

01167

5
29



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

CRITERIOS DE CONFIABILIDAD EN LA
PLANEACION DE LA GENERACION EN SISTEMAS
ELECTRICOS Y SU EQUIVALENCIA

T E S I S
P R E S E N T A D A P O R
ING. ALBERTO ELIZALDE BALTIERRA
P A R A O B T E N E R E L G R A D O D E
MAESTRO EN INGENIERIA
(P L A N E A C I O N)



DIRIGIDA POR: M.I. RAFAEL CRISTERNA OCAMPO

CIUDAD UNIVERSITARIA.

1998.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

A mi madre,
quien me dotó de alas para volar,
por impulsarme a seguir creciendo y por estar siempre conmigo

A mi padre,
por apoyarme en los momentos difíciles
y por ayudarme a madurar

A mi abue Lupita,
por ese amor y cariño que
siempre me acompañan en cualquier lugar

A mis hermanos,
Carmen, Alejandra, Marcos y Estrella,
por continuar juntos y de la mano en nuestro viaje
por la vida en esta tierra llena de fantasías

A Mónica Seidy,
por ayudarme a escalar las montañas

A Juan y Gerardo,
por su apoyo invaluable en la edición de esta investigación

Y a todos mis amigos y familiares
que de alguna manera han contribuido
en mi preparación personal y profesional

Muchas Gracias

Alberto

A Dios,
por permitirme vivir en este maravilloso mundo

A mi país, México,
por darme la oportunidad de crecer y soñar bajo sus cielos

A mi Universidad Nacional Autónoma de México,
por haberme infundido aquel espíritu que nos une a todos los universitarios

A mi Facultad de Ingeniería,
y en especial a todos mis Maestros de la División de Posgrado,
por sus enseñanzas que ampliaron mi visión de la vida

A mi Maestro y Director de Tesis Rafael Cristerna Ocampo,
por enseñarme el camino para alcanzar esta meta tan importante para mí

A mis Maestros Jacinto Viqueira Landa y Eduardo Arriola Valdés,
a quienes admiro y respeto, por sus sabios consejos

A Alberto Blanco Castillo, por su paciencia y apoyo

A la Comisión Federal de Electricidad,
por motivarme a estudiar el fluido eléctrico

Al Programa Universitario de Energía,
por esa fuente inagotable de energía depositada en este trabajo

Muchas Gracias

Alberto

CONTENIDO

Resumen	1
Introducción	2

CAPÍTULO I

CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

I.1	El enfoque de sistemas	5
I.2	El objeto de estudio	8
I.3	Características básicas de los sistemas eléctricos	11

CAPÍTULO II

PLANEACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

II.1	Proceso de conducción	15
II.1.1	Sistema conducente	16
II.1.1.1	Subsistema toma de decisiones	17
II.1.1.2	Subsistema planeación	18
II.1.1.3	Subsistema información	20
II.1.1.4	Subsistema ejecución	21
II.1.2	Sistema conducido	21
II.2	Proceso de conducción en los sistemas eléctricos	23

II.3	Planeación de sistemas eléctricos	24
II.3.1	Aspectos generales	24
II.3.2	Planeación del subsistema de generación	30

CAPÍTULO III

CONFIABILIDAD EN LA PLANEACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

III.1	Confiabilidad de los sistemas eléctricos	32
III.1.1	Confiabilidad del sistema de generación	33
III.2	Confiabilidad en la planeación del sistema de generación	41
III.2.1	Criterios de confiabilidad	42
III.2.1.1	Criterio de Margen de Reserva mínimo	42
III.2.1.2	Criterio de Pérdida de Carga	43
III.2.1.3	Criterio Económico	44

CAPÍTULO IV

EQUIVALENCIA ENTRE LOS CRITERIOS DE CONFIABILIDAD EMPLEADOS EN LA PLANEACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

IV.1	Consideraciones generales	49
IV.2	Planteamiento del problema de planeación de la generación bajo los tres criterios	53
IV.2.1	Empleando el criterio del Margen de Reserva mínimo	53
IV.2.2	Empleando el criterio de Pérdida de Carga	55

IV.2.3 Empleando el criterio Económico	58
IV.3 Aplicación del método de penalización al problema de planeación de la generación	61
IV.3.1 Métodos que contemplan el uso de parámetros de penalización	61
IV.3.2 Aplicación al problema planteado bajo el criterio del Margen de Reserva mínimo	63
IV.3.3 Aplicación al problema planteado bajo el criterio de Pérdida de Carga	63
IV.3.4 Aplicación al problema planteado bajo el criterio Económico	64
IV.4 Equivalencia entre los criterios de confiabilidad	65
IV.4.1 Equivalencia entre el criterio del Margen de Reserva mínimo y el de Pérdida de Carga	65
IV.4.2 Equivalencia entre el criterio del Margen de Reserva mínimo y el Económico	66
IV.4.3 Equivalencia entre el criterio de Pérdida de Carga y el Económico	67

CAPÍTULO V

EQUIVALENCIA ENTRE LOS CRITERIOS DE CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO

V.1 Características básicas del Sistema Eléctrico Mexicano	69
V.1.1 Sistema de generación	69
V.1.2 Sistema de transmisión	73
V.1.3 Sistema de distribución	73

V.2	Planeación del Sistema Eléctrico Nacional	75
V.2.1	Aspectos generales	75
V.2.2	Descomposición del estudio de la expansión del SEN	77
V.2.3	Etapas del estudio de la expansión del SEN	77
V.2.4	Modelos utilizados en la planeación	79
V.2.4.1	Modelo WASP	80
V.2.4.2	Modelo PROLOG	80
V.2.4.3	Modelo LOG	81
V.2.4.4	Modelo MÉXICO	81
V.3	Equivalencia entre el criterio Económico empleado en el SEN, el de LOLP y el del Margen de Reserva mínimo	82
V.3.1	Criterio de confiabilidad empleado en la planeación de la generación	82
V.3.2	Equivalencia entre los criterios de confiabilidad obtenida mediante una simulación del SEN	83
V.3.2.1	Relación entre MR y LOLP	84
V.3.2.2	Relación entre LOLP y CENS	88
V.3.2.3	Relación entre MR y CENS	92
V.3.2.4	Sensibilidad del Margen de Reserva a la disponibilidad	96
	Conclusiones y sugerencias	98
	Bibliografía	100

ÍNDICE DE FIGURAS

I.1	Tres usos de la palabra sistema	7
I.2	Construcción sistémica por composición y descomposición	10
I.3	Representación de un sistema eléctrico a varios niveles de detalle	12
II.1	Sistemas conducente y conducido	16
II.2	Representación funcional del sistema conducente	17
II.3	Visualización del sistema u objeto conducido a varios niveles de detalle	22
II.4	Representación funcional del sistema conducente de un sistema eléctrico	23
II.5	Proceso de conducción en un sistema eléctrico a varios niveles de detalle	25
II.6	Flujograma de un proceso típico de planeación en sistemas eléctricos, y los factores que lo afectan	28
II.7	Rangos de tiempo típicos en la planeación de sistemas eléctricos	29
III.1	Reserva de capacidad y Margen de Reserva	35
III.2	Factores que determinan la confiabilidad del sistema de generación	36
III.3	Criterio Económico: balance entre el costo y el beneficio marginales de la confiabilidad	45
III.4	Relación entre el costo y la confiabilidad	46
III.5	Criterio Económico: minimización de costos para el sistema eléctrico y para la economía	47
IV.1	Criterios e índices de confiabilidad relacionados	50
IV.2	Confiabilidad óptima bajo el enfoque de costo mínimo	51
IV.3	Curva típica de duración de carga	57
IV.4	Función del costo de falla en el suministro	60
V.1	Capacidad instalada de generación por tipo de central, 1980-1994	71
V.2	Generación bruta de electricidad por tipo de central, 1980-1993	72
V.3	Diagrama del proceso de expansión simulado	86

V.4	Costo de expansión del sistema de generación en función del Margen de Reserva	87
V.5	Modelo de Simulación Probabilística (MSP)	88
V.6	Relación entre el MR y el LOLP en el Sistema Eléctrico Nacional	89
V.7	Relación entre el LOLP y el CENS en el Sistema Eléctrico Nacional	93
V.8	Relación entre el MR y el CENS en el Sistema Eléctrico Nacional	94
V.9	Confiabilidad óptima en el Sistema Eléctrico Nacional bajo el enfoque de costo mínimo	95
V.10	Sensibilidad del Margen de Reserva a la disponibilidad	97

ÍNDICE DE TABLAS

II.1	Algunas definiciones de planeación	19
V.1	Tipos de generación utilizados en el Sistema Eléctrico Nacional	69
V.2	Longitud de líneas de transmisión y distribución del Sistema Eléctrico Nacional, 1991-1993	74
V.3	Capacidad en subestaciones de los sistemas de transmisión y distribución en el SEN, 1991-1993	74
V.4	Etapas de la planeación del Sistema Eléctrico Nacional	78
V.5	Modelos para la planeación del Sistema Eléctrico Nacional	79
V.6	Cálculo del Costo de la Energía No Suministrada en el SEN	83
V.7	Resultados obtenidos en la simulación del proceso de expansión	85

RESUMEN

Se emplea el enfoque de sistemas para visualizar al objeto de estudio, es decir, a los sistemas eléctricos. Bajo este enfoque se distinguen tres subsistemas en un sistema eléctrico: generación, transmisión y distribución.

Se presenta a la planeación de sistemas eléctricos como una parte fundamental en su proceso de conducción, dividiéndola de acuerdo a cada uno de los subsistemas mencionados.

Se tratan los principales aspectos de confiabilidad involucrados en la planeación del subsistema de generación. En este sentido, se discuten tres criterios empleados para especificar un nivel adecuado de confiabilidad durante dicha planeación: a) Margen de Reserva mínimo, b) Probabilista de Pérdida de Carga y c) Probabilista Económico. Este último resulta de especial interés para países en vías de desarrollo como el nuestro, ya que toma en cuenta el beneficio de la confiabilidad en la economía del país.

A partir del planteamiento del problema de la planeación de la generación bajo los tres criterios mediante un programa no lineal de optimización, se obtiene una equivalencia entre los valores fundamentales que caracterizan a cada uno de los criterios. Esto es, se relacionan analíticamente el Margen de Reserva (MR), la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) y el Costo de la Energía No Suministrada (CENS).

Finalmente, se obtienen dichas relaciones en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mediante una simulación de la expansión de la capacidad de generación. De esta forma, para un valor de CENS igual a 1.5 Dól/KWh empleado en la planeación del SEN corresponde un valor de LOLP igual a 3 días/año y un Margen de Reserva del 15.7 por ciento.

INTRODUCCIÓN

La electricidad es un bien fundamental de la civilización moderna, también es responsable, directa o indirectamente, de la conformación tecnológica de la sociedad y del carácter de su base económica. Además, la energía eléctrica ha adquirido tal importancia, que la interrupción del suministro provoca trastornos y pérdidas económicas considerables. En este sentido, el objetivo de un sistema eléctrico de potencia¹ es suministrar esta electricidad de manera económica y confiable. Para cumplir este objetivo es necesario planear la instalación de fuentes de generación y sistemas de transmisión y de distribución de energía eléctrica, basados en los pronósticos y tendencias de demandas y energéticos, para contemplar en forma anticipada las situaciones futuras y tomar en cuenta el tiempo necesario para la instalación del equipo.

En particular, la planeación del sistema de generación es uno de los pasos más importantes en la expansión de un sistema eléctrico. Esta necesaria expansión debe prever que la capacidad instalada cubra necesidades de energía a precio económico, y con un nivel adecuado de confiabilidad.

Básicamente existen tres criterios para expresar la confiabilidad en la planeación de la generación de los sistemas eléctricos. El primero, denominado Margen de Reserva mínimo, consiste en fijar un excedente mínimo de capacidad instalada (Margen de Reserva) para ciertos períodos críticos de la operación del sistema. El segundo, denominado Probabilista de Pérdida de Carga², contempla que el sistema eléctrico deberá tener un nivel de confiabilidad mayor o igual que un cierto valor probabilístico fijado por la empresa eléctrica (usualmente este valor es la Probabilidad de Pérdida de Carga). Finalmente,

¹ En adelante se denominará sistema eléctrico.

² En adelante se denominará criterio de Pérdida de Carga.

está el criterio Probabilista Económico³, el cual expresa el costo para la economía debido a las fallas del suministro (Costo de la Energía No Suministrada).

El concepto de Margen de Reserva es el más fácil de entender y es adecuado para caracterizar y dimensionar la capacidad de cualquier sistema eléctrico. Por sus ventajas el criterio Económico es actualmente usado en diversos sistemas eléctricos en el mundo incluyendo el Sistema Eléctrico Mexicano. Sin embargo, este enfoque no contempla en sus consideraciones el concepto de Margen de Reserva. Es por esto que en los sistemas que siguen al criterio de Pérdida de Carga o al Económico resulta de mucha utilidad el conocer la magnitud del Margen de Reserva que tendrán en un futuro. En este contexto, es conveniente conocer si existe alguna equivalencia entre los tres criterios, que ayudará a las personas involucradas en la toma de decisiones a relacionar los conceptos sobre la confiabilidad del sistema de generación y así conducir a los sistemas generadores de electricidad y progreso a un futuro mejor.

El problema a resolver en la presente investigación se define como sigue: ¿Existe alguna equivalencia entre los tres criterios de confiabilidad empleados comúnmente en la planeación de la generación en los sistemas eléctricos?

Para resolver este problema se planteó la siguiente hipótesis: Es posible obtener una equivalencia entre los tres criterios de confiabilidad empleados usualmente en la planeación de la generación a través de las relaciones entre sus valores fundamentales (Margen de Reserva, Probabilidad de Pérdida de Carga y el Costo de la Energía No Suministrada). Esto se logra al plantear el problema de expansión de la generación bajo los tres criterios utilizando técnicas de optimización (programación no lineal).

³ En adelante se denominará criterio Económico.

Por tanto, el objetivo principal del trabajo es obtener dicha equivalencia. En particular, se busca obtener la equivalencia entre el criterio empleado en el Sistema Eléctrico Mexicano y los criterios de Margen de Reserva mínimo y de Pérdida de Carga.

A fin de comprobar la hipótesis anterior se desarrollan cinco capítulos.

En el primero se define el objeto de estudio y se describen brevemente las características de los sistemas eléctricos. A continuación, en el capítulo II, se ubica a la planeación de sistemas eléctricos como una parte fundamental del proceso de conducción. En el siguiente capítulo se presentan los conceptos de confiabilidad relacionados con la planeación del subsistema de generación. Ya en el cuarto capítulo se trata la equivalencia entre los tres criterios de confiabilidad desde un punto de vista analítico. Por último, en el quinto capítulo se realiza una aplicación de la equivalencia encontrada anteriormente en el Sistema Eléctrico Mexicano.

CAPÍTULO I

CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

I.1 El enfoque de sistemas

En la literatura se encuentran abundantes definiciones del concepto de sistema y aseveraciones acerca del enfoque de sistemas⁴. A continuación se enuncian algunas de ellas.

De acuerdo con Ackoff (ref [1], pp. 29), un sistema es un conjunto de dos o más elementos que exhibe las siguientes características:

1. Las propiedades o el comportamiento de cada elemento tienen un efecto sobre las propiedades o comportamiento del todo.
2. Las propiedades o el comportamiento de los elementos y sus efectos sobre el todo son interdependientes.
3. Sin importar cómo se formen los subgrupos de elementos, cada uno tiene un efecto sobre las propiedades o comportamiento del todo, y ninguno tiene un efecto independiente sobre él.

De acuerdo con lo anterior, un sistema es un todo que no puede ser dividido en partes independientes. De esto se derivan dos de sus propiedades más importantes: cada una de las partes tiene propiedades que se pierden cuando se separan del sistema, y cada sistema tiene algunas propiedades, esenciales, que no tiene ninguna de sus partes.

⁴ También denominado enfoque sistémico.

Churchman (ref [18], pp. 28) nos dice que los sistemas se integran de un conjunto de elementos que trabajan agrupadamente para el objetivo general del todo, y que el enfoque de sistemas es simplemente una manera de pensar acerca de estos sistemas totales y sus componentes.

Asimismo, Ackoff (ref [2], pp. 661) asevera que el enfoque sistémico es útil dada su tendencia a estudiar los sistemas como una entidad más que como un conglomerado de partes. También menciona que este enfoque mira los problemas de sistemas como un todo y se interesa por el desempeño total del sistema, ya que aún cuando sólo se presenten cambios en algunas de sus partes, existen ciertas propiedades que únicamente pueden tratarse desde un punto de vista holístico.

Por su parte, Fuentes Zenón (ref [20], pp. 6) menciona que el enfoque de sistemas tiene como propósito hacer frente a los problemas cada vez más complejos que plantean la tecnología y las organizaciones modernas.

Finalmente, Negroe Pérez (ref [31], pp. 5) marca que el uso del enfoque sistémico no es casual y se estipula por la necesidad de solucionar problemas más complejos cuando los enfoques parciales disciplinarios no son eficaces. Además, resalta el reconocimiento que ha logrado este enfoque por el éxito obtenido en el desarrollo de estudios científicos y de ingeniería.

Por otro lado, es posible distinguir tres formas en que se utiliza la palabra sistema (ref [20], pp. 24):

1. El término es usado para referirse a los objetos de investigación o dirección (una presa, el transporte, una empresa, la economía, etc.) a los que se denominan objeto o sistema objeto.

2. Sistema también se emplea para hacer referencia a las representaciones de dichos objetos, mismas que algunos autores llaman modelo conceptual⁵, objeto focal o sistema construido.
3. Por último, sistema es utilizada para referirse a los instrumentos, procedimientos, teorías, técnicas, etc. que son empleados por el sujeto para indagar en el objeto y para la construcción del modelo conceptual. Al respecto se emplean de manera indistinta las frases de enfoque de sistemas, pensamiento sistémico o ideas de sistemas.

En resumen, se usa la palabra de sistemas en relación a los objetos, las representaciones de los objetos y los instrumentos de indagación (Figura I.1).

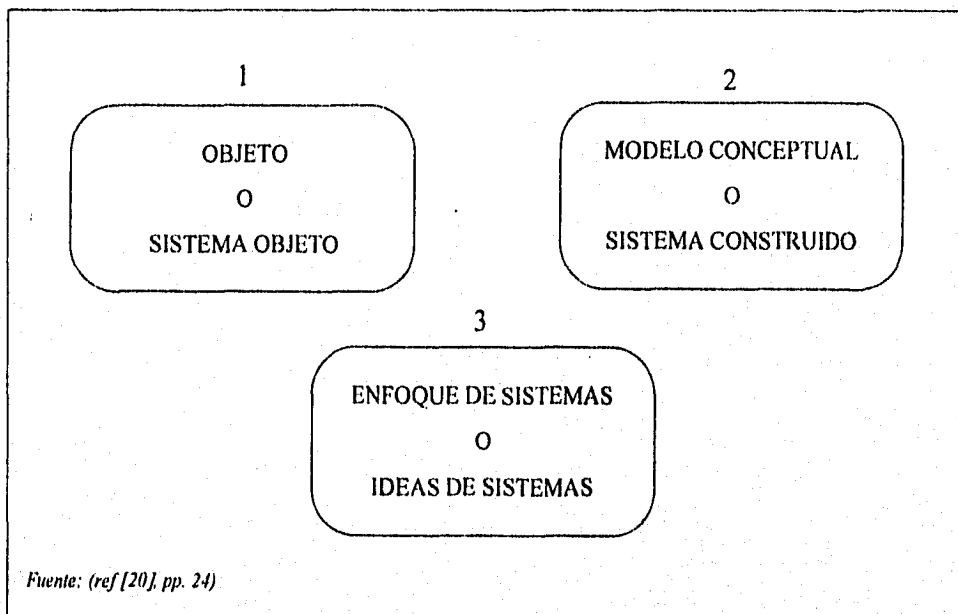


Figura I.1 TRES USOS DE LA PALABRA SISTEMA

⁵ El modelo conceptual es aquella representación gráfica, escrita o mental del objeto en cuestión elaborada por el analista y que emplea como marco de apoyo para situar y ordenar sus percepciones, y así delimitar el área de interés y decidir qué aspectos son relevantes y cuáles no.

1.2 El objeto de estudio

En este trabajo se emplea el enfoque de sistemas con la finalidad de indagar en el objeto de estudio y para realizar una representación de dicho objeto mediante la construcción de su modelo conceptual.

El enfoque de sistemas subraya la importancia de estudiar los sistemas considerando el objetivo que buscan. Cuando el objetivo es el suministro de energía eléctrica, hablamos de un sistema eléctrico. Este último es el objeto de estudio o sistema objeto del actual trabajo de investigación.

En la construcción del modelo conceptual se pueden mencionar dos tipos básicos de procedimientos de construcción sistémica (ref [31], pp. 7):

- ◆ Por composición
- ◆ Por descomposición

Ambos son parciales y complementarios, y producen dos tipos de representaciones sistémicas: compuesta e integral. El concepto sistema general se obtiene con la composición de ambas representaciones.

1. Construcción por composición

En este procedimiento se parte de los intentos iniciales de definir sistema, cuando se empieza a comprender que el conjunto de elementos seleccionados se encuentra organizado e interconectado en cierta totalidad gobernada por leyes comunes. En la siguiente etapa, la construcción del concepto consiste en el intento de deducir las propiedades del sistema mediante el estudio de sus componentes básicas, las que se

clasifican y después se encuentra el tipo de relaciones que las vinculan. Con este procedimiento, que parte del elemento y busca llegar al sistema, se corre el riesgo de no comprender con precisión aquellos aspectos estipulados por el papel que juega nuestro sistema en uno mayor denominado suprasistema. De esta manera, en este tipo de construcciones, el conjunto de elementos e interrelaciones constituyen una de las posibles nociones parciales del sistema (Figura I.2a).

2. Construcción por descomposición

Este tipo de procedimiento se aproxima más al espíritu sistémico. En este caso, se parte del sistema hacia sus componentes, y constituye una forma típica de enfoque integral. El procedimiento se basa en la descomposición funcional que consiste en desmembrar al sistema en subsistemas, de manera que sus funciones y propiedades aseguren las del sistema en su conjunto mediante una organización adecuada. Para realizar dicha construcción se presentan dos aspectos importantes, que pueden ser llamados estructura externa e interna del sistema en cuestión. El primero se establece a través de conocer el papel que el sistema juega en su suprasistema, que se logra al definir los objetivos y funciones totales. Por su parte, la estructura interna del sistema se obtiene por una descomposición por funciones, que se presenta como un agregado de subsistemas interconectados, de tal forma que asegure el funcionamiento del sistema (Figura I.2b).

Es conveniente señalar que tanto el procedimiento por composición como por descomposición constituyen nociones parciales y complementarias que conducen a la noción del sistema (Figura I.2c).

Ambos procedimientos se utilizaron en este trabajo como base para visualizar al objeto de estudio como un sistema, así como para definir sus suprasistemas, subsistemas

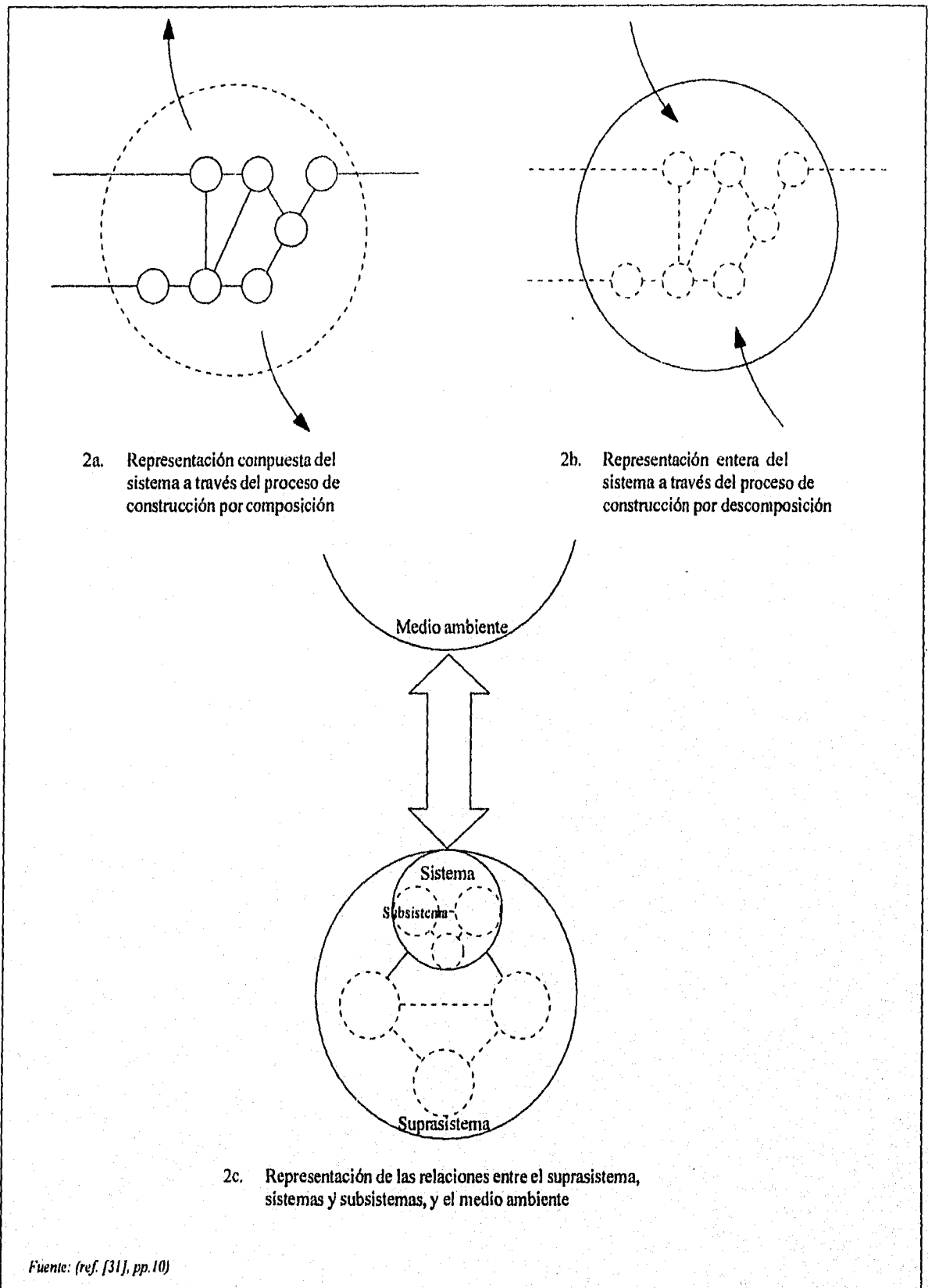


Figura 1.2 CONSTRUCCIÓN SISTÉMICA POR COMPOSICIÓN Y DESCOMPOSICIÓN

y sus interrelaciones (Figura I.3). En esta figura⁶ se observa también el modelo conceptual o representación funcional del objeto de estudio, el cual nos muestra sus tres subsistemas: generación, transmisión y distribución.

En el subsistema de generación, se instala potencia con unidades de generación de diferentes tecnologías. La potencia generada es llevada por el subsistema de transmisión hasta las subestaciones de distribución. Enseguida, el subsistema de distribución se encarga de transportar la energía hasta el consumidor. Estos tres subsistemas constituyen las bases de la industria eléctrica.

A continuación se tratarán las principales características de un sistema eléctrico.

1.3 Características básicas de los sistemas eléctricos

El suministro de energía eléctrica tiene características específicas que lo hacen diferente de otras energías secundarias como los productos petrolíferos o el gas; una de ellas, es su limitación para ser almacenada económicamente en cantidades significativas, por lo que la potencia eléctrica generada debe ser igual en cada instante a la demanda más las pérdidas del sistema. Además, la demanda es función de las actividades de la sociedad y presenta fluctuaciones horarias diarias, semanales y anuales y se ve impactada por cambios estacionales; esto es, fluctuaciones en ciertas épocas del año.

La energía eléctrica suministrada por un sistema eléctrico procede principalmente de alguna de las siguientes fuentes (ref [11], pp. 3):

⁶ Basada en (ref [31], pp. 10), (ref [20], pp. 7) y (ref [33], pp. 164).

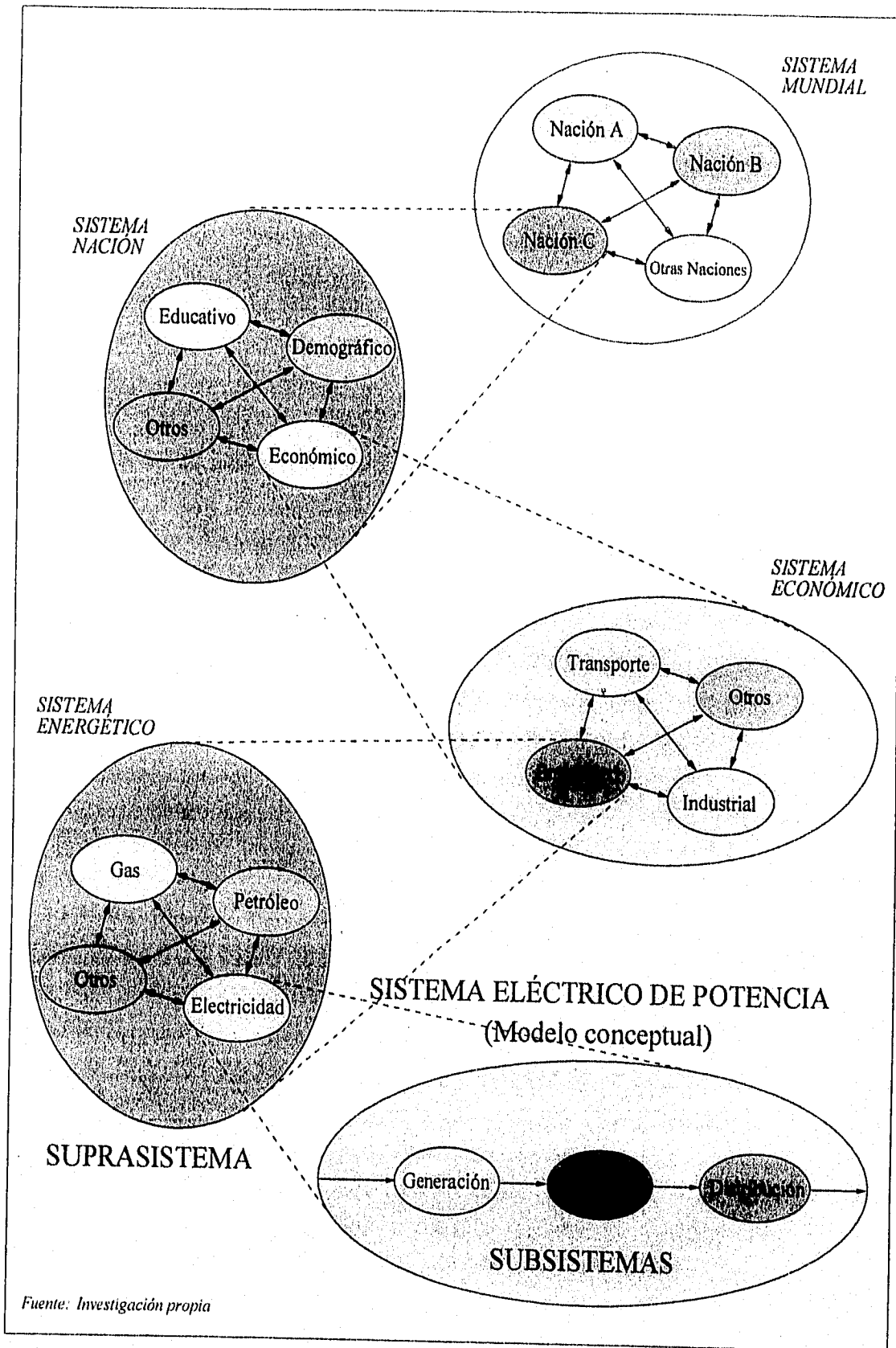


Figura 1.3 REPRESENTACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO A VARIOS NIVELES DE DETALLE

- ◆ Aprovechamiento de caídas de agua
- ◆ Combustibles fósiles (petróleo, gas natural, carbón)
- ◆ Fisión nuclear.

Otras fuentes que han tenido una utilización limitada hasta la fecha son la energía geotérmica y la energía producida por las mareas. También se han utilizado para la generación de pequeñas cantidades de energía eléctrica en forma intermitente la fuerza del viento y la energía solar.

Asimismo, la energía eléctrica debe suministrarse con una calidad adecuada, de tal forma que los equipos que la utilizan funcionen correctamente. La calidad del suministro queda definida por los siguientes aspectos (ref [43], pp. 105): continuidad prácticamente total del servicio, regulación del voltaje dentro de límites aceptables y control de la frecuencia eléctrica a un valor fijo.

Para mejorar la continuidad del servicio se ha recurrido a la interconexión de las plantas generadoras de electricidad mediante la extensión del sistema de transmisión de alta tensión, cuya finalidad inicial era básicamente transmitir la energía eléctrica generada hasta las cargas eléctricas. Esta interconexión permite además, obtener economías de escala⁷ al utilizar unidades generadoras más grandes y compartir la reserva de generación para casos de emergencia, reduciendo así las inversiones necesarias en capacidad de generación.

Por razones de economía en el suministro de energía eléctrica, algunos países han considerado conveniente que en el territorio servido exista un sólo sistema eléctrico interconectado, situación que ha conducido a la formación de monopolios, restringiéndose la posibilidad de competencia.

⁷ Economía de escala significa simplemente que entre más grande más barato.

El desarrollo de sistemas eléctricos requiere de tiempos largos de maduración, por eso la industria eléctrica debe operar dentro de un horizonte de largo plazo para la planeación, construcción, operación y desmantelamiento de plantas y equipos. Como consecuencia de lo anterior, se resalta que un sistema eléctrico requiere de sustanciales inversiones.

Actualmente se debe añadir que el suministro de electricidad debe conseguirse limitando al máximo los impactos ambientales.

Las características de los sistemas eléctricos descritos, indican que éstos deben concebirse y operarse como un conjunto donde todos los elementos y funciones, desde las plantas generadoras hasta las cargas (centros de demanda), estén estrechamente relacionados.

Dada su importancia, optimizar el funcionamiento del sistema representa un gran ahorro en recursos económicos. Así, la planeación de los sistemas eléctricos es fundamental para lograr una adecuada expansión del parque eléctrico.

CAPÍTULO II

PLANEACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

II.1 Proceso de conducción⁸

A fin de contar con un marco de referencia para la planeación, a continuación se trata brevemente el proceso de conducción, del cual forma parte la planeación.

Negroe Pérez menciona que el concepto de conducción consiste en un proceso de cambio controlado del objeto conducido según cierto objetivo, a través de actividades que lo garanticen, es decir, sirve para seleccionar y realizar la trayectoria adecuada de cambio.

Por su parte, Merrill M. Flood (ref [26]) nos dice que la función básica de conducción consiste en la toma de decisiones orientada concientemente hacia el objetivo.

Bajo el enfoque sistémico, el proceso de conducción está constituido por dos sistemas u objetos (Figura II.1):

- ◆ Sistema conducente
- ◆ Sistema conducido

⁸ Este subcapítulo está basado en el trabajo *Papel de la planeación en el proceso de conducción* (ref[31]), desarrollado por Gonzalo de Jesús Negroe Pérez para obtener el grado de maestro en ingeniería (planeación).

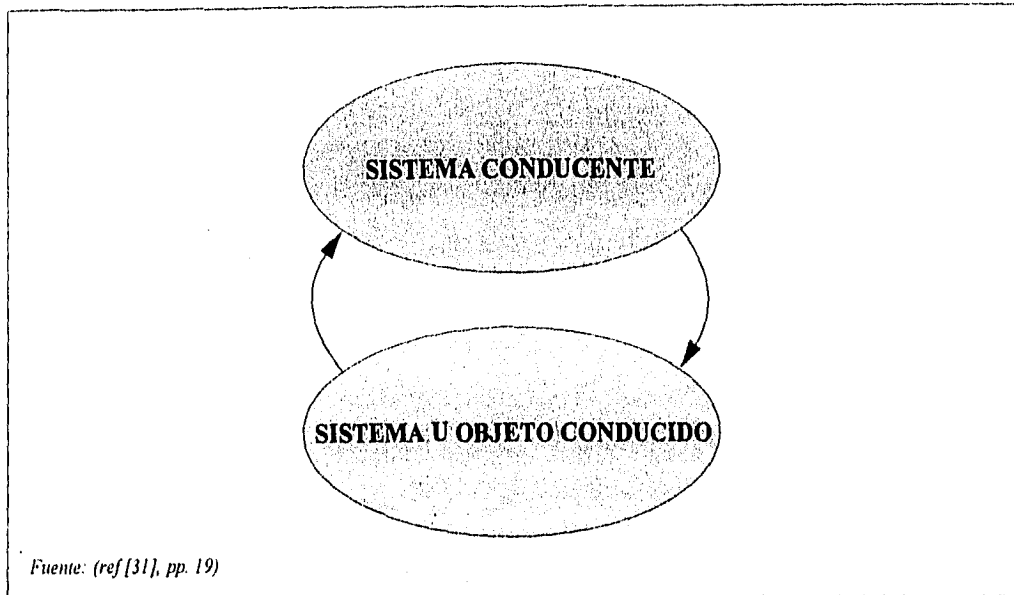


Figura II.1 SISTEMAS CONDUENTE Y CONDUCIDO

II.1.1 Sistema conducente

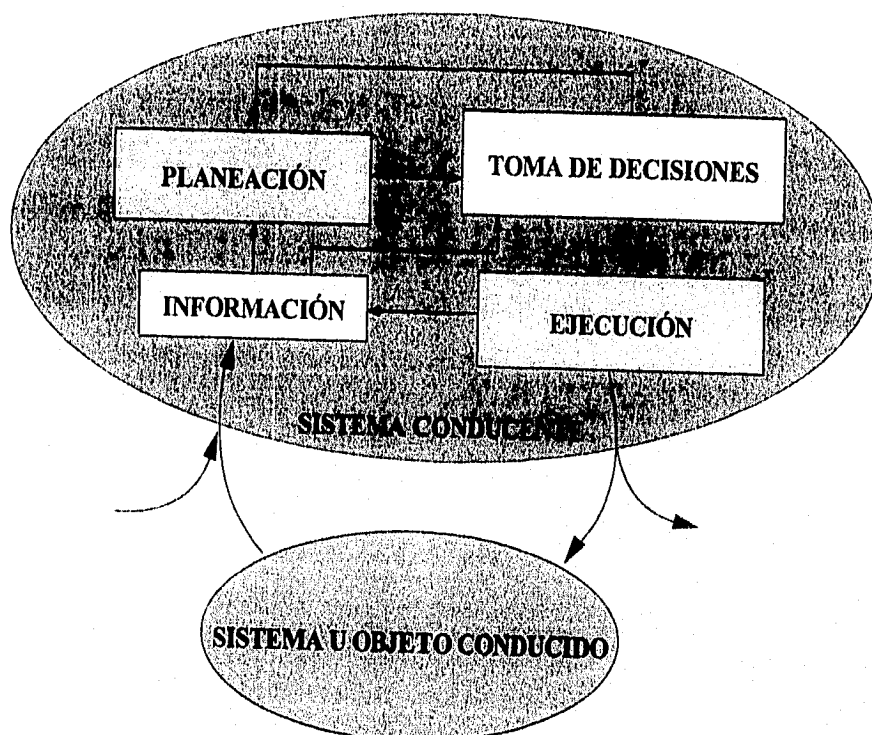
Negro Pérez especifica la estructura funcional del sistema conducente mediante el estudio y representación de sus cuatro subsistemas (Figura II.2):

1. Toma de decisiones
2. Planeación
3. Información
4. Ejecución

Por otra parte, es necesario también visualizar las relaciones del sistema conducente con los otros conducentes de su suprasistema.

II.1.1.1 Subsistema toma de decisiones

El primer subsistema considerado es el de toma de decisiones, del cual se pueden mencionar dos aspectos fundamentales. El primero se refiere a que el sistema conducente actúa según el momento presente y el futuro cercano, es decir, sus problemas son los que surgen en el momento.



Fuente: (ref [31], pp. 22)

Figura II.2 REPRESENTACIÓN FUNCIONAL DEL SISTEMA CONDUENTE

En este sentido, se trata de aspectos de operación inmediata. Además, no se presentan en este caso los objetivos ni se toman en cuenta los orígenes y fines del sistema

en forma explícita, sino que son considerados como dados a través de la experiencia e información con que cuenta el conducente, esto es, impuestos por sus propios subsistemas o del exterior por el suprasistema, como es el caso de las relaciones del conducente con otros conducentes. Por otra parte, el segundo aspecto es el que de alguna manera se desvincula de las acciones inmediatas que requiere el sistema y se orienta hacia la construcción de objetivos y de su logro a largo plazo. Este tipo de toma de decisiones debe basarse en un proceso de prevención y definición anticipada de actividades futuras. Asimismo, deberá contarse con un proceso de especificación de objetivos para poder desarrollar el proceso de conducción, para lo cual se requiere identificar y evaluar la factibilidad de las acciones en cuanto a la existencia de recursos, restricciones, etc.. De esta forma, se constituye una función básica denominada planeación, que sirve de apoyo e inclusive puede mejorar la toma de decisiones analizada en el primer caso, proporcionando un marco de referencia que permita seleccionar soluciones inmediatas a los problemas que se presenten.

II.1.1.2 Subsistema planeación

El siguiente subsistema comprende el proceso de planeación. Dada la importancia del término planeación en el presente capítulo, en la Tabla II.1 se muestran algunas definiciones del mismo, las cuales varían de acuerdo a su nivel de abstracción, contenido y forma.

La planeación constituye una herramienta fundamental de apoyo al proceso de conducción. Además, visualiza y especifica al objeto conducido, así como los objetivos de la conducción y las actividades que permiten realizar el cambio directamente a través de programas y proyectos, e indirectamente mediante criterios de selección que conforman el contenido de las políticas.

Tabla II.1 ALGUNAS DEFINICIONES DE PLANEACIÓN

- ✓ Planeación es la toma racional de decisiones (E. Rosenblueth).
- ✓ La planeación es considerada como equivalente a la acción social racional, esto es, como un proceso social para alcanzar una decisión racional (R.H. Dahl).
- ✓ Planeación es una actividad interesada con el enlace entre el conocimiento y la acción organizada (Friedmann y Hudson).
- ✓ Planeación es la toma anticipada de decisiones (R. Ackoff).
- ✓ La planeación consiste en definir por adelantado lo que debe ser hecho, esto es, un plan es un curso proyectado de acción (W.H. Newman).
- ✓ Planeación es un proceso para determinar las acciones futuras más apropiadas a través de una secuencia de decisiones (Davidoff y Reimer).
- ✓ La planeación puede verse como la habilidad para controlar las consecuencias futuras de las acciones presentes ... su objetivo es lograr que el futuro sea diferente del que hubiera sido sin su intervención (A. Wildarsky).
- ✓ Planeación es un proceso de decisiones dirigido a los fines (C.W. Churchman).
- ✓ La planeación es un proceso comprensivo, coordinado y continuo, cuyo propósito es ayudar a los decisores públicos y privados a tomar las acciones que promuevan el bien común de la sociedad (American Planning Association, U.S.A.).
- ✓ La planeación consiste en el diseño de un futuro deseado y de la manera más efectiva de lograrlo (R.L. Ackoff).
- ✓ Planeación es la formalización de los factores involucrados en la determinación de los fines y el establecimiento del proceso de toma de decisiones para ejecutar esos fines (OECD, reunión de Bellagio).
- ✓ La planeación es un esfuerzo organizado para utilizar la inteligencia social ... considerando nuestros recursos y tendencias tan cuidadosamente como sea posible, los planeadores van hacia adelante para determinar las políticas de largo plazo (C.E. Merriam).
- ✓ La planeación es una de las funciones de la administración y, como tal, involucra la selección ... de los objetivos, políticas y programas. Esto es, una toma de decisiones que afecta el curso futuro de la empresa ... (H. Koontz y O'Donnel).
- ✓ Es el proceso continuo de emprender decisiones en forma sistemática y con el mejor conocimiento de sus resultados, organizando sistemáticamente los esfuerzos necesarios para llevar a cabo las decisiones y midiendo los resultados contra las expectativas a través de una continua retroalimentación (P. Drucker).
- ✓ La planeación es el medio por el cual la disciplina de la ciencia aplicada a los asuntos humanos capacita al hombre para encarnar sus propósitos. Es el ineludible enlace entre medios y fines. Más aún, es por sí misma un ideal que nos inspira ... resulta una inmoralidad permitir la pobreza, la ignorancia, la pestilencia, y el que la guerra continúe si ello puede ser anulado por medio de un plan ... (D. Waldo).
- ✓ La planeación es el proceso de preparación de un conjunto de decisiones para la acción en el futuro, dirigido al logro de metas por medios preferidos (Y. Dror).
- ✓ La planeación es un proceso para ganar conocimiento y así apoyar la toma de decisiones para guiar la acción conforme a ciertos objetivos (Fuentes Zenón).

Fuente: (ref [21], pp. 2)

II.1.1.3 Subsistema información

Para definir los dos restantes subsistemas del sistema conducente es necesario analizar sus vínculos con el objeto conducido (Figura II.2). El primer vínculo, constituido por la información⁹, permite al proceso de toma de decisiones y al de planeación conocer los elementos necesarios para desempeñar sus funciones. Es necesario en cualquier momento, conocer el estado actual del sistema conducido, de manera que el conducente capte la información a través de indicadores que provengan no únicamente del objeto conducido, sino también de otros sistemas vinculados, de tal forma que la toma de decisiones sea adecuada al medio en que funciona el sistema. En el caso de la planeación, se requiere adicionar además de la información obtenida para la conducción actual, la del proceso de desarrollo del sistema conducido y la de otros subsistemas interrelacionados a través del tiempo. Es por esto que la eficacia de los procesos de toma de decisiones y planeación depende de la información disponible en el momento oportuno. Es así que puede emplearse este subsistema como un retroalimentador del proceso de toma de decisiones en cuanto a las transformaciones que sufra el sistema y sus implicaciones con el resto del suprasistema.

⁹ Se entiende por información la especificación del estado actual del sistema.

II.1.1.4 Subsistema ejecución

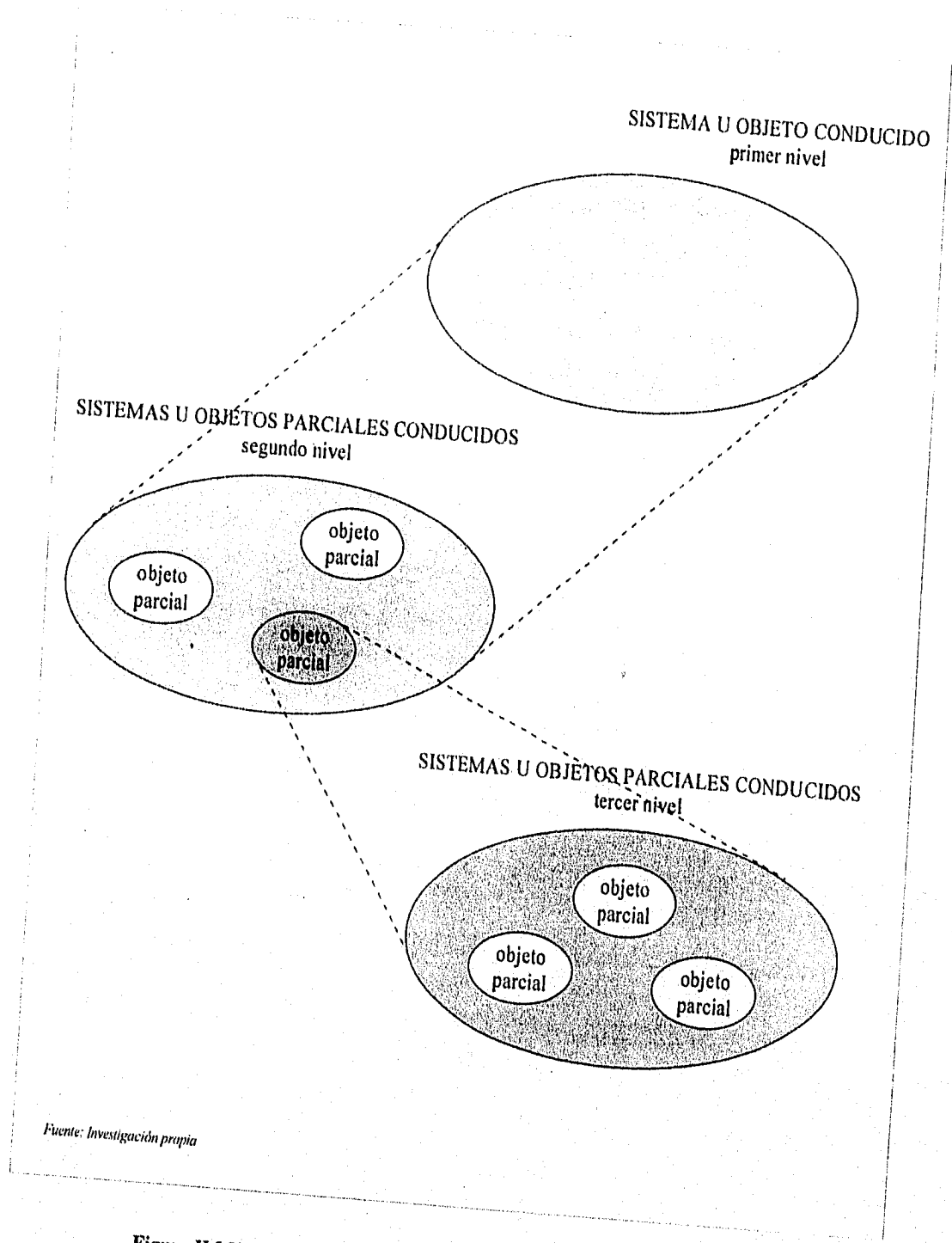
El segundo vínculo entre el objeto conducido y el sistema conducente es la ejecución de acciones como resultado del proceso de toma de decisiones (Figura II.2). Para el análisis y diseño conceptual de este subsistema, las unidades operacionales encargadas de las acciones de ejecución deberán identificarse posteriormente al proceso de diferenciación funcional por subsistemas, determinándose entonces si las actividades las realiza una sola unidad, que dependerá del nivel jerárquico en el que se considere el sistema o subsistema en cuestión.

II.1.2 Sistema conducido

En relación al sistema u objeto conducido se puede mencionar que el punto de partida es la definición del sistema, es decir, su conceptualización y descripción. Posteriormente, se analiza y estudia a través de modelos, siendo así posible pronosticar su comportamiento futuro.

Se considera que el objeto conducido es heterógeno y complejo, y que no se presenta aislado y simple, sino que constituye un sistema formado por subsistemas y al mismo tiempo es parte de su suprasistema. Además, como se trata de un sistema dinámico, en su desarrollo histórico tiende a aumentar su complejidad. En cuanto a la descomposición sistémica, es posible visualizar al sistema conducido como uno de tipo jerárquico integrado por subsistemas, los cuales a su vez se forman por subsistemas y así sucesivamente a diferentes niveles, en cada uno de los cuales cada subsistema constituye un objeto conducido (Figura II.3)¹⁰.

¹⁰ Figura basada en (ref [31], pp. 66).



Fuente: Investigación propia

Figura II.3 VISUALIZACIÓN DEL SISTEMA U OBJETO CONDUCTIDO A VARIOS NIVELES DE DETALLE

II.2 Proceso de conducción en los sistemas eléctricos

En la Figura II.4 se muestra la representación funcional del sistema conducente de un sistema eléctrico (objeto conducido).

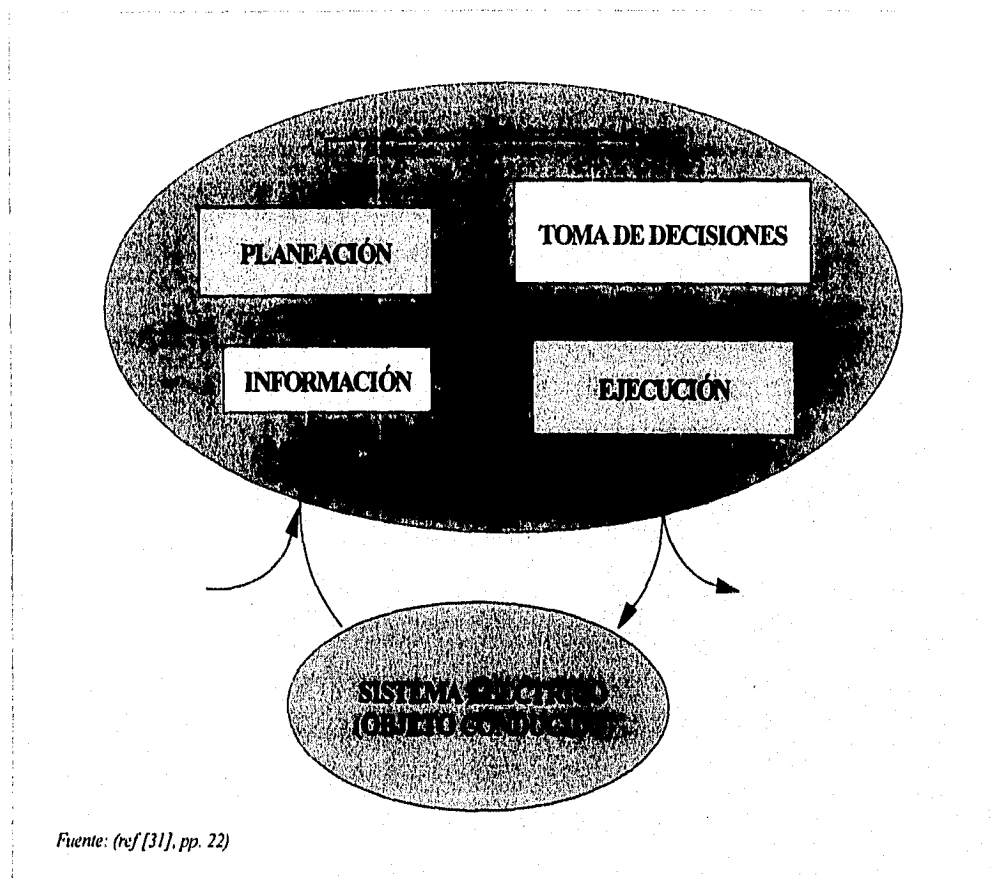


Figura II.4 REPRESENTACIÓN FUNCIONAL DEL SISTEMA CONDUENTE DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

Con base en la información disponible, y de acuerdo con el proceso de toma de decisiones, se decidirán las acciones que permitan conducir al sistema eléctrico, además de las acciones previstas en la planeación y que se encuentren en el momento de implan-

tarse. Los mecanismos empleados para decidir las acciones que se realicen deben estar referidos en el proceso de planeación.

De una manera más amplia y de acuerdo con la construcción por composición y descomposición, se muestra en la Figura II.5 el proceso de conducción en un sistema eléctrico a varios niveles de detalle. Se observa al sistema conducente del sistema eléctrico junto con otros conducentes en su suprasistema. De la misma forma, se ve al sistema eléctrico en su suprasistema. En este sentido, se debe mencionar que la planeación de un sistema eléctrico forma parte de una estrategia general sobre la energía y, en un contexto más amplio, de la planeación socioeconómica global. En consecuencia, involucra múltiples criterios (económicos, políticos, sociales, medioambientales, entre otros) y responde a objetivos globales, entre los cuales los más importantes son: prosperidad social, eficiencia económica, seguridad de suministro, y protección de la salud y del medio ambiente (ref [33], pp. 163). Por consiguiente, la planeación de un sistema eléctrico no puede llevarse a cabo efectivamente sin tomar en cuenta sus relaciones con los sistemas energético y económico. Una de estas relaciones es el pronóstico de la demanda de electricidad, la cual varía en función de la actividad económica, del crecimiento de la población, entre otros. Otros vínculos son los recursos financieros y energéticos.

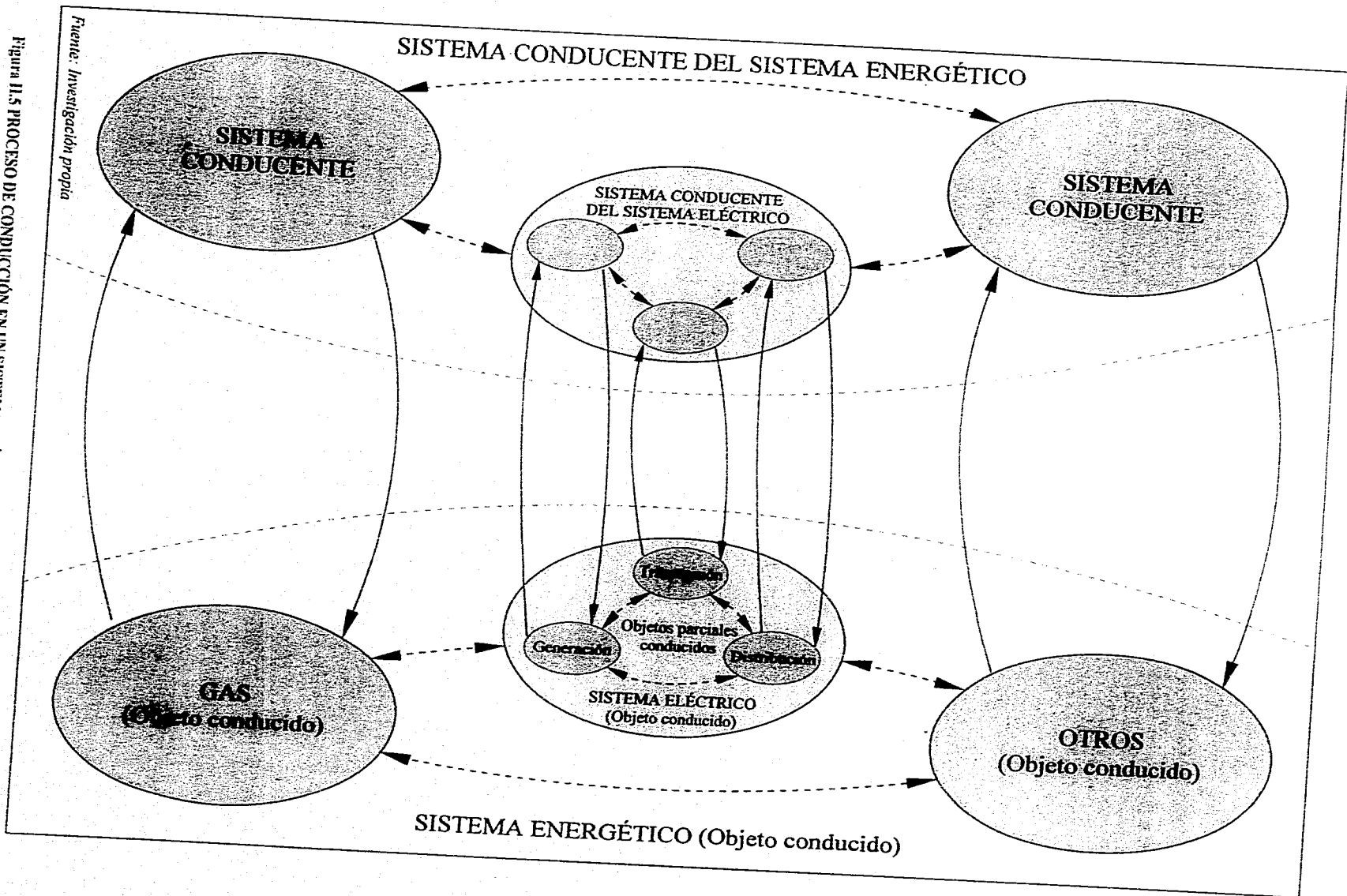
II.3 Planeación de sistemas eléctricos¹¹

II.3.1 Aspectos generales

La planeación de un sistema eléctrico es el proceso de analizar, evaluar y recomendar qué nuevas instalaciones y equipos deben ser agregados al sistema eléctrico para

¹¹ Esta planeación se refiere a la expansión de un sistema eléctrico, debido a que éstos han mantenido y seguirán manteniendo un incremento en cuanto a su tamaño. Por lo tanto, en el presente trabajo se tomará indistintamente los términos *planeación de sistemas eléctricos* y *planeación de la expansión de sistemas eléctricos*.

Figura 11.5 PROCESO DE CONDUCCIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO A VARIOS NIVELES DE DETALLE



reemplazar las viejas instalaciones, así como para satisfacer la demanda futura de electricidad (ref [25], pp. 1).

El problema básico de planeación de un sistema eléctrico es la definición de un programa de obras que permita satisfacer la demanda futura a un costo mínimo y con un nivel dado de confiabilidad, respetando las disposiciones gubernamentales de cada país en materia energética, social, financiera y ambiental (ref [34], pp. 23). Asimismo, las decisiones de construcción de obras se derivan de un programa de inversiones. Dado que las decisiones tomadas tienen repercusiones en un período prolongado de tiempo, los estudios de planeación se llevan a un horizonte amplio a futuro y, de esta manera, evalúan adecuadamente la conveniencia de los proyectos durante toda su vida útil.

Existen cuatro preguntas básicas que deben responderse durante el proceso de planeación (ref [17], pp. 3) :

- ✓ ¿Qué capacidad instalar para asegurar un nivel dado de confiabilidad?
- ✓ ¿Cómo combinar mejor las diferentes tecnologías disponibles al presente y en el futuro?
- ✓ ¿Dónde localizar este nuevo equipo?
- ✓ ¿Cuándo es el momento apropiado para incorporarlo al sistema?

En muchos casos, las preguntas anteriores están interrelacionadas en forma compleja y ningún modelo matemático puede dar respuesta a todas ellas. Cada decisión depende de un gran número de factores y particularmente de otras decisiones (por ejemplo, el cuándo interacciona con el dónde).

El problema de la planeación es complicado, debido a la gran diversidad de factores que afectan al proceso en sí (Figura II.6). por lo que resulta imposible incluir todos los elementos de decisión en un sólo estudio y llegar a una solución óptima global. Es por ello, que el problema se descompone atacando los subproblemas estructuradamente. La descomposición de este problema de planeación se lleva a cabo principalmente a través de etapas temporales (largo, mediano y corto plazo), así como por sus niveles de desagregación funcional (generación, transmisión y distribución).

La necesidad de un horizonte de largo plazo para optimizar el sistema eléctrico se indica en la Figura II.7, la cual muestra los rangos de tiempo típicos para varias etapas de la planeación. El despacho económico se interesa principalmente en estimaciones del estado del sistema de muy corto plazo que ayudarán en la operación del sistema existente. Además, estimaciones horarias y diarias son requeridas para la operación del sistema, con estimaciones semanales y mensuales para cubrir los tiempos de mantenimiento. La planeación y construcción de las nuevas unidades generadoras de pico¹² y de combustión interna requieren algunos años. Por su parte, los tiempos empleados para las unidades basadas en combustibles fósiles, así como para las hidroeléctricas y para las nucleoelectricas, son mayores. Por consiguiente, los estudios de optimización de sistemas eléctricos deben contemplar horizontes de tiempo de largo plazo (en muchas ocasiones entre 15 y 30 años) para incorporar los efectos en el sistema de todos los tipos de unidades generadoras.

Es por esto que, la planeación de un sistema eléctrico debe prever la incertidumbre sobre las perspectivas futuras de una amplia gama de aspectos: la evolución de la demanda de la energía eléctrica; la disponibilidad y precios de los combustibles; los avances tecnológicos en la generación, transmisión y distribución de electricidad; los costos de inversión de los proyectos; las salidas forzadas de los equipos empleados en el

¹² Estas unidades se denominan así porque operan únicamente durante los picos de carga del sistema, es decir, cuando se satisface la demanda máxima.

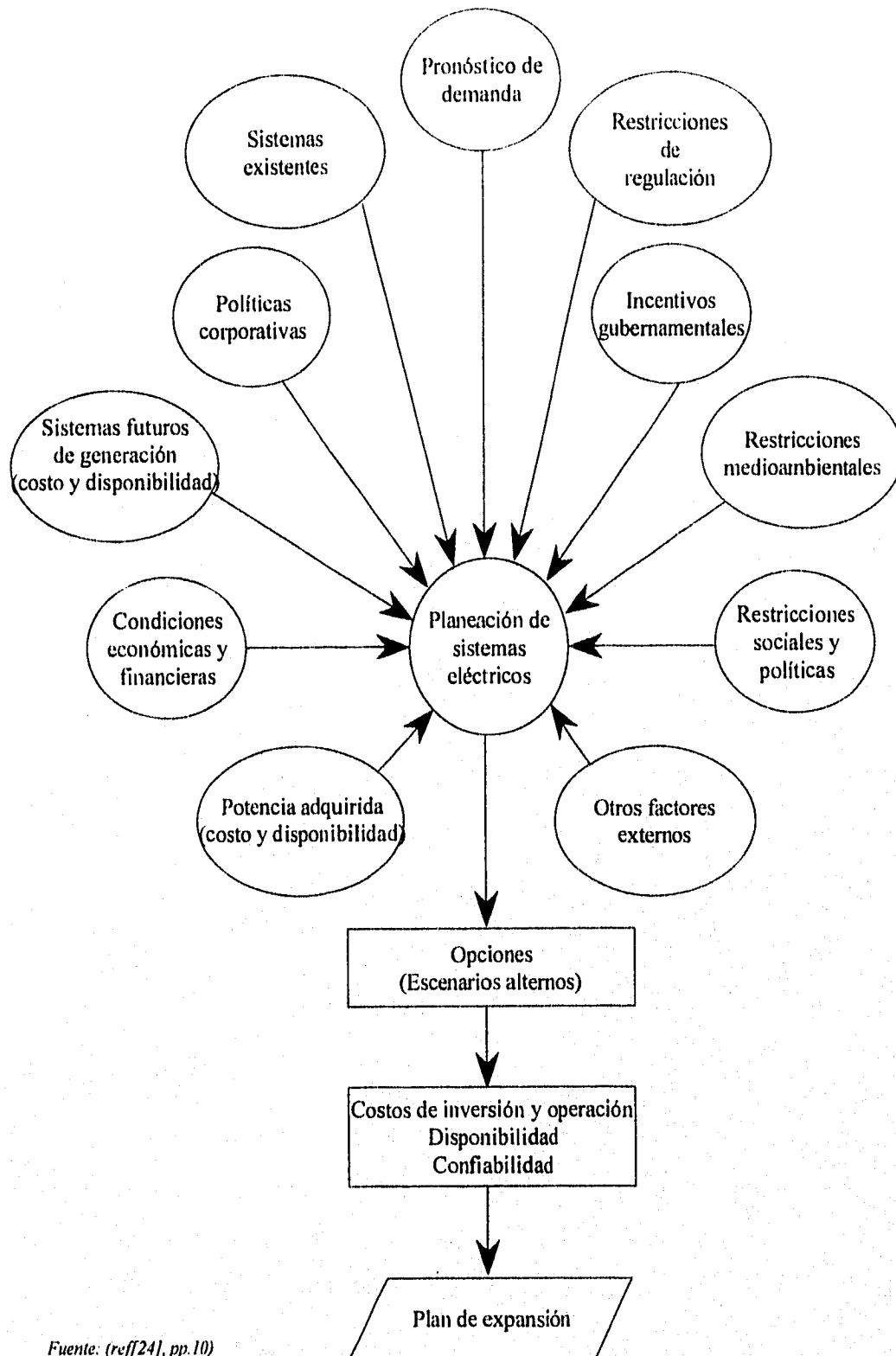
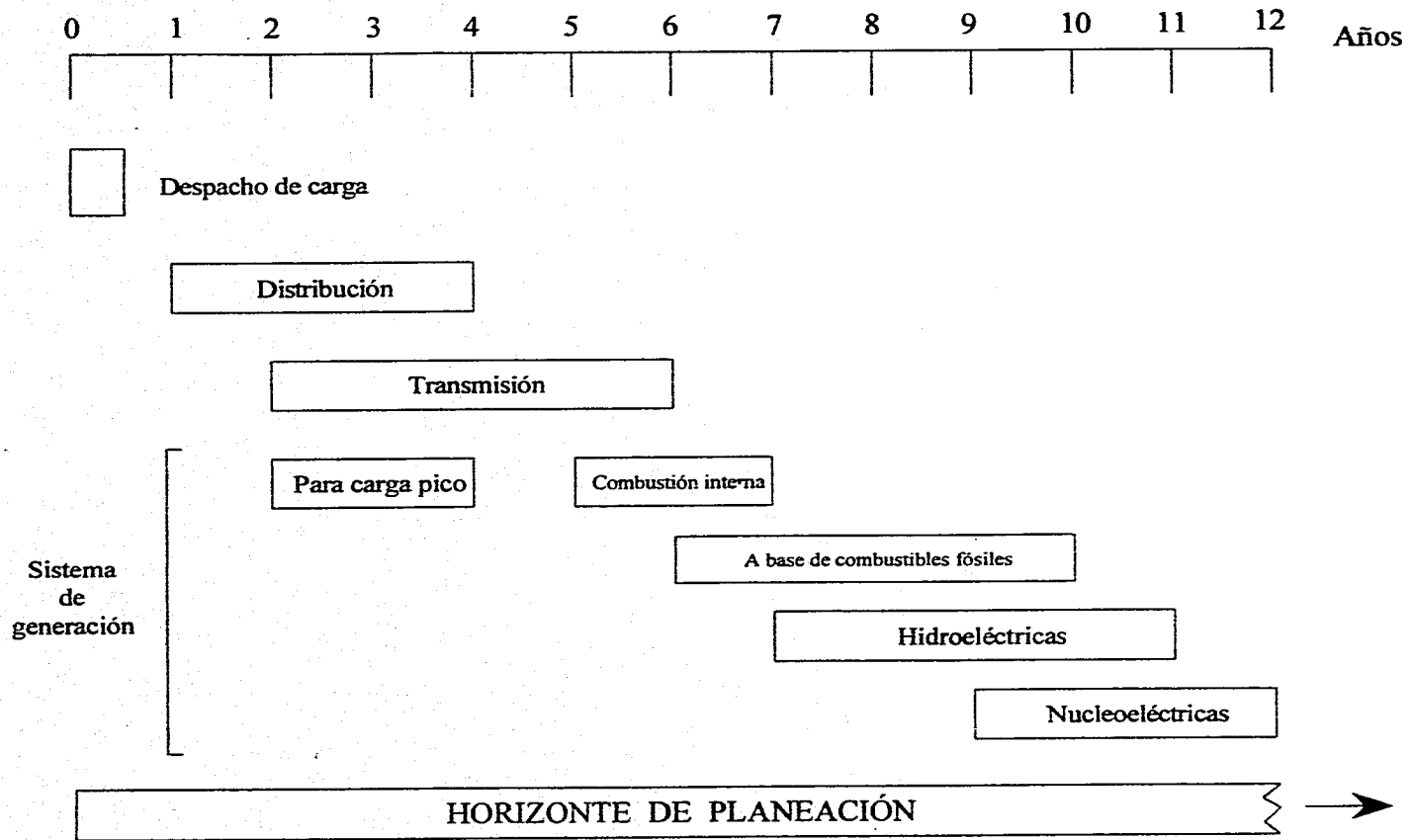


Figura II.6 FLUJOGRAMA DE UN PROCESO TÍPICO DE PLANEACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS, Y LOS FACTORES QUE LO AFECTAN



Fuente: (ref [24], pp. 89)

Figura II.7 RANGOS DE TIEMPO TÍPICOS EN LA PLANEACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

suministro por fallas en sus componentes principales; las condiciones hidrológicas adversas (años secos); entre otros (ref [4], pp. 99). Lo anterior lleva a que se tenga una toma de decisiones dentro del proceso de conducción, adecuada en condiciones de incertidumbre.

Como se mencionó el problema de planeación se descompone, desde un punto de vista funcional, en tres subprocesos: planeación del subsistema de generación, de transmisión, y de distribución. En el presente trabajo únicamente se tratará el primero debido a que es el de interés en la parte restante del trabajo.

II.3.2 Planeación del subsistema de generación

La planeación del subsistema de generación es uno de los pasos más importantes en la planeación de la expansión de un sistema eléctrico. Las decisiones y compromisos realizados en esta etapa tienen tremendos efectos sobre todas las fases de expansión del sistema y dictan las posturas financieras que una empresa eléctrica debe asumir. Un adecuado plan para la expansión del sistema de generación es crucial en el éxito de cualquier empresa eléctrica (ref [41], pp. 143).

Asimismo, la planeación de la generación identifica la tecnología, el tamaño, y los tiempos en que las unidades generadoras de electricidad serán adicionadas al sistema eléctrico, de manera que se asegure el suministro de la demanda futura (ref [24], pp. 12). De esta forma, las decisiones involucradas en la planeación del subsistema de generación deben considerar el tamaño y tipo de las unidades generadoras, los tiempos en que se realizarán las adiciones de capacidad, y la localización de las mismas.

Antes de tomar decisiones que afectan el largo plazo respecto a la inversión en equipo de generación, es importante ponderar sus consecuencias a largo plazo, especial-

mente en términos de políticas financieras y energéticas globales. Esto sólo se puede hacer con un modelo global que comprenda un período de 20 a 30 años y que al mismo tiempo dé indicaciones respecto a acciones de más corto plazo, así como una evolución de los costos marginales que pueden ser utilizados en el análisis de beneficio-costos (ref [17], pp. 25).

En el proceso de la planeación de la generación se mencionan cuatro aspectos fundamentales que se deben tomar en cuenta (ref [25], pp. 92) :

1. Pronóstico de la demanda de electricidad
2. Opciones tecnológicas en equipos de generación
3. Evaluación económica
4. Confiabilidad

En este último aspecto (confiabilidad) nos enfocaremos en los capítulos restantes.

CAPÍTULO III

CONFIABILIDAD EN LA PLANEACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN¹³

III.1 Confiabilidad de los sistemas eléctricos

De acuerdo con la referencia ([7], pp. 8), una definición de confiabilidad es: la habilidad de un dispositivo o sistema para realizar una determinada función bajo ciertas condiciones en un período de tiempo.

Otra definición ampliamente aceptada es la brindada por Bazovsky (ref [5], pp. 18):

“ Confiabilidad es la probabilidad de que un dispositivo o sistema funcione adecuadamente hacia su propósito en un período de tiempo dado y bajo ciertas condiciones de operación “.

En particular, la función básica de un sistema eléctrico es suministrar electricidad de una manera económica y confiable. En este sentido, la confiabilidad de un sistema eléctrico se puede definir de la siguiente manera (ref [13], pp. 7):

“ La confiabilidad de un sistema eléctrico es la probabilidad de que el sistema pueda suministrar a los consumidores la totalidad de la demanda de electricidad a lo largo de un cierto período “

Asimismo, esta confiabilidad es función de tres factores: frecuencia, duración y magnitud de las interrupciones del suministro (ref [13], pp. 8). Un sistema eléctrico ideal

¹³ Antes denominado subsistema de generación.

que no presenta fallas suministra electricidad a los consumidores en todo momento que se requiera, y por definición tiene un valor de confiabilidad igual a uno. Por el contrario, un sistema que nunca puede suministrar energía eléctrica se considera que no es confiable (confiabilidad igual a cero). De esta forma, todos los sistemas eléctricos reales se encuentran entre estos dos extremos.

El análisis de la confiabilidad se torna muy complicado ya que el sistema está constituido por una gran variedad de componentes, y su interacción agrega mayor complejidad. Así, la confiabilidad del sistema dependerá del funcionamiento de sus componentes. De acuerdo a lo anterior, el análisis de la confiabilidad se realiza mediante el estudio de cada uno de sus tres subsistemas funcionales: generación, transmisión y distribución.

En el presente trabajo nos enfocaremos únicamente en la confiabilidad del sistema de generación.

III.1.1 Confiabilidad del sistema de generación.

La confiabilidad del sistema de generación se puede definir como la probabilidad de que el sistema de generación pueda suministrar al sistema de transmisión la totalidad de la demanda de electricidad a lo largo de un cierto período.

El análisis de confiabilidad del sistema de generación cuantifica la confiabilidad del suministro de electricidad del sistema de generación. La capacidad de generación (MW) requerida para brindar el servicio con la calidad deseada es un factor clave en dicho análisis (ref [25], pp. 321). Además, se dice (ref [13], pp. 7) que la confiabilidad de la generación se puede mejorar dando un mantenimiento adecuado al equipo e instalando capacidad extra y por encima de la demanda máxima. En este sentido, la capacidad del

sistema de generación se dimensiona para satisfacer la demanda máxima, y además con una reserva de potencia que permita cubrir el mantenimiento programado de las unidades generadoras y los eventos aleatorios como salidas forzadas y errores de pronóstico de la demanda, entre otros. De esta forma, la capacidad en exceso a la demanda máxima (reserva) se expresa como se indica a continuación (ref [3]):

$$\text{reserva (\%)} = \frac{\text{recursos netos de capacidad} - \text{demanda máxima}}{\text{demanda máxima}} \times 100 (\%)$$

Para ilustrar esta ecuación tomemos, por ejemplo, un sistema eléctrico con una demanda máxima o carga pico de 10 000 MW y una capacidad instalada o recursos netos de capacidad de 12000 MW en el momento de la carga pico. Entonces, el sistema tendría una reserva del:

$$(12\ 000/10\ 000-1.0)*100\% = 20\%.$$

De manera semejante, se puede definir lo que se conoce como Margen de Reserva.

Margen de reserva. Se define como la diferencia de la capacidad en servicio¹⁴ y la demanda máxima del sistema, dividida entre ésta última (ref [3]), véanse las Figuras III.1 y III.2.

$$\text{Margen de Reserva (\%)} = \frac{\text{capacidad en servicio} - \text{demanda máxima}}{\text{demanda máxima}} \times 100 (\%)$$

¹⁴ Se refiere a los recursos netos de capacidad menos la capacidad fuera de servicio por mantenimiento programado.

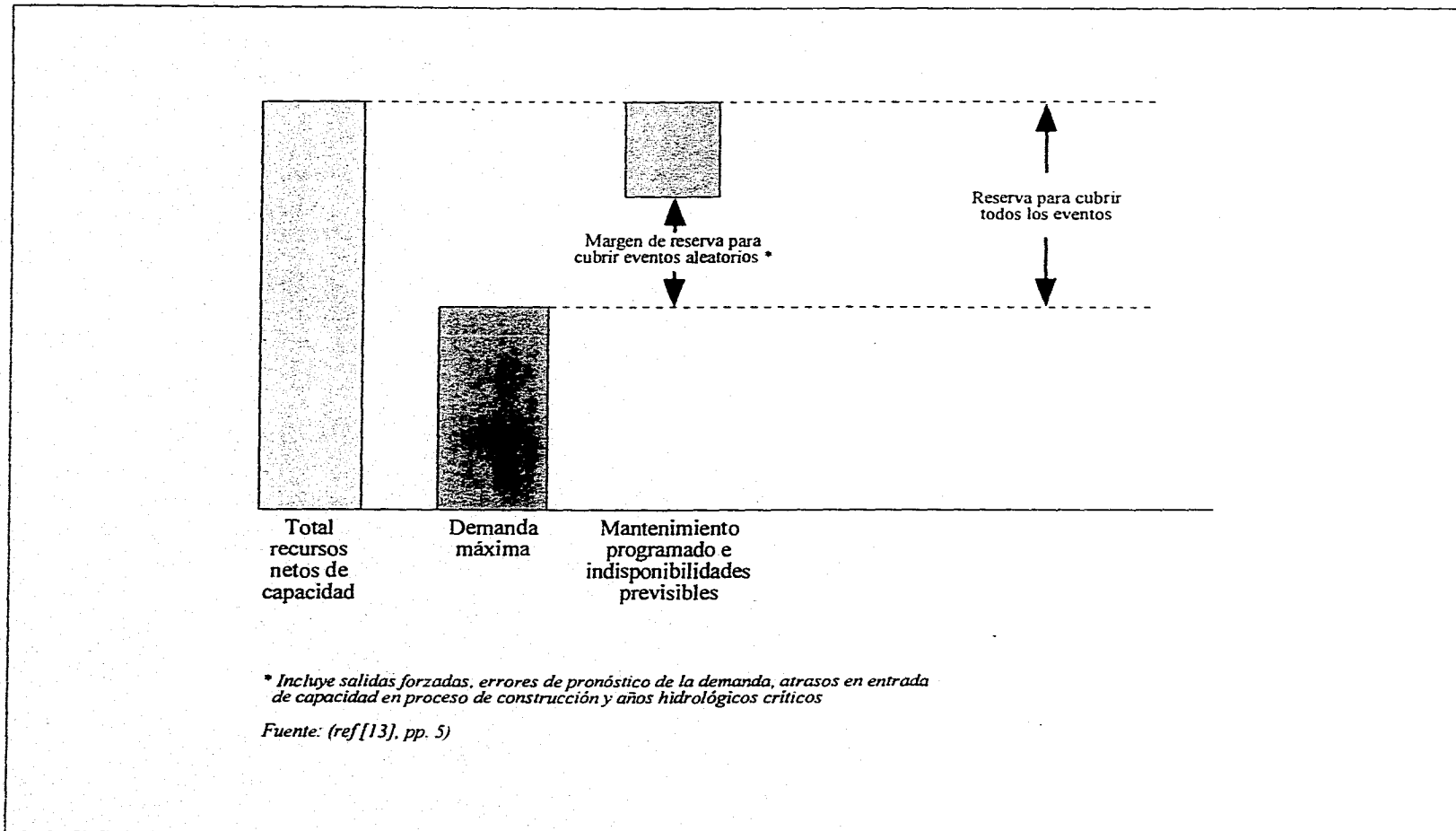
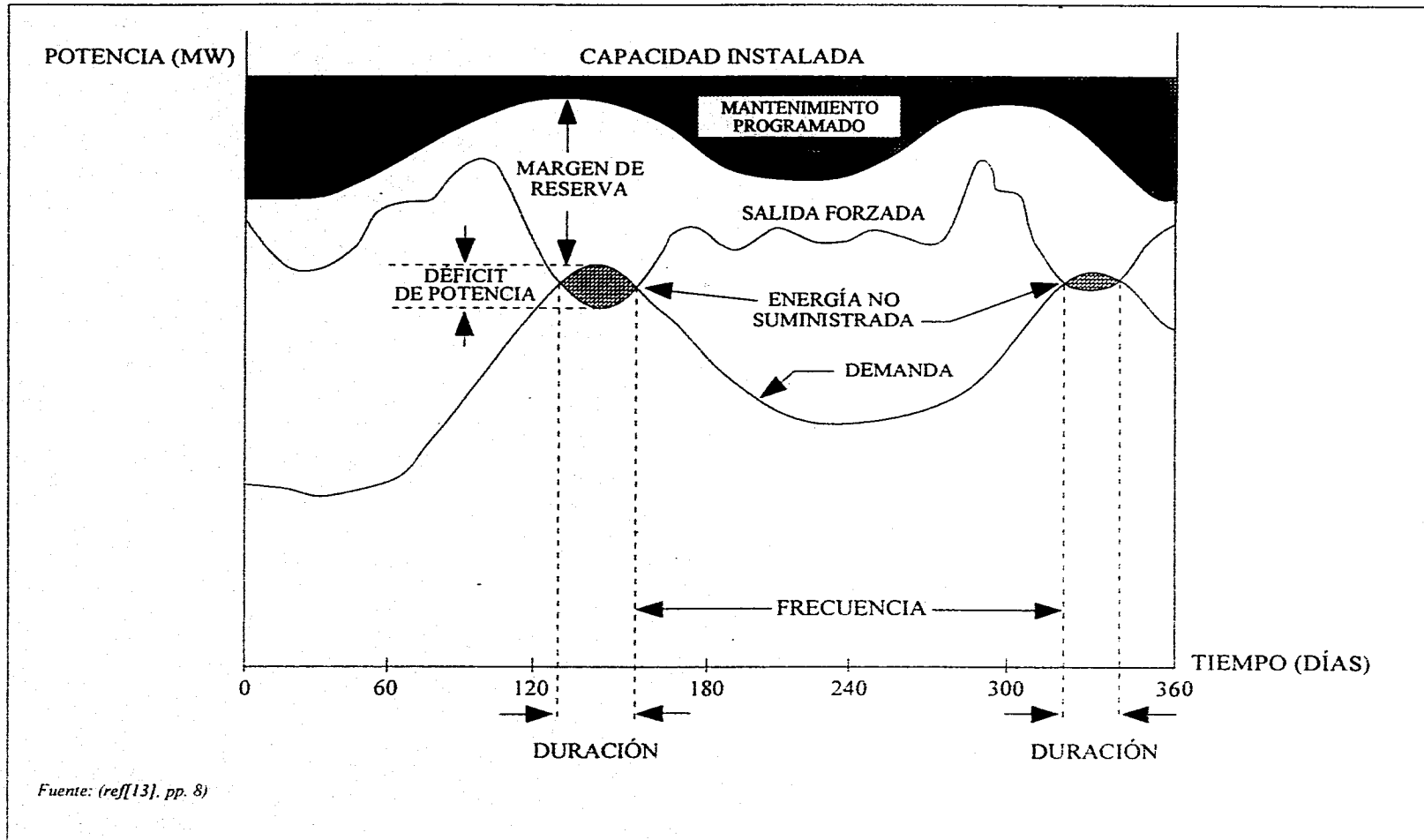


Figura III.1 RESERVA DE CAPACIDAD Y MARGEN DE RESERVA



Fuente: (ref[13], pp. 8)

Figura III.2 FACTORES QUE DETERMINAN LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Del ejemplo anterior y teniendo en cuenta una capacidad en servicio después de mantenimiento de 11 500 MW, el Margen de Reserva del sistema sería:

$$(11\ 500 / 10\ 000 - 1.0) * 100\% = 15\%.$$

Se dice, también (ref [13], pp. 5), que el Margen de Reserva es la capacidad disponible para cubrir eventos aleatorios como:

- ◆ Salidas forzadas
- ◆ Errores de pronóstico de la demanda
- ◆ Atrasos en entrada de capacidad en proceso de construcción
- ◆ Años hidrológicos críticos

Asimismo, en la Figura III.2 se observa que la confiabilidad del sistema de generación está en función de tres factores: frecuencia, duración y magnitud de las interrupciones del suministro.

Un índice de confiabilidad se define como una cantidad que mide y cuantifica algunos aspectos de la confiabilidad de un sistema (ref [25], pp. 244).

Específicamente en un sistema eléctrico, estos índices pueden aplicarse a todo el sistema completo, desde la generación pasando por la transmisión y la distribución hasta llegar a los consumidores; o solamente a una porción del sistema, como puede ser la generación. Los índices que se definirán enseguida miden la confiabilidad del sistema de generación únicamente y se excluyen a los sistemas de transmisión y distribución.

Los diferentes índices de confiabilidad usados en los sistemas eléctricos pueden ser agrupados generalmente en dos grandes categorías (ref [25], pp. 244): (a) índices deterministas, los cuales reflejan condiciones determinadas; y (b) índices probabilistas, los

cuales consideran la incertidumbre inherente en la operación de un sistema eléctrico. Los índices probabilistas permiten la evaluación cuantitativa de algunos aspectos del sistema, tomando en consideración directamente los parámetros que influyen en la confiabilidad, como las capacidades individuales de las unidades de generación y sus respectivas tasas de salidas forzadas. Los índices deterministas son más limitados, pero son populares porque su cálculo es simple y requiere poca información, y porque además los valores de estos índices pueden ser establecidos y comparados con la experiencia histórica.

A continuación se definen doce índices de confiabilidad según la referencia ([25], pp. 244-250). Los primeros tres son índices deterministas, mientras que los nueve restantes son índices probabilistas. Es importante señalar que cada índice presenta ciertas ventajas e inconvenientes, y por lo tanto, individualmente considerados, no pueden brindar una descripción completa de la confiabilidad del sistema de generación.

1. **Margen de Reserva (MR).** Es una medida de la capacidad de generación disponible extra y por encima de los requerimientos de carga.
2. **Unidad más Grande (LU** por sus iniciales en inglés Largest Unit). El método de la pérdida de la unidad de generación más grande es una medida de confiabilidad que provee un grado de sofisticación del margen de reserva, mediante la inclusión del efecto del tamaño de las unidades en los requerimientos de reserva.
3. **Año seco.** En ocasiones la confiabilidad en sistemas dominados con hidroeléctricas se define en términos del suministro requerido durante un año con una pobre disponibilidad hidroeléctrica. En realidad, no es un índice, pero si se considera como un criterio.

4. **Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP** por sus iniciales en inglés Loss of Load Probability). El LOLP es un índice de confiabilidad que indica la probabilidad de que alguna porción de la carga no será satisfecha por la capacidad de generación disponible. Más específicamente, se define como la proporción de días por año u horas por año en donde la capacidad de generación es insuficiente para servir todas las cargas diarias u horarias. El LOLP es expresado usualmente como un cociente de unidades de tiempo; por ejemplo, 0.1 días por año que es igual a una probabilidad de 0.000274, es decir, $(0.1/365)$. El LOLP es actualmente el índice de confiabilidad más empleado, y quizás sea el que más confusión cause debido al uso inapropiado de la palabra probabilidad en su nombre. En un intento por clarificar esta confusión, Billinton (ref [6]) definió el término Loss of Load Expectation (LOLE), el cual es el número esperado de días (u horas) por año en los cuales la capacidad de generación es insuficiente para servir el pico de carga diario u horario. Entonces, el LOLP es definido como $LOLE/N$, donde N es el número de incrementos de tiempo en el cálculo del LOLE ($N=365$ si el LOLE es calculado con base en datos del pico de carga diario y expresado en términos de días, mientras que $N = 8760$ si el LOLE es calculado con base en datos de la carga horaria). En esta forma, El LOLP es expresado correctamente como una probabilidad. Los términos de LOLE y LOLP suelen ser usados indistintamente.
5. **Valor Esperado de la Energía no Suministrada (EUE** por sus iniciales en inglés Expected Unserved Energy). El EUE mide el valor esperado de energía que no se suministrará en un año, debido a las deficiencias de la capacidad de generación y/o cortes en el suministro básico de energía. Matemáticamente, el EUE se expresa en KWh. Este índice es ampliamente usado en Europa, donde es uno de los índices de confiabilidad de la generación más comunes. EUE es un índice muy útil en sistemas eléctricos que utilizan tecnologías como las hidroeléctricas, plantas solares y a base de viento.

6. **Probabilidad del Margen Positivo** (POPM por sus iniciales en inglés Probability of Positive Margin). Este índice usa el cálculo de la Probabilidad de Pérdida de Carga únicamente para una hora, y la hora pico del año. En contraste con el LOLP, el POMP es expresado como una probabilidad de éxito en vez de una probabilidad de falla.

7. **Probabilidad de Pérdida de Energía** (LOEP por sus iniciales en inglés Loss of Energy Probability). Este índice de confiabilidad está relacionado matemáticamente con el índice EUE. Se define como el cociente del valor esperado de energía no suministrada por deficiencias en la disponibilidad de la capacidad de generación, entre la energía total requerida por el sistema.

8. **Pérdida Esperada de Carga** (XLOL por sus iniciales en inglés Expected Loss of Load). El XLOL indica la magnitud esperada de la carga no suministrada, en MW, dado que ha ocurrido una falla.

9. **Procedimiento Operativo de Emergencia Esperado** (EOPE por sus iniciales en inglés Emergency Operating Procedure Expectation). El LOLP (o LOLE) ha sido generalizado y extendido para dar el valor esperado de días por año en los cuales varios procedimientos operativos de emergencia como solicitudes públicas para reducción de carga, reducción de voltaje y selección de carga.

10. **Frecuencia y Duración de las Fallas en el Suministro de la Carga** (F&D por sus iniciales en inglés Frequency and Duration). La frecuencia de los eventos de cortes en la capacidad de generación se define como el número esperado (probabilidad-promedio pesado) de eventos por año, mientras que la duración es el valor de la duración esperada de los periodos de corte en la capacidad cuando éstos ocurren.

11. Capacidad Efectiva de Portar Carga (ELCC por sus iniciales en inglés Effective Load-Carrying Capability). El ELCC es un índice diseñado para medir el valor de una unidad de generación para un sistema eléctrico en términos de confiabilidad.

12. Capacidad Equivalente de la Firma (FCE por sus iniciales en inglés Firm Capacity Equivalent). Al igual que el ELCC, el FCE es un índice diseñado para medir el valor de una unidad de generación para un sistema eléctrico en términos de confiabilidad. En contraste con el ELCC, el índice FCE es una medida para una sola carga.

De entre los índices de confiabilidad mencionados anteriormente, los más usados son: la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP), el Valor Esperado de la Energía no Suministrada (EUE) y el Margen de Reserva (MR).

III.2 Confiabilidad en la planeación del sistema de generación

En este subcapítulo se retoma lo que se dijo al final del capítulo II, en relación a que la confiabilidad es un aspecto fundamental que se debe tomar en cuenta en la planeación del sistema de generación. Para esto los conceptos de confiabilidad se requieren para establecer niveles deseables de confiabilidad y para realizar y comparar los futuros niveles de confiabilidad de los diferentes planes de expansión, por lo que es necesario considerar explícitamente qué nivel de confiabilidad se desea, y tomarlo en cuenta en el proceso de planeación de la generación.

Existen ciertos aspectos que afectan la confiabilidad del sistema de generación durante su planeación futura y que se deben considerar (ref [32], pp. 16). Éstos son:

- ◆ El número y tamaño de los generadores
- ◆ Las características de funcionamiento de los generadores
- ◆ El suministro de combustibles
- ◆ Las características de la carga
- ◆ Los pronósticos de demanda máxima
- ◆ La fortaleza de las interconexiones con otros sistemas

III.2.1 Criterios de confiabilidad

Existen varios criterios para tomar en cuenta los futuros niveles de confiabilidad del sistema de generación durante su proceso de planeación. Entre ellos resaltan tres, debido a la gran aceptación que han tenido en la historia reciente de los sistemas eléctricos. A continuación se tratará cada uno de ellos.

III.2.1.1 Criterio de Margen de Reserva mínimo

El primer criterio y el más simple para tomar en cuenta la confiabilidad del sistema de generación es el del Margen de Reserva mínimo. Consiste en fijar un excedente mínimo de capacidad instalada (Margen de Reserva mínimo) para satisfacer la demanda máxima futura. Este criterio determinista se basa en la experiencia obtenida con los valores de Margen de Reserva anteriores. Normalmente, se toma un rango de valores de Margen de Reserva comprendido entre el 15 y el 20 por ciento (ref [40], pp. 322).

En este criterio el factor que determina la confiabilidad es el Margen de Reserva (Figura III.2).

La desventaja de este criterio es el ignorar el efecto de las salidas forzadas y el tamaño de las unidades generadoras. Aunque este enfoque representa un paso útil en el

análisis de los problemas de reserva de generación, no brinda una respuesta completa para saber cuál es la capacidad de generación que se requiere para satisfacer adecuadamente la demanda.

Antes de que fueran desarrolladas las medidas probabilistas de confiabilidad, el Margen de Reserva era el principal índice de confiabilidad usado por los planeadores de sistemas eléctricos; sin embargo, el Margen de Reserva es usado aún, con algunas modificaciones, a menudo en los E.U.A., Canadá, y en algunos países industrializados de Europa como un criterio de planeación (ref [25], pp. 280).

III.2.1.2 Criterio de Pérdida de Carga

Después de los criterios deterministas surgieron los probabilistas. Uno de ellos es el de Pérdida de Carga. Bajo este criterio el sistema de generación deberá tener un nivel de confiabilidad mayor o igual a un valor fijado por el sistema. En este caso, el valor fijado es el índice de confiabilidad LOLP. Con este índice se planea, entonces, la capacidad futura de generación. Por tanto, el factor que determina la confiabilidad es la duración de la falla que es provocada porque una porción de la carga no es satisfecha por la capacidad disponible (Figura III.2).

Este criterio tiene la desventaja de que no toma en cuenta el beneficio de la confiabilidad para la economía. Por el contrario, presenta la ventaja de tomar en cuenta las salidas forzadas y programadas de las unidades generadoras.

Este enfoque es frecuentemente empleado en los E.U.A. y en Europa. Por ejemplo, en un buen número de sistemas eléctricos de los E.U.A. se emplea frecuentemente un valor preestablecido de LOLP igual a un día en diez años. En países europeos, el es-

tándar correspondiente varía desde un día en 15 años hasta un día en dos años y medio (ref [25], pp. 246).

Por lo tanto, el criterio de Pérdida de Carga ha sido el más aceptado en los sistemas eléctricos durante los últimos años (ref [40], pp. 324).

III.2.1.3 Criterio económico

Este criterio probabilista descansa en el supuesto de que el nivel de confiabilidad en la planeación de la generación debe basarse en consideraciones económicas, más que en una elección arbitraria (ref [30], pp. 25). Asimismo, bajo este enfoque se establecen los niveles óptimos de confiabilidad cuando el beneficio marginal de la confiabilidad (medido en términos de costos evitados por no tener fallas) es igual al costo marginal del suministro. De esta forma, se tiene un balance entre costos (del lado del suministro) y beneficios (del lado de los consumidores), véase la Figura III.3.

El nivel óptimo de confiabilidad corresponde a tener el costo mínimo total. Esta aseveración se visualiza más claramente en las Figuras III.4 y III.5, en donde además se muestra que el costo total es igual al costo del suministro más el costo de falla.

Un aspecto fundamental para determinar el nivel óptimo de confiabilidad bajo este criterio es el costo para el usuario de la energía no suministrada, el cual se encuentra involucrado en el costo de falla (Figura III.5). Existen varios métodos para obtener este Costo de la Energía No Suministrada (CENS), entre ellos están: la aplicación de encuestas y las relaciones de índices económicos con el consumo eléctrico.

En este criterio el factor que determina la confiabilidad es la energía no suministrada la cual involucra un costo para la sociedad (Figura III.2).

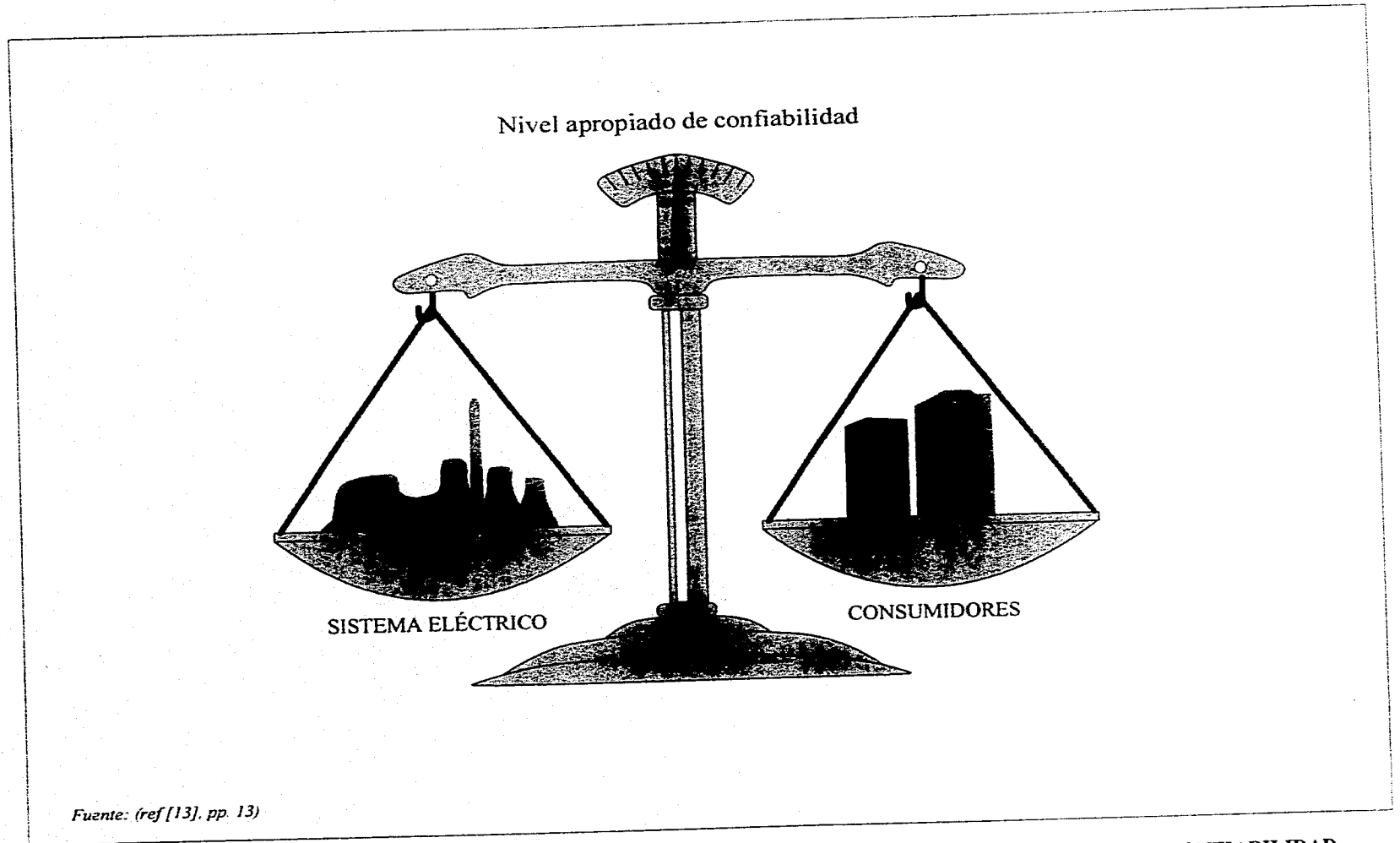


Figura III.3 CRITERIO ECONÓMICO: BALANCE ENTRE EL COSTO Y EL BENEFICIO MARGINALES DE LA CONFIABILIDAD

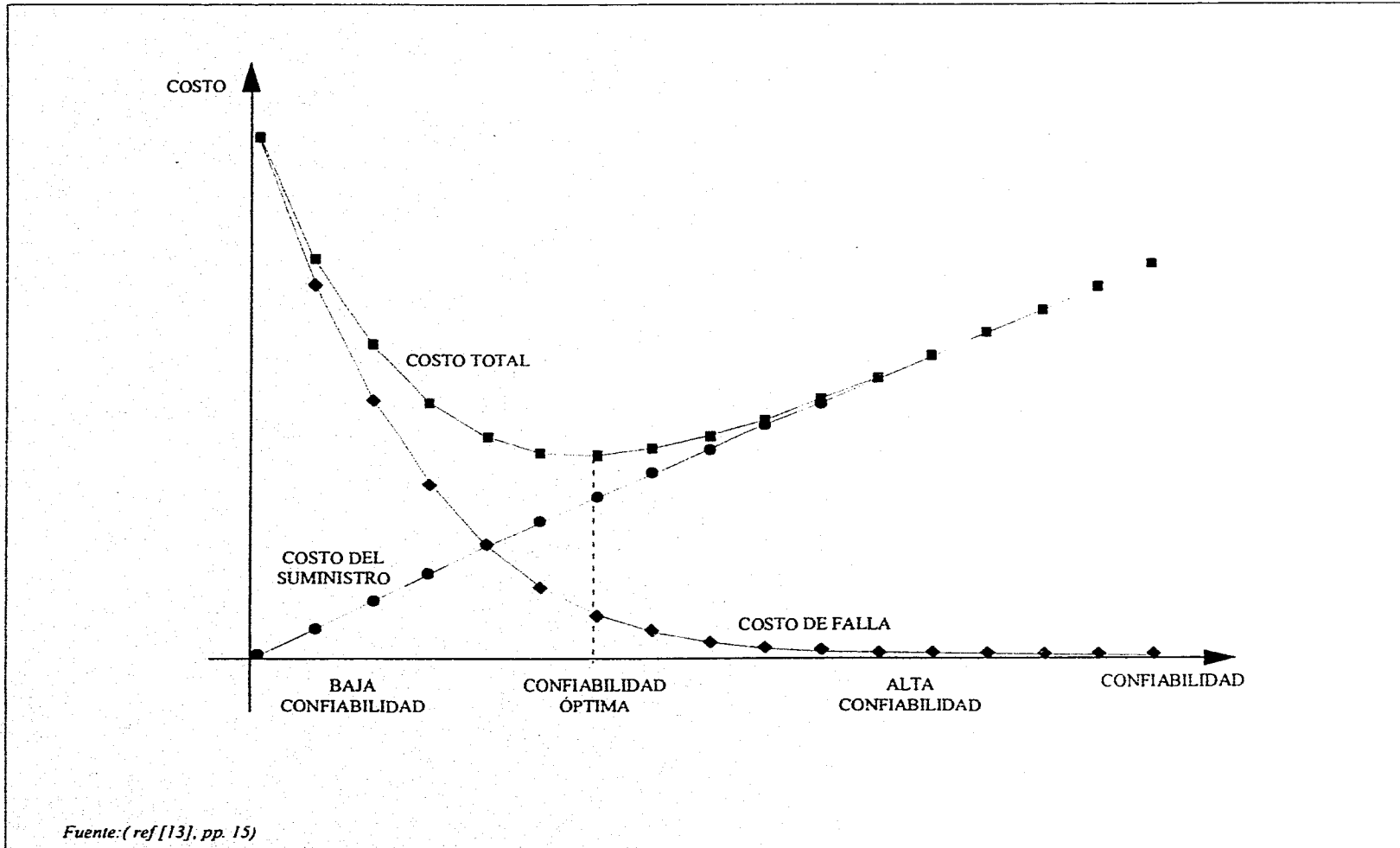
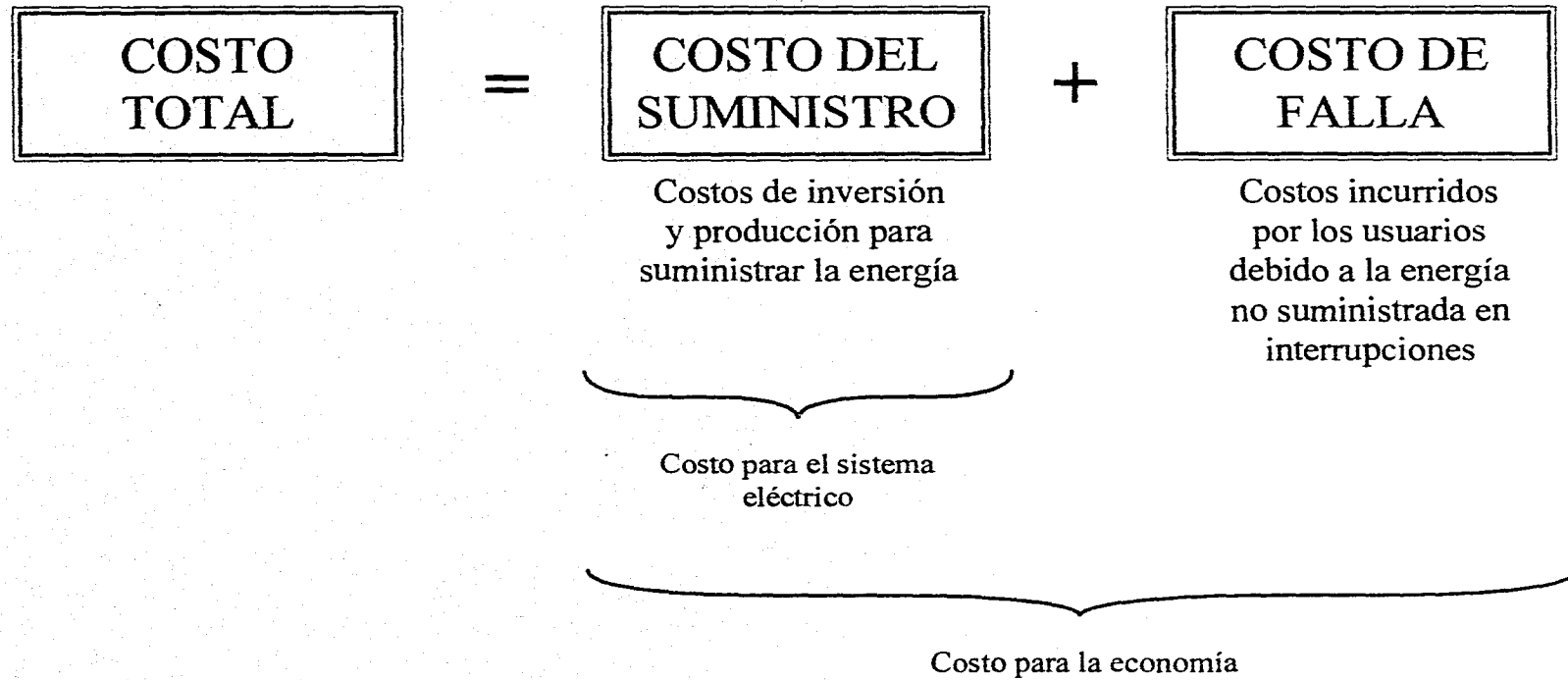


Figura III.4 RELACIÓN ENTRE EL COSTO Y LA CONFIABILIDAD

Objetivo: minimizar el costo total



Fuente: (ref [13], pp. 14)

Figura III.5 CRITERIO ECONÓMICO: MINIMIZACIÓN DE COSTOS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO Y PARA LA ECONOMÍA

La principal ventaja de este criterio es que toma en cuenta el beneficio de la confiabilidad para la economía y en general para los consumidores.

En el siguiente capítulo se tratará la equivalencia existente entre los tres criterios anteriores

CAPÍTULO IV

EQUIVALENCIA ENTRE LOS CRITERIOS DE CONFIABILIDAD EMPLEADOS EN LA PLANEACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

II.1 Consideraciones generales

En el capítulo anterior se presentaron tres criterios de confiabilidad aceptados para el análisis en un gran número de sistemas eléctricos para especificar niveles de confiabilidad en los sistemas de generación. A continuación se mostrarán las equivalencias entre ellos. Esta equivalencia se demuestra relacionando los índices de confiabilidad que emplean cada uno de los criterios durante el proceso de planeación. En la Figura IV.1 se muestran las relaciones que se estudiaron en el presente trabajo.

Es conveniente señalar que en el caso del criterio Económico, el Costo de la Energía No Suministrada no es por su definición un índice de confiabilidad, pero si un valor determinante para el criterio.

El enfoque mediante el cual se obtuvieron las equivalencias mencionadas fue el representar el problema de planeación de la generación como uno de costo mínimo para cada uno de los tres criterios. Esto es, la planeación de la generación se planteó, bajo los tres criterios, a través de un problema de optimización en el cual lo que se busca es minimizar el costo total del suministro. Este enfoque de costo mínimo se visualiza en la Figura IV.2. Se observa, en una forma general, la relación que guarda el costo total con el nivel de confiabilidad. Por consiguiente, se dice que en el punto del costo mínimo se tiene el valor de la confiabilidad óptima. De esta manera, este punto corresponderá a un

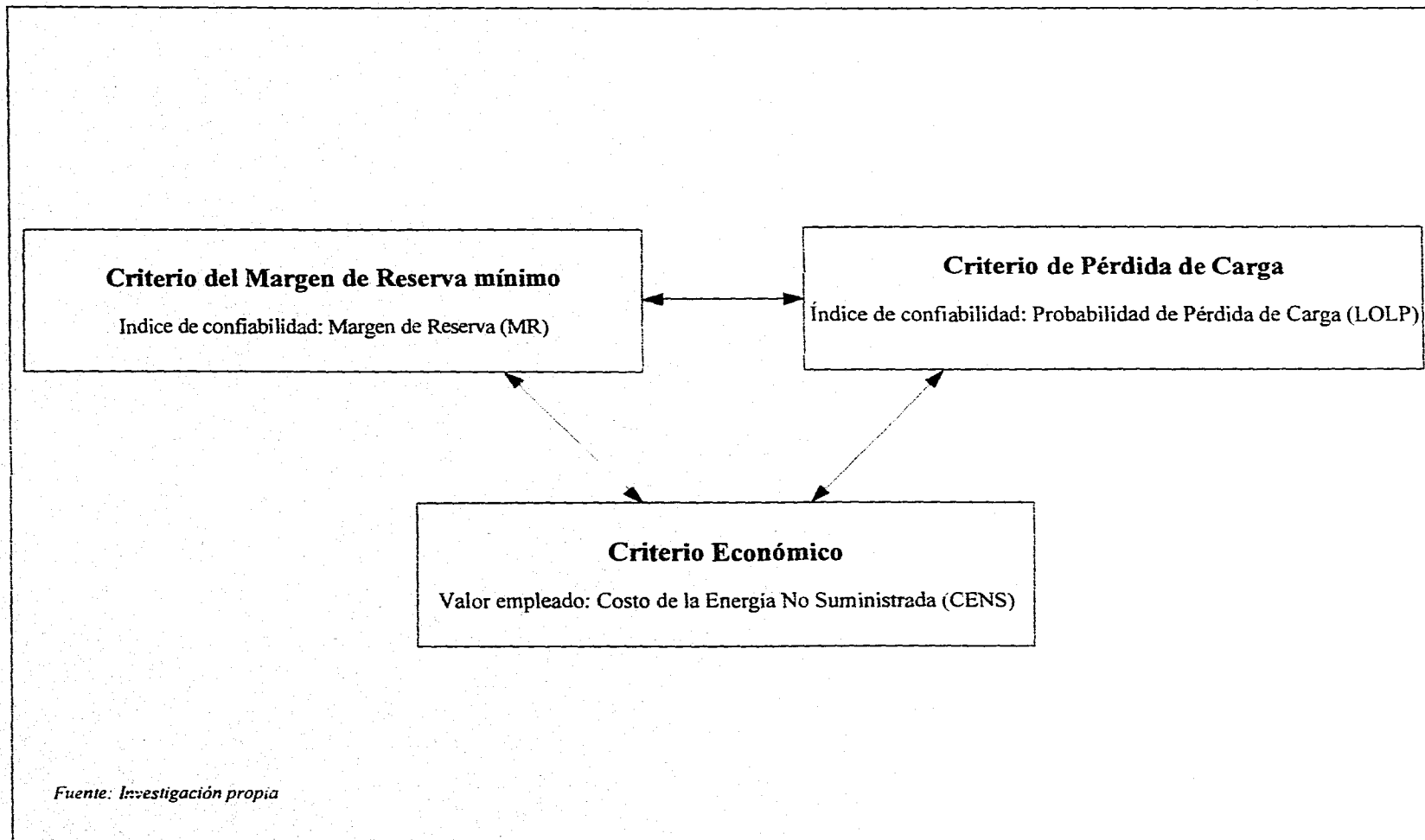


Figura IV.1 CRITERIOS E INDICES DE CONFIABILIDAD RELACIONADOS

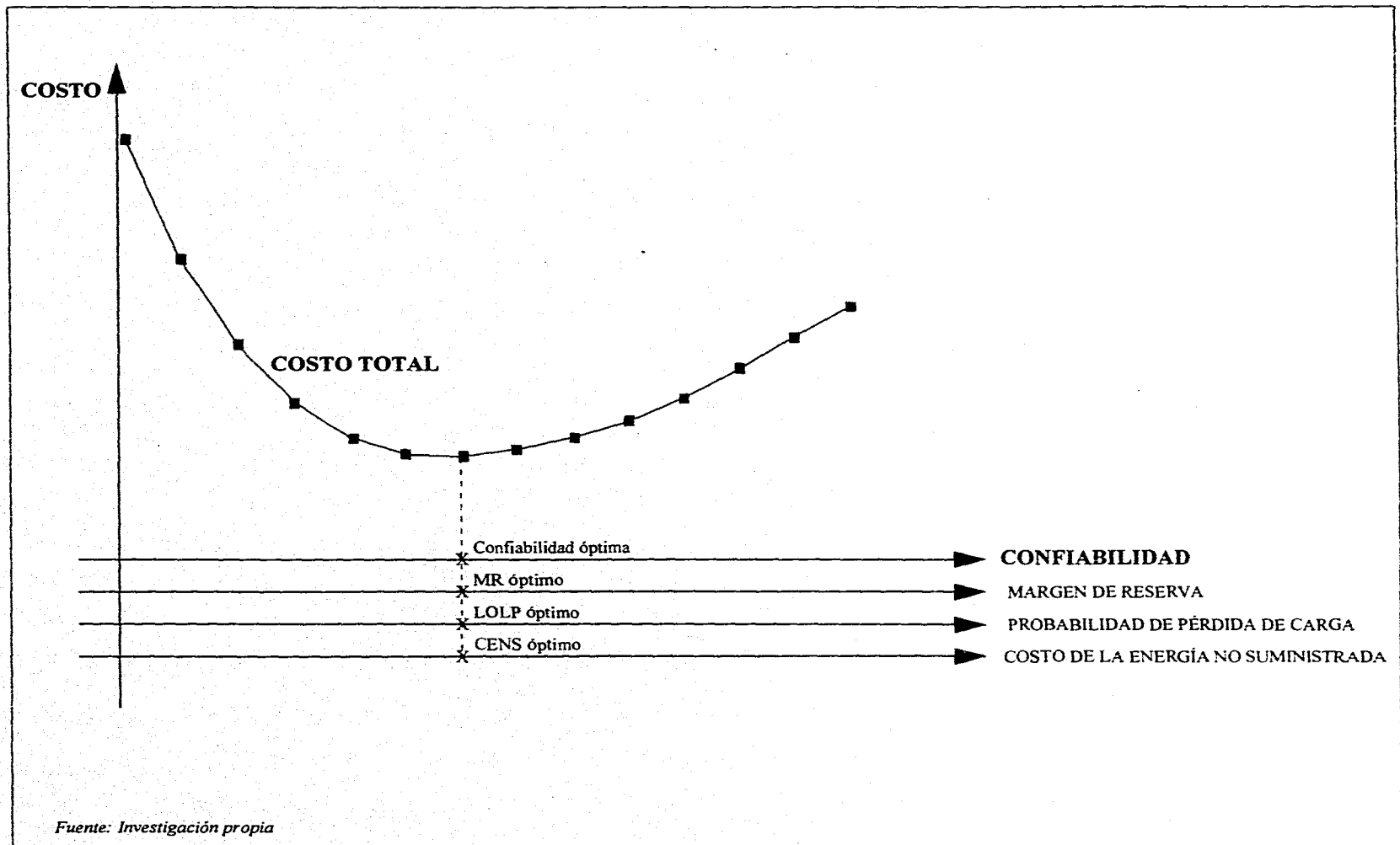


Figura IV.2 CONFIABILIDAD ÓPTIMA BAJO EL ENFOQUE DE COSTO MÍNIMO

valor óptimo de Margen de Reserva, Probabilidad de Pérdida de Carga y de Costo de la Energía No Suministrada (Figura IV.2). De igual forma, a cada punto de la función de costo total le corresponde un valor de MR, LOLP y CENS. Por lo tanto, se pueden relacionar estos tres índices entre ellos mismos, y con esto encontrar una equivalencia entre los tres criterios de confiabilidad de interés. En particular, interesa demostrar que la solución óptima es la misma al obtenerse mediante la aplicación de cualquiera de los tres criterios, cuando MR, LOLP y CENS son equivalentes.

El problema de optimización expuesto anteriormente es uno de programación no lineal, que consiste en seleccionar los valores de ciertas variables, generalmente no negativas, de manera que se maximice o minimice una función dada, sujeta a un conjunto de restricciones de igualdad y/o desigualdad (ref [15], pp.1).

En general, la función por optimizar puede representar un beneficio o un costo debido al desarrollo de algunas actividades, mediante las cuales se busca cumplir algún objetivo, alcanzar una meta, definir el proceso de operación de algún sistema, etc..

El problema de programación no lineal puede expresarse como:

$$\begin{aligned} \min F(z) \\ \text{s.a :} \\ g(z) = 0 \\ h(z) \leq c \end{aligned} \quad (0.1)$$

donde generalmente se requiere que $z \geq 0$.

A continuación se planteará el problema de planeación de la generación bajo los tres criterios y posteriormente se tratará la equivalencia entre los índices de confiabilidad que caracterizan a cada uno de ellos, de manera que se obtenga la misma solución óptima del problema.

IV.2 Planteamiento del problema de planeación de la generación bajo los tres criterios.

IV.2.1 Empleando el criterio del Margen de Reserva mínimo.

Bajo este criterio el problema se puede plantear de la siguiente manera:

Función objetivo

$$\min C_T = \min [C_I + C_o] \quad (0.2)$$

donde

$$C_I = \sum_{t=1}^T \left[\frac{\sum_i I_i^t U_i^t}{(1+r)^t} \right]$$

$$C_o = \sum_{t=1}^T \left[\frac{\sum_i G^t (x_i^t + U_i^t)}{(1+r)^t} \right]$$

Donde:

C_t : Costos totales [\$]

C_I : Costos de inversión [\$]

C_o : Costos de operación [\$]

I_i^t : Costo por unidad de inversión asociado con el tipo de planta i [\$/KW]

U_i^t : Capacidad adicional del tipo i comisionada en el año t [KW]

r : Tasa de descuento [%]

x_i^t : Capacidad instalada del tipo i al inicio del año t [KW]

$G^t (x_i^t + U_i^t)$: Función de costos esperados de operación [\$]

T : Horizonte de planeación [años]

Por comodidad, los costos de inversión y de operación* se dejarán indicados como función de x_i^t y U_i^t .

Se tiene entonces:

$$C_I = \sum_{t=1}^T \left[\frac{\sum_i I_i^t U_i^t}{(1+r)^t} \right] = F_I(x_i^t + U_i^t)$$

$$C_o = \sum_{t=1}^T \left[\frac{\sum_i G_i^t(x_i^t + U_i^t)}{(1+r)^t} \right] = F_o(x_i^t + U_i^t)$$

De esta forma el problema, incluyendo la función objetivo y sus restricciones, queda como sigue:

$$\min C_T = \min \left[F_I(x_i^t + U_i^t) + F_o(x_i^t + U_i^t) \right] \quad (0.3)$$

sujeto a:

$$x_i^{t+1} = x_i^t + U_i^t \quad \forall t = 1, 2, \dots, T \quad (0.4)$$

$$\sum_i x_i^t + U_i^t \geq (1+R) D^t \quad (0.5)$$

$$0 \leq U_i^t \leq \bar{U}_i^t \quad (0.6)$$

$$x_i^0 > 0 \quad (0.7)$$

donde:

$$R = \frac{MR}{F.M.} \quad (0.8)$$

x_i^0 : Estado inicial [KW]

x_i^t : Capacidad instalada del tipo i al inicio del año t [KW]

U_i^t : Capacidad adicional del tipo i comisionada en el año t [KW]

D^t : Demanda a satisfacer en el año t [KW]

R : Reserva de capacidad [%]

MR : Margen de Reserva [%]

$F.M.$: Factor de mantenimiento programado (adimensional) $0 < F.M. \leq 1$

x_i^{t+1} : Capacidad instalada al final del año t (al principio del año $t+1$)

\bar{U}_i^t : Capacidad adicional máxima del tipo i en el año t

T : Horizonte de planeación [años]

Variables:

Las variables son x_i^t y U_i^t ; los datos restantes son conocidos en el momento de plantear el programa no lineal.

*calculados con ayuda de otro programa de optimización

Resumiendo, con el criterio del Margen de Reserva[†] mínimo el problema queda planteado así:

$$\min \left\{ F_I (x_i^t + U_i^t) + F_o (x_i^t + U_i^t) \right\} \quad (0.9)$$

sujeto a:

$$x_i^{t+1} = x_i^t + U_i^t \quad \forall t = 1, 2, \dots, T$$

$$\sum_i x_i^t + U_i^t \geq (1 + R) D^t$$

$$0 \leq U_i^t \leq \bar{U}_i^t$$

$$x_i > 0$$

IV.2.2 Empleando el criterio de Pérdida de Carga

Con este criterio el problema se puede plantear de la siguiente manera:

Función objetivo

$$\min C_T = \min [C_I + C_o] \quad (0.10)$$

donde

C_T : Costos totales [\$]

C_I : Costos de inversión [\$]

C_o : Costos de operación [\$]

Tomando en cuenta las consideraciones del primer criterio para los costos de inversión y de operación, se tiene lo siguiente:

$$C_I = I'_I (x_i^t + U_i^t)$$

$$C_o = F_o (x_i^t + U_i^t)$$

De esta forma el problema, incluyendo la función objetivo y sus restricciones, queda como sigue:

$$\min C_T = \min \left\{ F_I (x_i^t + U_i^t) + F_o (x_i^t + U_i^t) \right\} \quad (0.11)$$

sujeto a:

$$x_i^{t+1} = x_i^t + U_i^t \quad \forall t = 1, 2, \dots, T \quad (0.12)$$

$$\sum_i x_i^t + U_i^t \geq \frac{D^t}{\alpha_E^t} - \frac{2ENS}{\alpha_E^t (LOLP)} \quad (0.13)$$

[†]valor predeterminado que define el criterio de confiabilidad

$$0 \leq U_i^t \leq \bar{U}_i^t \quad (0.14)$$

$$x_i^0 > 0 \quad (0.15)$$

donde:

x_i^0 : Estado inicial [KW]

x_i^t : Capacidad instalada del tipo i al inicio del año t [KW]

U_i^t : Capacidad adicional del tipo i comisionado en el año t [KW]

D^t : Demanda a satisfacer en el año t [KW]

α_E^t : Disponibilidad equivalente de todas las unidades generadoras en el año t [%]

ENS : Energía no suministrada [KWh]

LOLP : Probabilidad de Pérdida de Carga [horas/año]

x_i^{t+1} : Capacidad instalada al final del año t (principio del año $t + 1$)

\bar{U}_i^t : Capacidad adicional máxima del tipo i en el año t

T : Horizonte de planeación [años].

A continuación se muestra cómo se obtuvo la restricción expresada en la ecuación (0.13), donde *LOLP* es el valor predeterminado que define el criterio de confiabilidad.

La figura IV.3 muestra una curva de duración de carga típica, en donde se representa la duración de la demanda a satisfacer en un año. Por ejemplo, la demanda representada en el pico de la curva sólo se requirió en un lapso corto de tiempo. En cambio, la representada en la base se suministró todo el año.

De esta figura se obtiene la siguiente ecuación:

$$\alpha_E^t \left(\sum_i x_i^t + U_i^t \right) = D^t - P^t \quad (0.16)$$

donde P^t representa la potencia no suministrada en KW.

Haciendo una aproximación en la punta de la curva

$$ENS = \frac{LOLP \times P^t}{2}$$

despejando P^t de la ecuación tenemos:

$$P^t = \frac{2 \times ENS}{LOLP} \quad (0.17)$$

sustituyendo (0.17) en (0.16) y despejando a

$$\sum_i x_i^t + U_i^t$$

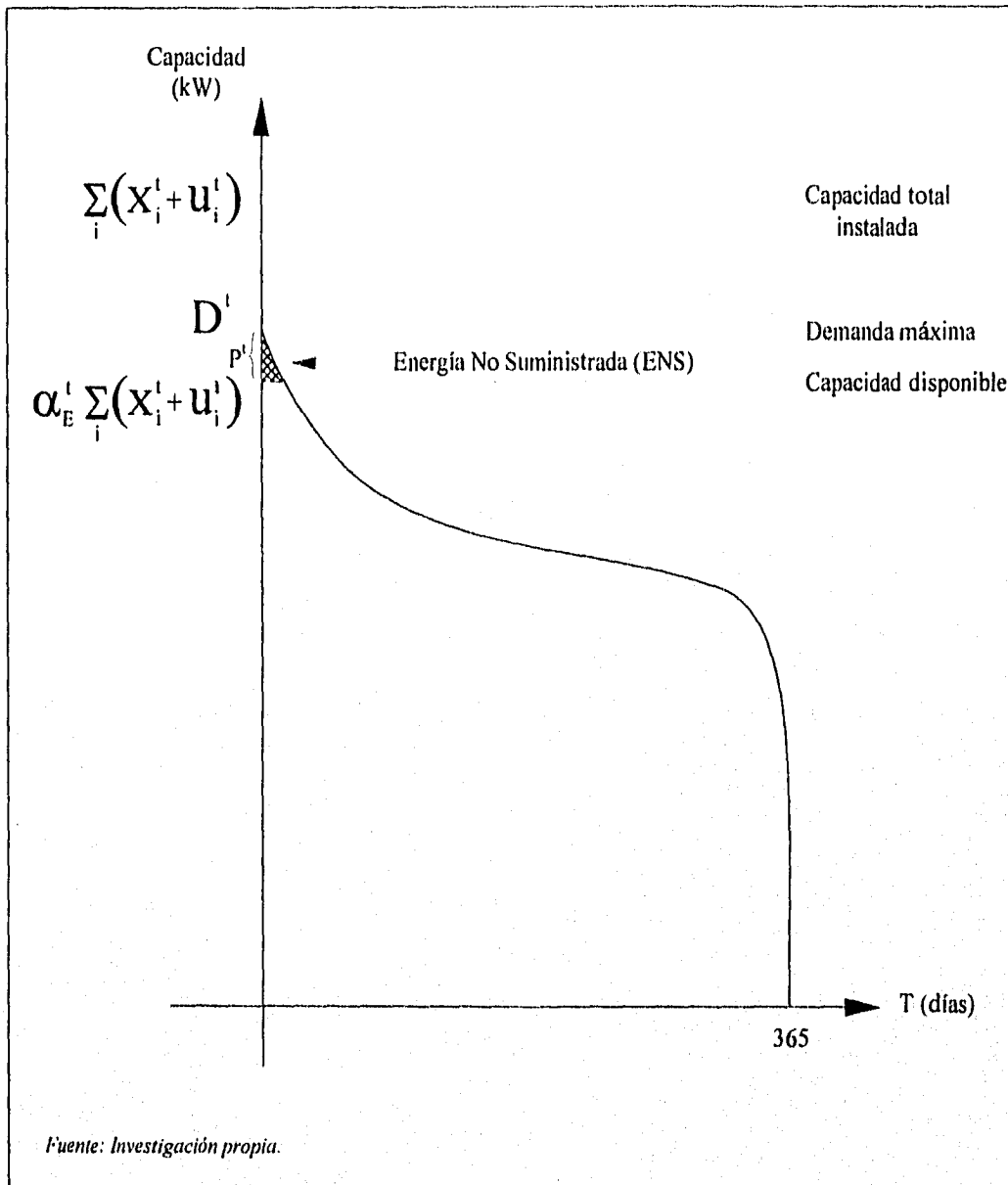


Figura IV.3 CURVA TÍPICA DE DURACIÓN DE CARGA

tenemos:

$$\sum_i x_i^t + U_i^t = \frac{D^t}{\alpha_E^t} - \frac{2 \times ENS}{\alpha_E^t (LOLP)}$$

Por tanto queda planteada la restricción de la ecuación (0.13) como:

$$\sum_i x_i^t + U_i^t \geq \frac{D^t}{\alpha_E^t} - \frac{2 \times ENS}{\alpha_E^t (LOLP)}$$

Variables:

Las variables son: x_i^t y U_i^t ; los datos restantes son conocidos en el momento de plantear el programa no lineal.

En suma, con el criterio de Pérdida de Carga el problema queda planteado así:

$$\min [F_I (x_i^t + U_i^t) + F_o (x_i^t + U_i^t)] \quad (0.18)$$

sujeo a:

$$x_i^{t+1} = x_i^t + U_i^t \quad \forall t = 1, 2, \dots, T$$

$$\sum_i x_i^t + U_i^t \geq \frac{D^t}{\alpha_E^t} - \frac{2 \times ENS}{\alpha_E^t (LOLP)}$$

$$0 \leq U_i^t \leq \bar{U}_i^t$$

$$x_i^0 > 0$$

IV.2.3 Empleando el criterio Económico

Bajo este criterio el problema se puede plantear de la siguiente manera

Función objetivo

$$\min C_T = \min [C_I + C_o + C_F] \quad (0.19)$$

donde

C_T : Costos totales [\$]

C_I : Costos de inversión [\$]

C_o : Costos de operación [\$]

C_F : Costos de falla en el suministro [\$]

Tomando en cuenta las consideraciones de los dos criterios anteriores para los costos de inversión y de operación, se tiene lo siguiente:

$$C_I = F_I (x_i^t + U_i^t)$$

$$C_o = F_o (x_i^t + U_i^t)$$

Por su parte los costos de falla en el suministro se expresan en la siguiente ecuación:

$$C_F = \begin{cases} \gamma \left[\alpha_E^t (x_i^t + U_i^t) - \sqrt{\frac{CENS \times d^t}{\gamma}} \right]^2 & \text{si } 0 \leq \alpha_E^t (x_i^t + U_i^t) \leq \sqrt{\frac{CENS \times d^t}{\gamma}} \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases}$$

donde:

x_i^t : Capacidad instalada del tipo i al inicio del año t [KW]

U_i^t : Capacidad adicional del tipo i comisionada en el año t [%]

γ : Valor de penalización [\$/KW²]

α_E^t : Disponibilidad equivalente de todas las unidades generadoras en el año t [%]

$CENS$: Costo de la Energía No Suministrada [\$/KWh]

d^t : Energía a satisfacer en el año t [KWh]

En otras palabras, los costos de falla representa el costo para la sociedad de no contar con el suministro eléctrico (Costo de la Energía No Suministrada[†]). En la Figura IV.4 se observa que a medida que disminuye la capacidad disponible para brindar el servicio se asigna un valor mayor de costo de falla. Esto significa que si se tiene una menor capacidad disponible aumentarán las fallas en el suministro y por tanto se asigna un costo de falla mayor.

De esta forma el problema, incluyendo la función objetivo y sus restricciones, queda como sigue:

$$\min C_T = \min [F_I (x_i^t + U_i^t) + F_o (x_i^t + U_i^t) + C_F] \quad (0.20)$$

sujeto a:

$$x_i^{t+1} = x_i^t + U_i^t \quad \forall t = 1, 2, \dots, T \quad (0.21)$$

$$0 \leq U_i^t \leq \bar{U}_i^t \quad (0.22)$$

$$x_i^0 > 0 \quad (0.23)$$

donde

x_i^0 : Estado inicial [KW]

x_i^{t+1} : Capacidad instalada al final del año t (principio del año $t + 1$)

\bar{U}_i^t : Capacidad adicional máxima del tipo i en el año t

T : Horizonte de planeación [años]

Variables

Las variables son: x_i^t y U_i^t ; los datos restantes son conocidos en el momento de plantear el programa no lineal.

[†]valor predeterminado que define el criterio de confiabilidad

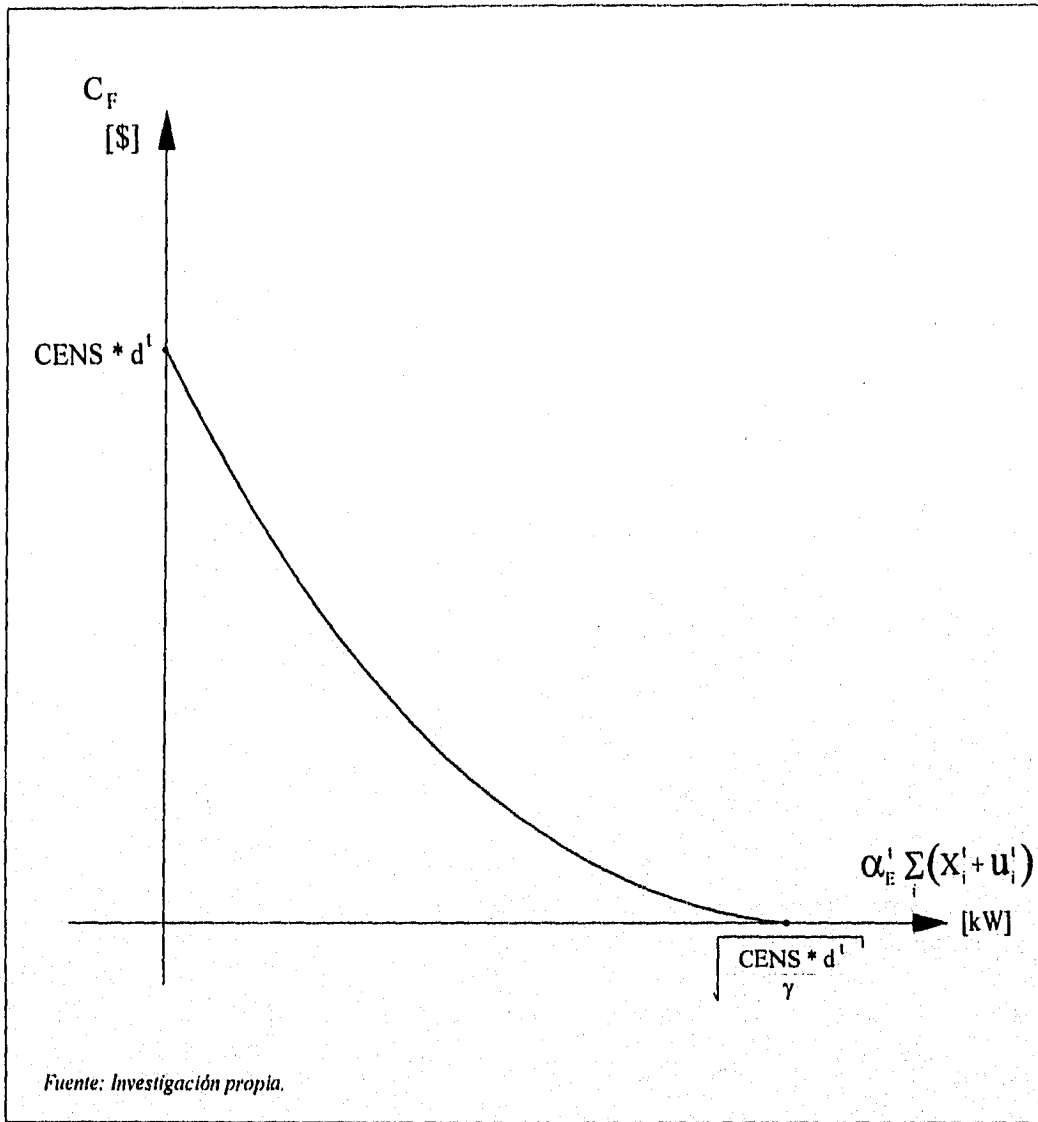


Figura IV.4 COSTOS DE FALLA EN EL SUMINISTRO

Resumiendo, bajo el criterio Económico el problema queda planteado así:

$$\min \left[F_I (x_i^t + U_i^t) + F_o (x_i^t + U_i^t) + C_F \right] \quad (0.24)$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} x_i^{t+1} &= x_i^t + U_i^t \quad \forall t = 1, 2, \dots, T \\ 0 &\leq U_i^t \leq \bar{U}_i^t \\ x_i^0 &> 0 \end{aligned}$$

IV.3 Aplicación del método de penalización al problema de planeación de la generación

IV.3.1 Métodos que contemplan el uso de parámetros de penalización

Los métodos de penalización para resolver problemas de optimización no lineal tienen como principio básico transformar a un problema de optimización restringido en una serie de problemas no restringidos. Esta transformación es realizada al definir una función auxiliar apropiada, en términos de las funciones del problema, para tener una nueva función objetivo. Al cambiar el valor de un parámetro (μ) se va modificando el efecto de las restricciones en la función auxiliar y con esto se genera una sucesión de problemas no restringidos cuyas soluciones convergen a la solución del problema original (ref[19], pp.4).

Los métodos de penalización se plantean generalmente de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \min & f(x) \\ \text{s.a.} & \\ & h_i(x) = 0, \quad \forall i = 1, 2, \dots, m. \\ & g_j(x) \geq 0, \quad \forall j = 1, 2, \dots, p. \end{aligned} \quad (0.25)$$

La idea del método es transformar el problema (0.25) en uno no restringido de la forma:

$$\min f(x) + \mu_k p(x) \quad (0.26)$$

donde: $p(x)$ es una función de las restricciones y μ_k son constantes positivas. En una forma más explícita se tiene que $q(\mu_k, x_k)$ es una función de penalización, μ_k^i son parámetros de penalización y constantes positivas, además $\mu_{k+1}^i > \mu_k^i$, $H(h_i(x_k))$ y $G(g_j(x_k))$ son funciones de penalización de las restricciones $h_i(x)$ y $g_j(x)$ respectivamente y k es el número de iteraciones del método.

Entonces para cada iteración k se resuelve el problema:

$$\min q(\mu_k, x_k)$$

obteniendo un punto solución x_k .

La convergencia global del método se sustenta en el siguiente teorema.

Teorema 1 *Sea $\{x_k\}$ una sucesión generada por el método de penalización. Entonces, cualquier punto límite de la sucesión es una solución de (0.25) (ref [27], pp. 280).*

Asimismo, el problema (0.26) tendrá su solución en el punto x_k que satisfaga

$$\nabla f(x_k) + \mu_k \nabla R(g^+(x_k)) \nabla g(x_k) = 0 \quad (0.27)$$

donde $R(g^+(x_k))$ es una función de $g^+(x_k)$ y $g^+(x_k)$ es un vector de dimensión p conformado por los $g_i(x_k)$. Además (0.27) puede ser escrita como:

$$\nabla f(x_k) + \lambda_k \nabla g(x_k) = 0, \quad (0.28)$$

donde

$$\lambda_k \equiv \mu_k \nabla R(g^+(x_k)) \quad (0.29)$$

de este modo existe asociado un μ para cada vector de multiplicadores de Lagrange que es determinado después de que la minimización sin restricciones es llevada a cabo.

Si una solución x^* del problema original (0.25) es un punto que satisface las restricciones, entonces existe un vector único de multiplicadores de Lagrange asociado con ésta solución. El resultado que se enunciará a continuación dice que $\lambda_k \rightarrow \lambda^*$.

Proposición 1 *Supóngase que se aplica el método de penalización al problema (0.25) usando una función de penalización de la forma $p(x) = R(g^+(x_k))$. Correspondiente a la sucesión $\{x_k\}$ generada por el método, se define $\lambda_k = \mu_k \nabla R(g^+(x_k))$. Si $x_k \rightarrow x^*$, una solución de (0.25), y esta solución es un punto que satisface las restricciones, entonces $\lambda_k \rightarrow \lambda^*$, que es el multiplicador de Lagrange asociado al problema (0.25) (ref [27], pp. 285).*

IV.3.2 Aplicación al problema planteado bajo el criterio del Margen de Reserva mínimo

Aplicando el método de penalización al problema planteado bajo el criterio del Margen de Reserva mínima (0.9) se tiene:

$$\min \left[F_1(x_i^t + U_i^t) + F_0(x_i^t + U_i^t) + \mu H_1(x_i^t + U_i^t) + \mu G_1(x_i^t + U_i^t) + \mu^2 G_2(x_i^t + U_i^t) + \mu^3 G_3(x_i^t + U_i^t) \right] \quad (0.30)$$

donde

μ^i : parámetros de penalización $\forall i = 1, 2, 3$.

$H_1(x_i^t + U_i^t)$: función de penalización de la restricción de igualdad

$G_i(x_i^t + U_i^t)$: funciones de penalización de las restricciones de desigualdad $\forall i = 1, 2, 3$.

$$H_1(x_i^t + U_i^t) = (x_i^{t+1} - x_i^t - U_i^t)^2$$

$$G_1(x_i^t + U_i^t) = \begin{cases} (U_i^t)^2 & \text{si } U_i^t < 0 \\ 0 & \text{si } 0 \leq U_i^t \leq \bar{U}_i^t \\ (\bar{U}_i^t - U_i^t)^2 & \text{si } U_i^t > \bar{U}_i^t \end{cases}$$

$$G_2(x_i^t + U_i^t) = \begin{cases} (x_i^0)^2 & \text{si } x_i^0 \leq 0 \\ 0 & \text{si } x_i^0 > 0 \end{cases}$$

$$G_3(x_i^t + U_i^t) = \begin{cases} [(\sum_i x_i^t + U_i^t) - (1+R)D^t]^2 & \text{si } (\sum_i x_i^t + U_i^t) < (1+R)D^t \\ 0 & \text{si } (\sum_i x_i^t + U_i^t) \geq (1+R)D^t \end{cases}$$

IV.3.3 Aplicación al problema planteado bajo el criterio de Pérdida de Carga

Aplicando el método de penalización al problema expresado en (0.18) se tiene:

$$\min \left[F_1(x_i^t + U_i^t) + F_0(x_i^t + U_i^t) + \mu^1 H_1(x_i^t + U_i^t) + \mu^1 G_1(x_i^t + U_i^t) + \mu^2 G_2(x_i^t + U_i^t) + \mu^3 G_3(x_i^t + U_i^t) \right] \quad (0.31)$$

donde:

μ^i : parámetros de penalización $\forall i = 1, 2, 3$.

$H_1(x_i^t + U_i^t)$: función de penalización de la restricción de igualdad

$G_i(x_i^t + U_i^t)$: funciones de penalización de las restricciones de desigualdad $\forall i = 1, 2, 3$.

$$\begin{aligned}
 H_1(x_i^t + U_i^t) &= (x_i^{t+1} - x_i^t - U_i^t)^2 \\
 G_1(x_i^t + U_i^t) &= \begin{cases} (U_i^t)^2 & \text{si } U_i^t < 0 \\ 0 & \text{si } 0 \leq U_i^t \leq \bar{U}_i^t \\ (\bar{U}_i^t - U_i^t)^2 & \text{si } U_i^t > \bar{U}_i^t \end{cases} \\
 G_2(x_i^t + U_i^t) &= \begin{cases} (x_i^0)^2 & \text{si } x_i^0 \leq 0 \\ 0 & \text{si } x_i^0 > 0 \end{cases} \\
 G_3(x_i^t + U_i^t) &= \begin{cases} \left[(\sum_i x_i^t + U_i^t) - \frac{D^t}{\alpha_E^t} + \frac{2 \times ENS}{\alpha_E^t(LOLP)} \right]^2 & \text{si } \sum_i x_i^t + U_i^t < \frac{D^t}{\alpha_E^t} - \frac{2 \times ENS}{\alpha_E^t(LOLP)} \\ 0 & \text{si } \sum_i x_i^t + U_i^t \geq \frac{D^t}{\alpha_E^t} - \frac{2 \times ENS}{\alpha_E^t(LOLP)} \end{cases}
 \end{aligned}$$

IV.3.4 Aplicación al problema planteado bajo el criterio Económico

Aplicando el método de penalización al problema expresado en (0.24) resulta:

$$\min \left[F_1(x_i^t + U_i^t) + F_0(x_i^t + U_i^t) + C_F + \mu^1 H_1(x_i^t + U_i^t) + \mu^1 G_1(x_i^t + U_i^t) + \mu^2 G_2(x_i^t + U_i^t) \right] \quad (0.32)$$

donde

μ^i : parámetros de penalización $\forall i = 1, 2$.

$H_1(x_i^t + U_i^t)$: función de penalización de la restricción de igualdad

$G_i(x_i^t + U_i^t)$: funciones de penalización de las restricciones de desigualdad $\forall i = 1, 2$.

$$\begin{aligned}
 H_1(x_i^t + U_i^t) &= (x_i^{t+1} - x_i^t - U_i^t)^2 \\
 G_1(x_i^t + U_i^t) &= \begin{cases} (U_i^t)^2 & \text{si } U_i^t < 0 \\ 0 & \text{si } 0 \leq U_i^t \leq \bar{U}_i^t \\ (\bar{U}_i^t - U_i^t)^2 & \text{si } U_i^t > \bar{U}_i^t \end{cases} \\
 G_2(x_i^t + U_i^t) &= \begin{cases} (x_i^0)^2 & \text{si } x_i^0 \leq 0 \\ 0 & \text{si } x_i^0 > 0 \end{cases}
 \end{aligned}$$

IV.4 Equivalencia entre los criterios de confiabilidad

IV.4.1 Equivalencia entre el criterio de Margen de Reserva mínimo y el de Pérdida de Carga

De acuerdo al Teorema 1, la sucesión de soluciones del problema (0.30), obtenida por el método de penalización converge a la solución de (0.9). Lo mismo sucede para los problemas (0.31) y (0.18).

Es importante recordar que (0.9) y (0.18) resuelven el mismo problema de expansión pero por dos caminos diferentes. Las dos soluciones encontradas por ambos caminos deben ser iguales y así obtener la solución del problema original.

Para asegurar esta condición de igualdad, se propone en el presente trabajo igualar las funciones objetivos expresadas en (0.30) y (0.31). Con esto los dos caminos antes mencionados se convierten en uno solo.

Partiendo de la igualdad propuesta entre (0.30) y (0.31) que asegura que las soluciones sean las mismas, se desprende una relación o equivalencia entre los índices de confiabilidad que caracterizan a los criterios del Margen de Reserva mínimo y de Pérdida de Carga. Esto último se muestra enseguida.

Al igualar las funciones objetivo de (0.30) y (0.31), podemos observar que las expresiones aritméticas para todos los términos de ambas ecuaciones son los mismos y por lo tanto pueden eliminarse, salvo la expresión para el término $G_3(x_i^t + U_i^t)$ la cual varía según el criterio. Por lo que se procede de la siguiente manera:

Para $G_3(x_i^t + U_i^t)$ correspondiente al criterio del Margen de Reserva mínimo se toma el intervalo

$$\left(\sum_i x_i^t + U_i^t \right) \leq (1 + R) D^t$$

y para $G_3(x_i^t + U_i^t)$ correspondiente al criterio de Pérdida de Carga se toma el intervalo

$$\sum_i x_i^t + U_i^t < \frac{D^t}{\alpha_E^t} - \frac{2 \times ENS}{\alpha_E^t (LOLP)}$$

entonces se tiene:

$$\left[\left(\sum_i x_i^t + U_i^t \right) - (1 + R) D^t \right]^2 = \left[\left(\sum_i x_i^t + U_i^t \right) - \frac{D^t}{\alpha_E^t} + \frac{2 \times ENS}{\alpha_E^t (LOLP)} \right]^2 \quad (0.33)$$

desarrollando se tiene

$$-D^t - RD^t + \frac{D^t}{\alpha_E^t} = \frac{2 \times ENS}{\alpha_E^t (LOLP)}$$

$$LOLP = \frac{2 \times ENS}{\left(-D^t - RD^t + \frac{D^t}{\alpha_E^t}\right) \alpha_E^t} \quad (0.34)$$

sustituyendo (0.8) en (0.34)

$$LOLP = \frac{2 \times ENS}{\left(-D^t - \frac{(MR)D^t}{F.M.} + \frac{D^t}{\alpha_E^t}\right) \alpha_E^t} \quad (0.35)$$

La ecuación (0.35) representa la equivalencia entre los índices LOLP y MR.

IV.4.2 Equivalencia entre el criterio del Margen de Reserva mínimo y el Económico

Partiendo de los mismos supuestos que el apartado anterior se llega a la igualdad entre las funciones objetivo (0.30) y (0.32).

Al igualar las funciones objetivo de (0.30) y (0.32), podemos observar que las expresiones aritméticas para todos los términos de ambas ecuaciones son los mismos y por lo tanto pueden eliminarse, salvo la expresión para el término $G_3(x_i^t + U_i^t)$ y C_F las cuales varían según los criterios. Por lo que se procede de la siguiente manera:

$$\mu^3 G_3(x_i^t + U_i^t) = C_F \quad (0.36)$$

Para $G_3(x_i^t + U_i^t)$ correspondiente al criterio del Margen de Reserva mínimo se toma el intervalo

$$\left(\sum x_i^t + U_i^t\right) < (1 + R) D^t$$

y para el costo de falla correspondiente al criterio Económico se toma el intervalo

$$0 \leq \alpha_E^t (x_i^t + U_i^t) \leq \sqrt{\frac{CENS \times d^t}{\gamma}}$$

entonces se tiene:

$$\mu^3 \left[\left(\sum_i x_i^t + U_i^t \right) - (1 + R) D^t \right]^2 = \gamma \left[\alpha_E^t \left(\sum_i x_i^t + U_i^t \right) - \sqrt{\frac{CENS \times d^t}{\gamma}} \right]^2$$

si se considera $\mu^3 = \gamma$ entonces tenemos:

$$\frac{\gamma}{d^t} \left[(1 - \alpha_E^t) \left(\sum_i x_i^t + U_i^t \right) - (1 + R) D^t \right]^2 = CENS$$

considerando

$$E = (1 + \alpha_E^t) \left(\sum_i x_i^t + U_i^t \right)$$

se tienen entonces

$$\frac{\gamma}{dt} \left[E^2 - 2E(1+R)D^t + ((1+R)D^t)^2 \right] = CENS$$

$$\frac{\gamma}{dt} \left[E^2 - 2ED^t - 2ERD^t + (D^t + RD^t)^2 \right] = CENS$$

$$\frac{\gamma}{dt} \left[E^2 - 2ED^t - 2ERD^t + (D^t)^2 + 2(D^t)^2 R + R^2 (D^t)^2 \right] = CENS$$

$$\frac{\gamma}{dt} \left[R^2 (D^t)^2 - R(2(D^t)^2 - 2ED^t) + E^2 + 2ED^t + (D^t)^2 \right] = CENS \quad (0.37)$$

sustituyendo (0.8) en (0.37)

$$\frac{\gamma}{dt} \left[\left(\frac{MR}{F.M.} \right)^2 (D^t)^2 + \left(\frac{MR}{F.M.} \right) (2(D^t)^2 - 2ED^t) + E^2 + 2ED^t + (D^t)^2 \right] = CENS \quad (0.38)$$

considerando

$$A = \frac{\gamma}{dt} \left[\frac{(D^t)^2}{(F.M.)^2} \right]$$

$$B = \frac{\gamma}{dt} \left[\frac{2(D^t)^2 - 2ED^t}{F.M.} \right]$$

$$C = \frac{\gamma}{dt} \left[E^2 - 2ED^t + (D^t)^2 \right]$$

entonces (0.38) queda

$$CENS = A(MR)^2 + B(MR) + C \quad (0.39)$$

La ecuación (0.39) representa la equivalencia entre los índices CENS y MR.

IV.4.3 Equivalencia entre el criterio de Pérdida de Carga y el Económico

Partiendo de los mismos supuestos que el apartado anterior se llega a la igualdad entre las funciones objetivo (0.31) y (0.32).

Al igualar las funciones objetivo de (0.31) y (0.32), podemos observar que las expresiones aritméticas para todos los términos de ambas ecuaciones son los mismos

y por lo tanto pueden eliminarse, salvo la expresión para el término $G_3(x_i^t + U_i^t)$ y C_F las cuales varían según los criterios. Por lo que se procede de la siguiente manera:

$$\mu^3 G_3(x_i^t + U_i^t) = C_F \quad (0.40)$$

Para $G_3(x_i^t + U_i^t)$ correspondiente al criterio probabilista se toma el intervalo

$$\sum_i x_i^t + U_i^t < \frac{D^t}{\alpha_E^t} - \frac{2 \times ENS}{\alpha_E^t (LOLP)}$$

y para el costo de falla correspondiente al criterio económico se toma el intervalo

$$0 \leq \alpha_E^t (x_i^t + U_i^t) \leq \sqrt{\frac{CENS \times d^t}{\gamma}}$$

entonces la ecuación (0.40) queda como sigue:

$$\mu^3 \left[\left(\sum_i x_i^t + U_i^t \right) - \frac{D^t}{\alpha_E^t} + \frac{2 \times ENS}{\alpha_E^t (LOLP)} \right]^2 = \gamma \left[\alpha_E^t \left(\sum_i x_i^t + U_i^t \right) - \sqrt{\frac{CENS \times d^t}{\gamma}} \right]^2$$

si se considera $\mu^3 = \gamma$ se tiene:

$$\frac{\gamma}{d^t} \left[\left(1 - \alpha_E^t \right) \left(\sum_i x_i^t + U_i^t \right) - \frac{D^t}{\alpha_E^t} + \frac{2 \times ENS}{\alpha_E^t (LOLP)} \right]^2 = CENS$$

considerando

$$E = \left(1 + \alpha_E^t \right) \left(\sum_i x_i^t + U_i^t \right) - \frac{D^t}{\alpha_E^t}$$

$$D = \frac{2 \times ENS}{\alpha_E^t}$$

se tiene entonces:

$$CENS = \frac{\gamma}{d^t} \left[E^2 + \frac{2DE}{LOLP} + \frac{D^2}{(LOLP)^2} \right] \quad (0.41)$$

haciendo las siguientes consideraciones:

$$A = \frac{\gamma}{d^t} D^2$$

$$B = \frac{2\gamma DE}{d^t}$$

$$C = \frac{\gamma E^2}{d^t}$$

entonces (0.41) queda:

$$CENS = \frac{A}{(LOLP)^2} + \frac{B}{LOLP} + C \quad (0.42)$$

La ecuación (0.42) representa la equivalencia entre los índices CENS y LOLP.

CAPÍTULO V

EQUIVALENCIA ENTRE LOS CRITERIOS DE CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO

V.1 Características básicas del Sistema Eléctrico Mexicano¹⁵

A continuación se describen brevemente los tres subsistemas que conforman al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

V.1.1 Sistema de generación

El sistema de generación está integrado por un conjunto de centrales generadoras de diferentes tipos, que utilizan distintos combustibles o fuentes de energía primaria para producir electricidad (ref [36], pp.95). En la Tabla V.1 se muestran los tipos de generación que se emplean en el SEN.

Tabla V.1 TIPOS DE GENERACIÓN UTILIZADOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Tipo de central	Combustible o fuente de energía primaria
Hidroeléctrica	Agua
Vapor convencional	Combustóleo y/o gas
Turbina de gas	Gas o diesel
Ciclo combinado	Gas
Combustión interna	Diesel o mezcla
Carboeléctrica	Carbón
Geotérmica	Vapor endógeno
Nuclear	Uranio
Dual	Carbón o combustóleo

Fuente: (ref. [36], pp.96)

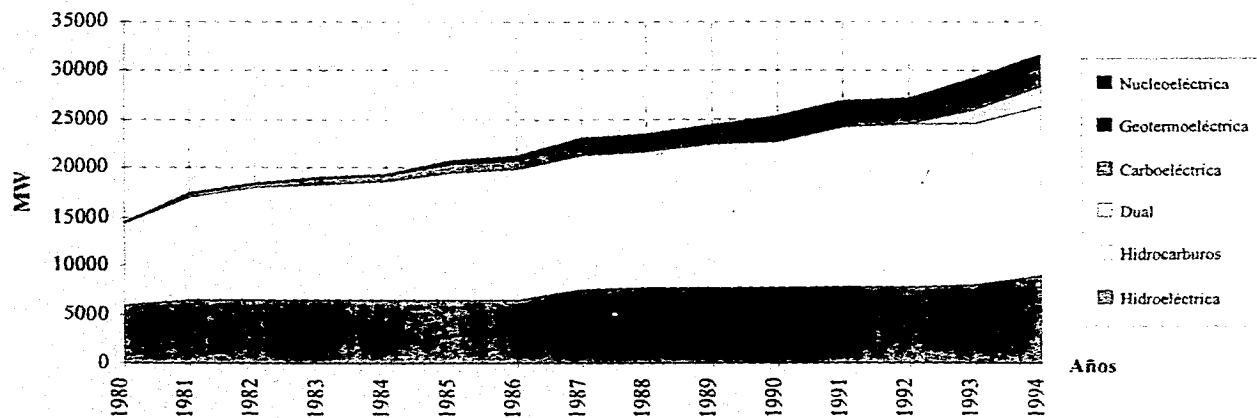
¹⁵ En adelante se denominará Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC) son las dos empresas que constituyen al SEN. La segunda opera en la región central del país y la CFE en el resto de la república.

Dos parámetros importantes que caracterizan al sistema de generación son la capacidad instalada de generación (medida en unidades de potencia, usualmente en KW) y la energía eléctrica generada o generación (medida en unidades de energía, usualmente en KWh).

En la Figura V.1 se observan las cifras de la capacidad instalada de generación del SEN, según tipos de generación. En tan sólo 14 años, entre 1980 y 1994, la capacidad instalada se incrementó en un 116 por ciento, lo cual indica que el sistema de generación es muy dinámico y presenta tasas de crecimiento elevadas. A fines de 1994, la capacidad instalada se repartió de la siguiente manera: térmica convencional (41.9 por ciento), hidroeléctrica (28.8 por ciento), dual (6.6 por ciento), carboeléctrica y ciclo combinado (6 por ciento cada una), turbogás (5.6 por ciento), geotermoeléctrica (2.4 por ciento), nucleoeeléctrica (2.1 por ciento) y combustión interna (0.6 por ciento).

Por otra parte, la energía eléctrica generada se contabiliza de dos formas: la primera se denomina generación bruta que corresponde a la energía eléctrica medida en las terminales de los generadores, y la segunda se le conoce como generación neta que es la energía eléctrica que las centrales generadoras entregan al sistema de transmisión. En la Figura V.2 se muestran los datos de generación bruta del SEN, según tipos de generación. Al igual que la capacidad instalada, la generación bruta presentó un alto crecimiento (105 por ciento) entre 1980 y 1993. En este último año, la generación bruta se realizó con diferentes tecnologías, a decir: térmica convencional (54 por ciento), hidroeléctrica (20.8), carboeléctrica (8.3 por ciento), ciclo combinado (6.3 por ciento), geotermoeléctrica (4.6 por ciento), nucleoeeléctrica (3.9 por ciento), dual (1.7 por ciento), y turbogás y combustión interna (0.2 por ciento cada una).

Año	Hidroeléctrica	Hidrocarburos				Dual	Carboeléctrica	Geotermoeléctrica	Nucleoeléctrica	Total
		Térmica convencional	Ciclo combinado	Turbogás	Combustión interna					
1980	5,992	6,616	540	1,190	137			150	14,625	
1981	6,550	7,486	1,223	1,539	118		300	180	17,396	
1982	6,550	8,325	1,223	1,686	101		300	205	18,390	
1983	6,532	8,655	1,223	1,698	91		600	205	19,004	
1984	6,532	8,929	1,227	1,760	107		600	205	19,360	
1985	6,532	9,599	1,450	1,789	112		900	426	20,808	
1986	6,532	9,949	1,450	1,789	111		900	535	21,266	
1987	7,546	10,299	1,550	1,789	111		1,200	650	23,145	
1988	7,749	10,450	1,624	1,792	89		1,200	650	23,554	
1989	7,761	11,301	1,618	1,770	89		1,200	700	24,439	
1990	7,804	11,367	1,687	1,778	82		1,200	705	25,298	
1991	7,931	12,553	1,826	1,777	115		1,200	720	26,797	
1992	7,931	12,788	1,817	1,777	149		1,200	730	27,067	
1993	8,171	12,574	1,818	1,777	149	1,400	1,900	740	29,204	
1994	9,121	13,274	1,898	1,777	149	2,100	1,900	755 **	31,649	



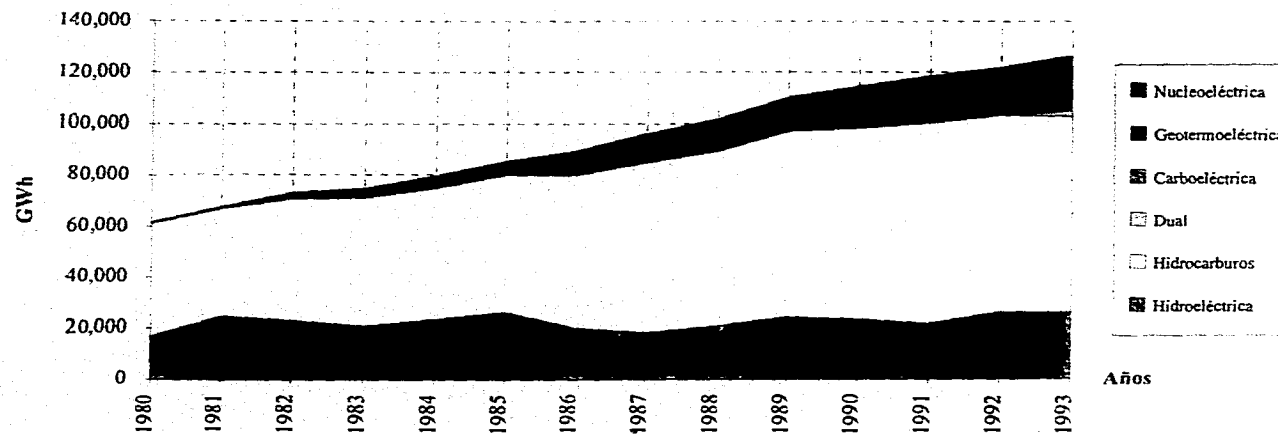
* MW = 10³ KW

** Incluye 1.6 MW de la Eólica de la Vena

Fuente: (Ref. [36], pp. 9)

Figura V.1 CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL (MW*), 1980-1994

Año	Hidroeléctrica	Hidrocarburos				Dual	Carboeléctrica	Geotermoeléctrica	Nucleoeléctrica	Total
		Térmica convencional	Ciclo combinado	Turbogás	Combustión interna					
1980	16,740	37,012	3,267	3,623	311			915	61,868	
1981	24,446	35,527	3,456	3,202	251		33	964	67,879	
1982	22,729	40,025	5,272	2,438	187		1,278	1,296	73,225	
1983	20,583	44,822	4,281	1,261	107		2,424	1,353	74,831	
1984	23,448	46,342	4,122	939	100		3,132	1,424	79,507	
1985	26,087	48,322	4,554	853	43		3,852	1,641	85,352	
1986	19,876	53,247	5,866	600	63		6,337	3,394	89,383	
1987	18,200	58,298	7,440	602	63		7,289	4,418	96,310	
1988	20,777	60,838	7,047	474	73		8,035	4,661	101,905	
1989	24,199	65,087	7,150	629	98		7,890	4,675	110,100	
1990	23,337	66,916	7,487	669	80		7,774	5,124	114,324	
1991	21,737	70,328	7,748	659	186		8,077	5,435	118,412	
1992	26,095	69,829	7,214	281	237		8,318	5,804	121,697	
1993	26,235	68,339	7,982	277	277	2,148	10,500	5,877	126,566	



* GWh = 10⁶ kWh
Fuente: (Ref. [36], pp. 93)

Figura V.2 GENERACIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE CENTRAL (GWh*), 1980-1993

V.1.2 Sistema de transmisión

El sistema de transmisión está compuesto principalmente por líneas y subestaciones que conducen la energía eléctrica desde las centrales generadoras hasta los centros de consumo para su distribución a los usuarios finales.

Actualmente, el sistema de transmisión en nuestro país se encuentra interconectado cubriendo casi todo el territorio de la República, con excepción de dos sistemas aislados en la península de Baja California, que no pueden ser integrados debido a su ubicación geográfica, a la distancia con el sistema interconectado nacional¹⁶, y al alto costo que representarían las obras necesarias (ref. [36], pp.126).

A partir de 1991 quedó definido, desde un punto de vista conceptual, que el sistema de transmisión en México comprende todas las líneas superiores a 115 KV (ref. [36], pp.131). De esta forma, a fines de 1993 las líneas de transmisión tenían una longitud cercana a los 32 000 Km, en voltajes de 400 a 138 KV (Tabla V.2).

En lo que se refiere a las subestaciones, a finales de 1993 tanto el sistema de transmisión, como el de distribución contaban con una capacidad de transformación instalada de 124 172 MVA, cuyo comportamiento en el período de 1991-1993 se muestra en la Tabla V.3.

V.1.3 Sistema de distribución

El sistema de distribución, que se inicia después de generada, transformada y transmitida la energía eléctrica y que distribuye la electricidad a los usuarios finales, comprende en México, a partir de 1991, todas las líneas de 115 KV y menores; lo cual, por ejemplo, era considerado en otras épocas como parte del sistema de transmisión.

¹⁶ Así se le denomina a la parte del sistema de transmisión que se encuentra interconectada en México.

Tabla V.2 LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (Km), 1991-1993

Nivel de voltaje (KV)	1991	1992	1993
SISTEMA DE TRANSMISIÓN			
400	9,482	9,541	10,089
230	18,235	18,656	19,267
161	772	780	495
150	783	809	775
138	1,197	1,209	1,209
TOTAL	30,469	30,995	31,835
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN			
115	32,188	32,262	32,270
85	1,962	2,039	2,046
69	3,941	3,941	3,641
44	8	8	8
34.5	49,129	51,138	51,832
23	27,055	32,017	34,581
13.8	179,902	186,509	194,874
6.6	1,601	1,764	904
6	4,529	5,510	5,785
TOTAL	300,315	315,188	325,941
TOTAL TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN	330,784	346,183	357,776

Fuente: (ref. [12], pp. 53)

Tabla V.3 CAPACIDAD EN SUBESTACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN EN EL SEN (MVA), 1991-1993

Tipo de subestación	1991	1992	1993
Elevadoras	35,161	36,662	37,761
Reductoros	57,231	66,517	68,179
C.L.F.C. *	17,411	17,701	18,232
TOTAL	109,803	120,880	124,172

* Compañía de Luz y Fuerza del Centro

Fuente: (ref. [12], pp. 53)

A fines de 1993, el sistema de distribución en el SEN, comprendido entre 115 y 6 KV, estaba formado por 325 941 Km de líneas, de las cuales 37 957 Km correspondieron a líneas de subtransmisión de 115, 85 y 69 KV; 281 295 Km a líneas de media tensión de 44, 34.5, 23 y 13.8 KV; y 6 689 Km a líneas de 6 y 6.6 KV (Tabla V.2). Asimismo, comprende subestaciones que transforman el voltaje (Tabla V.3).

Mediante este sistema de distribución es posible la utilización de la energía eléctrica en los centros urbanos, agrícolas y comerciales en sus diversas formas, para satisfacer las necesidades de alumbrado, fuerza motriz, calor, refrigeración, etc..

V.2 Planeación del Sistema Eléctrico Nacional¹⁷

V.2.1 Aspectos generales

Es conveniente señalar que la Comisión Federal de Electricidad es la única organización responsable de la planeación del SEN en México.

La planeación del SEN tiene como objetivo principal la definición de un plan de expansión que permita satisfacer la demanda futura a un costo mínimo y con un nivel adecuado de confiabilidad, respetando las disposiciones nacionales en materia energética, social, financiera y ambiental.

Por su importancia dentro de la economía, la expansión del SEN está ligada a los Planes Nacionales de Desarrollo, primeramente a través de la previsión de la demanda que toma en cuenta de manera anticipada, el curso de la actividad económica, el crecimiento de la población y la influencia de otras fuerzas que actúan sobre el consumo de electricidad a lo largo del tiempo.

¹⁷ Este subapartado está basado en la referencia [9].

La planeación del SEN se integra, en un sentido más amplio, a la planeación energética al establecer, en coordinación con otros sectores, prioridades en el uso de recursos limitados, planes de importación y exportación de energéticos, políticas de diversificación, desarrollo de proyectos de usos múltiples (irrigación, agua potable, generación de energía eléctrica), etc.. Además, la programación de inversiones para la expansión del SEN toma en cuenta la disponibilidad limitada de capital a través del análisis financiero.

Los estudios para la definición del plan de expansión óptimo son bastante complejos por la cantidad de elementos que se deben tomar en consideración.

En primer lugar, el análisis debe abarcar un horizonte de planeación relativamente largo para evaluar los beneficios de las nuevas obras; por ejemplo, una central termoeléctrica tiene un período de construcción de aproximadamente cuatro años y una vida útil de 30 años.

Por otra parte, los supuestos básicos para los estudios de la planeación involucran un alto grado de incertidumbre, principalmente en el largo plazo, como son:

- ◆ Evolución de la demanda de energía eléctrica
- ◆ Disponibilidad y precios de los combustibles
- ◆ Avances tecnológicos en la generación y transmisión de energía eléctrica
- ◆ Costos de inversión de los proyectos

Además, en la formulación del plan de expansión debe tomarse en cuenta la presencia de fenómenos aleatorios que afectan la confiabilidad del suministro como son:

- ◆ Salidas forzadas de los equipos de generación y transmisión por fallas en sus componentes principales y
- ◆ Condiciones hidrológicas adversas (años secos).

V.2.2 Descomposición del estudio de la expansión del SEN

La planeación de todo el sistema eléctrico idealmente debe abarcar la generación, la transmisión y la distribución en una sola formulación; sin embargo, debido a la magnitud y complejidad del problema esto es prácticamente imposible.

Debido a lo anterior, el problema se analiza por etapas en un orden definido y asegurando la congruencia entre las soluciones, con objeto de lograr una optimización global.

En primer lugar, el problema se analiza dividiéndolo en tres etapas temporales denominadas “corto plazo”, “mediano plazo” y “largo plazo”. Por otra parte, los subsistemas de “generación” y de “transmisión” se estudian por separado. A su vez el estudio de la red de transmisión se puede dividir en estudios de la red nacional, de redes regionales y de redes de distribución. De esta forma, el estudio del subsistema de distribución se incluye en el de la transmisión.

V.2.3 Etapas del estudio de la expansión del SEN

Los estudios de la expansión del SEN tienen los siguientes objetivos:

1. Largo plazo: definir lineamientos para la evolución del sistema, bajo diferentes escenarios económicos, demográficos, tecnológicos, ambientales y de política energética.

CAPÍTULO V. EQUIVALENCIA ENTRE LOS CRITERIOS DE CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA ELECTRICO MEXICANO

2. Mediano plazo: estructurar un programa de obras de generación y transmisión congruente con las conclusiones del análisis de largo plazo.
3. Corto plazo: tomar decisiones para poner en práctica el programa anterior, así como para adaptarlo a las condiciones que prevalecen en el momento.

En la Tabla V.4 se ilustran las diferentes etapas del estudio de la expansión. En la primera columna del lado izquierdo se definen las tres etapas temporales en función del año en curso denominado por la letra N. En la segunda columna se describen los objetivos de los estudios del sistema de generación para las tres etapas. En las columnas tercera a la quinta se indican los alcances de los estudios de las redes nacional, regionales y de distribución. Además, en la misma Tabla V.4 está implícito un orden de ejecución de los estudios, iniciando en la esquina superior izquierda y continuando hacia la derecha y luego hacia abajo.

Tabla V.4 ETAPAS DE LA PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

ETAPAS DE LA PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL					
		ESTUDIOS DE REDES			
	PERÍODO DE ESTUDIO	ESTUDIOS DE GENERACIÓN	NACIONAL	REGIONAL	DISTRIBUCIÓN
1	Largo plazo de N + 10 a N + 30	Lineamientos para la estructura del conjunto de generación	Lineamientos para localización de centrales y transmisión en bloque		
2	Mediano plazo de N + 4 a N + 30	Programa tentativo de centrales	Programa de sitios y equipos de la red	Programa de localización de subestaciones y líneas	
3	Corto plazo de N + 1 a N + 4	Ajuste de decisiones	Modificaciones de detalle a las redes	Modificaciones de detalle a las redes	Programa de obras de distribución

Fuente: (ref. [9], pp.3).

V.2.4 Modelos utilizados en la planeación

Una manera eficaz para llevar a cabo los estudios propuestos es utilizando modelos. Un modelo matemático es una representación simplificada de los elementos fundamentales que caracterizan un problema real y de las relaciones entre dichos elementos. Debido a que la realidad es bastante compleja para representarse en un sólo modelo, se puede concluir que cada modelo tiene un propósito específico que permite detallar más ciertos aspectos del problema sobre los que se tiene interés, representando de manera gruesa el resto del sistema. Teniendo en mente este tipo de consideraciones se dispone de un conjunto de modelos que pueden ser utilizados en las diferentes etapas del proceso de planeación, según se muestra en la Tabla V.5.

Tabla V.5 MODELOS PARA LA PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

MODELOS PARA LA PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO				
		ESTUDIOS DE REDES		
PERÍODO DE INTERÉS	ESTUDIOS DE GENERACIÓN	NACIONAL	REGIONAL	DISTRIBUCIÓN
Largo plazo de N + 10 a N + 30	WASP MNI	EXPANDIN PROLOG LOG		
Mediano plazo de N + 4 a N + 30	SIPO DESPA	LOG MÉXICO FLUJOS	LOG MÉXICO FLUJOS	
Corto plazo de N + 1 a N + 4	SIPO DESPA	FLUJOS ESTABILIDAD CORTO CIRCUITO	FLUJOS ESTABILIDAD CORTO CIRCUITO	Modelos de expansión de redes de distribución

Fuente: (ref. [9], pp.4).

Enseguida, se describen brevemente algunos de estos modelos.

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

V.2.4.1 Modelo WASP

El WASP es un modelo de un sólo nodo cuyo objetivo es encontrar la política óptima de expansión del sistema de generación. Utiliza un algoritmo de programación dinámica para la optimización y un modelo de simulación probabilística para evaluar los costos de operación. El objetivo de la optimización es minimizar los costos totales del suministro asociados al plan de expansión.

Algunas de las características principales del modelo son:

- ◆ Las unidades nuevas se seleccionan automáticamente de un catálogo de proyectos candidatos proporcionado por el usuario.
- ◆ El modelo incluye al sistema existente y las adiciones.

V.2.4.2 Modelo PROLOG

El PROLOG determina la mejor localización regional de los medios de generación de base y de pico a ser instalados en un año dado. Los costos de inversión y de operación se manejan en términos anuales. La función objetivo a minimizar es la suma de los costos de inversión en las centrales generadoras y líneas de transmisión requeridas y los costos de operación.

La capacidad instalada de cada tipo de generación, en cada región, no deberá exceder un límite máximo especificado como restricción.

Los flujos en la red deberán obedecer las ecuaciones de balance en cada nodo (primera Ley de Kirchhoff).

La técnica de optimización es programación lineal.

V.2.4.3 Modelo LOG

A partir de una red base y un sistema regional de generación dados, el modelo LOG determina las líneas de alto voltaje que deben añadirse por orden de prioridad para asegurar la transmisión de energía en bloque, tomando en cuenta varios cientos de contingencias que comprenden la demanda, falla de líneas y de unidades térmicas. Para cada evento generado aleatoriamente, con el algoritmo de Ford-Fulkerson de flujo máximo se encuentra la mejor manera de reducir las fallas. Las líneas se añaden en orden de mérito decreciente, esto es, de acuerdo con la reducción de la energía no suministrada esperada, calculada sobre la curva de duración de carga anual resultante de la adición de cada línea.

V.2.4.4 Modelo MÉXICO

El modelo México calcula índices de confiabilidad para el sistema conjunto de generación y transmisión, así como el costo esperado de producción para una situación dada de la demanda. Para obtener lo anterior, el modelo simula la operación del sistema bajo miles de estados que involucran fallas de unidades generadoras y líneas de transmisión generadas aleatoriamente, de acuerdo con sus tasas de salida forzada. Para cada situación, mediante un proceso de programación lineal se determina la potencia generada en cada nodo, minimizando los costos de producción y falla y respetando los límites de capacidad de generación y transmisión.

La distribución del flujo por la red se hace mediante una aproximación lineal de las dos leyes de Kirchhoff.

Otros resultados del modelo son una lista de los peores casos encontrados y los precios sombra asociados a las restricciones de capacidad.

El beneficio de incorporar un refuerzo a la red de transmisión se puede calcular por medio de la diferencia de los costos esperados de producción y falla, obtenidos de una corrida del modelo con el refuerzo y otra sin el refuerzo propuesto.

V.3 Equivalencia entre el criterio Económico empleado en el SEN, el de Pérdida de Carga y el del Margen de Reserva mínimo

V.3.1 Criterio de confiabilidad empleado en la planeación de la generación

El criterio de confiabilidad empleado por el SEN en la planeación de la generación es el Económico. El motivo por el cual se emplea este criterio en México es que toma en cuenta la economía del país. Dado que el SEN involucra un servicio público y que un sólo sistema eléctrico suministra la electricidad en México, es de suma importancia tener en cuenta el beneficio de la confiabilidad en la sociedad, aspecto que se resalta en el criterio Económico.

Un aspecto fundamental para determinar el nivel óptimo de confiabilidad bajo este enfoque es el Costo de la Energía No Suministrada (CENS).

El método empleado por el SEN para calcular el Costo de la Energía No Suministrada es el de relacionar un índice económico (PIB del sector industrial) y el consumo eléctrico (ventas de energía eléctrica al sector industrial). En la Tabla V.6 se muestra el cálculo del CENS en el SEN, el cual arroja un valor de 1.5 US\$/KWh. Con lo que se puede decir que cada KWh que no se suministra le cuesta 1.5 US\$ a la sociedad.

Tabla V.6 CÁLCULO DEL COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN EL SEN

Año	PIB Industrial* Millones N\$ (1994)	Ventas Sector Industrial** (GWh)	PIB / Ventas	
			N\$/KWh (1994)	US\$/KWh (1994)
1982	207 187.6	33 254	6.23	1.87
1983	193 099.0	34 300	5.63	1.69
1984	201 907.7	37 471	5.39	1.62
1985	212 266.0	40 115	5.29	1.59
1986	201 463.7	40 948	4.92	1.48
1987	208 269.9	44 071	4.73	1.42
1988	214 038.8	46 893	4.56	1.37
1989	226 941.5	50 284	4.51	1.36
1990	239 672.4	52 213	4.59	1.38
1991	248 244.6	52 986	4.69	1.41
1992 ^P	253 722.8	53 704	4.72	1.42
1993 ^P	250 839.4	55 106	4.55	1.37
PROMEDIO				1.50

* Fuente: CFE.

** Corresponde a ventas en tarifas: OM, HM, HS, HSL, HT, HTL, I-30

^P Preliminar

V.3.2 Equivalencia entre los criterios de confiabilidad obtenida mediante una simulación del SEN

Es conveniente señalar que en la planeación del Sistema Eléctrico Nacional no se emplean los índices de Margen de Reserva y de Probabilidad de Pérdida de Carga para especificar un determinado nivel de confiabilidad; sin embargo, es posible calcularlos con ayuda de modelos.

En la presente investigación se realizó una simulación de la expansión del SEN para hallar una equivalencia entre los tres criterios de confiabilidad de interés. Ésta consistió en llevar la capacidad del SEN de un estado presente (de 1994) a otro futuro (a 1996). El valor inicial de esta capacidad futura fue el mismo de 1994. Con la demanda de 1996 (mayor a la de 1994) se calculó el Margen de Reserva, el Valor Esperado de la Energía no Suministrada y la Probabilidad de Pérdida de Carga. El proceso de expansión simulado fue iterativo, conformando cada iteración una etapa. La segunda de ellas con-

sistió en agregar un incremento de capacidad al sistema de generación para después volver a calcular los índices mencionados anteriormente, así como el costo debido a la inversión y operación de la planta adicional y el costo de falla (costo para la economía de la energía no suministrada). Se supuso que la capacidad agregada al sistema corresponde a la de una planta de carga pico (turbina de gas), con costos de inversión y operación como dato. Este proceso se repitió para un número determinado de etapas de expansión. Los resultados obtenidos y un diagrama del proceso se muestran en la Tabla V.7 y en la Figura V.3, respectivamente.

Asimismo, la Figura V.4 muestra que el valor mínimo del costo total se presenta cuando se tiene un margen de reserva con un valor comprendido entre el 15 y el 17 por ciento. Además, este punto óptimo se da cuando el beneficio que brinda la confiabilidad se iguala al costo incurrido en instalar más capacidad (Figura III.3).

Con los resultados anteriores y otros cálculos se encontraron las relaciones entre los valores de MR, CENS y LOLP. Enseguida se explica cada una de ellas.

V.3.2.1 Relación entre MR y LOLP

Al realizar la simulación del proceso de expansión se obtuvo la relación Margen de Reserva-Probabilidad de Pérdida de Carga (MR-LOLP) con ayuda del Modelo de Simulación Probabilística (MSP). Éste es un modelo para evaluar la confiabilidad de sistemas de generación que fue desarrollado en la Subdirección de Programación de la CFE. Las unidades generadoras y la demanda se consideran concentradas en un sólo nodo, por lo que el efecto de la red no se toma en cuenta. Para calcular los índices de confiabilidad se utiliza el método de "carga efectiva" que consiste en combinar los efectos de las salidas forzadas de las unidades generadoras con la curva de carga del sistema. Como un dato de entrada importante se encuentra la capacidad de generación de la cual

Costo de ENS (mil. Dó/MWh)=	0.0015
Costo de generación (Dó/MWh)=	50.4
Costo de capacidad (mil. Dó/MW-año)=	0.084306
Demanda máxima (MW)=	22005

Etapas de expansión (i)	Margen de reserva (%)	Capacidad firme (MW)	Adición capacidad firme (MW)	Adición capacidad instalada (MW)	Costo de la adición de capacidad (mill. de DóL)	Energía no suministrada* (MWh)	Incremento de generación** (MWh)	Costo del incremento de generación (mill. de DóL)	Costo total sistema (mill. de DóL)	Costo acumulado sistema*** (mill. de DóL)	Costo para la economía de ENS (mill. de DóL)	Reducción de costo para la economía 1/ (mill. de DóL)	Costo total 2/ (mill. de DóL)	LOLP (días/año)
1	10	24206	0	0	0.0	339956.0	0.0	0.000	0.0	0.0	509.9	0.0	509.9	20.450
2	11	24426	220	275	23.2	242922.2	97033.8	4.891	28.1	28.1	364.4	145.6	392.5	16.160
3	12	24646	220	275	23.2	167713.6	75208.6	3.791	27.0	55.0	251.6	112.8	306.6	12.230
4	13	24866	220	275	23.2	111748.7	55964.9	2.821	26.0	81.1	167.6	83.9	248.7	8.910
5	14	25086	220	275	23.2	71776.9	39971.8	2.015	25.2	106.3	107.7	60.0	213.9	6.220
6	15	25306	220	275	23.2	44407.5	27369.4	1.379	24.6	130.8	66.6	41.1	197.4	4.160
7	16	25526	220	275	23.2	26443.8	17963.7	0.905	24.1	154.9	39.7	26.9	194.6	2.660
8	17	25746	220	275	23.2	15144.7	11299.0	0.569	23.8	178.7	22.7	16.9	201.4	1.640
9	18	25966	220	275	23.2	8337.1	6807.7	0.343	23.5	202.2	12.5	10.2	214.7	0.960
10	19	26186	220	275	23.2	4408.8	3928.2	0.198	23.4	225.6	6.6	5.9	232.2	0.540
11	20	26406	220	275	23.2	2238.4	2170.4	0.109	23.3	248.9	3.4	3.3	252.2	0.290
12	21	26626	220	275	23.2	1090.4	1148.0	0.058	23.2	272.1	1.6	1.7	273.7	0.150
13	22	26846	220	275	23.2	509.5	581.0	0.029	23.2	295.3	0.8	0.9	296.1	0.074
14	23	27066	220	275	23.2	228.1	281.3	0.014	23.2	318.5	0.3	0.4	318.9	0.035
15	24	27286	220	275	23.2	97.8	130.3	0.007	23.2	341.7	0.1	0.2	341.9	0.016
16	25	27506	220	275	23.2	40.2	57.7	0.003	23.2	364.9	0.1	0.1	365.0	0.007
17	26	27726	220	275	23.2	15.8	24.4	0.001	23.2	388.1	0.0	0.0	388.1	0.003

* Correspondiente a una disponibilidad promedio de 78%

** Generación adicional para reducir la energía no suministrada

*** Costo acumulado del sistema = Costo de las adiciones de capacidad + Costo de los incrementos de generación

1/ Reducción de costo debido a las adiciones de capacidad

2/ Costo total = Costo acumulado del sistema + Costo para la economía de la energía no suministrada

Fuente: CFE

Tabla V.7 RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SIMULACIÓN DEL PROCESO DE EXPANSIÓN

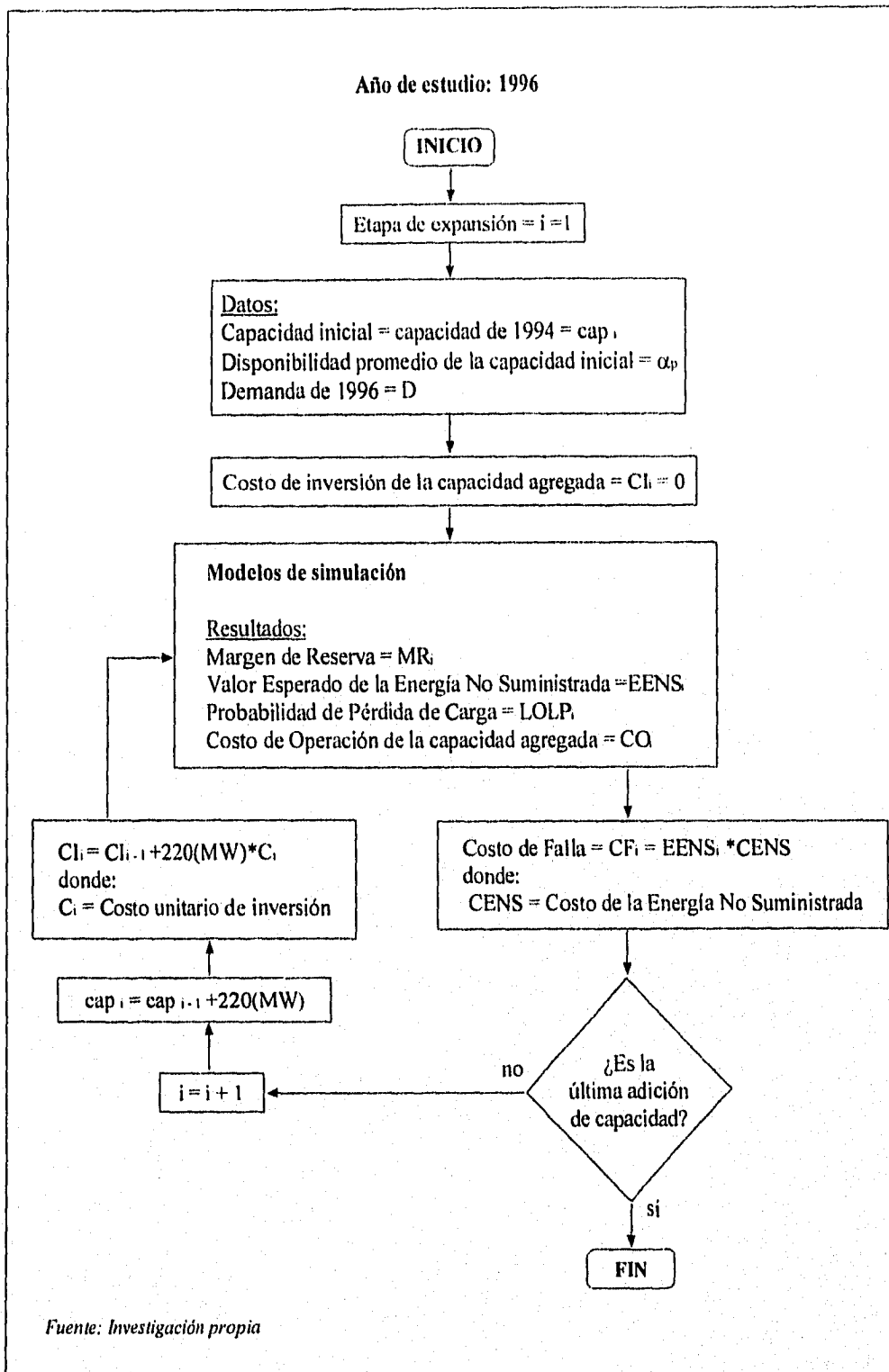
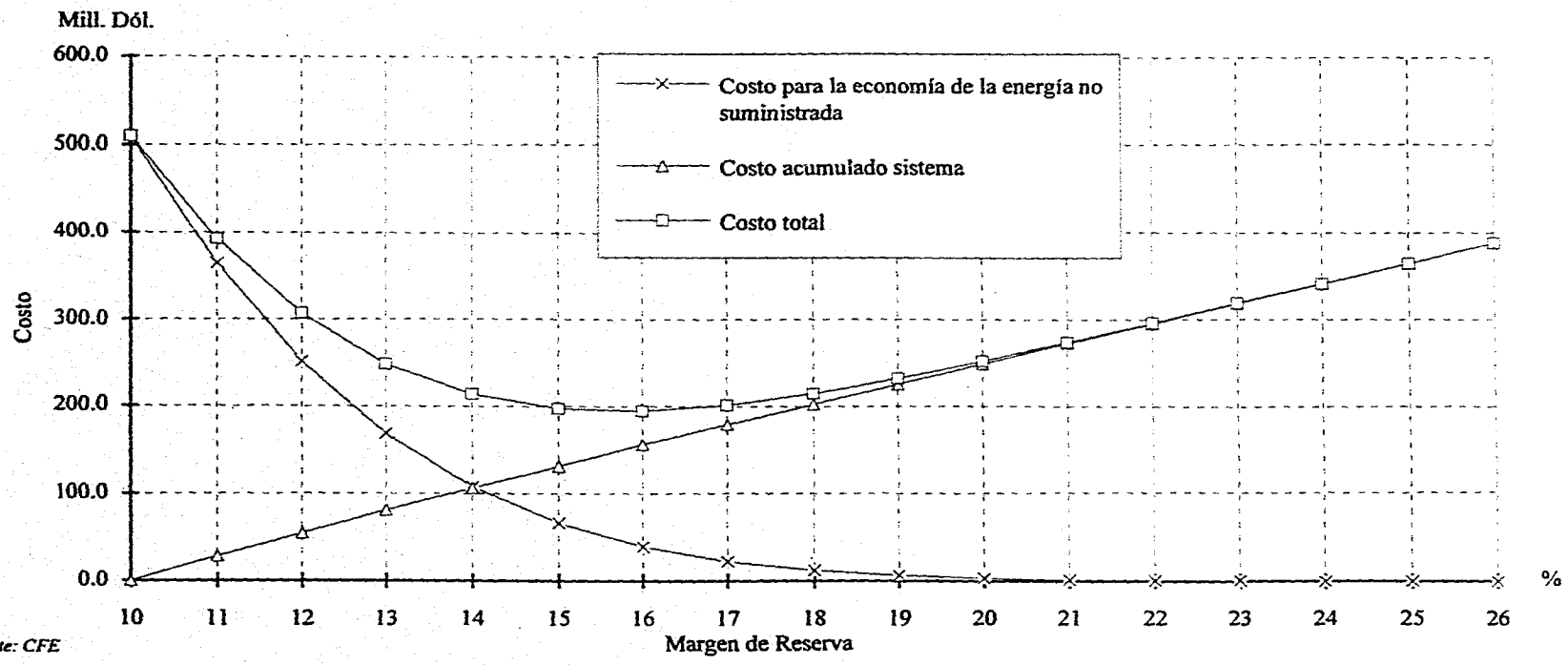


Figura V.3 DIAGRAMA DEL PROCESO DE EXPANSIÓN SIMULADO



Fuente: CFE

Figura V.4 COSTO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN EN FUNCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA

se deduce el Margen de Reserva, y como datos de salida se tienen el valor de LOLP, el Valor Esperado de la Energía No Suministrada (EENS o EUE por sus iniciales en inglés), entre otros índices (Figura V.5).

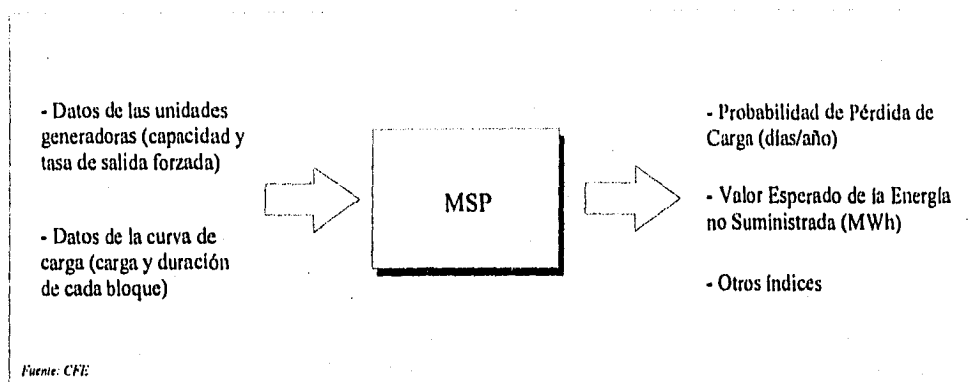
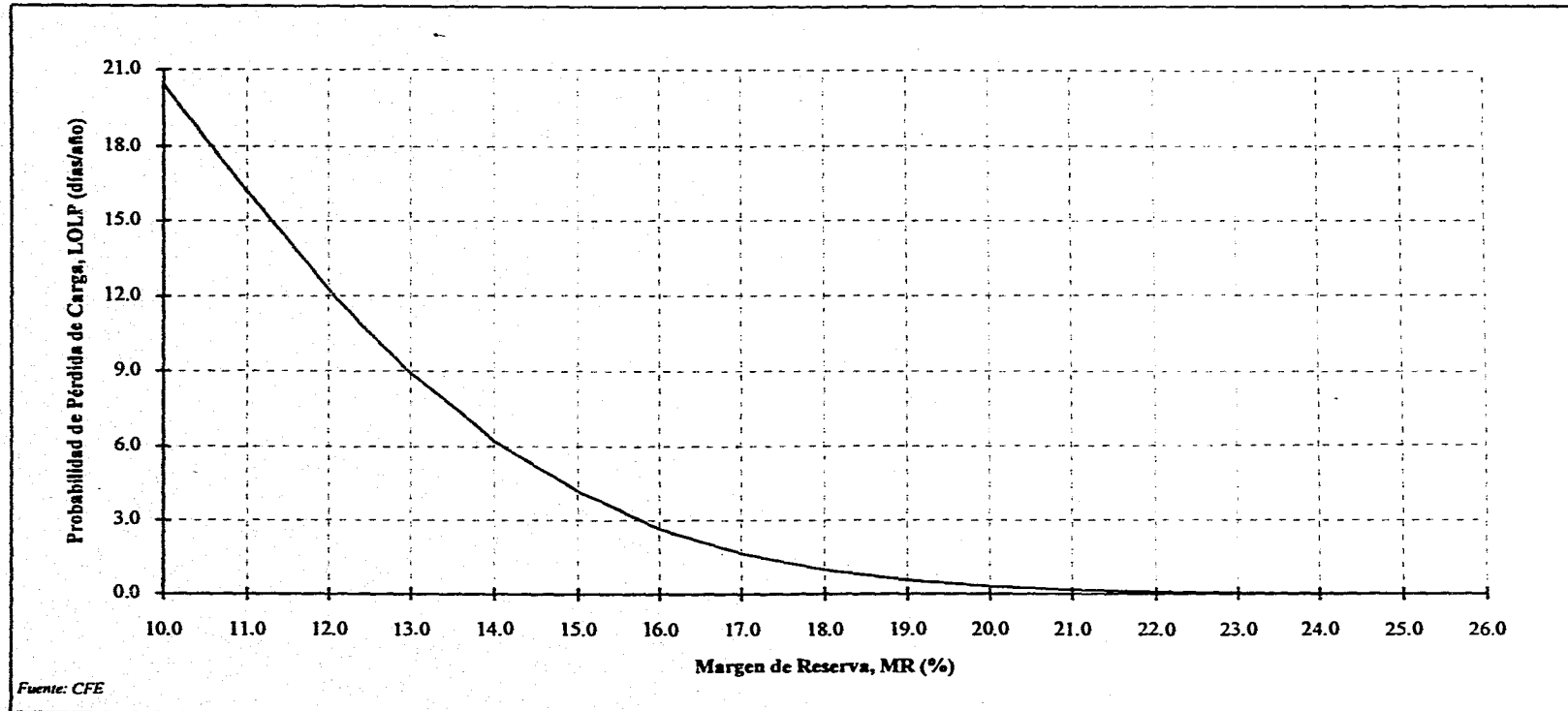


Figura V.5 MODELO DE SIMULACIÓN PROBABILÍSTICA (MSP)

Por tanto, en la Figura V.6 se muestra la relación MR-LOLP. A medida que aumenta el Margen de Reserva el valor de LOLP se reduce y con ello la duración de los cortes en el suministro.

V.3.2.2 Relación entre LOLP y CENS

En la Figura V.4 se observa la gráfica del costo total del proceso de expansión.



MR (%)	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	15.70	16.00	17.00	18.00
LOLP (días/año)	20.45	16.16	12.23	8.91	6.22	4.16	3.00	2.66	1.64	0.96

Figura V.6 RELACIÓN ENTRE EL MR Y EL LOLP EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En dicha función se tiene el mínimo cuando:

$$\frac{dC_T}{dp} = 0 \quad (0.43)$$

donde:

$$\begin{aligned} C_T &: \text{Costo total } [\$] \\ P &: \text{Potencia } [KW] \end{aligned}$$

Además, se tiene que:

$$C_T = C_o + C_I + C_F \quad (0.44)$$

donde:

$$\begin{aligned} C_o &: \text{Costos de operación por la adición de capacidad } [\$] \\ C_I &: \text{Costos de inversión por la adición de capacidad } [\$] \\ C_F &: \text{Costos de falla (costo para la economía de la energía no suministrada) } [\$] \end{aligned}$$

por tanto:

$$\begin{aligned} \frac{dC_T}{dp} &= \frac{dC_o}{dp} + \frac{dC_I}{dp} + \frac{dC_F}{dp} = 0 \\ \frac{dC_F}{dp} &= -\frac{dC_o}{dp} - \frac{dC_I}{dp} \end{aligned} \quad (0.45)$$

Al suponer que las unidades de turbina de gas operarán para cubrir la demanda faltante, es decir, durante el periodo de falla se tiene:

$$\frac{dC_F}{dp} = t \times CENS \quad (0.46)$$

$$\frac{dC_o}{dp} = t \times CO_{tg} \quad (0.47)$$

$$\frac{dC_I}{dp} = CI_{tg} \quad (0.48)$$

donde:

$$\begin{aligned} t &: \text{tiempo que dura la falla [horas]} \\ CENS &: \text{Costo de la energía no Suministrada } [$/KWh] \\ CO_{tg} &: \text{Costo de operación de la unidad de turbina de gas } [$/KWh] \\ CI_{tg} &: \text{Costo unitario de inversión de la unidad de turbina de gas } [$/KW] \end{aligned}$$

sustituyendo (0.46), (0.47) y (0.48) en (0.45)

$$t \times CENS = t \times CO_{tg} + CI_{tg}$$

Finalmente:

$$CENS = CO_{ty} + \frac{CI_{TG}}{t} \quad (0.49)$$

El valor de "t" representa al de LOLP. De esta forma, los valores de LOLP obtenidos con el MSP (expresados en horas por año) se sustituyeron en la ecuación (0.49), junto con los dos siguientes valores empleados en el SEN:

$$CI_{ty} = 105.383 \text{ US\$/KW (con disponibilidad de 80\%)}$$

$$CO_{ty} = 0.0504 \text{ US\$/KWh}$$

De esta forma, se obtuvo la relación entre LOLP y CENS (Figura V.7). Al tener un mayor CENS significa darle un mayor valor a la energía no suministrada y por lo mismo se busca tener menos fallas. Por lo que se debe tener una menor duración de las fallas, es decir, un valor de LOLP menor.

V.3.2.3 Relación entre MR y CENS

En la parte superior de la Tabla V.7 se observa el valor de CENS empleado para la simulación. En la obtención de la relación MR-CENS este último valor se varió y con esto se modificó el costo para la economía de la energía no suministrada, y por consiguiente el costo total de la expansión. De esta manera, el Margen de Reserva asociado al costo mínimo también varió. Entonces, para cada valor de CENS correspondió uno de Margen de Reserva. Así fue como se obtuvo la relación buscada MR-CENS, la cual se muestra en la Figura V.8. Se observa que al dar un valor mayor al Costo de la Energía No Suministrada, el Margen de Reserva óptimo resultante sería cada vez mayor. Esto es, que al aumentar el CENS se dice que las pérdidas por las fallas en el suministro son mayores y por lo tanto se requiere instalar más capacidad para evitar mayormente estos cortes.

Por tanto, en la Figura V.9 se muestran los valores correspondientes a la confiabilidad óptima (relativa al costo mínimo) del Sistema Eléctrico Nacional. Este nivel óptimo representa tener un CENS = 1.5 Dol/KWh, un LOLP = 3 días/año, y un MR = 15.7 %. Es conveniente recordar que el valor prefijado es el del CENS que define al criterio económico en nuestro país, y que el LOLP y el MR resultaron valores de confiabilidad equivalentes.

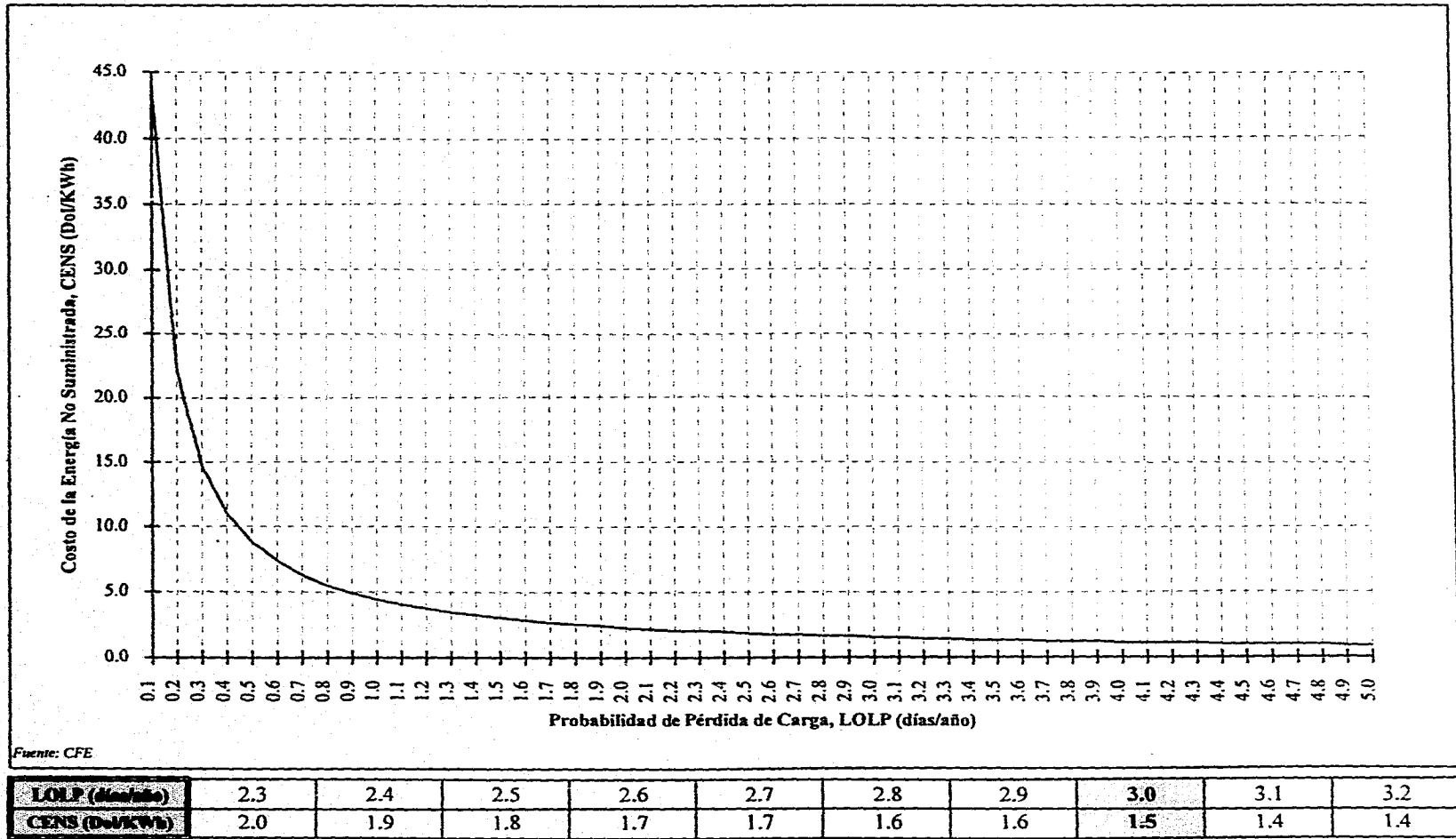
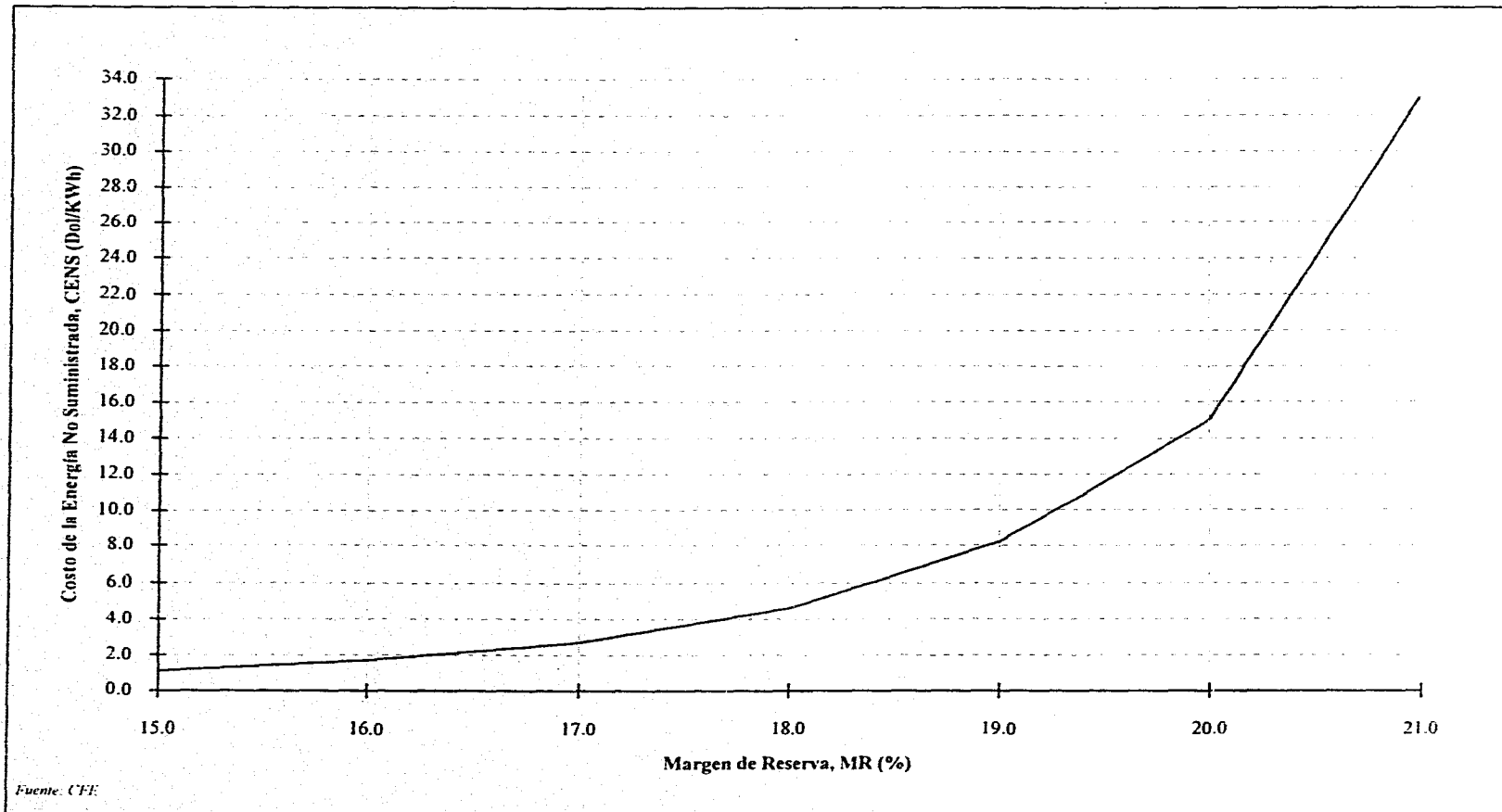


Figura V.7 RELACIÓN ENTRE EL LOLP Y EL CENS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



MR (%)	15.0	15.7	16.0	17.0	18.0	19.0	20.0	21.0
CENS (Dol/KWh)	1.1	1.5	1.7	2.7	4.6	8.2	15	33

Figura V.8 RELACIÓN ENTRE EL MR Y EL CENS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

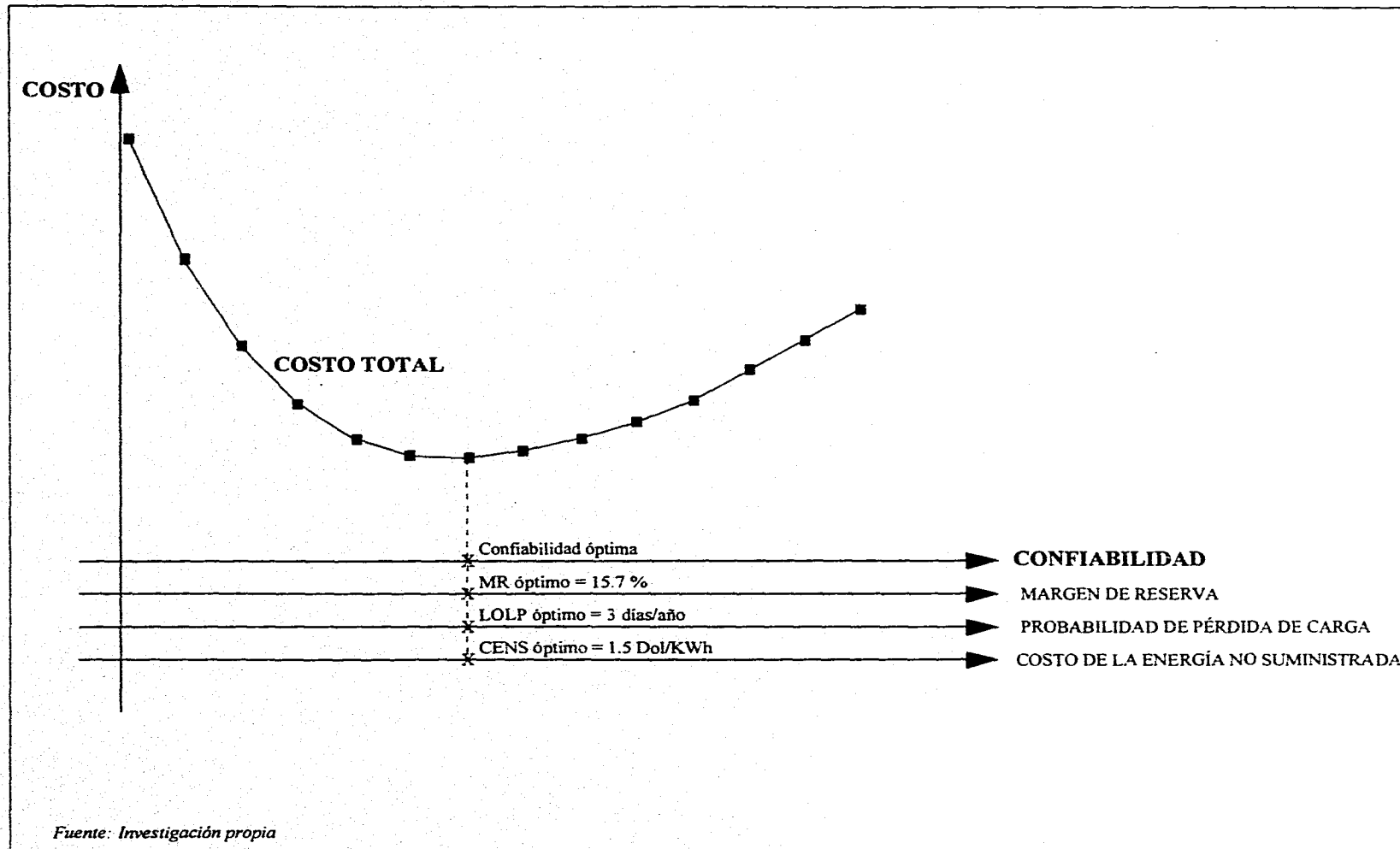


Figura V.9 CONFIABILIDAD ÓPTIMA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL BAJO EL ENFOQUE DE COSTO MÍNIMO

V.3.2.4 Sensibilidad del Margen de Reserva a la disponibilidad

Uno de los datos de entrada al proceso de expansión simulado fue la disponibilidad promedio de la capacidad inicial. Al hacer variar este valor se encontró que el Margen de Reserva correspondiente al costo mínimo también se modificó. Estos resultados se muestran en la Figura V.10. Se observa que si se tiene una mayor disponibilidad de las unidades generadoras entonces el Margen de Reserva requerido para brindar un nivel de confiabilidad óptimo debe ser menor.

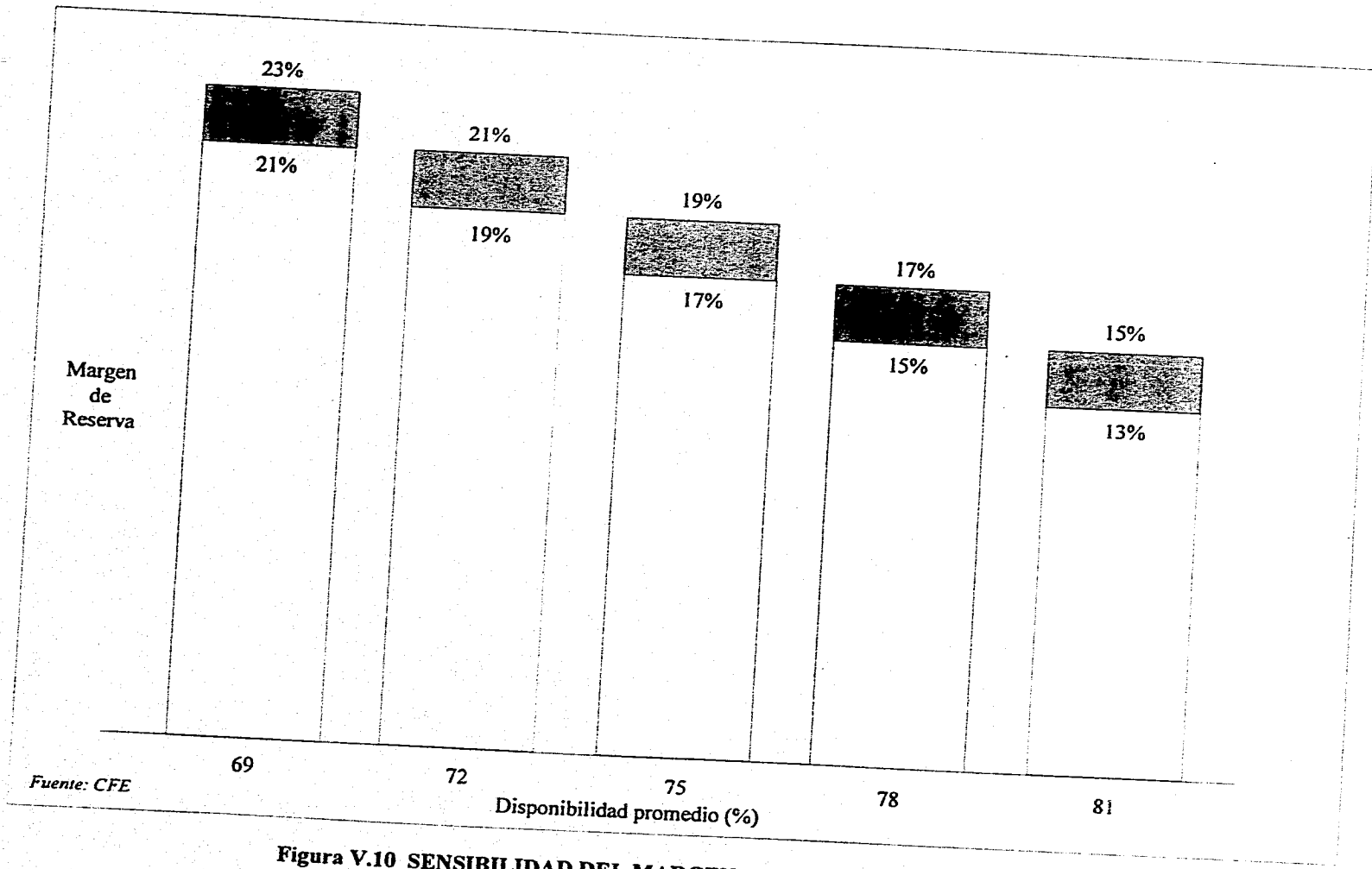


Figura V.10 SENSIBILIDAD DEL MARGEN DE RESERVA A LA DISPONIBILIDAD

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El enfoque de sistemas resultó de gran utilidad para visualizar al objeto de estudio, es decir, a los sistemas eléctricos. Bajo este enfoque se distinguieron tres subsistemas en un sistema eléctrico: generación, transmisión y distribución.

Se presentó a la planeación de sistemas eléctricos como una parte fundamental en el proceso de conducción. Asimismo, esta planeación puede dividirse de acuerdo a cada uno de los subsistemas mencionados.

Se trataron los principales aspectos de confiabilidad involucrados en la planeación del subsistema de generación. En este sentido, se discutieron tres criterios empleados para imponer un nivel adecuado de confiabilidad en la planeación de la generación: a) Margen de Reserva mínimo, b) de Pérdida de Carga y c) Económico. Este último resulta de interés especial para países en vías de desarrollo como el nuestro, ya que toma en cuenta el beneficio de la confiabilidad en la economía del país.

A partir del planteamiento del problema de la planeación de la generación bajo los tres criterios mediante un programa no lineal de optimización, se obtuvo una equivalencia entre los valores fundamentales que caracterizan a cada uno de los criterios. Esto es, se relacionaron analíticamente: a) el Margen de Reserva (MR) con la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) mediante la ecuación (0.35), b) el Margen de Reserva (MR) y el Costo de la Energía No Suministrada (CENS) con la ecuación (0.39), y c) la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) y el Costo de la Energía No Suministrada (CENS) con la ecuación (0.42).

Además, se obtuvieron dichas relaciones en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mediante una simulación de la expansión de la capacidad de generación. De esta forma, el nivel óptimo de confiabilidad empleado en la planeación de la generación del Sistema

CONCLUSIONES

Eléctrico Nacional corresponde a los siguientes valores: un Costo de la Energía No Suministrada igual a 1.5 Dól/KWh, una Probabilidad de Pérdida de Carga de 3 días/año y un Margen de Reserva del 15.7 por ciento.

Estas relaciones son de gran utilidad porque permiten a los planeadores, y en general a la gente interesada en el Sistema Eléctrico Nacional, conocer el valor futuro de estos índices en el SEN y así evaluar su confiabilidad futura. Por ejemplo, ya se sabe que en diez años el Margen de Reserva óptimo del SEN debiera ser del 15 por ciento aproximadamente, y por lo tanto el plan de expansión de la capacidad prevé la instalación de unidades generadoras que permita obtener este Margen de Reserva. Sin embargo, las adiciones de capacidad requieren grandes inversiones y en vista de las condiciones económicas actuales del país, es probable que en los próximos años esta instalación de capacidad se retrase o no se realice, en el peor de los casos. En consecuencia, se podría tener en un futuro un Margen de Reserva menor, que traería consigo una disminución en la confiabilidad del sistema. Es precisamente en este punto en donde las relaciones entre los índices encuentran una aplicación inmediata, ya que permiten evaluar de una manera cuantitativa el detrimento de la confiabilidad, en otras palabras, cuánto variará el LOLP y el CENS si disminuye el MR.

Con base en los resultados anteriores se concluye que la hipótesis planteada en un inicio ha sido comprobada.

Finalmente, se sugiere que en trabajos posteriores se lleve a cabo un análisis detallado de los parámetros de las ecuaciones (0.35), (0.39) y (0.42), ya que esto permitiría encontrar con la ayuda de una ecuación la relación entre los índices considerados y así se evitaría el uso de modelos complejos de simulación.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ackoff, R., *Planificación de la Empresa del Futuro*, Quinta reimpresión, México, 1991.
- [2] Ackoff, R., *Towards a System of Systems Concepts*, Management Science, Vol. 17, No. 11, 1971, pp. 661-671.
- [3] Arriola, E., *Apuntes del Curso Operación de Sistemas Eléctricos*, DEPFI, UNAM, México, 1995.
- [4] Arriola, E., *Planeación del Sector Eléctrico en México en el Nuevo Marco Regulatorio*, Memorias del XII Curso sobre Planificación Energética, UNAM, Universidad Politécnica de Madrid, Universidad Complutense de Madrid, México, 1994, pp. 95-104.
- [5] Bazovsky, I., *Reliability Engineering and Practice*, Prentice-Hall, Space Technology Series, 1961.
- [6] Billinton, R., *Power System Reliability Evaluation*, Edit. Gordon and Breach, Gran Bretaña, 1974.
- [7] Billinton, R. y Ronald A., *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, Edit. Plenum, E.U.A., 1992.
- [8] Billinton, R. y Ronald A., *Reliability Evaluation of Power Systems*, Edit. Plenum, E.U.A., 1990.

- [9] Blanco, A., *Planificación de la Expansión del Sistema Eléctrico Nacional*, CFE, México, 1994.
- [10] Bronson, R., *Investigación de Operaciones*, Serie Schaum, Edit. McGraw-Hill, México, 1993.
- [11] Burgos, R. y A. Elizalde, *La Contribución de la Cogeneración a la Preservación del Medio Ambiente*, Tesis de Licenciatura, FI, UNAM, México, 1995.
- [12] Comisión Federal de Electricidad, *Informe Anual, 1993*, CFE, México, 1994.
- [13] Comisión Federal de Electricidad, *Margen de Reserva y Confiabilidad en la Planeación de la Expansión del Sistema Eléctrico*, CFE, México, 1994.
- [14] Cristerna, R., *Apuntes del Curso Planeación de Sistemas de Potencia*, DEPFI, UNAM, México, D.F., 1995.
- [15] Cristerna, R., *Notas de Programación No-Lineal*, DEPFI, UNAM, México, D.F., 1995.
- [16] Cristerna, R., *Plan de Expansión del Sector Eléctrico*, Seminario Internacional de Cogeneración, CONAE, México, D.F., 1995.
- [17] Cristerna, R., E. Salinas, F. Sosapavon y C. Urdaibay, *Método de Planeación Integrada para Sistemas Eléctricos de Potencia*, CFE, México, D.F., 1975.
- [18] Churchman, C., *El Enfoque de Sistemas*, Edit. Diana, México, 1973.

BIBLIOGRAFÍA

- [19] Fiacco, A. y G. McCormick, *Nonlinear Programming: Sequential Unconstrained Minimization Techniques*, Edit. Wiley, E.U.A., 1968.
- [20] Fuentes, A., *El Enfoque de Sistemas en la Solución de Problemas: La Elaboración del Modelo Conceptual*, Serie: Cuadernos de Planeación y Sistemas, No. 4, DEPFI, UNAM, México, 1990.
- [21] Fuentes, A., *Un Sistema de Metodologías de Planeación*, DEPFI, UNAM, México, 1994.
- [22] Fuentes, A. y G. Sánchez, *Metodología de la Planeación Normativa*, Serie: Cuadernos de Planeación y Sistemas, No. 1, DEPFI, UNAM, México, 1990.
- [23] Gerez, V. y V. Czitrom, *Introducción al Análisis de Sistemas e Investigación de Operaciones*, Representaciones y Servicios de Ingeniería, S.A, México, 1982.
- [24] Gonen, T., *Modern Power System Analysis*, Edit. Wiley, E.U.A., 1988.
- [25] International Atomic Energy Agency, *Expansion Planning for Electrical Generating Systems a Guidebook*, Austria, 1984.
- [26] Littawer, S., T. Yegulalp y G. Zahariev, *A Framework For Optimizing Managerial Decision*, Comunicación personal de Flood M., Omega, Vol. 4, No. 1, 1976.
- [27] Luenberger, D., *Introduction to Linear and Nonlinear Programming*, Edit. Addison-Wesley, E.U.A., 1973.

BIBLIOGRAFÍA

- [28] Monteforte, R., *La Organización del Sector Eléctrico Mexicano: Contexto Internacional y Perspectivas de Cambio*, PUE, UNAM, México, D.F., 1991.
- [29] Morgan, S., *Programa de Formación Docente (documento de trabajo)*, Instituto de Investigaciones y Mejoramiento Educativo de la Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala, 1993.
- [30] Munasinghe, M., *The Economics of Power Systems Reliability and Planning*, A World Bank Research Publication, E.U.A., 1979.
- [31] Negroe, G., *Papel de la Planeación en el Proceso de Conducción*, Tesis Maestría (Planeación), DEPFI, UNAM, México, D.F., 1980.
- [32] North American Electric Reliability Council, *Reliability Concepts*, E.U.A., 1985.
- [33] Organismo Internacional de Energía Atómica, *Simposio de Expertos Superiores sobre Electricidad y Medio Ambiente*, Documentos Temáticos, Finlandia, 1991.
- [34] Palacios, J., *Introducción al Costo Marginal de Producción en Sistemas Eléctricos*, PUE, UNAM, México, D.F., 1992.
- [35] Prawda, J., *Métodos y Modelos de Investigación de Operaciones*, Edit. Limusa, México, D.F., 1987.
- [36] Reséndiz, D. (Coordinador), *El Sector Eléctrico de México*, Fondo de Cultura Económica y CFE, México, 1994.

BIBLIOGRAFÍA

- [37] Sagasti, F., *La Política Científica y Tecnológica en América Latina*, México, 1981.
- [38] Sanghvi, A. y N. Balu, *Power System Reliability Planning Practices in North America*, Electric Power Research Institute (EPRI), E.U.A., 1991.
- [39] Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, *Estudio sobre Intercambio de Electricidad México-Estados Unidos*, México, D.F., 1991.
- [40] Stoll, H., *Least-Cost Electric Utility Planning*, Edit. Wiley, E.U.A., 1989.
- [41] Sullivan, R., *Power System Planning*, Edit. McGraw-Hill, E.U.A., 1977.
- [42] Turvey, R. y D. Anderson, *Electricidad y Economía, Ensayos y Estudios de Caso*, Edit. Tecnos para el Banco Mundial, España, 1979.
- [43] Viqueira, J. y R. Monteforte, *Cambios Estructurales en la Industria Eléctrica*, Memorias del XII Curso sobre Planificación Energética, UNAM, Universidad Politécnica de Madrid, Universidad Complutense de Madrid, México, 1994, pp. 105-116.
- [44] Weedy, B., *Electric Power Systems*, Edit. Wiley, Gran Bretaña, 1983.
- [45] Western Systems Coordinating Council, *Reliability Criteria*, E.U.A., 1995.