
CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA



CARLOS J. ZAPATA

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PEREIRA
COLOMBIA
2011

GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN PLANEAMIENTO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS



FUNDADO POR EL INGENIERO RAMÓN ALFONSO GALLEGO RENDÓN EN EL AÑO 1999, TIENE COMO MISIÓN EL DESARROLLAR, MEJORAR Y APLICAR CONOCIMIENTO EN EL ÁREA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA PARA TRANSFERIRLO A LA COMUNIDAD ACADÉMICA Y A LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO.

SUS ÁREAS DE TRABAJO SON: PLANEAMIENTO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PLANEAMIENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS, CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, INVESTIGACIÓN DE OPERACIONES Y OPTIMIZACIÓN MATEMÁTICA, MERCADOS DE ENERGÍA.

CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

TABLA DE CONTENIDO

	Página
1 Conceptos generales	1
2 Adecuación de sistemas de generación	21
3 Adecuación de sistemas generación-transmisión	31
4 Adecuación de de sistemas de distribución	41
5 Seguridad de sistemas de generación	51
6 Seguridad de sistemas generación-transmisión	61
7 Confiabilidad de sistemas de protección	71
8 Confiabilidad de subestaciones	81
9 Confiabilidad de sistemas industriales y comerciales	91
10 Valor de la confiabilidad	101

PRESENTACIÓN

Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia corresponde a las notas de clase de los cursos de postgrado que el autor ha dictado en la Universidad Tecnológica de Pereira (Pereira, Colombia) y en la Universidad de los Andes (Bogotá, Colombia).

El principal objetivo de este documento es presentar en forma práctica los conceptos de confiabilidad aplicados a las zonas funcionales y subcomponentes de los sistemas eléctricos de potencia.

En este documento se asume el conocimiento por parte del estudiante de los conceptos básicos de modelamiento probabilístico y de confiabilidad en ingeniería. Si, esto no es así, se recomienda consultar los textos “Análisis Probabilístico y Simulación” y “Confiabilidad en Ingeniería” de este autor.

El autor agradece al ingeniero Ramón Alfonso Gallego Rendón la invitación que le hizo en el año 2000 para dictar un curso de confiabilidad de sistemas eléctricos para el programa de maestría en ingeniería eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira, con lo cual marcó el giro del autor hacia el área de confiabilidad, a la cual se dedico por completo, y el inicio de la elaboración de este documento.

El autor también hace su reconocimiento y agradecimiento a los grandes profesores que tuvo durante su vida como estudiante universitario, los cuales influenciaron positivamente su parte profesional y humana, siendo así una gran bendición para él; ellos son: Francisco J. Escobar Gonzales, Antonio H. Escobar Zuluaga, Ramón A. Gallego Rendón y Alvaro Torres Macías.

Carlos J. Zapata
Cartago, Junio de 2011

CAPÍTULO 1 – CONCEPTOS GENERALES

1.1 EL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA

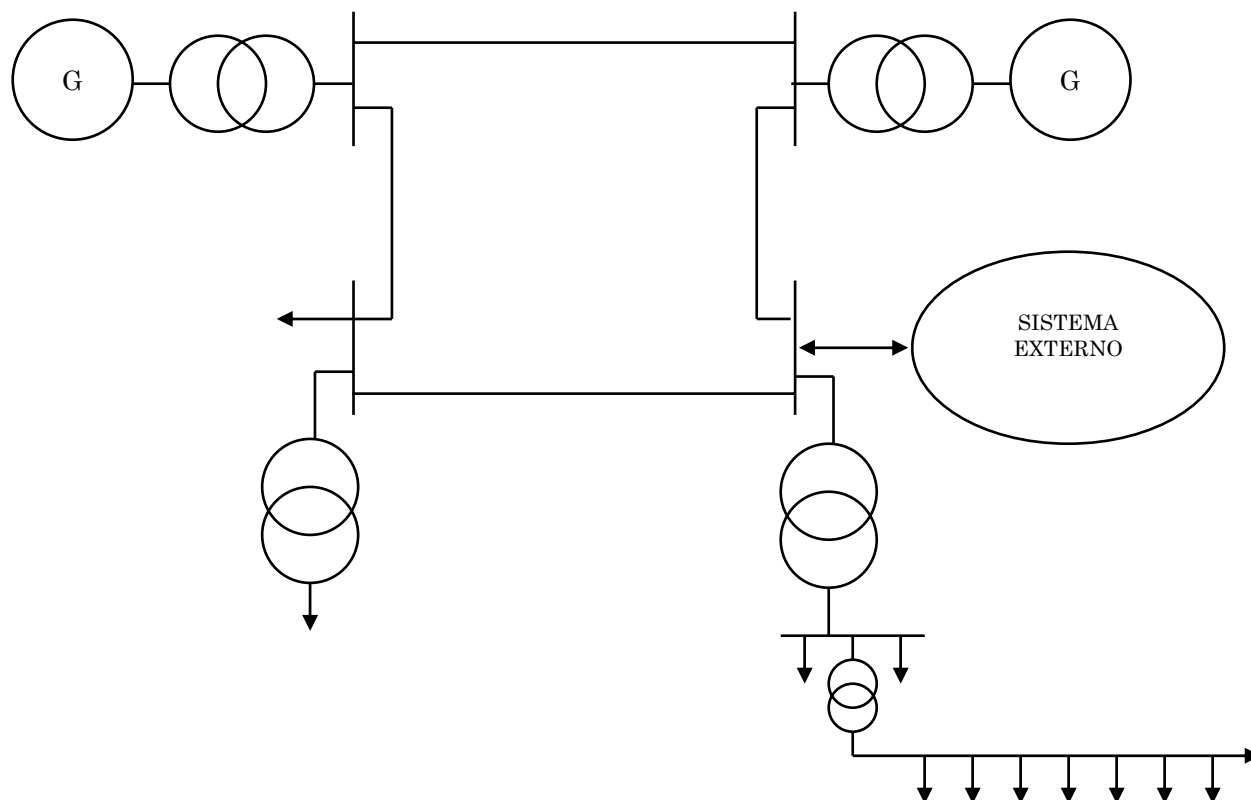


Figura 1.1 Esquema unifilar de un sistema eléctrico de potencia

“El sistema eléctrico de potencia es el conjunto de instalaciones y equipos para producir, transportar y distribuir energía eléctrica a los usuarios de una zona, ciudad, región o país”

El sistema eléctrico de potencia está conformado por muchos componentes interconectados entre sí, los cuales están dispersos en grandes zonas geográficas.

Cuando se habla de un componente se puede estar designando un conjunto de equipos. Por ejemplo, el término “unidad de generación” incluye el generador sincrónico, la turbina, el regulador de velocidad, los controles de excitación y estabilidad, los servicios auxiliares etc. Las instalaciones incluyen los predios y las obras civiles, estructurales y mecánicas. Los equipos pueden ser eléctricos, mecánicos, térmicos o electrónicos.

Este sistema es “continuamente operado” pues los usuarios desean contar con el servicio en todo instante del tiempo. Aunque muchos de los componentes del sistema de potencia son de tipo no reparable, desde el punto de vista del sistema, se consideran reparables mediante el reemplazo. Así, por componente se entiende una “posición” en el sistema en la cual se reparan o reemplazan partes o equipos.

1.2 FUNCIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA

“La función del sistema eléctrico de potencia es abastecer a todos los usuarios con energía eléctrica tan económicamente como sea posible, en la cantidad deseada y con un nivel aceptable de calidad, seguridad y confiabilidad”

Partes de la definición:

Abastecer a todos los usuarios	Se debe contar con la infraestructura necesaria para atender a los usuarios en sus sitios de ubicación. Se debe atender a todos los usuarios o clientes al mismo tiempo. Se debe minimizar el racionamiento.
Tan económicamente como sea posible	Se deben minimizar los costos de inversión y operación.
En la cantidad deseada	La demanda de los usuarios debe cubrirse en todo instante del tiempo. Esto implica tener reserva para atender el crecimiento natural de la demanda y las sobredemandas temporales. Se debe minimizar el racionamiento.
Calidad (Power Quality)	Se refiere a la magnitud y forma de la onda eléctrica que se suministra a los usuarios, para la cual se establecen: La regulación de tensión, la regulación de frecuencia, el contenido de armónicos, la presencia de fenómenos de distorsión de onda (sag, swells, etc).
Seguridad	La seguridad del servicio comprende: - La seguridad inherente (Safety): Minimizar las situaciones originadas en el sistema de potencia que impliquen riesgos para las personas, el medio ambiente, el sistema mismo o los equipos del usuario. Se regula mediante normas constructivas y operativas de los componentes del sistema de potencia; por ejemplo, los valores nominales operativos (MVA, MW, A, etc.) - La seguridad operativa (Security): Es la habilidad del sistema para responder apropiadamente a los disturbios; está directamente relacionada con la estabilidad electromecánica del sistema. Se regula mediante normas operativas. Para garantizar la seguridad se utilizan los sistemas de protección y control.

Confiabilidad (Reliability)	Está relacionada con la continuidad en el servicio cumpliendo los requerimientos de calidad y seguridad. No es posible ofrecer una continuidad en el servicio del ciento por ciento bajo todas las condiciones de operación debido a: las fallas aleatorias internas y externas que afectan los componentes, las limitaciones de tipo económico que impiden mejorar la calidad y el grado de redundancia de los componentes y la incertidumbre en los recursos de generación y en la demanda de los usuarios. Por lo tanto, se deben tolerar las fallas siempre y cuando éstas no sean muy frecuentes o muy prolongadas.
Nivel aceptable de calidad seguridad y confiabilidad	La calidad, seguridad y confiabilidad están relacionadas entre sí. El nivel aceptable es fijado por la regulación vigente en cada país o por lo que los usuarios estén en capacidad o disposición de pagar.

1.3 ZONAS FUNCIONALES

Para los estudios de confiabilidad, el sistema eléctrico de potencia, suele dividirse en las zonas funcionales de generación, transmisión y distribución, tal como se muestra en la Fig. 1.2.

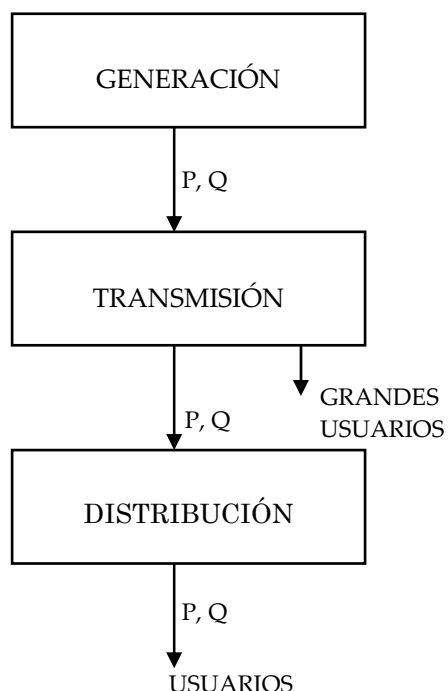


Figura 1.2
Zonas funcionales de un sistema eléctrico de potencia

Esta división se hace por “función” no por niveles de tensión como suele hacerse en de algunos países. Así, la función de cada una de estas zonas es:

Generación	El sistema de generación está conformado por los equipos e instalaciones cuya función es producir energía eléctrica a partir de fuentes primarias de energía. Por lo general, las grandes plantas de generación se encuentran alejadas de los centros de consumo. Actualmente, se desarrolla la ejecución de pequeños proyectos de generación que se conectan a los sistemas de distribución y se denominan “generación distribuida”.
Transmisión	El sistema de transmisión está conformado por los equipos e instalaciones cuya función es transportar energía de los centros de producción a los principales nodos de consumo (subestaciones de distribución o grandes usuarios). Esto incluye líneas de transmisión, transformadores de potencia, equipos de compensación reactiva etc. Por lo general, su topología es enmallada.
Distribución	El sistema de distribución está conformado por los equipos e instalaciones cuya función es llevar la energía eléctrica a los usuarios finales en sus puntos de conexión. Consiste en circuitos de distribución (feeders) con topología radial. Cuando existe topología enmallada, es común operar en forma radial.

Para estudios de confiabilidad, el sistema de potencia se divide en los siguientes niveles jerárquicos:

I	Generación	
II	Generación - transmisión	También se llama “composite system”, “bulk power system”, “interconnected power system”
III	Distribución	

Cada nivel jerárquico es específico en cuanto a métodos de valoración e índices de confiabilidad.

1.4 CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE POTENCIA

“Es la habilidad del sistema para cumplir su función”

Esta habilidad se cuantifica mediante índices de confiabilidad que pueden ser probabilidades, estadísticas descriptivas, medidas operativas e índices determinísticos. Por esto, en sistemas de potencia, el término confiabilidad tiene un sentido bastante amplio. Como se mencionó anteriormente, para cada nivel jerárquico se establecen medidas particulares.

1.5 TIPOS DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD: PROBABILÍSTICO Ó DETERMINÍSTICO?

El análisis de la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia requiere un enfoque probabilístico debido a:

- La naturaleza aleatoria de las salidas no planeadas que afectan a los equipos e instalaciones del sistema de potencia hace que no sea posible conocer de antemano:

	Evento	Variable aleatoria
1	Cuándo ocurrirán las fallas?	Tiempo de ocurrencia de las fallas
2	Cuántas fallas ocurrirán en un periodo de tiempo dado?	Número de fallas en un periodo de tiempo
3	En cuáles elementos ocurrirán las fallas?	Ubicación de las fallas

- Además, la duración de las salidas planeadas y no planeadas también es una variable aleatoria pues depende del tipo de falla, la ubicación del componente que falló, la cantidad de personal y equipo para las actividades de mantenimiento, el entrenamiento del personal de mantenimiento, etc.
- La incertidumbre sobre la disponibilidad de los recursos primarios de energía
- La incertidumbre en el pronóstico de la demanda tanto en el corto como en el largo plazo

Sin embargo, los análisis de tipo determinístico aún son ampliamente utilizados.

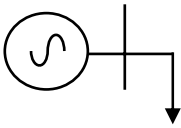
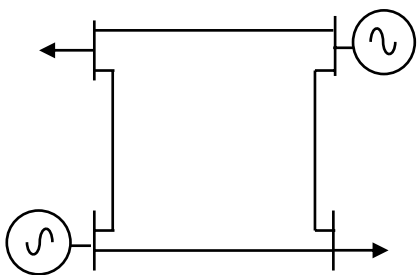
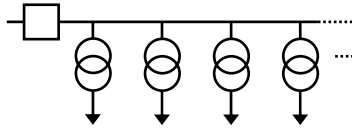
1.6 TIPOS DE ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD

Los estudios de confiabilidad de sistemas de potencia se clasifican en:

Adecuación	Seguridad
Se refiere a la existencia de suficientes equipos y facilidades para atender la demanda de los usuarios.	Se refiere a la habilidad del sistema para responder a los disturbios que surgen internamente. Se refiere a seguridad operativa (security)
Está asociada a las condiciones estáticas de operación.	Está asociada a las condiciones dinámicas de operación.
El desempeño eléctrico del sistema se valora mediante flujos de carga o balances de energía.	El desempeño eléctrico del sistema se valora mediante análisis de estabilidad electromecánica que pueden ser estáticos o dinámicos.
Corresponde a análisis de largo plazo	Corresponde a análisis de corto plazo.

La mayoría de los estudios de confiabilidad están enfocados a la adecuación.

1.7 ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD E ÍNDICES EN CADA NIVEL JERÁRQUICO

	Nivel jerárquico	Descripción
I		Se valora la habilidad de la generación total del sistema para cumplir con los requerimientos de la demanda total del sistema. No se toma en cuenta la habilidad de los sistemas de transmisión y distribución para transportar la energía hasta los puntos de consumo. En la adecuación, se determina la capacidad de generación necesaria para atender la demanda y tener capacidad de reserva para realizar mantenimiento. En la seguridad, se determina la capacidad de generación necesaria para atender la demanda y tener reserva rodante (spinning reserve) para atender las contingencias. Algunos índices de confiabilidad son: %reserva, LOLE, LOLP, EENS, etc.
II		Se valora la habilidad del sistema generación – transmisión para satisfacer los requerimientos de la demanda en los principales puntos de carga. En la adecuación se valora un esquema existente y el impacto de varios esquemas de expansión tanto en generación como en transmisión. En la seguridad se valora la estabilidad del sistema ante diversos disturbios. Se determinan índices de confiabilidad para los puntos de carga como: Frecuencia de fallas, duración media de las fallas, valor esperado de corte de carga, etc.
III		Se valora la adecuación en los principales puntos de carga ubicados en los circuitos primarios de distribución. Los índices de confiabilidad de los puntos de carga se acumulan para obtener índices por circuito primario, subestación y sistema. Algunos de estos índices son: Frecuencia de fallas, duración media de las fallas, indisponibilidad, caifi, caidi, saifi, saidi, des, fes.

Aunque las zonas funcionales de generación y transmisión en general contribuyen con menos del 10% de todas las salidas de un sistema de potencia, la mayoría de los estudios se ocupan de ellas pues sus fallas afectan grandes zonas geográficas y muchos usuarios, mientras que en distribución tienen un efecto más localizado. Además, las obras de expansión en estas zonas funcionales tienen que planearse con muchos años de anticipación debido al tiempo requerido para estudios de factibilidad, fabricación de equipos, construcción, montaje, licencias, trámites de préstamos, etc.

1.8 OTROS ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD

1.8.1 Sistemas de protección

Para los sistemas de protección se realizan los siguientes tipos de estudios:

1	A nivel de sistema de protección	Se estudia un sistema de protección en forma aislada como parte de las actividades de diseño, evaluando diferentes alternativas para el esquema de protección. Este tipo de análisis también sirve para tomar medidas correctivas como la mejora de un esquema de protección existente. También se realizan estudios para establecer el nivel óptimo de mantenimiento y para obtener modelos condensados que permitan representar los sistemas de protección o el efecto de sus fallas en estudios de confiabilidad del sistema compuesto generación-transmisión o de distribución.
2	A nivel del sistema de potencia	Se estudia el efecto de las fallas para operar y falsas operaciones de los sistemas de protección sobre los índices de confiabilidad del sistema compuesto generación-transmisión o de distribución. Esto es una extensión de los estudios que se realizan para los sistemas compuestos generación-transmisión y distribución.

Para los sistemas de protección se establecen los siguientes aspectos de confiabilidad:

1	Dependencia	Su habilidad para operar correctamente. Es decir, que no falle cuando es llamado a operar sea para desconectar (abrir) o conectar (cerrar) el equipo protegido
2	Seguridad	Su habilidad para no producir falsas operaciones. Es decir, que no produzca falsos cierres ni falsos disparos.

1.8.2 Subestaciones

Para las subestaciones eléctricas, el análisis de confiabilidad se realiza dentro de las actividades de diseño, y consiste en ayudar a seleccionar el esquema de barrajes o interruptores adecuado para los requerimientos de confiabilidad del sistema. Aquí se dice ayudar, porque la selección de la configuración de una subestación depende de otros aspectos como la flexibilidad, la seguridad (distancias fase-fase y fase tierra requeridas), las limitaciones constructivas etc.

1.8.3 Sistemas de servicios auxiliares

Para los sistemas de servicios auxiliares, el análisis de confiabilidad se realiza dentro de las actividades de diseño, y consiste en seleccionar el esquema de barrajes o interruptores y los equipos adecuados para los requerimientos de confiabilidad del sistema. Esto es similar al análisis de confiabilidad de un sistema industrial o comercial.

1.8.4 Equipos

Para los equipos del sistema de potencia se realizan los siguientes estudios de confiabilidad:

1	Valoración de confiabilidad	Se valora la confiabilidad de un equipo o tipo de equipos mediante índices estadísticos como la tasa de fallas, el tiempo medio para reparación, la indisponibilidad anual, etc. También se hace la clasificación de salidas planeadas y no planeadas que afectan su disponibilidad. Esto permite establecer medidas correctivas a nivel de diseño, especificaciones, mantenimiento preventivo, etc.
2	A nivel del sistema de potencia	Se obtiene el modelo de fallas y reparación de un equipo o tipo de equipos para representarlo en los estudios de confiabilidad a nivel de sistema de potencia.

Este tipo de estudios se describe en detalle en el texto “Confiabilidad en Ingeniería” de este autor y no se presentan en este documento.

1.9 ACLARACION SOBRE EL TERMINO SEGURIDAD

Hay varios términos para definir la confiabilidad de un equipo o sistema. Sin embargo, tal vez el término más confuso es el de seguridad ya que este puede referirse a:

1	La habilidad del sistema de potencia para soportar los disturbios
2	El nivel de reserva operativa en generación
3	La estabilidad electromecánica en un sistema generación - transmisión
4	La seguridad inherente de los equipos e instalaciones del sistema de potencia: que no representen un peligro para los humanos, animales o el medio ambiente.
5	La habilidad de un sistema de protección para no producir falsas operaciones
6	La habilidad para evitar intrusiones en las instalaciones de un sistema eléctrico
7	La habilidad para evitar intrusiones en la red de computo de las instalaciones del sistema eléctrico (centros de control, control de subestaciones y plantas de generación, etc.)

CAPÍTULO 2 – ADECUACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN

2.1 DESCRIPCIÓN DE LOS ESTUDIOS

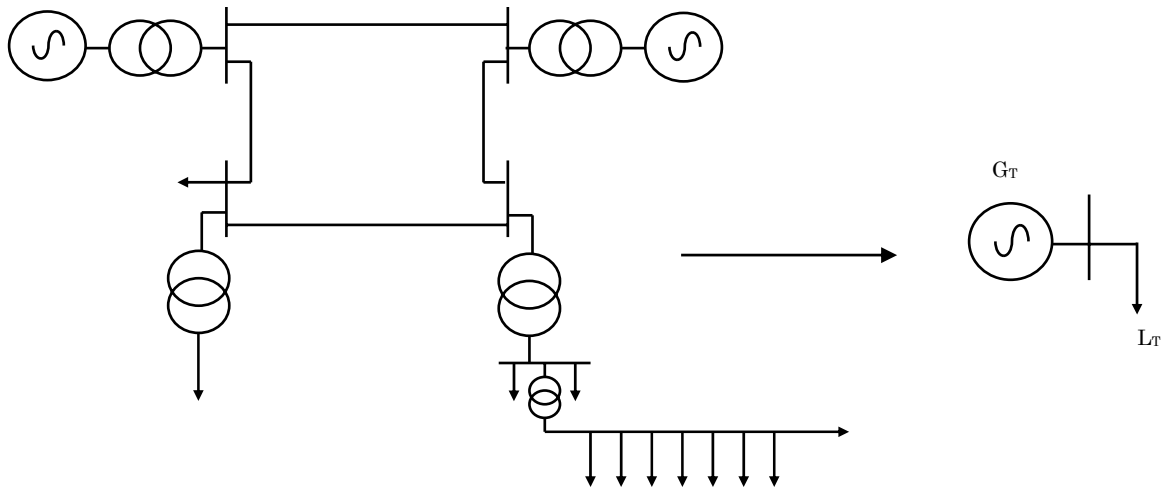


Figura 2.1 Valoración de confiabilidad en el nivel jerárquico I del sistema de potencia

2.1.1 Objetivo

Los estudios de adecuación de un sistema de generación buscan desarrollar un sistema conveniente para atender en el largo plazo la demanda de los usuarios.

En estos estudios se analizan para un sistema dado o “área” la generación y la demanda total sin considerar la habilidad de los sistemas de transmisión y distribución para transportar la energía generada hasta los puntos de consumo, lo cual implica asumirlos 100% confiables. Ver la Figura 11.1.

El problema básico es estimar la capacidad de generación requerida para:

1	Satisfacer la demanda de los usuarios
2	Ejecutar mantenimiento preventivo y correctivo en las instalaciones y equipos de generación

La demanda pronosticada de los usuarios y las salidas no planeadas que afectan a las instalaciones y equipos de generación son variables aleatorias, por lo cual, se debe contar con reserva para cubrir esta incertidumbre; esta reserva se denomina “estática” pues corresponde a condiciones del largo plazo.

Este tipo de estudios es estratégico dentro del planeamiento de los sistemas de potencia dado que:

1	La construcción de nuevas plantas de generación es muy costosa	Se debe estimar el valor óptimo de capacidad requerida.
2	La construcción de nuevas plantas de generación puede tomar varios años	Se debe planear la entrada en servicio con varios años de anticipación

2.1.2 Definición de falla del sistema de generación

Un sistema de generación está en falla en la situación en que la capacidad de generación disponible es inferior a la demanda.

En un instante de tiempo dado, la capacidad de generación disponible está dada por:

1	La disponibilidad de recursos primarios de energía (agua, gas, viento, sol, carbón, etc)
2	La disponibilidad de las instalaciones y equipos de generación

2.1.3 Procedimiento

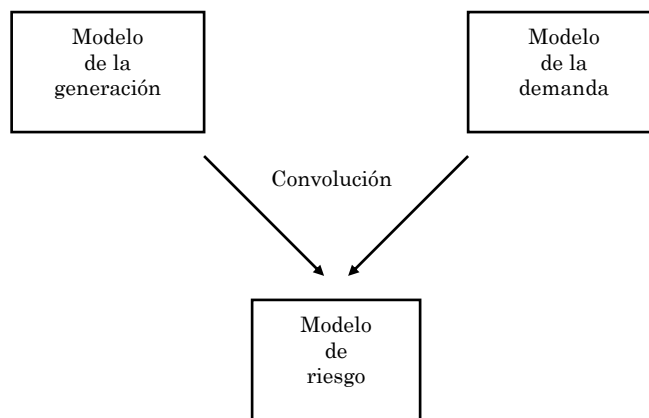


Figura 2.2 Procedimiento para valorar la adecuación de un sistema de generación

El procedimiento general para valorar la confiabilidad de un sistema de generación es:

1	Establecer un modelo para la demanda total del sistema
2	Establecer un modelo para la capacidad de generación total del sistema
3	Combinar estos dos modelos (Convolución) para establecer el modelo de riesgo

La Figura 11.2 presenta un diagrama conceptual de este procedimiento.

Los modelos para la demanda, generación y el riesgo pueden ser:

1	Discretos	Son los más utilizados
2	Continuos	

La técnica de solución del modelo de riesgo puede ser:

1	Analítica
2	Simulación

2.1.4 Enfoques para la valoración de confiabilidad

Existen dos tipos de enfoques o “criterios” para valorar la confiabilidad de los sistemas de generación:

Criterio determinístico	Criterio probabilístico
La confiabilidad del sistema se valora mediante el cumplimiento de determinadas reglas operativas.	La confiabilidad del sistema se valora mediante índices.

2.1.5 Valoración del desempeño eléctrico del sistema

El desempeño eléctrico del sistema se valora mediante el balance de energía definido por el teorema de Tellegen (1952), que para el caso de los sistemas eléctricos de potencia AC se puede expresar así:

Teorema de Tellegen
Para un sistema compuesto de n ramas activas y pasivas, que opera en régimen sinusoidal permanente, la potencia compleja está dada por: $S = \sum_{i=1}^n V_i I_i^* = 0 \quad (2.1)$ Donde V_i e I_i son respectivamente el voltaje y la corriente en la rama i. La ecuación (11.1) se puede descomponer en: $P = \sum_{i=1}^n P_i = 0 \quad (2.2)$ $Q = \sum_{i=1}^n Q_i = 0 \quad (2.3)$ Es decir, la sumatoria de la potencia aparente, activa o reactiva de las fuentes, componentes del sistema y las cargas siempre es igual a cero.

La generación de potencia activa y reactiva siempre tiene que ser igual a lo demandado por las cargas; si esto no se cumple, el sistema está en falla.

2.2 EL TEOREMA DEL LÍMITE CENTRAL PARA SUMAS

Teorema del Límite Central para Sumas	
Dadas n variables aleatorias independientes $x_1, x_2, \dots, x_n$ con valores esperados $\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_n$ y varianzas $\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_n^2$, respectivamente, si se define la siguiente variable aleatoria:	
$x = x_1 + x_2 + \dots + x_n \quad (2.4)$	
Entonces, cuando n es grande, la distribución de x es Gaussiana con valor medio μ y varianza σ^2 dadas por:	
$\mu = \mu_1 + \mu_2 + \dots + \mu_n \quad (2.5)$	
$\sigma^2 = \sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \dots + \sigma_n^2 \quad (2.6)$	
$F_x(x) \approx \Phi \left(\frac{(x-\mu)}{\sigma} \right)$	
$f_x(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}$	
Donde Φ denota la función Gaussiana estándar.	

La importancia de este teorema radica en que no existe restricción con respecto a las distribuciones de las variables aleatorias que conforman la suma. Es decir, pueden ser de diferente tipo, diferentes parámetros, continuas o discretas o mixtas.

El valor límite a partir del cual se considera válido el teorema es $n=30$. Sin embargo, si las distribuciones de las variables son funciones suaves, con valores tan bajos como $n=5$ se cumple el teorema.

El teorema es válido cuando las variables aleatorias individuales sólo hacen una contribución relativamente “pequeña” respecto a la suma total.

Otro hecho conocido, es que el teorema no funciona bien para valores en las “colas” de la función.

2.3 MODELOS PARA LA GENERACIÓN

2.3.1 Tipos de modelos

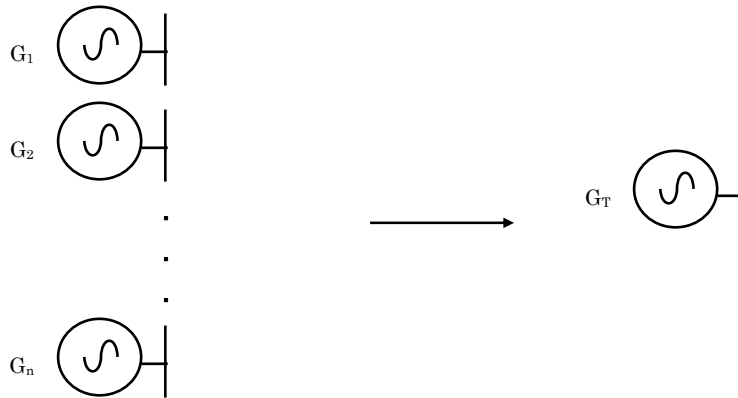


Figura 2.3 Procedimiento para obtener el modelo de generación total

Una vez se tienen los modelos individuales de cada una de las unidades del sistema, es posible obtener el modelo equivalente de todas ellas. Existen dos tipos de modelos:

Discretos	Continuos
A partir de la distribución de probabilidad discreta o continua de la capacidad de cada unidad se construye una tabla con los niveles discretos de capacidad disponible o capacidad no disponible junto con sus respectivas probabilidades.	Conocidas las distribuciones de probabilidad discretas o continuas de la capacidad de cada unidad se establece la distribución de la generación disponible total.
Es el tipo de modelamiento más utilizado. Se conoce como “tablas de pérdida de generación”.	
Para construir este tipo de modelo se utilizan la distribución binominal, el proceso de Markov o algoritmos basados en la probabilidad de eventos independientes.	Para construir este tipo de modelo se puede utilizar el teorema del límite central.

Estos modelos sólo son válidos para el horizonte de planeamiento que se pretende estudiar pues los parámetros de los modelos individuales de las unidades varían según se estudie la capacidad estática o capacidad operativa.

2.3.2 La distribución binominal

La distribución binomial se puede utilizar para construir las tablas de pérdida (o disponibilidad) de generación, siempre y cuando todas las unidades del sistema considerado sean iguales tanto en capacidad como en parámetros de confiabilidad.

Esta situación se presenta en muy pocos sistemas pues la confiabilidad de cualquier equipo depende tanto de su tamaño (capacidad) como de su tecnología de fabricación.

Por ejemplo, algunos datos de confiabilidad (Canadá) de unidades de generación son:

Tipo de unidad	U = FOR [%]	λ [fallas/año]
Hidráulicas	3.15	3.74
Térmicas (carbón, oil)	9.51	14.69
Nucleares	10.64	5.54
Térmicas a gas	48.77	27.62

Notas: Valores promedios para todas las capacidades en MW, cuatro años de estadísticas.

FOR: Forced Outage Rate, término utilizado para la indisponibilidad de unidades de generación

EJEMPLO 2.1

Un sistema cuenta con cuatro unidades de generación iguales de 20 MW de capacidad y un FOR de 0.10. Construir la tabla de pérdida de generación.

Sea x es el evento de que se encuentren k unidades indisponibles.

$$n=4, p=0.10, q=0.9$$

$$E(x)=0.1 \cdot 4=0.4 \text{ unidades} \rightarrow 8 \text{ MW}$$

k	MW indisponibles	Probabilidad
0	0	0.6561
1	20	0.2916
2	40	0.0486
3	60	0.0036
4	80	0.0001
Σ		1.0000

Debe recordarse que para grandes valores de n , la distribución binomial tiende a infinito y deben utilizarse aproximaciones, por ejemplo de la distribución normal a la binomial.

2.3.3 El proceso de Markov

Algo muy importante al plantear el diagrama de estados del sistema y por consiguiente la matriz M es que solo se considerará un evento de falla (criterio n-1) o reparación por vez.

El considerar fallas múltiples, reparaciones múltiples o fallas y reparaciones simultáneas en distintos elementos hace que el diagrama de estados sea diferente y por consiguiente las probabilidades de cada estado sean diferentes a las halladas en el caso anterior que es el de interés en la mayoría de estudios de confiabilidad.

En sistemas con muchas unidades de generación no es práctico construir el modelo de generación total utilizando diagramas de estados y numeración completa de estados.

EJEMPLO 2.2

Utilizando el proceso de Markov, construir el modelo de generación para planeamiento de largo plazo de un sistema que cuenta con las siguientes tres unidades de generación [2]:

Unidad	Capacidad [MW]	FOR [%]	λ [Fallas/día]	r [Días/reparación]
1	100	1	0.00505	2.0
2	150	2	0.01020	2.0
3	200	3	0.01237	2.5

El sistema tiene $2^3 = 8$ estados descritos así (A: disponible, U: indisponible):

	Estado			MW Disponibles	MW perdidos
	1	2	3		
1	U	U	U	0	450
2	A	U	U	100	350
3	U	A	U	150	300
4	U	U	A	200	250
5	A	A	U	250	200
6	A	U	A	300	150
7	U	A	A	350	100
8	A	A	A	450	0

Las tasas de transición entre estados (h_{ij}) forman la matriz h:

$$h =$$

$-\mu_1$ $-\mu_2-\mu_3$	μ_1	μ_2	μ_3	0	0	0	0
λ_1	$-\lambda_1$ $-\mu_2-\mu_3$	0	0	μ_2	μ_3	0	0
λ_2	0	$-\lambda_2$ $-\mu_1-\mu_3$	0	μ_1	0	μ_3	0
λ_3	0	0	$-\lambda_3$ $-\mu_1-\mu_2$	0	μ_1	μ_2	0
0	λ_2	λ_1	0	$-\lambda_1$ $-\lambda_2-\mu_3$	0	0	μ_3
0	λ_3	0	λ_1	0	$-\lambda_1$ $-\lambda_3-\mu_2$	0	μ_2
0	0	λ_3	λ_2	0	0	$-\lambda_2$ $-\lambda_3-\mu_1$	μ_1
0	0	0	0	λ_3	λ_2	λ_1	$-\lambda_1$ $-\lambda_2-\lambda_3$

$$M = h^t$$

$$M =$$

-1.4	0.0050	0.0102	0.0124	0	0	0	0
0.5	-0.9051	0	0	0.0102	0.0124	0	0
0.5	0	-0.9102	0	0.0050	0	0.0124	0
0.4	0	0	-1.0124	0	0.0050	0.0102	0
0	0.5000	0.5000	0	-0.4153	0	0	0.0124
0	0.4000	0	0.5000	0	-0.5174	0	0.0102
0	0	0.4000	0.5000	0	0	-0.5226	0.0050
0	0	0	0	0.4000	0.5000	0.5000	-0.0276

Resolviendo el sistema de ecuaciones diferenciales, con condición inicial el estado 8 (todas las unidades operando), se obtiene para el estado estable:

Estado	MW disponibles	MW perdidos	Probabilidad
1	0	450	0.00000599628186
2	100	350	0.00059369326513
3	150	300	0.00029393626125
4	200	250	0.00019390427724
5	250	200	0.02910269778129
6	300	150	0.01919850771426
7	350	100	0.00950513996121
8	450	0	0.94110612445769

2.3.4 Fórmula de probabilidad de ocurrencia de eventos simultáneos e independientes

Si para un sistema dado, las disponibilidades e indisponibilidades de las unidades de generación son independientes, se puede construir la tabla de pérdida de generación aplicando sucesivamente la ecuación de probabilidad de ocurrencia simultánea de eventos independientes:

$P[E_1 \cap E_2 \cap \dots \cap E_n] = P[E_1]P[E_2] \dots P[E_n]$	(2.7)
---	-------

Esta fórmula es independiente de la forma de las tasas de eventos de las distribuciones de probabilidad de los tiempos para salida y restauración de los componentes.

Las probabilidades individuales de las unidades de generación, sean disponibilidades o indisponibilidades se pueden hallar de la siguiente forma:

1	En forma estadística	De registros operativos, aplicando la definición de frecuencia relativa para la probabilidad
2	Del proceso de Markov homogéneo	Si las tasas de salidas y restauración son constantes
3	Mediante simulación de Montecarlo	Para tasas de salidas y restauración constantes o variables con el tiempo

EJEMPLO 2.3

Construir el modelo generación para planeamiento de largo plazo para las unidades del Ejemplo 2.2 en forma de tabla de pérdida de generación.

1. Considerando la unidad 1 de 100 MW y FOR=1%:

MW perdidos	Probabilidad
0	0.990
100	0.010
Σ	1.000

2. Adicionando la unidad 2 de 150 MW y FOR=2%:

La unidad 2 existe en dos estados: Está puede estar servicio con probabilidad 0.98 y puede estar fuera de servicio con probabilidad 0.02.

150 MW en servicio		150 MW fuera de servicio	
MW perdidos	Probabilidad	MW perdidos	Probabilidad
0+0=0	0.990*0.980=0.9702	0+150=150	0.990*0.020=0.0198
100+0=100	0.010*0.980=0.0098	100+150=250	0.010*0.020=0.0002
Σ	0.980	Σ	0.020

Resumiendo se tiene:

MW perdidos	Probabilidad
0	0.9702
100	0.0098
150	0.0198
250	0.0002
Σ	1.0000

3. Adicionando la unidad 3 de 200 MW y FOR=3%:

La unidad 3 existe en dos estados: Está puede estar servicio con probabilidad 0.97 y puede estar fuera de servicio con probabilidad 0.03.

200 MW en servicio	
MW perdidos	Probabilidad
0+0=0	$0.9702 \cdot 0.97 = 0.941094$
100+0=100	$0.0098 \cdot 0.97 = 0.009506$
150+0=150	$0.0198 \cdot 0.97 = 0.019206$
250+0=250	$0.0002 \cdot 0.97 = 0.000194$
Σ	0.9700

200 MW fuera de servicio	
MW perdidos	Probabilidad
0+200=200	$0.9702 \cdot 0.03 = 0.029106$
100+200=300	$0.0098 \cdot 0.03 = 0.000294$
150+200=350	$0.0198 \cdot 0.03 = 0.000594$
250+200=450	$0.0002 \cdot 0.03 = 0.000006$
Σ	0.0300

Resumiendo se tiene:

X [MW]	Probabilidad del estado $P[X = \text{MW}]$	Probabilidad acumulada $P[X \geq \text{MW}]$
0	0.941094	1.000000
100	0.009506	0.058906
150	0.019206	0.049400
200	0.029106	0.030194
250	0.000194	0.001088
300	0.000294	0.000894
350	0.000594	0.000600
450	0.000006	0.000006
Σ	1.0000	

Donde X es el evento de perder determinada cantidad de MW de generación.

La solución encontrada es muy cercana a la solución exacta obtenida mediante el Proceso de Markov en el Ejemplo 11.2.

2.3.5 Algoritmo para crear la tabla de pérdida de generación

Existen dos formas de elaborar la tabla de pérdida de generación:

Probabilidad Acumulada
La probabilidad <u>acumulada</u> de un estado particular de pérdida de generación de X [MW] después de que una unidad de capacidad C [MW] y FOR=U es adicionada, está dada por: $P(X) = P[X \geq MW] = (1-U)*P'(X) + U*P'(X-C) \quad (2.8)$ P'(X): Probabilidad acumulada del estado de pérdida de generación de X [MW] antes de adicionar la unidad C. Al adicionar la primera unidad: P(0) = 1.0 y P(C) = U. Además, P'(X-C) = 1.0 siempre que X sea menor que C

Probabilidad Puntual
La probabilidad <u>puntual</u> de un estado particular de pérdida de generación de X [MW] después de que una unidad de capacidad C [MW] y FOR=U es adicionada, está dada por: $P(X) = P[X = MW] = (1-U)*P'(X) + U*P'(X-C) \quad (2.9)$ P'(X): Probabilidad del estado de pérdida de generación de X [MW] antes de adicionar la unidad C. Al adicionar la primera unidad: P(0) = 1-U y P(C) = U. Además, P'(X-C) = 0.0 siempre que X sea menor que C

Tener en cuenta lo siguiente:

1	Se define un incremento en MW para los estados de pérdida de generación. A menor incremento mayor precisión y viceversa. Un valor recomendado es 10 MW.
2	Se puede truncar la tabla omitiendo los estados que tienen una probabilidad menor a un valor pre-especificado, por ejemplo, 10^{-8} .
3	El primer estado de pérdida de capacidad de generación mayor a cero no debe ser menor a la capacidad de la menor unidad del sistema.

Este algoritmo permite incorporar al modelo de generación niveles que no existen en la enumeración de estados posibles del sistema.

Este algoritmo es el más utilizado para crear los modelos de generación total dada la facilidad de aplicación con respecto al proceso de Markov.

El retirar una unidad de la tabla de pérdida de generación es útil cuando se desea estudiar el efecto de la salida de una unidad por mantenimiento programado o para un caso especial de análisis. En este caso, se aplica el algoritmo original en forma inversa:

Algoritmo para retirar una unidad de la tabla de pérdida de generación	
$P'(X) = (P(X) - U * P'(X - C)) / (1 - U)$	(2.10)

Si se dispone de un programa de computador para crear la tabla de pérdida de generación es más fácil ejecutar de nuevo el programa omitiendo las unidades que se considera saldrán de servicio para el periodo de estudio.

Otro caso de estudio, es cuando se considera que las unidades tienen varios estados de capacidad de generación, para lo cual, el algoritmo original se modifica en la siguiente forma:

Algoritmo para unidades con n estados de capacidad de generación	
$P(X) = \sum_{i=1}^n p_i * P'(X - C_i) \quad (2.11)$	
p_i: Probabilidad de existencia del estado i de la unidad que está siendo adicionada C_i: Capacidad de generación perdida en el estado de la unidad que está siendo adicionada n: Número de estados de la unidad	

Si $n=2$, entonces:

$$P(X) = p_1 * P'(X - C_1) + p_2 * P'(X - C_2)$$

Sea el estado 1 la pérdida de 0 MW, entonces: $C_1=0$ $P_1=1-U$

Sea el estado 2 la pérdida de C MW, entonces: $C_2=C$ $P_2=U$

Reemplazando, la fórmula recursiva queda $P(X) = (1-U) * P'(X) + U * P'(X - C)$ que es el planteamiento original del algoritmo.

EJEMPLO 2.4

Construir la tabla de pérdida de generación del Ejemplo 2.2 aplicando el Algoritmo 1. Utilizar un incremento de 50 MW.

1. Adicionar la unidad 1 de C=100 MW y U=0.01:

X [MW]	Fórmula de Probabilidad Puntual P(X)	Fórmula de Probabilidad Acumulada P(X)
0	$1-0.01=0.99$	1.0
100	0.01	0.01

2. Adicionar la unidad 2 de C=150 MW y U=0.02:

X [MW]	Fórmula de Probabilidad Puntual P(X)	Fórmula de Probabilidad Acumulada P(X)
0	$(1-0.02)*0.99+0.02*0=0.9702$	$(1-0.02)*1.00+0.02*1.0=1.000$
100	$(1-0.02)*0.01+0.02*0=0.0098$	$(1-0.02)*0.01+0.02*1.0=0.0298$
150	$(1-0.02)*0.0+0.02*0.99=0.0198$	$(1-0.02)*0.00+0.02*1.0=0.0200$
200	$(1-0.02)*0.0+0.02*0.0=0.0000$	$(1-0.02)*0.00+0.02*0.01=0.0002$
250	$(1-0.02)*0.0+0.02*0.01=0.0002$	$(1-0.02)*0.00+0.02*0.01=0.0002$

3. Adicionar la unidad 3 de C=200 MW y U=0.03:

X [MW]	Fórmula de Probabilidad Puntual P(X)	Fórmula de Probabilidad Acumulada P(X)
0	$(1-0.03)*0.9702+0.03*0=0.941094$	$(1-0.03)*1.00+0.03*1.0=1.000$
100	$(1-0.03)*0.0098+0.03*0=0.009506$	$(1-0.03)*0.0298+0.03*1.0=0.058906$
150	$(1-0.03)*0.0198+0.03*0.0=0.019206$	$(1-0.03)*0.020+0.03*1.0=0.049400$
200	$(1-0.03)*0.0+0.03*0.9702=0.029106$	$(1-0.03)*0.0002+0.03*1.0=0.030194$
250	$(1-0.03)*0.0002+0.03*0.0=0.000194$	$(1-0.03)*0.0002+0.03*0.0298=0.001088$
300	$(1-0.03)*0.0+0.03*0.0098=0.000294$	$(1-0.03)*0.00+0.03*0.0298=0.000894$
350	$(1-0.03)*0.0+0.03*0.00198=0.000594$	$(1-0.03)*0.00+0.03*0.02=0.0006$
400	$(1-0.03)*0.00+0.03*0.00=0.000000$	$(1-0.03)*0.00+0.03*0.0002=0.000006$
450	$(1-0.03)*0.0+0.03*0.0002=0.000006$	$(1-0.03)*0.00+0.03*0.0002=0.000006$

La solución encontrada es muy cercana a la solución exacta obtenida mediante el Proceso de Markov en el Ejemplo 2.3.

EJEMPLO 2.5

Retirar la unidad 3 de la tabla de pérdida de generación del Ejemplo 2.4

$$P'(X) = (P(X) - 0.03 \cdot P'(x-200)) / 0.97$$

Al retirar la unidad 3 quedan los siguientes estados: 0, 100, 150, 200, 250 MW

X [MW]	Fórmula de Probabilidad Puntual $P'(X)$	Fórmula de Probabilidad Acumulada $P'(X)$
0	$(0.941094 - 0.03 \cdot 0) / 0.97 = 0.9702$	$(1.00000 - 0.03 \cdot 0) / 0.97 = 1.0$
100	$(0.009506 - 0.03 \cdot 0) / 0.97 = 0.0098$	$(0.058906 - 0.03 \cdot 1.0) / 0.97 = 0.0298$
150	$(0.019206 - 0.03 \cdot 0) / 0.97 = 0.0198$	$(0.049400 - 0.03 \cdot 1.0) / 0.97 = 0.0200$
200	0 pues este estado no existe	$(0.030194 - 0.03 \cdot 1.0) / 0.97 = 0.0002$
250	$(0.000194 - 0.03 \cdot 0) / 0.97 = 0.0002$	$(0.001088 - 0.03 \cdot 0.0298) / 0.97 = 0.0002$

$P'(X)$ es la probabilidad del estado antes de haber adicionado la unidad 3 o lo que es lo mismo, después de retirarla.

EJEMPLO 2.6

Obtener la tabla de pérdida de generación para un sistema con dos unidades.

La primera tiene una capacidad de 100 MW y un FOR de 0.01

La segunda unidad tiene los siguientes estados de capacidad:

MW perdidos	Probabilidad
0	0.980
100	0.014
150	0.006

1. Adicionar la unidad 1 de $C=100$ MW y $U=0.01$:

X [MW]	Fórmula de Probabilidad Puntual $P(X)$	Fórmula de Probabilidad Acumulada $P(X)$
0	$1 - 0.01 = 0.99$	1.0
100	0.01	0.01

2. Adicionar la unidad 2:

La fórmula recursiva es $P(X) = 0.98 \cdot P'(X) + 0.0014 \cdot P'(X-100) - 0.006 \cdot P'(X-200)$

X [MW]	Fórmula de Probabilidad Puntual $P(X)$	Fórmula de Probabilidad Acumulada $P(X)$
0	$0.98 \cdot 0.99 + 0.014 \cdot 0 + 0.006 \cdot 0 = 0.9702$	$0.98 \cdot 1.0 + 0.014 \cdot 1.0 + 0.006 \cdot 1.0 = 1.0$
100	$0.98 \cdot 0.01 + 0.014 \cdot 0.99 + 0.006 \cdot 0 = 0.02366$	$0.98 \cdot 0.01 + 0.014 \cdot 1.0 + 0.006 \cdot 1.0 = 0.0298$
150	$0.98 \cdot 0 + 0.014 \cdot 0 + 0.006 \cdot 0.99 = 0.00594$	$0.98 \cdot 0.0 + 0.014 \cdot 0.01 + 0.006 \cdot 1.0 = 0.00614$
200	$0.98 \cdot 0 + 0.014 \cdot 0.01 + 0.006 \cdot 0 = 0.00014$	$0.98 \cdot 0.0 + 0.014 \cdot 0.01 + 0.006 \cdot 0.01 = 0.0002$
250	$0.98 \cdot 0 + 0.014 \cdot 0 + 0.006 \cdot 0.01 = 0.00006$	$0.98 \cdot 0.0 + 0.014 \cdot 0.0 + 0.006 \cdot 0.01 = 0.00006$

2.3.6 Frecuencia y Duración

Para el proceso de Markov continuo en el tiempo y discreto en el estado se cumple lo siguiente:

Frecuencia	Duración
La frecuencia de encontrar un estado dado se puede calcular como el producto de la probabilidad de encontrar el estado por la suma de las tasas de salida desde el estado: $f_i = P_i(\infty) * \sum h_{ij}$	La duración o tiempo medio gastado en un estado dado se puede calcular como el inverso de la suma de las tasas de salida desde el estado: $m_i = 1 / \sum h_{ij}$

Para la tabla de pérdida de generación, la frecuencia acumulada de cada uno de los estados se determina mediante el siguiente algoritmo:

Frecuencia acumulada de los estados
$F(X) = (1-U) [F'(X) - \lambda * P'(X)] + U [F'(X-C) + \mu P'(X-C)] \quad (11.12)$ P' es la probabilidad acumulada antes de añadir la presente unidad $P'(X-C) = 1.0$ y $F'(X-C) = 0$ si $X < C$ Al inicio: $P'(0) = 1.0$, $P'(C) = 0$, $F'(X)=0$

La aplicación de este algoritmo es similar a lo presentado para el algoritmo de construcción de la tabla de pérdida de generación. Se construye la tabla de frecuencias acumuladas añadiendo una por una las unidades de generación.

Nótese que $\lambda * P'(X)$ y $\mu P'(X-C)$ son frecuencias.

EJEMPLO 2.7

Construir la tabla de frecuencias de los estados de pérdida de generación del sistema de tres unidades del Ejemplo 2.4.

Añadir la unidad 1, $C=100$ MW, $U=0.01$, $\lambda=0.00505$, $\mu=0.5$

X [MW]	P'(X)	F'(X)	F(X)
0	1.0	0.0	$0.99*(0-0.00505*1.0)+0.01*(0+0.5*1.0) \approx 0.0$
100	0.0	0.0	$0.99*(0-0.00505*0.0)+0.01*(0+0.5*1.0) = 0.005$

Añadir la unidad 2, $C=150$ MW, $U=0.02$, $\lambda=0.0102$, $\mu=0.5$

X [MW]	P'(X)	F'(X)	F(X)
0	1.0	0.0	$0.98*(0-0.0102*1.0)+0.02*(0+0.5*1.0) \approx 0$
100	0.01	0.005	$0.98*(0.005-0.0102*0.01)+0.02*(0+0.5*1.0) = 0.0148$
150	0.0	0.0	$0.98*(0-0.0102*0)+0.02*(0+0.5*1.0) = 0.01$
200	0.0	0.0	$0.98*(0-0.0102*0)+0.02*(0.005+0.5*0.01) = 0.0002$
250	0.0	0.0	$0.98*(0-0.0102*0)+0.02*(0.005+0.5*0.01) = 0.0002$

Añadir la unidad 3, $C=200$ MW, $U=0.03$, $\lambda=0.01237$, $\mu=0.4$

X [MW]	P'(X)	F'(X)	F(X)
0	1.0	0	$0.97*(0-0.01237*1.0)+0.03*(0+0.4*1.0) \approx 0$
100	0.0298	0.0148	$0.97*(0.0148-0.01237*0.0298)+0.03*(0+0.4*1.0) = 0.0259984$
150	0.0200	0.01	$0.97*(0.01-0.01237*0.02)+0.03*(0+0.4*1.0) = 0.021460022$
200	0.0002	0.0002	$0.97*(0.0002-0.01237*0.0002)+0.03*(0+0.4*1.0) = 0.0121916$
250	0.0002	0.0002	$0.97*(0.0002-0.01237*0.0002)+0.03*(0.0148+0.4*0.0298) = 0.0009932$
300	0	0	$0.97*(0-0.01237*0)+0.03*(0.0148+0.4*0.0298) = 0.0008016$
350	0	0	$0.97*(0-0.01237*0)+0.03*(0.0148+0.4*0.0298) = 0.0008016$
400	0	0	$0.97*(0-0.01237*0)+0.03*(0.0002+0.4*0.0002) = 0.0000084$
450	0	0	$0.97*(0-0.01237*0)+0.03*(0.0002+0.4*0.0002) = 0.0000084$

Los datos de la columna $P'(X)$ de los pasos 2 y 3 se obtienen de las probabilidades acumuladas de la tabla de pérdida de generación.

2.3.7 Sistemas interconectados

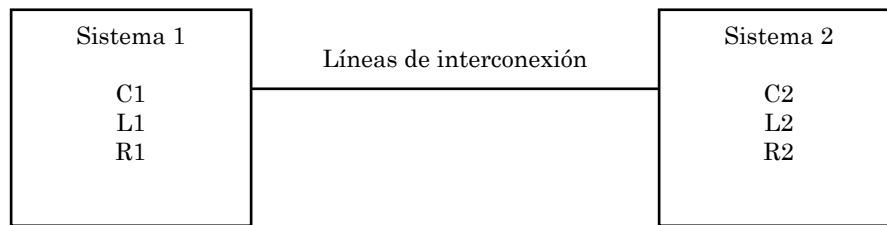


Figura 2.4 Esquema de Sistemas Interconectados

El mejoramiento en la adecuación de un sistema de generación dado se puede lograr por medio de la interconexión a otro sistema de potencia.

Los beneficios de la interconexión dependen de la capacidad instalada en cada sistema, la capacidad de transmisión de la interconexión, las tasas de salida forzadas de las líneas de transmisión, los niveles de demanda en cada uno de los sistemas y el tipo de convenio entre los dos sistemas.

El método que se presenta consiste en convertir el sistema exterior en una unidad de generación equivalente que se incorpora al modelo o tabla de generación del sistema bajo estudio.

De la tabla de pérdida de generación del sistema que da asistencia se toman todos los niveles que son mayores a la reserva pero menores a la capacidad de la interconexión.

Una vez se incorpora la unidad equivalente del sistema externo, se vuelven a calcular los indicadores de confiabilidad del sistema que recibe asistencia para observar el cambio en la confiabilidad al recibir asistencia externa.

La línea de interconexión también puede tener varios estados de capacidad de transmisión cada uno con una probabilidad de falla asociada. En este caso, se deben combinar las tablas de pérdida de generación de la unidad equivalente con la tabla de pérdida de capacidad de la interconexión.

EJEMPLO 2.8 Tomado de la Referencia [1]

Considere dos sistemas A y B:

SISTEMA A
C=75 MW
L=50 MW
R=25 MW

SISTEMA B
C=60 MW
L=40 MW
R=20 MW

La interconexión entre los dos sistemas tiene una capacidad de 10 MW.

La tabla de pérdida de generación del sistema B es:

[MW]	P(X=MW)
0	0.90392080
10	0.07378945
20	0.02070622
30	0.00153664
40	0.00004626
50	0.00000063

La reserva del sistema B es de 20 MW, por lo cual los estados de pérdida de generación de interés para el sistema A son:

[MW]	P(X=MW)
0	0.90392080
10	0.07378945
20	0.02228975

Sin embargo, la asistencia desde el sistema B está limitada a 10 MW que es la capacidad de la interconexión, por lo cual el sistema B se representa como una unidad con los siguientes estados:

[MW]	P(X=MW)
0	0.97771025
10	0.02228975

La unidad equivalente que representa al sistema B se puede ahora incorporar a la tabla de pérdida de generación del sistema A, el cual se considera ahora con una capacidad instalada de 85 MW.

EJEMPLO 2.9 Tomado de la Referencia [1]

En el ejemplo anterior considere que la interconexión tiene los siguientes parámetros:

		U
3 fallas/año	1 reparación/día	0.00815217

La tabla de pérdida de capacidad de transmisión de la interconexión es:

[MW]	P(X=MW)
0	0.99184783
10	0.00815217

La tabla de pérdida de generación de la unidad equivalente que representa al sistema B queda ahora como:

[MW]	P(X=MW)	Observación
0	$0.97771025 \cdot 0.99184783 = 0.96973979$	No se pierde la asistencia del sistema B si no existe pérdida de capacidad de generación y la línea está disponible
10	$0.00815217 + 0.99184783 \cdot 0.02228975 = 0.030260$	Se pierde la asistencia de 10 MW del sistema B si falla la línea o estando la línea disponible falla la generación del sistema B.

Otra forma de resolver estos problemas es calcular para cada uno de los estados de la interconexión y aplicar probabilidad condicional.

2.4 MODELOS PARA LA DEMANDA

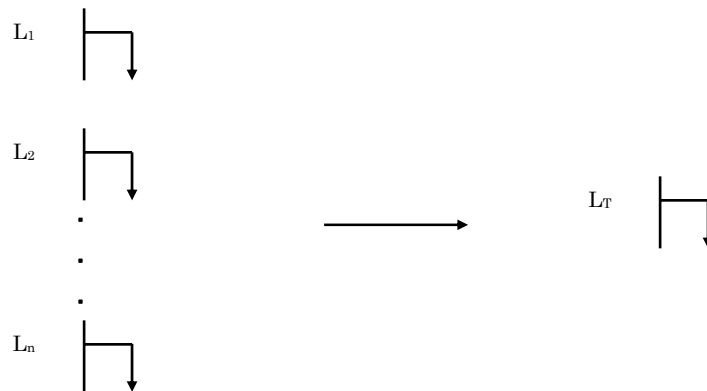


Figura 11.5 Procedimiento para obtener el modelo de demanda total

Existen dos tipos de modelos para la demanda:

Discretos	Continuos
Se obtienen directamente de estudios de pronóstico de la demanda. Los estudios de pronóstico de demanda pueden entregar la demanda total del sistema o por partes de éste como subestaciones, circuitos primarios, zonas, etc, en cuyo caso sencillamente se agregan para obtener el pronóstico para el sistema; en este último caso se debe analizar la simultaneidad de la demanda.	En este caso se conoce la distribución de la demanda total del sistema o las distribuciones de probabilidad de los principales puntos de carga del sistema, zonas etc, los cuales se pueden combinar para hallar la distribución de la demanda total del sistema.
Es el tipo de modelamiento más utilizado.	Como la demanda de un sistema, zona, subestación, circuito primario, transformador de distribución es la suma de las demandas individuales de muchos usuarios, en general, puede considerarse que la demanda tiene distribución normal en virtud del teorema del límite central.
No puede considerarse que este tipo de modelo sea determinístico, pues todo estudio de pronóstico de demanda tiene incertidumbre pues las variables económicas, políticas, sociales, etc que controlan el crecimiento de la demanda son aleatorias. El valor de demanda pronosticado de demanda es un valor esperado correspondiente a una distribución Gausiana.	

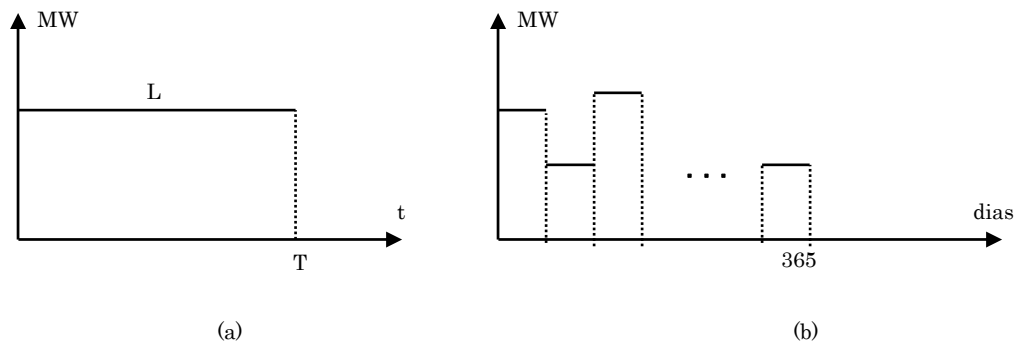


Figura 2.6 Modelos de carga constante

Un aspecto muy importante a tener en cuenta es que los estudios de pronóstico de demanda generalmente entregan un estimativo del valor de demanda máxima activa del sistema o partes de éste, en un periodo de tiempo dado, que generalmente es un año. Ver la Figura 11.6 (a).

Para hacer más realista el análisis de confiabilidad, es necesario incorporar el hecho de que en la mayoría de los casos la demanda solo permanece en el valor máximo o valores cercanos a éste durante unas pocas fracciones del periodo de estudio. Para esto, es común definir conjuntos de estaciones, meses o días de estudio típicos de estudio, que vienen a ser subperiodos de estudio. Por ejemplo:

1	Cada uno de los meses del año
2	Mes de verano, mes de invierno
3	invierno, primavera, verano, otoño
4	Día ordinario y día festivo. Ver la Figura 11.6 (b)

El procedimiento para obtener estos la demanda activa o reactiva de los subperiodos es:

1	Tomar los datos de demanda máxima activa (o reactiva) de los subperiodos de un mismo tipo en un año anterior.	Por ejemplo, la demanda máxima de todos los días ordinarios de un año anterior.
2	Promediar los anteriores datos	Se obtiene la demanda máxima (activa o reactiva) promedia del subperiodo de interés en un año anterior
3	Dividir sobre la demanda máxima del sistema en el año de los datos	Se obtiene la demanda normalizada en el subperiodo de interés

También se puede detallar aún más el modelo definiendo la curva de carga activa o reactiva dentro de los subperiodos, por ejemplo, la curva de demanda (activa o reactiva) horaria dentro de un día ordinario.

Este procedimiento de valores o curvas normalizadas implica asumir que aunque la demanda crecerá, su patrón de comportamiento dentro de un subperiodo siempre será el mismo.

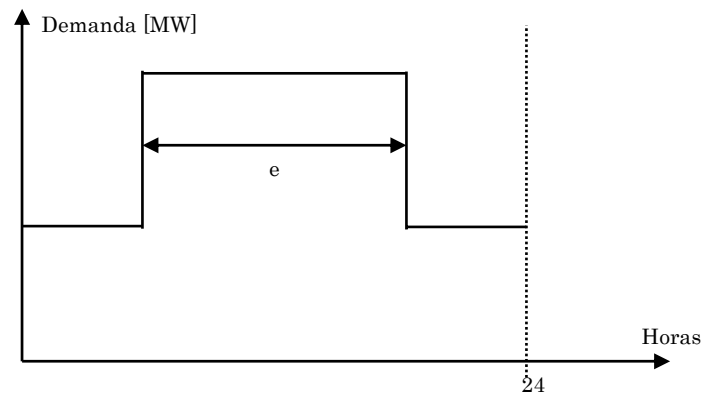


Figura 2.7 Modelo diario para la demanda

Para los análisis de frecuencia y duración, la carga diaria se modela en dos estados entre el valor mínimo y el máximo de acuerdo con un factor e ó “factor de exposición”. Se asume que el pico de cada día tipificado tiene la misma duración e .

Cuando $e=1.0$ se asume que la carga diaria se mantiene en su valor máximo pronosticado, como en el caso de cálculo de LOLE en días/año.

Una forma de determinar e es tomar la duración de la demanda que corresponde al 85% del valor de demanda máxima. Un valor típico es $e=0.5$.

De esta forma se definen:

L	Es la demanda máxima diaria en [MW]
$P(L)=P[\text{Demanda}=L] = e$	Es la probabilidad de que la demanda sea igual al valor máximo
$h_+(L)=0$	Es la tasa de transición de la demanda diaria de L a un valor mayor
$h_-(L)=1/e$	Es la tasa de transición de la demanda diaria de L a un valor menor

La probabilidad de pérdida de carga en el periodo de demanda mínima diaria es usualmente muy baja, por lo cual no se tiene en cuenta en los cálculos de frecuencia y duración.

2.5 CRITERIOS DETERMINÍSTICOS PARA VALORAR LA CAPACIDAD ESTÁTICA

2.5.1 Porcentaje de reserva

$$\%Reserva = (Capacidad\ de\ generación\ instalada / Máxima\ demanda\ esperada - 1) * 100\%$$

En la literatura se reportan criterios de planeamiento (Valores admisibles) de porcentaje de reserva que varían entre el 15 y el 35%.

2.5.2 Pérdida de la unidad más grande

“La reserva del sistema debe ser mayor o igual a la capacidad de la mayor unidad del sistema”

El porcentaje de reserva y la reserva estática siempre deben ser positivos.

Existen otras versiones de estos criterios donde las comparaciones se hacen con respecto a un % del valor de la demanda máxima.

EJEMPLO 2.10

Un sistema tiene instaladas las unidades 1 y 2 del Ejemplo 11.2. La demanda máxima esperada para un año futuro es de 100 MW. Evaluar la adecuación del sistema utilizando criterios determinísticos.

Capacidad total instalada = 250 MW

Demanda máxima esperada = 100 MW

1. $\%Reserva = (250\ MW / 100\ MW - 1) * 100\% = 150\%$

2. $Reserva = 250\ MW - 100\ MW = 150\ MW$

Según los criterios determinísticos el sistema es adecuado pues existe una reserva muy grande y el sistema puede atender la demanda perdiendo la unidad de generación de mayor capacidad.

Sin embargo, observando la tabla de pérdida de generación (Ejemplo 11.5):

X [MW]	Fórmula de Probabilidad Puntual P(X)	Fórmula de Probabilidad Acumulada P(X)
0	0.9702	1.000
100	0.0098	0.0298
150	0.0198	0.0200
200	0.0000	0.0002
250	0.0002	0.0002

1. Existe una porcentaje de reserva del 150% pero no se toma en cuenta el hecho de que existe una probabilidad del 2.98% de perder una capacidad mayor o igual a 100 MW.
2. Existe una reserva de 150 MW (Equivale a la unidad más grande) pero también existe una probabilidad del 2.0% de perder este valor o más.
3. No se considera la probabilidad de que la demanda pronosticada supere el valor esperado.

Si la distribución de la demanda es Gausiana, existe una probabilidad del 50% de que se supere el valor esperado de 250 MW.

2.6 CRITERIOS PROBABILÍSTICOS PARA VALORAR LA CAPACIDAD ESTÁTICA

Los criterios probabilísticos para valorar la adecuación de un sistema de generación vienen dados en forma de índices de adecuación.

Los métodos de análisis para predecir los índices de confiabilidad son:

1	Convolución discreta	Si los modelos de la demanda y de la generación son discretos
2	Convolución continua	Si los modelos de la demanda y de la generación son continuos
3	Distribuciones de probabilidad	Si uno de modelos (demanda o generación) es continuo y el otro discreto
4	Simulación de Montecarlo	Cualquier modelo de la generación y de la demanda

Los índices de adecuación que se calculan en estos métodos no son necesariamente los mismos.

De los índices de confiabilidad se puede:

1	Establecer la reserva estática requerida para un nivel de riesgo dado
2	Valorar la confiabilidad de un plan de expansión de generación dado
3	Evaluar el efecto sobre la confiabilidad del sistema al incorporar unidades de diferentes tamaños y parámetros de confiabilidad (FOR, λ , r)
4	Programar el mantenimiento de las unidades con un nivel de riesgo dado
5	Evaluar el efecto sobre la confiabilidad del sistema de retirar unidades por obsolescencia, altos costos operativos, efectos ambientales etc.
6	Evaluar el efecto de sobre la confiabilidad de mantener una reserva estática propia o recibir asistencia desde otros sistemas.
7	Evaluar el efecto sobre la confiabilidad del sistema de nuevas tecnologías en equipos, estrategias de manejo de carga, mejoramiento de equipos, etc.
8	Evaluar la reserva de soporte que puede ofrecerse a sistemas vecinos.

2.7 CONVOLUCIÓN DISCRETA

Este método se aplica cuando ambos modelos, generación y la demanda, son discretos y consiste en evaluar los índices de confiabilidad para los valores puntuales de generación que corresponden a los valores de demanda pronosticada.

2.7.1 Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP: Lost Of Load Probability)

$$LOLP = P[X > C - L] \quad (2.13)$$

C: Capacidad disponible en el periodo de tiempo bajo estudio

L: Demanda máxima pronosticada para el periodo de tiempo bajo estudio.

X= Pérdida de generación

R= C-L: Es la reserva del sistema

Los periodos de tiempo pueden ser: día, semana, mes o año.

Las probabilidades se obtienen de la tabla de pérdida de generación acumulada

La pérdida de carga ocurre únicamente cuando la capacidad remanente en el sistema es excedida por el nivel de demanda del sistema ó, dicho de otra forma, cuando se pierde capacidad de generación por un valor mayor a la reserva.

EJEMPLO 2.11

Para el sistema del Ejemplo 2.5:

- Cuál es la probabilidad de pérdida de carga si la demanda fuese de 150 MW?

$$LOLP = P[250\text{MW}-150\text{MW}]=P[X > 100\text{MW}] = 2.00\%$$

- Cuál es la probabilidad de pérdida de carga si la demanda fuese de 100 MW?

$$LOLP = P[250\text{MW}-100\text{MW}]=P[X > 150\text{MW}] = 0.02\%$$

- Cuál es la probabilidad de pérdida de carga si la demanda fuese de 50 MW?

$$LOLP = P[250\text{MW}-50\text{MW}]=P[X > 200\text{MW}] = 0.02\%$$

Conforme la demanda máxima esperada es menor, mayor es la reserva del sistema y menor es la probabilidad de no poder atender un crecimiento de la demanda por encima del valor pronosticado.

2.7.2 Valor Esperado de Pérdida de Carga (LOLE: Lost Of Load Expectation)

$$LOLE = \sum_{i=1}^n P_i(C_i - L_i) \quad [\text{Periodo/Tiempo de estudio}] \quad (2.14)$$

Periodo: día, semana, mes.

Tiempo de estudio: Por lo general un año

C_i: Capacidad disponible en el periodo de tiempo i

L_i: Demanda máxima pronosticada para el periodo de tiempo i

P_i(C_i-L_i)=P(X>C_i-L_i) : LOLP en el periodo i. Se obtiene de la tabla de pérdida de generación acumulada

Para calcular LOLE se requiere el pronóstico de demanda para cada uno de los periodos que conforman el tiempo de estudio. Por ejemplo, la demanda máxima pronosticada para cada uno de los días del año.

LOLE tiene las siguientes características:

1	LOLE es un valor esperado. Por ejemplo, el número de días por año en que la demanda excederá la capacidad instalada.
2	LOLE indica el número esperado de periodos por tiempo de estudio, por ejemplo días por año, en que no existirá reserva para atender un crecimiento de la demanda por encima del valor esperado (pronosticado)
3	LOLE no es una frecuencia de ocurrencia de una condición de insuficiencia de generación ni la duración esperada de esta condición.
4	Al invertir el LOLE y obtener, por ejemplo, años/día no se puede interpretar como una frecuencia.
5	LOLE no cuantifica el valor de la demanda que no podrá ser atendido.
6	LOLE es un valor esperado por lo cual existe tiene una distribución asociada. Esta distribución depende de la variabilidad tanto de la demanda pronosticada como del FOR de las unidades. Las investigaciones reportan que en muchos casos prácticos, la distribución de LOLE puede ser aproximada a la distribución gamma.

Actualmente, LOLE es la técnica probabilística más utilizada para valoración de confiabilidad en el nivel jerárquico I.

El criterio más utilizado internacionalmente en planeamiento es un LOLE de 0.1 días/año o 1 día cada diez años o 0.24 horas/año.

Si se considera que durante el tiempo de estudio se presenta la salida de una o varias de las unidades para realizar mantenimiento programado se deben construir tablas de pérdida de generación considerando y sin considerar estas unidad. LOLE se calcula entonces como:

$$LOLE = \sum_{p=1}^n LOLE_p \quad (2.15)$$

donde p se refiere a cada uno de los periodos en que se divide el tiempo de estudio y en cada uno de los cuales se aplica una tabla de pérdida de generación específica para las unidades que están en servicio.

Si el modelo de generación total se incluye una nueva unidad y existe incertidumbre en la fecha de entrada en servicio, este hecho se puede incorporar en el cálculo de LOLE total de la siguiente forma:

$$LOLE_p = LOLE_{pa} * a + LOLE_{pu} * u \quad (2.16)$$

Donde:

$LOLE_p$: LOLE en el periodo considerado

$LOLE_{pa}$: LOLE en el periodo incluyendo la nueva unidad

$LOLE_{pu}$: LOLE en el periodo sin incluir la nueva unidad

a : probabilidad de que la unidad entre en servicio

u : probabilidad de que la unidad no entre en servicio

EJEMPLO 2.12

Considere el sistema de tres unidades del Ejemplo 11.2:

Los pronósticos de demanda máxima por día para un año futuro de estudio son:

Día	MW	#Días/año
Ordinario	400	250
Sábado	350	52
Festivo	250	63

$$\begin{aligned}
 LOLE &= 250 \text{ días/año} * P(450-400) + 52 \text{ días/año} * P(450-350) + 63 \text{ días/año} * P(450-250) \\
 &= 250 \text{ días/año} * P(X > 50) + 52 \text{ días/año} * P(X > 100) + 63 \text{ días/año} * P(X > 200) \\
 &= 250 \text{ días/año} * 0.058906 + 52 \text{ días/año} * 0.049400 + 63 \text{ días/año} * 0.001088 \\
 &= 17.3638 \text{ días/año}
 \end{aligned}$$

El valor de LOLE es muy alto pues en la mayoría de periodos del estudio, la demanda es cercana a la capacidad instalada, es decir, existe poca reserva.

Interpretación:

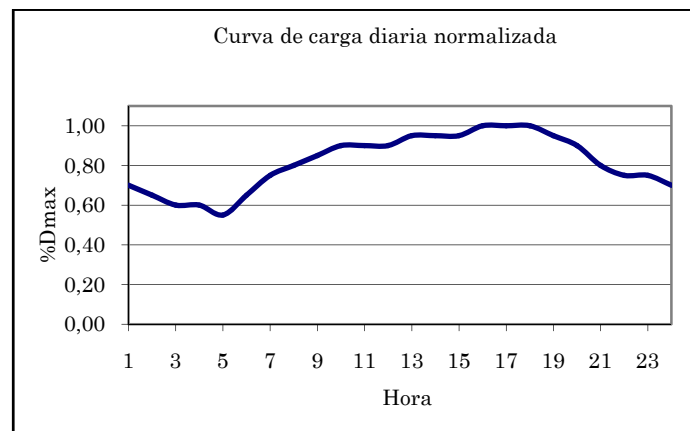
1	En 17.4 días del año de estudio <u>se espera</u> que la demanda máxima supere la capacidad instalada.
2	En 17.4 días del año de estudio <u>se espera</u> que no existirá reserva para atender un crecimiento de la demanda por encima del valor esperado (pronosticado)
3	LOLE no indica que durante 17.4 días por año existirá una insuficiencia en la generación. (No es una duración).
4	El inverso de LOLE (0.05759 año/día)) no indica que cada 17.4 días se producirá un día de insuficiencia en la generación. (No es una frecuencia).
5	LOLE no cuantifica el valor de la demanda en MW o MW-hora que no podrá ser atendido.

EJEMPLO 2.13

Para el cálculo de LOLE en forma horaria por año (o tiempo de estudio) se requiere la curva de carga diaria de cada día en particular, ó tipificada para día ordinario, sábado, festivo ó tipificada para un único día que representa todos los días del año.

Lo más fácil es presentar cualquiera de estas curvas en forma normalizada, donde los valores se presentan como un porcentaje del valor de demanda máxima. Así, la curva se puede utilizar para representar un día tipificado de cualquier año futuro para el cual se tiene el pronóstico de demanda máxima. Por ejemplo, la referencia [2] presenta la siguiente curva normalizada para un día típico:

Hora	Demanda p.u	Hora	Demanda p.u
1	0.70	13	0.95
2	0.65	14	0.95
3	0.60	15	0.95
4	0.60	16	1.00
5	0.55	17	1.00
6	0.65	18	1.00
7	0.75	19	0.95
8	0.80	20	0.90
9	0.85	21	0.80
10	0.90	22	0.75
11	0.90	23	0.75
12	0.90	24	0.70



Aplicando esta curva al Ejemplo 2.12 se obtiene:

Hora	Día ordinario			Día sábado			Día festivo		
	L [MW]	R=C-L	LOLP	L [MW]	R=C-L	LOLP	L [MW]	R=C-L	LOLP
1	280.00	170.00	0.030194	245.00	205.00	0.001088	175.00	275.00	0.000894
2	260.00	190.00	0.030194	227.50	222.50	0.001088	162.50	287.50	0.000894
3	240.00	210.00	0.001088	210.00	240.00	0.001088	150.00	300.00	0.000600
4	240.00	210.00	0.001088	210.00	240.00	0.001088	150.00	300.00	0.000600
5	220.00	230.00	0.001088	192.50	257.50	0.000894	137.50	312.50	0.000600
6	260.00	190.00	0.030194	227.50	222.50	0.001088	162.50	287.50	0.000894
7	300.00	150.00	0.030194	262.50	187.50	0.030194	187.50	262.50	0.000894
8	320.00	130.00	0.049400	280.00	170.00	0.030194	200.00	250.00	0.000894
9	340.00	110.00	0.049400	297.50	152.50	0.030194	212.50	237.50	0.001088
10	360.00	90.00	0.058906	315.00	135.00	0.049400	225.00	225.00	0.001088
11	360.00	90.00	0.058906	315.00	135.00	0.049400	225.00	225.00	0.001088
12	360.00	90.00	0.058906	315.00	135.00	0.049400	225.00	225.00	0.001088
13	380.00	70.00	0.058906	332.50	117.50	0.049400	237.50	212.50	0.001088
14	380.00	70.00	0.058906	332.50	117.50	0.049400	237.50	212.50	0.001088
15	380.00	70.00	0.058906	332.50	117.50	0.049400	237.50	212.50	0.001088
16	400.00	50.00	0.058906	350.00	100.00	0.049400	250.00	200.00	0.001088
17	400.00	50.00	0.058906	350.00	100.00	0.049400	250.00	200.00	0.001088
18	400.00	50.00	0.058906	350.00	100.00	0.049400	250.00	200.00	0.001088
19	380.00	70.00	0.058906	332.50	117.50	0.049400	237.50	212.50	0.001088
20	360.00	90.00	0.058906	315.00	135.00	0.049400	225.00	225.00	0.001088
21	320.00	130.00	0.049400	280.00	170.00	0.030194	200.00	250.00	0.000894
22	300.00	150.00	0.030194	262.50	187.50	0.030194	187.50	262.50	0.000894
23	300.00	150.00	0.030194	262.50	187.50	0.030194	187.50	262.50	0.000894
24	280.00	170.00	0.030194	245.00	205.00	0.001088	175.00	275.00	0.000894
LOLE [Horas/día]			1.010788						0.022902

$$\text{LOLE} = (250 \cdot 1.010788 + 52 \cdot 0.731986 + 63 \cdot 0.022902) \quad \text{días/año} \cdot \text{Horas/día} = 292.2031 \quad \text{Horas/año}$$

$$\text{LOLE} = 12.175 \text{ días/año.}$$

LOLE disminuye con respecto al ejemplo anterior pues ya no se supone que la demanda máxima pronosticada para cada día típico permanece en este valor durante las 24 horas del día.

2.7.3 Valor Esperado de Energía No Servida (EENS: Expected Energy Not Served, LOEE: Lost of Energy Expectation)

Si LOLE se calcula utilizando periodos de horas, el área la bajo la curva de la potencia esperada corresponde a la energía durante ese periodo de tiempo y puede ser utilizada para calcular el valor esperado de energía no servida o cortada durante el tiempo de estudio debido a insuficiencia en la capacidad instalada de generación.

$$EENS = \sum_L \sum_{X=R}^{X=R+L} (X - R) * P(X) \quad [\text{MW-hora/tiempo de estudio}] \quad (2.17)$$

R=C-L : Reserva del sistema

L: Demanda máxima horaria pronosticada (MW)

P(X): Probabilidad puntual de tener X MW no disponibles

X: Recorre los estados discretos de la tabla de pérdida de generación para valores mayores a la reserva

Tiempo de estudio: Por lo general un año.

La aplicación de la fórmula se presenta en el siguiente ejemplo.

EJEMPLO 2.14

Calcular EENS para el mismo sistema del Ejemplo anterior.

La tabla anexa presenta los resultados.

Para el día ordinario con 400 MW de demanda máxima, algunos de los cálculos son:

$$\begin{aligned} \text{Hora 1: EENS} &= (200-170)*0.029106+(250-170)*0.000194+(300-170)*0.000294+(350-170)*0.000594 \\ &\quad +(400-170)*0+(450-170)*0.000006 = 1.035520 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Hora 3: EENS} &= (250-210)*0.000194+(300-210)*0.000294+(350-210)*0.000594 \\ &\quad +(400-210)*0+(450-210)*0.000006 = 0.118820 \end{aligned}$$

Hora	Día ordinario			Día sábado			Día festivo		
	L [MW]	R=C-L	EENS [MW-h]	L [MW]	R=C-L	EENS [MW-h]	L [MW]	R=C-L	EENS [MW-h]
1	280.00	170.00	1.035520	245.00	205.00	0.124260	175.00	275.00	0.052950
2	260.00	190.00	0.431640	227.50	222.50	0.105220	162.50	287.50	0.041775
3	240.00	210.00	0.118820	210.00	240.00	0.086180	150.00	300.00	0.030600
4	240.00	210.00	0.118820	210.00	240.00	0.086180	150.00	300.00	0.030600
5	220.00	230.00	0.097060	192.50	257.50	0.068595	137.50	312.50	0.023100
6	260.00	190.00	0.431640	227.50	222.50	0.105220	162.50	287.50	0.041775
7	300.00	150.00	1.639400	262.50	187.50	0.507125	187.50	262.50	0.064125
8	320.00	130.00	2.627400	280.00	170.00	1.035520	200.00	250.00	0.075300
9	340.00	110.00	3.615400	297.50	152.50	1.563915	212.50	237.50	0.088900
10	360.00	90.00	4.698460	315.00	135.00	2.380400	225.00	225.00	0.102500
11	360.00	90.00	4.698460	315.00	135.00	2.380400	225.00	225.00	0.102500
12	360.00	90.00	4.698460	315.00	135.00	2.380400	225.00	225.00	0.102500
13	380.00	70.00	5.876580	332.50	117.50	3.244900	237.50	212.50	0.116100
14	380.00	70.00	5.876580	332.50	117.50	3.244900	237.50	212.50	0.116100
15	380.00	70.00	5.876580	332.50	117.50	3.244900	237.50	212.50	0.116100
16	400.00	50.00	7.054700	350.00	100.00	4.109400	250.00	200.00	0.129700
17	400.00	50.00	7.054700	350.00	100.00	4.109400	250.00	200.00	0.129700
18	400.00	50.00	7.054700	350.00	100.00	4.109400	250.00	200.00	0.129700
19	380.00	70.00	5.876580	332.50	117.50	3.244900	237.50	212.50	0.116100
20	360.00	90.00	4.698460	315.00	135.00	2.380400	225.00	225.00	0.102500
21	320.00	130.00	2.627400	280.00	170.00	1.035520	200.00	250.00	0.075300
22	300.00	150.00	1.639400	262.50	187.50	0.507125	187.50	262.50	0.064125
23	300.00	150.00	1.639400	262.50	187.50	0.507125	187.50	262.50	0.064125
24	280.00	170.00	1.035520	245.00	205.00	0.124260	175.00	275.00	0.052950
EENS [MW-hora/día]			80.521680			40.685645			1.969125

$$\begin{aligned} \text{EENS} &= (250 \cdot 80.521680 + 52 \cdot 40.685645 + 63 \cdot 1.969125) \text{MW-hora/día} \cdot \text{día/año} \\ &= 22370.128 \text{ MW-hora/año} \end{aligned}$$

EENS por día es menor conforme la reserva es mayor.

2.7.4 Valor Esperado de Pérdida de Carga (XLOL: Expected Loss Of Load)

$$XLOL = \frac{EENS}{LOLE} \quad [\text{MW}] \quad (2.18)$$

EENS: [MW-hora/año]

LOLE: [Horas/año]

EJEMPLO 2.15

Utilizando los resultados de los Ejemplos 11.13 y 11.14 calcular XLOL.

$$XLOL = 22370.128 \text{ MW-hora/año} / 292.2031 \text{ horas/año} = 76.56 \text{ MW}$$

2.7.5 Frecuencia de Pérdida de Carga

$$LOLF = \sum_L P(L) * [F(X) + P(X) * (h_-(L) - h_+(L))] \quad (2.19)$$

[ocurrencias/periodo de tiempo]

X=C-L =R

F(X): Frecuencia acumulada de perder X o mas MW

P(X): Probabilidad acumulada de perder X o mas MW

P(L): Probabilidad de que la demanda sea igual al valor máximo pronosticado

11.7.6 Duración de Pérdida de Carga

$$LOLD = LOLE * P(L) / LOLF \quad (2.20)$$

[tiempo/periodo de tiempo]

LOLE debe estar expresado en unidades consistentes con las de LOLF

EJEMPLO 2.16

Para el sistema del Ejemplo 11.12 calcular la frecuencia y la duración de pérdida de carga por día y año. C=450 MW, factor de exposición e=0.5.

Día	L [MW]	R [MW]	Frecuencia de pérdida de carga [eventos/día]
Ordinario	400	50	$0.5 \cdot (0.0259984 + 0.058906 \cdot (2-0)) = 0.0719052$
Sábado	350	100	$0.5 \cdot (0.0259984 + 0.058906 \cdot (2-0)) = 0.0719052$
Festivo	250	200	$0.5 \cdot (0.012192 + 0.030194 \cdot (2-0)) = 0.03629$

$$\text{LOLF} = (250 \cdot 0.0719052 + 52 \cdot 0.0719052 + 63 \cdot 0.03629) = 24.0016404 \text{ eventos/año}$$

Día	L [MW]	F [eventos/día]	LOLE [Horas/día]	Duración de la pérdida de carga [horas/evento-día]
Ordinario	400	0.0719052	1.068406	$1.068406 \cdot 0.5 / 0.0719052 = 7.429268$
Sábado	350	0.0719052	0.760504	$0.760504 \cdot 0.5 / 0.0719052 = 5.288240$
Festivo	250	0.0362900	0.111196	$0.111196 \cdot 0.5 / 0.0362900 = 1.532047$

$$\text{LOLD} = (250 \cdot 7.429268 + 52 \cdot 5.288240 + 63 \cdot 1.532047) = 2228.7995 \text{ horas/año} = 92.86 \text{ días/año}$$

$$\text{LOLD} = 2228.7995 / 365 = 6.1063 \text{ horas/(evento-día)}$$

Es el valor promedio por evento por día

2.8 CONVOLUCIÓN CONTINUA Y DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD

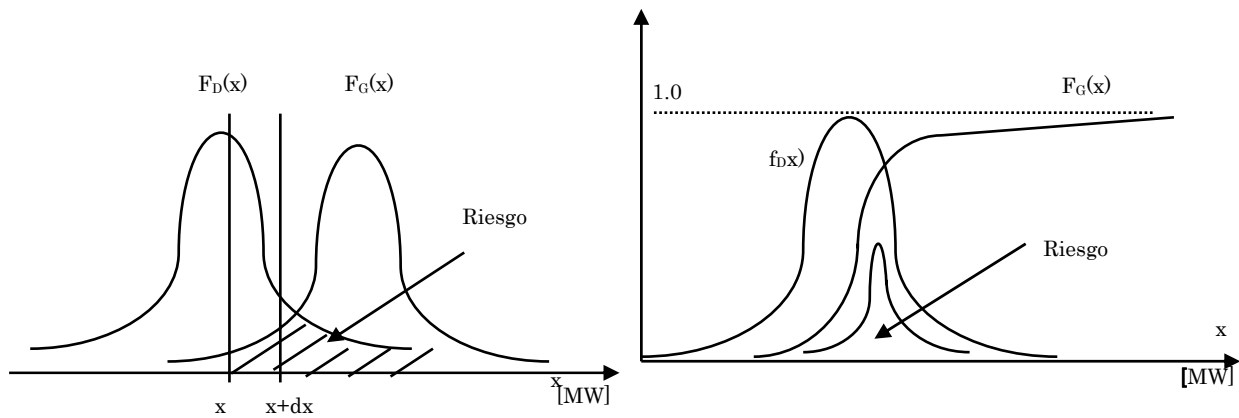


Figura 11.8 Riesgo de no atender la demanda máxima pronosticada

El método de convolución continua se aplica cuando ambos modelos, generación y la demanda, son continuos. Si una de las variables, generación o demanda, es discreta y la otra continua el problema se convierte en el cálculo de probabilidad a partir de la distribución de probabilidad de la variable continua.

En estos casos, la adecuación se valora mediante la probabilidad de que la generación disponible en un tiempo dado (día, mes, año) sea mayor o igual a la demanda máxima pronosticada para dicho periodo de tiempo. Esta probabilidad se conoce como el riesgo de no atender la demanda máxima y constituye un índice de confiabilidad.

Si ambas variables son probabilísticas, continuas e independientes entre sí:

$$\text{Riesgo} = \int_0^{\infty} \int_0^x f_G(x) f_D(x) dx dx = \int_0^{\infty} F_G(x) f_D(x) dx \quad (2.21)$$

Donde x es el valor en [MW] de la demanda máxima pronosticada o de la capacidad de generación disponible. La integral de la derecha es la convolución de f_G y f_D con respecto a X .

El riesgo depende de las posiciones relativas de las funciones de densidad (μ_D , μ_G) y de sus grados de dispersión (σ_D , σ_G).

Criterios reportados en la literatura para riesgo de no atender la demanda máxima pronosticada están en el rango de 3% a 20%

Si el sistema tiene un número grande de unidades (>30) cuya capacidad individual es pequeña comparada con la capacidad total del sistema, la distribución de la capacidad de generación disponible se puede aproximar a la distribución normal. Igualmente, la distribución de la demanda máxima pronosticada también es Gaussiana.

En el caso en que tanto la demanda como la capacidad de generación disponible tienen distribución Gausiana, la Referencia [13] presenta el siguiente método aproximado para calcular el riesgo:

$$\beta = \frac{\mu_G - \mu_D}{\sqrt{\sigma_G^2 - \sigma_D^2}} \quad (2.22)$$

$$Riesgo = 1 - \Phi(z = \beta) \quad (2.23)$$

Donde Φ denota la distribución Gausiana estándar.

EJEMPLO 2.17

En un sistema de potencia dado, la generación y la demanda están normalmente distribuidas con los siguientes parámetros:

Generación: $\mu = 1300$ [MW] $\sigma = 10\%$

Demanda: $\mu = 1000$ [MW] $\sigma = 20\%$

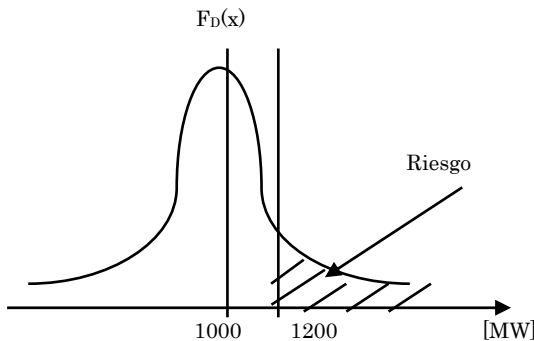
Cuál es el riesgo de no poder atender la demanda máxima?

$$\beta = \frac{\mu_G - \mu_D}{\sqrt{(\sigma_G^2 - \sigma_D^2)}} = \frac{1300 - 1000}{\sqrt{(0.1 * 1300)^2 + (0.2 * 1000)^2}} = 1.25766542$$

$$Riesgo = 1 - \Phi(z = 1.25766542) = 1 - 0.8962 = 10.38\%$$

EJEMPLO 2.18

En un sistema de potencia dado, la demanda están normalmente distribuidas con parámetros $\mu = 1000$ [MW] y $\sigma = 20\%$. Si la generación tiene un valor fijo de 1200 MW, cuál es el riesgo de no poder atender la demanda máxima?



$$Riesgo = P[Demanda > 1200]$$

$$z = \frac{1200 - 1000}{1000 * 0.2} = 1.0$$

$$Riesgo = 1 - \Phi(z = 1.0) = 1 - 0.8413 = 15.87\%$$

2.9 SIMULACIÓN DE MONTECARLO

2.9.1 Descripción del método

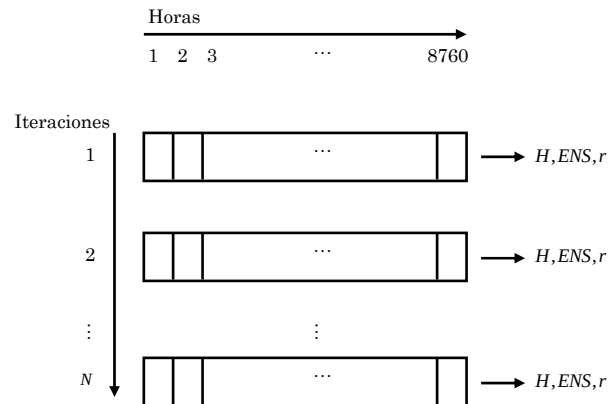


Figura 2.9 Procedimiento de simulación secuencial en un sistema de generación

Con el método de simulación de Montecarlo, la adecuación del sistema de generación se estudia generando en forma aleatoria los valores de energía eléctrica disponible cada hora del año de estudio y comparándolo con respecto al valor de la demanda pronosticado en cada hora. La figura 10.9 muestra un esquema del procedimiento de simulación.

El procedimiento de simulación es:

1	Definir el “escenario” a ser analizado	Año futuro de interés, unidades en servicio, demanda pronosticada, modelos de confiabilidad de los componentes, modelos de los recursos primarios para generación, puntos de interconexión en servicio y su modelo de despacho
2	Fijar el nivel de contingencias a ser estudiado	$n-1$, $n-2$, etc.
3	Para cada hora i del año se valora el desempeño del sistema mediante el balance de energía. Este método se denomina “full sequential simulation”.	Así se obtienen el valor de la demanda d_i , la generación total disponible g_i (interna y externa), la reserva del sistema ($g_i - d_i$) y la demanda no servida si hay déficit en el sistema ($g_i < d_i$).
4	Al completar las 8760 horas del año hay una “iteración” y se acumulan los parámetros que permitirán calcular los índices de confiabilidad	El número de horas en que hay déficit (H), la demanda no servida (ENS) y la reserva (r).
8	Al terminar la simulación se calculan los índices de confiabilidad	La simulación termina cuando se alcance el criterio de parada: número máximo de iteraciones, coeficiente de variación de uno de los índices a ser calculado, etc.

Si existen varias alternativas de expansión, se debe efectuar una simulación para cada una de ellas y comparar los índices de confiabilidad resultantes en cada una de ellas.

2.9.2 Procedimiento dentro de una iteración

Dentro de cada iteración se sigue el siguiente procedimiento:

1	Para cada uno de los componentes del sistema genere un número aleatorio uniforme y conviértalo en un tiempo para salida utilizando la correspondiente distribución de probabilidad.
2	Si el menor tiempo para salida es mayor o igual a un año, no existe salida de componentes en esta iteración. De lo contrario, el componente con el menor tiempo para salida se considera indisponible, si el criterio de pérdida de componentes es $n-1$; si el criterio es $n-2$, los dos componentes con menor tiempo para salida menor a 1 año se consideran indisponibles.
3	Para cada uno de los componentes indisponibles genere un número aleatorio uniforme y transfórmelo en un tiempo para restauración utilizando la correspondiente distribución de probabilidad. Redondee estos tiempos a valores enteros de hora.
4	Para cada uno recursos primarios de energía genere un número aleatorio uniforme y conviértalo a un valor del recurso utilizando la correspondiente distribución de probabilidad.
5	Para cada una de las unidades de generación internas disponibles en esta hora, determine la potencia activa que pueden despachar
6	Para cada uno de los PI genere un número aleatorio uniforme y conviértalo en el valor de MW que pueden suministrar utilizando la correspondiente distribución de probabilidad.
7	Determine el valor de demanda activa utilizando la curva de demanda del tipo de día que corresponda a la hora bajo estudio
8	Si se consideran los reactivos, determine la demanda reactiva y los MVAR que pueden despachar las unidades internas y los sistemas externos
9	Calcule la reserva del sistema en esta hora y la demanda no servida, en el caso de haber déficit.

2.9.3 Cálculo de los índices de confiabilidad

Una vez se termina una simulación, se tendrá una muestra de N datos para cada variable I que permite calcular un índice de confiabilidad.

En general, un índice de confiabilidad se calculará como un promedio estadístico que es estimador del valor esperado de un índice de confiabilidad.

$E(I) = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N I_j$	(2.24)
---------------------------------------	--------

Para cada índice de confiabilidad, se pueden ajustar los datos obtenidos a una distribución de probabilidad, lo que permite hacer análisis de riesgo e incorporar el índice en otros tipos de análisis.

Algunos índices de confiabilidad son:

- **LOLE (Loss of Load Expectation) o valor esperado de pérdida de carga**

$LOLE = \sum_{j=1}^N H_j / N$	(2.25)
-------------------------------	--------

- **LOLP (Loss of Load Probability) o probabilidad de pérdida de carga**

$LOLP = (\sum_{j=1}^N H_j) / (N * 8760) = LOLE / 8760$	(2.26)
--	--------

- **EENS (Expected Energy Not Served) o valor esperado de energía no servida al año**

$EENS = \sum_{j=1}^N ENS_j / N$	(2.27)
---------------------------------	--------

- **%R o valor esperado de reserva al año**

$\%R = (\sum_{j=1}^N r_j) / (N * \sum_{j=1}^{8760} d_j) * 100 \quad [MW]$	(2.28)
---	--------

Para un ejemplo práctico de la aplicación del método de simulación de Montecarlo en la valoración de adecuación de sistemas de generación consultar la Referencia [15].

2.10 LA CONFIABILIDAD EN EL PLANEAMIENTO DE SISTEMAS DE GENERACIÓN

En el planeamiento de sistemas de generación se analiza para uno o varios años futuros diversas estrategias de expansión en generación que se plantean dentro de un problema de optimización matemática.

La confiabilidad generalmente es incorporada en este problema dentro de las restricciones, aunque también puede incorporarse dentro de la función objetivo.

Para el caso de capacidad estática donde se valora la adecuación del sistema de generación para atender la demanda, el problema se puede plantear en forma general de la siguiente forma:

Minimizar $(C_i + C_o + C_u + C_a + C_n)$	
Sujeto a:	
Capacidad disponible > Demanda	
Restricciones de mantenimiento:	Tiempo programado de salida de las unidades
Restricciones ambientales:	Emisiones permitidas o volumen de agua a usar etc
Restricciones de confiabilidad:	LOLE, EENS, XLOL, LOLF, LOLD, etc
Restricciones operativas:	Requisitos técnicos y legales
Donde:	
Ci: Costo de inversión en nuevas unidades o en el mejoramiento (overhaul) de las actuales	
Co: Costo operativos como combustible, personal, mantenimiento	
Cu: Costo para los usuarios por falta del servicio o compensación a los usuarios	
Ca: Costos ambientales	
Cn: Otros costos	

Este problema se puede plantear para uno o varios años futuros de interés en forma individual o simultánea. En el primer caso, la solución del problema es de una etapa y en el otro multietapa. Si la programación es dinámica la función objetivo se evalúa para diferentes alternativas de expansión.

Generalmente, las alternativas de expansión en generación se toman de estudios de planeamiento energético.

CAPÍTULO 3 – ADECUACIÓN DE SISTEMAS GENERACIÓN-TRANSMISIÓN

3.1 DESCRIPCIÓN DE LOS ESTUDIOS

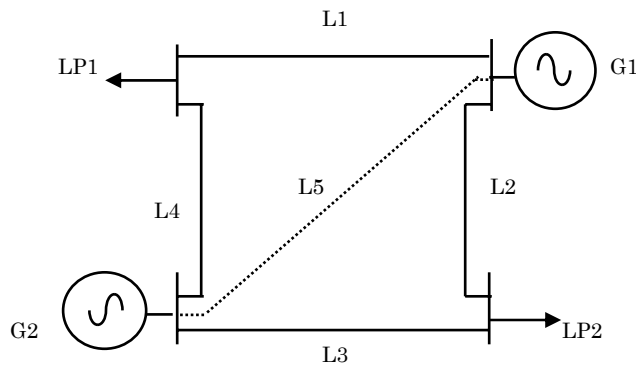


Figura 3.1
Ejemplo de sistema compuesto generación
transmisión

3.1.1 Objetivo

El planeamiento del sistema compuesto generación – transmisión busca desarrollar un sistema de transmisión conveniente para llevar la energía generada a los principales puntos de carga cumpliendo los criterios de planeamiento de calidad, seguridad y confiabilidad.

En los estudios de adecuación se valora la confiabilidad de un esquema existente y el impacto de varios esquemas de refuerzo en los niveles de generación y transmisión para un año de estudio dado que corresponde al largo plazo.

La razón para incluir las plantas de generación dentro de los análisis del sistema compuesto es el efecto dominante que su ubicación, tamaño y características técnicas tienen sobre el comportamiento del sistema de transmisión.

3.1.2 Definición de falla del sistema compuesto

Para definir si un sistema compuesto generación – transmisión está en “estado de falla” o de “operación normal” basta con verificar que se cumplan los criterios de planeamiento de calidad, seguridad y confiabilidad en todas las configuraciones operativas del sistema.

Entonces, el estado de falla se da sí:

1	El servicio se interrumpe a cualquiera de las barras.
2	No hay suficiente generación disponible en el sistema para atender la demanda.
3	Hay sobrecargas en los componentes del sistema (Líneas de transmisión y transformadores).
4	Los voltajes en las barras están por fuera de los criterios de planeamiento.

La verificación de las condiciones 3 y 4 implica la ejecución del programa de flujo de carga.

Como se explicará más adelante, las configuraciones operativas de un sistema compuesto generación – transmisión son muchas, por lo cual, parte del estudio de confiabilidad consiste en determinar cuáles son

las configuraciones más importantes para hacer la valoración de confiabilidad del sistema, aunque en sentido estricto todas deberían ser evaluadas.

3.1.3 Enfoques para la valoración de confiabilidad

Existen dos tipos de enfoques o “criterios” para valorar la confiabilidad de los sistemas compuestos generación – transmisión:

Criterio determinístico	Criterio probabilístico
La confiabilidad del sistema se valora mediante el cumplimiento de determinadas reglas operativas.	La confiabilidad del sistema se valora mediante índices de confiabilidad de los puntos de carga o del sistema. Por ejemplo, probabilidades, valores esperados, frecuencias, etc.

La aplicación de ambos criterios o enfoques implica analizar las configuraciones operativas del sistema.

3.1.4 Valoración del desempeño eléctrico del sistema

El llevar la energía de los sitios de producción a los de consumo implica el cumplimiento de las leyes de Kirchoff las cuales se incorporan en el análisis por medio de las ecuaciones de flujo de carga.

El flujo de carga sirve entonces para valorar los criterios de seguridad y calidad en las diferentes configuraciones operativas que se analicen.

El modelamiento de los componentes del sistema para la valoración del desempeño eléctrico del sistema es el clásico utilizado para estudios de flujos de carga: impedancias y admitancias de secuencia positiva.

Es de aclarar que el flujo de carga tiene valores fijos para la demanda activa y reactiva de los puntos de carga del sistema, por lo cual, corresponde a una situación puntual o estática, pues la demanda tiene un patrón de variación en diferentes periodos de tiempo de referencia: un día, semana, mes, estación, etc; esto independiente del crecimiento de la demanda. La variación y crecimiento de la demanda dependen del tipo de usuarios predominante en el punto de carga.

Entonces, dependiendo del método de valoración de la confiabilidad se deberán ejecutar flujos de carga no solo para las configuraciones operativas sino también para diversos valores de la demanda.

Es usual en los estudios de planeamiento de largo plazo analizar el desempeño eléctrico del sistema para el valor de la demanda máxima pronosticada. Sin embargo, este tipo de hipótesis es pesimista pues en general un sistema de potencia solo está en sus mayores valores de demanda durante un corto periodo de tiempo. Para mejorar la valoración, se puede analizar el sistema para su demanda máxima en varios escenarios típicos: día ordinario, día festivo, día de verano, día de invierno, etc. En el método de simulación de Montecarlo, se pueden generar en forma aleatoria diversos valores de la curva de demanda correspondientes a diferentes días típicos y para cada uno de estos valores se efectúa el flujo de carga.

3.2 CONFIGURACIONES OPERATIVAS DE UN SISTEMA

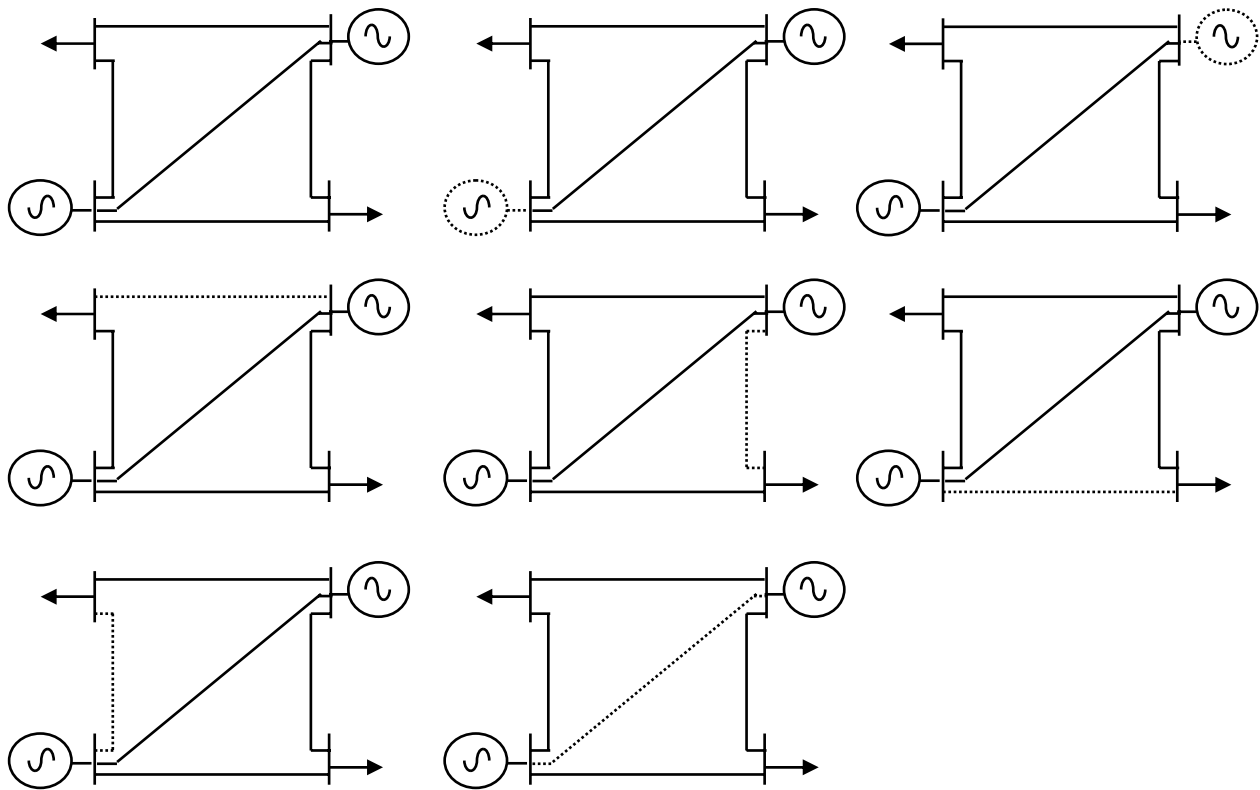


Figura 3.2 Configuraciones operativas con criterio $n-1$

Por configuraciones operativas se entienden los estados del sistema de potencia. Por esta razón, el conjunto de todas las configuraciones operativas de un sistema se denomina “espacio de estados”.

El número de estados de un sistema depende del número de estados operativos de sus componentes. El número de estados del sistema se obtiene de la siguiente forma:

Estados de los componentes	Estados de un sistema con n componentes
2	2^n estados
Más de 2	Se determina aplicando sucesivamente la fórmula de combinatorio

El número de estados de cualquier sistema compuesto es muy alto aunque sus componentes únicamente se consideren con dos estados operativos.

Sin embargo, no es práctico ni de interés analizar un sistema real enumerando en forma exhaustiva todos sus estados posibles, independiente de si se aplican criterios determinísticos o probabilísticos. Por ejemplo, puede interesar únicamente el estudio del comportamiento del sistema ante contingencias $n-1$ en generación y transmisión como se muestra en la Figura 10.2.

El interés por estudiar únicamente algunas de las configuraciones operativas del sistema surge de:

1	La gran cantidad de estados que existen aún en sistemas con pocos componentes. Por ejemplo, un sistema con 7 componentes tiene 128 estados.
2	El tiempo computacional requerido para el estudio del sistema puede ser muy elevado pues en cada configuración se debe ejecutar el flujo de carga, el cual es un proceso iterativo.
3	Algunos estados pueden tener una probabilidad de ocurrencia muy baja. Por ejemplo, menor a 10^{-6} . sin embargo, se debe reconocer que los estados con baja probabilidad de ocurrir pueden presentarse.
4	Los casos donde se pierde toda la generación, toda la transmisión o todos los componentes son triviales pues se sabe que el sistema falla. Además, estos estados tienen una probabilidad de ocurrencia muy baja.
5	Los estados que implican la salida simultánea de varios componentes tienen una probabilidad de ocurrencia muy baja.
6	Los casos en que el sistema cumple todos los criterios de planeamiento no interesan para los cálculos de los índices de confiabilidad, pues no existe falla del sistema.
7	Planear un sistema que garantice calidad y seguridad ante la pérdida simultánea de varios componentes puede resultar muy costoso. Lo más utilizado es planear con criterio $n-1$ ó $n-2$.
8	El planeador conoce de antemano cuáles son las condiciones más críticas del sistema.
9	Se acepta que el sistema no cumpla todos los criterios de planeamiento en los estados operativos que tienen muy poca probabilidad de ocurrir.

Como en general, este estudio consiste en el análisis de estados del sistema donde se pierden componentes, este tipo de análisis es el mismo análisis de contingencias o “contingency screening” de las actividades de planeamiento de sistemas de potencia.

EJEMPLO 3.1

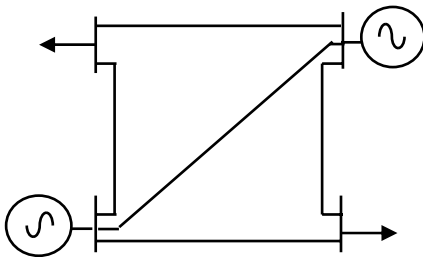


Figura 3.3 Sistema de siete componentes

Para el sistema de cuatro barras y siete componentes que se muestra en la Figura 9.3, el número de estados es:

Método		# estados	Comentario
1	Enumeración exhaustiva de estados	$2^7=128$	No son de interés las configuraciones en que se pierde toda la generación y toda la transmisión
2	Criterio n-1	$7C_2+1=8$	
3	Criterio n-2	$7C_2+1=22$	No es de interés la configuración en que se pierden los dos generadores
4	Combinación de tabla de estados de unidades de generación con tabla de estados de líneas de transmisión	$31*3=93$	No son de interés las configuraciones en que se pierde toda la generación y toda la transmisión

3.3 PROBABILIDAD Y FRECUENCIA DE OCURRENCIA DE LOS ESTADOS DEL SISTEMA

Si para un sistema dado se conocen la disponibilidad e indisponibilidad de cada componente y se asume que las disponibilidades e indisponibilidades de todos los componentes son independientes entre sí, la probabilidad de ocurrencia de un estado operativo cualquiera se puede hallar multiplicando las probabilidades individuales de cada uno de los componentes que corresponden a la condición operativa del componente en el estado bajo estudio.

Es decir, se aplica la fórmula de probabilidad de ocurrencia simultánea de varios eventos independientes:

$P[E_1 \cap E_2 \cap \dots \cap E_n] = P[E_1]P[E_2] \dots P[E_n]$	(3.1)
---	-------

Esta fórmula es independiente de la forma de las tasas de eventos de las distribuciones de probabilidad de los tiempos para salida y restauración de los componentes.

Las probabilidades individuales de los componentes, sean disponibilidades o indisponibilidades se pueden hallar de la siguiente forma:

1	En forma estadística	De registros operativos, aplicando la definición de frecuencia relativa para la probabilidad
2	Del proceso de Markov homogéneo	Si las tasas de salidas y restauración son constantes
3	Mediante simulación de Montecarlo	Para tasas de salidas y restauración constantes o variables con el tiempo

Si además, las tasas de salidas y restauración de todos los componentes son constantes se puede aplicar la técnica de frecuencia y duración (Capítulo 4) para hallar:

Frecuencia de ocurrencia de un estado i del sistema	$f_i = P_i(\infty) * \sum h_{ij}$	(3.2)
Duración media de cada estado i del sistema	$D_i = 1 / \sum h_{ij}$	(3.3)

Al hallar las probabilidades y frecuencias de ocurrencias de cada estado se considerar que solo es posible una falla o reparación a la vez y que las fallas y reparaciones de los componentes son independientes.

Como se verá más adelante, la probabilidad y frecuencia de ocurrencia de cada estado del sistema son datos básicos para determinar los índices de confiabilidad de los puntos de carga y del sistema, como se

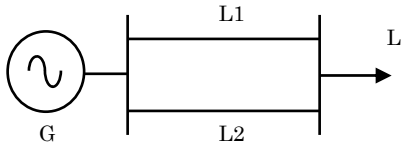
EJEMPLO 3.2

Figura 3.4 Sistema de prueba radial

Datos de los componentes								
Componente	Capacidad [MW]	U	λ [Fallas/año]	μ [Rep/año]	MTTF		MTTR	
					[años]	[horas]	[años]	[horas]
G1	120	0.064103	5	73	0.2	1752	0.01369863	120
G2	80	0.064103	5	73	0.2	1752	0.01369863	120
L1	120	0.000684	2	2920	0.5	4380	0.00034247	3
L2	100	0.000684	2	2920	0.5	4380	0.00034247	3

Resultados									
Estado i	Componente				P_i	Σ hsalida [eventos/ año]	F_i [eventos/año]	D_i	
	G1	G2	L1	L2				[años/evento]	[horas/ evento]
1	SI	SI	SI	SI	0.8747053736	14	12.24587523	0.071428571	625.714
2	SI	NO	NO	NO	0.0000000281	5918	0.000166333	0.000168976	1.480
3	NO	SI	NO	NO	0.0000000281	5918	0.000166333	0.000168976	1.480
4	NO	NO	SI	NO	0.0000028106	3068	0.008623004	0.000325945	2.855
5	NO	NO	NO	SI	0.0000028106	3068	0.008623004	0.000325945	2.855
6	SI	SI	NO	NO	0.0000004104	5850	0.002400557	0.00017094	1.497
7	SI	NO	SI	NO	0.0000410352	3000	0.123105466	0.000333333	2.920
8	SI	NO	NO	SI	0.0000410352	3000	0.123105466	0.000333333	2.920
9	NO	SI	SI	NO	0.0000410352	3000	0.123105466	0.000333333	2.920
10	NO	SI	NO	SI	0.0000410352	3000	0.123105466	0.000333333	2.920
11	NO	NO	SI	SI	0.0041035155	150	0.615527332	0.006666667	58.400
12	SI	SI	SI	NO	0.0005991133	2932	1.756600106	0.000341064	2.988
13	SI	SI	NO	SI	0.0005991133	2932	1.756600106	0.000341064	2.988
14	SI	NO	SI	SI	0.0599113270	82	4.912728811	0.012195122	106.829
15	NO	SI	SI	SI	0.0599113270	82	4.912728811	0.012195122	106.829
16	NO	NO	NO	NO	0.0000000019	5986	1.15236E-05	0.000167056	1.463

Como se observa en la tabla de resultados, luego del estado operativo normal, los estados con mayor probabilidad de ocurrencia son los que corresponden al criterio $n - 1$.

3.4 CRITERIOS DETERMINÍSTICOS PARA VALORAR LA ADECUACIÓN

Los criterios determinísticos son los más utilizados para la valoración de la adecuación de los sistemas compuestos generación - transmisión.

Estos criterios surgen de que:

1	La probabilidad de ocurrencia del evento de salida simultánea de dos o más componentes de un sistema de potencia es muy baja.	Este hecho se conoce de estadísticas operativas o de calcular la probabilidad de los estados operativos posibles.
2	El desempeño de la mayoría de los sistemas de potencia es aceptable ante la pérdida de un componente.	Esto se debe a que la mayoría de los sistemas han sido construidos para operar ante la pérdida de un componente. Por esto, es usual que los sistemas de transmisión tengan topología enmallada y redundancia en los circuitos de transmisión.
3	Es muy costoso planear el sistema para que opere satisfactoriamente ante la pérdida simultánea de varios componentes.	
4	Se puede tolerar que el sistema no cumpla los criterios todos los criterios de planeamiento en los estados operativos que tienen muy poca probabilidad de ocurrir.	

3.4.1 Criterio $n-1$

Es el criterio determinístico más utilizado en todo el mundo.

Consiste en simular la pérdida de un componente de red (Línea de transmisión, transformador, compensación reactiva) o un generador. El sistema debe cumplir los criterios de calidad y seguridad ante la pérdida del componente o de lo contrario se considera en falla.

En la mayoría de los casos, el criterio se aplica a pérdida de componentes de red sin considerar las salidas en generación.

En Colombia, para sistemas que operan a tensiones mayores a 220 kV la regulación establece en el Código de Redes [11] que para el planeamiento de la expansión, la confiabilidad puede ser valorada mediante el criterio determinístico $n-1$.

3.4.2 Criterio $n-2$

Consiste en simular la pérdida de dos componentes del sistema sean ambos de red o uno de red y uno de generación. El sistema debe cumplir los criterios de calidad y seguridad ante la pérdida de los dos componentes o de lo contrario se considera en falla.

No es tan aplicado como el criterio $n-1$ pues las fallas simultáneas son en general consideradas improbables. La idea de este criterio es garantizar la operación del sistema ante la pérdida de dos

componentes en una misma región o de los dos componentes más críticos para el sistema. CIGRE recomienda el criterio $n-2$ para análisis de estabilidad de voltaje [12].

3.4.3 Otros criterios

Pérdida de dos barrajes, salida de varios componentes en cascada.

3.4.4 Procedimiento de análisis

El procedimiento de análisis de adecuación con criterios determinísticos es:

1	Realizar el flujo de carga en <u>todas</u> las configuraciones operativas que corresponden al criterio ($n-1$ en red, $n-1$ en red y generación, $n-2$ en red, $n-2$ en red y generación)
2	Verificar que no exista interrupción en el suministro a ninguno de los puntos de carga
3	Verificar el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad
4	Si 2 o 3 no se cumplen, plantear medidas remediales

Ejemplo 3.3

El sistema de prueba del Ejemplo 10.2 cumple el criterio de adecuación $n-1$?

Respuesta: NO, en todos de los casos de contingencia $n-1$ existe pérdida de carga.

Sin embargo, este criterio determinístico considera la carga fija en el valor máximo, cuando la contingencia puede ocurrir para cualquier valor de la demanda que varía diariamente entre un mínimo y el valor máximo.

3.5 CRITERIOS PROBABILÍSTICOS PARA VALORAR LA ADECUACIÓN

Los criterios probabilísticos para valorar la adecuación del sistema compuesto vienen dados en forma de índices de adecuación.

No existe consenso sobre qué constituye un conjunto completo de índices para valorar la de adecuación del sistema compuesto.

Existen dos tipos de índices de adecuación del sistema compuesto:

Índices de los puntos de carga	Índices del sistema
Son útiles para el diseño del sistema y para comparar diferentes alternativas de configuraciones y adiciones del sistema.	Son útiles para la administración y planeamiento pues indican la habilidad del sistema para satisfacer los requerimientos de carga y energía.
Los índices de los puntos de carga individuales pueden agregarse para obtener los índices del sistema.	

Los índices del sistema y de los puntos de carga se complementan entre sí. Si los índices se calculan para un solo nivel de carga y expresados sobre la base de un año se denominan índices o valores anualizados.

Los índices más utilizados son frecuencia de falla, duración de las fallas y valor esperado de energía no servida.

El cálculo de los índices de confiabilidad puede corresponder a:

Desempeño histórico	Predicción
Se refiere al cálculo de los índices de confiabilidad del sistema a partir de registros operativos. Es decir, corresponde a un análisis de lo que ya pasó en el sistema.	Se refiere al cálculo de los índices de confiabilidad del sistema mediante un modelo matemático (simulación) el cual se resuelve en forma analítica o numérica. Es decir, corresponde a una predicción de lo que pasará en el sistema.
Generalmente, la regulación obliga a coleccionar esta información y calcular los índices de confiabilidad para un periodo dado.	Este tipo de análisis se realiza dentro de las actividades de planeamiento del sistema y sirve para valorar si el sistema es “adecuado” para atender la demanda futura.
Esta información sirve para valorar el desempeño del sistema respecto a lo establecido para la regulación y establecer medidas correctivas	La valoración se hace para un año dado de interés y diversas alternativas de expansión o medidas correctivas tomadas del análisis del desempeño histórico del sistema.

Los métodos de análisis para predecir los índices de confiabilidad son:

1	Enumeración de estados
2	Simulación de Montecarlo

El primer método ha sido utilizado con preferencia en Norteamérica y el segundo en Europa.

No se puede afirmar que alguno de los métodos sea superior al otro.

3.6 EL MÉTODO DE ENUMERACIÓN DE ESTADOS

3.6.1 Descripción del método

En este método se evalúan los índices de confiabilidad para un conjunto de configuraciones operativas o estados que son de “interés” para el estudio. Los estados se pueden enumerar o contar pues se conoce cuáles son.

La esencia de este método es que si existen N estados operativos de interés para un sistema dado, se puede estimar el valor esperado de un índice de confiabilidad dado I de la siguiente forma:

$I = \sum_{j=1}^N P_j * I(j)$	(3.4)
-------------------------------	-------

Donde $P(j)$ es la probabilidad de ocurrencia del estado j e $I(j)$ es el valor del índice en el estado j .

Es obvio que si los índices de interés son evaluados sin considerar todo el espacio de estados, entonces son estimadores cuya calidad dependerá del número de estados y de la correcta selección de estados (los que tengan mayor probabilidad).

Los índices calculados utilizando la enumeración de estados corresponden a “la frontera inferior” del valor verdadero del parámetro.

A continuación se tratan dos partes importantes de este método: La selección de estados y el modelamiento de la demanda tanto para el análisis de desempeño eléctrico como para valorar la probabilidad de pérdida de carga.

El procedimiento de análisis de adecuación con enumeración de estados es:

1	Determinar las configuraciones operativas de interés para el estudio.
2	Evaluar las probabilidades y frecuencias de ocurrencia de cada una de las configuraciones.
3	Determinar el modelo probabilístico de la demanda
4	En cada configuración realizar el flujo de carga y contabilizar eventos de pérdida de carga, sobrecargas, violaciones de los límites de voltaje y otros parámetros operativos de interés.
5	Calcular los índices de confiabilidad de los puntos de carga y del sistema.

3.6.2 Selección de estados

La selección de estados determina los eventos de falla en los componentes que son razonablemente probables de ocurrir y los medios para determinar cuáles de estos son los más severos para el sistema. Este procedimiento también se denomina “contingency screening”.

Existen varios métodos para la selección de contingencias, algunos de los cuales se presentan a continuación.

1	Juicio de Ingeniería	Consiste en seleccionar las contingencias que se estudiarán basados en la experiencia que se tiene en la operación del sistema. Esto incluye el conocimiento de la ocurrencia histórica de los eventos de falla de los componentes y de las fallas que son más severas para el sistema.
2	Ranking de contingencias por severidad según pérdida de carga	En cada configuración operativa del sistema se realiza el flujo de carga y se determina el valor de carga que se pierde o que debe ser deslastrada para eliminar las sobrecargas en las líneas. Se puede asumir que la carga está fija en el valor máximo o considerar la probabilidad de que supere el valor que se requiere deslastrar para lo cual se utiliza la curva de duración de carga. Por lo tanto, este método puede ser determinístico o probabilístico.
3	Ranking de contingencias por probabilidad de ocurrencia	Si se dispone de la probabilidad de ocurrencia de las diferentes contingencias que ocurren en el sistema, se pueden listar las contingencias en orden descendente por probabilidad de ocurrencia y seleccionar el grupo de contingencias que representan la mayor parte de la probabilidad.
4	Ranking de contingencias por índice de severidad de sobrecarga en líneas	El índice de desempeño PI sirve para ordenar en severidad las contingencias sencillas en circuitos de transmisión de un sistema. Obsérvese, que se requiere efectuar el flujo de carga para cada una de las configuraciones operativas que implican salida de un circuito de transmisión. $PI = \sum_{i=1}^{\# \text{ circuitos}} \left(\frac{P_i}{P_{li}} \right)^2 \quad (3.5)$ P_i: Flujo de potencia en el circuito i, P_{li}: Capacidad de transmisión del circuito i
5	Combinación de los anteriores	Se puede realizar ranking de contingencias mediante una mezcla de los métodos anteriores

Ejemplo 3.3

Para el sistema de prueba del ejemplo 10.2 realizar el ranking de contingencias. La demanda máxima pronosticada es de 160 MW.

Resultados del estudio de todas las contingencias							
Estado i	G1 80 MW	G2 120 MW	L1 120 MW	L2 100 MW	MW disponibles en punto de carga	Pérdida de carga [MW]	Pi
1	SI	SI	SI	SI	200	0	0.8747053736
2	SI	NO	NO	NO	0	160	0.0000000281
3	NO	SI	NO	NO	0	160	0.0000000281
4	NO	NO	SI	NO	0	160	0.0000028106
5	NO	NO	NO	SI	0	160	0.0000028106
6	SI	SI	NO	NO	0	160	0.0000004104
7	SI	NO	SI	NO	80	80	0.0000410352
8	SI	NO	NO	SI	80	80	0.0000410352
9	NO	SI	SI	NO	120	40	0.0000410352
10	NO	SI	NO	SI	100	60	0.0000410352
11	NO	NO	SI	SI	0	160	0.0041035155
12	SI	SI	SI	NO	120	40	0.0005991133
13	SI	SI	NO	SI	100	60	0.0005991133
14	SI	NO	SI	SI	80	80	0.0599113270
15	NO	SI	SI	SI	120	40	0.0599113270
16	NO	NO	NO	NO	0	160	0.0000000019

Ranking por pérdida de carga		
Estado	Pérdida de carga [MW]	Tipo contingencia
2	160	n-3
3	160	n-3
4	160	n-3
5	160	n-3
6	160	n-2
11	160	n-2
16	160	n-4
7	80	n-2
8	80	n-2
14	80	n-1
10	60	n-2
13	60	n-1
9	40	n-2
12	40	n-1
15	40	n-1
1	0	n-0

Ranking por probabilidad de ocurrencia		
Estado	Probabilidad	Tipo contingencia
1	0.8747053736	n-0
14	0.0599113270	n-1
15	0.0599113270	n-1
11	0.0041035155	n-2
12	0.0005991133	n-1
13	0.0005991133	n-1
7	0.0000410352	n-2
8	0.0000410352	n-2
9	0.0000410352	n-2
10	0.0000410352	n-2
4	0.0000028106	n-3
5	0.0000028106	n-3
6	0.0000004104	n-2
2	0.0000000281	n-3
3	0.0000000281	n-3
16	0.0000000019	n-4

Del ranking de contingencias por pérdida de carga se observa que los casos más severos de pérdida de carga (160 MW) ocurren para contingencias de orden mayor a 1. Sin embargo, del ranking de contingencias por probabilidad de ocurrencia se observa que estos estados tienen muy poca probabilidad

de ocurrencia, con excepción del estado 11 que corresponde a la pérdida de ambos generadores. Los estados correspondientes a contingencias n-1 son los que tienen mayor probabilidad de ocurrencia.

Ranking por pérdida de carga y probabilidad			
Estado	Pérdida de carga [MW]	Probabilidad	Tipo contingencia
11	160	0.0041035155	n-2
4	160	0.0000028106	n-3
5	160	0.0000028106	n-3
6	160	0.0000004104	n-2
2	160	0.0000000281	n-3
3	160	0.0000000281	n-3
16	160	0.0000000019	n-4
14	80	0.0599113270	n-1
7	80	0.0000410352	n-2
8	80	0.0000410352	n-2
13	60	0.0005991133	n-1
10	60	0.0000410352	n-2
15	40	0.0599113270	n-1
12	40	0.0005991133	n-1
9	40	0.0000410352	n-2
1	0	0.8747053736	n-0

3.6.3 Modelamiento de la demanda

Al aplicar los criterios probabilísticos que evalúan la adecuación del sistema compuesto se considera que la demanda en los puntos de carga varía diariamente entre los valores máximo y mínimo.

La curva de carga diaria se puede normalizar dividiéndola entre la demanda máxima del sistema. Así, esta curva se puede utilizar para cualquier año futuro de estudio simplemente multiplicándola por la demanda máxima pronosticada. Este tipo de modelamiento asume que el patrón de comportamiento de la demanda en un día típico siempre es el mismo pero los valores cambian debido al crecimiento de la demanda.

Si la curva de carga diaria típica normalizada se ordena de mayor a menor, se obtiene la curva de duración de carga. Las horas de 0 a 24 del eje horizontal corresponden respectivamente a 0 y 100% del tiempo.

La curva de duración de carga representa el % de tiempo en que la demanda es mayor o menor a un valor dado y puede convertirse en una distribución de probabilidad del valor de la demanda.

En la Figura 10.5 se muestran una curva diaria de carga normalizada y la correspondiente curva de duración de carga.

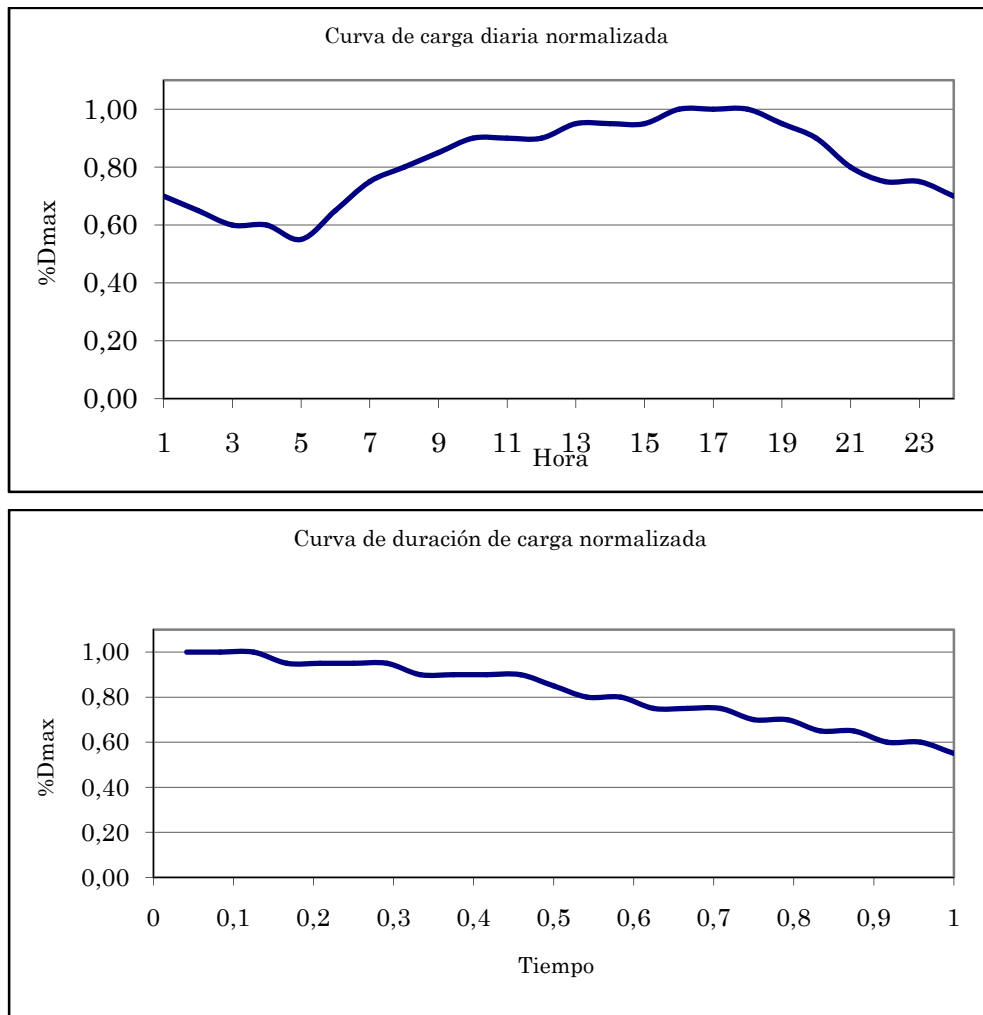


Figura 3.5 Curvas de carga diaria y curva de duración de carga

Si la curva de duración de carga diaria se ajusta a una recta como se muestra en la Figura 10.6 (a) y se normalizan los valores del eje de tiempo a % de tiempo, se puede hallar la distribución de probabilidad de la demanda diaria como se muestra en la Figura 9.6 (b).

La distribución de probabilidad de la demanda diaria tiene la siguiente ecuación:

$$P(L) = P[\text{Demanda} > L] = \frac{1}{D_{\min} - D_{\max}}(L - D_{\max}) \quad (3.6)$$

El ajuste a una recta también se puede hacer por el método de los mínimos cuadrados; este método también se conoce como regresión lineal.

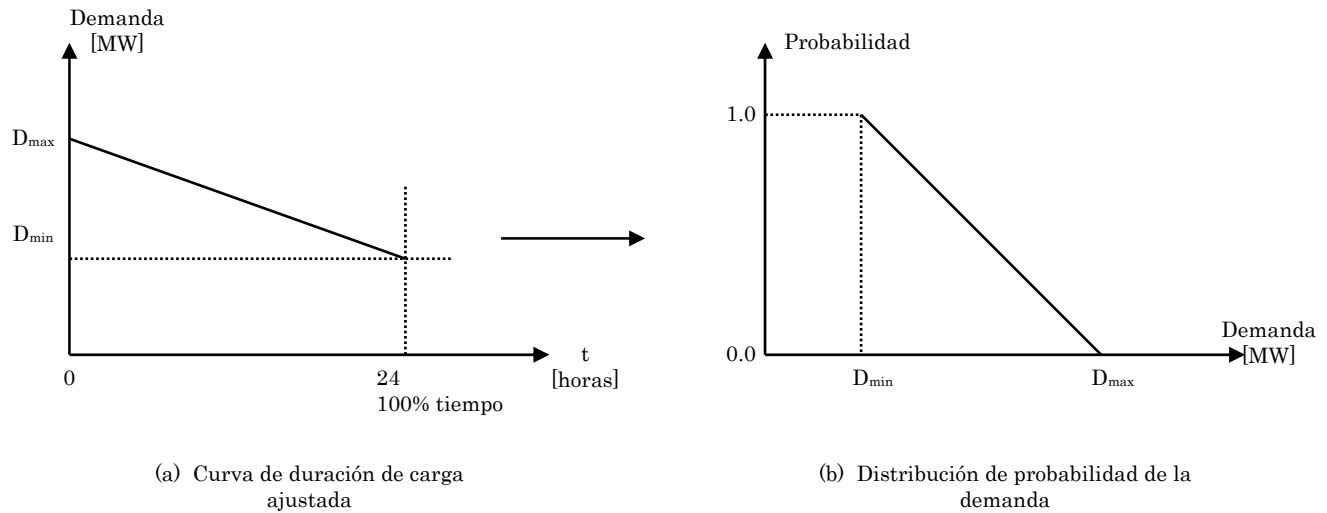


Figura 3.6 Distribución de probabilidad de la demanda diaria

3.6.4 Cálculo de los índices de confiabilidad

Existen muchos índices de confiabilidad para el sistema compuesto generación – transmisión.

A continuación se presentarán algunos de los más difundidos en la literatura técnica, aclarándose que el analista puede definir otros índices según sus necesidades.

- Nomenclatura**

j	Es un estado o configuración operativa del sistema
N	Es el número total de estados analizado
j V	Incluye todos los estados en que existe violación de voltaje en la barra k
j X	Incluye todos los estados en que existen sobrecargas y se alivian cortando carga en la barra k
j Y	Incluye todos los estados en que existe desconexión de la barra k
L _{kj}	Es la carga cortada en la barra k para aliviar las sobrecargas en el estado j o la carga cortada en el estado j por desconexión de la barra k [MW]
P _j	Es la probabilidad de ocurrencia del estado j
F _j	Es la frecuencia de ocurrencia del estado j
D _{kj}	Es la duración del corte de carga en la barra k en el estado j
P _{kj}	Es la probabilidad de que la carga en la barra k sea mayor al valor máximo de carga que puede suministrarse a esa barra en el estado j

- Probabilidad de falla en la barra k**

$Q_k = \sum_{j=1}^N P_j P_{kj}$	(3.7)
---------------------------------	-------

- **Frecuencia de fallas en la barra k**

$F_k = \sum_{j=1}^N F_j P_{kj}$	(3.8)
---------------------------------	-------

- **Valor esperado de carga cortada en la barra k**

$XLOL_k = \sum_{j \in X,Y} L_{kj} F_j \quad [\text{MW}]$	(3.9)
--	-------

- **Valor esperado de energía no servida en la barra k**

$EENS_k = \sum_{j \in X,Y} L_{kj} D_{kj} F_j * 8760 = \sum_{j \in X,Y} L_{kj} P_j 8760 \quad [\text{MW-hora}]$	(3.10)
--	--------

En Colombia, para sistemas que operan a tensiones mayores a 220 kV la regulación establece en el Código de Redes [11] que para el planeamiento de la expansión, la confiabilidad puede ser valorada mediante valor esperado de racionamiento que es el mismo EENS.

- **Duración esperada de los cortes de carga en la barra k**

$LOLD_k = \sum_{j \in X,Y} D_{kj} F_j * 8760 = \sum_{j \in X,Y} P_j 8760 \quad [\text{Horas}]$	(3.11)
--	--------

- **Número esperado de violaciones de voltaje**

$ENVV_k = \sum_{j \in V} F_j \quad [\text{Horas}]$	(10.12)
--	---------

- **Número esperado de cortes de carga**

$ELOLF_k = \sum_{j \in X,Y} F_j \quad [\text{Horas}]$	(10.13)
---	---------

Ejemplo 3.4

Calcular los índices de adecuación del sistema del Ejemplo 10.2. con un análisis exhaustivo de contingencias. Considerar que la carga varía diariamente entre 40 y 160 MW.

j	MW disponibles	Tipo contingencia	Pj	Pkj(L)	Pj*Pkj(L)	Fj [eventos/año]	Fj*Pkj(L) [eventos/año]
1	160	n-0	0.8747053736			12.2458752308	
2	0	n-3	0.0000000281	1.00	0.0000000281	0.0001663329	0.0001663329
3	0	n-3	0.0000000281	1.00	0.0000000281	0.0001663329	0.0001663329
4	0	n-3	0.0000028106	1.00	0.0000028106	0.0086230039	0.0086230039
5	0	n-3	0.0000028106	1.00	0.0000028106	0.0086230039	0.0086230039
6	0	n-2	0.0000004104	1.00	0.0000004104	0.0024005566	0.0024005566
7	80	n-2	0.0000410352	0.67	0.0000273568	0.1231054664	0.0820703109
8	80	n-2	0.0000410352	0.67	0.0000273568	0.1231054664	0.0820703109
9	120	n-2	0.0000410352	0.33	0.0000136784	0.1231054664	0.0410351555
10	100	n-2	0.0000410352	0.50	0.0000205176	0.1231054664	0.0615527332
11	0	n-2	0.0041035155	1.00	0.0041035155	0.6155273318	0.6155273318
12	120	n-1	0.0005991133	0.33	0.0001997044	1.7566001065	0.5855333688
13	100	n-1	0.0005991133	0.50	0.0002995566	1.7566001065	0.8783000532
14	80	n-1	0.0599113270	0.67	0.0399408846	4.9127288108	3.2751525405
15	120	n-1	0.0599113270	0.33	0.0199704423	4.9127288108	1.6375762703
16	0	n-4	0.0000000019	1.00	0.0000000019	0.0000115236	0.0000115236
				Qk=	0.0646091028	Fk=	7.2788088289

j	MW disponibles	Tipo contingencia	Pj	Pj*8760 [Horas]	Fj [eventos/año]	Lkj [MW]	Lkj*Fj [MW]	
1	160	n-0	0.8747053736		12.2458752308			
2	0	n-3	0.0000000281	0.0002462109	0.0001663329	160	0.026613	
3	0	n-3	0.0000000281	0.0002462109	0.0001663329	160	0.026613	
4	0	n-3	0.0000028106	0.0246210933	0.0086230039	160	1.379681	
5	0	n-3	0.0000028106	0.0246210933	0.0086230039	160	1.379681	
6	0	n-2	0.0000004104	0.0035946796	0.0024005566	160	0.384089	
7	80	n-2	0.0000410352	0.3594679618	0.1231054664	80	9.848437	
8	80	n-2	0.0000410352	0.3594679618	0.1231054664	80	9.848437	
9	120	n-2	0.0000410352	0.3594679618	0.1231054664	40	4.924219	
10	100	n-2	0.0000410352	0.3594679618	0.1231054664	60	7.386328	
11	0	n-2	0.0041035155	35.9467961765	0.6155273318	160	98.484373	
12	120	n-1	0.0005991133	5.2482322418	1.7566001065	40	70.264004	
13	100	n-1	0.0005991133	5.2482322418	1.7566001065	60	105.396006	
14	80	n-1	0.0599113270	524.8232241772	4.9127288108	80	393.018305	
15	120	n-1	0.0599113270	524.8232241772	4.9127288108	40	196.509152	
16	0	n-4	0.0000000019	0.0000168638	0.0000115236	160	0.001844	
LOLDk=					1097.5809270	XLOLDk=		898.8777828

j	MW disponibles	Tipo contingencia	Pj	Fj [eventos/año]	Dkj [años/evento]	Dkj*Fj*8760 [horas]	Lkj [MW]	Lkj*Pj*8760 [MW-hora]
1	160	n-0	0.8747053736	12.2458752308	0.0714285714			
2	0	n-3	0.0000000281	0.0001663329	0.0001689760	0.0002462109	160	0.0393937492
3	0	n-3	0.0000000281	0.0001663329	0.0001689760	0.0002462109	160	0.0393937492
4	0	n-3	0.0000028106	0.0086230039	0.0003259452	0.0246210933	160	3.9393749235
5	0	n-3	0.0000028106	0.0086230039	0.0003259452	0.0246210933	160	3.9393749235
6	0	n-2	0.0000004104	0.0024005566	0.0001709402	0.0035946796	160	0.5751487388
7	80	n-2	0.0000410352	0.1231054664	0.0003333333	0.3594679618	80	28.7574369412
8	80	n-2	0.0000410352	0.1231054664	0.0003333333	0.3594679618	80	28.7574369412
9	120	n-2	0.0000410352	0.1231054664	0.0003333333	0.3594679618	40	14.3787184706
10	100	n-2	0.0000410352	0.1231054664	0.0003333333	0.3594679618	60	21.5680777059
11	0	n-2	0.0041035155	0.6155273318	0.0066666667	35.9467961765	160	5751.4873882430
12	120	n-1	0.0005991133	1.7566001065	0.0003410641	5.2482322418	40	209.9292896709
13	100	n-1	0.0005991133	1.7566001065	0.0003410641	5.2482322418	60	314.8939345063
14	80	n-1	0.0599113270	4.9127288108	0.0121951220	524.8232241772	80	41985.8579341739
15	120	n-1	0.0599113270	4.9127288108	0.0121951220	524.8232241772	40	20992.9289670870
16	0	n-4	0.0000000019	0.0000115236	0.0001670565	0.0000168638	160	0.0026982020
LOLDk=						1097.5809273	EENS _k =	69357.0945680

Ejemplo 3.5

Repita el Ejemplo 10.4 considerando únicamente las contingencias n-1 que son las que tienen la mayor probabilidad de ocurrir.

j	MW disponibles	Pj	Pkj(L)	PjPkj(L)	Fj [eventos/año]	Fj*Pkj(L) [eventos/año]
12	120	0.0005991133	0.33	0.0001997044	1.7566001065	0.5855333688
13	100	0.0005991133	0.50	0.0002995566	1.7566001065	0.8783000532
14	80	0.0599113270	0.67	0.0399408846	4.9127288108	3.2751525405
15	120	0.0599113270	0.33	0.0199704423	4.9127288108	1.6375762703
			Qk=	0.0604105880	Fk=	6.3765622329

j	MW disponibles	LOLDk Pj*8760 [Horas]	XLOLk Lkj*Fj [MW]	Dkj [años/evento]	Lkj [MW]	EENS Lkj*Pj*8760 [MW-hora]
12	120	5.2482322418	70.264004	0.0003410641	40	209.9292896709
13	100	5.2482322418	105.396006	0.0003410641	60	314.8939345063
14	80	524.8232241772	393.018305	0.0121951220	80	41985.8579341739
15	120	524.8232241772	196.509152	0.0121951220	40	20992.9289670870
		1060.1429128	765.1874679			63503.6101254

Comparación de resultados:

Índice	Valor considerando todos los estados posibles	Valor enumerando los estados de interés (n-1)	Error [%]
Qk	0.0646091028	0.0604105880	6.49
Fk [eventos/año]	7.2788088289	6.3765622329	12.39
LOLDk [horas]	1097.5809270	1060.1429128	3.41
XLOLk [MW]	898.8777828	765.1874679	14.87
EENSk [MW-hora]	69357.0945680	63503.6101254	8.44

Se pasó de evaluar 16 contingencias a solamente 4, lo cual implica un tiempo computacional muy importante.

El máximo error es del 15% el cual es aceptable en un estudio de planeamiento que tiene la incertidumbre en el pronóstico de la demanda y en los parámetros operativos de los equipos nuevos.

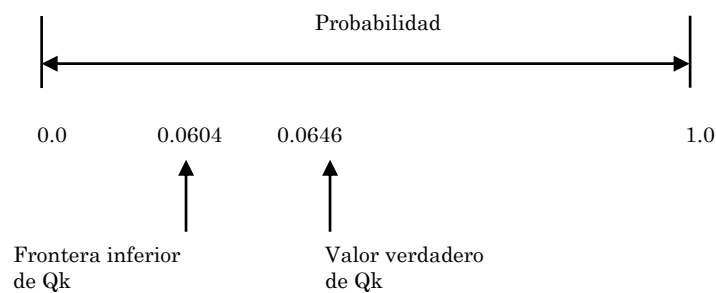


Figura 3.7 Análisis de la solución de Q_k en el Ejemplo 10.7

3.7 SIMULACIÓN DE MONTECARLO

3.7.1 Descripción del método

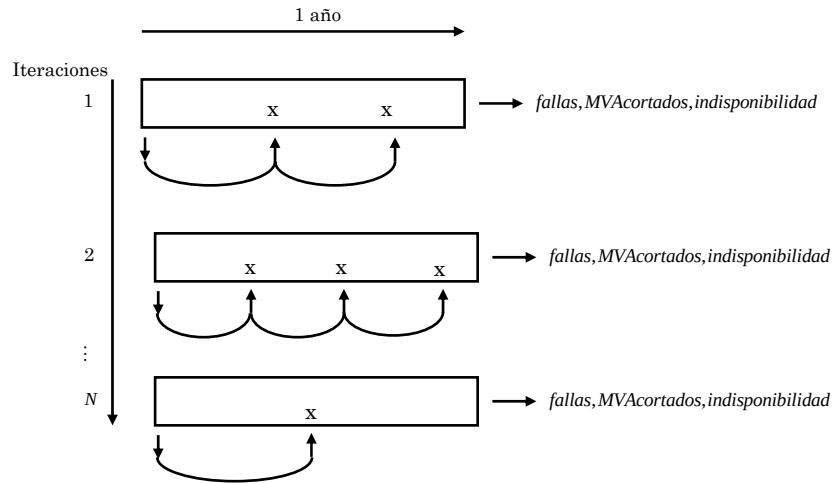


Figura 3.8 Procedimiento de simulación secuencial en un sistema compuesto

Con el método de simulación de Montecarlo, la adecuación del sistema se estudia generando en forma aleatoria salidas de los componentes las cuales definen los estados operativos en los cuales se valorarán los índices de confiabilidad; es decir, los estados se generan en forma aleatoria.

La figura 10.8 muestra un esquema del procedimiento de simulación. Los instantes donde se producen las salidas de componentes están marcados con x. El procedimiento de simulación es:

1	Definir el “escenario” a ser analizado	Año futuro de interés, topología, demanda de los puntos de carga, componentes en servicio, modelos de confiabilidad de los componentes
2	Fijar el nivel de contingencias a ser estudiado	$n-1$, $n-2$, etc.
3	El sistema se encuentra inicialmente en un estado operativo “normal” o sin falla en todos los puntos de carga.	Esto debe verificarse mediante el flujo de carga. De las actividades de planeamiento se determinan los refuerzos necesarios para que esta condición se cumpla.
4	El escenario es evaluado muchas veces que corresponde a iteraciones	El desempeño del sistema es valorado artificialmente varias veces.
5	Dentro de cada iteración se generan salidas de los componentes que definen los estados a ser evaluados	
6	El desempeño del sistema solo se valora para los instantes en que hay salida de los componentes	Este método se denomina “next event approach”.
7	Al terminar una iteración se almacenan los parámetros que permitirán calcular los índices de confiabilidad de los puntos de carga	Fallas acumuladas, horas de indisponibilidad, carga cortada, etc.
8	Al terminar la simulación se calculan los índices de confiabilidad	La simulación termina cuando se alcance el criterio de parada: número máximo de iteraciones, coeficiente de variación de uno de los índices a ser calculado, etc.

Si existen varias alternativas de expansión, se debe efectuar una simulación para cada una de ellas y comparar los índices de confiabilidad resultantes en cada una de ellas.

La simulación de Montecarlo es el método más flexible para incorporar todos los aspectos involucrados en la operación de un sistema de potencia real: Diversos modelos probabilísticos para los componentes, diversos modelos para la demanda, demanda activa y reactiva, curvas de capacidad de los generadores, flujo de carga AC, óptimo o estocástico, técnicas de optimización para el deslastre, despacho y manejo de reactivos, etc. Sin embargo, se requiere desarrollar un software y largos tiempos computacionales.

3.7.2 Procedimiento dentro de una iteración

Dentro de cada iteración se sigue el siguiente procedimiento:

1	Generar un número aleatorio para cada componente y convertirlo en un tiempo para falla de acuerdo con la distribución del tiempo para falla de cada componente.
2	Si el menor tiempo para falla es mayor o igual a 1 año, no hay salida de componentes en esta iteración, por lo tanto, no hay fallas en los puntos de carga
3	El componente con el menor tiempo de falla es el componente que “falla” si el nivel de contingencias es n-1. Los dos componentes con menores tiempos de falla son los componentes que “fallan” si el nivel de contingencias es n-2
4	Generar un número aleatorio para cada punto de carga y convertirlo a un valor de demanda con la respectiva curva de carga.
5	Del programa de mantenimiento preventivo determinar cuáles componentes están indisponibles por esta condición
6	Realizar el flujo de carga para la configuración operativa resultante.
7	Determinar el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad: que los voltajes estén dentro del rango permitido y que no hayan sobrecargas en los componentes
8	Hacer ajustes para eliminar los problemas: Mover taps de los transformadores de potencia, conectar o desconectar compensación reactiva, ajustar el despacho de generación.
9	Si todavía existen sobrecargas en los componentes (criterio de seguridad) deslastrar carga hasta eliminarlas. Contabilizar el índice de pérdida de carga en cada punto de carga donde se hace deslastre.
10	Si todavía existen puntos de carga con voltajes por fuera de los límites (criterio de calidad) contabilizar el índice de violaciones de voltaje de los puntos de carga afectados.
11	Generar un número aleatorio para cada elemento que está en falla y convertirlo en un tiempo para reparación de acuerdo con su respectiva distribución de probabilidad para los tiempos de reparación.
12	Contabilizar para cada uno de los puntos de carga afectados: duración de la falla, energía no suministrada, etc.
13	El tiempo total de simulación es el tiempo acumulado mas el tiempo para falla del componente más su tiempo de reparación
14	Si el tiempo total de simulación es menor a 1 año, volver al paso 1
15	Si el tiempo total de simulación es mayor o igual a 1 año termina la iteración

3.7.3 Cálculo de los índices de confiabilidad

Una vez se termina una simulación, se tendrá para cada punto de carga k una muestra de N datos para cada variable I que permite calcular un índice de confiabilidad.

En general, un índice de confiabilidad se calculará como un promedio estadístico que es estimador del valor esperado de un índice de confiabilidad.

$E(I) = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N I_j$	(3.14)
---------------------------------------	--------

Para cada índice de confiabilidad, se pueden ajustar los datos obtenidos a una distribución de probabilidad, lo que permite hacer análisis de riesgo e incorporar el índice en otros tipos de análisis.

Algunos índices de confiabilidad son:

- **Frecuencia de fallas en la barra k**

$\lambda_k = \frac{1}{N} \sum \text{fallas}$	(3.15)
--	--------

- **Duración media de las fallas en la barra k**

$r_k = \sum t_{\text{indisponibilidad}} / \sum \text{fallas}$	(3.16)
---	--------

- **Indisponibilidad anual en la barra k**

$U_k = \frac{1}{N} \sum t_{\text{indisponibilidad}}$	(3.17)
--	--------

- **Valor esperado de carga cortada en la barra k**

$XLOL_k = \frac{1}{N} \sum MVA_{\text{cortados}} \quad [\text{MW}]$	(3.18)
---	--------

- **Valor esperado de energía no suministrada**

$EENS_k = \frac{1}{N} \sum MW_{\text{cortados}} * t_{\text{indisponibilidad}}$	(3.19)
--	--------

3.8 LA CONFIABILIDAD EN EL PLANEAMIENTO DE SISTEMAS DE POTENCIA

En el planeamiento de sistemas de potencia se analiza para uno o varios años futuros diversas estrategias de expansión en generación y transmisión que se plantean dentro de un problema de optimización matemática.

La confiabilidad generalmente es incorporada en este problema dentro de las restricciones, aunque también puede incorporarse dentro de la función objetivo.

El problema se puede plantear en forma general de la siguiente forma:

$$\text{Minimizar } (C_i + C_o + C_p + C_u + C_a + C_n)$$

Sujeto a:

Ecuaciones del flujo de carga (Leyes de Kirchoff)
Criterios de calidad: Límites de regulación en las barras
Criterios de seguridad: No sobrecargas en los componentes
Criterios de confiabilidad: n-1, n-2, frecuencia y duración de fallas, EENS, etc.
Restricciones de mantenimiento: Tiempo programado de salida de generadores
Restricciones ambientales: Emisiones permitidas, volumen de agua a usar, etc.
Otras restricciones operativas: Requisitos técnicos y legales

Donde:

C_i : Costo de inversión en nuevas instalaciones de generación y transmisión
 C_o : Costo operativos como combustible, personal, mantenimiento
 C_p : Costo de las pérdidas de potencia
 C_u : Costo para los usuarios por falta del servicio o compensación a los usuarios
 C_a : Costos ambientales
 C_n : Otros costos

Este problema se puede plantear para uno o varios años futuros de interés en forma individual o simultánea.

Si la programación es dinámica, la función objetivo se evalúa para diferentes alternativas de expansión.

CAPÍTULO 4 – ADECUACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

4.1 IMPORTANCIA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución de energía eléctrica constituye el eslabón final en la cadena producción – transporte – consumo de electricidad. En esta zona funcional se atiende a la mayoría de los usuarios del sistema de potencia; sólo usuarios con cargas muy grandes están conectados directamente a los sistemas de transmisión y subtransmisión.

La Referencia [1] enfatiza en que la importancia del sistema de distribución como parte vital del sistema de potencia generalmente ha sido subestimada. En la Tabla 4.1 se muestra la participación de esta zona funcional sobre las cifras del sistema de potencia.

Tabla 4.1 Cifras de participación de los sistemas de distribución en el sistema de potencia [1]

Ítem	Descripción	Participación [%]
1	Pérdidas de energía	70
2	Número de fallas	90
3	Indisponibilidad	99
4	Energía no entregada	75
5	Costo de entrega de energía	40
6	Inversión anual para transporte	70
7	Costo de operación	20

De las cifras presentadas en la Tabla 4.1 se puede concluir que el sistema de distribución es la parte dominante del sistema de potencia y que en esta zona funcional existe un gran potencial para mejorar el sistema de potencia [1].

4.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

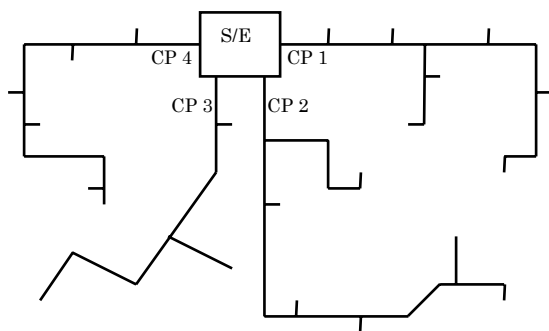


Figura 9.1 Topología típica de un sistema de distribución

1	Está conformado por subestaciones de distribución (S/E), alimentadas por el sistema de transmisión, desde las cuales salen circuitos primarios de distribución (CP) o “feeders”. Ver la Figura 9.1
2	Generalmente, los circuitos primarios de distribución tienen topología radial.

3	Algunos circuitos primarios pueden tener topología en malla o anillo, pero es común el operarlos en forma radial
4	Los niveles de tensión operativos típicos son media ($V < 115$ kV) y baja ($V < 1.0$ kV) tensión. Sin embargo, puede hacerse distribución a otros niveles de tensión.
5	En la zona rural se tienen pocos usuarios dispersos en grandes zonas geográficas
6	En la zona urbana se tiene una alta concentración de usuarios
7	En esta zona funcional, el sistema de potencia cambia su topología de enmallado a radial, lo cual tiene un gran efecto sobre la confiabilidad.
8	Es un sistema con muchos componentes de tipo reparable.

4.3 VALORACIÓN DE CONFIABILIDAD

4.3.1 Medidas para la confiabilidad

La confiabilidad de los sistemas de distribución de energía se valora mediante índices de confiabilidad de los puntos de carga de los usuarios en los circuitos primarios de distribución; estos puntos de carga generalmente corresponden a los secundarios de los transformadores de distribución. Quiere esto decir que por lo general no se incluye en esta valoración el efecto de la red secundaria de distribución ni de elementos de conexión de los usuarios como acometidas y contadores de energía.

Al obtener los índices de confiabilidad de los puntos de carga de los usuarios, estos se pueden acumular para obtener los índices del circuito primario. Los índices de confiabilidad de los circuitos primarios se pueden acumular para obtener los índices de confiabilidad de la subestación y los de las subestaciones se pueden acumular para obtener los índices de confiabilidad del sistema.

4.3.2 Tipos de valoración

Desempeño histórico	Predicción
Se refiere al cálculo de los índices de confiabilidad del sistema a partir de registros operativos. Es decir, corresponde a un análisis de lo que ya pasó en el sistema.	Se refiere al cálculo de los índices de confiabilidad del sistema mediante un modelo matemático (simulación) el cual se resuelve en forma analítica o numérica. Es decir, corresponde a una predicción de lo que pasará en el sistema.
Generalmente, la regulación obliga a coleccionar esta información y calcular los índices de confiabilidad para un periodo dado.	Este tipo de análisis se realiza dentro de las actividades de planeamiento del sistema y sirve para valorar si el sistema es “adecuado” para atender la demanda futura.
Esta información sirve para valorar el desempeño del sistema respecto a lo establecido para la regulación y establecer medidas correctivas: cambio de equipos, mejora de especificaciones, estrategias operativas (poda de árboles, limpieza, inspecciones, etc), traslado de cargas, reconfiguración, etc.	La valoración se hace para un año dado de interés y diversas alternativas de expansión o medidas correctivas tomadas del análisis del desempeño histórico del sistema.

Generalmente, el modelo de predicción solo incluye los componentes del circuito primario de distribución, por lo cual, debe definirse si luego se incorporará el efecto sobre los índices de los puntos de carga de la confiabilidad de la subestación de distribución.

4.3.3 Desempeño eléctrico del sistema

Con excepción de los índices de confiabilidad basados en la carga instalada o en la demanda de los usuarios, por lo general, no se valora el desempeño eléctrico de los circuitos primarios de distribución. Es decir, se asume que el sistema cumple los criterios de calidad y seguridad.

Sin embargo, si la confiabilidad se mezcla con otros análisis, como por ejemplo, reconfiguración de red, es necesario incluir el análisis eléctrico mediante flujo de carga para valorar niveles de tensión, cargabilidad, pérdidas, etc.

4.4 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Existen muchos índices para valorar la confiabilidad de los sistemas de distribución. A continuación se presentarán algunos de los más difundidos en la literatura técnica.

Definiendo:

T	Tiempo de estudio o periodo de los registros, generalmente [años]
n_f	Número de interrupciones en el servicio en el periodo T
ttr_i	Tiempo para reparación o reconexión de la interrupción i
N_f	Número de interrupciones a los usuarios
N	Número de usuarios atendidos
N_x	Número de usuarios desconectados
n_x	Número de usuarios afectados por al menos una interrupción
MVA_i	Carga total instalada en el momento de la interrupción i
$MVAL_i$	Carga interrumpida en la interrupción i
ENS	Energía no suministrada

Es de aclarar que aquí se utiliza el término “interrupción en el servicio”, el cual incluye las fallas, salidas planeadas y otras salidas no planeadas. Todas las interrupciones son vistas por los usuarios como “fallas” y en realidad lo son pues bajo estos eventos el sistema no cumple su función.

Además, los usuarios no distinguen entre las interrupciones en el servicio que se originan fuera del sistema de distribución.

Entonces, es la regulación vigente en cada país o zona quien aclara cuáles eventos deben contabilizarse para el cálculo de los índices de confiabilidad. En general no se contabilizan:

1	Interrupciones transitorias (<1 minuto)
2	Interrupciones originadas en los sistemas de generación o transmisión
3	Interrupciones por corte en el servicio por incumplimiento en los pagos
4	Interrupciones por eventos aleatorios extremos: tormentas, inundaciones, terremotos
5	Interrupciones por racionamientos programados

4.4.1 Índices básicos

Frecuencia de fallas	$\lambda = n_f / T$ (3.1)	Generalmente se expresa en [fallas/año]
Duración media de las fallas	$r = (\sum_{i=1}^{n_f} ttr_i) / n_f$ (3.2)	Generalmente se expresa en [horas/falla]
Indisponibilidad	$U = \lambda * r$ (3.3)	Generalmente se expresa en [horas/año]. También puede expresarse como probabilidad.

Estos índices se pueden calcular para puntos de carga individuales, circuito primario, subestación de distribución o sistema de distribución. Estos índices son “básicos” pues a partir de ellos se pueden calcular otros índices de confiabilidad.

4.4.2 Índices basados en los usuarios

Se utilizan para circuitos que atienden zonas residenciales. Registran la frecuencia y duración de las fallas para los consumidores individuales. Algunos de los más utilizados en USA [6] son:

System Average Interruption Frequency Index	$SAIFI = N_f / N = (\sum_{i=1}^{n_f} N_{xi}) / N$ (3.4)
System Average Interruption Duration Index	$SAIDI = (\sum_{i=1}^{n_f} ttr_i * N_{xi}) / N$ (3.5)
Customer Average Interruption Frequency Index	$CAIFI = N_f / n_x = (\sum_{i=1}^{n_f} N_{xi}) / n_x$ (3.6)
Customer Average Interruption Duration	$CAIDI = (\sum_{i=1}^{n_f} ttr_i * N_{xi}) / N_f$ (3.7)
Average Service Availability Index	$ASAI = \frac{N * 8760 - \sum_{i=1}^{n_f} ttr_i * N_{xi}}{N * 8760}$ (3.8)

4.4.3 Índices basados en la carga instalada

Se utilizan para circuitos con usuarios industriales y comerciales. Algunos de los utilizados en USA [6] son:

Average System Interruption Frequency Index	$ASIFI = (\sum_{i=1}^{n_f} MVAL_i) / (\sum_{i=1}^{n_f} MVA_i)$ (3.9)
Average System Interruption Duration Index	$ASIDI = (\sum_{i=1}^{n_f} ttr_i * MVAL_i) / (\sum_{i=1}^{n_f} MVA_i)$ (3.10)

4.4.4 Índices basados en la demanda

Registran la energía no suministrada. Por ejemplo:

Average Energy Not Supplied	$AENS = ENS / N$ (3.11)
-----------------------------	-------------------------

EJEMPLO 4.1

Las estadísticas operativas de una subestación durante el año dado son:

Feeder	Usuarios	Fallas	Duración acumulada de las fallas [Horas]	Usuarios desconectados	Usuarios afectados por fallas*
1	3500	5	10	850	700
2	4500	4	12	2250	2000
3	4000	6	20	1800	1550
4	2250	6	8	250	135
Total	14250	21	50	5150	4385

* Aunque un usuario haya experimentado varias las fallas, solo se cuenta una vez

- **Índices básicos de confiabilidad**

Feeder	λ [Fallas/año]	r [Horas/falla]	U	
			[Horas/año]	[%]
1	5	2.00	10	0.114155
2	4	3.00	12	0.136986
3	6	3.33	20	0.228311
4	6	1.33	8	0.091324
Total	21	2.38	50	0.570776

- **Índices orientados al usuario**

Feeder	$SAIFI$ [interrupciones/ usuario-año]	$SAIDI$ [Horas/ usuario-año]	$CAIFI$ [Interrupciones/ usuario afectado-año]	$CAIDI$ [Horas/ interrupción-año]	$ASAI$ [%]
1	1.2143	2.4286	6.0714	2.00	99.9723
2	2.0000	6.0000	4.5000	3.00	99.9315
3	2.7000	9.0000	6.9677	3.33	99.8972
4	0.6667	0.8888	11.1111	1.33	99.9898
Total	1.7929	5.1579	4.9611	14.2718	99.9411

Los resultados de $CAIDI$ son los mismos de r pues de la información disponible toca asumir que en cada una de las fallas registradas en los circuitos primarios siempre se desconecta el mismo número de usuarios; esto no siempre es cierto y depende del esquema de protección utilizado.

EJEMPLO 4.2

Los registros operativos en un año dado, correspondientes a un alimentador que opera a 110 kV atendiendo una zona industrial con 5 usuarios y 75 MVA de carga instalada son:

	Falla	MVA interrumpidos	Duración de la falla [Horas]
	1	30	8
	2	20	12
	3	10	6
	4	25	4
	5	12	10
Total	5	97	40

Índices de confiabilidad del alimentador		
Índice	Valor	Unidad
λ	5	[Fallas/año]
r	8	[Horas/falla]
U	40	[Horas/año]
	0.456621	[%]
$ASIFI$	0.2587	[MVA/falla]
$ASIDI$	2.0267	[Horas]
AENS	152	[MW-h/año-usuario]

4.4.6 Comentarios acerca de los índices de confiabilidad

1	Si un circuito primario tiene usuarios residenciales, comerciales e industriales se debe utilizar una combinación de varios tipos de índices.
2	Los índices de confiabilidad de los circuitos primarios pueden tener grandes diferencias entre las zonas atendidas por un operador, por ejemplo, entre la zona urbana y la rural [9].
3	Los índices de confiabilidad son estimadores de los valores esperados de las correspondientes variables aleatorias.
4	Recordar que un valor esperado no es el más probable de ocurrir ni el más frecuente.
5	La calidad del estimador de un valor esperado depende del número de datos disponible. Esto requiere un trabajo continuo de toma de datos y almacenamiento de los mismos.
6	Para conocer la probabilidad de ocurrencia de los índices calculados es necesario determinar la correspondiente distribución de probabilidad.
7	Además de los índices que establezca una regulación dada, un operador o analista puede definir otros índices que sean convenientes para su trabajo.
8	El que los índices de confiabilidad se calculen para un tiempo de referencia de un año, no quiere decir

	que siempre se utilice la información de un solo año: también pueden calcularse utilizando los registros operativos de varios años, lo que sucede, es que generalmente el resultado final se expresa con referencia a un año.
9	Las definiciones de los índices pueden variar de una referencia a otra, por lo cual, la Referencia [6] llama la atención sobre la necesidad de estandarización al respecto.

Con respecto al punto 6, la Referencia [2] menciona que si los tiempos para falla y reparación de los componentes de un sistema de distribución radial están exponencialmente distribuidos, entonces:

1	La distribución de la frecuencia de fallas en los puntos de carga es Poisson.	Entonces, la distribución de Poisson sirve para evaluar la probabilidad de que ocurran 0, 1, 2 o más fallas en los puntos de carga.
2	La distribución de la duración de las fallas en los puntos para carga es Gamma	Entonces, la distribución Gamma sirve para evaluar la probabilidad de que la duración de las fallas en un punto de carga sea menor o igual a un valor dado.

Sin embargo, es de aclarar que la Referencia [4] menciona que, en general, los tiempos para reparación de los componentes de los sistemas eléctricos tienen distribución normal. Además, cuando un componente ha envejecido, es decir, ha superado su periodo de vida útil, su tasa de fallas es creciente lo que implica utilizar distribuciones diferentes a la exponencial.

4.5 TÉCNICAS PARA VALORACIÓN DE CONFIABILIDAD

Para valorar la confiabilidad de los sistemas de distribución se pueden utilizar los siguientes métodos:

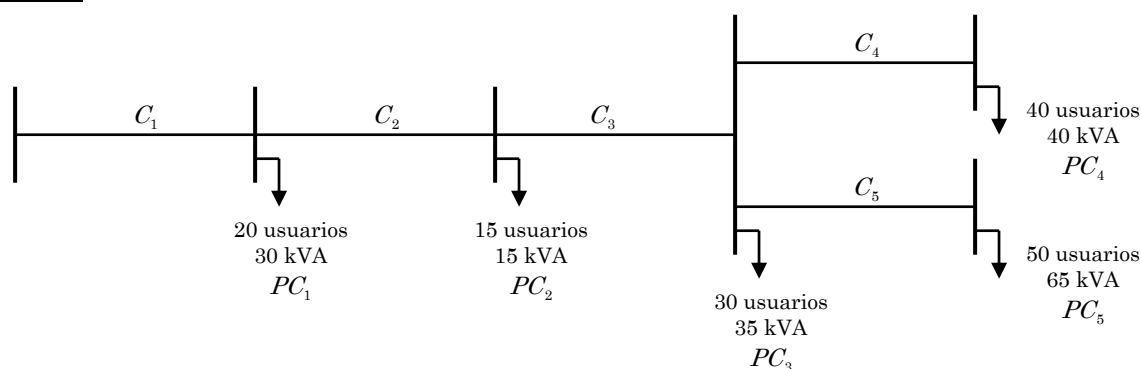
1	El proceso de Markov	Su aplicación es limitada principalmente porque un circuito de distribución típico tiene un número muy grande de componentes lo cual resulta en un número de estados gigante. Se debe verificar si los componentes tienen tasas de falla y reparación constantes.
2	La técnica de bloques de frecuencia y duración	Ha sido la técnica favorita para valorar confiabilidad en sistemas de distribución por su facilidad de solución y analogía con los circuitos eléctricos. Se debe verificar si los componentes tienen tasas de falla y reparación constantes y si sus indisponibilidades individuales son menores al 10% anual [4].
3	Simulación de Montecarlo	Es el método de solución más versátil pues permite incorporar modelos de componentes con cualquier distribución de probabilidad. Además, el software se puede desarrollar para trabajar con una base de datos de los componentes del sistema; si se añaden nuevos componentes solo se debe ejecutar de nuevo el software mientras que

		en los otros métodos hay que resolver todo de nuevo analíticamente.
4	Otros	Simulación analítica, procesos estocásticos puntuales, lógica difusa, redes bayesianas, redes neuronales.

Cuando se aplican los métodos 1 y 3, es común utilizar el modelo clásico de dos estados para los componentes, aunque ambos métodos pueden manejar modelos de cualquier número de estados.

Para aplicar estas técnicas es común asumir total balance tanto en los componentes del circuito primario de distribución como en las cargas, lo cual no siempre corresponde a la realidad pues en los sistemas de distribución se utilizan transformadores de distribución para conexión a una y dos fases y dispositivos de maniobra y protección monofásicos. También es común derivar tramos de circuitos primarios con una y dos fases.

EJEMPLO 4.3



Los tiempos para falla y reparación de los componentes del sistema de distribución mostrado en la figura están distribuidos exponencialmente con los siguientes parámetros:

Componente C_i	λ [Fallas/año]	r [Horas/falla]
1	0.20	4.0
2	0.25	3.0
3	0.30	2.0
4	0.35	2.5
5	0.15	3.5

- **Índices de confiabilidad de los puntos de carga utilizando el método de bloques de frecuencia y duración**

Punto de carga PC_i	λ [Fallas/año]	r [Horas/falla]	U [Horas/año]
1	0.20	4.0000	0.8000
2	0.45	3.4444	1.5499
3	0.75	2.8666	2.1499
4	1.10	2.7500	3.0250
5	0.90	2.9722	2.6749

- **Índices de confiabilidad de los puntos de carga utilizando simulación de Montecarlo (100000 años de estudio)**

Punto de carga PC_i	λ [Fallas/año]	r [Horas/falla]	U [Horas/año]
1	0.1981	3.9797	0.7885
2	0.4481	3.4329	1.5384
3	0.7563	2.8517	2.1491
4	1.1020	2.7353	3.0144
5	0.9018	2.9583	2.6677

Se observa que conforme el punto de carga se aleja de la fuente, la confiabilidad empeora, lo cual es una característica de los sistemas radiales. Cuál de las dos soluciones es mejor?

4.6 EL MÉTODO DE ZONAS Y RAMAS

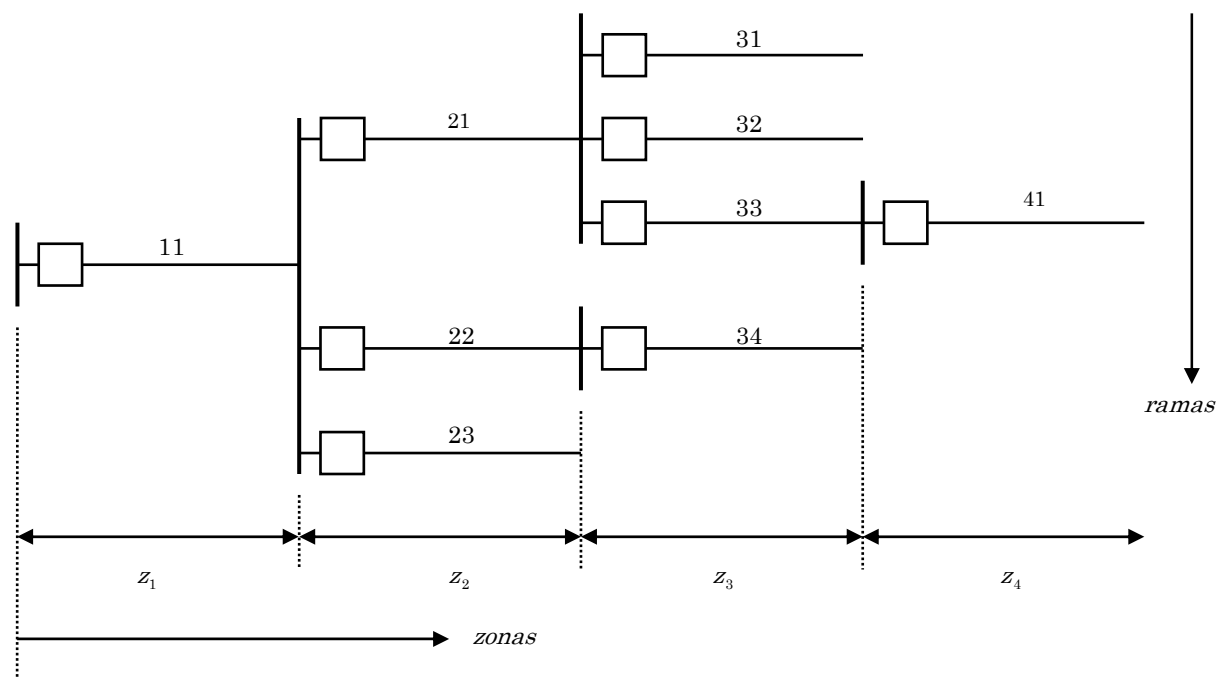


Figura 93 Zonas y ramas de un circuito primario de distribución

Debido al alto número de componentes de un circuito primario de distribución típico es necesario implementar métodos sistemáticos de codificación de los mismos para determinar los puntos de carga afectados por la salida de un componente cualquiera y facilitar el cálculo de los índices de confiabilidad.

La Referencia [5] presenta el método de zonas y ramas que se presenta en la Figura 9.3 y para el cual se definen:

Zona	Es una parte del circuito que puede aislarse o desconectarse del restante circuito. Las zonas se numeran en forma ascendente de la fuente a la cola del circuito. El número de zona indica entonces cuántos dispositivos de interrupción existen entre ella y la fuente.
Rama	Es un enlace es una zona dada. Cada rama se designa por un subíndice ij : i : indica el número de la zona a la cual pertenece el enlace j : indica el número consecutivo del enlace en la zona Una rama puede ser un solo componente o varios conectados en serie u ocasionalmente en paralelo.