



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Dpto. de Ingeniería Eléctrica
BIBLIO

Inv. No.

Escuela Superior Politécnica del Litoral

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

**“Aplicación de la Curva de Duración de Carga
Equivalente en la Planificación de los Sistemas
de Generación Eléctrica”**

TESIS DE GRADO

*Previa a la Obtención del Título de
Ingeniero en Electricidad*

Especialización: POTENCIA

Presentada por:

Martin Ildelfonso Coronel Garcés

Guayaquil - Ecuador

1987

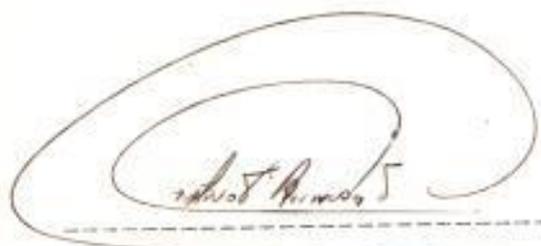
AGRADECIMIENTO

Al Ing. JORGE FLORES MACIAS, Director de Tesis, por su ayuda y colaboración para que este trabajo se realice.

Al Ing. GUSTAVO BERMUDEZ FLORES, Subdecano de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, por el impulso dado a la culminación de este trabajo.

DEDICATORIA

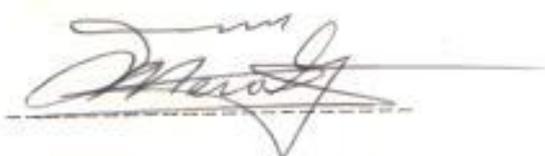
- A MIS PADRES
- A MIS HERMANOS
- A MIS AMIGOS



ING. GUSTAVO BERMUDEZ FLORES
SUB-DECANO DE LA FACULTAD DE
INGENIERIA ELECTRICA .



ING. JORGE FLORES MACIAS
DIRECTOR DE TESIS



ING. CRISTOBAL MERA G.
MIEMBRO PRINCIPAL DEL
TRIBUNAL

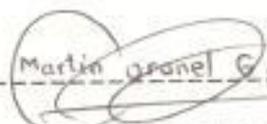


ING. EDUARDO LEON C.
MIEMBRO PRINCIPAL DEL
TRIBUNAL

DECLARACION EXPRESA

"LA RESPONSABILIDAD POR LOS HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTOS EN ESTA TESIS, ME CORRESPONDEN EXCLUSIVAMENTE; Y, EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA MISMA A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(REGLAMENTO DE EXAMENES Y TITULOS PROFESIONALES DE LA ESPOL).



MARTIN ILDEFONSO CORONEL GARCES

R E S U M E N

En este trabajo se presenta a la Curva de Duración de Carga Equivalente, como un método que permite analizar los sistemas de potencia eléctrico, y su aplicación en la evaluación de la Confiabilidad, Costos de operación, y el Valor Económico de las Tasas de Salidas Forzadas.

En el capítulo No. 1 se realiza la definición e interpretación de la Curva de Duración de Carga Equivalente, indicando los componentes que la constituyen, además se analizan los procedimientos para su obtención y evaluación.

La Confiabilidad es un criterio importante en la operación de sistemas eléctricos, en el capítulo No. 2 la confiabilidad es cuantificada por medio de medidas probabilísticas tales como la Probabilidad de Pérdida de Carga, la Probabilidad de Pérdida de Energía y la Distribución de no Suministro.

La predicción de los Costos de operación es requerido para decisiones de expansión de un sistema y para la selección de las alternativas de inversión. En el capítulo No. 3 se presentan la forma de evaluar los costos utilizando la curva de duración de carga equivalente para el procedimiento de carga Incremental y el de Orden de Méritos.

El capítulo No. 4 se refiere sobre el Valor Económico de las Tasas de Salidas Forzadas, que permite establecer el impacto del FOR de las unidades de generación sobre la confiabilidad y los costos de operación del sistema.

El programa de simulación por medio de la curva de duración de carga equivalente se presenta en el capítulo No. 5 siendo aplicado en la planificación de un sistema de generación eléctrico, y sus resultados son sometidos al análisis económico para seleccionar dentro de un conjunto de alternativas de inversión, la más conveniente.

INDICE GENERAL

	<u>PAGS.</u>
RESUMEN -----	VI
INDICE GENERAL -----	VII
INDICE DE FIGURAS -----	XIII
INDICE DE TABLAS -----	XVII
INTRODUCCION -----	19
CAPITULO I	
CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE	
1.1. LA CURVA DE DURACION DE CARGA -----	21
1.2. CONSIDERACIONES DE LA NATURALEZA ALEATORIA DE LOS SISTEMAS DE ENERGIA ELECTRICA -----	26
1.3. LA CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE	
1.3.1 DEFINICION E INTERPRETACION DE LA CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVA- LENTE -----	30
1.3.2 LA DEMANDA COMBINADA Y SUS COMPO- NENTES -----	31
1.3.3 DISTRIBUCION DE PROBABILIDAD DE LOS COMPONENTES DE LA DEMANDA -----	35

1.4	LA CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE Y EL PROCESO DE CONVOLUCION	
1.4.1	DEFINICION Y EXPLICACION DEL PROCESO DE CONVOLUCION -----	37
1.4.2	TRATAMIENTO MATEMATICO -----	43
1.4.3	INCORPORACION DE LOS REQUERIMIENTOS DE MANTENIMIENTO -----	48
1.5	LA CURVA DE DURACION DE CARGA Y EL METODO RECURSIVO	
1.5.1	ASPECTOS COMPUTACIONALES Y LA FORMULA DE TRANSFORMACION -----	49
1.5.2	CALCULO DE LA CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE -----	53
1.5.3	EL EFECTO DE REMOVER UNA UNIDAD DE GENERACION EN EL SISTEMA -----	58

CAPITULO II

ANALISIS DE CONFIABILIDAD POR LA CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE

2.1	CONCEPTOS BASICOS	
2.1.1	FORMAS DE EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD PARA EL SISTEMA DE GENERACION ELECTRICA -----	61

2.1.2	METODOS PARA LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD -----	63
2.1.3	FACTORES QUE AFECTAN A LA CONFIABILIDAD DE LA UNIDAD DE GENERACION -----	72
2.1.4	DEFINICION DE SALIDA -----	79
2.2	CONSIDERACIONES SOBRE EL NIVEL DE RESERVA A SER MANTENIDO EN EL SISTEMA	
2.2.1	EL PROBLEMA DEL PLANEAMIENTO DE LA RESERVA -----	83
2.2.2	PARAMETROS QUE INFLUYEN SOBRE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA -----	86
2.2.3	METODOS DE PLANEACION DE RESERVA ---	95
2.3	CALCULOS DE LAS MEDIDAS BASICAS DE CONFIABILIDAD POR MEDIO DE LA CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE -----	103
2.4	APLICACION DE LA CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE EN EL ANALISIS DE SENSITIVIDAD -----	105

CAPITULO III

ANALISIS DE COSTO DE OPERACION POR LA CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE

3.1	ASPECTOS GENERALES -----	117
-----	--------------------------	-----

3.2	PROCEDIMIENTO DE CARGA -----	119
3.3	CALCULO DEL COSTO DE OPERACION DE UN SIS- TEMA CON INCERTIDUMBRE EN EL SUMINISTRO ---	122
3.4	CALCULO DEL COSTO DE OPERACION POR EL PRO- CEDIMIENTO DE CARGA INCREMENTAL PARA UN SIS- TEMA SIN CONSIDERAR LOS REQUERIMIENTOS DE MANTENIMIENTO Y SALIDAS FORZADAS -----	129
3.5	CALCULO DEL COSTO DE OPERACION POR EL PROCE- DIMIENTO DE CARGA INCREMENTAL PARA UN SISTEMA SUJETO A REQUERIMIENTOS DE MANTENIMIENTO Y SALIDAS FORZADAS -----	140

CAPITULO IV

EL VALOR ECONOMICO DE LAS TASAS DE SALIDAS
FORZADAS (FOR)

4.1	EL IMPACTO DEL FOR SOBRE EL SISTEMA -----	159
4.2	INFLUENCIAS DEL FOR SOBRE LOS PARAMETROS DE OPERACION DEL SISTEMA	
4.2.1	EFFECTO DEL FOR SOBRE LA PROBABILIDAD DE PERDIDA DE CARGA -----	164
4.2.2	EFFECTO DEL FOR SOBRE LOS COSTOS DE OPERACION -----	168

4.3	ANALISIS DE COMPROMISO ENTRE EL FOR Y EL TAMAÑO DE LA UNIDAD -----	173
4.4	EL COSTO ECONOMICO DEL FOR -----	178
CAPITULO V		
PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA EVALUAR LA CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE Y LOS RESULTADOS DE SU APLICACION		
5.1	ASPECTOS GENERALES -----	185
5.2	SUBROUTINAS DEL PROGRAMA -----	197
5.3	CORRIDAS DE PRUEBA -----	211
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES -----		226
APENDICES -----		228
A.	RESULTADOS DE LA SIMULACION PARA CADA UNA DE LAS ALTERNATIVAS DE INVERSION -----	229
B.	RESULTADOS DE LA SIMULACION PARA LA ALTERNA- TIVA SELECCIONADA -----	258
C.	SIMULACION DEL PROGRAMA DE GENERACION DE CORTO PLAZO DE INECEL PERIODO: 1987-1996 --	283
D.	MANUAL DEL USUARIO DEL PROGRAMA DE SIMULA- CION -----	327
BIBLIOGRAFIA -----		344

INTRODUCCION

La Curva de Duración de Carga Equivalente es una herramienta importante en el análisis de sistemas de generación de potencia eléctrica. Debido a su constitución, refleja las características de la demanda y de la generación de un sistema de suministro de energía eléctrica, de esta forma un cambio en algún parámetro del sistema repercutirá sobre la ELDC.

Esta herramienta incorpora la incertidumbre que existe en la demanda y en la generación, con lo que se consigue una unificación en el análisis.

Mediante la Simulación de la operación del sistema de generación eléctrica utilizando la Curva de Duración de Carga Equivalente, se evaluará la Confiabilidad y los Costos de Operación del sistema. La ventaja de este procedimiento es que permite considerar detalles importantes del funcionamiento del sistema como son las operaciones de mantenimiento, salidas forzadas, variaciones de la predicción de la carga, afluencias energéticas, etc., lo que hace que el modelo construi-

do sea una representación adecuada del sistema real.

CAPITULO I

CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE

1.1 La Curva de Duración de Carga

La demanda por electricidad varía según el tiempo del día, el día de la semana y la estación del año, durante la noche la demanda de electricidad es menor que durante el día. En los días calurosos o muy fríos, cuando grandes calefactores o acondicionadores de aire son utilizados, el consumo de electricidad crecerá.

La curva de duración de carga (LDC) es definida como exhibiendo la cantidad de tiempo que algún nivel de carga total dada es excedida. La LDC es una de las más importantes herramientas en el análisis de sistemas de potencia eléctrica. Ha sido utilizada para varios propósitos tales como estimar el costo de operación de un sistema de potencia, predecir la cantidad de energía entregada por cada unidad, y calcular medidas de confiabilidad.

Según su definición la LDC es una función cuya abscisa especifica el número de horas, en un periodo dado, usualmente un año, durante el cual la demanda de potencia iguala o excede el nivel de demanda asociado sobre la ordenada. Denotando por P la demanda variable y por p un valor particular de la demanda, $t(p)$ es el número de horas durante el cual $P \geq p$.

$$t(p) = (t : P \geq p). \quad (1.1)$$

El perfil de la curva anual es mostrado en la figura 1.1, y la curva de duración de carga LDC es mostrada en la figura 1.2.

Si se normaliza la variable tiempo, el valor en algún punto sobre la abscisa puede ser visto como la probabilidad que la correspondiente carga será igualada o excedida. Por inversión de el papel de los ejes, la LDC puede ser interpretada como la función densidad acumulativa complementaria (distribución) de la demanda de los consumidores. La función densidad acumulativa (CDF), denotada por $F(p)$, es así dada por:

$$F(p) = 1 - t(p) \quad (1.2)$$

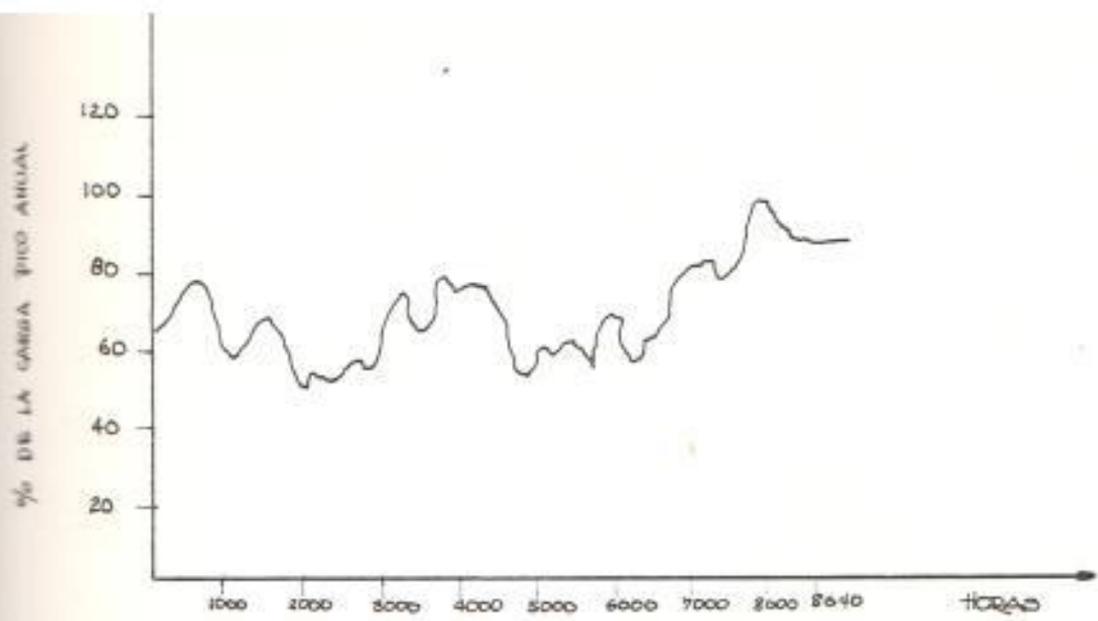


FIG. 11. PERFIL DE CURVA DE CARGA ANUAL

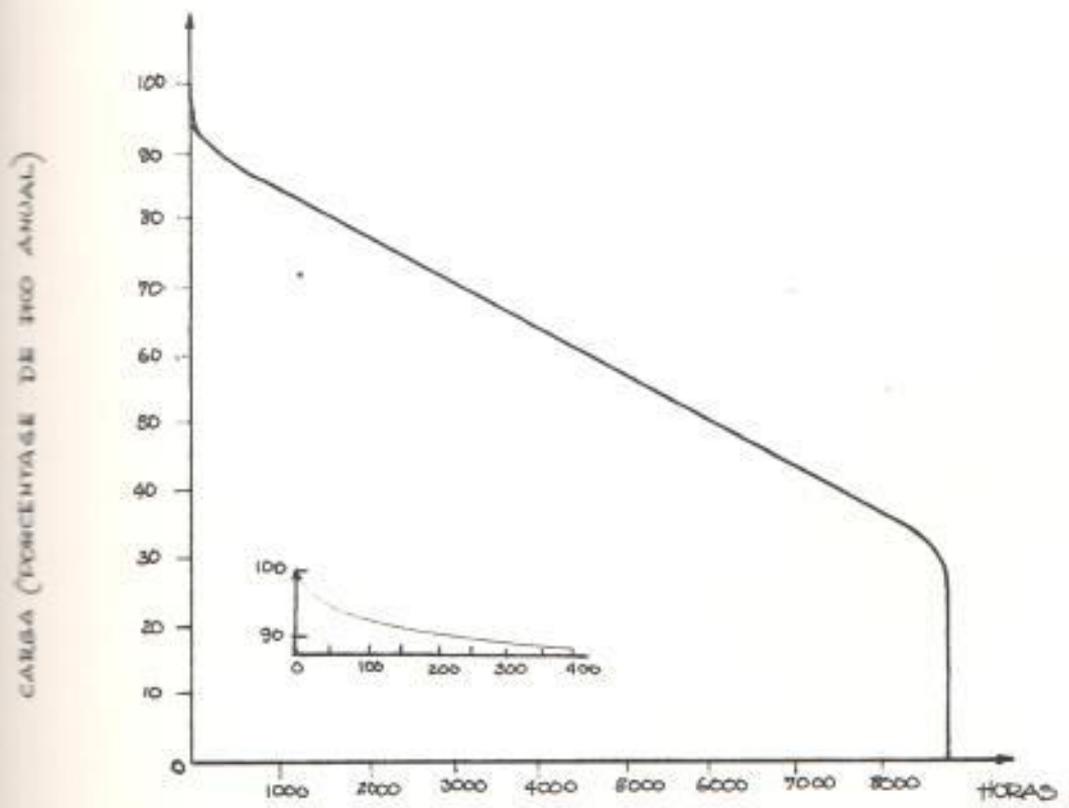


FIG. 12. CURVA DE DURACION DE CARGA ANUAL

donde $t(p)$ denota la LDC y es la proporción de tiempo durante el cual $P \geq p$, y es igual al valor normalizado de $T(p)$ (en el caso de una LDC anual, $t(p) = T(p)/8760$). La función densidad de carga $f(p)$ es obtenida de 1.2 por diferenciación:

$$f(p) = -dt(p)/dp = t'(p) \quad (1.3)$$

La figura 1.3 muestra estas curvas. Cuando las horas más que la fracción de tiempo, son deseadas los resultados deberían ser multiplicado por la duración del período analizado.

Por la forma en la cual la curva está construida, la LDC es una función monótona decreciente, empleando una correspondencia uno a uno entre la demanda de consumidores p_d y el tiempo $t(p_d)$. La LDC puede ser considerada como la realización de una función aleatoria. En la práctica es común considerar esta realización como una estimación de la esperanza de la función aleatoria y algunas veces para explicar las variaciones alrededor de este valor esperado se asume la existencia de una componente aleatoria p_R . La componente aleatoria representa el error pronosticado y consumo dependiente de las variaciones de carga y es asumido que cada valor de p_R tiene una densidad de probabilidad

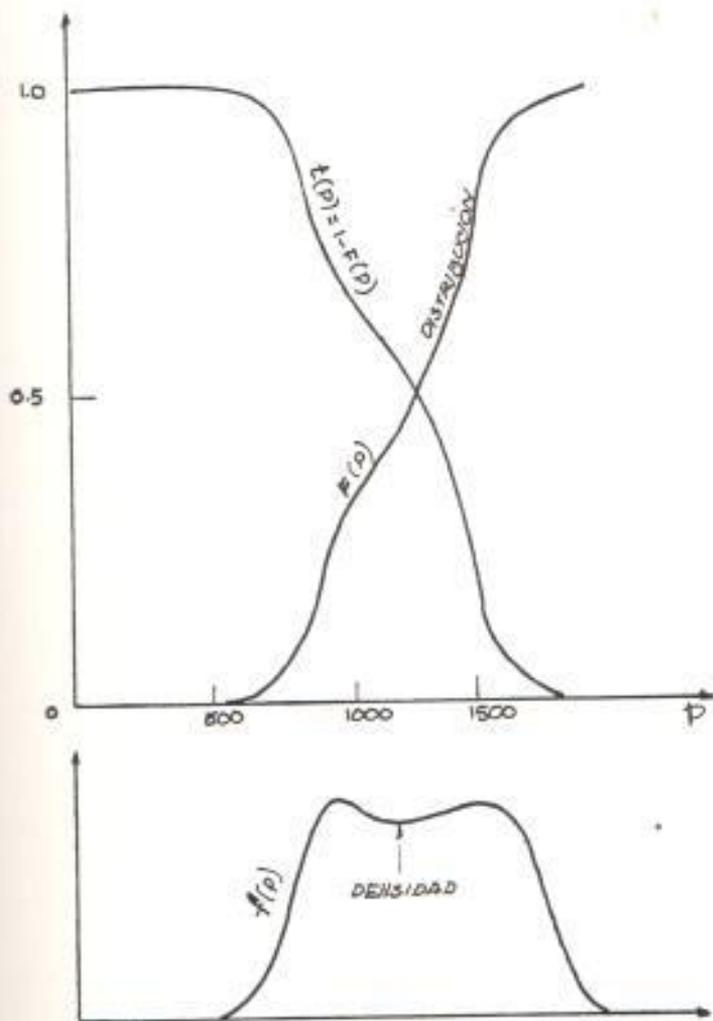


FIG. 1.3 LA CURVA DE DURACION DE CARGA COMO UNA FUNCION DE DISTRIBUCION ACUMULATIVA Y LA CORRESPONDIENTE FUNCION DE DENSIDAD

$P(p_w)$. Estas componentes son mostradas en la figura 1.4.

1.2 Consideraciones de la naturaleza aleatoria de los sistemas de Generación de Energía Eléctrica.

La naturaleza aleatoria de los sistemas de generación de energía eléctrica, resultan de los errores en el pronóstico de la demanda y de las salidas forzadas de las unidades de generación, factores que juegan un papel decisivo en el desarrollo de métodos y técnicas de planeación.

La necesidad de mejorar las herramientas analíticas que respondan de una manera más precisa por la naturaleza aleatoria de los sistemas eléctrico condujeron al desarrollo de una versión modificada de la LDC, conocida como LA CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE (ELDC). En su forma más general, la ELDC contiene 4 componentes:

La componente determinística de la demanda de los consumidores;

La componente aleatoria de la demanda de los consumidores;

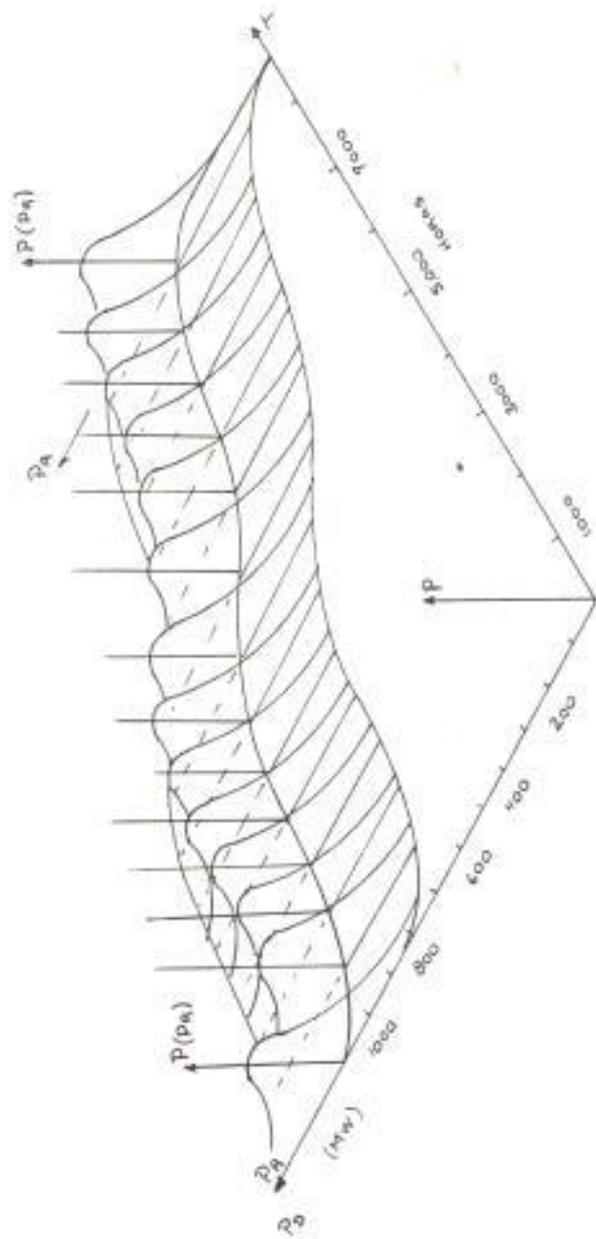


FIG. 1.4 CURVA DE DURACION DE CARGA INCLUYENDO LA COMPONENTE ALEATORIA DE LA DEMANDA.

La "demanda" por salidas forzadas; y

La "demanda" por mantenimiento.

Interpretando las 2 últimas "demandas" como la demanda propia de la compañía eléctrica para la capacidad instalada, la suma de estos 4 componentes es referida como la DEMANDA COMBINADA o EQUIVALENTE, dicta los requerimientos totales de la capacidad de generación necesitada para satisfacer la demanda de los consumidores y los requerimientos de mantenimiento y salidas forzadas.

La figura 1.5 muestra la distribución de carga de un sistema de generación específico incluyendo mantenimiento y salidas forzadas.

Bajo ciertas asunciones, la Función Densidad Acumulativa Complementaria de la Demanda Combinada es obtenida por medio de un proceso de convolución. Esta función, la cual es la ELDC, relaciona la demanda combinada para potencia a la esperada proporción de tiempo en un periodo dado, usualmente en un año, que cada nivel de carga será igualado o excedido. Dada una forma explícita de la LDC, un procedimiento computacional para calcular la ELDC es derivado directamente de la fórmula de convolu-

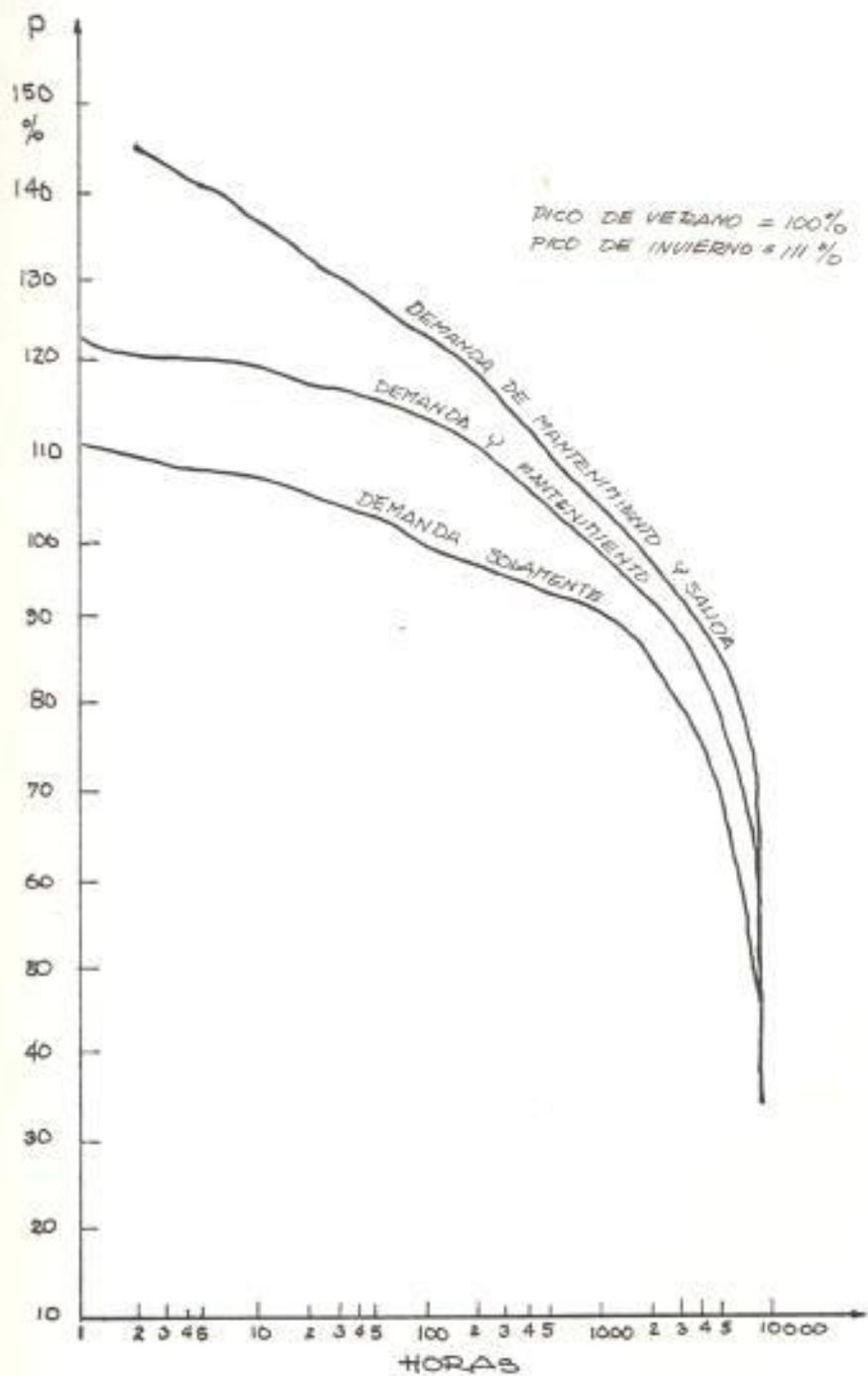


FIG. 15 DISTRIBUCIONES REALES PARA UN SISTEMA DE CARGA MAS CAPACIDAD BAJO MANTENIMIENTO Y SALIDAS FORZADAS EN 1 AÑO DADO PARA UNA UTILIDAD ESPECIFICA.

ción, resultando en un substancial ahorro en la cantidad de cálculos. A diferencia de la LDC, la ELDC es una función de ambas características del sistema demanda y generación. De este modo, algún cambio en los parámetros del sistema es reflejado en la ELDC.

1.3 La Curva de Duración de Carga Equivalente

1.3.1 Definición e Interpretación de la Curva de Duración de Carga Equivalente.

En la ELDC la demanda para potencia es identificada con la carga de los consumidores solamente. Un método alternativo es observar la demanda para potencia en términos de todos los factores los cuales "compiten" para la capacidad de generación del sistema. Estos son la demanda de los consumidores así como los requerimientos para salidas y mantenimiento.

La figura 1.6 presenta 2 maneras de observar el sistema. Según la forma tradicional presentada en la figura 1.6 A, las interrupciones marcadas por áreas sombreadas, resulta de una discrepancia entre la demanda y la

capacidad disponible, donde la capacidad disponible es la capacidad instalada menos las unidades bajo mantenimiento y salidas forzadas. Observando la figura 1.6 B revela, sin embargo, que el mismo resultado es obtenido por asumir constante la capacidad de el sistema y tratando la capacidad bajo mantenimiento y salidas forzadas como una carga extra. Los resultados de las interrupciones son idénticos.

La ELDC normalizada es descrita por $t(p_c)$, la cual es la porción de tiempo durante la cual p_c es igualada o excedida por la demanda combinada.

1.3.2 La Demanda Combinada y sus Componentes.

La demanda equivalente (o combinada) es definida como:

$$p_c = p_D + p_R + p_M + p_F \quad (1.4)$$

donde:

p_c = La demanda combinada.

p_D = la componente determinística de la carga.

p_R = la componente aleatoria de la carga.

p_M = "demanda" por mantenimiento.

p_F = "demanda" por salidas forzadas.

Para mejor comprensión, la "demanda" por salidas forzadas y la "demanda" por mantenimiento pueden ser concebida como la demanda propia del sistema eléctrico con cero consumo de energía. La componente determinística de la carga puede ser concebida como la carga esperada por los consumidores, con la componente aleatoria p_R distribuida alrededor, usualmente en una forma Normal, como descrita en la figura 1.4.

La carga combinada p_C especifica que porción de la capacidad instalada es ocupada en satisfacer la demanda de los consumidores o empleada en mantenimiento o salidas forzadas. Note la correspondencia con la LDC, la curva de duración de carga equivalente ELDC es descrita por $T(p_C)$, el cual es el número de horas durante el cual la demanda combinada es igualada o excedida de p_C . Cuando la ELDC es dado por $t(p_C)$, una multiplicación

por el número de horas en el periodo (8760 para un año) dará $T(p_c)$, expresando la ELDC en términos de horas antes que en proporciones de tiempo, $t(p_c)$ puede ser visto como la función densidad acumulativa complementaria de la demanda equivalente (combinada):

$$t(p_c) = 1 - F(p_c) \quad (1.5)$$

Donde $F(p_c)$ es la función densidad acumulativa CDN de la demanda combinada, de la cual la función densidad de carga $f(p_c)$ es obtenida por diferenciación:

$$f(p_c) = -t'(p_c) \quad (1.6)$$

Ignorando el mantenimiento por el tiempo analizado, esta función densidad puede ser obtenida por convolución de la función densidad de carga (definida en la ecuación (1.3)) con las probabilidades de salidas forzadas. Una típica ELDC resultante es mostrada en la figura 1.7.

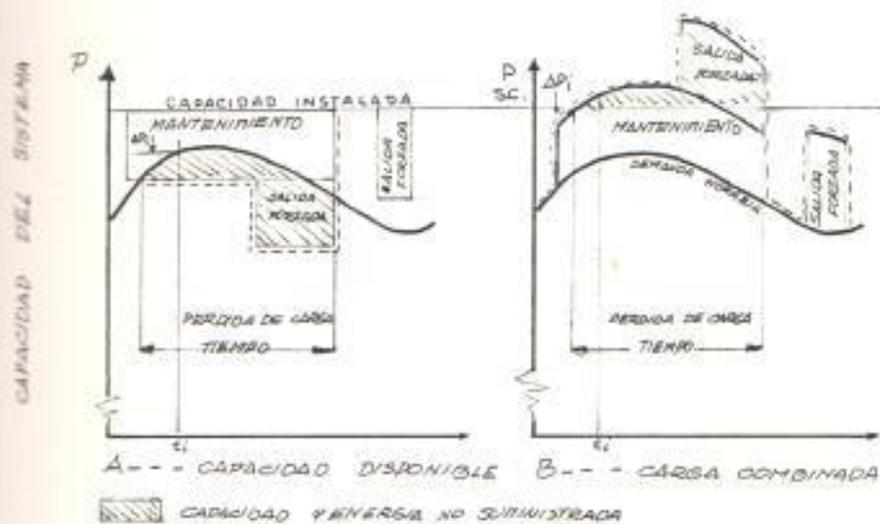


FIG. 1.6 DOS FORMAS DE REPRESENTAR EL MARGEN ENTRE LA DEMANDA Y CAPACIDAD DISPONIBLE

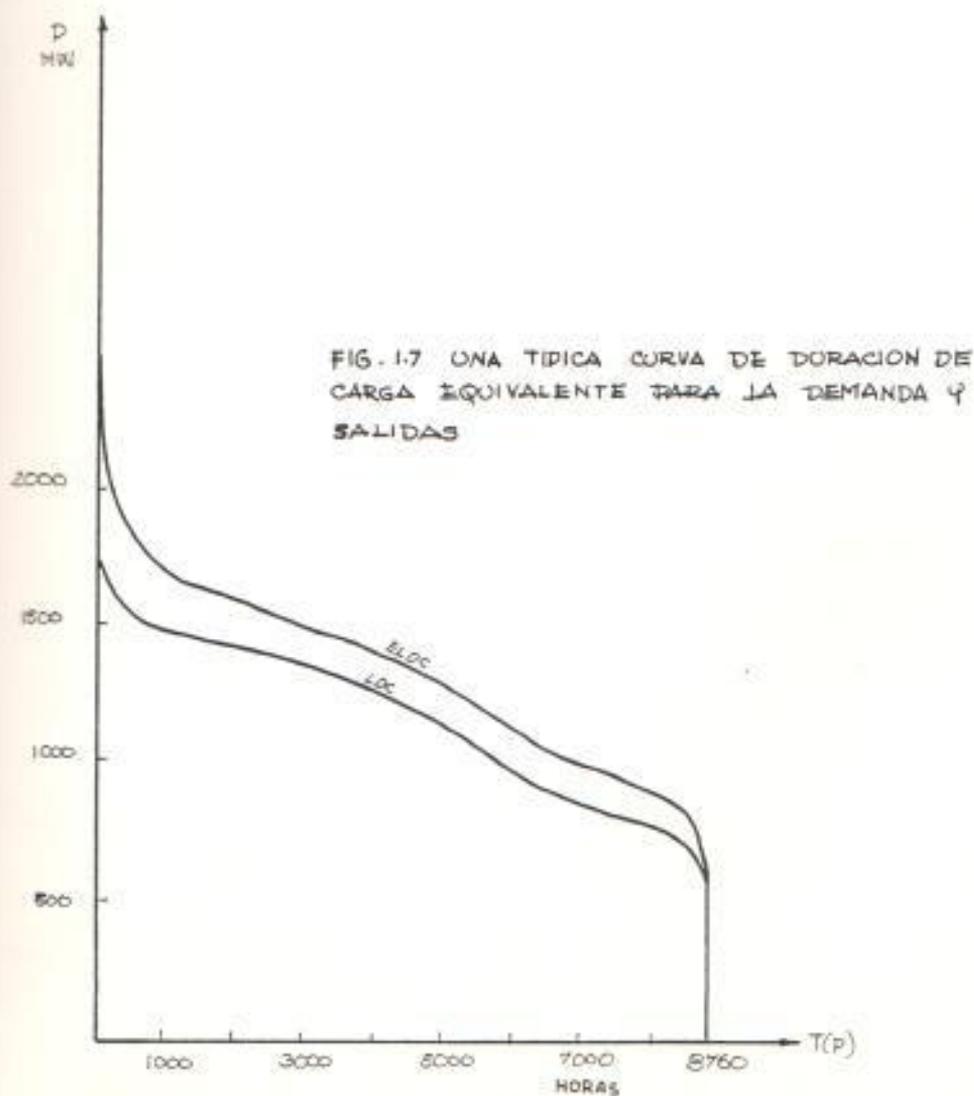


FIG. 1.7 UNA TIPICA CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE PARA LA DEMANDA Y SALIDAS

1.3.3 Distribución de Probabilidad de los Componentes de la Demanda.

Antes de derivar la fórmula de convolución es necesario definir las distribuciones de probabilidad de sus componentes.

La función densidad de carga fue considerada y analizada anteriormente en el punto 1.1.

La función densidad de la componente aleatoria de la carga de los consumidores es conocida o puede derivarse a partir de los datos de demanda pasada. La LDC en la práctica es considerada como la esperanza de una función aleatoria, y la función densidad de la componente aleatoria representa el error pronosticado, usualmente esta función es de forma normal como en el gráfico 1.8.

Los requerimientos de mantenimiento son eventos programados y de este modo conocido de antemano.

La distribución de probabilidad de las salidas forzadas se la obtiene a partir de las probabilidades de salidas y asumiendo: 1)

Cada unidad de generación puede estar en uno de los dos posibles estados ya sea operando y siendo capaz de generar la potencia total, o no operando e incapaz de entregar alguna energía y 2) El patrón de falla de una unidad dada es independiente de su nivel de generación, las componentes determinísticas y aleatorias de la carga de los consumidores, y los modelos de salida de otras unidades en el sistema.

La capacidad de generación que está fuera de servicio debido a salidas forzadas está distribuida multinomialmente con las probabilidades de salida como parámetros. El nivel distribuido de capacidad disponible toma 2^N valores, igual al número de combinaciones de unidades en servicio y fuera (debido a salidas forzadas) en un sistema de N unidades.

En el siguiente ejemplo, un sistema de 3 unidades será asumido con capacidades de 250 Mw, 300 Mw y 400 Mw, y probabilidades de salida de 0.06, 0.04, y 0.02 respectivamente. Ocho combinaciones de unidades en operación y fuera son posibles en este caso. La

tabla 1.1 muestra el proceso de cálculos de las probabilidades de capacidades disponibles y fuera de servicio. El gráfico 1.9 muestra la densidad de la componente de la demanda por salidas forzadas.

1.4 La Curva de Duración de Carga Equivalente y el proceso de Convolución

1.4.1 Definición y explicación de el proceso de Convolución

El proceso de la convolución puede ser más fácilmente entendido por la superposición de las distintas componentes de la demanda una sobre la otra mientras que se responde por la frecuencias de ocurrencia de los eventos. El procedimiento puede ser descrito gráficamente para una doble convolución solamente. En la figura 1.10 la componente aleatoria de la demanda es superpuesta sobre la LDC, la cual es interpretada como representando la componente determinística de la carga de los consumidores. El gráfico sobre el plano p_c - p_d define todas las combinaciones que traen como consecuencia un nivel p_d

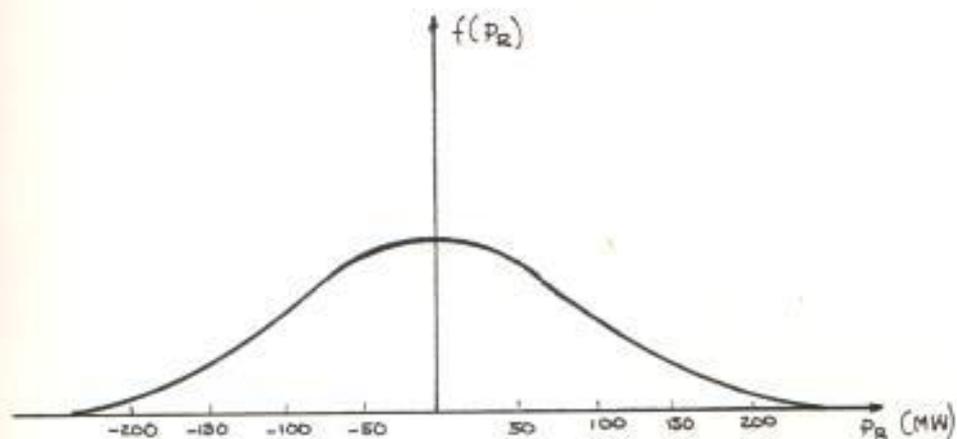


FIG. 18 FUNCION DENSIDAD DE LA COMPONENTE ALEATORIA DE LA CARGA DE LOS CONSUMIDORES

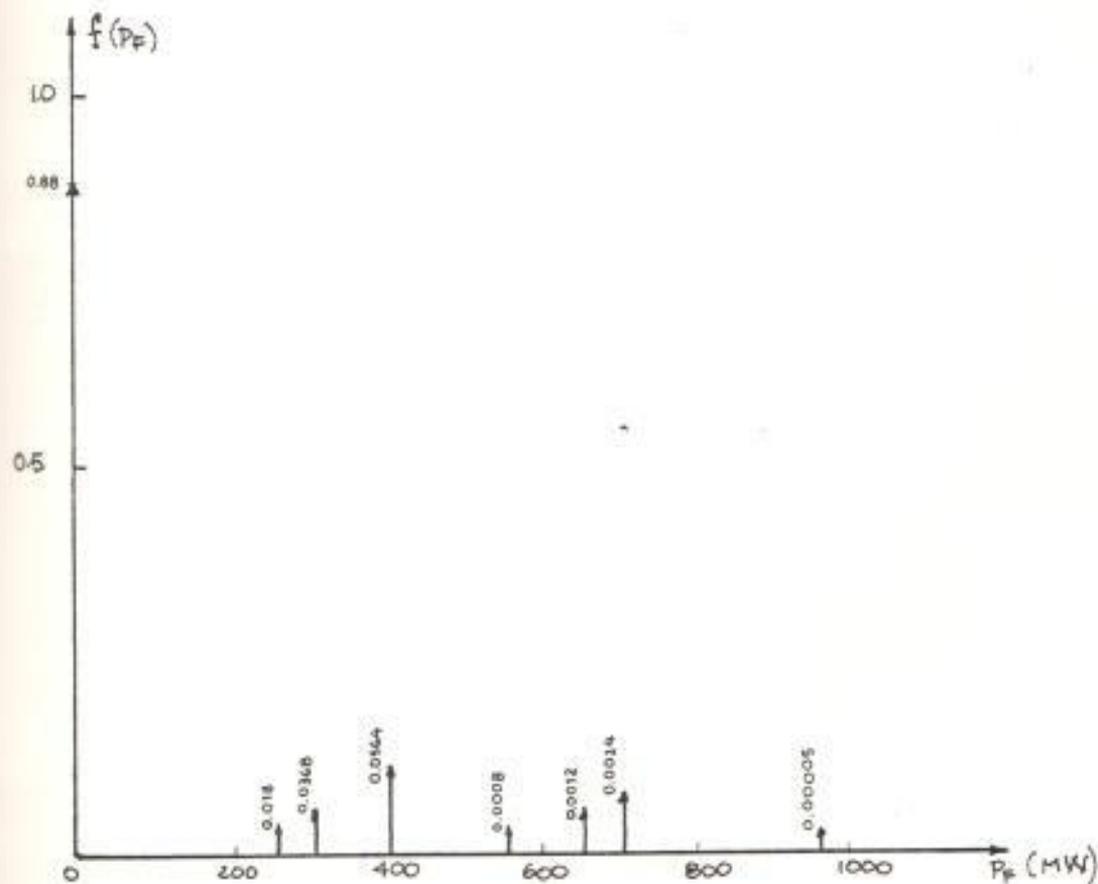


FIG. 19 FUNCION DENSIDAD DE PROBABILIDAD DE LA COMPONENTE DE DEMANDA POR SALIDAS FORZADAS

de demanda combinada, junto con sus densidades de probabilidad. La integración de todas estas densidades producirá la densidad p_{D1} . En la figura 1.11 las salidas forzadas son superpuestas sobre la LDC en un sistema hipotético que contiene 3 unidades con capacidades de 400 Mw, 300 Mw, 250 Mw, y probabilidades de salida 0.06, 0.04, y 0.02, respectivamente (ver ejemplo, tabla 1.1). Ocho diferentes combinaciones de unidades dentro y fuera son posibles en este caso, cada una de las cuales es mostrada en el gráfico junto con su probabilidad de ocurrencia. La menor curva del gráfico es la LDC, la cual responde al caso para el cual todas las unidades están operando. Como puede ser visto en el gráfico, un nivel dado p_D es producido por varias combinaciones de salidas forzadas y carga de consumidores. La figura 1.12 muestra los picos semanales de carga de un sistema cuando el mantenimiento es añadido a ellos, y la figura 1.13 muestra la curva de duración de carga combinada resultante. El orden en el cual las variables están convolucionadas para obtener la ELDC es inmaterial; cualquier orden conducirá al mismo resultado.

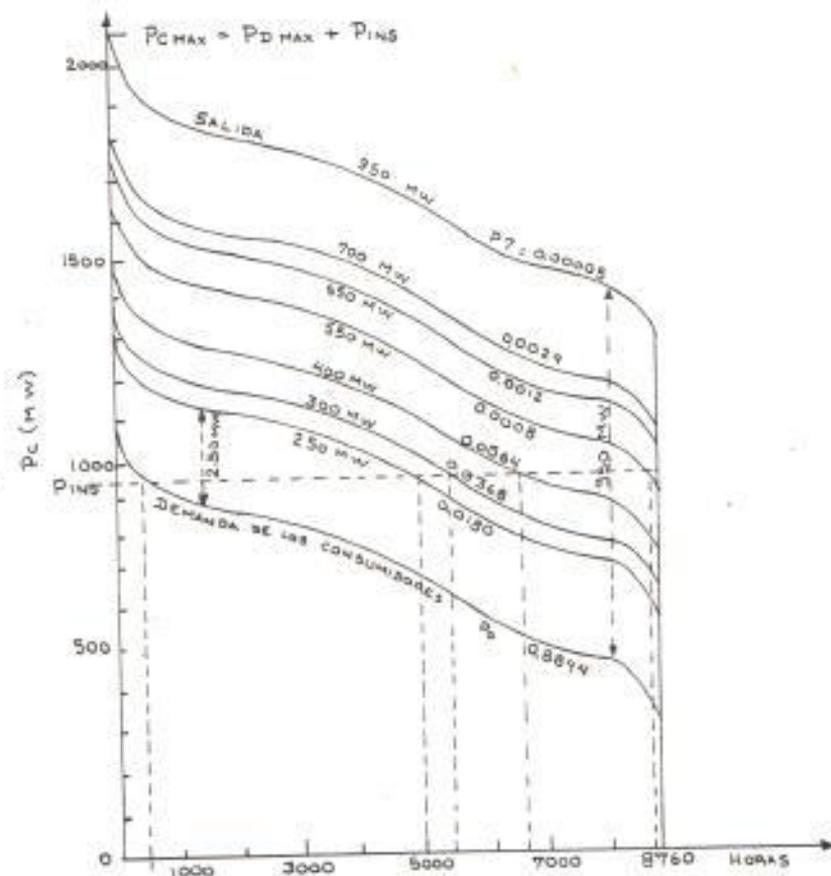


FIG. 1.11 DEMANDA DE LOS CONSUMIDORES MAS LOS DIFERENTES NIVELES DE "DEMANDA" DE SALIDAS FORZADAS CON SUS PROBABILIDADES.

DEMANDA PICO SEMANAL INCLUIDO

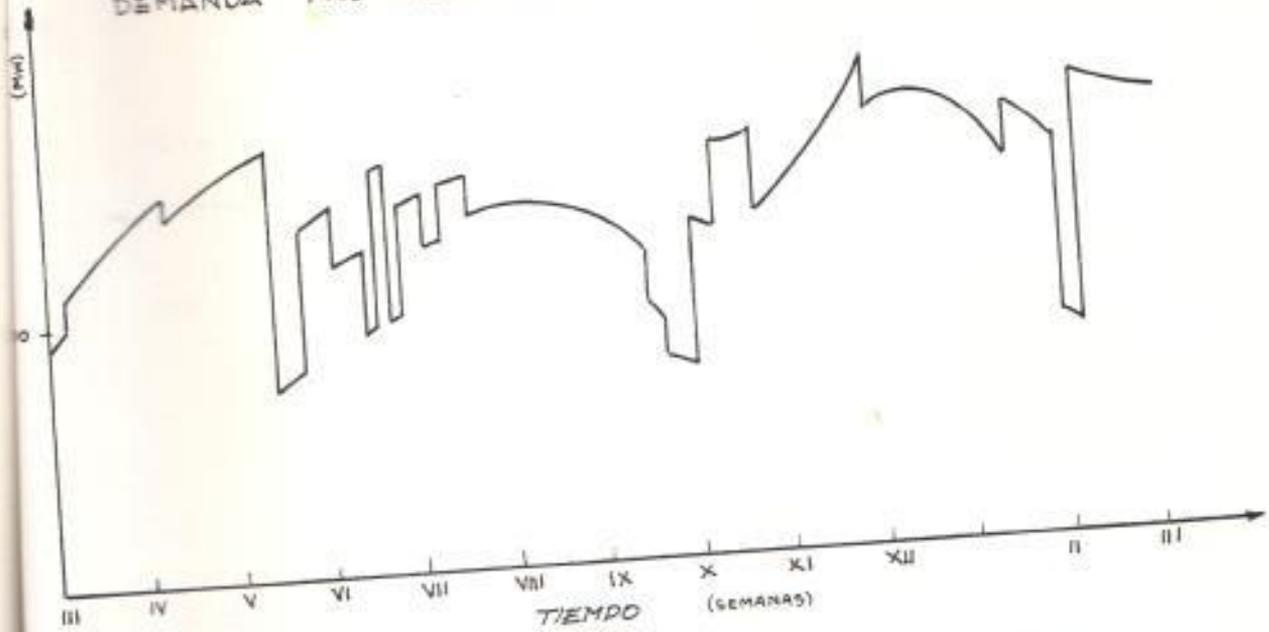


FIG. 1.12 PICOS DE CARGA COMBINADOS CRONOLOGICAMENTE INCLUYENDO LA "DEMANDA" DE MANTENIMIENTO

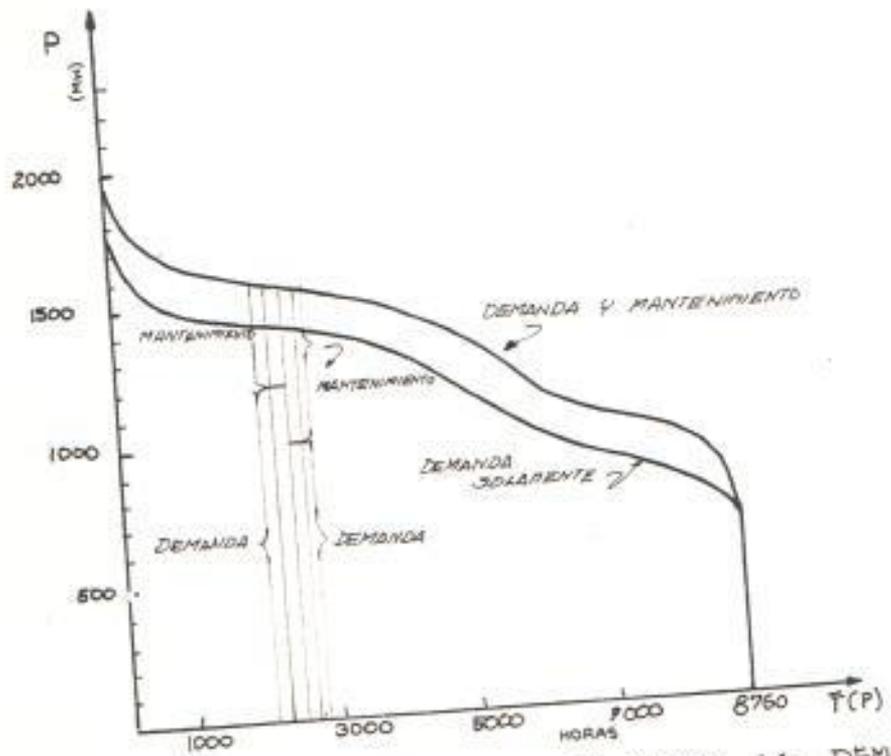


FIG. 1.13 CURVA DE DURACION DE CARGA PARA LA DEMANDA COMBINADA Y MANTENIMIENTO.

Tabla 1.1 Probabilidades de salida para el sistema de 3 unidades

Caso	Unidades			Capacidad Disponible (Mw)	Probabilidades		
	400 Mw	300 Mw	250 Mw				
0	1	1	1	950	.94	.96	.98=.8844
1	1	1	0	700	.94	.96	.02=.0180
2	1	0	1	650	.94	.04	.98=.0368
3	0	1	1	550	.06	.96	.98=.0564
4	1	0	0	400	.94	.04	.02=.0008
5	0	1	0	300	.06	.96	.02=.0012
6	0	0	1	250	.06	.04	.98=.0024
7	0	0	0	0	.06	.04	.02=.00005

1: Unidad en servicio
0: Unidad fuera de servicio

1.4.2 Tratamiento Matemático

Matemáticamente, la fórmula de convolución para cada periodo en el cual las mismas unidades están bajo mantenimiento durante el periodo completo es derivado como sigue:

Para una demanda determinística dada p_D cuyo complemento CDF es $t(p_D)$, la densidad condicional que la demanda combinada esté en un nivel p_C es:

$$\sum_s P(p_r/M) P(p_n = p_C - p_D - p_n - p_r), \quad (1.7)$$

donde

$P(p_r/M)$ = La probabilidad de salida de tamaño p_r para el mantenimiento programado M ,

p_M = Capacidad total inalterada de mantenimiento durante el periodo,

S = El conjunto de todas las combinaciones de unidades en servicio y fuera (debido a salidas forzadas) para el mantenimiento programado dado.

$P(p_r)$ = La densidad de la componente aleatoria de la demanda.

Puesto que la función densidad p_D es, como mostrado previamente, igual a $\bar{t}'(p_D)$, la densidad incondicional de la demanda combinada obtenida es:

$$\bar{t}'(p_D) = \int_{p_D=0}^{p_{Dmáx}} -t'(p_D) \sum_S P(p_r/M) P(p_r = p_C - p_D - p_M) dp_D, (1.8)$$

Donde $p_{Dmáx}$ denota el nivel pico de la demanda determinística durante el periodo.

Substituyendo:

$$p_D = p_C - p_M - p_r - p_n,$$

y recordando que por definición la ELDC es realmente la función densidad acumulativa complementaria de la demanda combinada, se tiene:

$$\bar{t}(p_D) = \int_{x=p_D}^{\infty} \int_{p_D=0}^{p_{Dmax}} -t'(p_D) \sum_n P(p_H/M) P(p_H=x-p_H-p_F-p_D) dp_D dx \quad (1.9)$$

Ya que por definición:

$$t(p_D) = \int_{x=p_D}^{\infty} -t'(x) dx,$$

Por intercambio del orden de integración se tiene:

$$\bar{t}(p_D) = \int_{p_D=0}^{p_{Dmax}} t(p_D) \sum_n P(p_H/M) P(p_H=p_D-p_H-p_F-p_D) dp_D, \quad (1.10)$$

La cual es la fórmula de la convolución para el periodo.

La ELDC anual puede ahora ser obtenida por la suma sobre todos los periodos de el año durante el cual el mantenimiento es constante, como sigue:

$$\bar{t}(p_c) = \sum_i \bar{t}_i(p_c), \quad (1.11)$$

donde $t_i(p_c)$ es la ELDC para el período i de mantenimiento constante. Un diagrama de bloque de el proceso es mostrado en la figura 1.14

Una típica ELDC y su relación a la LDC es mostrada en la figura 1.7. Es importante notar que mientras que la ELDC es más o menos paralela a la LDC en horas fuera de pico, muestra una forma de una "aguja" durante horas picos. Esto es a causa de los altos niveles de demanda combinada con muchas salidas, están asociadas con probabilidades de ocurrencia muy pequeñas y rápidamente decrecientes. Esta característica de la forma de la ELDC resultará ser de importancia para varios problemas de decisión.

Es importante señalar que el tratamiento matemático precedente mira a las demandas como si sus componentes aleatorias son estadísticamente independiente. Esta asunción podría no ser realística. Sin embargo podría tener sus ventajas sobre el método para el

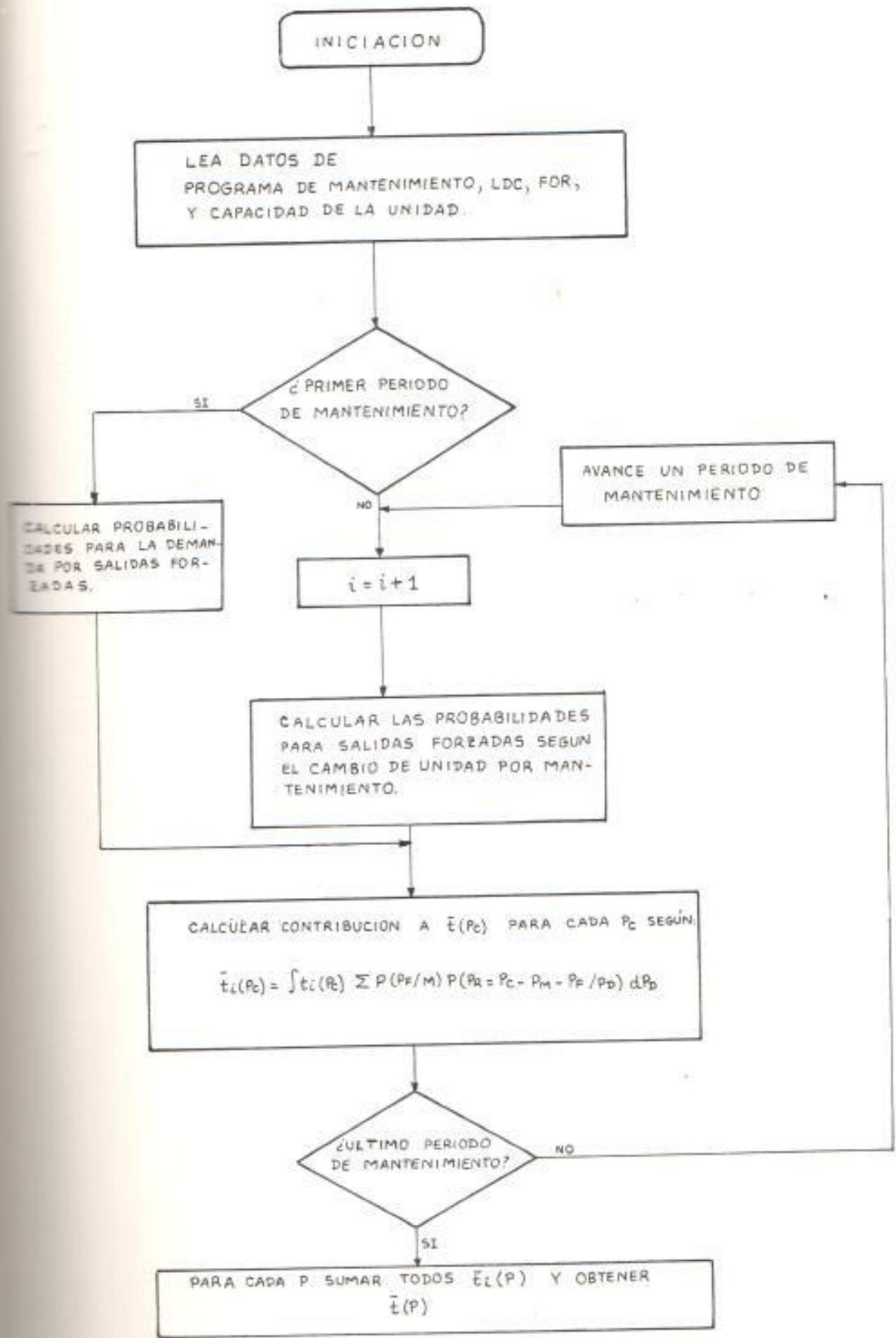


FIGURA: 1.14 DIAGRAMA DE FLUJO PARA OBTENER LA CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE

cual la componente aleatoria es ignorada. Un método alternativo es asumir que la LDC anterior responde de ambas p_D y $p_{R\alpha}$. Este es un caso especial de la ecuación (1.10).

1.4.3 Incorporación de los requerimientos de mantenimiento

Mientras que independientemente de la carga de los consumidores, las probabilidades de salidas forzadas son fuertemente dependiente sobre el programa de mantenimiento. Cada programa de mantenimiento conduce a diferentes combinaciones de unidades en servicio y fuera, y por lo tanto diferentes probabilidades de falla. Con el propósito de explicar esta dependencia los requerimientos de mantenimiento fueron incorporados en los cálculos para dividir los periodos implicados en subperiodos de mantenimiento constante, y realizando los cálculos para cada subperiodo separadamente. Los resultados de los varios subperiodos fueron luego combinados para dar los correspondientes resultados para el periodo total. El mismo procedimiento se aplica a la adición de las nuevas unidades

al sistema. Siempre que una unidad nueva es añadida un nuevo subperíodo debe empezar.

1.5 La Curva de Duración de Carga Equivalente y el Método Recursivo

1.5.1 Aspectos computacionales y fórmula de transformación

Con el propósito de derivar la ELDC usando la fórmula de convolución hay una necesidad de realizar los cálculos sobre todos los elementos en el conjunto S, i.e., todas las combinaciones de unidades operando y no operando (debido a salidas forzadas). El conjunto S contiene así tantas como 2^N combinaciones, con N siendo el número de unidades en el sistema las cuales no son programadas para mantenimiento en el subperíodo. Este número aumenta exponencialmente con el número de unidades disponibles para la producción, resultando en formidables cantidades de cálculos. Afortunadamente, la tarea de calcular la ELDC puede ser grandemente facilitada por uso de un método recursivo. Se derivará la relación recursiva directa-

mente de la ecuación de convolución.

La clave para el procedimiento recursivo es la fórmula de transformación la cual permite calcular la ELDC de un sistema aumentado por una unidad en términos de la ELDC anterior y las características de la nueva unidad i.e.,

$$\hat{t}(p_D) = (1-q)\bar{t}(p_D) + q\bar{t}(p_D - p_P), \quad (1.12)$$

donde:

$\bar{t}(p_D)$ = La ELDC antes de añadir la nueva unidad a el sistema.

$\hat{t}(p_D)$ = La nueva ELDC después de aumentar al sistema con una nueva unidad, de capacidad p_P y probabilidad de salida q .

PRUEBA: Una fórmula alternativa de expresar la ELDC es por interpretación como una convolución de probabilidades de demanda por salidas y una ELDC parcial conteniendo los otros 3 tipos de demanda, i.e., la componente determinística de la demanda, la componente aleatoria de la demanda y los requerimientos de mantenimiento. Denotando la ELDC parcial por $\bar{t}_D(p_D)$, se tiene:

$$\bar{E}(p_c) = \sum_S P(p_r) \bar{E}_U(p_c - p_r), \quad (1.13)$$

Donde S es el conjunto de todas las combinaciones de unidades en servicio y fuera satisfaciendo $p_r \leq p_c$.

Aumentando al sistema con una nueva unidad con capacidad p_n y probabilidad q , la nueva ELDC puede ser obtenida:

$$\hat{E}(p_c) = \hat{P} \sum_{S^*} P(p_r) < \bar{E}_U(p_c - p_r), \quad (1.14)$$

Donde S^* es el conjunto de todas las combinaciones satisfaciendo $p_r \leq p_c$ y $P(p_r)$ las nuevas probabilidades de salida.

Bajo la asunción de que las fallas en las unidades de generación son independientes una de otra, las probabilidades de salidas forzadas del sistema aumentado puede ser calculado usando la siguiente relación:

$$\hat{P}(p_r) = (1-q)P(p_r) + qP(p_r - p_n), \quad (1.15)$$

Donde $\hat{P}(p_r)$, $P(p_r)$, q , y p_n son como definidos anteriormente.

Substituyendo la última relación en la ecuación (1.14) se obtiene:

$$\hat{t}(p_C) = (1-q) \sum_S P(p_R) \hat{t}_0(p_C - p_R) + q \sum_{S'} P(p_R - p_D) \hat{t}_0(p_C - p_R), \quad (1.16)$$

Note que en el primer término sobre la derecha la sumatoria es realizada sobre el conjunto S , ya que la nueva unidad es asumida para ser operada. En el segundo término sobre el lado derecho la sumatoria es realizada sobre el conjunto S' conteniendo todas las combinaciones en servicio y fuera de las unidades viejas, satisfaciendo $p_R \leq p_C - p_D$. Este segundo término representa el caso donde la nueva unidad es asumida va a estar fuera.

Substituyendo la expresión para $t(p_C)$ de la ecuación (1.13) se tiene:

$$\hat{t}(p_C) = (1-q) \bar{t}(p_C) + q \sum_{\bar{S}} P(p_R - p_D) \bar{t}_0(p_C - p_D - (p_R - p_D)), \quad (1.17)$$

Por definición, el segundo término sobre el lado derecho de esta ecuación es igual a

$$\bar{t}(p_C - p_D)$$

De este modo:

$$\hat{t}(p_C) = (1-q) \bar{t}(p_C) + q \bar{t}(p_C - p_D), \quad (1.18)$$

según es requerido.

Si en el período discutido la nueva unidad es programada para mantenimiento, luego:

$$\hat{t}(p_D) = \bar{t}(p_D - p_P), \quad (1.19)$$

La figura 1.15 demuestra el procedimiento anterior para el sistema del ejemplo de las 3 unidades cuando una nueva unidad de 25 Mw es añadida al sistema. La figura 1.16 exhibe la fórmula gráficamente.

1.5.2. Cálculo de la Curva de Duración de Carga Equivalente.

Usando la fórmula de transformación, la ELDC puede ser derivada por añadir una unidad en un tiempo de una forma recursiva, hasta que todas las unidades del sistema sean incorporadas en la curva:

Así:

$\hat{t}_n(p_D) =$ La ELDC parcial conteniendo la demanda de potencia de los consumidores (ambas determinísticas y aleatoria) y la demanda por manteni-

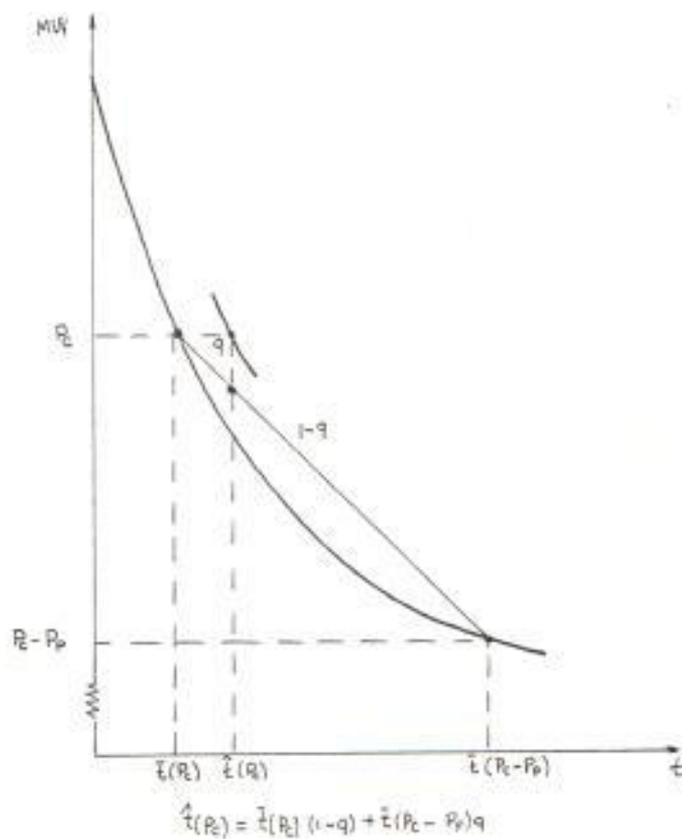


FIG. 116 CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE QUE RESULTA CUANDO SE AÑADE UNA NUEVA UNIDAD CON FOR = q

miento (la cual es fijada para cada subperíodo de mantenimiento constante),

$\bar{t}_1(p_0)$ = La ELDC parcial incluyendo $t_{10}(p_0)$ y la "demanda" por salida de la primera unidad,

$\bar{t}_2(p_0)$ = La ELDC parcial incluyendo $t_{11}(p_0)$ y la "demanda" por salida de la segunda unidad.

En general,

$\bar{t}_n(p_0)$ = La ELDC parcial incluyendo $t_{n-1}(p_0)$ y la "demanda" por salidas forzadas de la enésima unidad.

Por aplicación de la fórmula de transformación, la relación recursiva es fácilmente obtenida:

$$\bar{t}_n(p_0) = (1-q_n)\bar{t}_{n-1}(p_0) + q_n\bar{t}_{n-1}(p_0 - p_n), \quad (1.20)$$

Donde p_n es la capacidad de generación (en Mw) de la enésima unidad, q_n es su probabilidad de salida, y $\bar{t}_0(p_0)$ es dado por:

$$\bar{t}_0(p_C) = \int_{p_D=0}^{p_{Dmax}} t(p_D) P(p_H=p_C-p_D-p_M) dp_D, \quad (1.21)$$

Para obtener la ELDC para cada subperíodo, el proceso es iniciado por el cálculo de $t_0(p_C)$, el cual es fácilmente derivado ya que involucra una evaluación de un sólo integral para cada nivel de p_C , y luego aplicar la relación recursiva N veces. Comparando con los 2^N términos implicados cuando se aplica la fórmula de convolución, el procedimiento anterior resulta en una substancial reducción en la cantidad de cálculos.

Además de su papel central como un medio para derivar la información resultante de cambios en las características de generación del sistema, la fórmula de transformación tiene su propia importancia como un medio de analizar el impacto de una nueva unidad sobre la operación de el sistema de potencia eléctrica. Tal análisis es un factor muy importante en varios problemas de planeación, tales como planeación de reserva, decisiones de capacidad de expansión, evaluación alternativas de inversiones, y eva-

luación de pruebas para plantas de potencia.

1.5.3 El efecto de remover una unidad de generación en el sistema.

Cuando se analiza el impacto de posibles mejoras en una unidad existente es necesario primero remover la unidad del sistema en orden de la más reciente para considerar como una "nueva" unidad para propósito de análisis. En otras palabras, se tiene que iniciar el procedimiento de análisis de sensibilidad por el cálculo de la ELDC correspondiente al sistema con la unidad removida. Resolviendo para $t(p_c)$ en la fórmula de transformación, la ELDC resultante está dada por:

$$\bar{t}(p_c) = \frac{\hat{t}(p_c) - q\bar{t}(p_c - p_m)}{1 - q}, \quad (1.22)$$

En este caso, $t(p_c)$, es la ELDC anterior a la remoción de la unidad del sistema, es la curva conocida, y se está buscando $\bar{t}(p_c)$, la ELDC del sistema después de que la unidad ha sido removida. Los cálculos en

este caso son ligeramente más complicado que en el caso anterior puesto que el término $\bar{t}(p_c - p_p)$, el cual aparece en el lado derecho de la fórmula, no es conocido. Sin embargo $t(p_c - p_p)$ puede ser obtenido de la fórmula anterior por substitución de $p_c - p_p$ por p_c , obteniéndose:

$$t(p_c) = \frac{t(p_c - p_p) - qt(p_c - 2p_p)}{1 - q}, \quad (1.23)$$

y se puede continuar derivando $\bar{t}(p_c - np_p)$, $n=1, 2, \dots$, hasta que $p_c - np_p$ se convierte en cero negativo, en el punto en el cual:

$$\bar{t}(x) = 8760, \quad x \text{ no positivo.} \quad (1.24)$$

Luego para trabajar también, la nueva ELDC es obtenida bastante fácilmente. Si $q=0$, se obtiene además:

$$\bar{t}(p_c) = \hat{t}(p_c)$$

Además de su papel en el análisis de sensibilidad el procedimiento descrito anteriormente también sirve para analizar los cam-

bios en las medidas de operación cuando una unidad es removida de el sistema. Tal análisis es requerido, por ejemplo, para decisiones de retiro de unidades.

Teniendo descrito las fórmulas básicas de transformación, se expandirá su aplicación a el estudio de varias medidas de sensibilidad de operación del sistema a cambios en las características de generación.

CAPITULO II

ANALISIS DE CONFIABILIDAD POR CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE

2.1. Conceptos Básicos

2.1.1 Formas de evaluación de la Confiabilidad para el Sistema de Generación Eléctrica.

La confiabilidad del sistema es la capacidad que tiene para satisfacer la demanda de potencia en algún punto dado en el tiempo. La mayoría de estándares de confiabilidades son medidos en términos de la probabilidad de falta para satisfacer la carga anticipada en un nivel de voltaje útil y sin ayuda de otros sistemas. Es la requerida confiabilidad estandar la que determina la cantidad de reserva para ser mantenida en el sistema.

La evaluación de la confiabilidad de la capacidad de generación puede ser dividida en 2 áreas básicas de requerimientos:

- Estática

- Hilandería

Estas 2 áreas deben ser examinadas en el nivel de planeación para la evaluación de las alternativas de unidades, sin embargo, una vez que la decisión ha sido hecha los requerimientos de hilandería se convierte en un problema operación.

Los requerimientos estáticos pueden ser considerados como la capacidad instalada que debe ser planeada y construida con anticipación de los requerimientos del sistema. La reserva estática debe ser suficiente para proveer ajustes de los equipos de generación, las salidas que no están planeada o programada y los requerimientos de crecimiento de carga en exceso de lo estimado.

Los requerimientos de hilandería deben ser lo suficiente para satisfacer los cambios imprevistos en la carga del sistema sin variar la frecuencia del sistema y la regulación de la línea de interconexión y proteger contra la probable pérdida de la capacidad de operación. La cantidad real de reser-

va de hilandería es dependiente de muchos factores, de los cuales uno de los más importantes es el nivel deseado de confiabilidad. Otros factores son:

(i) Rechazo de carga por relé de baja frecuencia o métodos manuales.

(ii) Reducción de la carga del sistema por la reducción de los niveles de voltajes del sistema.

(iii) Asistencia a los sistemas interconectados.

2.1.2 Métodos para evaluación de la confiabilidad

Las medidas de Probabilidad de Pérdida de Carga

Varias medidas han sido planeadas para evaluar la confiabilidad de operación de un sistema de potencia eléctrico dado. El más simple y común de todos es la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP), un valor el cual describe la cantidad esperada acumulada de

tiempo en un periodo dado, usualmente en un año, durante el cual el sistema experimentará una interrupción de energía de más de 0 Kwh.

El LOLP es usualmente expresado en términos de días por año, horas por día, o como un porcentaje de tiempo. Si una curva de variación de pico de carga diario es usada, la pérdida de carga esperada esta en días por el periodo de estudio. El periodo de estudio puede ser una semana, un mes o un año. La más difundida aplicación es el uso de la curva sobre una base anual. Cuando es expresado como una fracción de tiempo, el LOLP puede ser pensado como la probabilidad de que habria una interrupción de potencia de alguna magnitud en el periodo dado. De aqui el nombre asignado a esta medida.

El recíproco del LOLP años/día es usualmente referido como indice de confiabilidad. El uso de este valor recíproco no está muy difundido debido a que ha generado mucha confusión. Los días/año que resultan es simplemente una expectación matemática de la pérdida de carga en unidades de tiempo para

el periodo bajo estudio.

Existe una diferencia entre los términos Capacidad de Salida Forzada y Pérdida de Carga. El término capacidad de salida forzada indica una pérdida de generación la cual podría o no resultar en una pérdida de carga. Esta condición depende del margen de reserva de la capacidad de generación y el nivel de carga del sistema. Una pérdida de carga ocurrirá sólo cuando la disponibilidad de la restante capacidad de generación en servicio es excedido por el nivel de carga del sistema.

Probabilidad de Pérdida de Energía

La mayor desventaja de la LOLP es que sólo indica la duración esperada acumulada de interrupciones; Sin embargo podría existir gran diferencia entre las cantidades de energía no servida del sistema con iguales niveles de LOLP. Una medida suplementaria de confiabilidad es la cantidad esperada de energía no servida, referida como la Probabilidad de Pérdida de Energía (LOEP). La

LDEP indica la cantidad total esperada de energía requerida por los consumidores y no suministrada a causa de la indisponibilidad del sistema para satisfacer la demanda para la potencia eléctrica.

Los resultados de este método están dados en términos de la probable relación de la carga de energía no servida debido a deficiencias en la capacidad de generación disponible, a la carga total de energía requerida para servir a los requerimientos del sistema. Para una curva de duración de carga dada esta relación es independiente del período de tiempo considerado el cual es usualmente un mes o un año. La relación es generalmente una extremadamente pequeña y es muy usual expresar esto por medio de el índice de confiabilidad de energía el que resulta de substraer esta relación de la unidad y así se obtiene la probable relación de energía de la carga que será suministrada a la carga total de energía requerida por el sistema.

Aunque el método de pérdida de energía tiene quizás más significado físico que el método pérdida de carga, no es tan flexible en la

mayoría de las aplicaciones y no es muy difundido.

Distribución de no Suministro

Si bien el LOEP indica la cantidad de energía que no es suministrada, el LOEP no da ninguna información acerca de la magnitud de la demanda (Kw) que no es satisfecha. Por ejemplo, la misma cantidad de energía no suministrada puede ser debido a las extendidas pero pequeñas interrupciones de demanda, o a las breves pero grandes interrupciones de demanda. Una medida sofisticada, la cual provee de información sobre ambas la magnitud y la duración esperada de demanda no satisfecha, es la distribución de energía no suministrada referida como la Distribución de no Suministro.

Por definición, la base de la distribución de no suministro es igual al LOLP del sistema, con el área bajo la curva igual al LOEP del sistema. La relación entre estas 3 medidas de confiabilidad son descritas gráficamente en la figura 2.1. Todos los 3 sistemas tienen la misma LOLP y los sistema 2 y 3

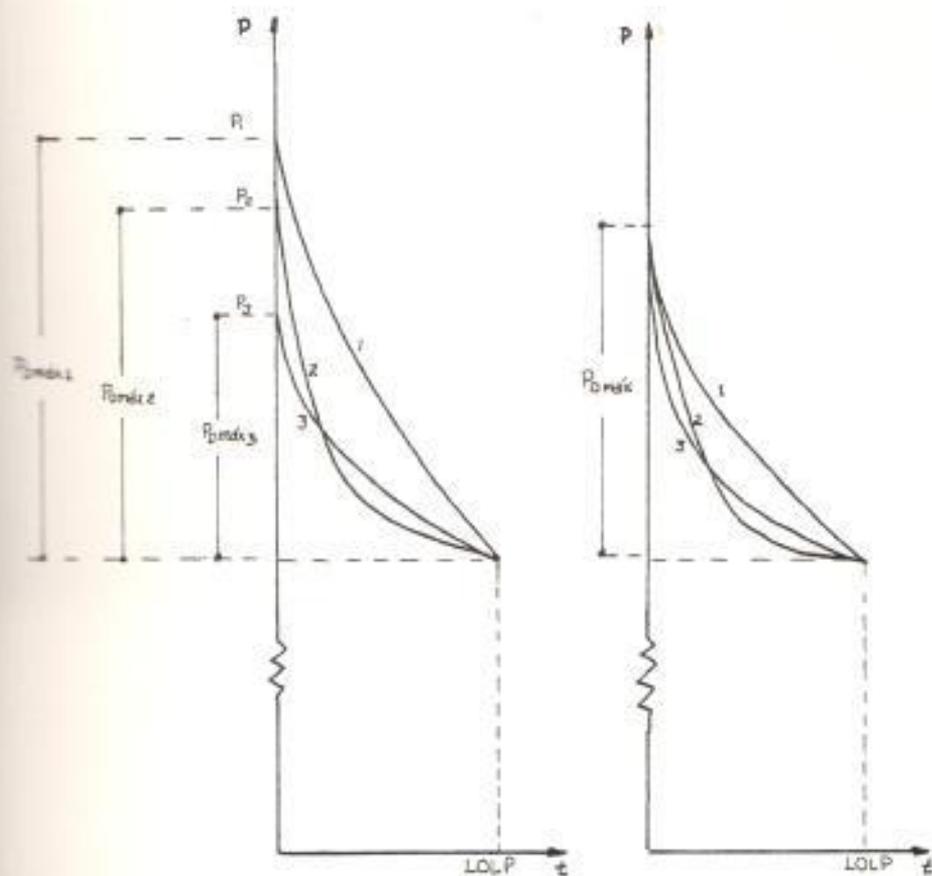


FIG. 2.1 DISTRIBUCIONES DE NO SUMINISTRO. TODAS LAS DISTRIBUCIONES TIENEN EL MISMO LOLP; LOS CASOS 2 Y 3 TIENEN LA MISMA LDEP.
 SIMBOLOGIA: P_i , pico de carga en el sistema i ; $P_{máxi}$, la mayor magnitud de la demanda no servida en el sistema i ; P_{ins} , capacidad instalada.

tienen la misma LOEP. Sin embargo éstas no son suficiente para describir la confiabilidad del sistema. Se observa que las distribuciones de no suministro aún difiere de cada otra.

Distribución de el Margen de Capacidad

Una versión extendida de la distribución de no suministro es la Distribución de Margen de Capacidad, la cual relaciona la diferencia entre la capacidad disponible y la demanda para potencia eléctrica (el margen de capacidad) a su frecuencia de ocurrencia. Por definición, el extremo de la distribución de margen de capacidad el cual corresponde a margenes de capacidad negativo, es la distribución de no suministro. La distribución del margen de capacidad está convirtiéndose en una medida de confiabilidad cada vez más importante, especialmente en conexión con estudios de confiabilidad de los Intercambios de potencia eléctrica. Una típica distribución del margen de capacidad es mostrada en la figura 2.2.

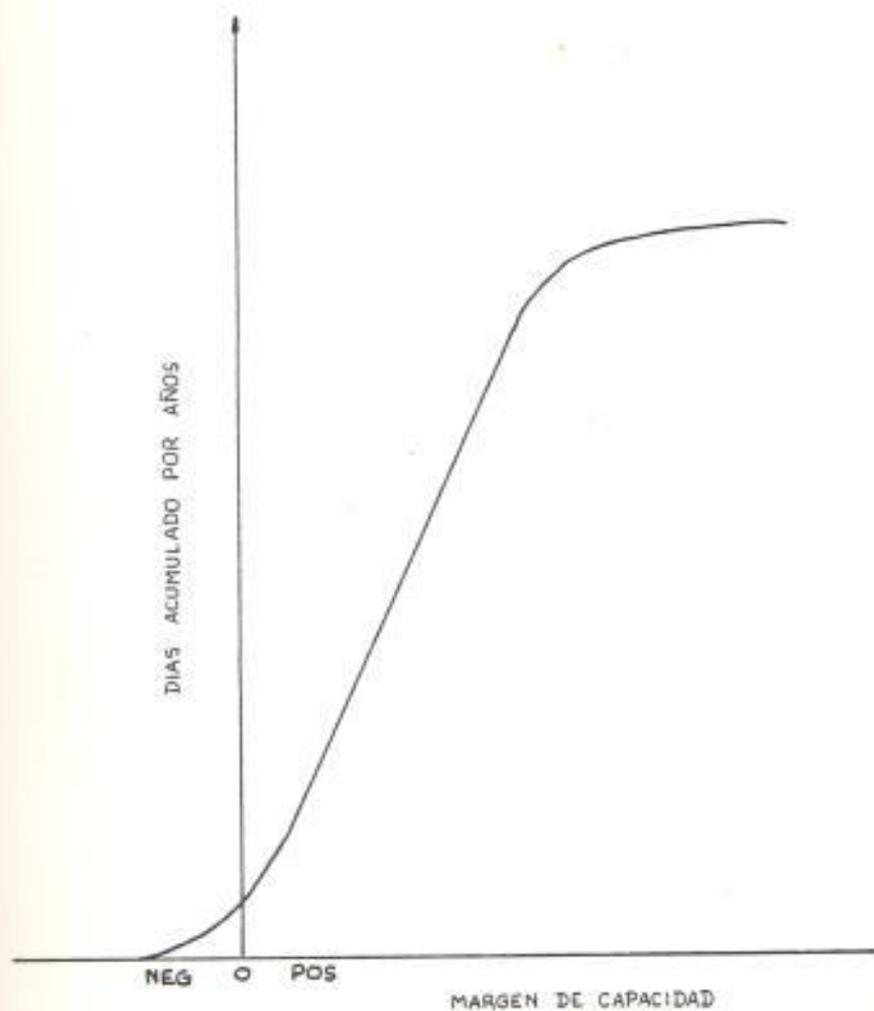


FIG. 2.2 DISTRIBUCION ACUMULATIVA DE EL MARGEN DE CAPACIDAD PARA UNA TIPICA CURVA ANUAL

Métodos de Frecuencia y Duración

Otros métodos para medir la confiabilidad los cuales son concernientes no sólo con la duración acumulada de no suministro sino también con las frecuencias, magnitudes y duración de no suministro son los Métodos de Frecuencia y Duración. Estos métodos son la mayoría aplicable a la evaluación de la confiabilidad en el corto plazo.

Simulación

Los modelos de simulación proveen de una herramienta común y útil para la estimación de las medidas de confiabilidad de un sistema. Un modelo del sistema es corrido sobre un computador, con varias salidas forzadas generada por los métodos de Monte Carlo según asumidas o conocidas probabilidades de salida. Para cada elemento de tiempo, la capacidad disponible es comparada a la carga y el exceso o déficit de capacidad es encontrado. Los periodos de tiempo asociado con cada nivel de exceso o déficit son luego registrado para obtener las medidas de confiabilidad requerida.

2.1.3. Factores que afectan a la Confiabilidad de la Unidad de Generación.

TIPO DE UNIDAD: Cada tipo de unidad tiene su típico FOR. Las unidades hidro usualmente tienen el menor FOR, luego el combustible fósil, nuclear, almacenamiento - bombeo y turbinas de gas en orden creciente. Sin embargo, aunque el FOR también varía según el tamaño, se puede encontrar unidades nucleares con FOR menor que el de grandes unidades fósiles.

TAMAÑO DE LA UNIDAD: A mayor capacidad de la unidad, mayor es el empobrecimiento de su confiabilidad. El incremento en el FOR es usualmente atribuido al incremento en la sofisticación, elementos complejos, y alto grado de automatización asociado con las grandes unidades.

Las tasas de salidas forzadas de las unidades de generación se han incrementado drásticamente a medida que se ha incrementado el tamaño de las unidades. Esta situación se observa en la figura 2.3 donde datos obtenidos por la EEI es ilustrado. La brecha

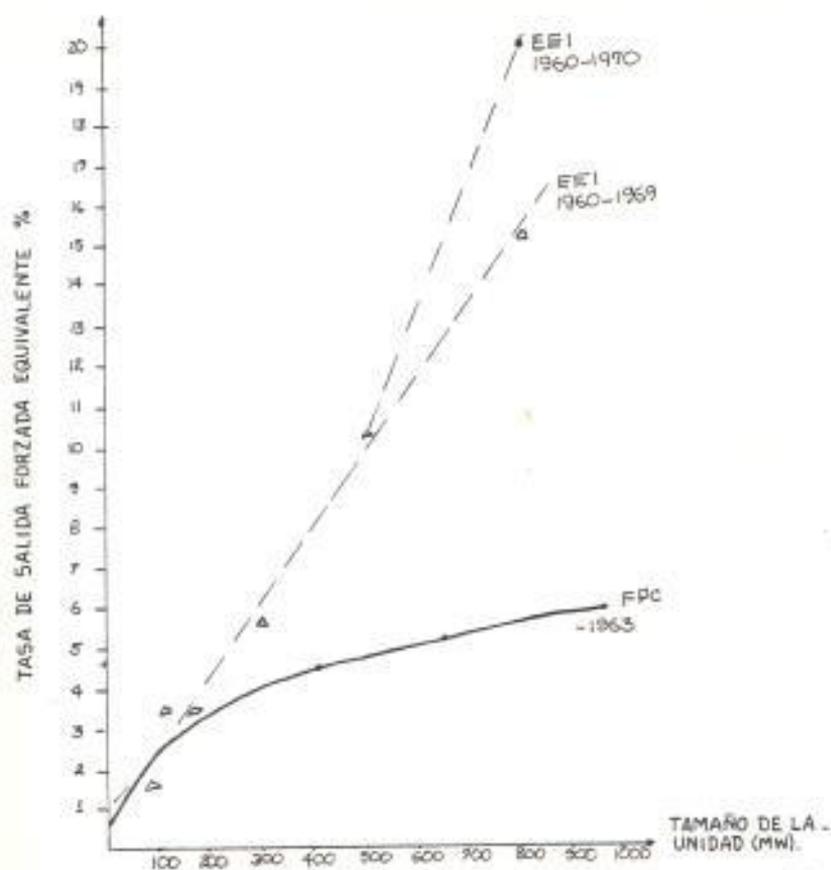
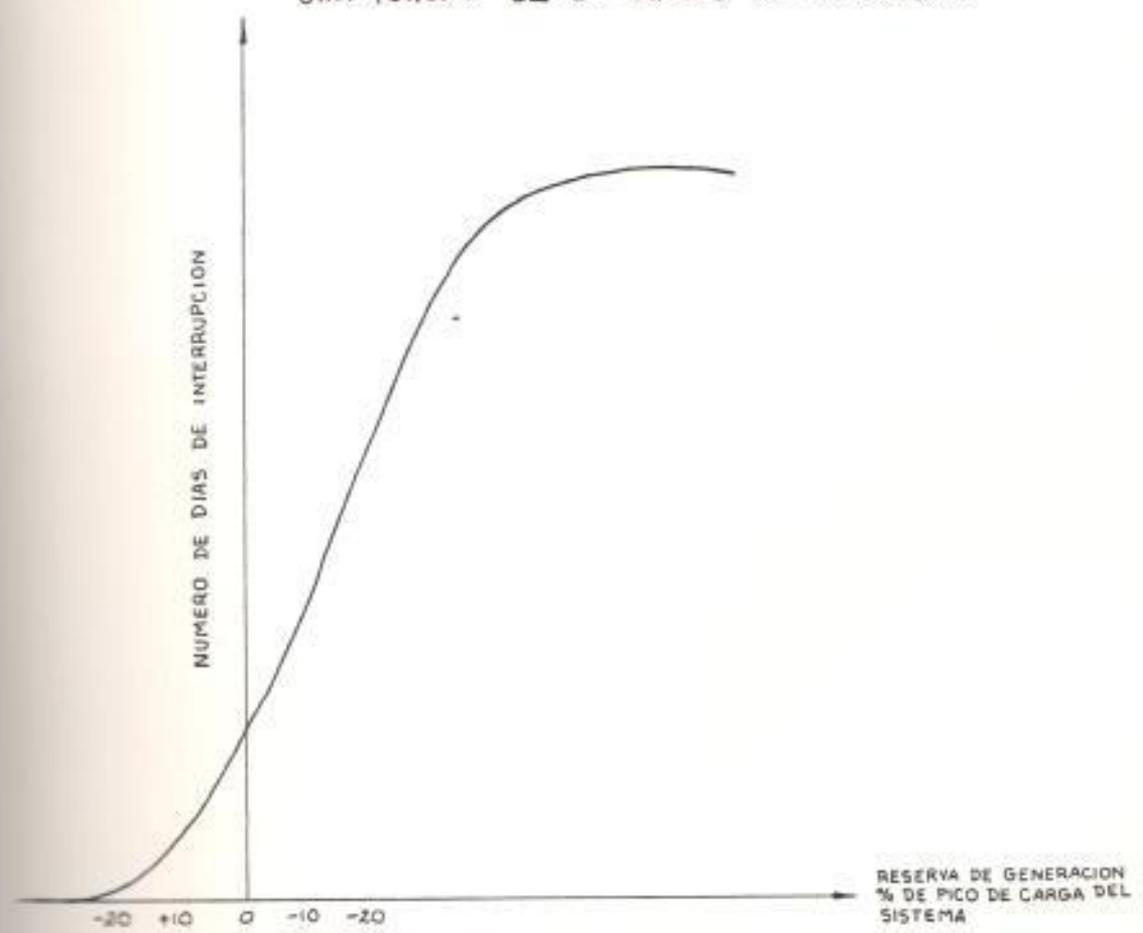


FIG. 23 TASA DE SALIDA FORZADA EQUIVALENTE COMO UNA FUNCIÓN DE EL TAMAÑO DE LA UNIDAD



D6.24 NÚMERO DE DIAS EN QUE LA CARGA ESPERADA YA A SER INTERRUMPIDA VS. RESERVA DE GENERACION

entre las tasas proyectadas de salidas forzadas como presentado en el reporte de la Comisión Federal de Potencia en 1964 y el valor real es bastante evidente. Las altas tasas de salidas forzadas de muchas unidades grandes pueden ser atribuidas a los daños y problemas de deterioro ya sea en el diseño básico y en los equipos. Es muy fácil, sin embargo, disminuir todo el problema en esta forma. Esto es verdad cuando se cumple que el incremento total puede ser atribuido a todos los grandes componentes en la planta y no a una sola causa.

La confiabilidad de la unidad de generación o más específicamente su desconfiabilidad debe ser considerada como un elemento primario del diseño de la unidad. Podría parecer un poco severo pero no hay suficiente énfasis puesto sobre las consecuencias de las fallas en el diseño como realmente debería existir. Un diseñador hace básicamente una optimista y detallada consideración de las implicaciones de la falla con un método un poco derrotista al problema. Es relativamente fácil encontrar razones para explicar la pobre operación de las nuevas unidades de

generación. El rápido incremento en tamaño ha resultado en muchos diseños prototipos mucho más grande que los anteriores y la mayoría fueron construidos en un relativamente corto espacio de tiempo. Estas aplicaciones incluídas muchas no experimentadas características las cuales no tienen normalmente los antecedentes asociados de experiencia o adecuado desarrollo. Una falta de atención en el diseño estuvo entonces adicionalmente compuesto por errores en construcción, comisión y operación.

FABRICANTE DE UNIDADES: El FDR varía entre los fabricantes aún para unidades del mismo tipo y tamaño, debido a tecnologías y procesos de producción. Datos acerca del FDR predecido de una unidad son usualmente provistos por los fabricantes y pueden ser usados para evaluar la confiabilidad del sistema resultante.

VIDA DE LA UNIDAD: El FDR también varía con la edad del equipo. En los primeros 2 o 3 años después de la instalación, el FDR de la unidad tenderá a mejorar (i.e. conseguirá ser menor) a causa de un proceso de aprendi-

zaje y falla. Luego el FOR permanecerá en un nivel justamente constante hasta un periodo cuando comienza a incrementarse debido al envejecimiento del equipo.

DISERNO DE LA UNIDAD: Nuevamente las unidades diseñadas son asociadas usualmente con su FOR más grande. A medida que crezca la experiencia entre fabricantes y usuarios, medidas correctivas serán tomadas para eliminar problemas de equipos y de operación, resultando en un FOR mejorado.

MANTENIMIENTO: El mantenimiento programado está dirigido para preservar a las unidades de generación en adecuadas condiciones de corrida y una inspección de rutina para detectar posibles mal funcionamientos resultando en una más alta confiabilidad de la unidad. En realidad el mantenimiento programado es desde luego una de las más baratas y efectivas formas para decrecer el FOR de una unidad.

EXISTENCIA DE PARTES Y PIEZAS DE RESPUESTOS: Mantener un adecuado inventario de los reemplazos y piezas de respuestas es esencial

para llevar a las unidades de respaldo a servicio en el menor tiempo posible. Menor tiempo para reparar implica un menor FOR. La estandarización de las unidades deberían ser de ayuda en la reducción de costos de salida como requiere la existencia de la menor cantidad de piezas de respuestos. Otro método efectivo, en el caso de reemplazos de altos costos teniendo baja probabilidad de ser requeridos, es la creación de un conjunto de unidades repartiéndose una común existencia de respuestos.

FACTORES REGULADORES Y AMBIENTALES: La instalación de varios equipos, los que satisfacen estándares ambientales de malezas y precipitaciones, resultan en un incremento del FOR de la unidad. Varias otras regulaciones las cuales requiere que las unidades estén desconectadas en cierto tiempo para cumplir estándares de contaminación del aire, también implica una menor confiabilidad para las unidades. El impacto de las regulaciones ambientales sobre la confiabilidad del sistema es particularmente alto aunque afectan a las grandes plantas de combustibles - fósiles, las cuales son u-

sualmente la mayor parte de las unidades de contaminación.

FACTORES DE DISEÑO E INGENIERIA: Consideraciones de diseño e ingeniería podrían afectar a la confiabilidad de la unidad. Las unidades diseñadas en una forma que permita una rápida detección y una fácil localización de un mal funcionamiento están asociadas con un menor FDR.

FASE DE OBTENCION Y CONSTRUCCION: Una fabricación defectuosa o una inadecuada instalación resultará en falla del equipo y luego en un más alto FDR. Por lo tanto una adecuada elección de equipos y componentes durante la fase de obtención y una inspección cuidadosa durante la fase de construcción, garantizará una mejor confiabilidad de la unidad.

CALIDAD DE OPERACION: Errores humanos son responsables de muchas salidas forzadas. Una adecuada planificación de las operaciones, programas de instrucción disponibles y control cuidadoso mejora el FDR de la unidad.

2.1.4 Definición de Salida

Varias de las definiciones básicas de salidas que se mencionan a continuación son aplicables a todas las áreas de sistemas de potencia.

SALIDA

Una salida describe el estado de un componente cuando no está disponible para ejecutar su función adecuada debido a algún evento directamente asociado con aquel componente. Una salida podría o no causar una interrupción de servicio a los consumidores dependiendo de la configuración del sistema.

SALIDA FORZADA

Una salida forzada es una salida que resulta de condiciones de emergencia directamente asociadas con un componente que requiere que este sea sacado fuera de servicio inmediatamente, ya sea automáticamente o tan pronto como las maniobras con el interruptor puedan ser ejecutadas, o una salida causada por operación inadecuada de un equipo o error

humano.

TASAS DE SALIDAS FORZADAS

La unidad de confiabilidad es uno de los más importantes factores que influyen sobre la confiabilidad de un sistema, así como determina la frecuencia con la cual una unidad estará probablemente fuera de servicio a causa de una salida no planificada. Entre más baja es la confiabilidad de una unidad dada, mayor es la probabilidad de quebrantarse, y producirá un empobrecimiento de la confiabilidad del sistema.

A diferencia de los requerimientos de mantenimiento, las salidas forzadas son variables aleatorias, y su ocurrencia y duración son impredecibles. El patrón de falla de una unidad de generación dada es usualmente descrito por su Tasa de Salida Forzada (FDR), calculada como el porcentaje de tiempo en que la unidad está dañada dividido para el tiempo de servicio total más el tiempo del desperfecto:

$$FDR = \frac{\text{horas de salida forzada}}{\text{horas de salida forzada} + \text{horas de servicio}} \times 100 \quad (2.1.)$$

Con las horas de salida forzada como el tiempo en horas durante el cual una unidad no está disponible debido a salidas forzadas, y las horas de servicio siendo el número total de horas que la unidad está realmente operada con los interruptores cerrados a la barra de la estación. Las salidas forzadas están definidas en cuanto a eso, como la ocurrencia de una falla de un componente u otra condición la cual requiere que la unidad sea removida de servicio inmediatamente, o adecuar e incluir en el más cercano fin de semana. El FDR es un estimado de la probabilidad de salida condicional de la unidad, esto es; la probabilidad de una salida forzada dado que la unidad es necesitada para generación. La probabilidad de salida incondicional, o total, es obtenida por multiplicar la probabilidad condicional, por la fracción de tiempo durante el cual es necesitada para generación (multiplicando el FDR por la fracción de tiempo que la unidad está fuera o en servicio, relativo a la total duración de el tiempo involucrado,

excluyendo el tiempo de mantenimiento). La probabilidad de salida es denotada por q , e interpretada como la probabilidad de salida condicional es intercambiable con el FOR. La probabilidad de salida incondicional es denotada por q^* .

SALIDA PROGRAMADA

Una salida programada es una salida que resulta cuando un componente es deliberadamente sacado fuera de servicio en un tiempo seleccionado, usualmente para propósitos de construcción, mantenimiento preventivo, o reparación. La prueba clave para determinar si una salida podría ser clasificada como forzada o programada es como sigue. Si es posible aplazar la salida cuando tal postergación es deseable, la salida es una salida programada; De otra manera la salida es una salida forzada. El aplazamiento de una salida podría ser deseable por ejemplo para prevenir sobrecarga de unidades o una interrupción de servicio a los consumidores.

2.2 Consideraciones sobre el nivel de reserva a ser mantenido en el sistema

2.2.1 El Problema de el Planeamiento de la Reserva.

Debido a la naturaleza de la electricidad y a la dependencia de nuestra sociedad sobre su servicio ininterrumpido, la confiabilidad es uno de los más importantes criterio de diseño de los sistemas eléctricos de potencia. La confiabilidad del sistema depende de muchos factores, incluyendo la cantidad de capacidad instalada, tamaño de la unidad, confiabilidad de la unidad, requerimientos de mantenimiento, interconexiones, facilidades de despacho, errores en la predicción de la carga y la forma de la carga.

Los sistemas eléctricos de potencia mantienen una capacidad de generación de reserva como un margen de seguridad contra las fluctuaciones día a día de la carga y desviaciones de la demanda de los consumidores. El más alto margen de reserva, la más alta confiabilidad de operación del sistema.

Sin embargo, suministrar un exceso de capacidad de generación eléctrica para propósitos de confiabilidad tiene un costo económico, de hecho uno substancial. Grandes inversiones son requeridas para instalar la capacidad extra que es utilizada sólo una pequeña fracción de tiempo. También, la más alta confiabilidad de diseño en los componentes del sistema, los más altos costos asociados.

Por otro lado, la más alta confiabilidad provee de algunos beneficios por reducción de los costos de interrupción y añadir el valor del servicio eléctrico. La selección de la óptima confiabilidad de diseño objeto podría producir una apropiada relación a los beneficios resultantes a la sociedad por la más alta confiabilidad estandar vs los costos adicionales de proveer estos estandares.

Debido, a las dificultades en estimar los beneficios sociales de la confiabilidad, otros métodos, tales como métodos de contingencia y probabilísticos, son comúnmente usados para determinar el nivel de reserva para ser mantenido por el sistema.

En la determinación de estos requerimientos es también necesario considerar las potencialidades inherentes en el proyecto de carga administrada y las interconexiones como posible medio de mejorar la confiabilidad de operación en un substancial ahorro en costos.

El problema de planeamiento de la reserva es concerniente con la determinación del óptimo nivel de margen de reserva para ser mantenido por el sistema.

La óptima reserva depende sobre varias características de generación y demanda del sistema. Añadir una reserva extra no es el único medio de satisfacer los requerimientos de reserva y las restricciones de confiabilidad. Otros métodos, los cuales podrían ser más baratos y más eficientes que añadir reserva extra, explican las características cambiantes de la generación y/o influencia de la demanda de potencia por recortes de picos de la demanda y mejoramiento del factor de carga del sistema, ya que resulta en una mejor confiabilidad a un costo reducido.

Es por consiguiente necesario observar el problema de planeamiento de la reserva desde un punto de vista más general para poner a consideración todos los factores que afectan la confiabilidad del sistema y explican las interacciones entre estos factores y su impacto sobre los costos del sistema.

2.2.2 Parámetros que influyen sobre la confiabilidad del sistema.

CAPACIDAD INSTALADA

Añadir capacidad extra es una forma común de incrementar la confiabilidad del sistema. La figura 2.4 muestra la relación entre la capacidad instalada y la confiabilidad del sistema.

Si una compañía de potencia eléctrica está provista para una mayor confiabilidad estándar por incremento en el margen de reserva, podrían tener incrementada sus inversiones en añadir una reserva extra que realmente entregará una muy pequeña cantidad de energía. O, equivalentemente, reduciendo la

confiabilidad estandar (aumentando las interrupciones) podrian implicar mayores ahorros en inversiones. Por ejemplo, en un estudio de confiabilidad de los sistemas eléctricos de el Estado de New York se estableció que "Si el sistema de New York fuese transferido de un criterio de 1 día en 10 años a 1 día en un año, habria un ahorro de capital ascendiendo a \$ 20 millones en el primer año y subiendo a \$36 millones 7 años más tarde, luego caerian a \$ 12 millones 5 años más tarde, un substancial ahorro. En vista del incremento de los costos de construcción de plantas de potencia, la capacidad extra como un medio de satisfacer la confiabilidad estandar está convirtiéndose en menos económica.

COMPOSICION DE TAMAÑOS DE UNIDADES EN EL SISTEMA

Usualmente las más pequeñas unidades en el sistema, la mayor confiabilidad del sistema para la misma capacidad. Las consideraciones de confiabilidad puras conducirán por consiguiente al sistema hacia unidades más pequeñas. Consideraciones de economía de

escala, de otra forma, tenderán a conducir al sistema hacia unidades más grandes. El análisis de compromiso es por consiguiente requerido a fin de balancear los dos factores uno contra el otro y determinar el óptimo tamaño de la unidad.

El compromiso es elegir entre unidades más pequeñas, costosas y con menos reserva, o reduciendo el número de unidades e instalando la reserva extra. Este análisis de compromiso es especialmente importante en sistemas pequeños con sólo unas pocas unidades. Estos sistemas son más sensibles a cambios en el tamaño de la unidad que los grandes sistemas. De especial consideración son las unidades nucleares, las cuales, a causa de la economía de escala, no están disponibles en tamaños menores que 600 Mw. Por lo tanto la instalación de una gran unidad nuclear podría inmediatamente llamar para la instalación de reserva extra.

Algunos métodos de tanteo, basado sobre la experiencia e intuición técnica, han sido sugerida para determinar el tamaño de la nueva unidad. Por ejemplo, la unidad indivi-

dual no podría exceder el 7 % de la demanda pico de el sistema. Mientras que los métodos de tanteo son apropiados como guías generales, una optimización total es requerida con el propósito de encontrar el tamaño exacto de la unidad para algún sistema específico.

CARACTERISTICA DEL GENERADOR

La confiabilidad del sistema es también afectada por las características de generación del sistema. Un método de satisfacer la confiabilidad estandar, posiblemente más barato que añadir reserva extra, es seleccionar las características apropiadas de las unidades en el sistema, tales como su tamaño, FOR, y programa de mantenimiento. Aunque es difícil cambiar el tamaño y el FOR de las unidades existentes, esta alternativa podría ser considerada particularmente cuando se compren nuevas unidades y se evaluen pruebas para plantas de potencia.

INTERCONEXION

La interconexión es una forma común para incrementar la confiabilidad del sistema y

ahorrar en costos de inversiones. Aunque las ocurrencias de salidas en algunos de los 2 sistemas no son necesariamente dependiente, cuando un sistema sufre de deficiencias de capacidad debería estar capacitado para comprar potencia de los sistemas vecinos lo cual sucede si poseen exceso de suministro sobre la demanda en aquel tiempo. Especiales ventajas existe si la forma de carga de los sistemas son diferentes y más aún si hay un tiempo retrasado entre las horas de demanda pico de los sistemas.

Consecuentemente, los requerimientos de reserva de un sistema de potencia eléctrica interconectado, comparado con otros sistemas son más pequeños que si el sistema no fuera capaz de comprar potencia o vender a sus vecinos.

Cuando fuera posible, la interconexión a otros sistemas provee un mejor costo-efectivo medio de satisfacer la confiabilidad estandar, resultando en un substancial ahorro en costos, por hacer posible para las compañías de potencia implicadas compartir su margen de reserva. Además de aumentar la

confiabilidad del sistema y reducir los requerimientos para margen de reserva, la interconexión facilita la instalación de grandes unidades sin la necesidad de respaldarlas con unidades picos adicionales, reduciendo de este modo las inversiones y costos de operación.

Si hay un tiempo de fase entre los periodos de demanda pico de los sistemas interconectados, el factor de carga total de los sistemas será mejorado, con mayores ahorros para todos los grupos. La economía de la interconexión podría ser evaluada sobre la base de su contribución a la confiabilidad del sistema y los costos de instalación y operación como comparado a los costos de conexión de las líneas de empate, requiriendo además de un análisis de compromiso entre los intereses implicados.

MANTENIMIENTO PROGRAMADO

El mantenimiento programado es requerido para observancia de la confiabilidad de operación de las unidades de generación y en una más alta eficiencia. Un adecuado progra-

ma de mantenimiento es de importancia para mantener la confiabilidad del sistema. Por otro lado la actividad de mantenimiento remueve cierta capacidad del sistema, de esta manera expone al sistema a un elevado riesgo mientras que la actividad de mantenimiento dura. A diferencia de las salidas forzadas, las operaciones de mantenimiento pueden ser planeadas por adelantado y programadas de manera de minimizar las oportunidades de interrupciones.

•

Dos criterios son usualmente utilizados para las operaciones de mantenimiento programado sobre el año:

(1) Nivelando la capacidad de reserva durante todo el año; y

(2) Nivelando el riesgo de pérdida de carga.

En el primer método el mantenimiento es programado de manera de nivelar la capacidad para localizar las operaciones de mantenimiento en periodos de demanda ligera.

En el segundo método, se intenta nivelar la probabilidad de interrupción en cada periodo de mantenimiento, con un periodo de mantenimiento definido como un periodo durante el cual una cierta combinación de unidades están pasando por mantenimiento.

Los dos métodos no necesariamente resultan en la misma confiabilidad del sistema. El segundo método usualmente provee una mejor confiabilidad para el sistema debido a que explica las características especiales de las unidades de generación así como de la demanda para potencia en cada periodo de mantenimiento. Sin embargo, es mucho más difícil de ejecutar.

En la figura 2.5 se muestra las duraciones reales de la capacidad bajo mantenimiento de un cierto sistema. Es interesante notar que a pesar de las variaciones, la forma general de la curva es similar. En la figura 2.6 se representa un típico programa de mantenimiento. Las unidades grandes (1 y 9) son programadas para ser mantenidas durante baja demanda, y las más pequeñas unidades durante la demanda más alta.

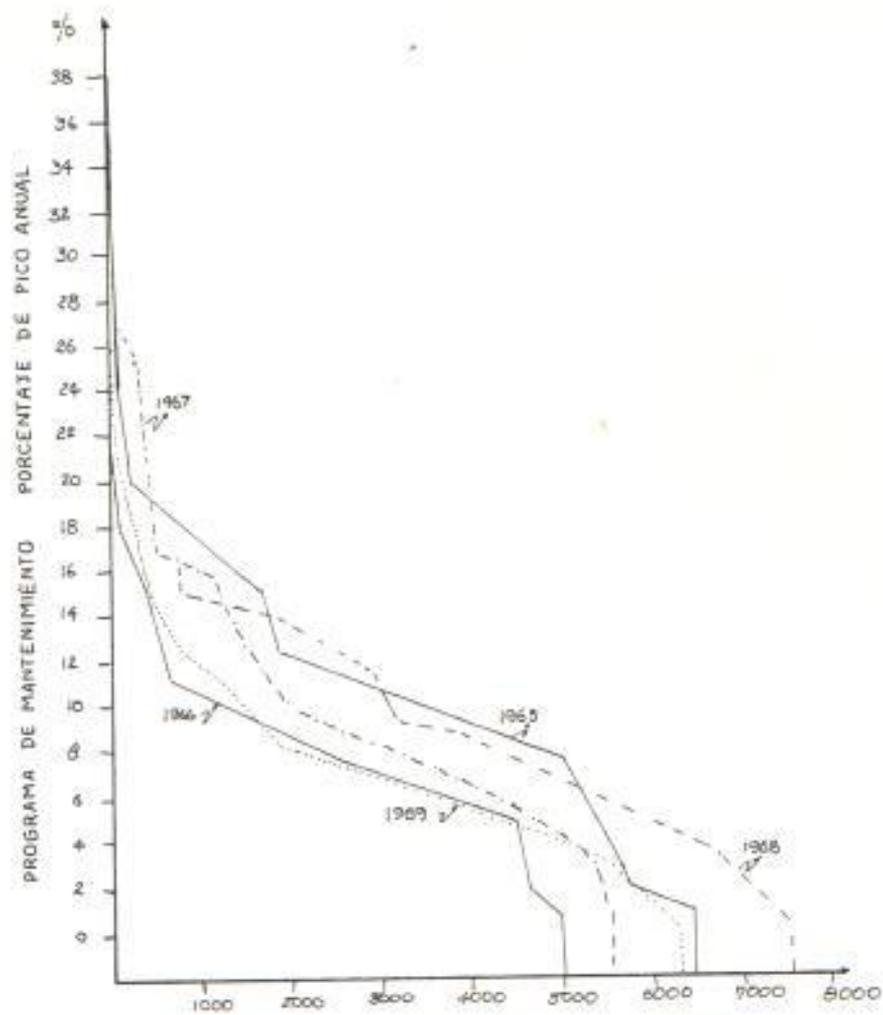


FIG. 2.5 DURACION DE LA CAPACIDAD BAJO MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE UN SISTEMA ESPECIFICO.

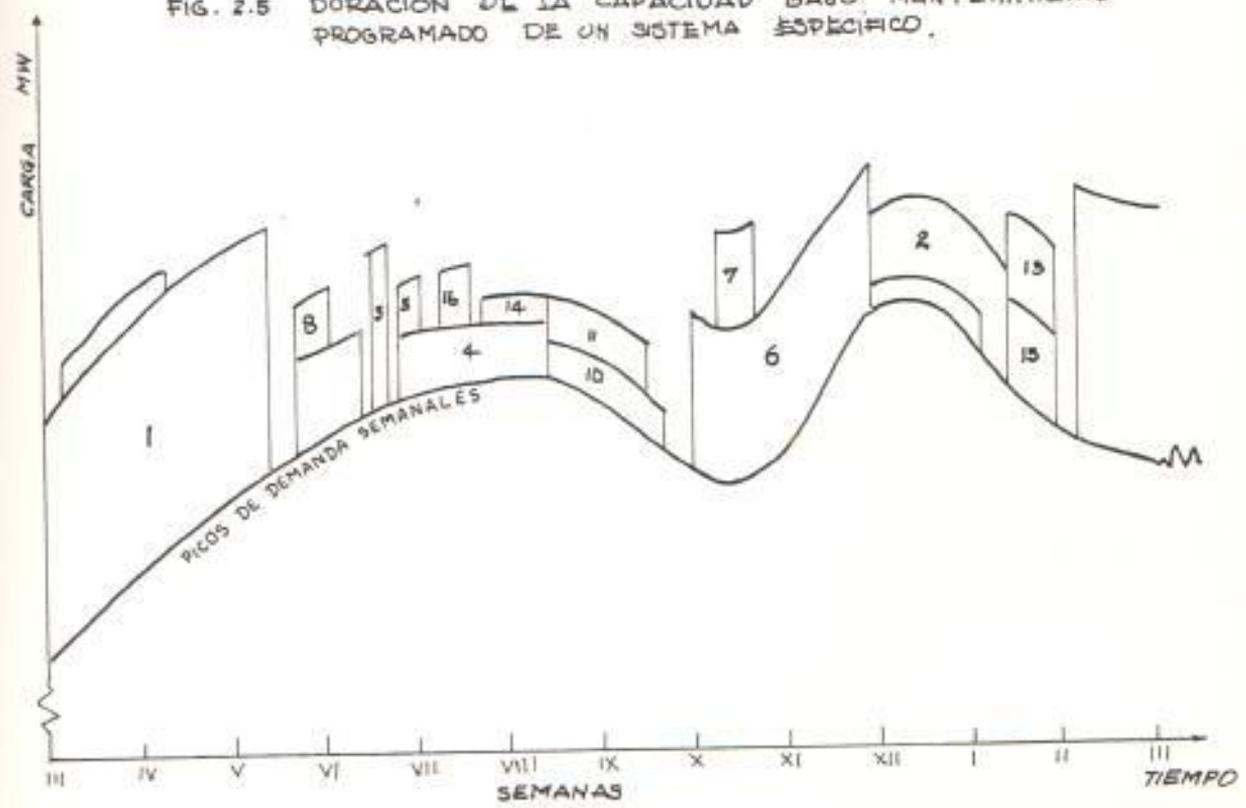


FIG. 2.6 TÍPICO PROGRAMA DE MANTENIMIENTO EN RELACION A LOS PICOS DE DEMANDA SEMANALES

CALIDAD DE LA CARGA PREVISTA

Debido a la diferencia de tiempo involucrada en la instalación de nuevas unidades de generación las cuales podrían durar de unos pocos meses para turbinas a gas a más de una década para unidades nucleares, las decisiones de inversión deben ser hechas varios años antes de poner en servicio activo a las unidades. Un factor importante en este proceso de toma de decisión es la predicción de la carga, tanto de la forma como del pico de la demanda para potencia eléctrica. La calidad de la carga pronosticada influye considerablemente sobre la confiabilidad de operación de un sistema, con una pobre predicción resultan ya sea en inversiones innecesarias en márgenes de reserva, o en una confiabilidad del sistema menor que la deseada.

2.2.3 Métodos de planeación de reserva

Existen 3 grupos de métodos disponibles para la planeación de la reserva: (1) Método no probabilístico (contingencia), los cuales fijan el nivel de reserva en algún porcenta-

je de la demanda pico o capacidad de generación; (2) Métodos probabilísticos, los cuales intentan encontrar el nivel de reserva que permite un nivel dado de confiabilidad (en su mayor parte la probabilidad de pérdida de carga LOLP); y (3) Métodos económicos, los cuales intentan evaluar el más económico nivel de confiabilidad a mantener en el sistema cuando se determina los requerimientos de reserva.

METODO DE CONTINGENCIA

Bajo estos métodos el margen de reserva es escogido para satisfacer una cierta prueba de contingencia, sin considerar la confiabilidad objeto de diseño. Los métodos más comunes son:

1. El Porcentaje Estandar de Reserva:

Bajo este método, el nivel de reserva está determinado en algún porcentaje establecido del pico de carga pronosticado del sistema. El porcentaje exacto varía en el rango del 15-25 %, y es determinado por la propia experiencia del sistema o por adoptar otros

sistemas estandares.

2. La Unidad más Grande:

Con el propósito de permitir el suministro de potencia, aún cuando la unidad más grande está fuera de servicio, la reserva es colocada igual a la capacidad de la mayor unidad. Este método podría ser algo mejor que los anteriores, aunque la reserva es aumentada si una unidad grande es introducida, pero aún este criterio no garantiza que la confiabilidad objeto es satisfecha.

3. La Unidad más Grande más el Error en el Pronóstico:

Este método toma en cuenta los posibles errores en la predicción de la demanda para potencia por incremento del margen de la reserva por algún porcentaje del pico de la demanda. Un error común permitido en la predicción es 5 %. Este nivel de reserva desde luego permitirá suministro ininterrumpido aunque la mayor unidad este fuera y la demanda exceda las predicciones anteriores,

por un cierto porcentaje, pero aún sufre todas las deficiencias mencionadas previamente.

MÉTODOS PROBABILÍSTICOS

Estos métodos toman en cuenta, en una forma probabilística, la naturaleza aleatoria tanto de la demanda como el suministro de potencia, y por lo tanto permite mejores resultados. Típicamente una confiabilidad objeto de diseño es impuesta, tal como un LOLP de 1 día en 10 años, y luego el margen de reserva es ajustado para satisfacer el objeto requerido. Los métodos más comunes son:

1. Métodos de Investigación usando Técnicas Analíticas:

Para algún nivel de margen de reserva, la medida de confiabilidad del sistema es calculada usando técnicas analíticas. Si se consigue la confiabilidad objeto de diseño, el proceso es terminado. De otra forma, un nuevo margen de reserva es elegido, y el proceso es repetido otra vez. Usualmente,

sólo el patrón de demanda, representado por la LDC, y los requerimientos de salidas forzadas son explicados por estos métodos.

2. Simulación:

Con simulación, el margen de reserva es asimismo determinado por un procedimiento de tanteo; Sin embargo en lugar de usar técnicas analíticas, los modelos de simulación son usados para evaluar la confiabilidad de operación del sistema para algún nivel de margen de reserva. Incertidumbres tanto en la demanda como en el suministro pueden fácilmente ser incorporados en el proceso de simulación.

3. La Curva de Duración de Carga Equivalente (ELDC):

Este modelo explica las fluctuaciones de la capacidad instalada debido a mantenimiento y salidas forzadas así como las desviaciones aleatorias de la carga de los consumidores en una forma analítica. Si los requerimientos de reserva son satisfechos por unidades picos (e.g. turbinas a gas) que trabajan

sólo una pequeña fracción de tiempo, el margen de reserva requerido, para algún nivel dado de LOLP, es fácilmente leído directamente que sale de la ELDC. De otra manera, un proceso de tanteo es requerido para encontrar el nivel exacto de reserva.

METODOS ECONOMICOS

Ni los métodos de contingencia, ni los métodos probabilísticos son concernientes con el óptimo nivel de LOLP para ser seguido por el sistema. Desde un punto de vista económico, el nivel de LOLP (o algún otro criterio de confiabilidad), y por lo tanto el margen de reserva resultante, podría depender sobre el costo de proveer la confiabilidad extra por cambio de uno o más de los parámetros del sistema, por un lado, contra los beneficios que resultan a la sociedad por la confiabilidad adicional, por otro lado.

Los beneficios que resultan a causa de la provisión de una reserva de generación extra son los ahorros de los costos de no interrupción debido a la reducción en la ocurrencia de situaciones de no suministro.

Idealmente la capacidad de reserva podría ser añadida hasta el punto en el cual el costo marginal esperado de suministrar estos Kw-hs no suministrado es igual al costo esperado de suministrar estos Kw-h. El costo de suministrar el Kilovatio-hora marginal, Asumiendo que las últimas máquinas no experimentarán salidas forzadas, y que la carga para generación es según el orden de méritos, es igual a los precios fijos anuales de las últimas máquinas en orden de méritos dividido por el número de horas que correrán en máxima capacidad más su precio de combustible. Pero el número de horas que la última máquina correrá en máxima capacidad es equivalente al LOLP del sistema. Por lo tanto, dado el costo fijo anual, el costo de combustible, y el costo de energía no suministrada, el nivel óptimo de LOLP puede ser fácilmente derivado. El margen de reserva podría luego ser ajustado para satisfacer el nivel óptimo del LOLP.

Dos grandes dificultades surgen en este método. Primero, como explicado previamente, es difícil predecir el comportamiento de las unidades picos cuando se usan métodos

convencionales, debido al gran número de combinaciones de unidades en servicio y fuera y sus efectos sobre el uso de unidades picos.

La segunda gran dificultad concierne en estimar los costos de no suministro. Primero involucra una cuantificación de artículos intangibles tales como los inconvenientes a los consumidores. También, varios consumidores podrían reaccionar de diferentes formas a las interrupciones: algunos sufrirán más algunos menos. Adicionalmente, el costo de la interrupción es una función de la frecuencia, severidad y longitud de la pérdida de carga.

No obstante estas limitaciones, algunos intentos han sido hecho para evaluar los costos sociales de energía no servida, pero los resultados obtenidos son aún ordinarios y carentes de confiabilidad para la estimación del costo de no suministro, los niveles de LOLP son usualmente determinado bastante arbitrariamente, ya sea por experiencia o por convención, lo que trae como consecuencia márgenes de reserva que podrían

estar lejos de un equilibrio económico.

2.3 Cálculos de las medidas básicas de confiabilidad por medio de la Curva de Duración de Carga Equivalente.

Por definición de LOLP alguna demanda combinada más allá de la capacidad instalada es una carga no suministrada, se tiene:

$$LOLP = \bar{t}(p_{inst}) \quad (2.1)$$

donde:

p_{inst} = La capacidad instalada del sistema

De acuerdo con la misma lógica, la función densidad acumulativa complementaria de energía no servida (conocida brevemente como la Distribución de no Suministro) es simplemente el extremo de la ELDC por encima de la capacidad instalada. Si $S(x)$ denota la Distribución de no Suministro (El número de horas en un periodo dado durante el cual las interrupciones iguala o excede x Mw), se tiene:

$$S(x) = \bar{F}(x + p_{\text{max}}), \quad x \geq 0 \quad (2.2)$$

Por definición, el área bajo la Distribución de no Suministro es igual a la cantidad esperada de energía no servida (conocida como la LDEP), i.e.,

$$\text{LDEP} = \int_{x=0}^{p_{\text{max}}} S(x) dx \quad (2.3)$$

donde p_{max} es la demanda pico para potencia.

El margen de capacidad Δ en algún punto dado en el tiempo ha sido definido como la diferencia entre la capacidad disponible y la demanda de los consumidores. Una distribución del margen de capacidad es dada gráficamente en la figura 2.2.

En general,

$$\Delta = p_{\text{max}} - p_H - p_R - (p_D + p_B) \quad (2.4)$$

o, equivalentemente,

$$\Delta = p_{\text{max}} - p_C, \quad (2.5)$$

donde $p_C = p_D + p_B + p_H + p_R$ es la demanda combinada para potencia.

Por la definición de la ELDC es evidente que:

$$\tilde{f}(\Delta) = \bar{f}(p_{i, new} - \Delta), \quad (2.6)$$

donde $\tilde{f}(\Delta)$ es la distribución de el margen de capacidad, interpretado como el número de horas en un periodo dado, durante el cual el margen de capacidad iguala o excede Δ Mw.

2.4 Aplicación de la Curva de Duración de Carga Equivalente en el análisis de sensibilidad.

Determinar los cambios en la confiabilidad de operación que resultan de cambios en algunos de los parámetros, es importante para la toma de decisiones. Este proceso es referido como Análisis de Sensitividad.

EL IMPACTO DE AÑADIR UNA UNIDAD SOBRE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

Cuando se añade una nueva unidad al sistema, la nueva LOLP es calculada como sigue:

$p_{i, new}$ = La nueva capacidad instalada (i.e., después de añadir la unidad a el sistema).

$P_{1, \text{NUEVO}}$ = La capacidad instalada anterior.

$P_{1, \text{A}}$ = La capacidad de la unidad añadida.

q = probabilidad de salida de la unidad añadida.

Luego por definición:

$$\text{NUEVO LOLP} = \hat{t}(P_{1, \text{NUEVO}})$$

$$\text{VIEJO LOLP} = \bar{t}(P_{1, \text{VIEJO}})$$

Usando la fórmula de transformación, se tiene:

$$\hat{t}(P_{1, \text{NUEVO}}) = (1-q)\bar{t}(P_{1, \text{VIEJO}}) + q\bar{t}(P_{1, \text{VIEJO}} - P_{1, \text{A}}) \quad (2.7)$$

ó

$$\text{NUEVO LOLP} = (1-q)\bar{t}(P_{1, \text{VIEJO}}) + q(\text{VIEJO LOLP}) \quad (2.8)$$

Esta fórmula nos provee con un medio muy fácil para determinar la confiabilidad de un sistema de potencia medido por su LOLP según la confiabilidad del sistema es cambiada.

La figura 2.7 demuestra los cambios en la ELDC y LOLP cuando se añade una unidad.

EL EFECTO DE TAMAÑO DE LA UNIDAD SOBRE LA CONFIABILIDAD

La sensibilidad de las medidas de confiabilidad a cambios en el tamaño de la unidad es un problema común en el análisis de sistemas de potencia eléctrica. Para ilustrar esto se asume las siguientes dos posibilidades para el sistema aumentado:

1. Dos unidades, cada una con capacidad p_p Mw y probabilidad de salida q ;
2. Una unidad con doble capacidad ($2p_p$), y la misma probabilidad de salida.

El problema es determinar el nivel de confiabilidad, medido por el LOLP, de las 2 alternativas, mientras que se ignoran las diferencias en la flexibilidad de mantenimiento de las unidades adicionales.

Denotando por $t_1(p)$ y $t_2(p)$ la nueva ELDC en los casos (1) y (2), respectivamente.

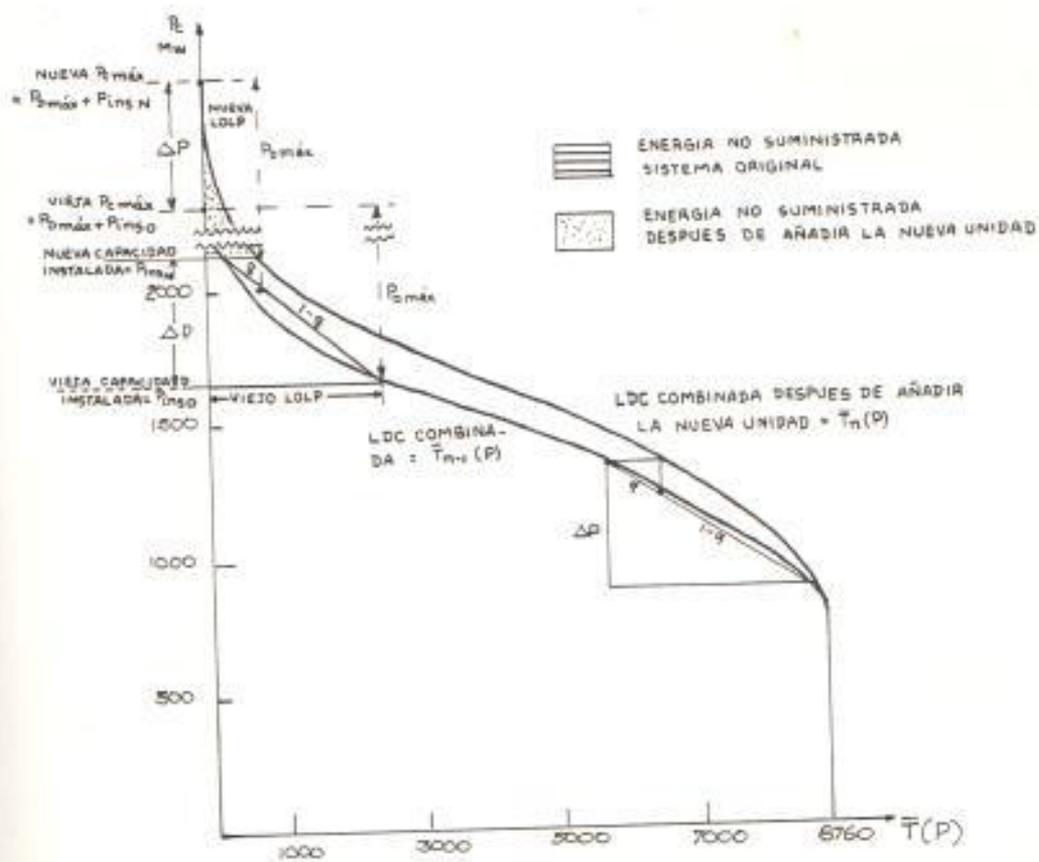


FIG. 2.7 EL EFECTO DE AÑADIR UNA UNIDAD SOBRE EL LOLP

Usando la fórmula de transformación y añadiendo la primera unidad con capacidad p_p Mw, se tiene:

$$\hat{t}(p_{1,nw}+p_p) = (1-q)\hat{t}(p_{1,nw})+q\hat{t}(p_{1,nw}+p_p) \quad (2.9)$$

Añadiendo la segunda unidad con capacidad p_p Mw, se tiene:

$$t_1(p_{1,nw}+2p_p) = (1-q)\hat{t}(p_{1,nw}+2p_p)+q\hat{t}(p_{1,nw}+p_p) \quad (2.10)$$

Substituyendo y combinando los términos da:

$$t_1(p_{1,nw}+2p_p) = q^2\hat{t}(p_{1,nw})+2(1-q)q\hat{t}(p_{1,nw}+p_p)+(1-q)^2\hat{t}(p_{1,nw}+2p_p) \quad (2.11)$$

Cambiando ahora al caso (2) y añadiendo aquella unidad con doble capacidad, se tiene de la fórmula de transformación:

$$t_2(p_{1,nw}+2p_p) = (1-q)\hat{t}(p_{1,nw}+2p_p)+q\hat{t}(p_{1,nw}) \quad (2.12)$$

Tomando la diferencia entre los LOLPs obtenido en los 2 casos, se tiene:

$$LOLP_2-LOLP_1 = t_2(p_{1,nw}+2p_p)-t_1(p_{1,nw}+2p_p) \quad (2.13)$$

Por lo tanto, la diferencia entre el LOLP de las alternativas (1) y (2), ignorando la flexibilidad de mantenimiento de las unidades adicionales, es dado

por:

$$LOLP_2 - LOLP_1 = (1-q)q[\bar{t}(p_{1,nw} + 2p_p) - 2\bar{t}(p_{1,nw} + p_p) + \bar{t}(p_{1,nw})] \quad (2.14)$$

Puesto que el extremo de la ELDC es una función convexa, la cantidad en el paréntesis cuadrado siempre es positiva, y de este modo el LOLP, cuando se añade aquella unidad a el sistema con capacidad $2 p_p$, es más grande que el LOLP obtenido cuando se añaden 2 unidades, cada una con la mitad de capacidad. Aún cuando este no es un resultado sorprendente, la ventaja del método anterior es que nos dice por cuanto la confiabilidad es afectada.

Cuando resultados precisos son requeridos, hay una necesidad de responder por los requerimientos de mantenimiento de la unidad adicional en una forma precisa por el recálculo de la ELDC.

Para realizar los cálculos para varios valores de p_p , una curva de compromiso entre la confiabilidad y tamaño de la unidad puede ser obtenida para un nivel dado de probabilidad de salida.

EFFECTO DE CAMBIAR EL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

Para varias alternativas de los programas de mantenimiento, lo más probable es que resulten en diferentes niveles de confiabilidad. El impacto del cambio del programa de mantenimiento sobre la confiabilidad del sistema puede ser analizado usando la ELDC. La fórmula de transformación en este caso es usada para encontrar la ELDC total para cada programa de mantenimiento. Mientras que involucran numerosos cálculos, este análisis facilita la toma de decisiones al fabricante al examinar las alternativas de programas de mantenimiento con el propósito de encontrar aquel que otorgue el mejor nivel de confiabilidad.

SENSITIVIDAD A CAMBIOS EN LA DEMANDA CARACTERISTICA

La demanda para potencia eléctrica es uno de los principales factores el cual influye sobre el nivel de confiabilidad del sistema. Cambios en la demanda, tales como un súbito incremento o disminución de la demanda pico, cambio del factor de carga, cambio de la forma de carga, etc., podrían afectar la confiabilidad del sistema en una forma no menos pronunciada que los cambios en las características de generación. Siendo también una fun-

ción de las características de demanda, la ELDC nos provee de una herramienta efectiva para analizar el impacto de tales cambios sobre la confiabilidad. La ELDC debe ser regenerada para cada cambio en las características de demanda.

Por uso de las ecuaciones recursivas, la tarea es facilitada grandemente. Como la única expresión afectada por los cambios de la demanda es $\bar{t}_0(p_0)$, una ELDC parcial que contiene las componentes determinísticas y aleatorias de la demanda así como también los requerimientos de mantenimiento, $\bar{t}_0(p_0)$ es fácilmente obtenida puesto que implica la evaluación de sólo un integral para cada nivel p_0 .

ENCONTRAR LA RESERVA REQUERIDA PARA SATISFACER UN NIVEL DADO DE LOLP

Este problema será expuesto para el caso en el cual las unidades pico son añadidas al sistema para proveer la reserva vs el caso donde unidades base e intermedias son instaladas para incrementar el margen de reserva.

Para aquellas unidades las cuales están trabajando sólo una pequeña fracción de su tiempo, uno puede aproximar su impacto sobre la ELDC por asumir que

sus probabilidades de salida igual a cero. Sustituyendo $q=0$ en la fórmula de transformación, se tiene:

$$\hat{t}(p_c) = \bar{t}(p_c) \cdot (2.15)$$

i.e., la nueva ELDC igual a la anterior; esto es un resultado aproximado puesto que las unidades pico no contribuyen significativamente para la demanda por mantenimiento y salidas forzadas. Si las unidades picos son usadas para proveer la capacidad de reserva, la cantidad de capacidad de generación requerida para satisfacer una LOLP dada puede ser leída directamente que sale de la ELDC. En otras palabras, para una LOLP dada se resuelve para la nueva capacidad instalada p_{DOWN} satisfaciendo:

$$LOLP = \bar{t}(p_{DOWN}) \quad (2.16)$$

La demanda pico es luego substraida de la capacidad instalada para dar el nivel necesario de reserva. Esto es un procedimiento bastante simple, basado sobre una rápida y baja aproximación.

Si las unidades de carga base o carga intermedia son instaladas para incrementar el margen de reserva un procedimiento de investigación es necesario

para incrementar el nivel de reserva requerido puesto que estas últimas unidades contribuyen significativamente a la demanda por mantenimiento y salidas forzadas, de este modo se cambia la ELDC. Para cada unidad añadida o removida del sistema, la nueva LOLP es derivada usando el procedimiento del capítulo 1. Si la LOLP requerida es satisfecha, la búsqueda es terminada; De otra manera, una nueva configuración de unidades es examinada, y el proceso es repetido hasta que el criterio de diseño es satisfecho.

ENCONTRAR LA RESERVA REQUERIDA PARA SATISFACER UN NIVEL DADO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Antes de satisfacer un nivel dado de LOLP, se desearía encontrar la reserva requerida para satisfacer un nivel dado de energía no suministrada. El procedimiento general sería incrementar la reserva en el sistema hasta que el área bajo el extremo de la ELDC, por encima de la capacidad instalada, es igual al nivel requerido de no suministro. Si las unidades de carga base o carga intermedia son añadidas para incrementar el margen de reserva, algunos procedimientos de búsqueda es requerido para encontrar el nivel necesario de reserva. La fórmula de transformación puede ser muy útil en reducir el

número de cálculos requeridos para respaldar tal decisión. Si, pese a todo, unidades, unidades picos son usadas como un medio de proveer de capacidad para la reserva, el análisis se convierte bastante simple, haciendo las 2 siguientes asunciones se tiene:

- Las unidades picos están trabajando sólo una pequeña fracción del tiempo durante el periodo y se asume que sus probabilidades de salida es igual a cero;
- El extremo de la ELDC por encima de la capacidad instalada es exponencial.

Denotando por S_0 (en Mwh) el nivel requerido de energía no suministrada esperado, y por S (en Mwh) la energía no suministrada esperada del presente sistema, el nivel de LOLP el cual da una energía no suministrada esperada de S_0 bajo las asunciones anteriores es dado por:

$$\text{NUEVO LOLP} = \text{VIEJO LOLP} \frac{S_0}{S} \quad (2.17)$$

Puesto que las áreas bajo la curva exponencial son proporcionales a las ordenadas.

Habiendo obtenido el LOLP requerido para mantener un nivel dado de S_0 , la capacidad instalada requerida $p_{i, \text{nuevo}}$ es determinada por resolver

$$\text{NUEVO LOLP} = \bar{t}(p_{i, \text{nuevo}}) \quad (2.18)$$

CAPITULO III

ANALISIS DE COSTO DE OPERACION POR LA CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE

3.1. Aspectos Generales

La predicción de los costos de operación y de capital de una unidad de potencia eléctrica es un aspecto importante de la planeación de sistema de potencia. En decisiones de expansión de capacidad, los datos de costos son usados como un importante criterio para comparar entre varias alternativas de políticas de inversiones, para el propósito de encontrar el menor costo de inversión el cual satisface la demanda de potencia con un cierto nivel de confiabilidad. En el planeamiento de la operación, los cálculos de los costos necesitados para planeación financiera, análisis de flujo de dinero, presupuesto de combustible, etc. La estimación de los costos son también elementos importantes para tomar decisiones de la estructura de tasas, planeamiento de reserva, análisis de sensibilidad, etc.

Mientras que la predicción del costo de capital de una política de inversión es por si mismo una

tarea complicada, ya que implica la predicción del costo de capital por unidad de capacidad instalada para cada tipo y tamaño de unidad de generación en cada uno de los años futuros, la estimación del costo de operación de un sistema de potencia eléctrico es mucho más complicado así como depende sobre el procedimiento de carga, la disponibilidad de las unidades, y la demanda para potencia eléctrica, las cuales son altamente variables e impredecibles, especialmente cuando los cálculos se extienden al largo plazo.

Varios métodos han sido desarrollados para predecir los costos de operación de una unidad dada. Los más simples procedimientos están basados sobre la Curva de Duración de Carga (LDC) asumiendo una carga en orden de méritos, con las capacidades de las unidades reducida por un pequeño porcentaje para considerar salidas y mantenimiento programado. Una versión lineal de esta estimación ha sido usada como la función de costo en varios modelos de programación lineal.

Un método más sofisticado, el cual considera las salidas forzadas y mantenimiento en una forma más confiable, mientras que aún asume una carga en orden de méritos, es el método de simulación proba-

bilística. Un mayor grado de precisión en el cálculo de los costos de operación puede ser conseguido por uso de un modelo de simulación, puesto que el análisis puede ser realizado sobre una base horaria y con el más preciso procedimiento de carga, específicamente el de carga incremental, puede ser empleado. La desventaja de los modelos de simulación, sin embargo, está en el gran volumen de cálculos implicados. También, como el análisis se extiende en el largo plazo, los modelos de simulación se convierten en inefectivos ya que es imposible predecir los datos horarios anticipadamente.

3.2. Procedimiento de Carga

Dada la demanda de potencia y las unidades disponibles, un procedimiento de carga es aplicado. El procedimiento de carga es la forma por la cual las distintas unidades son asignadas para generar con el propósito de satisfacer la demanda instantánea de potencia eléctrica mientras que minimiza los costos de operación.

Como tal, el procedimiento de carga determina el número, tipo y nivel de producción de las unidades las cuales son cargadas para generar en algún tiem-

po dado. Es por lo tanto un factor muy importante en el cálculo de los costos de operación de una unidad dada. El más importante componente del costo de operación, excluyendo el arranque, apagado, y pérdidas de transmisión es el costo del combustible. El consumo de combustible es una función no lineal de la salida de la unidad; en particular, ha sido empíricamente demostrado que la función costo de unidades de generación en un sistema de potencia, con la posible excepción de las unidades hidroeléctricas y de almacenamiento y bombeo, es una función no lineal, usualmente cuadrática, creciente que muestra un costo marginal creciente.

Bajo estas condiciones puede ser probado que el procedimiento de carga el cual permite el mínimo costo de operación para el sistema es aquel en el que se igualan los costos marginales de las unidades en el sistema para algún nivel de demanda. Este procedimiento de carga ampliamente utilizado por compañías de potencia eléctrica, es conocido como procedimiento de Carga Incremental (algunas veces el Despacho Económico).

Es difícil sin embargo, emplear el procedimiento de carga incremental para cálculos de costos, como depende sobre los cambios dinámicos en la demanda

y/o en las disponibilidades de unidades, las cuales pueden ser tomadas en cuenta sólo en un análisis hora por hora. Desde luego los modelos de simulación los cuales son capaces de realizar un análisis horario, están provisto del medio de predecir el costo de operación del sistema basado sobre la carga incremental.

Un procedimiento de carga alternativo, el cual evita las dificultades presentada por la carga incremental, es la Carga en Orden de Méritos.

Según este método, las unidades son cargadas para generación en orden de su costo de producción promedio el cual sirve como un indicador para el orden de méritos de las unidades. La unidad más eficiente, i.e., la unidad con el menor costo de producción promedio, es cargada primero y operada en su capacidad nominal; La siguiente unidad más eficiente es luego cargada para la generación en su capacidad nominal, y así sucesivamente hasta que la demanda es satisfecha. Este procedimiento es ciertamente mucho más conveniente para calcular el costo; y en conjunción con la LDC permite un algoritmo muy eficiente para predecir los costos de operación de el sistema. El procedimiento, sin embargo, permite solamente resultados aproximados.

Se ha sugerido una mejora para el análisis según la carga en orden de méritos por dividir la capacidad total de la unidad dada en dos bloques, cada uno con diferente costo de producción promedio, los cuales son luego ubicados en posiciones no adyacentes en el orden de méritos. Este procedimiento de carga resulta en una mayor precisión en el cálculo de los costos de operación del sistema. Obviamente, el mayor número de bloques para una unidad dada, la mayor precisión de las predicciones de los costos de operación. En realidad, la carga incremental es básicamente un lejano refinamiento de el método de los 2 bloques, con la capacidad de una unidad dividida en infinitos bloques infinitesimales; El costo de cada uno es el costo incremental de producir la energía en aquel bloque.

3.3. Cálculo del costo de operación de un sistema con incertidumbre en el suministro bajo carga en orden de méritos.

Las salidas forzadas y mantenimiento tienen un efecto profundo sobre la operación del sistema, causa desviaciones de su óptima condiciones de operación, de este modo resultan en costos de operación más alto para satisfacer la demanda por potencia.

Debido a que las salidas forzadas y mantenimiento son comunes en la industria de potencia, hay una necesidad de incorporarlas en el proceso de cálculos con el propósito de incrementar la confiabilidad de los resultados. El método de simulación probabilística es probablemente el primer modelo analítico el cual responde en forma precisa por las salidas forzadas en el cálculo del costo de operación del sistema bajo carga en orden de méritos.

La figura 3.1 describe una LDC de un sistema dado junto con la carga en orden de mérito, con la unidad 1 siendo la más eficiente, la unidad 2 siendo la siguiente unidad más eficiente, y así sucesivamente. Denotando por:

$t(p_L)$ = La LDC evaluada en el punto p_L , interpretada como la fracción de tiempo, en un período dado, durante el cual la demanda de los consumidores iguala o excede p_L ,

E_i = La energía entregada por la unidad i (numerada según el orden de méritos),

p_i = La capacidad de la unidad i

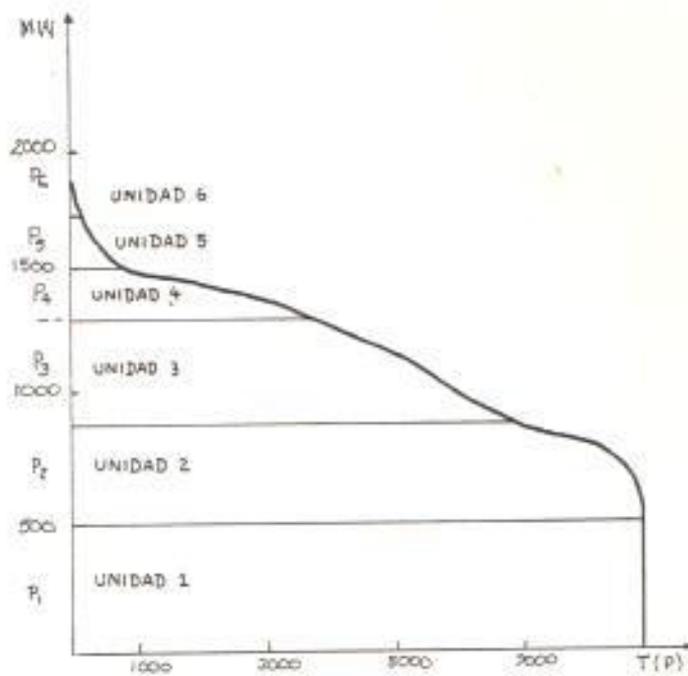


FIG. 3.1 CARGA DE UNIDADES DE ACUERDO CON EL METODO DE ORDEN DE MERITOS

$q_1 =$ La probabilidad de salida de la unidad 1,

Luego, ignorando los requerimientos de mantenimiento, la esperada energía entregada por la unidad 1 está dada por:

$$E_1 = (1-q_1) \int_0^{P_1} t(p_L) dp_L \quad (3.1)$$

En el cálculo de la energía entregada por la segunda unidad en el orden de méritos, 2 componentes de costos están siendo considerada. Cuando la unidad 1 está disponible, con una probabilidad de $(1-q_1)$, la unidad 2 será cargada en producción entre p_1 y p_1+p_2 ; Sin embargo, cuando la unidad 1 está fuera de servicio, a causa de la salida forzada, con una probabilidad q_1 , la unidad 2 ocupará la primera posición en el orden de méritos y entonces será cargada para generación entre las cargas 0 y p_2 , como está descrito en la figura 3.2. La esperada cantidad de energía entregada por la unidad 2 es por lo tanto:

$$E_2 = (1-q_2) \left[(1-q_1) \int_{p_1}^{p_1+p_2} t(p_L) dp_L + q_1 \int_0^{p_2} t(p_L) dp_L \right] \quad (3.2)$$

Substituyendo:

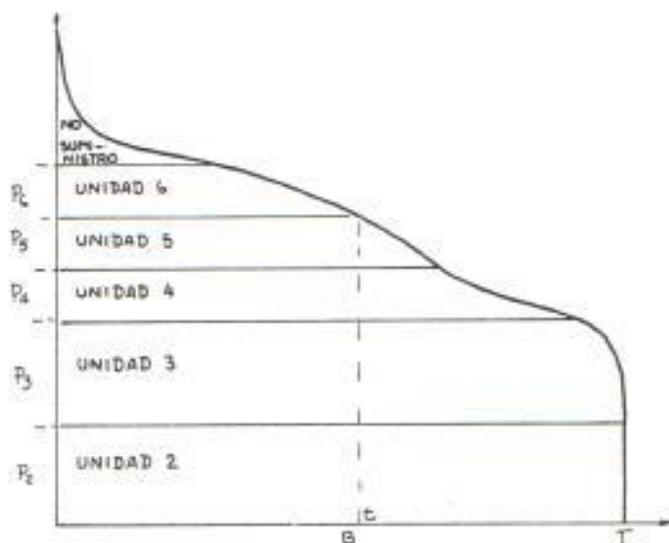
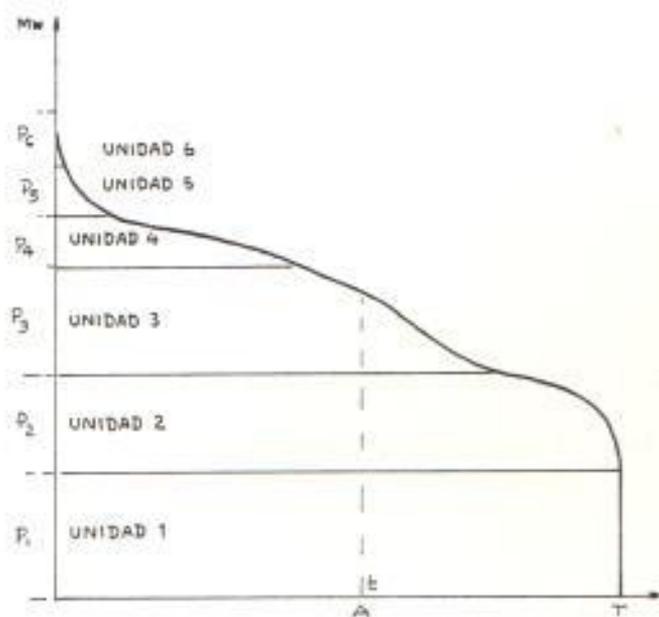


FIG. 3.2 DOS POSIBLES ESTADOS DE UN SISTEMA CARGADO SEGUN EL ORDEN DE MERITOS (A) UNIDAD 1 FUNCIONANDO ; (B) UNIDAD 1 NO OPERANDO

$$\int_0^{p_2} t(p_L) dp_L = \int_{p_1}^{p_1+p_2} t(p_L-p_1) dp_L \quad (3.3)$$

Se tiene:

$$E_2 = (1-q_2) \left(\int_{p_1}^{p_1+p_2} [(1-q_1)t(p_L) + q_1 t(p_L-p_1)] dp_L \right) \quad (3.4)$$

Ha sido mostrado (ver ecuación 1.20) que la expresión en paréntesis bajo el signo integral es una curva de duración de carga equivalente parcial (ELDC) conteniendo la demanda de los consumidores y requerimientos para salidas forzadas de la primera unidad. Siguiendo la misma notación, se denota esta expresión por $\bar{t}_1(p_L)$ y se obtiene:

$$E_2 = (1-q_2) \int_{p_1}^{p_1+p_2} \bar{t}_1(p_L) dp_L \quad (3.5)$$

Continuando en esta forma, puede ser mostrado que:

$$E_n = (1-q_n) \int_{\sum_{i=1}^{n-1} p_i}^{\sum_{i=1}^n p_i} \bar{t}_{n-1}(p_L) dp_L \quad (3.6)$$

donde $\bar{t}_n(p_L)$ es la ELDC conteniendo la demanda de los consumidores y la demanda por salidas forzadas de las primeras n unidades.

La esperada cantidad de energía entregada por cada unidad en el sistema bajo carga en orden al mérito es por lo tanto relacionada cerradamente a la ELDC.

Por uso de la fórmula recursiva de el capítulo 1 se tiene:

$$\bar{t}_n(p_L) = (1-q_n)\bar{t}_{n-1}(p_L) + q_n\bar{t}_{n-1}(p_L - p_n) \quad (3.7)$$

Las ELDC's parciales implicadas en el cálculo de las esperadas energías entregadas, y por lo tanto los costos de operación, pueden ser obtenidos en una manera muy eficiente usando esta fórmula recursiva.

El costo de operación total del sistema es derivado por multiplicar la esperada energía entregada por cada unidad por el correspondiente costo de producción promedio y sumando completamente los productos para todas las unidades.

Si los requerimientos de mantenimiento están siendo tomados en consideración, el período implicado está

siendo dividido en subperiodos de mantenimiento constante. Los costos de operación son por lo tanto calculado para cada subperiodo separadamente, y combinados para dar el costo total de operación para el periodo total. Provisiones para la incorporación de operaciones de unidades hidroeléctricas y almacenamiento y bombeo han sido desarrollados.

- 3.4 Cálculo del costo de operación por el procedimiento de carga incremental para un sistema sin considerar los requerimientos de mantenimiento y salidas forzadas.

El modelo de simulación probabilística de la sección anterior será ahora modificado para dar el costo de operación de un sistema de potencia bajo un procedimiento de carga incremental. Para facilidad en la presentación, se empezará con un sistema sin mantenimiento y salidas forzadas, posponiendo el análisis del caso más general para la próxima sección.

El Procedimiento de Carga Incremental

Asumiendo que las unidades poseen funciones de costos no decrecientes y diferenciable, puede ser

demostrado que el procedimiento de carga incremental resulta en un costo de operación mínimo para el sistema de potencia. En lo siguiente las funciones de costos serán denotadas por:

$$c_i = f_i(p_{Li}), \quad i=1,2,\dots,N \quad (3.8)$$

donde:

p_{Li} = La salida (en Mw) del generador i ,

$f_i(p_{Li})$ = Una función no decreciente y diferenciable, expresando el costo de generación en el nivel de salida p_{Li} para una unidad de tiempo.

N = Número de generadores en el sistema.

La función costo marginal de una unidad i es derivada de la función costo por diferenciación:

$$c'_i = f'_i(p_{Li}), \quad i=1,2,\dots,N \quad (3.9)$$

Se va a asumir por conveniencia que las funciones de costo marginal son uno a uno, de modo que sus inversas existen y son también uno a uno. Las funciones inversas son denotadas por:

$$f^{-1}_i(c'_i), \quad i=1,2,\dots,N; \quad \text{luego} \quad (3.10)$$

$$p_{L,i} = f^{-1}_i(c'_i), \quad i=1,2,\dots,N \quad (3.11)$$

La correspondiente función de costo y función de costo marginal para el sistema total serán denotadas por $c=f(p_L)$ y $c'=f'(p_L)$, respectivamente, donde p_L es la generación total del sistema, satisfaciendo:

$$p_L = \sum_{i=1}^N p_{L,i} \quad (3.12)$$

En el siguiente análisis se va a ignorar los costos de encendido y apagado y se considerará sólo el costo de combustible. (Los costos de arranque y apagado podrían ser estimado con bastante precisión de datos pasados y pueden ser añadidos a los costos de operación del sistema como una suma total).

El problema de la carga óptima puede ser presentado en la siguiente manera.

$$\text{minimizar} \quad \sum_{i=1}^N f_i(p_{L,i}) \quad (3.13)$$

$$\text{Sujeto a} \quad \sum_{i=1}^N p_{L,i} = p_L \quad (\text{restricción de demanda})$$

$$p_{i\min} \leq p_{Li} \leq p_{i\max} \quad (\text{restricción técnica})$$

Si se despreocupa las restricciones de las inecuaciones por un momento, el problema puede ser resuelto por el uso de el multiplicador de Lagrange. Diferenciando la ecuación de Lagrange:

$$L = \sum f_i(p_{Li}) - \delta \left(\sum_{i=1}^N p_{Li} - p_L \right) \quad (3.14)$$

permite la estrategia óptima:

$$\frac{\partial c_i}{\partial p_{Li}} = \delta, \quad (3.15)$$

Esto es, los costos de operación de todas las unidades deberían ser iguales. Las inecuaciones pueden ser extendidas por asumir que $c_i = 0$ para cada $p_{Li} \leq p_{i\min}$ y $c_i = \infty$ para cada $p_{Li} \geq p_{i\max}$.

El procedimiento de carga incremental puede ser mostrado gráficamente. Por simplicidad se asume un sistema de 3 unidades con costos marginales que se incrementan linealmente c'_i , $i=1,2,3$, como descrito en la figura 3.3. La función costo marginal para el sistema obtenido por la suma total de las abcisas de las funciones costos marginales individuales, para cada nivel de costo marginal, es también mostrado en la figura 3.3. Dado un nivel de demanda

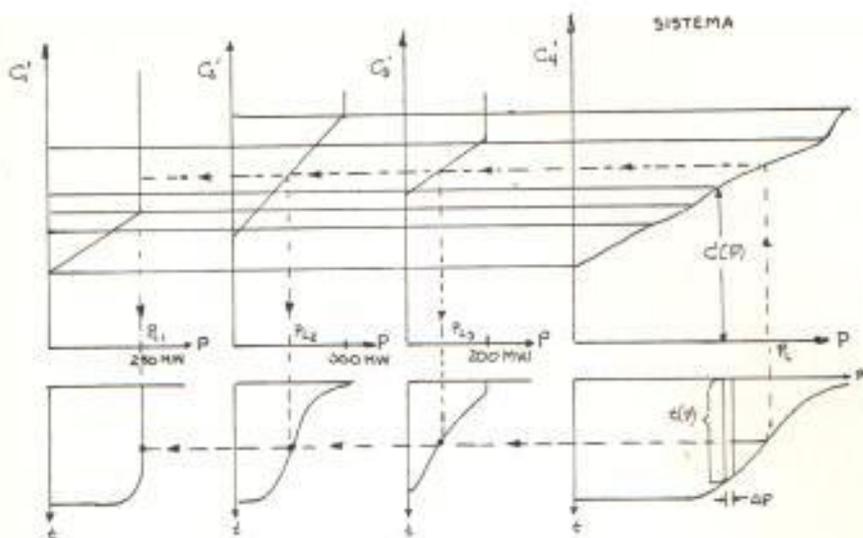


FIG. 3.3 (A) CARGA DE LAS 3 UNIDADES SEGUN EL METODO DE COSTO INCREMENTAL
 (B) CALCULO DE LOS COSTOS DE OPERACION ANUAL
 $P_{1,max} = 250$, $P_{2,max} = 300$, $P_{3,max} = 200$

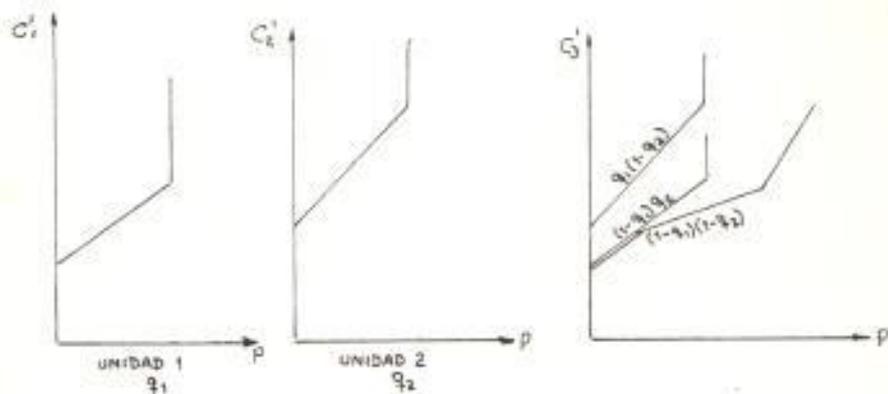


FIG. 3.4 RESULTADO DE EL COSTO MARGINAL EQUIVALENTE DE EL SISTEMA

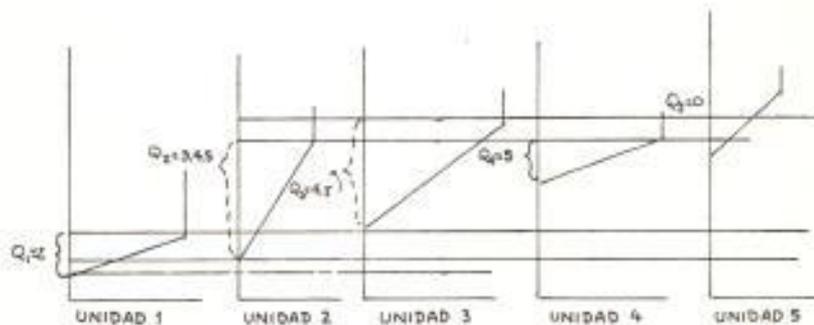


FIG. 3.5 EJEMPLO DE LA DEFINICION DE Q_i ($N=5$)

p_L , los correspondientes niveles de generación $p_{L,i}$, $i=1,2,\dots,N$, son determinados, según el procedimiento de carga incremental, en el punto donde los costos marginales de las distintas unidades de generación son iguales al costo marginal del sistema.

Para derivar estos niveles gráficamente se traza una línea horizontal a través de $c'(p_L)$ la cual corta las ordenadas de las curvas de costo marginal individual en los puntos $c'_1(p_{L,1})$, $c'_2(p_{L,2})$, ..., $c'_N(p_{L,N})$, respectivamente. El nivel de generación de cada unidad $p_{L,i}$, $i=1,2,\dots,N$ es luego leído directamente de la abscisa correspondiente. El procedimiento es demostrado en la figura 3.3.

Cuando el costo marginal del sistema es más alto que el máximo costo marginal de un cierto generador (obtenido por la evaluación de la función costo marginal en su capacidad más alta), el generador es programado para trabajar en su máxima salida; y contrariamente, si el costo marginal para el sistema está debajo del mínimo costo marginal de un cierto generador (obtenido por la evaluación de la función costo marginal en el punto de mínima producción), el generador es programado para trabajar en su mínima salida.

CALCULO DEL COSTO TOTAL DE OPERACION DEL SISTEMA

El costo total de operación del sistema es obtenido de la función costo marginal del sistema y la LDC. Dado un nivel de demanda más grande que p_L , la energía incremental suministrada a los consumidores al costo $c'(p_L)$ es $t(p_L)dp_L$, donde $c'(p_L)$ es el costo marginal para el nivel de demanda p_L . El costo para entregar esta energía incremental es:

$$c'(p_L)t(p_L)dp_L, \quad (3.16)$$

de la cual el costo total de operación para el sistema es obtenido por integración:

$$TC = \int_0^{p_{max}} c'(p_L)t(p_L)dp_L, \quad (3.17)$$

donde p_{max} es el pico de demanda para el periodo.

LA ENERGIA ENTREGADA POR CADA UNIDAD

Un problema importante, es encontrar la energía entregada por cada unidad en el sistema.

Denotando la LDC para el generador i por $t(p_{L_i})$, se tiene:

$$E_i = \int_0^{P_{\max}} t(p_{L_i}) dp_{L_i} \quad (3.18)$$

Sin embargo, $t(p_{L_i})$ no es conocido, ya que depende sobre el modelo de carga de las unidades para generación, las cuales son, a su vez, una función de la demanda para la potencia eléctrica. Para encontrar $t(p_{L_i})$, se tendrá que considerar la contribución del generador i a la generación total en todos los niveles de la demanda p_L .

Multiplicando y dividiendo (3.18) por dp_L se tiene:

$$E_i = \int_0^{P_{\max}} t(p_{L_i}) dp_{L_i} \frac{dp_L}{dp_L} \quad (3.19)$$

Pero el punto de igual costo incremental $t(p_{L_i}) = t(p_L)$; Por lo tanto,

$$E_i = \int_0^{P_{\max}} t(p_L) \frac{dp_{L_i}}{dp_L} dp_L$$

Para encontrar dp_{L_i}/dp_L se substituye:

$$\frac{dp_{L_i}}{dp_L} = \frac{dp_{L_i}/dc^*}{dp_L/dc^*}, \quad (3.20)$$

y puesto que $p_{L,i} = f^{-1}(c^i)$ y $p_L = \sum_{i=1}^N p_{L,i}$ se tiene:

$$E_i = \int_0^{p_{max}} t(p_L) \frac{(f^{-1}_i(c^i))'}{\sum_{i=1}^N (f^{-1}_i(c^i))'} dp_L \quad (3.21)$$

Observando de manera detenida la última fórmula, se deduce que el término en el numerador es el recíproco de la pendiente del costo marginal del generador i en un nivel de demanda p_L ; el correspondiente término en el denominador es el recíproco de la pendiente de la función costo marginal para el sistema en la demanda p_L .

El incremento de la demanda de energía $t(p_L)dp_L$ es de este modo distribuido entre los generadores de el sistema según la relación anterior. Luego por integración sobre todos los niveles de demanda posible p_L , se obtiene la energía entregada por cada unidad.

Una extensión para encontrar la LDC para cada unidad $t(p_{L,i})$ es inmediata. Denotando la relación anterior por $m(p_L)$ se obtiene de lo anterior:

$$dp_{L,i} = m(p_L)dp_L, \quad (3.22)$$

La cual después de integración permite:

$$p_{L_i} = m(p_L)p_L \quad (3.23)$$

Por lo tanto para cada nivel de demanda p_L , el correspondiente nivel de generación p_{L_i} es obtenido después de multiplicar por la relación $m(p_L)$. Después por definición $t(p_{L_i})=t(p_L)$, la LDC para la unidad i es obtenida.

ENCONTRANDO EL COSTO DE COMBUSTIBLE PARA CADA UNIDAD EN EL SISTEMA

El costo de combustible (o el costo de operación) para cada unidad en el sistema puede ser encontrado en una forma similar. Recordando que el costo incremental de energía para la unidad i está dado por:

$$dc^*_{L_i} = c'_{L_i}(p_{L_i})t(p_{L_i})dp_{L_i}, \quad (3.24)$$

Se sigue que:

$$c^*_{L_i} = \int_0^{P_{max}} c'_{L_i}(p_{L_i})t(p_{L_i})dp_{L_i} \quad (3.25)$$

Substituyendo $t(p_{L_i})=t(p_L)$, y ya por el procedimiento de carga incremental $c'_{L_i}(p_{L_i})=c'(p_L)$, se

tiene:

$$c^*_i = \int_0^{P_{max}} c'(p_L) t(p_L) dp_L \quad (3.26)$$

Multiplicando y dividiendo por dp_L , se tiene como antes:

$$c^*_i = \int_0^{P_{max}} c'(p_L) t(p_L) m(p_L) dp_L \quad (3.27)$$

El costo incremental $c'(p_L)t(p_L)dp_L$ es así mismo distribuido para varias unidades según la relación recíproca de la pendiente de su costo marginal evaluado en el punto p_L para la pendiente de la función costo marginal del sistema en aquel punto.

Note que la energía entregada por cada unidad en el sistema puede ser obtenida como un caso especial del cálculo de los costos por sustitución $c'(p_L)=1$ para todos los niveles de p_L en la ecuación (3.27).

Dado el costo de operación para la unidad i , y el costo unitario de combustible, la cantidad de combustible consumido por cada unidad en el sistema

puede ser determinado.

La capacidad de calcular correctamente el consumo de combustible es desde luego muy importante para el presupuesto de combustible. Cuando es implementado sobre una perspectiva nacional el consumo total de combustible para potencia de generación es obtenido, siendo una cantidad de suma importancia en la planificación del consumo de combustible futuro y determinante de la política de energía nacional.

3.5 Cálculo del costo de operación por el procedimiento de Carga Incremental para un sistema sujeto a requerimientos de mantenimiento y salidas forzadas.

El método presentado en la sección anterior, tratando con el cálculo del costo de operación para un sistema bajo carga de costo incremental sin salidas forzadas, ahora será extendido a un sistema el cual está sujeto a mantenimiento y salidas forzadas.

Una posible forma para calcular el costo de operación de tal sistema, bajo el procedimiento de carga

incremental, es derivar primero la función costo marginal del sistema para cada combinación de unidades dentro y fuera (debido a salidas forzadas) de operación. Dado estas funciones de costos, se puede calcular el costo de operación para cada una de las combinaciones, usando el método descrito anteriormente, y luego multiplicar cada costo por la probabilidad de su ocurrencia y sumar los resultados para obtener el costo de operación total esperado del sistema para el periodo dado.

Este método de enumeración es sin embargo inaplicable para la mayor parte de sistemas, ya que involucra 2^N derivaciones de las funciones de costo marginal, igual al número de combinaciones dentro y fuera en un sistema de N unidades, las cuales incrementan exponencialmente con el número de unidades del sistema. La figura 3.4 muestra un sistema de 2 unidades con tasas de salidas forzadas q_1 y q_2 resultando en 4 diferentes combinaciones de unidades dentro y fuera. La figura presenta 3 diferentes funciones de costo marginal (en la cuarta combinación, donde las 2 unidades están fuera, la energía no es entregada), y sus probabilidades asociadas. Para cada nivel dado de carga p el esperado costo marginal total es obtenido por multiplicar la probabilidad de cada una de las 3 funciones

por su valor p , y luego sumarla.

Un método más eficiente, que resulta en substancial ahorros en la cantidad de cálculos requeridos para derivar el costo de operación de un sistema trabajando bajo el procedimiento de carga incremental, se deriva a continuación.

NOTACION BASICA

Se reordena las unidades en el sistema en un orden ascendente de su costo marginal mínimo, de modo que:

$$\min(c'_{i+1}) \geq \min(c'_i), \quad i=1,2,\dots,N \quad (3.28)$$

donde c'_i denota la función costo marginal del generador i en este nuevo orden. El costo marginal mínimo para el generador i es obtenido por evaluación de la función costo marginal en el punto de mínima salida, asumiendo que c'_i es una función creciente.

Para cada unidad i , así Q_i denota el subconjunto de generadores (sin incluir la unidad i), con índice $j > i$, que tiene al menos un valor común de costo

marginal con el generador i .

Bajo el procedimiento de carga incremental estas unidades podrían ser cargadas en producción con el generador i al menos en algunos casos en el que el generador i no este cargado a capacidad total. La figura 3.5 demuestra la definición de los subconjuntos Q_i , $i=1,2,\dots,N$. Para algún subconjunto Q_i dado conteniendo n_i generadores, allí existe:

$$\max(c'_j) \geq \min(c'_j), \quad j=i+1,\dots,i+n_i \leq N \quad (3.29)$$

Para la mayoría de sistemas de potencia eléctrica, los que están compuestos de muchas unidades con distintas características, el número de unidades en cada subconjunto Q_i es más pequeño que el número de generadores en el sistema. Denotando por n_i el número de unidades en el subconjunto Q_i , el número de posibles combinaciones de estas unidades en operación y fuera (debido a salidas forzadas) en cada subconjunto es 2^{n_i} .

Puesto que $n_i < N$, luego $2^{n_i} \ll 2^N$. Así R_i , $i=1,2,\dots,N$, denota el subconjunto de todas las combinaciones de unidades en operación y fuera en un subconjunto Q_i , con elementos r_i y probabilidades de

ocurrencia P_{r_i} . La función costo marginal para cada combinación $r_i \in R_i$ es definida como sigue:

Así $c'_{r_i}(x)$ denota la función costo marginal resultante de cargar la unidad i junto con los generadores (unidades) que están operando de la combinación r_i a un nivel de generación dado x . Note que por definición la unidad i no es un miembro de la combinación $r_i \in R_i$; sin embargo, cuando se calcula $c'_{r_i}(x)$, la unidad es considerada como un miembro de todas las combinaciones $r_i \in R_i$ (e.g., suponga que r_i es la combinación para la cual todos los miembros de Q_i están fuera de servicio; luego $c'_{r_i}(x) = c'_i(x)$). Las funciones costo marginal, una para cada combinación de R_i , son obtenidas por sumar las abscisas de las funciones costo marginal correspondiente a las unidades trabajando en cada combinación. Existen 2^{n_i} funciones costo marginal para cada subconjunto.

CALCULO DEL COSTO DE OPERACION TOTAL ESPERADO DEL SISTEMA

Dada las definiciones anteriores, una fase del método para calcular los costos de operación esperado del sistema será proyectado, ignorando por un momento los requerimientos de mantenimiento.

Cuando la unidad 1 está trabajando, con probabilidad $(1-q_1)$, luego para alguna combinación dada $r_1 \in R_1$ (se recuerda que por definición de Q_1 , la unidad 1 no es un miembro de las combinaciones en R_1) el costo incremental de operación para el sistema es:

$$c'_{r_1}(p_L) t(p_L) dp_L, \quad p_L \in p_1 \quad (3.30)$$

Asumiendo que la unidad 1 está trabajando, la contribución al costo de operación total esperado de las unidades en el subconjunto Q_1 las cuales están cargadas para generación junto con la unidad 1 en la región $0 \leq p_L \leq p_1$ está dada por

$$TC_1 = (1-q_1) \int_0^{p_1} \left[\sum_{r_1 \in R_1} p_{r_1} c'_{r_1}(p_L) \right] t(p_L) dp_L \quad (3.31)$$

La expresión en el paréntesis cuadrado es claramente el costo marginal esperado de satisfacer la demanda por las unidades del subconjunto Q_1 junto con la unidad 1. Denotando esta expresión por $c'_{R_1}(p_L)$, se tiene:

$$TC_1 = (1-q_1) \int_0^{p_1} c'_{R_1}(p_L) t(p_L) dp_L \equiv (1-q_1) \int_0^{p_1} h_{\alpha}(c'_{R_1}(p_L)) dp_L, \quad (3.32)$$

donde $h_0(c'_{r_1}(p_L)) = c'_{r_1}(p_L)t(p_L)$ por definición.

Introduciendo la segunda unidad, se puede identificar 3 componentes en el cálculo de la contribución al costo de operación total esperado cuando la unidad 2 está disponible. El primer componente es cuando la primera unidad está trabajando y se está considerando la región $0 \leq p_L \leq p_1$. Este componente ha sido tomado en cuenta anteriormente en el cálculo de TC_1 . El segundo componente se refiere al caso donde la primera unidad está disponible y la unidad 2 junto con las otras unidades del subconjunto Q_2 están cargadas para la generación en la región $p_1 \leq p_L \leq p_1 + p_2$. El tercer caso es cuando la unidad 1 está fuera de servicio a causa de una salida forzada y se está considerando la región $0 \leq p_L \leq p_2$. Denotando la contribución de los dos últimos componentes al costo de operación esperado por TC_2 , se tiene:

$$\begin{aligned}
 TC_2 = & (1-q_2) \left[(1-q_1) \int_{p_1}^{p_1+p_2} \sum_{r_2 \in R_2} p_{r_2} c'_{r_2}(p_L) t(p_L) dp_L \right. \\
 & \left. + q_1 \int_0^{p_2} \sum_{r_2 \in R_2} p_{r_2} c'_{r_2}(p_L) t(p_L) dp_L \right] \quad (3.33)
 \end{aligned}$$

Substituyendo $c'_{n2}(p_L)$ por el costo marginal esperado de satisfacer la demanda por las unidades en el subconjunto Q_2 , reordenando los términos, y transformando las variables se tiene:

$$TC_2 = (1-q_2) \int_{p_1}^{p_1+p_2} [(1-q_1)\bar{c}'_{n2}(p_L)t(p_L) + q_1\bar{c}'_{n2}(p_L-p_1)t(p_L-p_1)] dp_L \quad (3.34)$$

y por definición de la función $h_0(x)$,

$$TC_2 = (1-q_2) \int_{p_1}^{p_1+p_2} [(1-q_1)\bar{h}_0(c'_{n2}(p_L)) + q_1\bar{h}_0(\bar{c}'_{n2}(p_L-p_1))] dp_L \quad (3.35)$$

Denotando la expresión en el paréntesis cuadrado por $\bar{h}_1(\bar{c}'_{n2}(p_L))$, se tiene:

$$TC_2 = (1-q_2) \int_{p_1}^{p_1+p_2} \bar{h}_1(\bar{c}'_{n2}(p_L)) dp_L \quad (3.36)$$

Continuando de esta forma se puede obtener, en general:

$$TC_n = (1-q_n) \int_{\sum_{i=1}^{n-1} p_i}^{\sum_{i=1}^n p_i} \bar{h}_{n-1}(\bar{c}'_{n2}(p_L)) dp_L, \quad (3.37)$$

donde:

$$\bar{h}_n(\bar{c}'_{nk}(p_L)) = (1-q_n)\bar{h}_{n-1}(\bar{c}'_{nk}(p_L)) + q_n\bar{h}_{n-1}(\bar{c}'_{nk}(p_L - p_{n-1})), \quad (3.38)$$

$$n=1,2,\dots,N-1$$

TC_n es la contribución al costo de operación esperado del sistema por las unidades en el subconjunto Q_n , el cual no ha sido tomado en cuenta en los cálculos anteriores. El costo de operación total esperado del sistema es obtenido por sumar todas las contribuciones, i.e.,

$$TC = \sum_{k=1}^N TC_k \quad (3.39)$$

Computacionalmente, con el propósito de derivar TC_n , se tiene primero que generar la secuencia de funciones

$$\bar{h}_i(\bar{c}'_{ni+1}(p_L)), \quad i=0,1,2,\dots,n-1 \quad (3.40)$$

El grueso de los esfuerzos computacionales está en derivar las N curvas de costo marginal esperado $\bar{c}'_{nk}(p_L)$, cada una de las cuales implica 2^{n-1} funciones costo marginal. Sin embargo, recuerde que $n \ll N$, 2^{n-1} es relativamente un número pequeño, mucho más pequeño que los 2^N elementos implicados en el método de la enumeración directa. Como un ejemplo, considerar un sistema con $N=20$ unidades para el

cual las unidades de generación pueden ser divididas en 20 subconjuntos con 5 unidades en cada subconjunto en promedio. Luego $2^{20}=32$ combinaciones tendrán que ser considerada para calcular la función de costo marginal esperada para cada subconjunto Q_i , o 640 elementos en total vs. los 2^{20} combinaciones involucradas en el método de la enumeración. Un substancial ahorro desde luego.

Una vez que las funciones de costo marginal esperadas han sido derivadas para todos los subconjuntos, la tarea de calcular TC_n se convierte bastante simple. Un computador puede ser programado para realizar los cálculos bastante eficientemente.

Una simplificación adicional del proceso de cálculos es disponible si, en lugar de usar las funciones de costo marginal esperada $\bar{c}'_{r_{in}}(p_L)$, se considera sus valores promedios que están dados por:

$$\bar{c}'_{r_n} = \int_0^{\sum_{i=1}^n p_i} \bar{c}'_{r_{in}}(p_L) f(p_L) dp_L, \quad (3.41)$$

donde $f(p_L)$ es la función densidad de carga de la demanda de los consumidores, obtenida muy fácilmente de la LDC (ver la ecuación(1.3)).

\bar{c}'_n puede ser interpretado para representar el promedio del costo marginal esperado de satisfacer la demanda por las unidades en el subconjunto Q_n , junto con la unidad n . Por inserción de \bar{c}'_n en la ecuación (3.37) en lugar de $\bar{c}'_{n,n}(p_L)$, puede ser factorada fuera, reduciendo la expresión para TC_n a:

$$TC_n = (1-q_n) \bar{c}'_n \int_{\sum_{i=1}^{n-1} p_i}^{\sum_{i=1}^n p_i} \bar{t}_{n-1}(p_L) dp_L, \quad (3.42)$$

donde $t_n(p_L)$ es la ELDC parcial conteniendo la demanda de los consumidores (ambas componentes determinística y aleatoria) y la demanda por salidas forzadas de las primeras n unidades. Una ecuación recursiva para calcular $\bar{t}_n(p_L)$ ha sido presentada en el capítulo anterior.

El cálculo en este caso, para un sistema de N unidades, implica una derivación de N costos marginales esperados promedios, uno para cada subconjunto Q_n , cálculos de N ELDC's parciales, y N integraciones. Este es un procedimiento bastante simplificado.

Se nota la similitud entre la expresión para TC., en la ecuación (3.42) y la correspondiente expresión obtenida cuando la carga en el orden de mérito es usada.

Debe ser enfatizado, sin embargo, que aún esta última aproximación muestra una mejora en deducir los cálculos de costos comparado con la carga en orden de mérito, puesto que las unidades de generación son clasificadas en grupos según sus funciones costo marginal y un promedio diferente de costo marginal es usado para cada grupo. Cuando resultados exactos son requeridos, los cálculos deben ser realizados usando las funciones $\bar{c}'_{n_i}(p_i)$, en un gasto creciente de esfuerzos computacionales.

ENCONTRAR EL COSTO DE COMBUSTIBLE ESPERADO PARA CADA UNIDAD EN EL SISTEMA

El costo de combustible esperado para cada unidad en el sistema puede ser obtenido por modificar el cálculo de TC., para dar la contribución de la unidad al costo de operación, y luego sumando todos los subconjuntos relevantes.

Basado sobre el argumento presentado en la sección anterior, la contribución de la unidad k al costo

de operación del sistema, para una combinación dada $r_n \in R_n$ y una carga dada p_L , en el intervalo:

$$\sum_{i=1}^{n-1} p_i \leq p_L \leq \sum_{i=1}^n p_i, \quad (3.43)$$

es obtenida por:

$$c'_{Lk}(p_L) = \frac{dp_{Lk}(r_n)}{dp_L} + t(p_L)dp_L, \quad (3.44)$$

donde $P_{Lk}(r_n)$ es la carga de la unidad k y dp_{Lk}/dp_L es la relación entre el recíproco de la pendiente de la función costo marginal de todas las unidades trabajando para una combinación $r_n \in R_n$ en el nivel de demanda dado (ver la sección anterior).

Puesto que la composición de las unidades operando y no operando en cada combinación es diferente, la relación anterior es una función de r_n y debería ser recalculada para cada combinación. Para aquellas combinaciones para la cual la unidad k está fuera de servicio la relación anterior es cero.

La contribución esperada de la unidad k , $k \in Q_n$, al costo de operación para el intervalo de carga total es, por lo tanto:

$$\int_{\sum_{\lambda=1}^{n-1} p_{\lambda}}^{\sum_{\lambda=1}^n p_{\lambda}} \left[\sum_{r=1}^n p_{r,n} c'_{r,n}(p_L) \frac{d p_{L,k}(r,n)}{d p_L} \right] t(p_L) d p_L, \quad (3.45)$$

La expresión en los paréntesis cuadrado puede ser interpretada como el costo marginal esperado de la k ésima unidad, $k \in Q_n$, de satisfacer la demanda en el intervalo:

$$\sum_{\lambda=1}^{n-1} p_{\lambda} \leq p_L \leq \sum_{\lambda=1}^n p_{\lambda}$$

Denotando esta expresión por $\bar{c}'_{r,n}(p_L, k)$, la expresión (3.45) se convierte en:

$$\int_{\sum_{\lambda=1}^{n-1} p_{\lambda}}^{\sum_{\lambda=1}^n p_{\lambda}} \bar{c}'_{r,n}(p_L, k) t(p_L) d p_L, \quad (3.46)$$

Para obtener el costo de operación total esperado de la unidad k , es necesario sumar sus contribuciones a la demanda satisfecha sobre todos los intervalos en la cual la unidad es cargada para la generación. Esto es hecho por uso del procedimiento descrito para calcular los costos de operación del

sistema, excepto que los cálculos son realizados separadamente para cada unidad k y $\bar{c}'_{n,n}(p_L, k)$ es substituído por $\bar{c}'_{n,n}(p_L)$.

Denotando la contribución de la unidad k a los costos de operación esperado incurrido por las unidades en el subconjunto Q_n , $k \in Q_n$, la cual no ha sido considerada en los cálculos anteriores por \bar{c}'_k , se tiene:

$$\bar{c}'_k = (1-q_n) \int_{\sum_{i=1}^{n-1} p_i}^{\sum_{i=1}^n p_i} \bar{h}_{n-1}(\bar{c}'_{n,n}(p_L, k)) dp_L, \quad (3.47)$$

donde $\bar{h}_n(\bar{c}'_{n,n}(p_L, k))$ es calculada recursivamente usando la fórmula:

$$\bar{h}_n(\bar{c}'_{n,n}(p_L, k)) = (1-q_n)\bar{h}_{n-1}(\bar{c}'_{n,n}(p_L, k)) + q_n\bar{h}_{n-1}(\bar{c}'_{n,n}(p_L - p_n, k)), \quad (3.48)$$

$$\bar{h}_0(\bar{c}'_{n,n}(p_L, k)) = \bar{c}'_{n,n}(p_L, k)t(p_L)$$

El costo de operación esperado de la unidad k es por lo tanto:

$$\bar{c}_k = \sum_{n \in A} \bar{c}'_k$$

donde A es el conjunto de elementos k, k-1, ..., k-j, y j es la primera unidad satisfaciendo $\max(c'_{j-1}) < \min(c'_j)$.

El procedimiento resulta en un relativamente gran volumen de cálculos. Si menos precisión es permitida, la cantidad de cálculos puede ser reducida en una manera substancial por aproximación de las funciones $\bar{c}'_{kn}(p_L, k)$ por sus valores esperados:

$$\bar{c}'_{kn}(k) = \int_{\Omega} \bar{c}'_{kn}(p_L, k) f(p_L) dp_L, \quad (3.49)$$

donde $f(p_L)$ es la densidad de carga de la demanda. Substituyendo $\bar{c}'_{kn}(k)$ para $c'_{kn}(p_L, k)$ en las fórmulas anteriores, la expresión para el costo de operación esperado de la unidad k se reduce a:

$$\bar{E}_k = \sum_{n \in A} (1 - q_n) \bar{c}'_{kn}(k) \int_{\Omega} \bar{E}_{n-1}(p_L) dp_L, \quad (3.50)$$

donde $\bar{E}_n(p_L)$ es la ELDC parcial conteniendo la demanda de los consumidores (ambas componentes determinística y aleatoria) y la demanda por salidas

forzada de las primeras n unidades.

Dado el costo de combustible unitario para cada generador, la cantidad esperada de consumo de combustible por la unidad puede ser fácilmente determinada.

CALCULO DE LA ENERGIA ENTREGADA ESPERADA POR CADA UNIDAD EN EL SISTEMA

La energía entregada esperada por cada unidad en el sistema puede ser obtenida como un caso especial de los cálculos de costo por substitución de $c'_{r_n}(p_L)=1$ para todos los niveles de p_L . El incremento de energía atribuido a la unidad k , $k \in Q_n$, para una combinación dada $r_n \in R_n$ y una carga dada en el intervalo:

$$\sum_{i=1}^{n-1} p_i \leq p_L \leq \sum_{i=1}^n p_i$$

es por lo tanto:

$$\frac{dp_{Lk}(r_n)}{dp_L} = t(p_L) dp_L, \quad (3.51)$$

de la cual la esperada contribución a la energía generada en el sistema por la unidad k , $k \in Q_n$, en aquel intervalo está dado por:

$$\int_{\prod_{s=1}^{n-1} p_s} \left[\int_{r_n \in R_n} \sum_{p_{n-1}} dp_{L,k}(r_n) \right] t(p_L) dp_L, \quad (3.52)$$

Denotando la expresión en los paréntesis cuadrado por $\bar{m}_{R_n}(p_L, k)$, y siguiendo el mismo procedimiento como antes, se tiene:

$$\bar{E}_k^n = (1 - q_n) \int_{\prod_{s=1}^{n-1} p_s} \bar{h}_{n-1}(\bar{m}_{R_n}(p_L, k)) dp_L, \quad (3.53)$$

donde \bar{E}_k^n es la contribución esperada de la unidad k a la energía entregada por las unidades en el subconjunto Q_n , $k \in Q_n$, la cual no han sido considerados en los cálculos anteriores, y donde $\bar{h}_{n-1}(\bar{m}_{R_n}(p_L, k))$ es obtenida usando las ecuaciones recursivas similar a la ecuación (3.48).

La energía entregada por la unidad k es:

$$\bar{E}_w = \sum_{k \in \Omega} \bar{E}_k^n \quad (3.54)$$

Un procedimiento aproximado para calcular \bar{E}_w , que resulta en una reducción substancial en el volumen de los cálculos, puede también ser aplicado en una forma similar a aquel sugerido por las ecuaciones (3.49) y (3.50).

INCORPORACION DE LOS REQUERIMIENTOS DE MANTENIMIENTO

Los requerimientos de mantenimiento pueden ser incorporados en los cálculos por partición del periodo involucrado en subperiodos de mantenimiento constante, y efectuando los cálculos para cada subperiodo separadamente, usando el procedimiento descrito anteriormente. Los resultados de los distintos subperiodos son luego combinados para dar los correspondientes resultados para el periodo total.

CAPITULO IV

EL VALOR ECONOMICO DE LAS TASAS DE SALIDAS FORZADAS

4.1 El Impacto de el FOR sobre el sistema.

Las tasas de salida forzada (FOR) para unidades de generación han incrementado drásticamente a través de los años. Esto es debido en parte al incremento en el tamaño de la unidad y el aumento de la complejidad de las modernas utilidades de potencia. Las futuras tendencias son para un incremento aún en el FOR de las unidades de generación como crecimiento de sistemas de potencia en tamaño y complejidad.

Además los costos de capacidad adicional incurrido por los requerimientos de reserva, las salidas forzadas de las unidades contribuyen a un aumento en los costos de operación de un sistema a causa de la necesidad de operar máquinas que requieren energía más costosa para reemplazar las eficientes máquinas de carga base que han sido forzadas fuera de servicio.

En un estudio fue estimado que las salidas no programada de la unidad podrían aumentar los costos de producción de 2 a 5 %, el cual en un sistema tan grande como muchas de las utilidades eléctricas, asciende a sumas considerables. Es importante, por lo tanto, responder por el FOR de las unidades y su impacto sobre el diseño y operación de los sistemas de potencia en una manera más precisa.

Existen 3 factores que han sido combinados para tomar una más profunda visión en el significado y costo de las salidas forzadas de las unidades eléctricas, esto es, (a) Aumento en el tamaño de la unidad de generación; (b) La importancia de diferencias en confiabilidad entre diferentes tipos de plantas; y (c) El efecto financiero de la confiabilidad de la planta individual.

La incorporación de las salidas forzadas en los modelos de planificación del sistema no es una tarea fácil. Por esa razón, las salidas forzadas son solamente uno de los factores que afectan la confiabilidad y costo de operación de un sistema de potencia; los otros son tamaño de la unidad, requerimientos de mantenimiento, existencia de interconexión, margen de reserva, forma de la carga, fluctuación en la demanda para potencia, etc. Lo que

hace el problema aún más complejo es el hecho de que todos los factores están relacionados, con fuerte interacción existente entre el FOR y los otros factores. Como un resultado, aunque es posible considerar las salidas forzadas separadamente, ellas deberán ser consideradas en el contexto del sistema total, respondiendo por los otros factores simultáneamente. Tal método completo basado sobre la ELDC, para el cálculo del impacto neto del FOR sobre el sistema en términos de confiabilidad y costos es presentado en este capítulo.

Se empezará por analizar el impacto de un incremento en el FOR de alguna unidad dada sobre el costo de operación y confiabilidad de el sistema. Puesto que el FOR puede estar en compromiso con el tamaño de la unidad para dar el mismo nivel de confiabilidad, un análisis de compromiso es realizado con el fin de balancear estas 2 cantidades. Luego se proyecta procedimientos para calcular el costo económico de las salidas forzadas para 3 alternativas, satisfaciendo la confiabilidad objeto de el sistema, esto es, (a) Añadir capacidad de reserva extra, (b) Aumentar el tamaño de la unidad, y (c) Comprar potencia desde las compañía vecinas.

Básicamente, se asume que la unidad cuyo FOR está siendo investigado es una nueva unidad. Asumiendo un tamaño y un FOR dado, se calcula primero las medidas de confiabilidad resultante cuando se añade esta unidad al sistema; luego se repite el análisis para el caso en el que el FOR de la unidad es aumentado por decir, 1%, mientras que se mantiene constante el tamaño de la unidad.

La diferencia en las medidas de confiabilidad entre los dos casos dan el impacto de un incremento en el FOR de la unidad sobre la confiabilidad de operación del sistema. Si, por otro lado, el FOR de una unidad existente está siendo investigado, se la trata como una "nueva" unidad para remover a la unidad del sistema, e iniciar el cálculo para generar la ELDC usando el procedimiento descrito en el capítulo 1. El mismo método es usado para determinar el impacto del FOR sobre el costo de operación del sistema.

Se define el Costo Económico (marginal) del FOR como el cambio en los costos de operación total y de inversión del sistema que resulta de cambiar el FOR de una unidad dada por un pequeño incremento mientras que se mantiene el mismo nivel de confiabilidad. Se demuestra que el costo económico del

FDR es fuertemente dependiente sobre la confiabilidad objeto del sistema puesto que es el logro de la confiabilidad objeto deseada lo que determina la cantidad de margen de reserva para ser mantenido en el sistema.

El costo marginal del FDR también determina la cantidad de dinero y esfuerzo que tiene que pagarse en mejorar el FDR de una unidad propuesta o dada.

Este problema ha sido tratado en una forma cualitativa, sin embargo, en este capítulo se da una herramienta cuantitativa para valorar el beneficio para el sistema del cambio del FDR de una unidad.

El problema de las salidas forzadas está también fuertemente relacionado a los requerimientos de mantenimiento. Antes que cambiar el tamaño de la unidad o el nivel del margen de reserva, es posible compensar por la reducción en la confiabilidad resultante de un incremento en el FDR por reprogramación de las operaciones de mantenimiento. Esto abre totalmente varias posibilidades para compromisos entre el FDR, tamaño de unidad, y programa de mantenimiento, los que pueden ser realizados vía ELDC. Sin embargo, el impacto del cambio en el programa de mantenimiento y su relación al FDR y

tamaño de unidad está más allá del alcance de este trabajo.

4.2 Efecto del FOR sobre los parámetros de operación del sistema.

4.2.1 Efecto del FOR sobre la Probabilidad de Pérdida de Carga.

En lo siguiente se asume que la confiabilidad de operación del sistema de potencia es medido por la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) y se calculará la sensibilidad del LOLP al cambio en el FOR de una unidad dada, usando la ELDC.

Cuando se añade al sistema con una unidad de capacidad p_p Mw y probabilidad de salida q , la nueva LOLP del sistema, durante los períodos de tiempo cuando la nueva unidad no está bajo mantenimiento, está dada por:

$$LOLP(q) = (1-q)\bar{t}(p_{1n} + p_p) + q\bar{t}(p_{1n}), \quad (4.1)$$

donde:

$LOLP(q)$ = El LOLP como una función de la probabilidad de salida q de la nueva unidad,

$\bar{t}(p)$ = La ELDC evaluada en el punto p , antes de la adición de la nueva unidad.

$p_{1, n-1}$ = La capacidad instalada del sistema antes de la adición de la nueva unidad.

Suponga ahora que se aumenta el FOR de la unidad por Δq . La nueva probabilidad de salida será $q + \Delta q$. Usando la relación anterior, la LOLP que resulta, denotada por $LOLP(q + \Delta q)$, está dado por:

$$LOLP(q + \Delta q) = (1 - q - \Delta q)\bar{t}(p_{1, n-1} + p_p) + (q + \Delta q)\bar{t}(p_{1, n}). \quad (4.2)$$

Tomando la diferencia entre las dos cantidades, se tiene:

$$LOLP(q + \Delta q) - LOLP(q) = \Delta q [t(p_{1, n}) - t(p_{1, n-1} + p_p)]. \quad (4.3)$$

Por definición de la ELDC, la cantidad en paréntesis cuadrado es positiva, implicando que $LOLP(q + \Delta q) > LOLP(q)$, un resultado esperado puesto que un aumento en el FOR resulta en una más baja confiabilidad. Es interesan-

te notar que, asumiendo todas las otras cosas son iguales, el cambio en el LOLP resultante de un cambio en la probabilidad de salida de alguna unidad es lineal en Δq ; un aumento de Δq en la probabilidad de salida de la unidad aumenta el LOLP por $\Delta q[\bar{t}(p_{1,\dots,u}) - \bar{t}(p_{1,\dots,u} + p_u)]$.

La calidad de los resultados depende del impacto de los requerimientos de mantenimiento de la unidad cuyo FOR está siendo investigado por medio de la ELDC. Mientras más pequeño es el impacto, más alta es la precisión de la LOLP resultante. Los resultados son muy precisos, por lo tanto, para las unidades picos, las que no contribuyen significativamente a los requerimientos de "demanda de mantenimiento" puesto que es asumido que ellas pueden ser mantenidas en las estaciones fuera de pico; estas unidades serán utilizadas poco si una unidad base es añadida al sistema.

Sin embargo podría ser demostrado que si se responde por los requerimientos de mantenimiento de todas las otras unidades en el sistema en una forma precisa, luego ignoran-

do los requerimientos de mantenimiento de aquella unidad sólomente no introducirá un error apreciable en los cálculos. Además, puesto que se está principalmente interesado en el cambio de la confiabilidad resultante de un incremento en el FOR, los requerimientos de mantenimiento de la unidad implicada son cancelados de alguna manera en el proceso de substracción dado en la ecuación (4.3).

Pero si resultados más precisos son requeridos, será necesario responder por los requerimientos de mantenimiento de la unidad de interés en una manera precisa por examinar separadamente los períodos de tiempo durante el cual la nueva unidad está bajo mantenimiento (asumiendo luego que $q=1$ y $q+4q=1$). Claramente, durante tales períodos el LOLP es invariable, con tal que el programa de mantenimiento de todas las otras unidades sea invariable.

Como un ejemplo, considere un sistema de potencia con $p_{1, \dots, n} = 120\%$ del pico de verano, y una ELDC como mostrada en la figura 1.4. Asumiendo que se aumenta el sistema con una

unidad cuya capacidad es el 10% del pico de verano, luego algún aumento en la probabilidad de salida de la unidad por 1% (esto es, $q=0.01$), aumentará el LOLP por:

$$0.01[\bar{t}(120\%) - \bar{t}(130\%)] = 0.01(160 - 130) = 1.3 \text{ horas.}$$

Si la nueva unidad no está programada para mantenimiento durante el año.

El gráfico 4.1 que muestra el cambio en la confiabilidad del sistema, como medido por el LOLP, es por lo tanto lineal con una pendiente de 1.3 y un intercepto:

$$\bar{t}(p_{1, n_0} + pp) = \bar{t}(130\%) = 30 \text{ horas}$$

4.2.2 Efecto del FOR sobre los costos de operación.

El procedimiento de determinar el cambio en los costos de operación resultante de un cambio en el FOR de la unidad es realizado, así como con el LOLP, por aumentar al sistema por una unidad con un tamaño dado y variando el FOR, y estudiando la diferencia entre los costos resultantes.

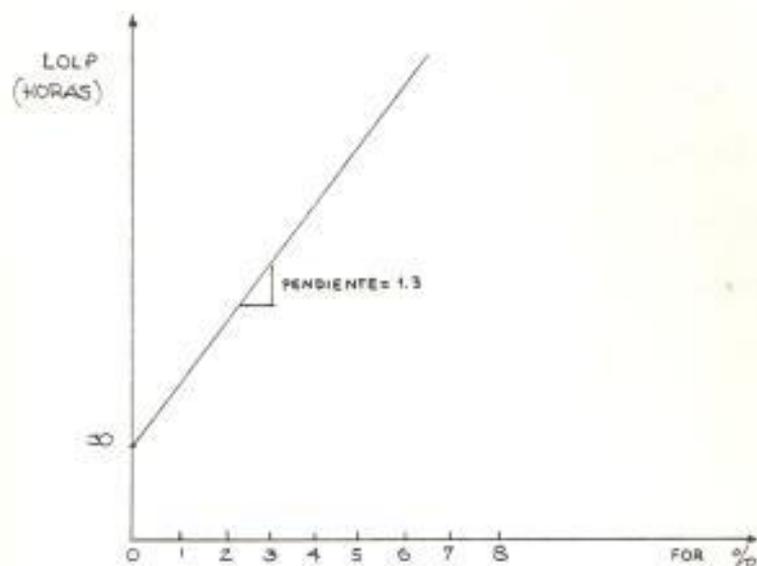


FIG. 4.1 EL LOLP COMO UNA FUNCION DE EL FOR PARA UNA UNIDAD CUYA CAPACIDAD ES EL 10% DE EL PICO DE VERANO

TAMAÑO DE LA UNIDAD % DE PICO DE VERANO

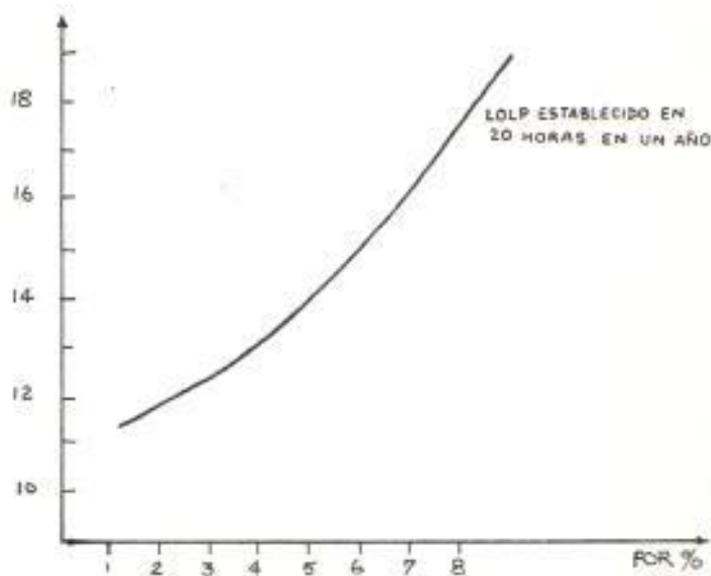


FIG. 4.2 CURVA DE COMPROMISO ENTRE EL FOR Y EL TAMAÑO DE LA UNIDAD PARA UN LOLP = 20 HORAS

La tarea de estimar los costos de operación del sistema es más complicada que en el caso del LDLP, puesto que depende sobre la ubicación de la unidad en el orden de méritos del sistema, las características de las otras unidades en el sistema, el patrón de demanda para potencia, y la disponibilidad de las unidades en algún tiempo dado.

Mientras que existen muchos métodos para estimar los costos de operación de un sistema de potencia, los procedimientos más sofisticados están basados sobre la ELDC.

Con el propósito de predecir los gastos de producción de un sistema aumentado por una unidad, hay una necesidad primero para generar la ELDC para el sistema resultante.

Es mostrado en el capítulo 1 que la nueva ELDC para el sistema aumentado puede ser estimada en términos de la anterior ELDC y las características de la nueva unidad por uso de una simplificada fórmula de transformación,

$$\hat{t}(p_{c'}) = (1-q)\bar{t}(p_{c'}) + q\bar{t}(p_{c'} - p_{c}), \quad (4.4)$$

donde:

$\hat{t}(p_{c'}) =$ La nueva ELDC evaluada en $p_{c'}$,

$\bar{t}(p_{c'}) =$ El valor de la ELDC en $p_{c'}$ antes de añadir la nueva unidad al sistema,

$p_{c'} =$ La demanda combinada para potencia,

$q =$ La probabilidad de salida de la unidad adicional,

$p_{c} =$ La capacidad de generación de la nueva unidad.

Los requerimientos de mantenimiento de la unidad adicional pueden ser aproximados usando una fórmula de transformación modificada ligeramente, o además puede ser incorporados en una forma precisa para distinguir entre periodos de tiempo durante el cual la nueva unidad está bajo mantenimiento y periodos de tiempo durante el cual la nueva unidad no está programada para mantenimiento.

Teniendo derivada la nueva ELDC, ya sea en una forma exacta o aproximada, los costo de operación del sistema pueden ser estimado ya sea por asumir una carga en orden de méritos y usando el método de simulación probabilístico, o de otra manera por considerar el procedimiento de carga incremental y usando el más refinado método de cálculo descrito en el capítulo 3.

El procedimiento de cálculo es luego repetido para una unidad con la misma capacidad con un FDR aumentado, obteniéndose el cambio resultante en los costo de operación.

Desafortunadamente, es imposible expresar los cambios en los costos de operación en una fórmula de forma cerrada como con la LOLP. Por el contrario, la diferencia en los costos de operación podrían ser estudiados numéricamente por repetición de los cálculos para distintos valores de FDR. Se nota que entre más alta es la ubicación de la unidad en el orden de méritos, más bajo es el cambio en los costos de operación resultante de un 1% de incremento en su FDR. Esta conclusión puede ser verificada por recordar que

las unidades con una posición alta en el orden de méritos entregan energía sólo por una pequeña fracción de tiempo.

4.3 Análisis de Compromiso entre el FOR y el tamaño de la unidad.

Fue establecido anteriormente que un aumento en el FOR de una unidad dada contribuye a un incremento en el LOLP del sistema, y por lo tanto a un decrecimiento en el nivel de la confiabilidad del sistema. Una alternativa posible, aparte de añadir capacidad extra al sistema, que contribuye para esta reducción de confiabilidad es por aumentar apropiadamente el tamaño de la unidad implicada. En otras palabras, el FOR y el tamaño de la unidad pueden ser confrontado para dar el mismo nivel de confiabilidad.

El problema de encontrar el aumento exacto del tamaño de la unidad necesario para compensar por la reducción en el nivel de confiabilidad causado por aumentar el FOR por un porcentaje dado es por lo tanto referido como un Análisis de Compromiso.

Usando la ELDC, el problema se reduce a resolver para el tamaño de una unidad con probabilidad de

salida $q+\Delta q$ que da el mismo nivel de confiabilidad, medido por el LOLP, como para una unidad con capacidad p_p Mw y una más baja probabilidad de salida q .

Añadiendo una unidad con capacidad p_p Mw y probabilidad de salida q , se tiene:

$$\text{LOLP} = (1-q)\bar{t}(p_{1,na}+p_p)+q\bar{t}(p_{1,na}), \quad (4.5)$$

Añadiendo una unidad con capacidad p'_p Mw y probabilidad de salida $q+\Delta q$, se tiene:

$$\text{LOLP} = (1-q-\Delta q)\bar{t}(p_{1,na}+p'_p)+(q+\Delta q)\bar{t}(p_{1,na}), \quad (4.6)$$

La capacidad desconocida p'_p es obtenida por igualación de las 2 ecuaciones:

$$\bar{t}(p_{1,na}+p'_p) = \frac{(1-q)\bar{t}(p_{1,na}+p_p)-q\bar{t}(p_{1,na})}{1-q-\Delta q} \quad (4.7)$$

Desde aquí este p'_p es derivado por referencia a la correspondiente ELDC. Para variar los cálculos para distintos valores de Δq , la curva de compromiso entre la probabilidad de salida (o, equivalentemente, el FOR) y el tamaño de la unidad para algún nivel de confiabilidad es derivada.

Como un ejemplo, se referirá al sistema cuyo ELDC es mostrado en la figura 1.2 asumiendo un LOLP de confiabilidad objeto de 20 horas en un año. Se investigará que combinaciones de tamaño de unidad y probabilidad de salida da el nivel de confiabilidad deseado por aplicación de la fórmula anterior a la unidad cuya probabilidad de salida varía en el rango 2-10%. Como antes, se asume que la capacidad instalada del sistema es 120% del pico de verano. Los resultados son mostrados en la tabla 4.1 e ilustrado en la figura 4.2.

Tabla 4.1 Cálculo de la Curva de Compromiso

q (%)	$t(120+p'_p)$ (horas)	P'_p (% de pico de verano)
2	133.5	13.5
3	133.9	13.9
4	134.5	14.5
5	135.2	15.2
6	136.0	16.0
7	137.0	17.0
8	138.2	18.2
9	139.5	19.5
10	141.0	21.0

Se puede observar que el incremento en el tamaño de la unidad aumenta con el aumento de la probabilidad de salida puesto que unidades con mayor capacidad son requeridas para compensar por algún aumento adicional en la probabilidad de salida.

Es muy importante notar las diferencias en el tamaño de unidad para varios niveles de probabilidad de salida; por ejemplo, un aumento de la probabilidad de salida de 9 a 10% es equivalente, desde el punto de vista de la confiabilidad, a incrementar el tamaño de la unidad de 19.5 a 21% del pico de verano, i.e., un incremento de 7.7%.

Puede también ser observado que el porcentaje de incremento en el tamaño de la unidad crece a medida que se obtiene una mayor probabilidad de salida. Las mismas conclusiones pueden también ser conseguidas de la curva de compromiso misma. La tasa instantánea de cambio en el tamaño de la unidad para algún incremento en la probabilidad de salida está dado por la pendiente de la curva de compromiso en algún punto.

Como discutido anteriormente, la exactitud de los resultados de compromiso depende del impacto sobre la ELDC de los requerimientos de mantenimiento de la unidad cuyas características se está investigando. Debe observarse que los requerimientos de mantenimiento depende del tamaño de la unidad. Esto no es explicado en este ejemplo puesto que se asume que no hay mantenimiento de las nuevas unidades y no hay cambio en el programa de mantenimiento de

las unidades existentes.

En un caso real el programa de mantenimiento, incluyendo el de la nueva unidad, debe ser dado con el propósito de obtener una curva de compromiso precisa.

Dada la curva de compromiso, los costos de operación asociado con cada punto sobre la curva pueden también ser determinado. Para alguna combinación del tamaño de la unidad y probabilidad de salida dando el mismo nivel de confiabilidad primero se tiene que derivar la ELDC resultante ya sea en una forma aproximada o exacta, y luego aplicar el algoritmo de costo de operación para calcular los gastos de producción asociados.

Los resultados pueden ser mostrado en un gráfico describiendo el cambio en los costos de operación del sistema para varias combinaciones de probabilidades de salida y tamaños de unidades dando el mismo nivel de confiabilidad. El procedimiento puede ser extendido para un análisis costo-confiabilidad por repetición de los cálculos para varios niveles de confiabilidad.

4.4 El Costo Económico del FOR.

El Costo Económico, ó Costo Marginal, del FOR será definido como el cambio en los costos totales que resultan del cambio del FOR de una unidad por 1% mientras que se mantiene el mismo nivel de confiabilidad. Dos componentes son usualmente incluidas en el costo marginal del FOR (en realidad, en el costo marginal de algún parámetro del sistema), esto es, costo de capacidad y costo de producción.

Puesto que la cantidad de capacidad instalada a ser mantenida en el sistema depende del nivel de confiabilidad deseado, el costo marginal del FOR es fuertemente dependiente sobre el diseño objeto del sistema. En el cálculo del costo económico del FOR es necesario, por lo tanto, analizar el impacto de aumentar el FOR sobre la confiabilidad de operación del sistema, y compensar por la reducción resultante en la confiabilidad ya sea por añadir capacidad de reserva extra al sistema o de otra manera por aumento en el tamaño de la unidad; ambos involucran costos adicionales de capacidad y resultan en diferentes costos de operación. El costo económico del FOR, por lo tanto, depende del método particular seleccionado para satisfacer la confiabilidad objeto del sistema.

El problema de encontrar la cantidad de reserva necesitada para satisfacer una confiabilidad objeto dada ha sido tratado en el capítulo 2. Para todos los propósitos prácticos se puede asumir que las unidades picos son usadas para proveer por la capacidad de reserva extra requerida para compensar por el decrecimiento del nivel de confiabilidad resultante de un aumento del FDR de la unidad.

Esta asunción es particularmente válida en este caso debido a que se está tratando con cantidades marginales, y por lo tanto muy pequeñas, cantidades de capacidad de reserva. Con esta asunción, el procedimiento para determinar el nivel de reserva extra para satisfacer la confiabilidad objeto requerida resulta ser simple. En particular se asume que añadir una unidad pico al sistema, puesto que está trabajando solamente una pequeña fracción del tiempo, no cambia la ELDC del sistema; esta asunción da una buena aproximación puesto que las unidades picos no contribuyen significativamente a los requerimientos de mantenimiento y salidas forzadas. El nivel de capacidad instalada requerida para satisfacer un nivel dado de LOLP es obtenido, por lo tanto, por leer su valor directamente de la ELDC. Si p_{inst} es la capacidad instalada requerida, se resuelve para:

$$LDLP = \bar{f}(p_{i,nw}) \quad (4.8)$$

donde $\bar{f}(p_{i,nw})$ es la ELDC evaluada en el punto $p_{i,nw}$.

Con este método, la componente de costo de capacidad del costo económico del FOR será igual al costo anualizado extra, de las unidades picos requerida para compensar por la reducción del nivel de confiabilidad causado por aumento del FOR de la unidad por 1%. Más precisamente, se asumirá que se aumenta el sistema con una unidad con capacidad p_i Mw y probabilidad de salida q , se derivará primero la ELDC para el sistema aumentado en una forma ya sea exacta o aproximada, y usamos el método anterior para determinar las inversiones adicionales en las unidades picos requeridas para mantener la confiabilidad del sistema en un nivel deseado.

Luego se repite el análisis para una unidad con la misma capacidad y un FOR aumentado por 1%. La diferencia entre los dos costos de capacidad anual adicional dará la componente de costos de capacidad del costo económico del FOR.

La componente de costo de generación es obtenido mediante otro procedimiento. Dado la ELDC para el sistema aumentado, se calculará el costo de opera-

ción del sistema por uso de un algoritmo ya sea aproximado o exacto, luego se repite el cálculo para una unidad con un 1% de incremento en su FOR. La diferencia entre los dos valores del costo de operación da los costos de generación adicional que puede ser atribuido al cambio en el FOR.

La suma de los componentes de costos de capacidad y generación constituye el costo anual extra incurrido por un aumento del FOR de la unidad por 1%. Por definición esto es el costo económico del FOR.

En caso de que los requerimientos de reserva están siendo satisfecho por aumento del tamaño de la unidad antes que por añadir capacidad pico, se recurrirá a la curva de compromiso para evaluar la componente de capacidad de generación del costo económico del FOR. Específicamente, se pregunta que cambio en el tamaño de la unidad es requerido para compensar por el decrecimiento del nivel de confiabilidad resultante del incremento del FOR por 1%. Esto es fácilmente obtenido de la curva de compromiso como en la figura 4.2. El costo anual de esta capacidad extra constituye la componente de costo de capacidad del costo económico del FOR.

La componente de costo de operación es obtenido en una forma similar a aquella descrita anteriormente por estudio de la correspondiente diferencia en los costos de producción. El costo económico del FDR es luego obtenido como la suma de los componentes de costos de capacidad y costos de generación.

Una tercera posibilidad para satisfacer el nivel de confiabilidad deseado surge en los sistemas operando con sus alrededores. En tal caso, más que añadir costos de capacidad para compensar por el decrecimiento en la confiabilidad resultante del aumento del FDR, la compañía de potencia podría satisfacer el nivel deseado de confiabilidad por compra de la energía deficiente a los sistemas que están interconectados. Considerando esta fuente extra de energía como una "unidad" adicional ubicada encima de la última unidad en el orden de méritos de las unidades, la cantidad esperada de energía para ser comprada durante un año con el propósito de satisfacer la confiabilidad objeto es igual al área bajo la ELDC entre la capacidad instalada del sistema y el nivel deseado de LOLP. Luego el costo económico del FDR será igual al costo que la compañía de potencia paga por la energía extra requerida para compensar por el decrecimiento en la confiabilidad resultante del incremento del FDR de la unidad

por 1%.

Para realizar los cálculos para varios niveles de confiabilidad, se puede derivar la curva representando el costo económico del FOR como una función de la confiabilidad del sistema por algunas de las 3 alternativas descritas arriba.

Se puede determinar el impacto del cambio del FOR de alguna unidad dada sobre la ganancia de la compañía por bloque. Tal análisis puede ser realizado de una manera más efectiva con el procedimiento más refinado para el cálculo del costo económico del FOR que ha sido presentado en este capítulo.

IMPLICACIONES PARA LA TOMA DE DECISIONES

Varias implicaciones de los procedimientos descritos en este capítulo para la toma de decisiones pueden ser señalados. Primero y principalmente, el análisis anterior es extremadamente útil en la determinación del efecto exacto del FOR y el tamaño de la unidad de alguna unidad bajo consideración para la adición al sistema. Tal análisis es particularmente importante para la evaluación de prueba, cuando es necesario valorar el impacto de una va-

riedad de unidades ofrecidas por varios fabricantes con el propósito de enfocar sobre los detalles finos del tipo y marca de las unidades a ser instalada en el sistema, y de igual manera para unidades corrientes que existen en el sistema, la eficiencia de la generación precisa del costo económico del FDR es una importante característica en la decisión de cuando retirar una unidad y reemplazar con una nueva.

Además su efecto sobre la confiabilidad del sistema, las salidas forzadas también producen un impacto substancial sobre el costo del sistema, así como sobre los precios que los consumidores tienen que pagar por la electricidad. Un incremento en el FDR de una unidad contribuye a un incremento en ambos costos en el de capacidad y en el de producción del sistema, el cual, si sostenido, podría aumentar los costos de electricidad para el consumidor. Consideraciones de precios, y su relación al costo económico del FDR, podría también ser un factor en las decisiones de expansión de capacidad o retiros.

CAPITULO V

PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA EVALUAR LA CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE Y LOS RESULTADOS DE SU APLICACION.

5.1 Aspectos generales.

El programa computacional desarrollado es una simulación matemática por medio de la curva de duración de carga equivalente, y va a ser aplicado a la planificación de un sistema de generación eléctrica que será delineado a continuación.

El sistema de generación eléctrica existente, al inicio de la planificación, es insuficiente para satisfacer los requerimientos de la demanda a un nivel de confiabilidad dado, dentro del periodo analizado. Por lo tanto será necesario la incorporación de una capacidad adicional de generación en los siguientes años.

Con el propósito de establecer la capacidad adicional a instalarse, el número de unidades, el tipo de

unidad, el año en que deberán incorporarse, etc., se han configurado varias alternativas, las que deben cumplir con el criterio de confiabilidad establecido.

Cada una de estas alternativas es sometida al análisis económico por medio del método incremental, para determinar la alternativa que deberá implementarse en los siguientes años.

El reporte de salida contendrá los principales resultados de la simulación y el análisis económico para cada una de las alternativas. Para la alternativa recomendada se presentarán los resultados más detallado de la aplicación de la curva de duración de carga equivalente en el área de confiabilidad y de costos de operación.

La simulación y los resultados de su aplicación se han dividido en las siguientes partes:

- a) Datos de entrada
- b) Delineamiento del sistema de generación eléctrica.
- c) Subrutinas del programa.

d) Conformación de las alternativas de inversión.

e) Resultados obtenidos.

f) Análisis de resultados.

Los 2 primeros puntos son revisados a continuación, los otros son tratados en las siguientes secciones.

5.1.1 Datos de entrada.

Los datos requeridos por el programa de simulación, para efectuar la corrida son:

El número de años para el que la simulación va a ser corrida.

Para el modelo de la carga:

Demanda pico anual del sistema para cada año del periodo de planificación.

La carga pico semanal expresada como un porcentaje de la demanda pico anual.

La carga pico diaria expresada como un porcentaje de la demanda pico semanal.

El pico de carga horario expresado como un porcentaje de la carga pico diaria.

La desviación estandar de la componente aleatoria, para cada uno de los años de la simulación, expresada en Mw.

Para el sistema de generación:

El número de unidades

La capacidad nominal de cada unidad, expresada en Mw.

La capacidad minima de operación de cada unidad, expresada en Mw.

La tasa de salida forzada de cada unidad.

El tiempo de duración del mantenimiento para cada unidad, en semanas/año.

El costo variable de operación y mantenimiento para cada unidad expresado en \$/Mw-h.

En este costo debe estar incluido el costo de producción media.

El costo fijo de operación y mantenimiento para cada unidad de generación expresado en \$/Kw.

Para cada alternativa de inversión:

Número de unidades disponibles, características de cada unidad de generación.

Costo de capacidad para cada unidad de generación, expresado en \$/kw.

5.1.2 Delineamiento del sistema de generación eléctrica.

El sistema eléctrico que se va a describir a continuación fue elaborado por un grupo de investigadores de la IEEE (3). El objetivo fue definir un sistema lo suficientemente amplio para servir de base, en la evaluación de métodos probabilísticos aplicados al análisis de sistemas de potencia eléctrico.

El sistema se compone de un modelo de carga, y un sistema de generación.

El modelo de la carga da la demanda horaria para un año sobre una base unitaria de la carga pico anual, expresado en forma tal que los patrones estacionales, semanales y diarios puedan ser modelados. (Ver apéndice D).

El sistema de generación contiene 32 unidades, en el rango de capacidad de 12 Mw a 400 Mw. Los datos para la confiabilidad y los costos de producción son dados.

Modelo de la carga

La demanda horaria para el periodo de planificación, 10 años, se la obtiene a partir del modelo de carga horaria anual que se va a describir y de la demanda pico anual.

La demanda pico para el sistema en el periodo de planificación es:

ANO	DEMANDA PICO ANUAL (Mw)
1	2850
2	2907
3	2965
4	3024
5	3085
6	3147
7	3209
8	3274
9	3339
10	3406

La tabla No. 5.1 da los datos de la carga pico semanal en porcentaje de la carga pico anual. La carga pico anual ocurre en la semana 51. Los datos de la tabla No. 5.1. muestra un patrón típico de carga, con dos picos estacionales. El segundo pico está en la semana 23 (90%), con valles de alrededor del 70% entre cada pico. La semana No. 1 es tomada como la primera del mes de enero, y la tabla describe un sistema de pico de invierno.

La tabla No. 5.2 da un ciclo de pico de carga diario, en porcentaje del pico de carga semanal. El mismo ciclo de carga pico semanal es aplicado para todas las estaciones. Los datos de la tabla No. 5.1 y No. 5.2, junto con la carga pico anual definen un modelo de carga pico diario de $52 \times 7 = 364$

días, con el lunes como el primer día del año.

La tabla No. 5.3 da los modelos de carga horaria para un día ordinario de la semana y fines de semana, para cada una de las 3 estaciones del año. Para cada estación del año se muestran los intervalos de semana comprendidos.

La combinación de las tablas No. 5.1, 2, 3 con la demanda pico anual define un modelo de carga horario de $364 \times 24 = 8736$ horas. El factor de carga anual para este modelo es 61.4%.

La desviación estandar para la función densidad de la componente aleatoria de la demanda que se consideró fue de 50 Mw, para todos los años de la planificación.

Sistema de generación

La tabla No. 5.4 da una lista de los datos nominales de las unidades de generación del sistema actual con su respectiva confiabilidad.

TABLA No. 5.1

Carga pico semanal en porcentaje de la
demanda pico anual

Semana	Carga pico	Semana	Carga pico
1	86.2	27	75.5
2	90.0	28	81.6
3	87.8	29	80.1
4	83.4	30	88.0
5	88.0	31	72.2
6	84.1	32	77.6
7	83.2	33	80.0
8	80.6	34	72.9
9	74.0	35	72.6
10	73.7	36	70.5
11	71.5	37	78.0
12	72.7	38	69.5
13	70.4	39	72.4
14	75.0	40	72.4
15	72.1	41	74.3
16	80.0	42	74.4
17	75.4	43	80.0
18	83.7	44	88.1
19	87.0	45	88.5
20	88.0	46	90.9
21	85.6	47	94.0
22	81.1	48	89.0
23	90.0	49	94.2
24	88.7	50	97.0
25	87.6	51	100.0
26	86.1	52	95.2

TABLA No. 5.2

Carga de pico diario en porcentaje
del pico semanal

Día	Carga pico
Lunes	93
Martes	100
Miercoles	98
Jueves	96
Viernes	94
Sabado	77
Domingo	75

TABLA No. 5.3

Carga de pico horario en porcentaje de
la de pico diario

HORA	Semanas de Invierno 1-8 & 44-52		Semanas de Verano 18-30		Semanas de Primavera/Otono 9-17 & 31-43	
	D.O.S.	F.S.	D.O.S.	F.S.	D.O.S.	F.S.
24-1	67	78	64	74	63	75
1-2	63	72	60	70	62	73
2-3	60	68	58	66	60	69
3-4	59	66	56	65	58	66
4-5	59	64	56	64	59	65
5-6	60	65	58	62	65	65
6-7	74	66	64	62	72	68
7-8	86	70	76	66	85	74
8-9	95	80	87	81	95	83
9-10	96	88	95	86	99	89
10-11	96	90	99	91	100	92
11-12	95	91	100	93	99	94
12-13	95	90	99	93	93	91
13-14	95	88	100	92	92	90
14-15	93	87	100	91	90	90
15-16	94	87	97	91	88	86
16-17	99	91	96	92	90	85
17-18	100	100	96	94	92	88
18-19	100	99	93	95	96	92
19-20	96	97	92	95	98	100
20-21	91	94	92	100	96	97
21-22	83	92	93	93	90	95
22-23	73	87	87	88	80	90
23-24	63	81	72	80	70	85

D.O.S.: Día ordinario de la semana
F.S. : Fin de semana

TABLA No. 5.4

Datos de confiabilidad para las unidades de generación.

Tamaño de la unidad (Mw)	Número de unidades	Tasa de salida forzada (FDR)	Duración del mant. anual (sems./año)
12	5	0.02	2
20	4	0.10	2
50	6	0.01	2
76	4	0.02	3
100	3	0.04	3
155	4	0.04	4
197	3	0.05	4
350	1	0.08	5
400	2	0.12	6

La capacidad de generación disponible para cada tipo de unidad del sistema al inicio de la planificación es:

	Mw	%
Vapor		
Petróleo-fósil	951	28
Carbón-fósil	1274	37
Nuclear	800	24
Turbina de combustión	80	2
Hidro	300	9
	<hr/>	<hr/>
	3405	100

La tabla No. 5.5 da los datos de los costos de producción media y de operación y mantenimiento para las unidades de generación.

Para la producción de potencia los datos son dados en términos de la tasa de calor para un nivel de salida seleccionado, aunque los costos de combustibles están sujetos a considerable variación debido a la localización geográfica y otros factores.

Los siguientes costos de combustibles fueron considerados:

Combustible # 6	2.30 (\$/MBtu)
Combustible # 2	3.00 (\$/MBtu)
Carbón	1.20 (\$/MBtu)
Nuclear	0.60 (\$/MBtu)

TABLA No. 5.5

Datos de costo de producción y de O & M
para las unidades de generación

Tamaño (Mw)	Tipo	Combustible	Tasa de Calor Btu/kWh	CM de producción \$/Mw-h	Costo de O&M Fijo / Var. \$/kW/año	\$/MWh
12	vapor fósil	#6	12.000	27.60	10.0	0.90
20	turbina /comb.	#2	14.500	43.50	0.3	5.0
50	hidro	-	-	0.50	5.0	0.3
76	vapor fósil	carbón	12.000	14.40	10.0	0.9
100	vapor fósil	#6	10.000	23.00	8.5	0.8
155	vapor fósil	carbón	9.700	11.64	7.0	0.8
197	vapor fósil	#6	9.600	22.08	5.0	0.7
350	vapor fósil	carbón	9.500	11.40	4.5	0.7
400	vapor nuclear	LWR	10.000	6.00	5.0	0.3

CM: Costo medio

Las afluencias energéticas trimestrales para las unidades hidroeléctricas se dan en la Tabla 5.6.

TABLA No. 5.6

Afluencias energéticas para las unidades hidráulicas

Trimestre	Distribución de Energía (Gwh)
I	70
II	70
III	20
IV	40

5.2 Subrutinas del programa

El Programa de Simulación está compuesto de una rutina principal, diez y seis subrutinas y cuatro subprogramas función, está escrito en lenguaje FORTRAN, y su ejecución fue realizada en el computador 4341 de la ESPOL.

PROGRAMA PRINCIPAL: SIM

SUBRUTINAS: LPLEER
CERO
LPWEEK
NLMANT
LMANT
YLDC
MYR
MIN
RLOAD
TAKALA

SATISF
COSMER
CAPTAK
YPRINT
RESHI

FUNCION: IDEMAN
 IRETIR
 DNORMA
 RAND

El diagrama de flujo para el programa de simulación se muestra en la figura 5.1.

Programa principal:

SIM: Es la parte central de la simulación, debido a que da la secuencia en que las subrutinas son llamadas para ejecutar sus instrucciones.

Subrutinas:

LPLEER: Esta es la primera subrutina que es llamada por el programa principal, su función es leer los datos requeridos para realizar la corrida del programa. Estos datos son aquellos que están indicados

en la sección 5.1.1. La información es leída de un archivo previamente almacenado, y se transfiere al programa principal por medio de la instrucción COMMON.

MERT: El propósito de esta subrutina es reordenar el vector de orden de méritos, i.e., el vector que establece el orden de eficiencia relativa de las unidades de generación en el sistema. Esta subrutina es ejecutada cada vez que una nueva unidad es introducida al sistema. El orden en que las unidades son ordenadas es de acuerdo al costo medio de producción de cada Mw-h de energía generada.

CERO: Esta subrutina es llamada al inicio de cada semana, para encerrar los arreglos POT y RL, y prepararlos para el procesamiento de la nueva semana.

LPWEEK: Esta subrutina es llamada al inicio del procesamiento de una nueva semana. Elabora en base al modelo de carga descrito en la sección anterior, la demanda de potencia en intervalos de 6 horas para cada semana. Estos valores de demanda son transmitidos al programa principal por el vector ALDAD que es el argumento de salida de la subrutina.

NLMANT: Esta subrutina es llamada al inicio de cada año, para que elabore el programa de mantenimiento anual para las unidades de generación del sistema. Las unidades de generación son asignadas para mantenimiento por medio del criterio de nivelar la capacidad de reserva durante el año.

Las unidades de gran capacidad son asignadas para mantenimiento en los valles del perfil de carga real.

LMANT: Esta subrutina señala las unidades que están en mantenimiento, en una semana dada.

YLDC: Esta subrutina evalúa la curva de duración de carga equivalente anual para cada una de las demandas combinadas.

Demanda Combinada: Determinística

Determinística+Aleatoria

Determinística+Aleatoria+Mantenimiento

Determinística+Aleatoria+Mantenimiento+Rupturas

RLOAD: Esta subrutina genera el valor de la componente aleatoria de la demanda de acuerdo a una distribución normal, siendo la desviación estandar un dato de entrada de la simulación.

TAKALA: Esta subrutina genera rupturas aleatorias para cada unidad de generación para cada intervalo de demanda. Si se denota la tasa de salida forzada de la unidad i por q_i , luego la probabilidad de que la unidad de generación no se quebrante en algún punto del tiempo es:

$$p_i = 1 - q_i$$

El proceso de generación aleatoria de ruptura es ejecutado como sigue:

Un número aleatorio es generado en el rango entre 0 y 1 por la función RAND. Este número se va a denotar por R .

Si $R \leq q_i$, luego la unidad está descompuesta (forzada fuera)

Si $R \geq q_i$, luego la unidad está en operación.

SATISF: Esta subrutina es llamada para establecer si las unidades que han sido asignadas son suficiente para satisfacer la demanda real de potencia, en un intervalo dado (6 horas), o si se requiere de alguna unidad adicional.

COSMER: Esta subrutina realiza el cálculo del costo de operación de un sistema de acuerdo al método de carga bajo orden de méritos. Además envía una señal al programa principal para indicar si la demanda de potencia ha sido satisfecha o no por las unidades disponibles.

Los cálculos de los costos es ejecutado por medio de 3 pasos.

En el primer paso la subrutina establece cuales unidades de generación son operadas durante el intervalo de demanda. Las unidades en operación son aquellas que no están ni en mantenimiento, ni en ruptura cuando son llamadas para la generación. (Si la demanda es ligera podría existir unidades las cuales están en buen estado para trabajar pero que no necesitan ser operadas a causa de que la demanda es insuficiente). La asunción básica usada en la programación de unidades de generación es aquella del Orden de Méritos. Esto es, la programación es

ejecutada en la secuencia de las eficiencias de las unidades, de tal manera que la unidad más eficiente (desde el punto de vista del costo de combustible por Mw-h) opera primero, la próxima más eficiente opera luego, etc., hasta la unidad menos eficiente.

El segundo paso trata con el problema del mínimo nivel de operación. Algunas unidades en operación están prohibidas de operar en una carga que sea más baja que algún nivel pre-especificado, el que se denominará El Mínimo Nivel de Operación. En ciertas unidades este mínimo alcanza el 40 % de la máxima capacidad de generación de la unidad. Esta restricción sobre la operación fuerza primero a asignar para operación el mínimo nivel de operación de todas las unidades, y sólo después asignar la capacidad de generación restante de las unidades según el principio del orden de méritos.

La asunción básica respecto al mínimo nivel de operación es que la suma de los mínimos niveles de operación de todas las unidades disponibles que han sido asignadas para el intervalo de demanda no puede ser mayor que la demanda. De otra manera, se tendrá que alguna unidad será requerida, para operar a un nivel más bajo que su mínimo nivel de operación.

El tercer paso asigna para operación la capacidad de operación restante de todas las unidades que están operando según el orden de méritos.

CAPTAK: Esta subrutina evalúa la componente de la demanda por salidas forzadas, sumando las capacidades de las unidades que han sido requeridas para satisfacer la demanda para un intervalo y no han podido operar debido a rupturas.

YPRINT: Esta subrutina muestra el reporte de salida de la simulación que está constituido por los siguientes resultados:

1. Datos de carga y de generación.
2. Reporte anual del sistema.
3. Reporte anual por unidades de generación.
4. Programa de mantenimiento anual de las unidades de generación.
5. Distribución de no suministro anual.
6. Perfil de las demandas combinadas anuales.
7. Curva de duración de carga equivalente anual.

RESHI: Esta subrutina es llamada para controlar, que la energía generada por cada una de las unidades de generación hidroeléctrica, cumpla con las afluencias hidroeléctricas trimestrales previstas

para cada unidad.

MYR: Esta subrutina recibe como argumento de entrada un arreglo de elementos y envía como salida la posición del elemento más grande dentro del arreglo.

MIN: Esta subrutina recibe como argumento de entrada un arreglo y envía como salida la posición del elemento más pequeño dentro del arreglo.

Funciones:

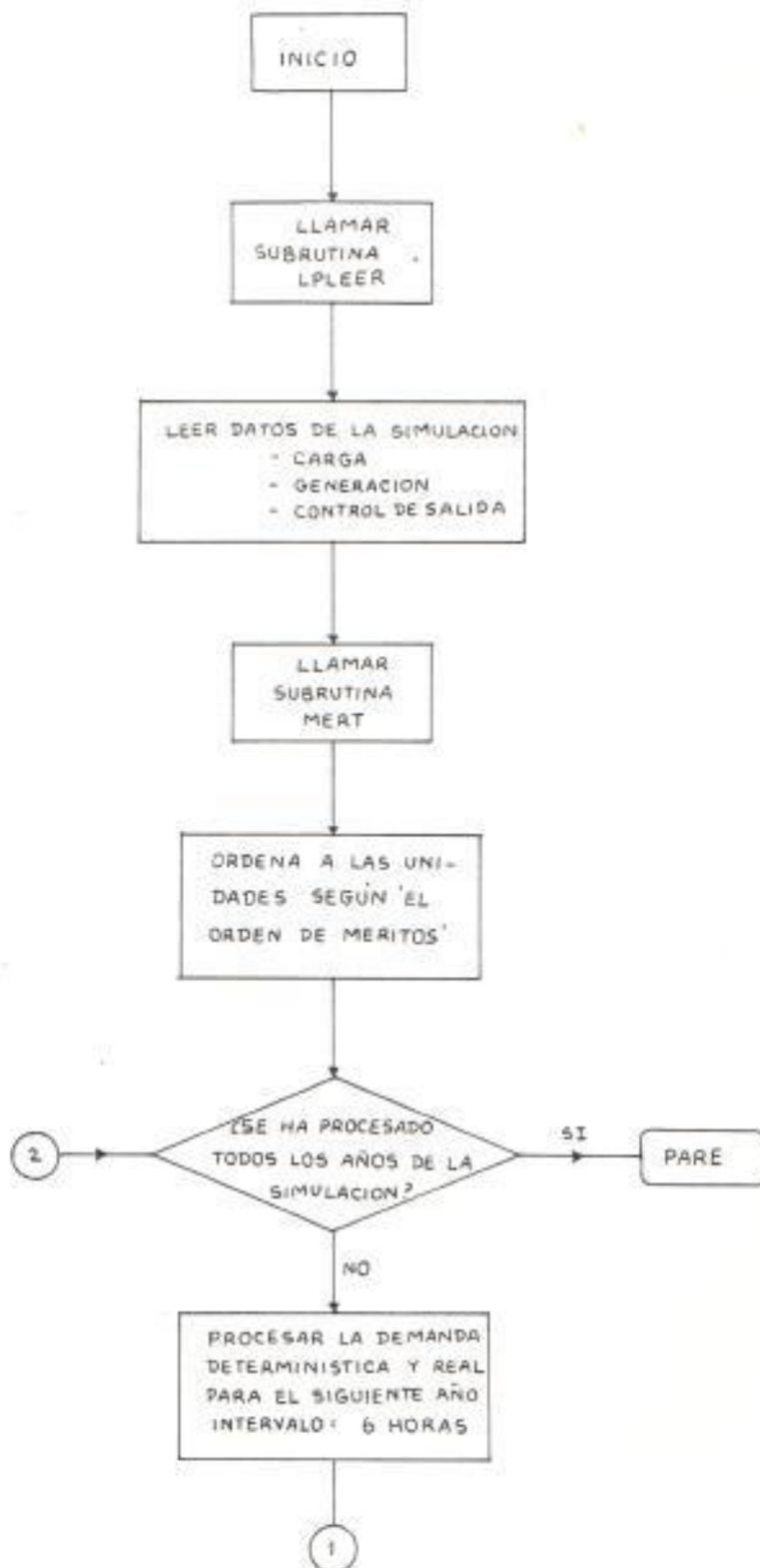
IDEMAN: Esta función envía una señal para indicar si una unidad dada esta o no en mantenimiento.

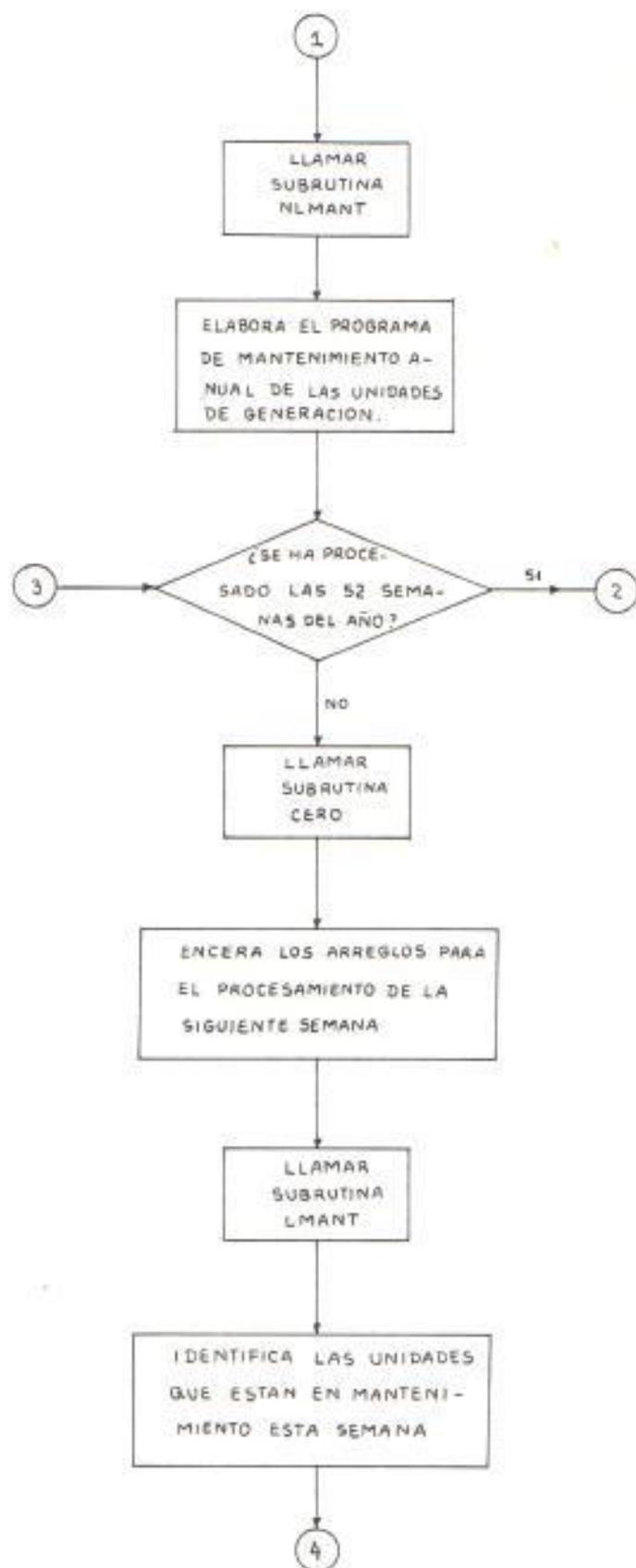
IRETIR: Esta función envía una señal para indicar si una unidad dada ha sido sacada fuera de servicio por ruptura.

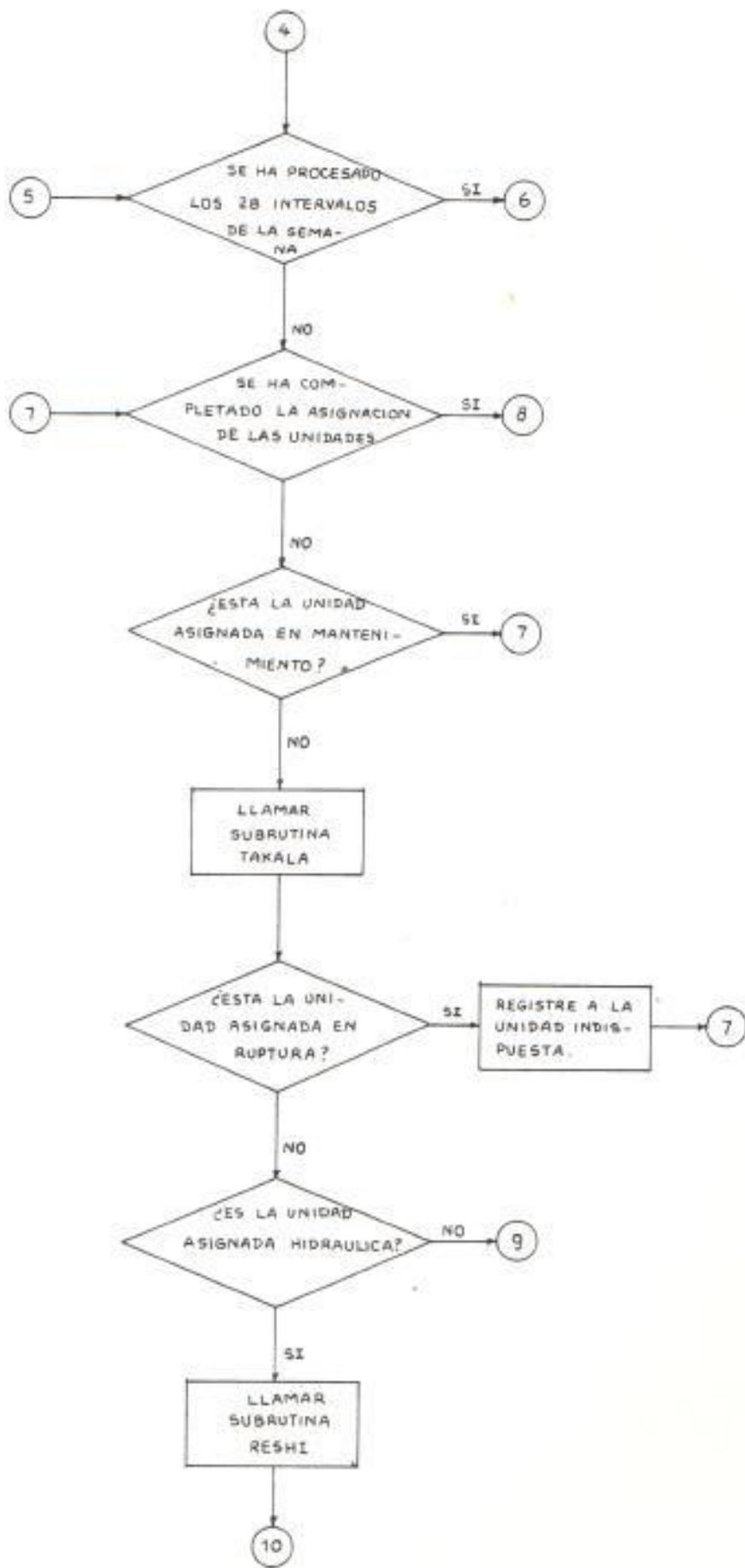
DNORMA: Esta función genera un valor que corresponde al de una distribución normal unitaria.

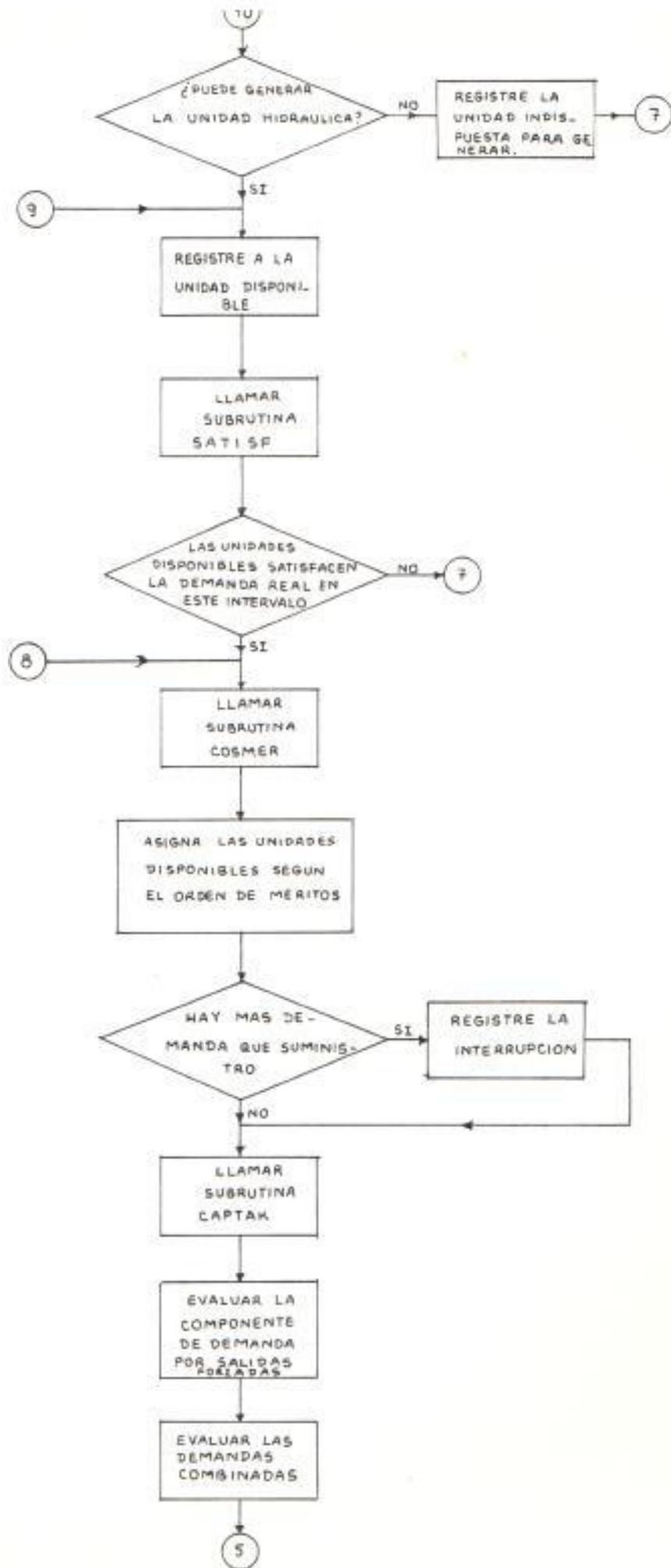
RAND: Esta función genera un número aleatorio entre 0 y 1.

FIGURA 5.1. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA DE SIMULACION











5.3 Corridas de prueba

5.3.1 Conformación de las alternativas de inversión.

El sistema existente al inicio de la planificación es insuficiente para satisfacer los requerimientos de demanda de potencia eléctrica, a un nivel de confiabilidad impuesto, dentro del período analizado. Por lo tanto será necesario la incorporación de una capacidad adicional dentro del período de planificación.

Para establecer que cantidad de capacidad adicional deberá añadirse al sistema, el número de unidades, el tipo de unidades, etc., se han configurado varias alternativas.

Estas alternativas deben cumplir con la confiabilidad objeto del sistema que es de 200 horas/año.

Luego de efectuar corridas de simulación con varias configuraciones factibles de implementarse en el sistema, las que satisfacen

la confiabilidad objeto para el año horizonte se muestran en la tabla No. 5.7.

Los resultados de las corridas del programa de Simulación para cada una de las alternativas de inversión se muestran en el Apéndice A.

Cada una de estas alternativas son sometidas al análisis económico, por medio del Método Incremental, para determinar la alternativa que será recomendada su ejecución.

El Método de Análisis Incremental determina el impacto que tienen las diferentes alternativas de decisión, comparando el cambio resultante en los ingresos totales con respecto al cambio de los costos totales. Lo que interesa es el efecto neto de las decisiones o sea el cambio en los ingresos netos.

El Análisis Incremental centra su atención en aquellos efectos que son relevantes en el sentido de que se ven afectados por las decisiones que se están considerando, pasando por alto los elementos fijos de una si-

ALTERNATIVAS DE INVERSIÓN CONSIDERADAS EN EL PROGRAMA DE SIMULACIÓN SIN
 CONTABILIDAD : 200 horas/año

ALTERNATIVA No.	UNIDADES QUE INGRESAN		ANO DE INGRESO	COSTO DE CAPACIDAD (\$/KW)	COSTO DE CAPITAL (\$)	VIDA UTIL ANOS	COSTO DE CAPITAL ANUAL (\$/ANO)	COSTO DE CAPITAL TOTAL ANUAL (\$/ANO)
	No. de Unidades	Tipo Capacidad (Mw)						
1	1	Nuclear 400	5	629	251,600,000	25	10,064,000	12,891,200
	1	Carbon 155	5	456	70,680,000	25	2,827,200	
2	2	Carbon 155	5	456	141,360,000	25	5,654,400	7,040,640
	1	Carbon 76	5	456	34,656,000	25	1,386,240	
3	2	Comb. # 6 197	5	370	145,780,000	25	5,831,200	5,831,200
	1	Carbon 350	5	456	159,600,000	25	6,384,000	
4	1	Carbon 76	5	456	34,656,000	25	1,386,240	7,779,200
	1	Comb. # 6 197	5	370	72,890,000	25	2,915,600	
5	1	Carbon 155	5	456	70,680,000	25	2,827,200	7,129,040
	1	Carbon 76	5	456	34,656,000	25	1,386,240	
6	1	Comb. # 6 100	5	370	37,000,000	25	1,480,000	5,693,440
	1	Carbon 155	5	456	70,680,000	25	2,827,200	
7	1	Carbon 76	5	456	34,656,000	25	1,386,240	11,544,000
	1	Nuclear 400	5	629	251,600,000	25	10,064,000	
	1	Comb. # 6 100	5	370	37,000,000	25	1,480,000	

tuación los cuales se considera constantes puestos que no se ven afectados por las alternativas de acción existente (7). Por esta razón algunos componentes de los ingresos y de costos que son iguales para todas las alternativas, no se considerarán en ese análisis.

Debido al valor del dinero en el tiempo, los costos e ingresos que se tienen en diferentes momentos de tiempo deben ajustarse a sus valores equivalentes en un momento de tiempo común, antes de llevar a cabo una comparación y poder determinar la rentabilidad y seleccionar la alternativa.

La cantidad de energía servida a los consumidores es aproximadamente igual para cada una de las alternativas, la diferencia de ingresos resultante de la energía vendida es pequeña entre cada alternativa, y es absorbida por la consideración de la componente de costos de no suministro que se realiza en el análisis incremental, por lo tanto se establece que los ingresos son iguales para cada una de las alternativas.

Debido a que los ingresos son iguales para todas las alternativas, estos no son considerados en el análisis económico, por lo tanto la alternativa seleccionada será aquella que tenga el menor costo total actualizado.

El análisis económico de cada una de las alternativas de inversión, con sus respectivas componentes de costos se muestran en el apéndice A.

5.3.2 Resultados obtenidos.

Alternativas de Inversión

Para cada alternativa de inversión en el período de planificación establecido se muestran los siguientes resultados en el Apéndice A:

- Confiabilidad.
- Energía generada por cada unidad.
- Costos de producción para cada unidad.
- Análisis económico.

Alternativa seleccionada

Para la alternativa seleccionada en el Apéndice B se muestran los siguientes resultados:

1. Programa de mantenimiento
2. Perfil de la demanda de mantenimiento
3. Distribución de no suministro
4. Energía generada por tipo de combustible
5. Potencia media por tipo de combustible
6. Perfil de las demandas combinadas
7. Curva de duración de carga equivalente

5.3.3 Análisis de Resultados

Alternativas de Inversión

Para analizar las alternativas de inversión presentadas, la confiabilidad, y los componentes de costos son requeridos. El sistema que se dispone al inicio de la planificación cumple con el criterio de confiabilidad que es de 200 horas hasta el año 4, siendo necesario que las unidades que ingresan al sistema, se incorporen en el año 5.

El ingreso de las unidades se refleja en una mejora de la confiabilidad del sistema, manteniéndose la confiabilidad del sistema hasta el horizonte dentro del límite establecido.

Las 7 alternativas que fueron consideradas en el estudio están conformadas por unidades que son de diferentes tipos y distintas características. Esta diversidad de las características de las unidades se refleja en el sistema sobre su confiabilidad y costos.

El ingreso de las unidades en el año 5, produce una mejora en los costos de producción, puesto que la energía demandada por el sistema es suministrada por un número mayor de unidades bases, disminuyendo la energía generada por las unidades picos.

La mejora en los costos de producción es más acentuada en las alternativas que involucran el uso de unidades nucleares que las de carbón y combustible No. 6, puesto que su costo de producción es menor, sin embargo estas alternativas presentan un elevado

costo de capital, situación que contribuye a encarecer el proyecto. El análisis económico a través del método incremental es adecuado para expresar esta situación de compromiso entre los diferentes costos que se ven afectados por la alternativa considerada.

Los costos que se tienen para cada uno de los años son llevados a una base de tiempo común, siendo el año 1 para este estudio.

De acuerdo a lo establecido por el análisis incremental, la alternativa seleccionada es la que presenta el menor valor presente del costo total, correspondiendo a la alternativa No. 1, formada por 1 unidad nuclear de 400 Mw, y 1 de carbón de 155 Mw. Un resumen de resultados obtenidos del análisis económico, se muestra en la tabla No. 5.8.

TABLA No. 5.8

Análisis Económico Método Incremental
Resumen de resultados para cada una de las alternativas

ALTERNATIVA No.	UNIDADES QUE INGRESAN			COSTO TOTAL ACTUALIZADO (\$)
	No. de Unidades	Tipo	Capacidad (Mw)	
1	1	Nuclear	400	1,079,143,299
	1	Carbón	155	
2	2	Carbón	155	1,112,763,902
	1	Carbón	76	
3	2	Comb. # 6	197	1,147,292,398
4	1	Carbón	350	1,112,697,207
	1	Carbón	76	
5	1	Comb. # 6	197	1,128,337,881
	1	Carbón	155	
	1	Carbón	76	
6	1	Comb. # 6	100	1,125,795,829
	1	Carbón	155	
	1	Carbón	76	
7	1	Nuclear	400	1,087,186,465
	1	Comb. # 6	100	

Alternativa Seleccionada

El programa de mantenimiento para los años 2, 3 y 4 es el mismo que el señalado para el año 1. Las unidades de mayor capacidad del sistema como las nucleares de 400 Mw, y la de carbón de 350 Mw, han sido ubicadas para mantenimiento en las primeras semanas del año, debido a que en ese periodo de acuerdo

al perfil de demanda real, que se incluye en el Apéndice B, existe un valle.

El programa de mantenimiento para los años 6, 7, 8, 9 y 10 es el mismo que el mostrado para el año 5. La unidad nuclear de 400 Mw que ingresa al sistema es ubicada para la operación de mantenimiento en las semanas 43-48, puesto que según el perfil de demanda real, en ese intervalo existe un valle.

El perfil de no suministro nos da información acerca de la magnitud que alcanzan las interrupciones en el sistema y la frecuencia con que ocurren. La máxima magnitud de interrupción del sistema para los 4 primeros años son: 570, 660, 490 y 560 Mw. Aunque la magnitud de la máxima potencia de interrupción no experimenta un gran crecimiento, sin embargo la frecuencia con que se dan interrupciones significativas se van incrementando como se puede concluir de los valores de la energía no suministrada para los 4 primeros años que son: 12.3, 22.7, 31.6 y 34 Gw-h.

En el año 5 al ingresar las nuevas unidades produce un mejoramiento de la confiabilidad. Las magnitudes de las máximas interrupciones del sistema correspondiente a los años 5 al 10 son: 284, 354, 602, 536, 525 y 513 MW y la energía no suministrada en estos años son: 4.2, 8.9, 16.9, 20.8, 17.6 y 41.4 Gw-h.

El gráfico de potencia media de los tipos de generación vs. las horas de operación da información acerca del tiempo esperado de operación anual en horas de cada unidad y la potencia media suministrada en ese período.

El tiempo de operación indica la importancia de las unidades dentro del sistema. El tiempo de operación de una unidad en el sistema, depende de la demanda de energía del sistema, del costo de producción media, la disponibilidad de combustible, la tasa de salida forzada, duración del mantenimiento, etc. Las unidades de generación ordenadas según las horas de operación en el sistema son:

- Nuclear
- Carbón
- Hidro

- Combustible No. 6

- Combustible No. 2

Las unidades hidro ocupan el tercer lugar según el tiempo de operación dentro del sistema, a pesar de tener el menor costo de producción, una pequeña tasa de salida forzada, y un corto periodo de mantenimiento, esto se debe a que la cantidad de energía que pueden producir está condicionada a la afluencia energética pronosticada.

La energía generada por tipo de combustible se incluye en el apéndice B.

Al inicio de la planificación, los tipos de generación de acuerdo a la cantidad de energía generada son:

- Carbón
- Nuclear
- Hidro
- Combustible No. 6
- Combustible No. 2

La cantidad de energía generada por las unidades de combustible No. 2 no es signifi-

cativa, puesto que son unidades picos. La generación de las unidades de combustible No. 6 experimenta un crecimiento en los años 2, 3, y 4, llegando incluso a ser mayor que la generación de las unidades hidro.

En el año 5, al ingresar la unidad nuclear de 400 Mw y la de carbón de 155 Mw, se produce una redistribución de las cantidades de energía generada por tipo de combustible, correspondiéndole a las unidades nucleares una mayor participación en la producción de energía siendo además la que producen la mayor cantidad de energía en el sistema, las unidades de combustible No. 6 disminuyen su producción.

Esta redistribución de energía produce una mejora en los costos de producción del sistema, puesto que una mayor cantidad de energía es suministrada con unidades de menor costo de producción.

La participación según la cantidad de energía generada para cada tipo de combustible en el año 5 es:

- Nuclear
- Carbón
- Hidro
- Combustible No. 6

Las unidades nucleares y las hidro operan a plena capacidad en este año, los incrementos en la demanda de energía para los siguientes años es absorbido por el resto de las unidades del sistema.

Los perfiles de la demanda pico semanal para el año 1 y 5 se muestra para 3 tipos de demanda combinada:

Perfil A: Está formada por la componente de demanda determinística y la aleatoria, es la demanda real del sistema.

Perfil B: Está formada por las componentes de demanda determinística, aleatoria y de mantenimiento.

Perfil C: Está formado por las componentes de demanda determinística, aleatoria, mantenimiento y de salidas

forzadas.

No se muestra el perfil de la demanda determinística, puesto que esta en algunos intervalos de tiempo es mayor que la demanda real.

La curva de duración de carga equivalente es presentada para los años 1 y 5.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La Simulación realizada por medio de la Curva de Duración de Carga Equivalente, considera las restricciones en la producción de energía que poseen las unidades hidroeléctricas. Esta consideración es particularmente importante en sistemas que poseen centrales hidráulicas puesto que en dichos sistemas al evaluar los valores de la Confiabilidad y Costos de Operación éstos sufren grandes desviaciones de su valor real si no se considera éstas restricciones o afluencias energéticas para las unidades hidráulicas.

2. Las operaciones de mantenimiento de las unidades de generación influyen sobre la confiabilidad y costos de operación del sistema. La simulación realiza el programa de mantenimiento anual en base al criterio de nivelar la reserva, según el cual las unidades de gran capacidad son programadas para mantenimiento en períodos de demanda ligera. Este criterio produce una mejora significativa en la confiabilidad y costos de operación, sin embargo, una optimización podría

conseguirse mediante una programación de mantenimiento que nivele la probabilidad de pérdida de carga del sistema o LOLP, que es una de las medidas de confiabilidad presentada en este trabajo.

3. Se debe realizar varias ejecuciones de la simulación del sistema, con diferentes números "semillas" (número con que se inicia la cadena de números aleatorios para la simulación), para establecer los valores más representativo para la Confiabilidad y Costos de Operación.

B I B L I O G R A F I A

1. Vardi Joseph, Zahavi Jacob y Avi-Itzhak Benjamin (1977) "The Combined Load Duration Curve and Its Derivation". IEEE Transactions PAS-96: 978-983.
2. Zahavi Jacob, Vardi Joseph y Avi-Itzhak Benjamin (1977) "Operating Cost Calculation of an Electric Power Generating System Under Incremental Loading Procedure". IEEE Transaction PAS 96: 285-292.
3. IEEE Committee Report, (1977) "IEEE Realibility Test System" IEEE Transactions, vol. PAS-98: 2047-2054.
4. Billinton, R., y Krasnodebski, J. (1973). "Practical Application of Reliability Concepts to Generating Station Design". IEEE Transactions PAS-92: 1814-1824.
5. Vardi Joseph and Avi Itzhak Benjamin. "Power Electric Generation". Alpine Press-Massachusetts 1981.