBINAS KG5

$$7464 \text{ KW} * 15800 \text{ BTU/KW-HR} = 117.93 \text{ MBTU/HR}$$

$$117.93 \text{ MBTU/HR} * 1/0.0335714 \text{ MBTU/m}^3 = 3512.88 \text{ m}^3/\text{HR}$$

PARA LAS TURBINAS KG2-3E

$$740 \text{ KW} * 24250 \text{ BTU/KW-HR} = 17.94 \text{ MBTU/HR}$$

$$17.94 \text{ MBTU/HR} * 1/0.0335714 \text{ MBTU/m}^3 = 534.5 \text{ m}^3/\text{HR}$$

PARA LAS TURBINAS DR-990

$$2000 \text{ KW} * 16000 \text{ BTU/KW-HR} = 32 \text{ MBTU/HR}$$

$$32 \text{ MBTU/HR} * 1/0.0335714 \text{ MBTU/m}^3 = 953.1 \text{ m}^3/\text{HR}$$

PARA LA CALDERA

$$100.47 \text{ MBTU/HR} * 1/0.0335714 \text{ MBTU/m}^3 = 2992.6 \text{ m}^3/\text{HR}$$

CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLE

$$= 3512 + 534.5 + 953.1 - 2992.6 = 2007 \text{ M}^3/\text{HR}$$

$$\text{precio del gas natural} = 180 \text{ PESOS/M}^3 = 0.058 \text{ USD/M}^3$$

Si se trabaja todo el año se tiene lo siguiente:

$$2007 \text{ M}^3/\text{HR} * 24 * 30 * 12 * 0.058 \text{ USD/M}^3 = 1,005,748 \text{ USD/AÑO}$$

7.5.2.3.1 PRECIO DE LA ENERGIA (Kw-Hra)

$$\text{Consumo de combustible} = 1,005,748 \text{ USD/AÑO} = 116.40 \text{ USD/Hra}$$

$$\text{Costo por op. y mtto.} = 440,812 \text{ USD/AÑO} = 51.02 \text{ USD/Hra}$$

$$\text{KW generados} = 10204$$

$$\text{Precio del KW-Hra} = (51.02 + 116.4) / 10204 = 0.016 \text{ USD/Hra}$$

Podemos observar en la tabla #5 un resumen de costos para cada unidad donde:

1. El valor total de consumo de combustible se obtiene al restar el consumo de la caldera a los valores tabulados.
2. Los resultados mostrados en la tabla 5 para 10204 KW son los obtenidos al trazar el despacho económico y los de 21140 KW son sin despacho a máxima capacidad.

TABLA DE COSTOS 21140 KW VS 10204 KW

PARA 21140 KW					
UNIDAD	KW	HR	OP. Y MTTTO	COMBUSTIBLE	S/Kw-Hra
KG2	3700	19985	159840	1103767	
KG5	9000	16100	388800	2162833	
DR990	8440	11780	364608	1484066	
TOTAL	21140		913248	*3251016	0.022
PARA 10204 KW					
KG2	740	24250	31968	267849	
KG5	7464	15800	322444	1760374	
DR990	2000	16000	86400	477617.4	
TOTAL	10204		440812	*1005784	0.016

Tabla # 5

En la tabla #6 se muestran los coeficientes obtenidos a partir de la prueba de consumo específico para cada unidad.

UNIDAD	COEFICIENTE a	COEFICIENTE b	COEFICIENTE c
KG2	3020	16253	703
KG5	4191	13710	244
DR-990	7901.6	8175.9	258.4

Tabla #6

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 Conclusiones generales

El querer hacer un análisis completo involucrando los aspectos económicos, termodinámicos y eléctricos representa un reto muy ambicioso. Por lo tanto se trata de separar estos conceptos de una manera artificial para su análisis y mayor comprensión.

Esta tesis no involucra los aspectos legales de compra-venta de energía con la compañía suministradora, es decir, el caso que se presenta es un sistema aislado que no considera los aspectos legales y operativos en los que se pudiera incurrir.

El presente trabajo abarca temas como: Factibilidad, Tarifas, Características de las Unidades y Asignación, tratando de sintonizarlos para lograr un propósito, el de poder trazar un Despacho y una Asignación de Unidades una vez que se ha comprobado la factibilidad de un proyecto de cogeneración.

Utilizando métodos que originalmente son para SEP's aplicados a pequeñas unidades de generación, es posible hacer este tipo de estudios.

8.2 Conclusiones del análisis económico

Las metodologías que se presentan son aplicables a cualquier proyecto de inversión, y como se aprecia en el Cap.7, los proyectos de cogeneración tienen inversiones muy altas, pero períodos de pago relativamente cortos los cuales aseguran que son altamente redituables.

En la mayoría de los casos el índice energético de cualquier empresa se encuentra relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica, por eso los ahorros son muy elevados provocando esto lo que con anterioridad se mencionó.

De la correcta selección de la tarifa se puede llegar a obtener ahorros considerables para bajar el índice energético.

Como oportunidad alternativa de ahorro es la de tener una tarifa horaria y dejar de consumir de las 18 a las 22 horas.

Aunado a lo anterior, si la tarifa es de larga utilización se pueden lograr descuentos considerables en el monto de la facturación lo cual repercute en el ahorro logrado.

Adicionalmente, se puede tomar la acción de vender la energía excedente a la compañía suministradora con lo cual se logran períodos de pagos más cortos.

Se observa, en el desarrollo de este trabajo, la importancia de realizar adecuadamente el cálculo del calor liberado por un determinado combustible. El no realizar esto con cuidado se lleva a serios errores en el balance de energía y en el cálculo de la eficiencia de utilización del mismo.

Es importante el realizar los cálculos con el poder calorífico neto, ya que éste da una indicación directa del calor liberado.

Además, es importante también el tener en cuenta las condiciones a las que se reportó el consumo del combustibles; si es gas, tomar en cuenta si el volumen se encuentra a condiciones estandard, normales, PEMEX, u

otras. Si es líquido o sólido, tomar en cuenta si se trata del consumo libre de cenizas, libre de humedad, etc.

Es importante presentar la información de una manera fácil de transmitir y de preferencia que sea visual, mediante el empleo de diagramas de energía.

Del cuidado que se tenga en estos puntos, depende en gran medida el éxito de programas de ahorro y uso eficiente de la energía, ya que no hay peor consumo que el que se desconoce, o se reporta erróneamente.

8.3 Conclusiones del análisis electro-energético

Se puede observar en el capítulo 7 como las unidades más caras son las últimas en ser asignadas, lo que indica las bondades del procedimiento empleado.

Así mismo el procedimiento utilizado para el trazo del despacho lleva a obtener economía en el consumo de energéticos.

Las restricciones planteadas en el capítulo 7 mantienen las necesidades térmicas de la planta analizada.

El proceso de obtención de parámetros de las unidades, aunque difícil, se requiere para lograr un buen despacho.

Con la clasificación propuesta de unidades se logra una buena asignación vía lista de prioridades.

Se puede resumir que el objetivo de la tesis se cumple, el cual es lograr trazar un despacho de unidades de cogeneración utilizando métodos aplicables a SEP's de gran escala.

8.4 Recomendaciones para trabajos futuros

Modelar el consumidor térmico para incluirlo como restricción en el despacho de unidades, ya que el presente proyecto lo hace solo en la asignación de unidades vía lista de prioridades.

Analizar la respuesta transitoria de pequeñas unidades de cogeneración ante disturbios en el SEP cuando se tenga sincronizado el sistema de cogeneración con el mismo. Para esto hay que trabajar con el modelo de los generadores y los modelos de consumidor térmico para ver la forma en que se comportan.

Realizar un estudio de estabilidad para el sistema eléctrico ante disturbios en la planta propia, es decir, independiente de la compañía suministradora.

Realizar trabajos sobre el estudio de protecciones relacionado a sistemas de cogeneración.

Se sugiere realizar un trabajo con los criterios de instalación para la aprobación del proyecto y lo relativo a la venta de energía a la compañía suministradora así como lo relacionado con las condiciones ecológicas. Todo esto dentro del marco legal vigente en México.

GLOSARIO DE TERMINOS

GLOSARIO DE TERMINOS

cogeneración: Es el proceso de producción de energía en el que se involucra la producción simultanea de energía eléctrica y energía térmica utilizando una fuente primaria de calor.

s.e.p.: Abreviación a sistema eléctrico de potencia, muy utilizada en el presente trabajo.

tasa interna de rendimiento(tir):Es la tasa de interés que nos reduce a cero el valor presente, o el valor anual equivalente de una serie de ingresos y egresos.

interés: Es el poder que tiene el dinero de generar ganancias por si solo, es una renta que se cobra o gana sobre una cantidad.

tasa de recuperación mínima atractiva (trema):Es un interés mayor al interés del costo de capital utilizado para financiar los proyectos de inversión.

período de pago (pay-back):Es la longitud de tiempo querida para recuperar el costo inicial de una inversión.

demanda: Es la energía registrada por instrumentos fabricados para este fin, registran los kilowatts consumidos en un intervalo de tiempo.

generador eléctrico: Equipo que convierte energía mecánica a energía eléctrica.

consumo específico(heat-rate): Es una curva que representa el costo por MW-Hr. que es la que tiene la unidad para una determinada potencia de salida.

costo incremental: Esta curva representa la pendiente o la derivada de la característica entrada-salida($\Delta F/\Delta P$). Nos indica el incremento en costo de combustible que requiere un incremento de la potencia de salida.

curva entrada-salida: Es la curva que representa el costo de combustible, que la unidad consume por hora para la potencia a la que la unidad esta generando.

despacho económico: Consiste en una optimización estática en el tiempo, donde se toman valores de demanda del sistema en un instante dado de tiempo, donde los generadores se ajustan para cumplir los requerimientos de energía de los consumidores satisfaciendo un conjunto restricciones operativas.

asignación de unidades: Proceso de decisión que consiste en determinar cuales unidades entran en operación y la cantidad de potencia entregada para satisfacer una carga determinada a una hora del día, cumpliendo siempre con un estado económico de operación y satisfaciendo los índices de confiabilidad.

reserva rodante:Es la capacidad energética disponible de un sistema de potencia para responder en caso de una contingencia (salida de una unidad, desconexión de una línea, etc.).

SIMBOLOGIA

SIMBOLOGIA

F.P.	=	Factor de potencia
H.B.	=	Horas base
#DM	=	Número de días que tiene el mes
#DF	=	Número de días festivos
C.B.	=	Consumo base en el mes
C.P.	=	Consumo pico en el mes
D.P.	=	Demanda pico
D.F.	=	Demanda facturable
D.D.	=	Diferencia de demandas
C.P.D.F.	=	Cargo por demanda facturable
C.P.E.B.	=	Cargo por energía base
C.P.E.P.	=	Cargo por energía pico
\$j	=	Ajuste por variación en el precio del combustible
C.P.V.E.C.	=	Cargo por variación en el precio del combustible
C/A.P.F.P.	=	Cargo o abono por factor de potencia
F.A.	=	Factor de ajuste
PB_i	=	Precio base sin IVA

P_i	=	Precio vigente en la quincena anterior del cálculo
α_j	=	Coefficiente de ajuste por cada combustible
I_{ef}	=	Interés efectivo anual
r	=	Interés nominal anual
M	=	Número de períodos en los cuales se divide el año
A	=	Anualidad equivalente
P	=	Inversión inicial
St	=	Flujo de efectivo neto al año
F	=	Valor de rescate
h	=	Número de años de vida del proyecto
i	=	Tasa de recuperación mínima atractiva
V_{pn}	=	Valor presente neto
So	=	Inversión inicial
n	=	Número de períodos de vida del proyecto
TIR	=	Tasa interna de rendimiento
S.E.P.	=	Sistema eléctrico de potencia
H.R.	=	Vector de medición del HEAT-RATE
(ΔF/ΔP)	=	Costo incremental
E_i	=	Error de medición i
α	=	Eficiencia
H	=	Matriz de medición de potencia

x	=	Vector de incógnitas
E	=	Vector de incógnitas de errores en la medición
PD	=	Potencia de demanda
ϕ	=	Restricción
l	=	Lagrangiano
PG	=	Potencia de generación
Ft	=	Función objetivo
λ	=	Multiplicador de lagrange
PI	=	Potencia de pérdidas
M	=	Matriz de incidencia del elemento nodo
A	=	Matriz de susceptancias nodales
Co	=	Costo de arranque
K	=	Costo de mano de obra por arranque
CE	=	Costo por tener embotellada la caldera

ANEXOS

PROGRAMA TARIFAS

Este programa esta hecho para calcular el monto de la factura según los días hábiles, festivos, cantidad de pulsos de demanda, ect. Se considera cualquier tipo de tarifa OM, HM, HS, HS-L, HT, HT-L para poder establecer de una manera muy precisa la cantidad y así obtener los ahorros por pago a CFE.

El programa también incluye el cargo por variación en el precio de combustible, los cargos por diferentes tipos de demanda (demanda base, demanda facturable, demanda pico) y cargo o abono por factor de potencia.

El programa fue elaborado en EXCEL de MICROSOFT versión 4.0 y requiere los siguientes datos de entrada:

- Número de días del mes
- Número de días festivos
- Pulsos leídos en demanda base
- Pulsos leídos en demanda pico
- Factor de potencia

PROGRAMA

CELDA	TEXTO
C3	" CALCULO DE TARIFAS ELECTRICAS
A7	" NUMERO DÍAS DEL MES
A9	" NUMERO DÍAS FESTIVOS
D7	" DEMANDA BASE
D9	" DEMANDA PICO
F7	" FACTOR DE POTENCIA < 90 LEIDO
F9	" FACTOR DE POTENCIA > 90 LEIDO
A11	" CONSUMO BASE
A12	" CONSUMO PICO
A13	" DEMANDA FACTURABLE
A17	" TARIFAS
A19	" C.P.D.F.(CARGO POR DEMANDA FACTURABLE)
A21	" C.P.E.B.(CARGO POR ENERGIA BASE)
A23	" C.P.E.P.(CARGO POR ENERGIA PICO)
A25	" C.P.V.E.C.(CARGO POR VARIACIÓN EN COMBUSTIBLE)

A27 " C.P.F.P.(CARGO POR FACTOR DE POTENCIA)
A29 " A.P.F.P.(ABONO POR FACTOR DE POTENCIA)
A31 " I.V.A.
A33 " TOTAL
C17 " OM
D17 " HM
E17 " HS.
F17 " HS-L
G17 " HT
H17 " HT-L
B38 " PRECIOS KW-HR REGION NORESTE Y SUR
A42 " C.P.D.F
A44 " C.P.E.B
A46 " C.P.E.P
A48 " C.P.V.E.C
B40 " OM
C40 " HM
D40 " HS
E40 " HS-L

F40 " HT

G40 " HT-L

DATOS DE ENTRADA

CELDA SIGNIFICADO

C7 NUMERO DÍAS DEL MES

C9 NUMERO DÍAS FESTIVOS

E7 PULSOS DE DEMANDA BASE

E9 PULSOS DE DEMANDA PICO

G7 F.P. SI F.P.< 90

G9 F.P. SI F.P.> 90

B42 CARGO POR DEMANDA FACTURABLE TARIFA OM

C42 CARGO POR DEMANDA FACTURABLE TARIFA HM

D42 CARGO POR DEMANDA FACTURABLE TARIFA HS.

E42 CARGO POR DEMANDA FACTURABLE TARIFA HS-L

F42 CARGO POR DEMANDA FACTURABLE TARIFA HT

G42 CARGO POR DEMANDA FACTURABLE TARIFA HT-L

B44 CARGO POR ENERGIA BASE TARIFA OM

C44 CARGO POR ENERGIA BASE TARIFA HM

D44 CARGO POR ENERGIA BASE TARIFA HS

E44 CARGO POR ENERGIA BASE TARIFA HS-L
F44 CARGO POR ENERGIA BASE TARIFA HT
G44 CARGO POR ENERGIA BASE TARIFA HT-L
C46 CARGO POR ENERGIA PICO TARIFA HM
D46 CARGO POR ENERGIA PICO TARIFA HS
E46 CARGO POR ENERGIA PICO TARIFA HS-L
F46 CARGO POR ENERGIA PICO TARIFA HT
G46 CARGO POR ENERGIA PICO TARIFA HT-L
B48 CARGO POR VARIACIÓN EN COMBUSTIBLE TARIFA OM
C48 CARGO POR VARIACIÓN EN COMBUSTIBLE TARIFA HM
D48 CARGO POR VARIACIÓN EN COMBUSTIBLE TARIFA HS
E48 CARGO POR VARIACIÓN EN COMBUSTIBLE TARIFA HS-L
F48 CARGO POR VARIACIÓN EN COMBUSTIBLE TARIFA HT
G48 CARGO POR VARIACIÓN EN COMBUSTIBLE TARIFA HT-L

FORMULAS

CELDA	EXPRESION
D11	$=(20*C7+4*C9)*E7$
D12	$=4*(C7-C9)*E9$

D13 =ENTERO(E9+(E7-E9)/5)
C19 =E7*B42
C21 =C7*E7*24*B44
C25 =C7*E7*24*B48
C29 =1/4*(1-90/G9)*(C19+C21+C25)
C31 =0.1*(C19+C21+C23+C25+C27-C29)
C33 =C19+C21+C23+C25+C27+C31-C29
D19 =D13*C42
D21 =(20*C7+4*C9)*C44*E7
D23 =4*(C7-C9)*E9*C46
D25 =(D11+D12)*C48
D27 =3/5*(90/G7-1)*(D19+D21+D23+D25)
D29 =1/4*(1-90/G9)*(D19+D21+D25)
D31 =0.1*(D19+D21+D23+D25+D27-D29)
D33 =D19+D21+D23+D25+D27-D29+D31
E19 =D13*D42
E21 =(20*C7+4*C9)*D44*E7
E23 =4*(C7-C9)*E9*D46
E25 =(D11+D12)*D48

$$\begin{aligned}
E27 &= 3/5 * (90/G7-1) * (E19+E21+E23+E25) \\
E29 &= 1/4 * (1-90/G9) * (E19+E21+E25) \\
E31 &= 0.1 * (E19+E21+E23+E25+E27-E29) \\
E33 &= E19+E21+E23+E25+E27-E29+E31 \\
F19 &= D13 * E42 \\
F21 &= (20 * C7 + 4 * C9) * E44 * E7 \\
F23 &= 4 * (C7 - C9) * E9 * E46 \\
F25 &= (D11 + D12) * E48 \\
F27 &= 3/5 * (90/G7-1) * (F19+F21+F23+F25) \\
F29 &= 1/4 * (1-90/G9) * (F19+F21+F25) \\
F31 &= 0.1 * (F19+F21+F23+F25+F27-F29) \\
F33 &= F19+F21+F23+F25+F27-F29+F31 \\
G19 &= D13 * F42 \\
G21 &= (20 * C7 + 4 * C9) * F44 * E7 \\
G23 &= 4 * (C7 - C9) * E9 * F46 \\
G25 &= (D11 + D12) * F48 \\
G27 &= 3/5 * (90/G7-1) * (G19+G21+G23+G25) \\
G29 &= 1/4 * (1-90/G9) * (G19+G21+G25) \\
G31 &= 0.1 * (G19+G21+G23+G25+G27-G29)
\end{aligned}$$

$$G33 = G19 + G21 + G23 + G25 + G27 - G29 + G31$$

$$H19 = D13 * G42$$

$$H21 = (20 * C7 + 4 * C9) * G44 * E7$$

$$H23 = 4 * (C7 - C9) * E9 * G46$$

$$H25 = (D11 + D12) * G48$$

$$H27 = 3/5 * (90/G7 - 1) * (H19 + H21 + H23 + H25)$$

$$H29 = 1/4 * (1 - 90/G9) * (H19 + H21 + H25)$$

$$H31 = 0.1 * (H19 + H21 + H23 + H25 + H27 - H29)$$

$$H33 = H19 + H21 + H23 + H25 + H27 - H29 + H31$$

PROGRAMA DE CALCULO DE PARAMETROS

Este es un programa en MAT - LAB hecho en ASCII para calcular los coeficientes (a,b,c) del polinomio de la curva característica de costo de las unidades a partir de la prueba de consumo específico.

DATOS DE ENTRADA

- NUMERO DE MEDICIONES = NMED
- VECTOR DE MEDICIONES HR
- VECTOR DE MEDICIONES PG
- VALOR DE ALFA " α "

PROGRAMA.

```
nmed = "nmed"
```

```
HR=      [ 0  
          HR1  
          HR2  
          HR3  
          .  
          .  
          HR(nmed)]
```

```
ALFA= "ALFA"
```

```

PG= [PG1
      PG2
      PG3
      .
      .
      PG(nmed)]

```

```

H = [ -(1/α * PGmax)      0      αPGmax
      1/PG(1)            1      PG(1)
      1/PG(2)            1      PG(2)
      1/PG(3)            1      PG(3)
      .                  .      .
      .                  .      .
      1/PG(nmed)         1      PG(nmed)]

```

```

Wo = input ( "dame el valor de Wo=")

```

```

W(1,1)= Wo
FOR i =1: nmed
W(i+1,i+1)=1
end

```

```

X= (inv(H*W*H))*H*HR

```

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA

- [1] G.J Vanwylen, R.E. Sonntag, "fundamentos de termodinamica", decimoséptima reimpresión. 1992 editorial limusa.
- [2] M.M. El-Wakil, "power plant technology", 1984 editorial Mc-Graw - Hill
- [3] H.G. Thuesen, W.J.Fabrycky, G.J. Thuesen, "Ingeniería Económica." 1986. Editorial Prentice Hall
- [4] H.H. Happ, "Optimal power dispatch a comprehensive survey", IEEE trans. on power apparatus and systems, "vol. pas-96, No. 3, pp. 841-854, may/jun 1977.
- [5] H.H. Happ, "Optimal power dispatch, "IEEE trans. on power apparatus and systems, "vol. pas-93, No. 3, pp. 820-830, may/jun 1974.
- [6] H.G. Stoll, "lest-cost electric utility panning," 1989, Jhon wiley and sons, N.Y.
- [7] O. Chacón, "Notas del curso: Tecnicas de optimización IV", programa doctoral en ingeniería eléctrica, F.I.M.E., U.A.N.L., junio 1990.
- [8] J.J. Guerrero G., S. Acha D., "Prototipo de un programa de despacho económico con restricciones para un sistema en tiempo real.", programa doctoral en ingeniería eléctrica, F.I.M.E., U.A.N.L.
- [9] Dresser-Rand power systems "manual gas turbine power system"

- [10] Dresser rand power systems "specifications of KG5, KG2, DR-990"
- [11] Energy recovery international "heat recovery steam generator system"
- [12] J.J. Guerrero G. "apuntes del curso operacion economica de sistemas de potencia" programa de post-grado, F.I.M.E., U.A.N.L.
- [13] Faries V. W, Thermodynamics, 4th edition, McMillan Co., N.Y., 1962.
- [14] Beeman Donald, Industrial Power Systems Handbook, McGraw Hill, 1955, 1st edition. New York, N.Y.
- [15] Newman Donald G., Análisis Económico en Ingeniería, 2ª edición, McGraw Hill, 1985, U.S.A.
- [16] Daley J. M., "Desing considerations for operating on-site Generator in Parallel with Utility Service," IEEE Trans. on Industry Applications-21, Jan/Feb, 1985.
- [17] Bengiamin N.N., "Operation of Cogeneration Planta with Power Purchase Facilities," Trans. on Power Apparatus and Systems, IEEE December, 1974, pp. 1904-1915.
- [18] Puttgen H. B., MacGregor, P. R., "Optimum Scheduling Procedure for Cogenerating Small Power Producing Facilities," Trans on Power Systems, IEEE, August 1989, pp.957-964

- [19] Baughman M. L., Eisner N. A., Merrill P. S. "Optimizing Combined Cogeneration and Thermal Storage Systems an Engineering Economics Approach." *Trans on Power Systems IEEE*, August, 1989, pp. 974-980.
- [20] Ehmke H. J., "Size Optimization for Cogeneration Plants," *Energy*, Oxford, England, Vol. 15, pp. 35-44, January, 1990.
- [21] Gransell Hans, "Evaluating Cogeneration Options," *EPRI Journal*, Vol. 14, pp. 38-40, October/November, 1989.
- [22] Hogwood Jr. Edward E., Rice David E., "The electrical aspects of cogeneration system design," *IEEE Trans. on Industry Applications Vol IA-23*, No 4, pp 712-722, July/August , 1987.
- [23] Moslehi K., Khadem M., Bernal R. and Hernández G., "Optimization of multiplant cogeneration systems operation including electric and steam networks," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol 6, No. 2, pp 484-489, May, 1991.
- [24] 36 Th GE Turbine State-of-the-Art Technology Seminar Schenectady, New York, August, 1992.
- [25] *Diario oficial de la nación*, México, D. F., Mayo 1991.
- [26] *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*, México, 1990.

- [27] Baily F. G., Peterson R. J. and Genter R. T., **Steam Turbine for Industrial and Cogeneration Applications**, GER-3614, Schenectady, New York, September, 1989.
- [28] Fisk R. W., Kovacic J. M., **Consideraciones sobre la aplicación de cogeneración**, General Electric, GER-3430C-S, Agosto, 1992.

