



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**MODELOS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PARA
PRESUPUESTO Y PLANEAMIENTO DE COMBUSTIBLE**

Gerardo Alfonso Vettorazzi Herrarte

Asesorado por el Ing. Otto Armando Girón Estrada

Guatemala, febrero de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MODELOS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PARA
PRESUPUESTO Y PLANEAMIENTO DE COMBUSTIBLE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

GERARDO ALFONSO VETTORAZZI HERRARTE

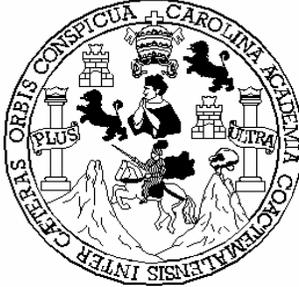
ASESORADO POR EL ING. OTTO ARMANDO GIRÓN ESTRADA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, FEBRERO DE 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO:	Ing. Roberto Mayorga Rouge
EXAMINADOR:	Ing. Miguel Ángel Sanchez
EXAMINADOR:	Ing. Mauricio Velásquez
EXAMINADOR:	Ing. Francisco Javier Gonzales López
SECRETARIO:	Ing. Pedro Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

MODELOS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PARA PRESUPUESTO Y PLANEAMIENTO DE COMBUSTIBLE,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Mecánica Eléctrica, el 17 de octubre de 2006.



GERARDO ALFONSO VETTORAZZI HERRARTE

Guatemala, 16 de Noviembre de 2007.

Ingeniero
Guillermo Bedoya
Coordinador Área de Potencia
Escuela Mecánica – Eléctrica
Presente

Estimado Ingeniero Bedoya:

Atentamente me dirijo a usted informándole que como asesor del trabajo de graduación del estudiante Gerardo Alfonso Vettorazzi Herrarte el cual tiene como título "MODELOS DE COSTOS DE PRODUCCION DE ENERGIA PARA PRESUPUESTO Y PLANEAMIENTO DE COMBUSTIBLE", hago constar que dicho trabajo llena los requisitos académicos así como los objetivos que previamente me fueran presentados, y en base a lo anterior por medio de la presente doy el visto bueno al presente trabajo de graduación.

Atentamente,


Ing. Otto Armando Girón Estrada
Asesor

Ing. Otto Armando Girón Estrada
COLEGIADO 1779



Guatemala, 22 de noviembre 2007.

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**MODELOS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGIA PARA
PRESUPUESTO Y PLANEAMIENTO DE COMBUSTIBLE,** del
estudiante; Gerardo Alfonso Vettorazzi Herrarte, por considerar que
cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAR A TODOS

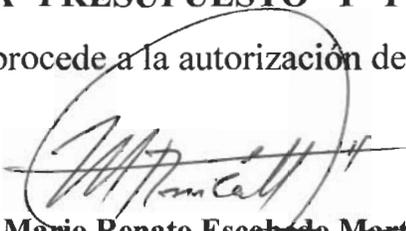
Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador del Área Potencia

JGBB/sro





El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de Graduación del estudiante; Gerardo Alfonso Vettorazzi Herrarte titulado: **MODELOS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PARA PRESUPUESTO Y PLANEAMIENTO DE COMBUSTIBLE**, procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
DIRECTOR



GUATEMALA, 26 DE NOVIEMBRE 2,007.



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.060.08

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **MODELOS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PARA PRESUPUESTO Y PLANEAMIENTO DE COMBUSTIBLE**, presentado por el estudiante universitario **Gerardo Alfonso Vettorazzi Herrarte**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO



Guatemala, febrero de 2008

/cc

AGRADECIMIENTOS

Agradezco primeramente a Dios, por darme la esperanza de poder completar una meta relegada al olvido.

Un profundo agradecimiento a mi madre, Norma de Vettorazzi, ya que gracias a su esfuerzo , sacrificio y dedicación, me dio la oportunidad de poder tener una carrera universitaria.

Al Ingeniero Otto Armando Girón, por su valiosa ayuda, colaboración y disponibilidad al brindarme su apoyo y asesoría en el desarrollo de este trabajo de graduación.

Al Ingeniero Guillermo Bedoya, por su colaboración.

ACTO QUE DIDICO A:

Mis Padres

José Alfonso Vettorazzi Toledo (†)
Norma Herrarte de Vettorazzi

Mi esposa

Sylvia Morales de Vettorazzi.

Mis Hijos

Giancarlo Vettorazzi Morales
Giuliana Vettorazzi Morales

Esperando que este trabajo de graduación sea un estímulo en sus vidas, y que con esfuerzo y dedicación, es posible llevar a cabo las metas fijadas en nuestras vidas.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	III
GLOSARIO	VII
RESUMEN	IX
OBJETIVOS	XI
INTRODUCCIÓN	XIII
1. MODELOS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN	1
2. TIPOS DE PROGRAMAS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN	7
2.1. Planeamiento de la operación	8
2.2. Planeamiento a largo plazo	10
2.3. Presupuesto de combustibles	10
2.4. Programación semanal	11
3. REPRESENTACIÓN DE LA CURVA DE DURACIÓN DE CARGA, EN PROGRAMAS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN	13
3.1. Curvas de duración de carga	13
3.2. Representación de la curva de duración de carga	14
4. CONSIDERACIONES SOBRE LA EFICIENCIA DE LAS UNIDADES TÉRMICAS	25
4.1. Características de las Unidades Térmicas	25

4.1.1. Definición de Central Térmica	25
4.1.2. Funcionamiento de una Central Térmica	26
4.1.3. Centrales Térmicas Clásicas o Convencionales, funcionamiento , características, ventajas y desventajas	28
4.1.4. Centrales Térmicas no Convencionales Funcionamiento, características, ventajas y desventajas	29
4.2. Eficiencias de las Centrales Térmicas	32
4.3. Operación de las Centrales Térmicas	34
4.3.1. Turbinas de Vapor	34
4.3.2. Turbinas de Gas	39
5. - PROGRAMAS PROBABILÍSTICOS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN	45
5.1. Rangos de salidas forzadas de las unidades de generación	48
5.2. Simulación de programas económicos	51
5.3. Procedimientos de despacho.	53
6. EJEMPLOS COMPUTACIONALES	69
7. SALIDAS NO FORZADAS	83
8. SALIDAS FORZADAS	87
9. RESULTADOS	91
CONCLUSIONES	95
RECOMENDACIONES	97
BIBLIOGRAFÍA	99

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Diagrama de bloques universal	4
2. Gráfica de funciones de Probabilidad de Carga	15
3. Gráfica de la curva de duración de carga	16
4. Gráfica de Bloques de carga de las unidades	18
5. Curva de duración de carga de un sistema de dos unidades	21
6. Gráfica de la curva de duración de carga según rendimientos y capacidades de generación de un sistema de dos unidades	22
7. Gráfica de expansión en una turbina de vapor	37
8. Integración de una turbina de vapor con el proceso	38
9. Integración de una turbina de gas con el proceso	41
10. Motor de turbina de gas de ciclo cerrado	42
11. Diagramas presión – volumen (P-v) y Temperatura –Entropía (T-s)	43
12. Gráfica costos de operación – (mw) de salida	50
13. Gráfica costo incremental – (mw) de salida	50
14. Gráfica curva de duración de carga inicial	57

15. Gráfica curva de duración de carga modificada	57
16. Gráfica curva de duración de carga final	57
17. Gráfica de distribución de probabilidad de carga original y convolucionada	63
18. Gráfica de la distribución final de la energía no servida	65
19. Distribución de probabilidad de carga	70
20. Primer segmento de la función de distribución de carga acumulativa	72
21. Distribución convulsionado el primer segmento	73
22. Proceso de convolución	75
23. Segmento del bloque cargado	76
24. Proceso de deconvolución	78
25. Convolución Sucesiva	92

TABLAS

I. Programas de costos de producción de energía	7
II. Carga de un sistema de dos unidades	19
III. Curva de duración de carga Tabular	20
IV. Características de generación para sistema de dos unidades	21

V.	Tabulación de carga por unidad y costos de combustible para un sistema de dos unidades	23
VI.	Cifras típicas de consumo específico	44
VII.	Distribución de generación-disponibilidad-costo	49
VIII.	Tabla de probabilidad de carga	59
IX.	Distribución original y convolucionada de la carga no servida	62
X.	Cálculo de cargas, duración, energía, consumos de combustible unidad 1	63
XI.	Resultados de la convolución unidad 2	64
XII.	Costos de generación y combustible unidad No 2	65
XIII.	Comparación de costos de combustible incluyendo salidas forzadas	66
XIV.	Segmentos de Carga	71
XV.	Rango de salidas forzadas	81
XVI.	Carga esperada para un intervalo de cuatro semanas	82
XVII.	Distribución inicial con salidas no forzadas	84
XVIII.	Resultados con cero salidas forzadas	86
XIX.	Distribución de Probabilidad con salidas forzadas	89
XX.	Resultados	91
XXI.	Distribución de energía de emergencia	93

GLOSARIO

MW	Carga del sistema o generación de una unidad expresada en Megavatios
©	Signo que se estará utilizando en este documento para representar los costos de generación
Hidro	Abreviación de unidad hidroeléctrica
Termo	Abreviación de unidad térmica
Probabilidad	Características de un suceso del que existen razones para creer que se realizará
Curva de duración de carga	Gráfica que muestra el número de horas que la carga es igual o excede un valor dado de carga (MW)
MWHR	Abreviación utilizada para definir los megavatios hora generados por una unidad o por el sistema de varias unidades de generación
Convolución	Es un operador matemático que transforma dos funciones en una tercera función, nos ayuda a determinar el efecto que tiene el sistema en la señal de entrada.

Peak Shaving

Acortar el pico de carga de un sistema de generación.

Must Run

Unidades designadas para requerimientos mínimos de tiempo bajo (ejemplo una semana).

Deconvolución

Manipulación algebraica del algoritmo de convolución respectivo (sustraer o remover).

RESUMEN

Para una planificación de la capacidad de generación, teniendo en cuenta que se trabaja con máquinas, las cuales en cualquier momento pueden tener variaciones de generación, estar disponibles o indisponibles y en algunos casos presentar fallas que ameriten una salida forzada de una o varias unidades de generación, se hace necesario conocer la probabilidad de la falta de suplir la potencia esperada o la demanda de energía en un sistema de generación eléctrica.

De lo anterior, entonces es importante conocer los costos de operación de estas variaciones de generación, así como los costos causados por las salidas forzadas, por lo que se hace necesario tener en cuenta los costos de generación de la inclusión de generación de emergencia, para lo cual se aplican los métodos de probabilidad, y poder conocer los costos para efectuar una buena planeación de consumos de combustibles, según las condiciones y características del sistema de generación evaluado.

OBJETIVOS

En un sistema de generación, los eventos no pueden predecirse con certeza, para lo cual necesitamos la aplicación de métodos de probabilidad, y el presente trabajo tiene la finalidad de dar una introducción y una guía de la aplicación de métodos de probabilidad, en el tema de la planificación energética, considerando programas de costos de generación a corto y largo plazo representados en una forma gráfica y tabular como lo es la curva de duración de carga.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de graduación “MODELOS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PARA PRESUPUESTO Y PLANEAMIENTO DE COMBUSTIBLES”, tiene por finalidad dar una introducción y una guía al tema de la planificación, mediante la aplicación de métodos de probabilidad, considerando los elementos necesarios para su aplicación, como son los programas de costos de producción a corto y largo plazo, representaciones de la curva de duración de carga y algunas características básicas de eficiencia de las turbinas de vapor y turbinas de gas, mencionando en forma general la clasificación de las centrales térmicas, según el combustible utilizado, sin entrar en gran detalle sobre las eficiencias, ya que no es el fin de este trabajo, sino dar una guía al estudiante de ingeniería eléctrica de cuáles son los aspectos importantes a tomar en cuenta en la planificación de costos de producción de energía eléctrica, incluyendo rangos de salidas forzadas, con el objeto que le sirva al estudiante como complemento a su preparación académica.

1. MODELOS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN

Si todos los eventos que le suceden al hombre y sus máquinas pudieran predecirse con un grado absoluto de certeza, entonces probablemente no se necesitaría considerar la aplicación de métodos de probabilidad para planeamiento de los sistemas de generación. Los eventos futuros no se conocen con certeza, pero éstos pueden predecirse con “un grado de certeza”, el cual usualmente es llamado probabilidad. Esta probabilidad es expresada como un número y usualmente determinada para un equipo similar. Así, un generador es más probable que esté disponible cuando ocurra el pico de carga, y el número que representa esta probabilidad se deriva de datos o pruebas anteriores efectuadas en máquinas similares, modificados por cambios esperados y que como resultado dan representaciones con nuevas características.

La mayor aplicación de métodos de probabilidad en sistemas de potencia es principalmente en el área de los requerimientos de planificación de la capacidad de generación. Esta aplicación, no importa qué o cuál técnica en particular se utilice, asignándose una probabilidad a la disponibilidad de capacidad de generación, describiendo las demandas de carga en diferente manera, y provee una medida numérica de la probabilidad de la falta de suplir la potencia esperada o la demanda de energía. Para definir un estándar “nivel de falla” (Ej., Un estándar o máxima probabilidad de falla), estos métodos de probabilidad pueden ser requeridos. Estos métodos de probabilidad pueden utilizarse como herramientas para estudiar diferentes modelos de expansión de generación en un orden para establecer cursos económicos de acción para una utilidad en particular.

Los modelos de costos de producción son modelos computacionales, usualmente implementados en un computador digital, los cuales están diseñados para calcular costos de producción de sistemas de generación futuros, factibilidad de ventas de energía a otros sistemas y consumos de combustibles, el presente trabajo no contempla la elaboración de estos programas computacionales pudiendo ser un punto de aplicación posterior.

La simulación digital de sistemas de generación envuelve las siguientes representaciones:

1. - Características de la eficiencia de las unidades de generación (curvas de entrada - salida)
2. - Costos de combustibles por unidad de energía salida.
3. - Política de operación de los sistemas, tomando en cuenta el tiempo de operación por unidad y el despacho económico de grupos de unidades que están o estarán en operación.
4. - Contratos.

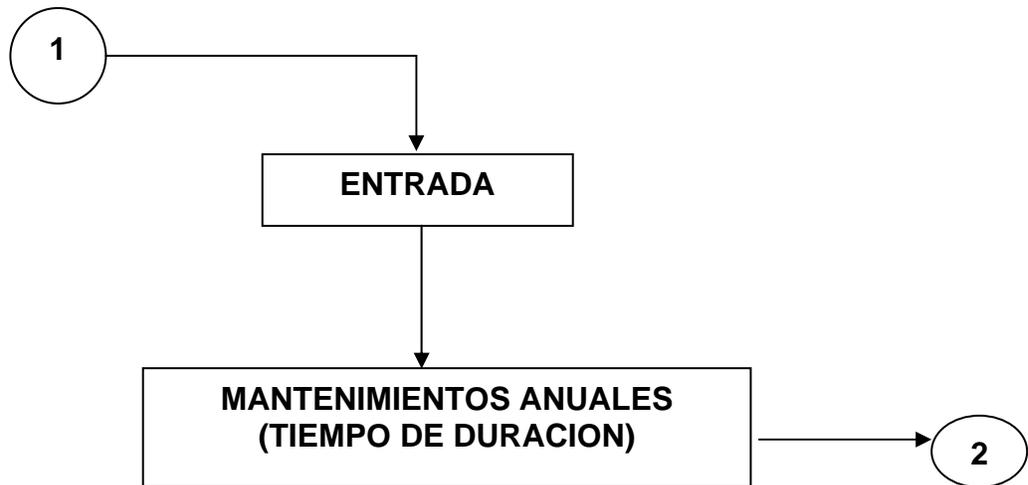
Cuando las plantas hidroeléctricas son parte del sistema de potencia, la simulación de costos de producción envuelve modelos de la política usada para la operación de dichas hidroeléctricas.

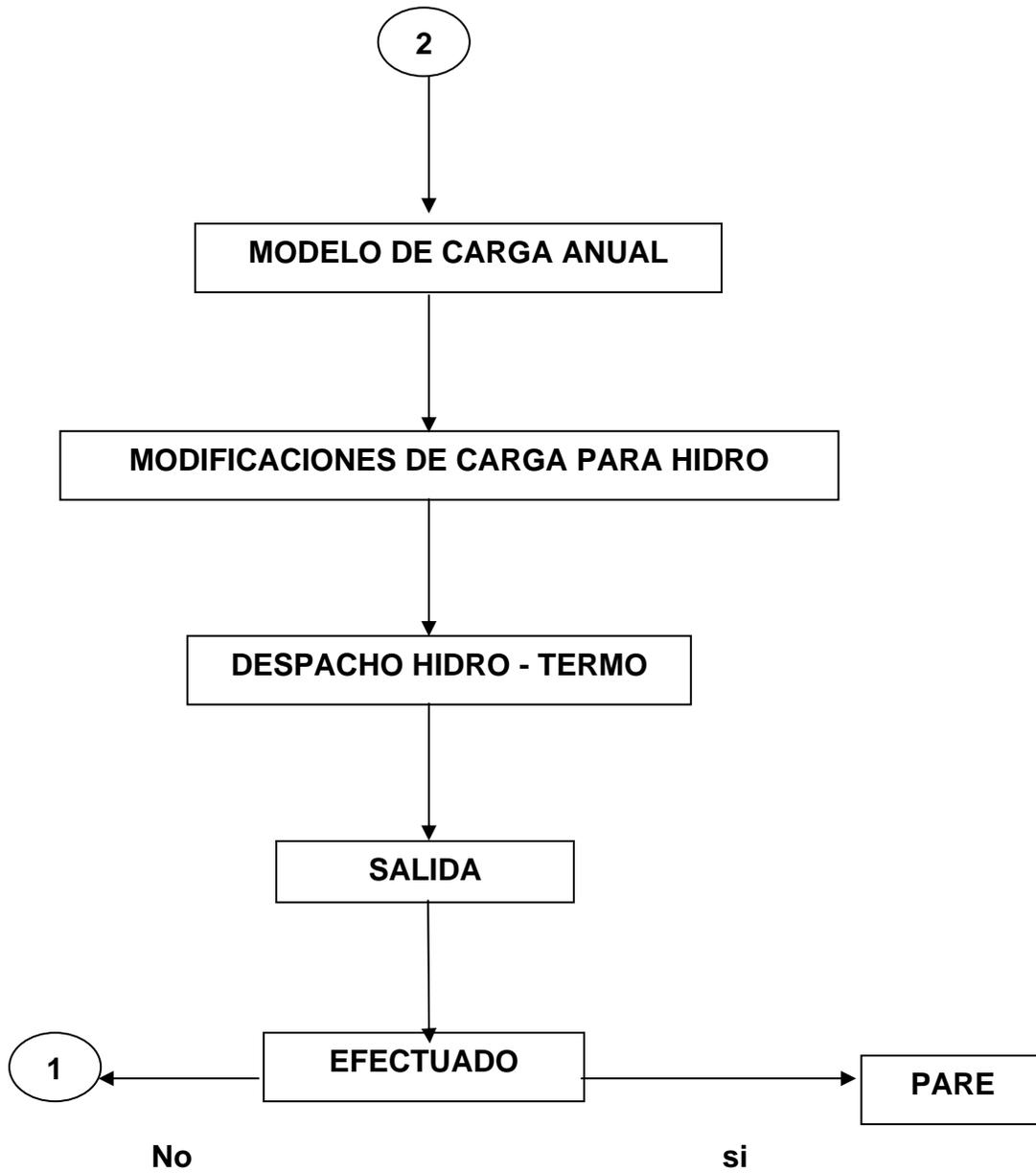
Los modelos de costos de producción son determinísticos, el estado de todas las unidades y recursos de energía se asumen como conocidos y la carga es una simple estimación.

Los modelos estocásticos son frecuentemente utilizados cuando hay riesgos repentinos, las fallas o desperfectos en las unidades de generación se consideran parte del proceso y la futura carga de generar es considerada una distribución probable.

El diagrama de bloques universal que se muestra en la figura 1, da una idea de la organización típica de los programas de costos de producción de energía.

Figura 1. **Diagrama de bloques universal**





La curva de duración de carga expresa el período de tiempo (número de horas) en un intervalo determinado ya sea este día, semana, mes o año, el comportamiento de la carga, sea este un valor igual o mayor que un valor de MW datos.

2. TIPOS DE PROGRAMAS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN

La tabla I que aparece a continuación, muestra las variaciones que existen entre programas e indica a lo largo del eje horizontal los cuatro programas más utilizados en:

1. - Planeamiento de la operación
2. - Planeamiento a largo plazo
3. - Presupuesto de combustibles
4. - Programación semanal
5. - Programación diaria

Tabla I. **Programas de costos de producción de energía**

Modelos de carga	intervalo a considerar	Procedimientos de Despacho económico Para unidades térmicas	Planeamiento a largo plazo	Presupuesto de combustibles	Planeamiento de la operación	Programa semanal
Energía total o duración de carga	Estación o año	Bloque de carga	X			
Duración de carga o ciclo de carga	Mes o semana	Carga incremental	X	X	X	
Duración de carga o ciclo de carga	Mes, Día Semana	Carga incremental con salidas forzadas	X	X	X	
Duración ciclo de carga	Semana o día	Carga incremental (pérdidas)	X	X	X	X

Los tipos de programas de costos de producción que se muestran en la tabla anterior utilizan patrones de carga cronológicos y métodos de programación determinísticos. Esto es, los costos de producción y consumo de combustibles calculados respectivamente, se asumen que la carga o los ciclos de carga futuros son conocidos por un período extenso y la disponibilidad de cada unidad es predecida con el 100% de certeza para cada sub-intervalo del período considerado en el futuro.

Nos concentraremos en la representación probabilísticas de la carga y de la disponibilidad de las unidades de generación. En este cálculo, los valores esperados de costos de producción y consumos de combustibles, son calculados sin asumir que se conoce perfectamente el futuro.

En la representación de cargas futuras, algunas veces es satisfactorio especificar solamente el total de la energía de generación (o generada) para un período. Esto puede ser perfectamente satisfactorio si solamente el consumo total de combustible y los costos de producción son de interés y junto con los efectos no cronológicos de las limitaciones de capacidad son importantes.

2.1. Planeamiento de la operación

El objetivo de la programación de la operación de un sistema eléctrico es decidir la asignación de los recursos de producción en la forma más eficiente, desde el punto de vista economía, seguridad y calidad de servicio, para satisfacer la demanda.

Este problema está sujeto a diversas restricciones y un gran número de variables no se encuentran completamente determinadas en el momento de resolver el problema, sino que sólo se tiene de ellas una estimación de sus valores probables.

Este último aspecto hace que la solución encontrada en un proceso de cálculo o análisis no sea la óptima, y necesariamente deba repetirse el proceso posteriormente cuando se cuente con mayor información.

Por otra parte, la necesidad de tomar otras decisiones con una anticipación mínima, es inevitable o que el ciclo de programación sea repetitivo.

La demanda y los afluentes a los embalses y centrales siguen un comportamiento aleatorio, que nos impide conocer anticipadamente sus valores precisos.

La distancia geográfica entre las centrales y los centros de consumo implica las necesidades de transmisión de energía.

La diferencia en el tiempo entre la demanda y los afluentes hidráulicos, implican necesidades de generación y de regulación de la energía afluente de modo de poder traspasarla de un período a otro mediante un adecuado uso de los embalses.

Estas necesidades pueden ser satisfechas de un gran número de maneras, pero cada una de ellas tiene un costo. Esto hace necesario que ellas sean adecuadamente previstas y evaluadas en sus aspectos técnicos y económicos de tal forma que las restricciones que se toman en la operación a corto plazo estén adecuadamente respaldadas y guiadas por una política de operación a largo plazo.

En atención a lo expuesto puede señalarse que el problema de la programación de la operación de un sistema eléctrico puede resolverse en varias etapas, según sea la anticipación con que se realiza respecto a su aplicación en el sistema.

2.2. Planeamiento a largo plazo

Los programas a largo plazo son aquellos que se efectúan para preparar los programas anuales de exploración del sistema. Estos se utilizan para un presupuesto anual y determinar compras y almacenamiento de combustibles, la oscilación esperada de los embalses, programación de mantenimientos, contratos de intercambio.

En el cálculo de la demanda anual, los programas a largo plazo, para el área de operación pueden considerarse hasta un horizonte de 5 años, y de 50 años en el área de planificación con el objeto de estudiar la planificación de la expansión de obras de generación y transmisión.

2.3. Presupuesto de combustibles

Guatemala, un país en desarrollo, también sufre las consecuencias de la falta de recursos energéticos, debido a esto se ha visto en la necesidad de impulsar la ejecución de estudios tendientes a lograr el mejor aprovechamiento

de sus recursos naturales, así como la inclusión de generación térmica para poder satisfacer la demanda de energía, la cual año con año va en aumento.

Entonces, se hace necesario elaborar programas para el mejor aprovechamiento del recurso térmico, con el objeto de evitar consumos y generación térmica innecesaria a costos elevados durante períodos de tiempo muy largos.

Con base a esto, y al planeamiento de la operación los presupuestos de combustibles cumplen un papel importante en la planificación de los recursos con el objeto de lograr la máxima producción de energía en el momento deseado, al mínimo costo y máximo rendimiento posible.

De tal forma que se hace necesario e imprescindible conocer los rendimientos de las unidades térmicas para poder establecer un programa de suministro de estos carburantes.

2.4. Programa semanal

La programación semanal consiste en preparar anticipadamente un programa de operación horario para cada día tipo de la próxima semana.

Esta es una de las últimas etapas en la programación de la operación, en la cual se seleccionan las centrales a operar para abastecer una demanda diaria o semanal.

La magnitud de la energía involucrada en la programación semanal, puede justificar la necesidad de utilizar métodos sofisticados de programación, para conseguir ahorros significativos.

Uno de los objetivos de la programación semanal, cuando existen intercambios con empresas generadoras, es convenir con estas los intercambios de energía y evaluar la factibilidad y conveniencia económica de realizar trabajos de mantenimiento de equipo de generación y transmisión.

Para simplificar el análisis de la programación semanal, se hace para días típicos, caracterizados por un nivel de consumo de energía similar. Se distinguen los siguientes días típicos:

Lunes

Martes a Viernes

Sábado

Domingo y

Días festivos

3. REPRESENTACIÓN DE LA CURVA DE DURACIÓN DE CARGA, EN PROGRAMAS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN

La demanda de potencia del sistema eléctrico tiene las características de una serie de tiempo no-estacionaria, con sus componentes de tendencia, variaciones periódicas y desviaciones aleatorias.

Para estudios de planificación, normalmente se consideran los valores de potencia instantánea integrados en períodos de una hora, utilizándose así 24 valores para representar un día típico.

Los coeficientes de forma de la curva de duración de carga son un conjunto de coeficientes adimensionales que permiten estimar la demanda media horaria del sistema a partir de una previsión anual de consumo, a través de un modelo multiplicativo, donde las variaciones periódicas del consumo son de período diario, semanal y anual.

3.1. Curvas de duración de carga

Los estudios de más largo plazo requieren una representación más condensada y sintética de la demanda, que resulte más manejable para estudios en etapas mensuales o anuales.

Entonces, la curva de duración de carga se constituye ordenando de mayor a menor las potencias medias horarias registradas en un determinado

período, donde el área bajo la curva de duración de carga, corresponde a la energía consumida en el período.

Los valores de la abscisa corresponden al número de horas del período durante las cuales la demanda es mayor que un determinado nivel de potencia.

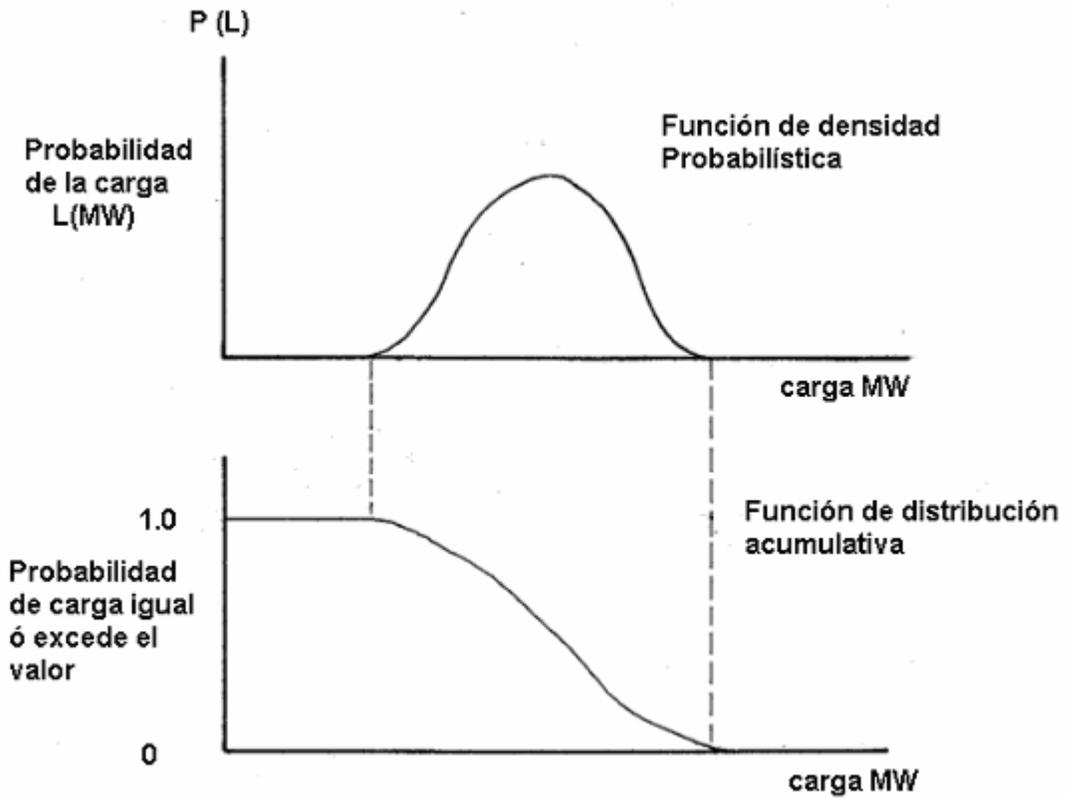
Para su utilización en estudios, la curva de duración de carga pueden representarse analíticamente ajustando una expresión polinomial, o mediante ajustes de rectas por tramos o, lo que es más frecuente, por escalones o bloques.

La curva de duración de carga se usa intensivamente en los estudios para simular el abastecimiento de los consumos y determinar la colocación óptima de las centrales.

3.2. Representación de la curva de duración de carga

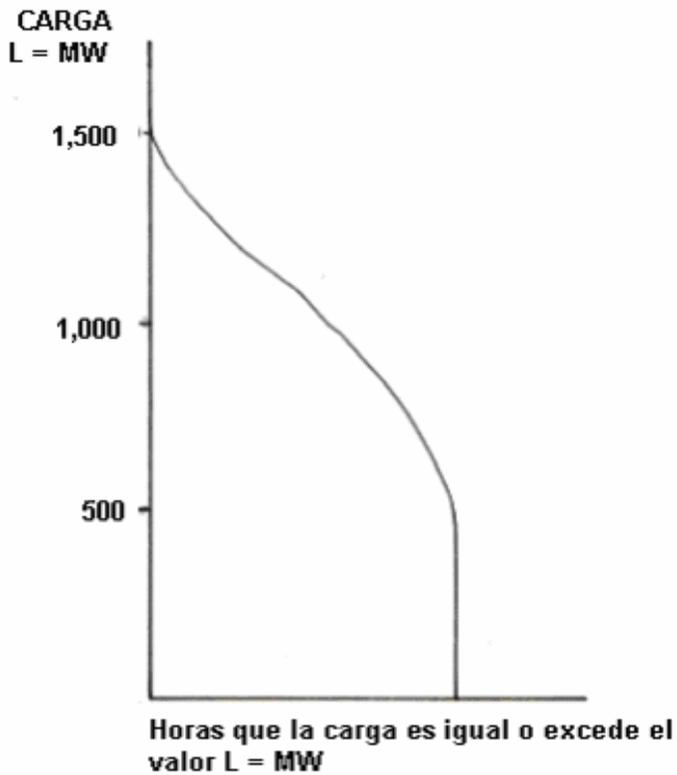
Donde las limitaciones de capacidad son de mayor interés, la curva de duración de carga puede utilizarse. En la figura 2 se muestra la función de densidad probabilística para un sistema de carga en un período dado y así la curva de duración de carga construida de esta probabilidad. Estas curvas expresan la probabilidad en por unidad y la carga en MW.

Figura 2. Gráfica de funciones de Probabilidad de Carga



La figura 3 muestra la representación más convencional de la curva de duración de carga donde la probabilidad es expresada ahora en términos del número de horas (fuera del total de horas en el período) donde la carga en igual, o excede un valor dado de carga MW. Por convención se muestra la curva con la carga en el eje vertical.

Figura 3. **Gráfica de la curva de duración de carga**



En la simulación de procedimiento de despachos económicos con este tipo de modelos de carga, las unidades térmicas tal vez están en el bloque de carga. Esto significa que las unidades (o el mayor segmento de la unidad) en el sistema son ordenadas o requeridas, en alguna forma (usualmente por costos) y se asumen que estarán a plena carga, o cargadas arriba de las limitaciones de la curva de duración de carga.

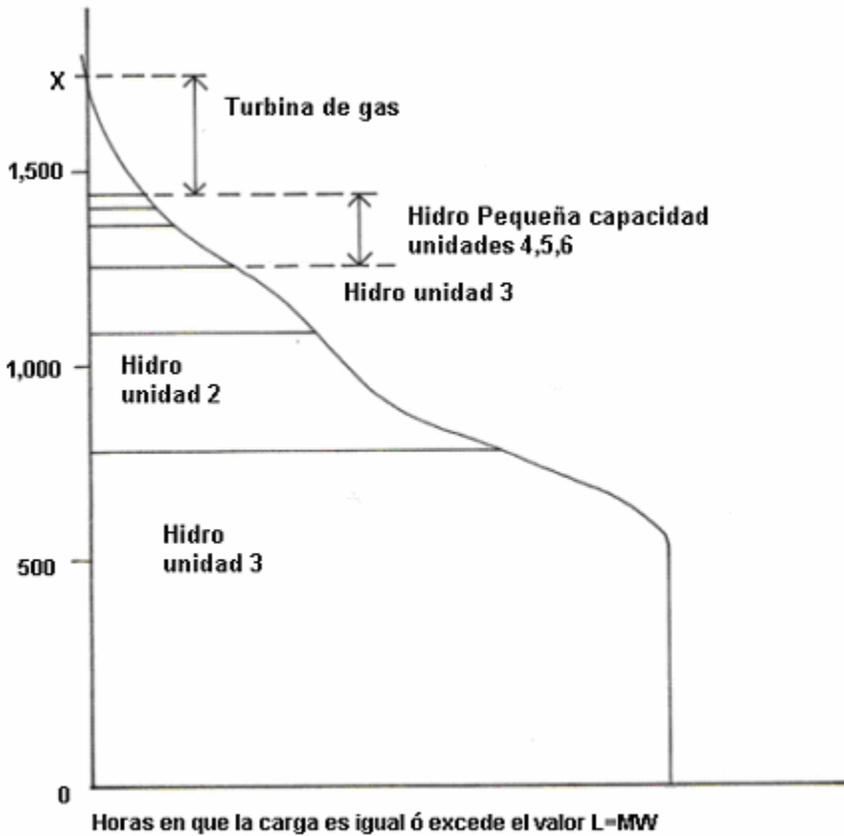
La figura 4 muestra este procedimiento para el sistema donde el intervalo de carga pico es por ejemplo de 1700 mw. Las unidades están consideradas para tomar carga en una secuencia determinada por el costo promedio a plena carga en © por MWH. El costo de energía generada por cada unidad es igual al área por debajo de la curva de duración de carga entre los niveles de carga en mw suplidos por cada unidad.

Este sistema consiste en plantas hidroeléctricas, y turbinas de gas que son:

UNIDAD O PLANTA	CAPACIDAD MAXIMA (MW)
Hidro unidad No. 1	800
Hidro unidad No. 2	300
Hidro unidad No. 3	200
Hidro unidad No. 4	75
Hidro unidad No. 5	25
Hidro unidad No. 6	20
Hidro unidad No. 7	400

NOTA: EN LOS EJEMPLOS QUE SE TRATARAN EN ESTE DOCUMENTO, EL SIGNO © SÉ ESTARA UTILIZANDO PARA REPRESENTAR LOS COSTOS DE GENERACION.

Figura 4. **Gráfica de Bloques de carga de las unidades**



Se supone en este sistema que las turbinas de gas son utilizados solamente para cubrir el pico de carga y cada unidad se asume disponible todo el tiempo que dure este intervalo.

Junto con la representación de las plantas térmicas, la variación de los programas de costos de producción debe simularse los efectos de las plantas hidroeléctricas con o sin embalses, contratos de energía, capacidades de compra y venta. La acción de las plantas térmicas puede simularse considerando las políticas y prácticas seguras del sistema de potencia en un

grado apropiado de simulación de los procedimientos de despachos económicos en el sistema de control de los niveles de salida de la unidad.

Los programas de costos de producción más complejos son utilizados para cubrir períodos cortos de tiempo, duplicando la lógica y procedimientos usados en el control de las unidades.

En la tabla II se cita un ejemplo donde para un sistema de 2 unidades considerar la curva de duración de carga. La carga consiste en:

Tabla II. Carga de un sistema de 2 unidades

-X- CARGA	DURACION	ENERGIA
MW	HORAS	MWH
100	20	2000
80	60	4800
40	20	800
TOTAL	100 HORAS	7600 MWH

De los datos anteriores se construye la curva de duración de carga tabular y en forma gráfica. La curva de duración de carga muestra el número de horas que la carga es igual o excede un valor dado.

Tabla III. **Curva de duración de carga Tabular**

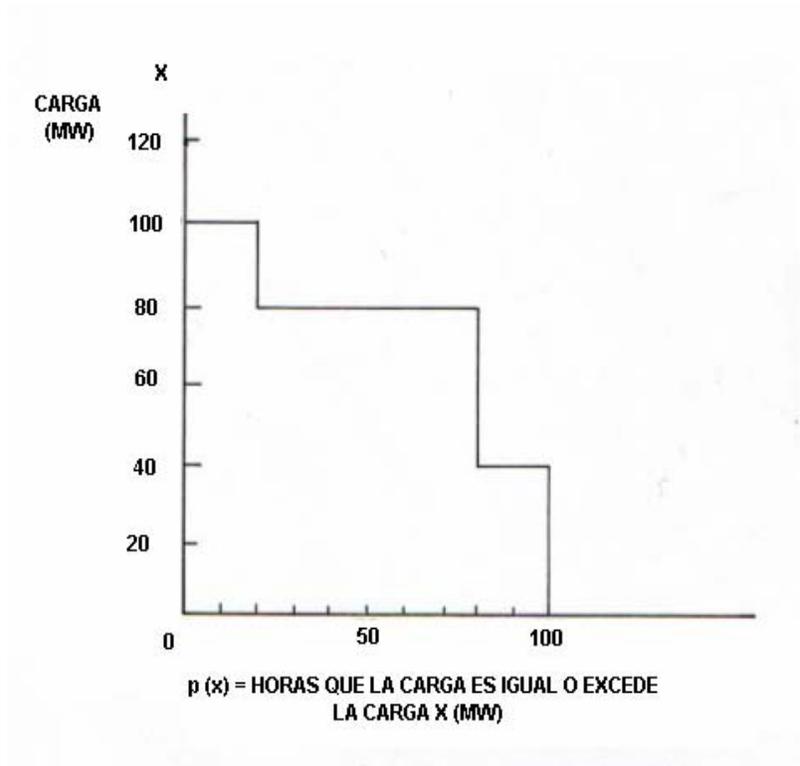
-X- CARGA	DURACION	HORAS QUE LA CARGA ES
MW	EXACTA $p(x)$	IGUAL O EXCEDE X $P(x)$
0	0	100
20	0	100
40	20	100
60	0	80
80	60	80
100	20	20
100 +		0

Nota: La carga dada en MW es la carga al inicio del período.

La tabla III está creada con niveles de carga uniforme con incrementos de 20 mw además la tabla introduce la notación en forma de distribución probabilística como $p(x)$ función de densidad y $P(x)$ la función de distribución. Estas probabilidades $p(x)$, $P(x)$, son probabilidades multiplicadas por el intervalo total de duración de carga (100 horas), por lo que deben escribirse como $Tp(x)$ t $TP(x)$ donde T es el tiempo total de intervalo. Pero aquí continuaremos llamándole probabilidades.

La curva de duración de carga es como se muestra en la figura 5.

Figura 5. **Gráfica de la Curva de duración de carga de un sistema de dos unidades**



Las características de las unidades de generación para este sistema ejemplo son:

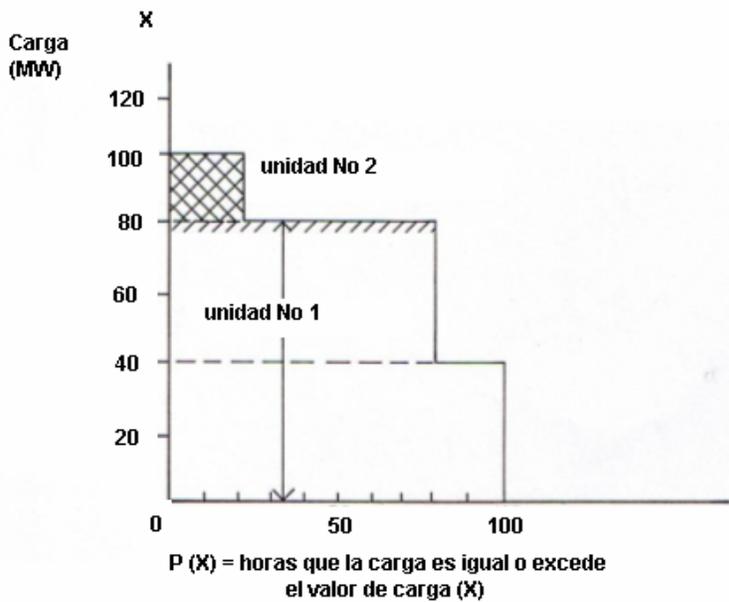
Tabla IV. **Características de generación para sistema de 2 unidades**

Unidad.	Carga MW	Rendimiento. BTU/KWH	Combustible 10 e6 (BTU/HR)	Costo €/ 10e6/BTU	Costo €/HR
1	40 min	12000	480	1	480
	80 max	10000	800	1	800
2	20 min	12000	240	2	480
	40 max	10000	480	2	800

El incremento en el rendimiento para este particular ejemplo, no se necesita ya que la unidad cargara únicamente a los niveles de potencia dados, que la unidad puede dar o servir.

Las unidades representadas en este bloque de carga, figura 6, en donde la unidad No.1 se encuentra en la base de la generación por tener esta un costo promedio bajo por mwhr, en la curva de duración de carga puede observarse como están cargadas y repartidas las unidades, según sus rendimientos y capacidades de generación.

Figura 6. **Gráfica de la curva de duración de carga según rendimientos y capacidades de generación de un sistema de dos unidades**



Entonces, se puede efectuar la tabla V donde se muestra la carga de cada unidad así como el costo de combustibles.

Tabla V. Tabulación de carga por unidad y costos de combustible para un sistema de 2 unidades

Unidad.	Carga (MW)	Horas de duración	Energía (MWHR)	Gasto de combustible (10e6 BTU)	Costo de combustible ©
1	40	20	800	9,600	9,600
	80	80	<u>6,400</u>	<u>64,000</u>	<u>64,000</u>
			7,200	73,600	73,600
2	20	20	400	4,800	9,600
TOTAL			7,600	78,400	83,200

Nótese que si existiera una tercera unidad, esta no sería necesaria, no se utilizaría, y su generación estaría en reserva.

4. CONSIDERACIONES SOBRE LA EFECIENCIA DE LAS UNIDADES TÉRMICAS

4.1. Características de las unidades térmicas

Los tipos de equipos térmicos de utilización más difundida en la actualidad son básicamente los turbo generadores de vapor, las turbinas de gas y los motores diesel. Entre los turbo generadores deben distinguirse aquellos que usan combustible convencional (carbón, fuel oil, gas), las centrales nucleares, geotérmicas y las que usan otro tipo de combustibles (maderas, desechos etc.), los motores diesel por su parte, pueden ser considerados según la velocidad y el combustible que utilizan.

Cada uno de estos tipos de equipo tiene características técnico - económicas bien diferentes, que los hacen aptos para distintas condiciones de servicio, lo cual debe tomarse en cuenta tanto en los estudios de expansión de la generación de los sistemas eléctricos como en la operación de los mismos.

4.1.1. Definición de Central Térmica

Una central térmica es una instalación que produce energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, fuel-oil o gas en una caldera diseñada al efecto. El funcionamiento de todas las centrales térmicas, o termoeléctricas, es semejante.

El combustible se almacena en parques o depósitos adyacentes, desde donde se suministra a la central, pasando a la caldera, en la que se provoca la combustión. Esta última genera el vapor a partir del agua que circula por una extensa red de tubos que tapizan las paredes de la caldera. El vapor hace girar los alabes de la turbina, cuyo eje rotor gira solidariamente con el de un generador que produce la energía eléctrica; esta energía se transporta mediante líneas de alta tensión a los centros de consumo. Por su parte, el vapor es enfriado en un condensador y convertido otra vez en agua, que vuelve a los tubos de la caldera, comenzando un nuevo ciclo.

El agua en circulación que refrigera el condensador expulsa el calor extraído a la atmósfera a través de las torres de refrigeración, grandes estructuras que identifican estas centrales; parte del calor extraído pasa a un río próximo o al mar.

Las torres de refrigeración son enormes cilindros contraídos a media altura (hiperbolooides), que emiten de forma constante vapor de agua, no contaminante, a la atmósfera. Para minimizar los efectos contaminantes de la combustión sobre el entorno, la central dispone de una chimenea de gran altura (llegan a los 300 m) y de unos precipitadores que retienen las cenizas y otros volátiles de la combustión. Las cenizas se recuperan para su aprovechamiento en procesos de metalurgia y en el campo de la construcción, donde se mezclan con el cemento.

4.1.2. Funcionamiento de una central térmica

En las centrales térmicas convencionales, la energía química ligada por el combustible fósil (carbón, gas o *fuel -oil*) se transforma en energía eléctrica.

Se trata de un proceso de refinado de energía. El esquema básico de funcionamiento de todas las centrales térmicas convencionales es prácticamente el mismo, independientemente de que utilicen carbón, fuel -oil o gas.

Las únicas diferencias sustanciales consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y el diseño de los quemadores de la misma, que varía según el tipo de combustible empleado.

El vapor de agua se bombea a alta presión a través de la caldera, a fin de obtener el mayor rendimiento posible. Gracias a esta presión en los tubos de la caldera, el vapor de agua puede llegar a alcanzar temperaturas de hasta 600 °C (vapor recalentado).

Este vapor entra a gran presión en la turbina a través de un sistema de tuberías. La turbina consta de tres cuerpos; de alta, media y baja presión respectivamente. El objetivo de esta triple disposición es aprovechar al máximo la fuerza del vapor, ya que este va perdiendo presión progresivamente. Así pues, el vapor de agua a presión hace girar la turbina, generando energía mecánica. Hemos conseguido transformar la energía térmica en energía mecánica de rotación.

El vapor, con el calor residual no aprovechable, pasa de la turbina al condensador. Aquí, a muy baja presión (vacío) y temperatura (40 °C), el vapor se convierte de nuevo en agua, la cual es conducida otra vez a la caldera a fin de reiniciar el ciclo productivo. El calor latente de condensación del vapor de agua es absorbido por el agua de refrigeración, que lo entrega al aire del exterior en las torres de enfriamiento.

La energía mecánica de rotación que lleva el eje de la turbina es transformada a su vez en energía eléctrica por medio de un generador asíncrono acoplado a la turbina.

4.1.3. Centrales térmicas clásicas o convencionales

Funcionamiento , características, ventajas y desventajas

- **Centrales térmicas de carbón**

Las centrales térmicas que usan como combustible carbón, pueden quemarlo en trozos o pulverizado. La pulverización consiste en la reducción del carbón a polvo finísimo (menos de 1/10 mm de diámetro) para inyectarlo en la cámara de combustión del generador de vapor por medio de un quemador especial que favorece la mezcla con el aire comburente.

Con el uso del carbón pulverizado, la combustión es mejor y más fácilmente controlada. La pulverización tiene la ventaja adicional que permite el uso de combustible de desperdicio y difícilmente utilizado de otra forma. En estas se requiere instalar dispositivos para separar las cenizas producto de la combustión y que van hacia el exterior, hay incremento de efecto invernadero por su combustión, altos costos de inversión, bajo rendimiento y arranque lento.

- **Centrales térmicas de fuel-oil**

En las centrales de fuel, el combustible se calienta hasta que alcanza la fluidez óptima para ser inyectado en los quemadores. Las de fuel-óil presentan como principal inconveniente las oscilaciones del precio del petróleo y

derivados, y a menudo también se exigen tratamientos de desulfuración de los humos para evitar la contaminación y la lluvia ácida.

El consumo de un millón de litros de gasolina emite a la atmósfera 2,4 millones de kilogramos de Dióxido de Carbono (CO₂), el principal causante del cambio climático mundial. Arranque lento y bajo rendimiento.

- **Centrales térmicas de gas natural**

En vez de agua, estas centrales utilizan gas, el cual se calienta utilizando diversos combustibles (gas, petróleo o diesel). El resultado de ésta combustión es que gases a altas temperaturas movilizan la turbina, y su energía cinética es transformada en electricidad por un generador.

El uso de gas en las centrales térmicas, además de reducir el impacto ambiental, mejora la eficiencia energética. Menores costos de la energía empleada en el proceso de fabricación y menores emisiones de CO₂ y otros contaminantes a la atmósfera. La eficiencia de éstas no supera el 35% .

4.1.4. Centrales térmicas no convencionales

Funcionamiento , características, ventajas y desventajas

- **Centrales térmicas de ciclo combinado**

Un ciclo combinado es, la combinación de un ciclo de gas y un ciclo de vapor. Sus componentes esenciales son la turbina de gas, la caldera de recuperación la turbina de vapor y el condensador. El ciclo de gas lo compone

la turbina de gas, y el ciclo de vapor está constituido por la caldera de recuperación, la turbina de vapor y el condensador.

La tecnología de las centrales de ciclo combinado permite un mayor aprovechamiento del combustible y, por tanto, los rendimientos pueden aumentar entre el 38 por ciento normal de una central eléctrica convencional hasta cerca del 60 por ciento. Y la alta disponibilidad de estas centrales que pueden funcionar sin problemas durante 6.500-7500 horas equivalentes al año.

Uno de los principales problemas que plantean las centrales térmicas es que se trata de un proceso relativamente complejo de conversión de energías. Utilizan combustible de alto grado de calidad. Provocan contaminación con la alta emisión de gases.

- **Centrales térmicas de combustión de lecho fluidizado**

Consiste en quemar carbón en un lecho de partículas inertes, a través del cual se hace pasar una corriente de aire. Esta soporta el peso de las partículas y las mantiene en suspensión, de modo que da la impresión de que se trata de un líquido en ebullición. Permitiría obtener rendimientos de hasta el 50%, disminuyendo al mismo tiempo la emisión de anhídrido sulfuroso.

Su eficiencia es de 40 a 42% en ciclos combinados. En la tecnología de lecho fluidizado se inyecta caliza directamente dentro de la caldera para capturar y remover el azufre del combustible como un subproducto seco.

La temperatura del gas dentro de la caldera va de los 820°C a los 840°C, lo cual determina su diseño y el arreglo de las superficies de transferencia de calor. Este tipo de calderas puede ser atmosférico o presurizado.

- **Centrales térmicas Gicc gasificación de carbón integrada en ciclo combinado**

La gasificación del carbón es un proceso que transforma el carbón sólido en un gas sintético compuesto principalmente de CO e hidrógeno (H₂). El carbón es gasificado controlando la mezcla de carbón, oxígeno y vapor dentro del gasificador. La potencia media de estas centrales viene a ser de 300 MW, muy inferior todavía a la de una térmica convencional.

Las ventajas medioambientales que ofrecen estas centrales se fundamentan en los bajos valores de emisión de óxidos de azufre y otras partículas.

En la actualidad las GICC alcanzan eficiencias de 45%, una eliminación de 99% de azufre. Bajos costos de combustible, admite combustible de bajo grado de calidad, bajo grado de emisiones, alto rendimiento, tecnología sin completa prueba de eficiencia, altos costos de inversión, plantas complejas, arranque lento.

Nos interesa en lo que sigue, indicar algunas características de operación más relevantes de las unidades térmicas a vapor y gas en una forma general con el propósito de dar una idea de la operación de las mismas.

4.2. Eficiencia de las centrales térmicas

La producción de las centrales térmicas se basa en el segundo principio de la termodinámica, según el cual el nivel de eficiencia depende de las diferencias de temperaturas en el ciclo térmico.

En otras palabras, del calor producido por un combustible, sólo parte puede ser transformado en trabajo mecánico el resto es evacuado a una fuente más fría que es, en general, el medio ambiente.

Además de la eficiencia del ciclo termodinámica debe considerarse la eficiencia de los equipos utilizados.

Las mejores centrales de vapor de alta presión y alta temperatura alcanzan eficiencias entre 38 a 40%. Para las turbinas de gas tenemos que su eficiencia oscila entre 20 y 30%; donde la última cifra es cuando se recupera calor de los gases de escape. Las centrales diesel tienen eficiencias de 30 a 37%. Como comparación se cita los datos de otras centrales como las centrales nucleares que usan como moderador y refrigerador agua liviana o agua pesada, tienen eficiencias en el rango de 30 a 31%, pues los elementos combustibles no permiten parámetros de vapor más elevados. Las plantas nucleares dependiendo el tipo pueden alcanzar hasta un 39% de eficiencia, y las centrales de ciclo combinado, pueden tener eficiencias de 44% o superiores.

A continuación se dan algunos datos de eficiencias comparativas de diferentes grupos generadores, estos son datos reales de plantas térmicas instaladas en Francia, Italia, España y Latinoamérica por una firma española ENDESA, comparando la eficiencia alcanzada durante los años 2004 y 2005,

siendo un tema importante así como otros en la selección del tipo de central térmica a instalarse, esta selección fue efectuada al azar.

Eficiencia de las centrales térmicas en España (%)

	2004	2005	2005 vrs 2004
Centrales térmicas de carbón	36,1	35,66	- 0,44
Centrales térmicas fuel gas	32,4	33,79	+ 1,39
Centrales térmicas de ciclo combinado (gas natural)	53,2	55	+ 1,8

Eficiencia de las centrales térmicas en Italia* (%)

	2004	2005	2005 vrs 2004
Centrales térmicas de carbón	39,3	38,3	- 1
Centrales térmicas fuel gas	39,4	42,3	+ 2,9
Centrales térmicas de ciclo combinado (gas natural)	49,3	51,8	+ 2,5

*Las calderas en Italia son policombustibles

Eficiencia de las centrales térmicas en Francia

	2005
Centrales térmicas de carbón	34,0

Eficiencia de las centrales térmicas en Latinoamérica (%)

	2004	2005	2005 vrs 2004
Centrales térmicas de carbón	35,1	36,17	+ 1,07
Centrales térmicas fuel gas	35,1	33,94	- 1,16
Centrales térmicas ciclos combinados (gas natural)	53,4	48,62	- 4,78
Centrales térmicas ciclos abiertos (GO y FO)	31,3	23,95	- 7,35

4.3. Operaciones de las centrales térmicas

4.3.1. Turbinas de vapor

Los principales componentes que forman una unidad térmica a vapor convencional son:

- Sistema de combustible
- Caldera y sistema de agua
- Grupo turbo generador
- Condensador y su sistema de enfriamiento
- Transformadores, patio de alta tensión, servicios auxiliares
- Sistema de extracción de ceniza
- Sistema de depuración de gases

Las unidades a vapor basan su funcionamiento en el fenómeno de expansión del vapor de agua, previamente producido en una caldera exterior.

En el caso de las unidades térmicas de vapor convencional ese calor es producido por combustibles como petróleo, carbón o gas natural.

El ciclo térmico ideal de una máquina térmica es el ciclo de Carnot, pero el ciclo real de operación de una turbina de vapor es el ciclo Rankine.

Los principales factores de los cuales depende el rendimiento termodinámico del ciclo de vapor son:

- presión y temperatura del vapor
- recalentamiento del vapor
- presión en el condensador
- temperatura del agua de refrigeración
- calentamiento del agua de alimentación por extracción de vapor
- precalentamiento del agua de alimentación con calor de los gases de escape
- precalentamiento del aire de combustión

El rendimiento total de la unidad depende, además de la eficiencia del ciclo termodinámico, de los siguientes factores:

- eficiencia propia de la turbina $+T(0.79 \text{ a } 0.84)$
 - eficiencia propia del generador $+G(0.97 \text{ a } 0.99)$
 - eficiencia de la caldera $+C(0.85 \text{ a } 0.94)$
- consumo de servicios auxiliares CP (5 a 8%)

por lo que el rendimiento total queda expresado como:

$$+TOT = (+term) \times (+T) \times (+G) \times (+C) \times (1-CP)$$

El consumo específico CE de combustible será entonces:

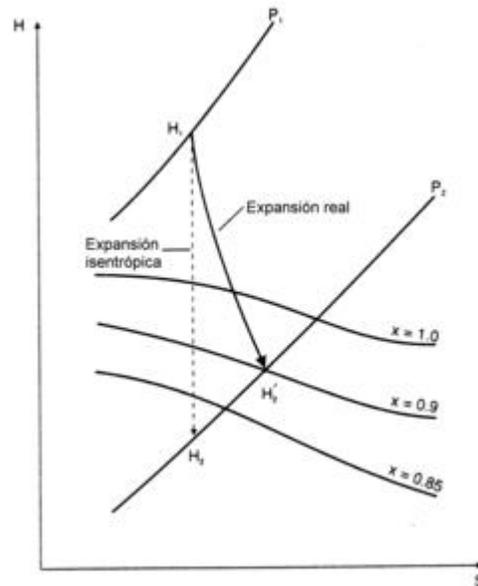
$$CE = (860) / (+TOT) \quad (\text{kcal pci/kwh neto})$$

El consumo específico puede referirse al poder calorífico inferior (PCI) o superior (PCS) del combustible. Es una práctica general en Estados Unidos de NA e Inglaterra referir la eficiencia de la caldera y el consumo de calor al PCS, en tanto en los demás países europeos se acostumbra a utilizar el PCI de los combustibles en tales cálculos. Por este motivo, las cifras de consumo específico indicadas en documentos norteamericanos e ingleses son mayores que las señaladas por países del continente europeo, en tanto las eficiencias de las calderas aparecen menores.

Desde el punto de vista de la producción, el consumo específico puede referirse a la potencia bruta generada o la potencia neta entregada a la red, es decir, descontados los consumos propios. Estos son entre un 5 y 8%, dependiendo del tamaño y del tipo de combustible y varían con el nivel de carga de la unidad.

En la grafica No 6 se muestra la expansión del vapor en la turbina, en un diagrama entalpía-entropía. En una turbina ideal, con una presión inicial P_1 y una entalpía inicial H_1 , el vapor se expande de manera isentrópica hasta una presión P_2 y una entalpía H_2 . En estas circunstancias, el trabajo ideal producido en el eje es $H_1 - H_2$. Debido a que no es posible lograr una expansión ideal (por efecto del rozamiento, etc.), la entalpía a la salida de la turbina es mayor que la ideal (H_2' en la figura 7). Por tanto el trabajo producido, $H_1 - H_2'$ es también menor.

Figura 7. Gráfica de expansión en una turbina de vapor



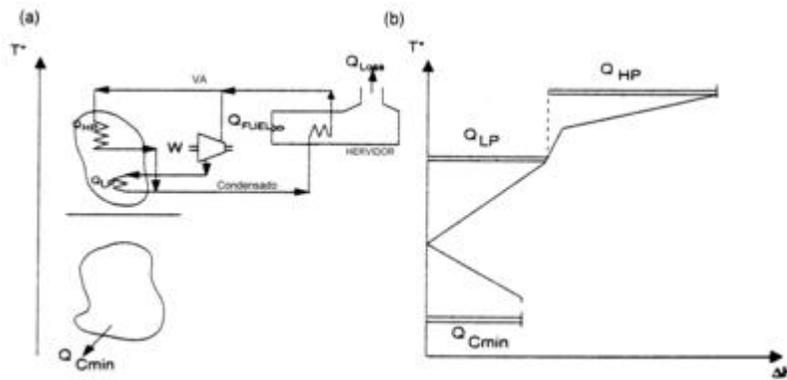
El rendimiento isentrópico de la turbina, η_{te} mide la proporción entre el trabajo real y el ideal:

$$\eta_{te} = \frac{H_1 - H_2'}{H_1 - H_2}$$

El vapor a la salida de la turbina puede estar sobrecalentado o parcialmente condensado (como es el caso de la figura A que se muestra a continuación). Si la turbina está integrada con el propósito de proporcionar calor al proceso, el vapor a la salida debería estar próximo a las condiciones de saturación. Si el vapor estuviera muy sobrecalentado, puede ser enfriado inyectando agua próxima a las condiciones de ebullición, que al vaporizarse enfría el vapor sobrecalentado. Por el contrario, si el vapor está parcialmente condensado, entonces hay que separar el agua condensada antes de emplear

el vapor para calentar el proceso. En cualquier caso, siempre es conveniente que el vapor esté ligeramente sobrecalentado para que no se produzca la condensación del mismo debido a las pérdidas de calor, en la figura 8 se muestra una turbina de vapor integrada con el proceso.

Figura 8. Integración de una turbina de vapor con el proceso



Vapor de alta presión aporta el calor Q_{HP} al proceso. El calor Q_{LP} lo aporta el vapor que abandona la turbina. El vapor se genera con el calor Q_{COMB} aportado por el combustible. El balance de energía global es:

$$Q_{COMB} = Q_{HP} + Q_{LP} + W + Q_{PERDIDA}$$

El proceso requiere $Q_{HP} + Q_{LP}$, para satisfacer las necesidades de calefacción de las corrientes. Si no hubiera pérdidas en el horno, entonces se

lograría la conversión de calor en trabajo con un rendimiento del 100%. Sin embargo, debido a las pérdidas por la chimenea, ⁹ PERDIDA, el rendimiento real es menor. Además, habría que tener en cuenta las pérdidas de calor en todo el circuito de vapor.

Las unidades de vapor tienen una potencia mínima bajo la cual no deben operar. Este valor depende principalmente de las características de los quemadores. En algunos casos se requiere de un flujo mínima de operación de agua y vapor para evitar puntos calientes. La potencia mínima de operación depende del diseño de la instalación y puede llegar a valores tan altos como el 50% de la potencia nominal de la unidad, siendo cifras normales un 25 a 30% en unidades a carbón, y algo menores en unidades a petróleo.

Aún cuando las unidades a vapor no pueden funcionar a potencias muy bajas, es interesante conocer el consumo de calor en vacío, tanto por definir un punto de la curva de consumo en función de la carga de la unidad, como por su importancia práctica en el caso de operar la unidad en bancada.

Para ajustes lineales del consumo de calor expresado como función de la potencia, el consumo de calor en vacío es del orden de 10% del consumo a plena carga para unidades de 5 a 10 MW y es un 4% para unidades de 100 mw y más de potencia.

4.3.2. Turbinas de gas

En la década de los setentas, las turbinas de gas tomaron un gran desarrollo para la generación de energía eléctrica. Si bien, competitivamente hablando, el motor diesel tiene mayor rendimiento termodinámico, no es menos

cierto que las ventajas de las turbinas a gas son evidentes. Por otra parte, la rápida puesta en marcha las hace muy convenientes para atender cargas de rápida aparición. Por otra parte, las instalaciones necesarias como ser obras civiles y auxiliares, son sumamente reducidas, lo que permite una implantación en tiempo muy breve. Súmese a esto que el progreso en potencias y rendimientos ha permitido alcanzar niveles que le permiten competir en varios casos de aplicación.

Una turbina de gas de ciclo abierto está constituida por:

- Compresor
- Cámara de combustión
- Turbina
- Generador
- Equipos auxiliares

En estas turbinas el aire penetra al compresor que se encarga de llevarlo a la presión necesaria para entregarlo a la cámara de combustión donde se produce la expansión.

Es de hacer notar que la turbina acciona al compresor de que se sirve, y la energía restante es aprovechable en el eje para accionar el generador, el fluido es totalmente expulsado a la salida de la turbina, con apreciable pérdida de calor residual.

En la figura 9 se muestra una turbina de gas integrada con el proceso. El sistema consiste esencialmente en un compresor montado sobre el mismo eje que la turbina. El aire entra en el compresor, donde se comprime antes de entrar en una cámara de combustión. En la cámara de combustión aumenta la

depende del perfil de los gases durante la expansión, la temperatura de pinch y la forma de la curva grand compuesta del proceso.

El ciclo ideal que el fluido de trabajo experimenta en este ciclo cerrado es el ciclo Brayton, que esta integrado por cuatro proceso internamente reversibles:

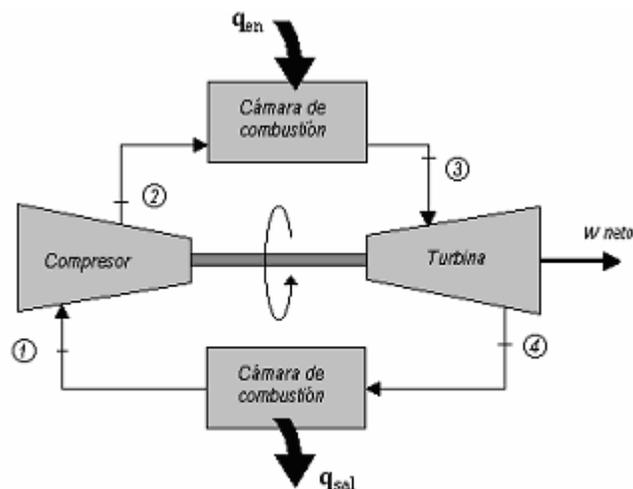
1-2 compresión isentrópica (en un compresor)

2-3 Adición de calor a $P = \text{constante}$

3-4 Expansión isentrópica (en una turbina)

4-1 rechazo de calor a $P = \text{Constante}$

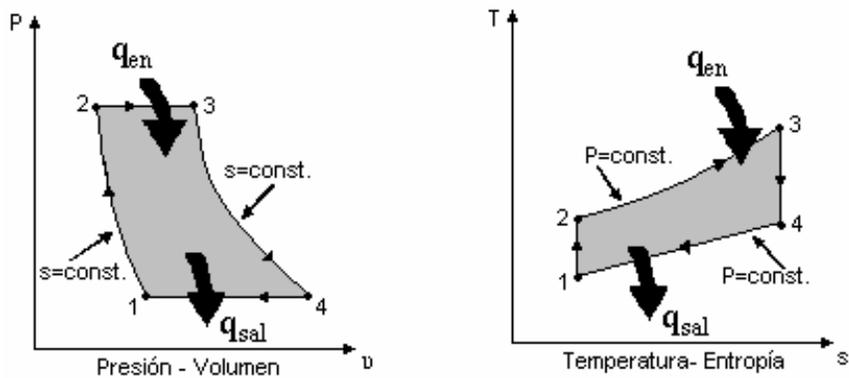
Figura 10. **Motor de turbina de gas de ciclo cerrado**



El fluido de trabajo en ciclo cerrado entra al intercambiador de calor de temperatura elevada en el estado 1, donde se le agrega energía a un proceso de presión constante, hasta que alcanza la temperatura elevada del estado 2. Entonces, el fluido entra a la turbina y tiene lugar una expansión isentrópica,

produciendo cierta potencia. El fluido sale de la turbina al estado 3 y pasa a ser enfriado, en un proceso a presión constante, en el intercambiador de calor de temperatura baja, de donde sale al estado 4, listo para entrar al compresor. Ahí el fluido es comprimido isentrópicamente al estado 1 y el ciclo se repite.

Figura 11. Diagramas presión – volumen (P-v) y Temperatura – Entropía (T-s)



En estos diagramas se pueden observar los procesos y estados descritos en el ciclo Brayton.

La etapa de compresión adiabática marcada con el tramo 1-2 permite pasar del volumen V_1 al volumen V_2 con un cambio de presión desde p_1 hasta p_2 . El aire así comprimido entra en la cámara de combustión donde recibe el calor Q_1 del combustible a presión constante, durante la etapa 2-3. En la turbina se produce la expansión adiabática 3-4 con desarrollo de trabajo, y luego el gas sale del sistema en la etapa 4-1, perdiendo la cantidad de calor Q_2 a la presión constante.

Se construyen turbinas a gas en unidades de potencia menores de 1 mw hasta superiores a los 100 MW. Utilizan como combustible gas natural, petróleo diesel o petróleo pesado (crudo).

Algunas cifras típicas de consumo específico, se indican en la tabla VI, en torno a ellas hay algunas variaciones con el tamaño de la unidad.

Tabla VI. **Cifras típicas de consumo específico**

Turbina combustión	Potencia (MW)	Consumo específico (kcal PCS/kwh neto)	
		100%	50%
Convencional	25-250	2,950	3,630
Avanzada	100-250	2.650	3,250

La curva de consumo de combustible en función de la carga es prácticamente una recta. El consumo en vacío es aproximadamente un 30% del consumo a plena carga.

5. PROGRAMAS PROBABILÍSTICOS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN

Durante los años de 1970, la estimación de los costos de producción, usualmente se calculaban bajo la base de la capacidad total de generación excepto para los programas de las salidas de mantenimiento. La experiencia en la operación indica que los rangos de salidas forzadas de las unidades de generación térmicas se incrementan con el tamaño de la unidad. Los costos de producción de energía de los sistemas de potencia son afectados adversamente por este fenómeno porque las salidas forzadas de larga duración de las unidades de mayor eficiencia que se encuentran generando en la base, requiere, que se pongan en funcionamiento las unidades con menor eficiencia, plantas más costosas a un factor de capacidad esperando más alto y la importación de energía de emergencia.

Definimos el factor de capacidad como la relación que existe entre los (MWHR generados por la unidad) dividido entre el (Número de horas en el período de interés) por la (Capacidad a plena carga MW).

Teniendo entonces que para un resultado mayor que la unidad, indica que la unidad estuvo rodando o generando la mayor parte del tiempo a plena carga. Un resultado menor a la unidad indica que la unidad estuvo cargada por debajo de su capacidad total la mayor parte del tiempo, o que estuvo parada sin generar parte del tiempo considerado.

$$\frac{\text{MWHR (generados por la unidad)}}{(\text{número de horas período de interés } T) \times (\text{capacidad plena carga MW})} > 1$$

Esto indica que la unidad estuvo generando la mayor parte del tiempo.

$$\frac{\text{MWHR (generados por la unidad)}}{(\text{número de horas período de interés } T) \times (\text{capacidad plena carga } MW)} < 1$$

Esto indica que la unidad estuvo cargada por debajo de su capacidad total la mayor parte del tiempo.

Algunos sistemas utilitarios tienen que reportar la operación de las unidades pico, al rededor de 150 horas por mes, cuando estas unidades pico, originalmente se justifican bajo él supuesto que operaran solamente algunas pocas horas por mes, o ninguna.

Se entiende por unidades pico, a las unidades de generación que serán o debieran ser utilizadas únicamente para generar a la hora pico ósea la hora de mayor demanda de energía si fueran necesarias ya que su costo de operación es alto como para tenerlas generando en la base.

Las cantidades de potencia y energía que se requieren importar a causa de fallas inesperadas como las salidas forzadas de las unidades de generación deben utilizar sistemas de mediciones confiables. La máxima importación de potencia de emergencia y la energía total de importación son de diferentes dimensiones de la misma medición. Estas cantidades son completamente usadas como indicadores de sensibilidad de la necesidad de capacidad adicional o capacidad de interconexión.

Los programas de costos de producción tienen que estar desarrollados para reconocer estas salidas forzadas y cuando se calcule estadísticamente el costo de producción de energía esperada. Métodos matemáticos basados en métodos de probabilidad son utilizados cuando se hace uso de modelos probabilísticos de ambos, de la carga servida y de la energía y del recurso de capacidad. Los modelos de generación necesitan representar, la

indisponibilidad de los recursos básicos de energía. El cálculo de energía (ej. Disponibilidad hidroeléctrica), las salidas forzadas de las unidades, ya sean estas casuales o fortuitas, y los efectos por contratos de ventas y/o compra de energía. El cálculo puede también incluir los costos de energía de emergencia esperada alrededor de los nodos de líneas, algunas veces referido a “costos de energía no suplida”.

Las dificultades básicas que deben notarse cuando son utilizadas aproximaciones determinísticas para el cálculo de costos de sistemas de producción son:

1. - Las unidades de carga base en un sistema, están cargadas en él modelo cercano al 100% del intervalo.
2. - En el rango medio, las unidades están cargadas por períodos que dependen sobre el grado de prioridad y el perfil de carga contra la Curva de duración.
3. - Para cualquier sistema con razonables niveles de reserva adecuados, las unidades pico están en un factor de capacidad cercano al cero.

Estas condiciones son, de hecho, violadas en mayor o menor grado, siempre que casual o fortuitamente ocurren las salidas forzadas de las unidades en un sistema de potencial real.

En esta sección se tratarán las técnicas específicas para el desenvolvimiento de los costos de producción probabilísticos en una forma general, para luego hacer una adecuada introducción de los modelos

probabilísticos de sistemas de generación y un resumen de las matemáticas básicas involucradas en el cálculo de estos modelos.

5.1. Rangos de salidas forzadas de las unidades de generación

La indisponibilidad de las unidades de generación Térmica inesperadas debido a las salidas ocurridas casualmente, que con regularidad son altas para las unidades de gran tamaño.

Valores del 10 al 20% son comunes para salidas forzadas totalmente. Esto es, para un rango total de salida forzada de q , por unidad, la unidad de generación en particular es completamente indispensable como ($100 \cdot q$) porcentaje del tiempo que se supone está disponible.

Las unidades de generación también sufren salidas parciales cuando estas están operando a plena capacidad, para algún período de tiempo debido a la salida forzada de algún componente del sistema (ej. Ventilador de un motor). Estas salidas forzadas parciales, significan niveles significativos.

No es poco común ver datos que reflejan el 25% de reducción forzada en la capacidad máxima de las unidades de generación para el 20% del tiempo que se supone están disponibles.

La recopilación y procesamiento de los datos sobre los rangos de salida de las unidades son muy importantes, así como la mejor interpretación de estos es esencial, si se hacen proyecciones racionales de componentes e indisponibilidades del sistema.

En el procedimiento a seguir, asumiremos que la información que se menciona en el párrafo anterior está disponible, describiendo las unidades de generación en la forma siguiente:

Tabla VII. Distribución de generación-disponibilidad-costo

Potencia Máxima de Salida disponible (MW)	Probabilidad disponible de la unidad de cargarse A esa potencia (POR UNIDAD)	Costo de Generación Máxima Disponible Q/HR
C(1) = 0	p(1)	F(1)=0
C(2)	p(2)	F(2)
C(3)	p(3)	F(3)
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
C(n) = MAXIMO	p(n)	F(n)

Esquemáticamente, las características que la unidad necesita se muestran en las figuras 12 y 13.

Figura12. Gráfica costos de operación – (mw) de salida

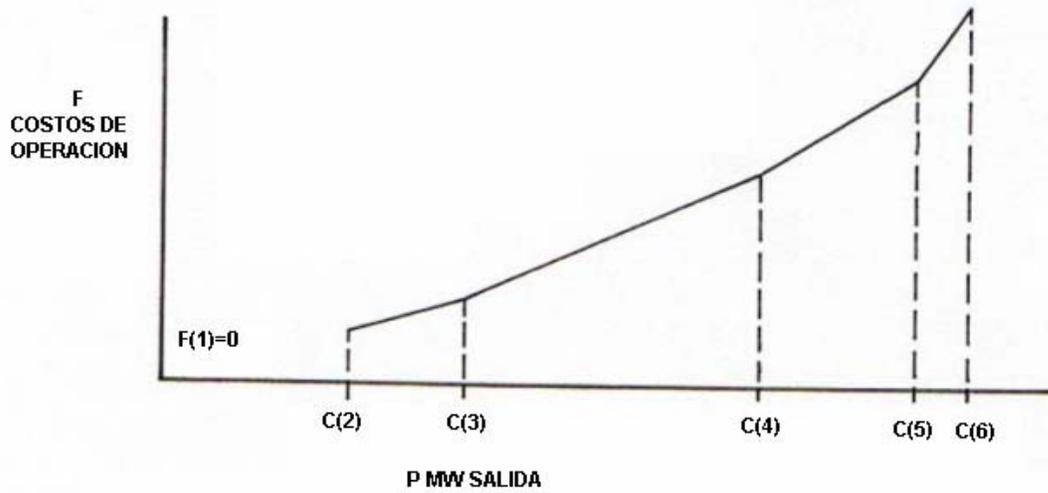
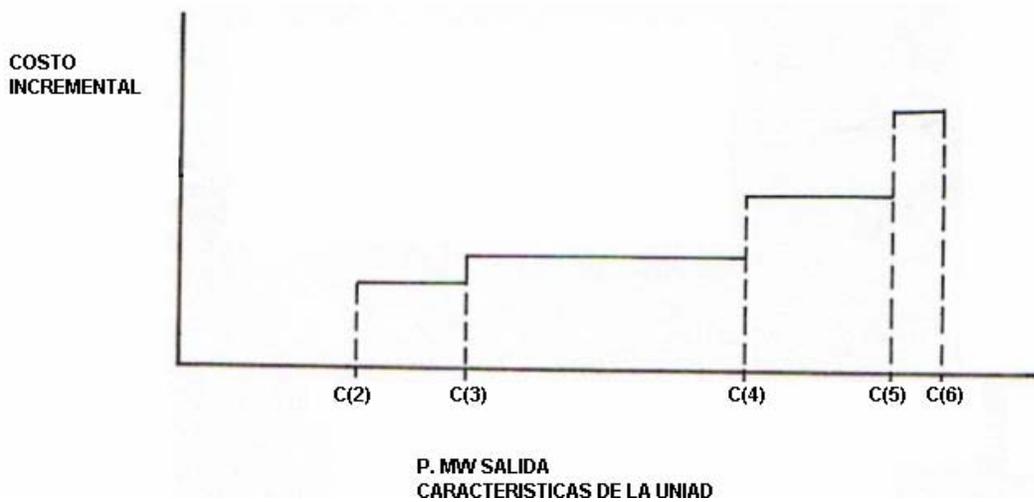


Figura 13. Gráfica costo incremental – (mw) de salida



El procedimiento de costos de producción probabilísticos utiliza las características de los rangos de calor de las unidades térmicas (esto es, rangos de entrada de calor contra la salida de potencia eléctrica) cuando son segmentos lineales. Esta característica del rango de calor es esencial para el desarrollo eficiente en el cálculo de un algoritmo probabilístico para así después obtener resultados en las curvas de costo incremental paso a paso. Esto simplifica el algoritmo del programa económico, después cualquier segmento es totalmente cargado antes que se requiera el siguiente. Estas características pueden no tener ningún número de segmentos, es por eso que la unidad debe representarse con el máximo de detalles que se requieran.

Los datos de las unidades térmicas deben convertirse a costos por hora utilizando costos de combustibles y otros costos de operación así como es el caso de cualquier técnica de despachos económicos.

5.2. Simulación de programas económicos

Los Modelos Probabilísticos de Costos de Producción simulan procedimientos de carga económicos y contratos. Los presupuestos de combustibles y estudios de planeamiento utilizan aproximaciones situadas en el orden que permitan los cálculos de las expectativas futuras sobre los costos. Por uniformidad en el cálculo usualmente se utilizan las aproximaciones en orden de prioridad. Las listas de prioridades deben de calcularse basadas en el promedio del costo por MWHR a plena carga, con las unidades agrupadas en bloques por requerimientos mínimos de tiempos bajos (downtime), tomando

primero el más largo. Dentro de cada bloque de unidades pueden ser ordenadas económicamente por promedio de costos por MWh a plena carga.

Dentro de un orden fijado establecido, los diferentes segmentos de carga disponibles pueden localizarse en secuencia o en orden de crecimiento de los costos incrementales. Al cargar las unidades de esta forma, es lo mismo usar programas de costos incrementales iguales cuando las curvas de entrada-salida están construidas de segmentos de líneas rectas. Finalmente las fuentes de emergencia (ej. nudo de líneas o pseudo nudos de líneas) están localizados de último en la lista de orden de carga.

Estas diferencias esenciales entre el resultado de los procesos probabilísticos y el cálculo usual o normal de los despachos solamente son, que las unidades son requeridas a voluntad si las salidas forzadas están consideradas.

Las unidades “must run” usualmente designadas en este cálculo por requerimientos mínimos de tiempo bajo, igual o mayor que una semana (ej. $7 \times 24 = 168$ horas o más). Estas unidades de carga base son designadas primero. Después de que las unidades “must run” han sido designadas estas deben de suministrar su potencia mínima. El próximo bloque de costo bajo de capacidad puede ser el siguiente segmento de carga en una unidad designada (entiéndase por designada, que esta en línea) o una nueva unidad.

Siguiendo esto, o un procedimiento de resultados similares en una lista de segmentos de carga de las unidades, se debe adoptar cual orden económico de carga es el conveniente y eficiente a usar en el cálculo de los costos de producción probabilísticos y hacer modificaciones a cada intervalo ya programado.

Las plantas hidráulicas con embalses, y los sistemas con contratos de

compra/venta para sistemas interconectados deben de simularse en los programas de costos de producción. El trato exacto que se le dé a cada uno depende, sobre los contratos y los costos involucrados. Por ejemplo, un modelo de carga mensual, debe ser posible modificarlo para dar razón de los embalses hidráulicos para cortar el pico de carga (peak shaving). Esto es, en el “acortamiento del pico” se aprovecha la producción de las unidades hidráulicas programadas para servir los niveles de la carga de pico, ignorando la restricción hidráulica (pero no el límite de capacidad) y asumiendo un incremento simple en la curva de costos para el sistema térmico en todo el intervalo programado. Esto puede hacerse tomando en cuenta las salidas forzadas de las unidades hidráulicas y la energía hidráulica disponible (ej. Cantidad de energía disponible en un intervalo versus la probabilidad de que esa disponibilidad exista). Sistemas de compra y venta muchas veces son simulados como si ellos fueran sistemas donde se guarda energía. Las ventas (o compras) de energía de unidades específicas son más difíciles de modelar, y su modelaje depende sobre todo de los detalles de los contratos. Llamados una transacción pura, de una unidad específica, cuando esta puede hacerse únicamente si la unidad esta disponible. Otras transacciones menos puras, son aquellas cuando a la venta o compra puede realizarse utilizando la energía producida por otras unidades bajo condiciones específicas.

5.3. Procedimientos de despacho

En las aproximaciones de los costos de producción probabilísticos la carga es modelada en las curvas de duración de carga como se ilustra en las

gráficas anteriores aproximándose a una distribución de probabilidad expresada en términos de horas, donde la carga esperada sea igual o exceda el valor en el eje horizontal. Esto es una función monótona decreciente con una carga creciente y puede convertirse en una distribución de probabilidad pura, dividiendo por el número de horas en el intervalo de carga que se está modelando. Estos modelos están ilustrados en las figuras Nos. 1 y 2.

Por lo tanto, cada curva de duración de carga es tratada como una distribución de probabilidad acumulativa,

$P_n(x)$ contra x

donde

$P_n(x)$ = “probabilidad” de x MW necesarios, o más expresados en horas. (Ej., $P_n(x)$ es la probabilidad de tiempo de duración del intervalo de tiempo en particular).

La distribución de carga usualmente se expresa en una tabla, $P_n(x)$, la cual regularmente puede ser corta. La tabla necesita ser tan larga como es la carga considerada. Aplicando estas aproximaciones a una computadora digital es doblemente conveniente y computacionalmente eficiente al pensar en términos de intervalos o pasos discretos y recursos algorítmicos. Varias curvas

de duración de carga para el intervalo completo que se está estudiando, están arregladas en la secuencia que deben utilizarse en la programación lógica. Esto no es requerimiento para una distribución simple $P_n(x)$ que usaremos todo el tiempo.

En el desarrollo de este cometido, es necesario verificar no solamente que la carga máxima más la reserva rodante sea igual a o menor que la suma de las capacidades de las unidades designadas, sino que también la suma de los niveles de carga mínima de las unidades designadas no sea mayor que la carga mínima servida.

Existen un sin número de descripciones diferentes que se utilizan para explicar estos procedimientos en despachos de unidades térmicas. Lo siguiente sirve para encontrar una fácil comprensión para alguien que no este familiarizado con este procedimiento, y lo haya escuchado teóricamente.

Si un segmento de capacidad con un total de C MW disponibles para el despacho y si denotamos:

q = la probabilidad que “ C ” MW son indisponibles (o están indisponibles)

y

$p = 1 - q$
= la probabilidad o “disponibilidad” de este segmento

entonces después de este segmento se puede programar la probabilidad de X MW necesario o más, que es ahora $P'_n(x)$, y sencillamente la ocurrencia de

cargas y las salidas inesperadas de unidades son eventos estadísticamente independientes, la nueva distribución de probabilidad es:

$$P^n(x) = q P^n(x) = p P^n(x+C)$$

Esto es recurso algorítmico computacional usado en secuencia para convolucionar cada unidad o segmento de carga con la distribución de carga y esta debe ser utilizada con cuidado. Debe reconocerse que el argumento de la distribución de probabilidad puede ser negativo después que la carga ya no puede ser suplida y $P^n(x)$ es cero para x mayor que el pico de carga.

Los cálculos de costos de producción esperados y los procedimientos que esto envuelve los podemos ilustrar utilizando los datos de un sistema de 2 unidades para el cual se elaboraron las curvas de duración de carga anteriormente.

Figura 14. Gráfica curva de duración de carga inicial

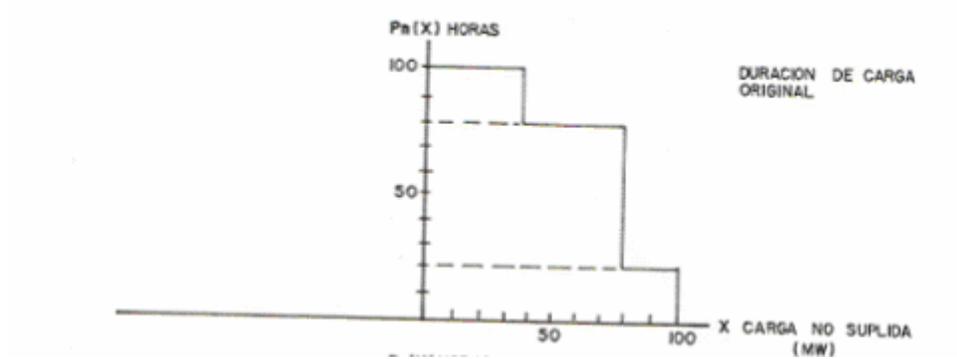


Figura 15. Gráfica curva de duración de carga modificada

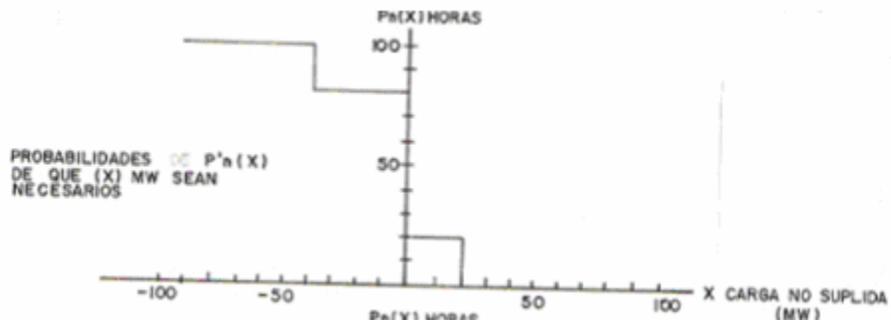
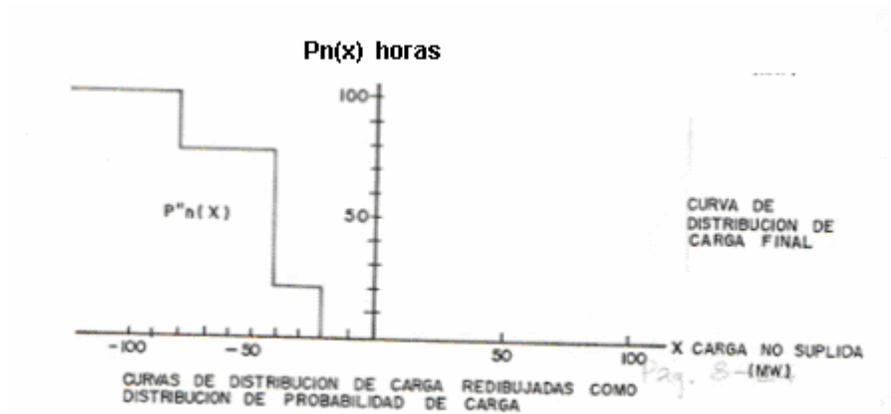


Figura 16. Gráfica curva de duración de carga final



Inicialmente, se ignoran las salidas forzadas de las 2 unidades, para luego tomar en cuenta estas salidas forzadas.

Con cero salidas forzadas el análisis es meramente repetitivo en diferentes formas cuando la curva de duración de carga es tratada como una distribución de probabilidad. La figura No 14 muestra la curva de duración de carga en su parte inicial. La curva modificada (figura No 15) después que la unidad No1 es cargada, y la curva final (figura 16) después que ambas unidades han sido cargadas. Nótese que la curva de duración de carga se ha dibujado varias veces con el propósito de mostrarlas como distribución de carga se ha dibujado varias veces con el propósito de mostrarlas como distribución de probabilidad.

Los cálculos envueltos en la convolución son mejor ilustrarlos en forma tabular. En general yendo desde la distribución jth a (j+1)st;

$$p_n^{j+1}(x) = p p_n^j(x+C) + q p_n^j(x)$$

donde

$p = 1-q$ = rango de vida de la unidad o carga del segmento existente.

$x+C$, x = variables de carga no suplida (MW)

C = capacidad de la unidad (MW)

$$P_n^j(x)$$

= (Duración total del intervalo) x (Probabilidad de la necesidad de suplir x MW o más) en la etapa jth

Recordemos que la unidad No1 su rango de generación máxima es de 80 MW y el de la unidad No2 es de 40 MW.

La tabla VIII de probabilidad de carga a continuación, muestra la carga no suplida de -120 a +100 MW. El rango de valores válidos de MW no puede extenderse más allá de la carga máxima ni ser menor que la suma de las capacidades programadas. Solamente la energía para la porción positiva de esta distribución (hacia la derecha) representa la energía de carga real. Una energía no suplida negativa es, por supuesto, una energía ya no suplida.

Tabla VIII. **Tabla de probabilidad de carga**

x MW.	Pn(x) (horas).	P'n(x) = Pn(x+80) Horas	P''(x) = P''(x+40) Horas
-120	100	100	100
-100	100	100	100
-80	100	100	100
-60	100	100	80
-40	100	100	80
-20	100	80	20
0	100	80	0
20	100	20	0
40	100	0	
60	80		
80	80		
100	20		
100	0		

Energía en rhs = E = E' = E''

Los niveles de energía real no suplida en cada paso están denotados al final de cada columna en esta tabla y se calculan como sigue:

$$\begin{aligned}
 E &= (100 \times 20) + 80 \times (80 - 20) + 40 \times (100 - 80), \text{ MW-horas (1)} \\
 &= 20 \text{ horas} \times (100 + 100 + 80 + 80 + 20) \text{ MW} \\
 &= 7600 \text{ MWHRS}
 \end{aligned}$$

$$E' = 20 \times (20) = 400 \text{ MWHRS}$$

$$E'' = 0$$

(1) para una mejor comprensión de este cálculo escribiremos los pasos a seguir según la tabla anterior, y es:

$$\begin{aligned}
 &\{100 \text{ MW} \times P_n(100)\} + \{80 \text{ MW} \times [P_n(80) - P_n(100)]\} + \{60 \text{ MW} \times [P_n(60) - P_n(80)]\} \\
 &+ \{40 \text{ MW} \times [P_n(40) - P_n(60)]\} + \{20 \text{ MW} \times [P_n(20) - P_n(40)]\}
 \end{aligned}$$

en esta ecuación el tercero y quinto termino son iguales a cero donde $(P_n(80) - P_n(20))$ es el tiempo que la unidad estuvo generando 80 MW.

Entonces la unidad No. 1 generó $(E - E')$ que es $7600 - 400 = 7200$ MWHRS y la unidad No2 obviamente generó 400 MWHRS. La carga de las unidades, los niveles de carga, duración a esos niveles, los consumos de combustible y los costos de producción pueden determinarse fácilmente utilizando estos datos. Los resultados son los mismos que los del ejemplo

anterior, pudiéndose duplicar los resultados utilizando la distribución $P_n(x)$, $P'_n(x)$ y $P''_n(x)$

Seguidamente asignaremos rangos de salidas forzadas para cada unidad
Entonces

$$q_1 = 0.05 \text{ por unidad } y$$

$$q_2 = 0.10 \text{ por unidad}$$

que son los rangos de salidas forzadas para la unidad 1 y unidad 2 respectivamente.

La ecuación para obtener $P'_n(x)$ de la distribución de carga original es ahora

$$P'_n(x) = 0.95 P_n(x+80) + 0.05 P_n(x)$$

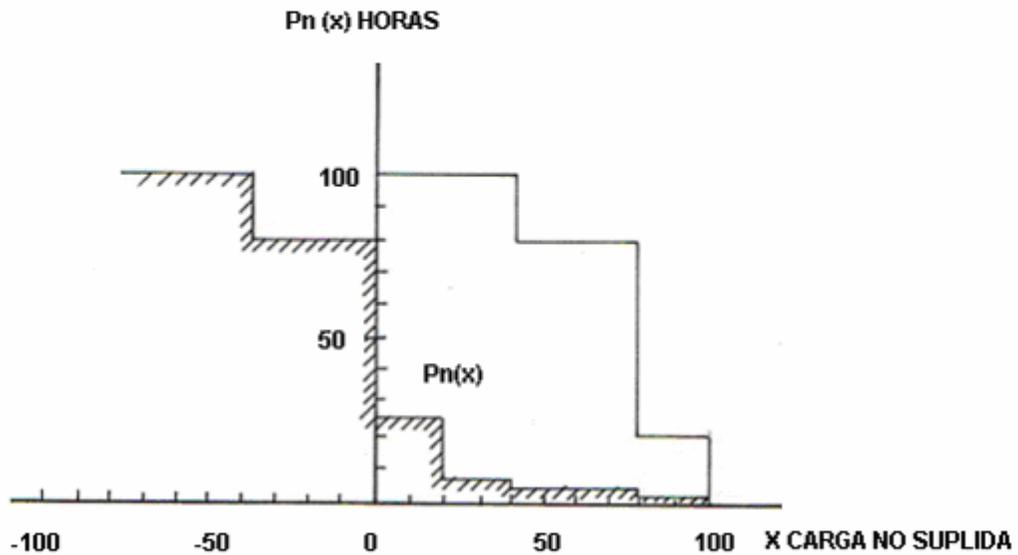
La distribución original y convolucionada de la carga no servida es ahora como sigue:

Tabla IX. **Distribución original y convolucionada de la carga no servida**

X Mw	Pn(x) (horas)	P'n(x) (horas)
-120	100	95+5=100
-100	100	95+5=100
-80	100	95+5=100
-60	100	95+5=100
-40	100	95+5=100
-20	100	76+5=81
0	100	76+5=81
20	100	19+5=24
40	100	0+5=5
60	80	0+4=4
80	80	0+4=4
100	20	0+1=1
100+	80	0
rhs energía	7600 MWHR	760 MWHR

En la figura 17 se muestra esta distribución

Figura 17. **Gráfica de distribución de probabilidad de carga original y covolucionada**



Estos datos pueden utilizarse para calcular las cargas, duración y energía producida, consumos de combustibles y costos para la unidad No 1.

Entonces para la unidad No.1 tenemos:

Tabla X. **Calculo de cargas, duración, energía, consumos de combustible unidad 1**

Carga (MW)	Duración (horas)	Energía (MWhR)	Consumo Combustible 10E6 BTU	Costo Combustible ©
40	$0.95 \times 20 = 19$	760	9,120	9,120
80	$0.95 \times 80 = 76$	6,080	60,800	60,800
Totales		6,840	69,920	69,920

La convolución de la segunda unidad de acuerdo con

$$P''n(x) = 0.9P'n(x+40) + 0.1P'n(x)$$

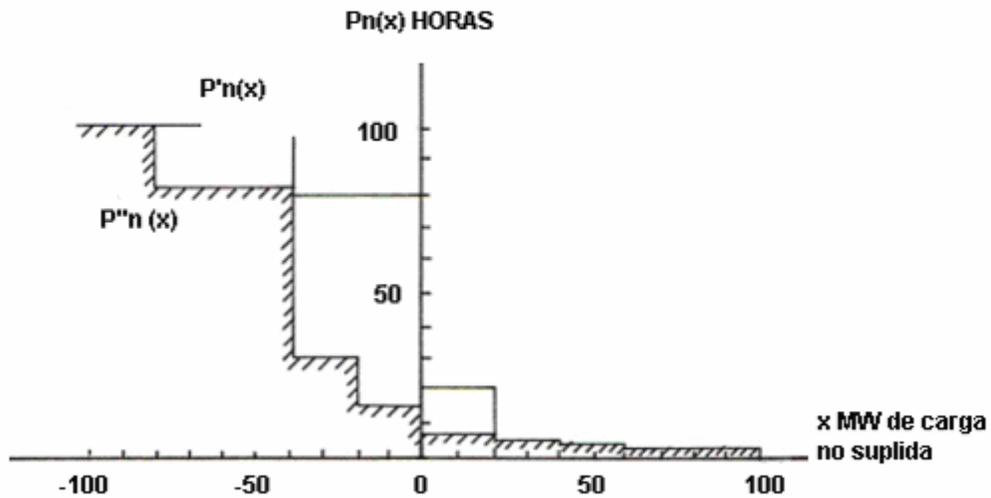
Y los resultados se dan en la tabla XI y son los siguientes:

Tabla XI. **Resultados de la convolucion unidad 2**

X MW	Pn(x) (horas)	P'n(x) (horas)
-120	100	100.0
-100	100	100.0
-80	100	100.0
-60	100	82.9
-40	100	82.9
-20	81	29.7
0	81	12.6
20	24	6.0
40	5	4.1
60	4	1.3
80	4	0.4
100	1	0.1
100+	0	0
rhs energía	760 MWHR	238 MWHR

La distribución final de la energía no servida se muestra en la figura 18 nótese que aun esta a la expectativa los requerimientos de suplir 100 Mw. La probabilidad de necesitar esta capacidad mayor es 0.001 por unidad (ó 0.1%) que no es insignificante.

Figura 18. **Gráfica de la distribución final de la energía no servida**



Los costos de generación y combustibles de la unidad No 2 se muestran en la tabla XII.

Tabla XII. **Costos de generación y combustible unidad No 2**

Carga (MW)	Duración (horas)	Energía (MWhR)	Consumo Combustible 10e6 BTU	Costo Combustible ©
20	17.1	342	4,104	8,208
40	4.5	180	1,800	3,600
Totales		522	5,904	11,808

Para completar el ejemplo necesitamos calcular los costos de suplir los restantes 238 MWhr de la energía suplida no suplida. Esto más que todo se basa sobre el estimado del costo de suplir energía de emergencia o el valor de energía no suplida. Para este particular asumimos que esa energía de emergencia puede ser comprada (o generada) de una unidad con un rendimiento de 12,000 BTU/KWhr y un costo de combustible de 20E6 BTU. Esto es igual al rendimiento y costo asociado con la unidad No 2 y no está muy lejos fuera de línea con los costos de energía según las 2 unidades previamente programadas. Los costos de suplir estos 238 MWhr son entonces

$$238 \times 12 \times 20 = 5,712 \text{ } \textcircled{c}$$

Como resumen, haremos una comparación de los resultados del ejemplo inicial (base) donde no se incluyen las salidas forzadas, con los resultados que hemos obtenido del mismo ejemplo donde si se incluyen las salidas forzadas de las unidades, para lo cual tenemos la tabla XIII .

Tabla XIII. Comparación de costos de combustible incluyendo salidas forzadas

Combustible Utilizado (10e6 BTU)	Costo Combustible ©	Energía no suplida MWhr	Costo de la energía ©	Costo Total ©
(1) 78,400	83,200	0	0	83,200
(2) 75,824	81,728	238	5,712	87,440
Diferencia	-1,472	238	--	4,240
Diferencia %	-1%		--	5.1%

(1) no incluyen salidas forzadas

(2) incluyen las salidas forzadas

Entonces, ignorando las salidas forzadas, los resultados de consumos de combustible están sobreestimados en 1.8%, una completa negligencia de la necesidad de suplir energía de emergencia, y están estimados en un 5.1% menos del costo total de producción.

La distribución final de energía no suplida puede usarse para proveer índices de la necesidad adicional de transmisión y/o capacidad de generación. Esta es una nueva operación, programación o despacho y costos de generación.

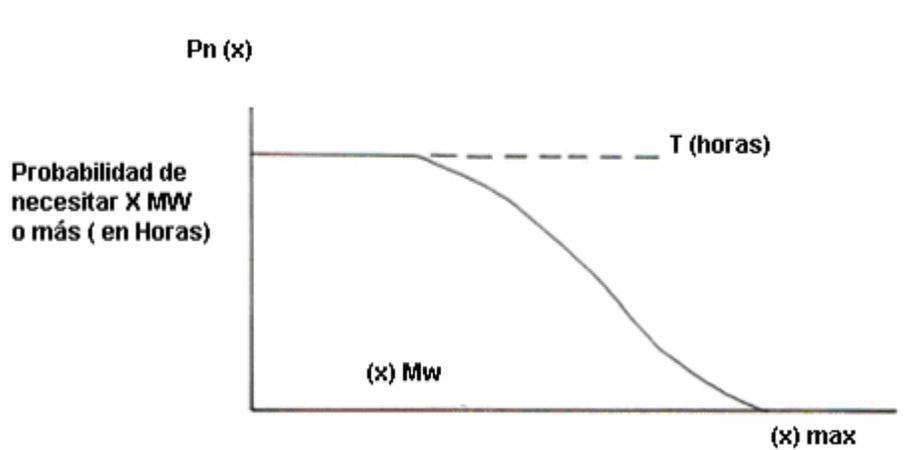
1. EJEMPLO COMPUTACIONALES

Discusión de algunos problemas prácticos

El ejemplo ilustra la simpleza de los cálculos de la técnica de despacho usada en programas de costos probabilísticos donde la carga es modelada utilizando una forma tabular discreta. Esto es, desafortunadamente, con algunas complicaciones, extensiones excepciones, etc. que aparecen en la implementación práctica de cualquier técnica de costos de producción. En la discusión de algunos problemas prácticos se hará un recordatorio de los procedimientos utilizados en el anterior en una forma general y puntual dejando fuera algunas de estas consideraciones, sin describir completamente en detalle el programa. Lo que se intenta con esto, es no tomar en cuenta algunas de estas consideraciones prácticas y discutir algunos de los resultados de investigadores en este campo en particular.

Primero, consideremos la figura 19 donde muestra la distribución de carga acumulativa (ej. una curva de duración de carga tratada como una distribución de probabilidad acumulativa).

Figura 19. **Distribución de probabilidad de carga**



Por conveniencia, un intervalo del tamaño "t" Horas, debe asumirse que $P_n(x)$ es un número entre cero y "T", en la figura No 11 $P_n(x)/T$ donde T es el tamaño del sub-intervalo por esto $P_n(x)$ es una probabilidad verdadera.

Seguidamente, asumimos en orden de lista los segmentos de carga como sigue en la tabla XIV (datos del sub- intervalo de carga):

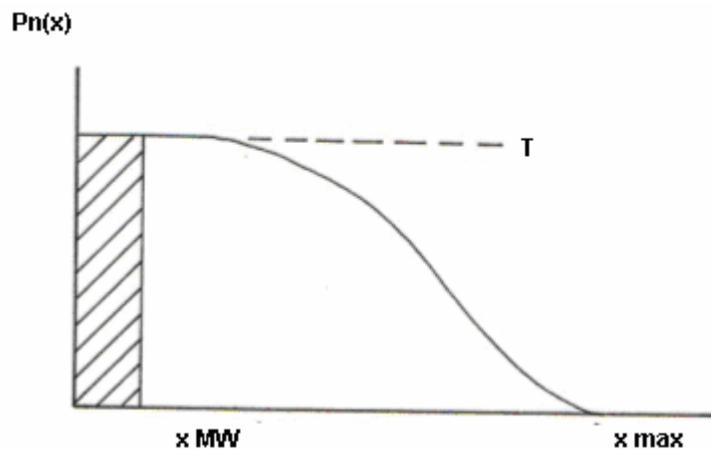
Tabla XIV. Segmentos de Carga

Unidad No (1)	No (j)	Pmin MW	Pmax MW	COSTOS	Rango de salida (q_j) por unidad	Rango de disponibilidad .
3	1	0	20	©/HR	0.05	.95
1	1	0	20	©/HR	0.02	.98
4	1	0	40	©/HR	0.02	.98
1	2	20+	60	©/MWHr	0.05	.95
3	2	20+	50	©/MWHr	0.05	.95
4	2	40+	50	©/MWHr	0.05	.
.
.
.

Esto es, las unidades 3, 1 y 4 han sido designadas para satisfacer el pico de carga más reserva rodante. Si asumimos solamente dos segmentos para cada una de estas 3 unidades, la designación total es de 160 MW. Se asume que una tabla igual incluye todas las unidades disponibles del sub-intervalo. El costo de los tres primeros segmentos de carga, son el costo total por hora a los niveles mínimos de carga de 20, 20, y 40 MW respectivamente, y el costo restante son los costos incrementales en © por MWHr para el segmento en particular.

Seguidamente, este segmento es cargado en secuencia y después de cargarse, la generación y el costo son totalmente computados, la función de distribución de carga acumulativa es convolucionada con el segmento. Por ejemplo, tomamos el primer segmento de la figura 20 así:

Figura 20. **Primer segmento de la función de distribución de carga acumulativa**



Asumimos $P_n(x) = T$ para x entre 0 y 20 MW. Entonces la generación de este segmento es:

$$20 p_{31} T \text{ MWHR} = p_{31} \int_0^{20} P_n(x) dx, \text{ MWHR}$$

Donde

$$p_{31} = \text{rango de entrada} = 1 - q_{31} = 0.95$$

T = tamaño del sub-intervalo, en horas

20 = rango del segmento, en MW

Seguidamente, la distribución de carga es modificada para reflejar esta generación por convolución de este segmento con la distribución existente. Entonces la nueva distribución, $P'_n(x)$, es:

$$P'_n(x) = p_{31} P_n(x+20) + q_{31} P_n(x)$$

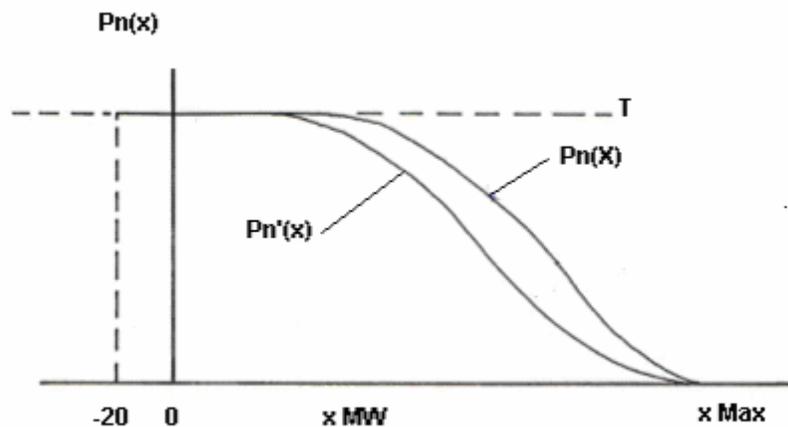
Con las restricciones apropiadas en la distribución. Esto es:

$$P_n(x) = 0 \quad \text{para } x > x \text{ max}$$

$$P_n(x) = 1.0 \text{ (ó T)} \quad \text{para } x < \text{o igual a } 0$$

La convolución de la distribución se representa en la figura 21 como sigue:

Figura 21. Distribución convulsionado el primer segmento



Donde la distribución ahora se extiende a $x + -20$ indicando que estos 20 MW deben ser suplidos. Esta distribución puede interpretarse como la probabilidad de necesitar x MW o más; después de cargado el primer segmento.

Para asegurar el procedimiento teórico correcto, debemos mantener la dirección de la distribución completa incluyendo la porción por los valores negativos de carga. Estos valores representan la carga suplida por segmentos previamente despachados. Cuando esto a finalizado, la distribución (ej. la tabla de probabilidad) puede extenderse nuevamente a un rango en MW igual a la carga máxima más el total de capacidad de generación disponible.

Para cada segmento despachado, la energía generada, el consumo de combustibles y los costos pueden calcularse y acumularse por cada unidad. La siguiente sección de carga mínima par este ejemplo es para las unidades 1 y 4, y es como sigue:

1.- Calcular la generación bajo el segmento 1 de la unidad No. 1 utilizando la

nueva distribución $P'n(x)$.

2.- Convolucionar el segmento 1 de la unidad No.1 con $P'n(x)$ para obtener

una nueva distribución $P''n(x)$.

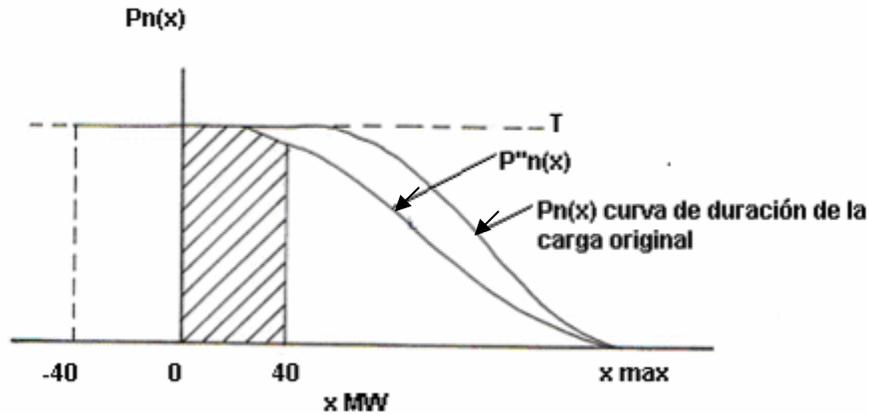
3.- Calcular la generación bajo el segmento 1 de la unidad No.4 utilizando

$P''n(x)$.

4.- Convolver el segmento 1 de la unidad No. 4 para obtener la nueva distribución $P''n(x)$.

Considerando el paso No. 3 con mas detalle, esta situación puede verse en la figura 22 como sigue:

Figura 22. **Proceso de convolución**

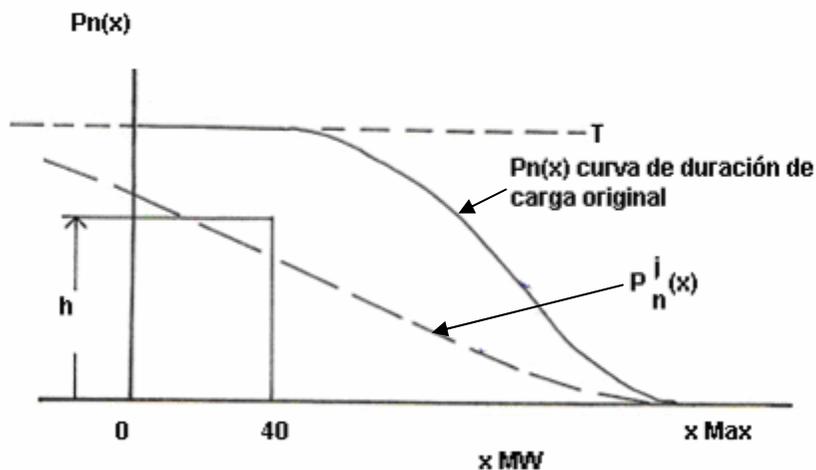


En esta situación la distribución necesaria podrá ser tal que el segmento de carga es menor que el mínimo de carga requerida. En estas situaciones una aproximación es necesaria, puesto que este segmento solamente puede cargarse a cero o con la carga mínima de la unidad, 40 MW. Una aproximación de primer orden sería cargar el segmento a cero para el período cuando $0 < x < 20$ MW de carga a 40 MW cuando $20 < o igual x < o igual 40$ MW. Estas mismas aproximaciones generales se utilizan para todas las unidades donde la carga mínima es mayor que cero y para bloques de unidades programadas. Este es un detalle numérico y otras aproximaciones pueden ser posibles. Una podría ser dividida la operación entre cero y el punto mínimo de carga tal que

la energía generada es igual a los tiempos de carga disponible requerida (ej. “rangos de entrada”) del segmento. Otra técnica será cargar la unidad a su mínimo para algún período y luego incluir la energía “error” en el resto de la carga a ser servida.

Estas aproximaciones no causan problemas, pero si podría existir en un gran bloque de segmentos de carga (relativo al sistema de carga). En esta situación, podría verse en la figura 23 como sigue:

Figura 23. **Segmento del bloque cargado**



En este caso podría ser mas apropiado calcular un efectivo rango de entrada igual a (hp/T) de modo que la generación es:

$$hpC = \int_0^C P_n^j(x) dx$$

Y el rango de salida efectiva a usar en la convolución es

$$[1.0 - (hp/T)].$$

El siguiente segmento a despachar en el ejemplo, es el segmento 2 de la unidad No. 1 teóricamente, ya que el primer segmento de la unidad No. 1 ha sido convolucionado previamente con la distribución de carga, el segundo segmento de la misma unidad no podría despacharse utilizando esta distribución sin desconvolucionar el primer segmento. El error teórico que produce esta desconvolución si no se da, es que el segmento No. 2 sea despachado durante un intervalo de tiempo pequeño donde la misma unidad está fuera de rango. El resultado de la programación del segundo segmento para servir parcialmente la carga calculada donde el primer segmento es fuera de rango con los resultados numéricos teóricamente correctos.

El procedimiento teóricamente correcto es como sigue:

1. - Desconvolucionar (sustraer o remover) el primer segmento de la unidad No. 1 de la distribución, $P_n^{iv}(x)$. Llamada la resultante

$$P_n^{iv}(x).$$

2. - Programar el segundo segmento nuevamente

$$P_n^{iv}(x).$$

entre $x = 20$ y $x = 60$ MW.

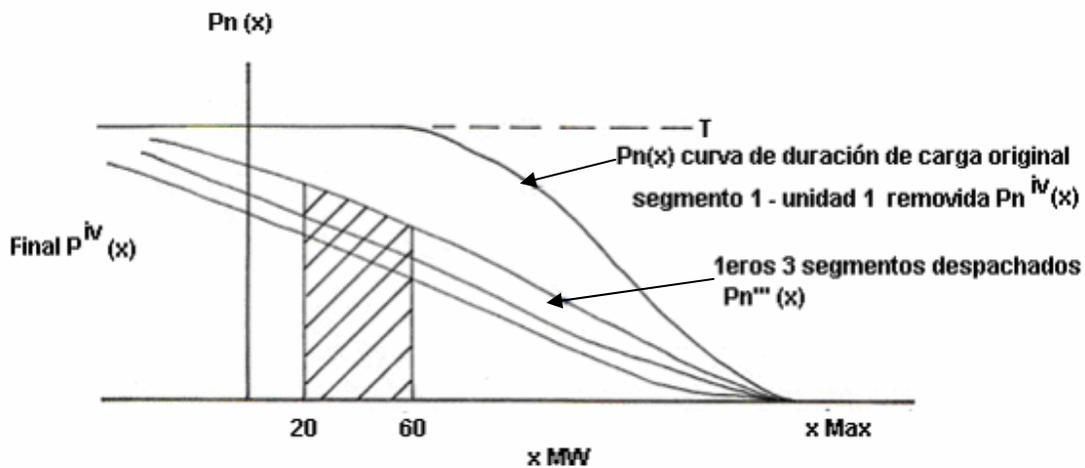
3. - Convolucionar ambos segmentos el 1 y el 2 de la unidad No. 1 para obtener una nueva distribución

$$P_n^v(x)$$

será utilizando en el siguiente segmento.

Gráficamente estos pasos aparecen como se muestran en la figura 24

Figura 24. **Proceso de deconvolución**



El proceso de deconvolución resulta de una manipulación algebraica del algoritmo de convolución repetitivo. En implementaciones actuales se debe de proceder con cuidado, ya que este proceso de deconvolución tiende a amplificar los errores numéricos.

Un procedimiento simple, admitiendo aproximaciones, resulta si la mayoría de los procedimientos involucrados son ignorados y el segundo segmento es programado o despachado utilizando la distribución original $P_n(x)$, y despachando este segmento entre 0 y 40 MW. El proceso de convolución entonces adiciona el segmento de 40 MW a la distribución.

La distribución resultante es la misma. Los errores numéricos encontrados son pequeños en cada caso. El tiempo de cálculo se reduce tal que la porción de la distribución, $P_n(x)$, para valores negativos de x no es necesaria y no se requiere la sustracción (ej. Deconvoluciones).

Este procedimiento de despacho, se continúa hasta que todos los segmentos de carga disponible para todas las unidades son utilizados y la distribución de energía no servida $P_n(x)$ se desecha. En sistemas interconectados podrían utilizarse los puntos de interconexión o nudos de carga por requerimientos de emergencia.

En una situación de insolación del sistema, la distribución final $P_n^f(x)$ representa la energía no suplida. El valor de $P_n^f(0)$ es la “probabilidad de pérdida de carga” en horas por intervalo calculado usando todos los niveles de carga y la integral

$$\int_0^{x_{\max}} P_n^f(x)$$

es la probable energía no suplida. Estos índices de confiabilidad son útiles para estimar los sistemas de generación adecuadamente. Los costos iniciales son aproximados con los programas probabilísticos. Una técnica utilizada, es

considerar que la unidad es arrancada en un sub-intervalo requerida para la unidad designada para el pico de carga más reserva rodante y no es requerida en el sub-intervalo previo. Esto es basado sobre el tratamiento de los sub-intervalos en orden de picos decrecientes.

Los datos de operación son calculados en esta forma para todos los sub-intervalos de un intervalo de tiempo dado. Puede ser posible calcular y tabular distribuciones de potencia de salida contra tiempo para todas las unidades o unidades seleccionadas. Esto es raramente requerido, excepto por la distribución probabilidad de energía no suplida.

Este procedimiento completo es más difícil describirlo que llevarlo a cabo. En el ejemplo anterior se ilustraron los pasos con un ejemplo simple que incluye dos generadores, para lo cual trataremos un ejemplo con 3 unidades.

La discusión de la técnica es más difícil que la ejecución. Se ilustrará el método utilizando un sistema de tres unidades. El corazón de la técnica es la convolución de la distribución de probabilidad de necesitar x , o más MW, $P_n(x)$, con la variación de estados de la unidad y calcular la energía de generación y costos de producción en el proceso.

Cada una de las unidades de generación las cargaremos desde 0 MW hasta sus rangos respectivos. Para un fácil cálculo, asumiremos, las curvas de costos de entrada-salida como lineales y solamente rangos de salidas forzadas completas. Esto quiere decir que la unidad esta totalmente indisponible, los datos de las unidades se muestran en la tabla XV como sigue:

Tabla XV. Rango de salidas forzadas

Unidad No	Potencia máxima (MW)	Curva de costo de entrada-salida ©/HR	Rango de salida forzada (por unidad)
1	60	60+3 p1	0.2
2	50	70+3.5 p2	0.1
3	20	80+4 p3	0.1

En estas curvas de costos P_i esta dado en MW.

Adicionalmente el sistema es servido sobre un modo de carga. Energía de emergencia esta disponible sin límite (MW O MWHR) a un costo de 5©/mwhr.

El modelo de carga es una curva de distribución para un intervalo de 4 semanas o un período de 672 horas. Esto es, la carga esperada es como sigue:

Tabla XVI. Carga esperada para un intervalo de 4 semanas

Nivel de carga (MW)	Horas de existencia	Probabilidad	Horas que la carga es igual o excede	Probabilidad de necesitar carga a más P.U.
30	134.4	0.2	672.0	1.00
50	134.4	0.2	537.6	0.80
70	134.4	0.2	403.2	0.60
80	168.0	0.25	268.8	0.40
100	100.8	0.15	100.8	0.15
total	672.0			

La energía total es de 43,608 mwhr.

7. SALIDAS NO FORZADAS

El despacho económico de estas unidades por cada nivel de carga es exacto y simple. Las unidades son listadas en orden económico por promedio de costos a carga completa o por costo incremental. Los problemas de la designación son ignoradas para este ejemplo solamente.

La suma de la demanda de carga pico (100 MW) y el total de la capacidad (130 MW) es 230 MW. Entonces, la tabla de probabilidad de capacidad necesaria se extenderá eventualmente desde -130 MW a + 100 MW. Es conveniente en la implementación de computadoras digitales trabajar en pasos uniformes de MW. Para este ejemplo se utilizan pasos de 10 MW.

Para cada unidad despachada la distribución de probabilidad de necesitar X o más MW ($P_n(x)$) es modificada o sea convolucionada utilizando el siguiente algoritmo:

$$P'_n(x) = \sum_{\{j\}} p_j P_n(x+C_j)$$

donde:

$P'_n(x)$	= nueva distribución
$P_n(x)$	= antigua distribución
$\{j\}$	= set de posibles estados para la unidad.
p_j	= probabilidad de cada estado existente.
C_j	= capacidad de la unidad o segmento cuando esta en el estado j.

La tabla XVII muestra la distribución inicial en la segunda columna.

TablaXVII. Distribución inicial con salidas no forzadas

X MW	Pn(x) (p.u.)	P'n(x) (p.u.)	P''(x) (p.u.)
-130			
-120			
-110			
-100			
-90			
-80			1.0
-70			0.8
-60			0.8
-50			0.6
-40			0.6
-30		1.0	0.4
-20		0.8	0.15
-10		0.8	0.15
0		0.6	0
10		0.6	
20		0.4	
30	1.0	0.15	
40	0.8	0.15	
50	0.8	0	
60	0.6		
70	0.6		
80	0.4		
90	0.15		
100	0.15		
110	0		
E = 672	65	13	0
MWHR	43,680	8,736	0

La energía servida es:

$$E = 672 \sum_{x=0}^{1000} P_n(x) \Delta x = 43,680 \text{ MWhr.}$$

Con cero rangos de salida forzada el resultado de la carga de la unidad de 60 MW en la distribución $P_n(x)$ se muestra en la tercera columna de la tabla anterior.

La resultante de energía servida es ahora:

$$E' = (0.15 \times 20 + 0.4 \times 10 + 0.6 \times 10) \times 672 = 8,736 \text{ MWhr}$$

significa que la unidad No. 1 genera

$$43,680 - 8,736 = 34,944 \text{ MWhr}$$

La unidad está en línea 672 horas y el rango de costo incremental es 3¢/HR, entonces, el costo de la unidad No. 1 es:

$$\sum_T F(P_t) \cdot \Delta t = \sum_T (60 + 3 P_t) \Delta t = \sum_T (60 \Delta t + 3 P_t \Delta t)$$

= 60 T + 3 (MWHR generados), entonces

$$MWHR = \sum_T P_t \Delta t$$

$$= 60 \text{ ¢ / HR} \times 672 \text{ HR} + 34,944 \text{ MWHR} \times 3 \text{ ¢ / MWHR} = \text{ ¢ } 145,142$$

La unidad No. 2 sirve la distribución restante que se muestra en la tercera columna y los resultados en la distribución se muestran en la cuarta columna. Esta unidad está en línea solamente el 60% del intervalo, entonces su costo es:

$$0.6 \times 70 \text{ ¢ /HR} \times 672 \text{ HR} + 8,736 \text{ MWHR} \times 3.5 \text{ ¢ /MWHR} = \text{ ¢ } 58,800$$

El costo total del sistema es ¢ 203,592 y la unidad No. 3 no es utilizada.

Estos resultados son tabulados en la tabla XVIII a continuación, la cual se muestra, los resultados con cero salidas forzadas.

Tabla XVIII. Resultados con cero salidas forzadas

Unidad No	Capacidad (MW)	Rango de salida P.u.	Horas en línea	Energía Generada (MWHRS)	COSTOS R
1	60	0.0	672	34,944	145,152.00
2	50	0.0	403	8,736	58,800.00
3	20	0.0			0
4	100	0.0			0
TOTAL	230	0.0		43,680	203,952.00

Promedio de costos del sistema 4.6692 ¢ / HR

8. SALIDAS FORZADAS

Cuando se incluyen salidas forzadas, la convolución de la distribución de probabilidad es realizada por

$$P'_n(x) = q P_n(x) + p P_n(x+C)$$

donde

q = Rango de salidas forzadas (p.u).

$p = 1-q$ = rango de entrada

La tabla XIX muestra los cálculos para la primera unidad en la tercera y cuarta columna.

La primera unidad está en línea $0.8 \times 672 = 537.6$ horas y genera 27,955.20 mwhr. La demanda de carga inicial es de 43,680 mwhr; la distribución modificada en la cuarta columna es de 15,724.80 MWHR. Entonces, el costo de la primera unidad es:

$$60 \text{ ¢/HR} \times 537.6 \text{ HRS} + 3 \text{ ¢/MWHR} \times 27,955.2 \text{ MWHR} = \text{ ¢ } 116,121.6$$

La distribución de la capacidad necesaria se muestra parcialmente en la sexta columna de la tabla XIX. Se muestran suficientes datos para calcular la energía restante, la carga de energía es la porción de la distribución

$$P_n^j(x)$$

para $x > 0$ o igual a 0. La energía no servida después de despachada la unidad No. 2 es:

$$0.576 \times 10 \times 672 = 3,870.72 \text{ MWhr}$$

Esto significa que la generación de energía de la unidad No. 2 es:

$$15,724.8 - 3,870.72 = 11,854.80 \text{ MWhr}$$

a un costo incremental de:

$$3.5 \text{ ¢/H } \times 11,854.80 = \text{ ¢ } 41,489.28$$

La unidad está en línea 411.264 horas, a un costo de 70 ¢/HR. Esto brinda el costo total de ¢ 70,277.76 para la unidad No. 2. Nótese que el tiempo de operación, horas en línea, es:

$$0.9 \times 0.68 \times 672 \text{ horas.}$$

El primer factor representa la probabilidad de disponibilidad de la unidad, el segundo término es la fracción del intervalo de tiempo que la carga requiera a la unidad No. 2 y el tercero 672 horas es la duración o longitud del intervalo.

Tabla XIX. Distribución de Probabilidad con salidas forzadas

X MW	Pn (x) (p.u.)	Pn (x+60) (p.u.)	P'n (X) (p.u.)	P'N (X+50) (p.u.)	P''(X) (p.u.)	P''' (X) (p.u.)
-130						
-120						
-110						
-100						
-90						
-80				1.0		
-70				0.84		
-60				0.84		
-50				0.68		
-40				0.68		
-30		1.0	1.0	0.52		
-20		0.8	0.84	0.32		
-10		0.8	0.84	0.28		
0		0.6	0.68	0.16	0.212	
10		0.6	0.68	0.12	0.176	
20		0.4	0.52	0.12	0.160	
30	1.0	0.15	0.32	0.08	0.104	
40	0.8	0.15	0.28	0.03	0.055	
50	0.8	0	0.16	0.03	0.043	
60	0.6	1.0	0.12	0	0.012	
70	0.6		0.12		0.012	
80	0.4		0.08		0.008	
90	0.15		0.03		0.003	
100	0.15		0.03		0.003	
110	0		0		0	
E = 672 MWHR	65 43,680		23.4 15,724.8		0.576 3,870.72	

9. RESULTADOS

La tabla XX muestra un resumen de los resultados para estas tres unidades, más el nudo de carga, cuando las salidas forzadas se incluyen.

La unidad No. 3 y el nudo de carga son utilizados en una cantidad sustancial comparándolo cuando se incluyen salidas forzadas. El costo total para el período de 4 semanas se ve incrementado por encima del 4%.

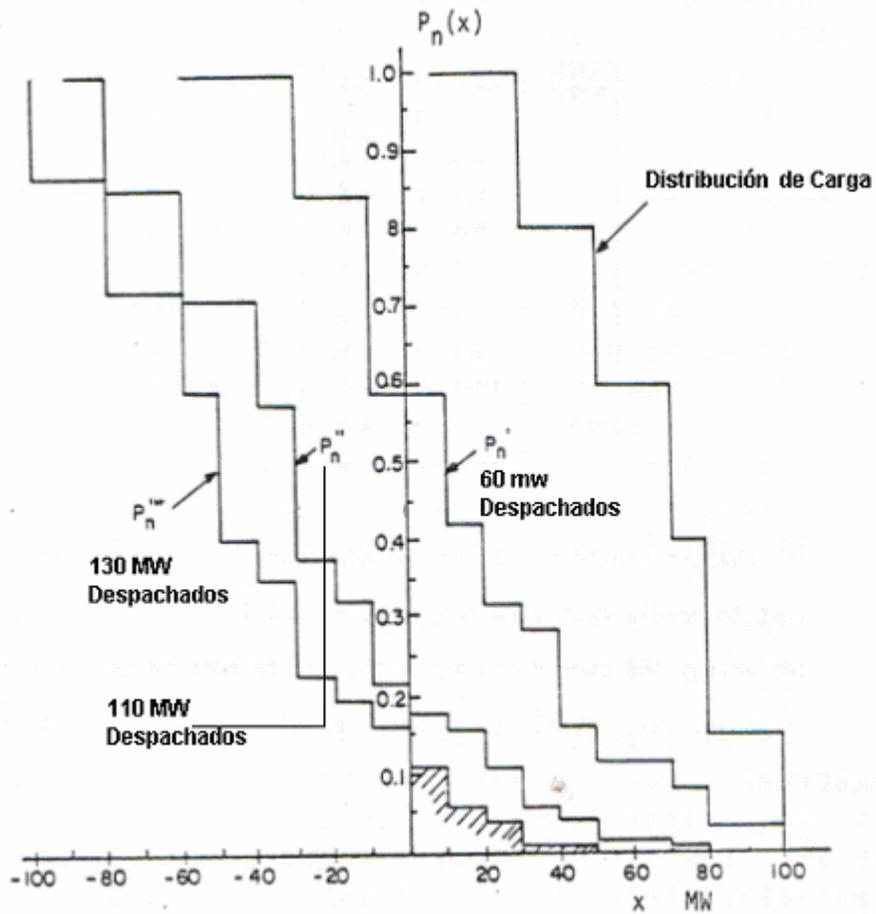
Tabla XX. **Resultados**

Unidad números	Capacidad (MW)	Rango de salida (P.U.)	Horas en línea	Energía generada (MWHR)	Costo ©
1	60	0.200	538.0	27,955.0	116,122.00
2	50	0.100	411.0	11,854.0	70,278.00
3	20	0.100	106.0	2,032.0	16,644.00
4	100	0.000	75.0	1,839.0	9,193.00
Total	230			43,680.0	212,236.00

Costo promedio del sistema 4.8589 ©/MWHR

Los resultados de las convoluciones sucesivas se muestran en la figura No. 19. Después del despacho de la capacidad total de 130 MW la distribución de carga servida está representada por la porción debajo de la curva a la derecha del punto 0 MW la cual está sombreada en la figura 25.

Figura 25. **Convolución Sucesiva**



La tabla XXI Muestra la distribución de energía de emergencia alrededor del nudo de carga.

Tabla XXI. Distribución de energía de emergencia

Nivel Numero	Carga (MW)	Horas
1	10.0	30.71
2	20.0	11.02
3	30.0	22.04
4	40.0	0.81
5	50.0	4.50
6	60.0	3.02
7	70.0	0.27
8	80.0	2.15
9	100.0	0.20
Total		74.73

CONCLUSIONES

1. El problema básico en la planificación de sistemas de generación, es establecer un sistema que supla las demandas de carga esperadas con un adecuado nivel de servicio, calidad y economía; los costos de producción de energía de los sistemas de potencia son afectados adversamente por las salidas forzadas de larga duración, de unidades de generación de mayor eficiencia que se encuentran generando en la base, lo cual requiere la inclusión de unidades de menor eficiencia, plantas más costosas a un factor de capacidad esperado más alto y/o la importación de energía de emergencia.
2. Podemos observar entonces que, en la planificación de procesos de generación eléctrica no debe quedar nada al azar, tienen una gran importancia los costos de estas generaciones, las cuales decidirán la inclusión o no de plantas generadoras a un sistema, ya sea este aislado o interconectado, teniendo una gran importancia, considerar también en gran medida los costos de consumos de combustible generados por salidas forzadas de algunas unidades, lo cual puede implicar la inclusión de generadores con altos costos de generación y altos consumos de combustible.
3. Esto evidencia entonces la necesidad de predecir los eventos con algún grado de certeza, que nos permita evaluar las condiciones existentes como las condiciones de contingencia, y así poder planificar los costos operativos, en este caso en consumos de combustible para un sistema de generación, incluyendo las salidas forzadas, por lo que se utilizan métodos matemáticos basados en métodos de probabilidad de la carga

servida, de la energía y del recurso de capacidad de generación así como la necesidad de representar la indisponibilidad de los recursos básicos de energía, considerando también los cálculos de energía, salidas forzadas de las unidades ya sean éstas casuales o fortuitas y los efectos por contratos de ventas y/o compras de energía.

4. Se deriva de esto la importancia de contar con métodos y/o modelos de costos de producción de energía, para el cálculo de consumos de combustibles, los cuales nos darán una idea matemática con un buen grado de certeza del posible comportamiento de estos consumos, según las condiciones esperadas en un sistema de generación, con lo cual se podrá tener una buena planeación del consumo de combustibles a corto, mediano y largo plazo, teniendo en cuenta que para lograr el objetivo de la planeación de establecer las estrategias necesarias para garantizar los márgenes de seguridad, calidad y economía de la operación seleccionados para cada período de tiempo considerado, se debe contar con la metodología y análisis adecuados, herramientas digitales ágiles y confiables, así como los recursos humanos necesarios para poder explotar estas herramientas.
5. Es importante mencionar que en la planificación de costos de producción de energía se toman en cuenta muchos aspectos, en este trabajo únicamente se considera una parte de la planificación de un sistema de generación, el cual nos permite considerar únicamente el planeamiento del consumo de combustibles.

RECOMENDACIONES

1. Como las condiciones de generación, varían constantemente en un sistema de generación de energía eléctrica, es recomendable contar con modelos de costos de producción de corto y largo plazo, para el presupuesto y planeamiento en las inversiones de combustibles.
2. Los intervalos típicos a considerar en programas de costos de producción de energía serían, estación o año, mes o semana, día, semana y semana o día.
3. En los modelos de costos de producción de energía para presupuesto y planeamiento de combustible, deben considerarse las contingencias de un sistema de generación por lo que deben incluir modelos que consideren las salidas forzadas de las unidades de generación.
4. La mayor aplicación de métodos de probabilidad en sistemas de potencia es principalmente en el área de los requerimientos de planificación de la capacidad de operación.

BIBLIOGRAFÍA

1. Economic Operation of Power Systems
L.K. Kirchmayer
John Willey and Sons, Inc.
New York, New York

2. Economic Control of Interconnected Systems
L.K. Kirchmayer
John Wiley and Sons Inc.
New York, New York

3. Control of Generation and Power Flow on interconnected Systems
N.Cohn
John Wiley and Sons Inc.
New York, New York

4. Power Station Engineering and Economy
G.A. Bernharct
MacGraw-Hill publishing Company Ltd.
Connecticut

5. XVI Curso Latinoamericano de Economía y Planificación Energética.
IDEE. Instituto de Economía Energética
Método para la Evaluación del Abastecimiento Energético

6. Apuntes sobre La Planificación de la Operación de Mediano Plazo
M. Flores O.
Comisión Federal de Electricidad, Centro Nacional de Energía
Departamento de Estudios a Mediano Plazo, Mexico

7. Artículo Centrales Térmicas
AYALA CARRERA ALEJANDRO
Universidad de La Salle, Bogotá, Colombia

8. Laboratori de Mecànica de Fluids i Motors Tèrmics. **E.U.P.M.**
Departament de Màquines i Motors Tèrmics. **U.P.C.**
Prof. J.J. de Felipe

9. Fundamentos de termodinámica
LIMUSA
Gordon J. Van Wylen y Richard E. Sonntag

10. Termodinámica
HARLA
José A. Manrique, Rafael S. Cárdenas

11. Principios de termodinámica para ingenieros Mc Graw Hill
John R Howell, Richard O. Buckius