



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

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE LA LÍNEA ESCUINTLA – GUATEMALA SUR EN 230 KV

JULIO CESAR SUY YUCUTÉ

Asesorado por: Ing. José Rafael Argueta Monterroso

Guatemala, agosto de 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE LA LÍNEA
ESCUINTLA – GUATEMALA SUR EN 230 KV**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

**PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA FACULTAD DE
INGENIERÍA POR**

Julio Cesar Suy Yucuté

Asesorado por: Ing. José Rafael Argueta Monterroso

**AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

Guatemala, agosto de 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	
VOCAL II	Ing. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David García Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Ing. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO:	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR:	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR:	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
EXAMINADOR:	Ing. Ingrid Salomé Rodríguez García de Loukota
SECRETARIO:	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

AGRADECIMIENTO

A:

DIOS

Por su infinita misericordia y amor incondicional.

MIS PADRES

Juan Suy y Juana Yucuté de Suy por su enseñanza de lucha en la vida.

MI ASESOR

Ing. Rafael Argueta Monterroso por su colaboración y dirección en este trabajo de graduación.

**LOS
COLABORADORES
EN ESTE TRABAJO
DE GRADUACIÓN**

A mis compañeros de trabajo que de alguna u otra forma colaboraron en la realización de este trabajo de graduación.

DEDICATORIA

A:

DIOS

Por ser la fuente de todo conocimiento y sabiduría.

MIS PADRES

Por su apoyo y confianza en mí a lo largo de mis estudios.

MIS HERMANOS

Por esforzarnos juntos.

SONIA

Por estar a mi lado.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS	XV
HIPÓTESIS	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	
1.1. Conceptos generales.....	1
1.1.1. Marco regulatorio.....	2
1.1.2. Estructura del mercado.....	4
1.1.3. Funcionamiento del mercado.....	6
1.1.4. Planificación de la operación vrs. Planificación de la expansión.....	7
1.1.4.1. Aspectos de la expansión.....	8
1.1.4.2. Aspectos de la operación.....	10
1.1.5. Aspectos económicos vrs. Aspectos técnicos.....	11
1.2. Estructura de la red del sistema eléctrico guatemalteco.....	13
2. BASE CONCEPTUAL DEL ESTUDIO	
2.1. Propuesta conceptual.....	17
2.1.1. Seguridad.....	24
2.1.1.1. Estados de operación.....	25
2.1.2. Suficiencia.....	27
2.1.3. Calidad.....	31

2.2.	Análisis de la confiabilidad.....	35
2.3.	Sistemas eléctricos de potencia y confiabilidad.....	35
2.4.	Métodos determinísticos.....	37
2.4.1.	Método para el sistema de generación.....	38
2.4.2.	Método para el sistema de transmisión.....	38
2.5.	Métodos probabilísticos.....	43
2.5.1.	Función de prueba como índice de confiabilidad según pérdida de carga.....	47
2.5.1.1.	Algoritmo conceptual.....	49
2.5.1.2.	Selección de los estados del sistema	50
2.5.1.3.	Cálculo de la función de prueba y de índices de confiabilidad.....	50
2.5.2.	Cadenas de Markov utilizado como índice de confiabilidad según estructura de la red.....	52
2.6.	Método predictivo probabilístico analítico.....	57
2.6.1.	Conceptos básicos.....	58

3. FORMULACIÓN DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

3.1.	Metodología.....	63
3.1.1.	El criterio (n-1).....	64
3.1.2.	El método probabilístico.....	64
3.2.	Elección del método.....	65
3.3.	Secuencias de pasos para realizar el cálculo de confiabilidad..	67
3.4.	Resultados del cálculo de confiabilidad.....	73
3.5.	Evaluación de resultados.....	74

4. ANÁLISIS DE LA LÍNEA ESCUINTLA – GUATEMALA SUR

4.1.	Base de datos.....	75
------	--------------------	----

4.2.	Escenarios.....	78
4.2.1.	Períodos de demanda.....	83
4.3.	Corridas de flujo y análisis de confiabilidad.....	83
4.3.1.	Primer escenario.....	83
4.3.2.	Segundo escenario.....	83
4.3.3.	Tercer escenario.....	84
4.3.4.	Cuarto escenario.....	84
4.3.5.	Quinto escenario.....	84
4.3.6.	Sexto escenario.....	85
4.4.	Resumen de datos obtenidos de las simulaciones.....	85
4.4.1.	Escenario 1.....	85
4.4.2.	Escenario 2.....	86
4.4.3.	Escenario 3.....	88
4.4.4.	Escenario 4.....	89
4.4.5.	Escenario 5.....	90
4.4.6.	Escenario 6.....	91
	CONCLUSIONES.....	93
	RECOMENDACIONES.....	94
	REFERENCIAS.....	95
	BIBLIOGRAFIA.....	97

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Balance entre generación y demanda.....	2
2.	Relación temporal entre la planificación de la operación y la planificación de la expansión.....	7
3.	Costos y beneficios asociados a la confiabilidad.....	11
4.	Sistema Nacional Interconectado.....	14
5.	Subdivisión de la confiabilidad del sistema.....	18
6.	Diagrama para el marco conceptual propuesto.....	20
7.	Función de la confiabilidad.....	21
8.	Marco para el tratamiento de la suficiencia.....	30
9.	Relación de la calidad con la suficiencia y seguridad.....	32
10.	Características de la calidad.....	33
11.	Niveles jerárquicos en análisis de confiabilidad de sistema de potencia.....	36
12.	Cadena de Markov de un sistema con dos estados.....	54
13.	Tasa de falla de una componente durante su vida útil.....	55
14.	Procedimiento analítico básico.....	60
15.	Secuencia de operaciones ejecutadas durante el cálculo de confiabilidad.....	68
16.	Entrada de datos para líneas.....	69
17.	Entrada de datos para barras.....	70
18.	Entrada de datos para transformadores.....	71
19.	Entrada de datos para equivalentes de red.....	72
20.	Entrada de datos en el módulo de confiabilidad del simulador.....	79

TABLAS

I.	Comparación de los métodos de cálculo determinísticos y probabilísticos.....	66
II.	Índices de confiabilidad.....	73
III.	Plantas generadoras del SNI.....	75
IV.	Líneas de transmisión del SNI.....	76
V.	Barras del SNI.....	77
VI.	Escenarios a simular.....	78
VII.	Índices de confiabilidad del escenario 1.....	85
VIII.	Índices de confiabilidad del escenario 2.....	86
IX.	Índices de confiabilidad del escenario 3.....	88
X.	Índices de confiabilidad del escenario 4.....	89
XI.	Índices de confiabilidad del escenario 5.....	90
XII.	Índices de confiabilidad del escenario 6.....	91

LISTA DE SÍMBOLOS

SNI	Sistema Nacional Interconectado
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
DC	Corriente Directa
AC	Corriente Alterna
KV	Kilo Voltio
MR	Margen de Reserva
N-1	Contingencias N menos 1
N-2	Contingencia N menos 2
LOLP	Probabilidad de pérdida de carga
EPNS	Esperanza de la potencia no suministrada
LOLE	Pérdida de carga esperada
EENS	Energía esperada no suministrada

MTTF	Tiempo medio de falla
MTTR	Tiempo medio de reparación
λ	Tasa de falla
μ	Tasa de reparación
MW	Mega Watts
KW	Kilo Watts
KWH	Kilo Watts Hora
MWH	Mega Watts Hora

GLOSARIO

Algoritmo	Proceso que involucra métodos matemáticos para resolver un problema.
Barra	Nodo de entrada o salida donde se conectan elementos tales como generadores, transformadores o cargas.
Carga	Demanda de energía eléctrica asociada a cualquier elemento que esté conectada a un sistema de distribución.
Configuración anillo	Circuitos en malla o lazo cuya carga queda alimentada por medio de dos o más trayectorias.
Demanda máxima	Demanda más alta de energía eléctrica que se da lo largo del día.
Demanda media	Demanda de energía eléctrica que se da alrededor del medio día.
Demanda mínima	Demanda más baja de energía eléctrica a lo largo del día.
Energía no suministrada	Energía en kWh o MWh que un usuario deja de percibir.

Flujo de carga	Determinación de la tensión, intensidad, potencia y factor de potencia en varios puntos de una red eléctrica.
Planta generadora	Conjunto de unidades o partes que convierten la energía mecánica en energía eléctrica.
Sistema de distribución	Conjunto de líneas de transmisión y varios elementos que llevan la energía eléctrica al consumidor final.
Sistema de transmisión	Sistema que transporta la energía eléctrica desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo.
Sistema Eléctrico de Potencia	Sistema eléctrico compuesto de centrales generadoras, líneas de transmisión y redes de distribución.
Subestación	Nodo en el cual se manipula y transforma la energía eléctrica para su mayor aprovechamiento.
Tap	Punto de derivación en un transformador utilizado como regulador o como divisor de voltaje.
Topología de red	Propiedad de una red eléctrica de no afectarse cuando se distorsiona su tamaño y su forma.
Unidad generadora marginal	Unidad que siguiendo un orden de mérito basado en precios, es la más cara en línea.

RESUMEN

El presente trabajo de investigación está formado por cuatro capítulos que describen los conceptos y temas relacionados al hacer una evaluación de confiabilidad en un sistema eléctrico de potencia, a partir de un elemento en particular como lo es la línea Escuintla – Guatemala Sur.

En el primer capítulo se abordan los temas relacionados al funcionamiento del marco regulatorio en Guatemala, la estructura del mercado y los aspectos que se deben tener en cuenta a la hora de hablar de confiabilidad tanto técnicos como económicos, además, se expone en forma simplificada la estructura del sistema eléctrico de potencia guatemalteco.

En el segundo capítulo se tratan los aspectos más importantes que se adecuan al sistema guatemalteco para obtener una definición de confiabilidad. También, se muestra que la confiabilidad que es sinónimo de calidad, puede evaluarse por distintos métodos para obtener índices que de acuerdo a criterios puedan determinar el estado de sistema.

El tercer capítulo presenta la formulación que se utilizará para el análisis de la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia, haciendo énfasis en el método que se elegirá luego de hacer comparaciones entre las ventajas y desventajas de usar un método u otro. Además, se expone la secuencia con la que se llevará a cabo la simulación en distintos escenarios.

El cuarto capítulo muestra los elementos más importantes que se utilizarán como base para la simulación. También, se exponen las condiciones en que se harán las corridas de flujo y análisis de confiabilidad para los distintos escenarios, mostrando los resultados del estudio y su interpretación final.

OBJETIVOS

General

Obtener índices de confiabilidad en el Sistema Nacional Interconectado respecto de la base de ocurrencias de fallas y a una proyección de cálculo estadístico y, con ello, determinar que tan confiable es el mismo.

Específicos

1. Determinar el método de cálculo de confiabilidad que se adapte al sistema eléctrico de potencia guatemalteco.
2. Analizar los índices de confiabilidad cuando uno de los circuitos de la línea Escuintla – Guatemala Sur está inhabilitado, determinando las incidencias en el Sistema Nacional Interconectado.
3. Obtener los costos de la energía no servida en una falla probable de la línea Escuintla – Guatemala Sur, analizando distintos días y distintas horas.

HIPÓTESIS

La línea de transmisión Escuintla – Guatemala Sur es una de las líneas principales en el país, diseñada en doble circuito y en configuración anillo con otros elementos conectados a ella. Esto eleva el grado de confiabilidad del sistema eléctrico de potencia, siendo segura y suficiente en la transmisión de la energía eléctrica que proviene del sur del país.

INTRODUCCIÓN

En Guatemala, el SEP tiene como objetivo principal el abastecimiento de energía eléctrica del país. Por lo que es necesario generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica desde los centros de generación que dependen de la disponibilidad de fuentes primarias de energía, como lo son el gas, carbón o agua, hasta los centros de consumo. Para cumplir con este objetivo se deben tener en cuenta restricciones económicas de seguridad y confiabilidad.

La línea Escuintla – Guatemala Sur es el centro de análisis de confiabilidad para este estudio. El análisis se hará respecto de la base de la ocurrencia de grandes disturbios en dicho punto del sistema que ponen de manifiesto el problema de vulnerabilidad del SNI lo cual puede reflejarse en problemas de tipo técnico, social o político. En este sentido, se determinarán los índices de confiabilidad de todo el sistema a partir de la ocurrencia de falla de la línea en cuestión.

Como se verá más adelante, la confiabilidad no está enfocada en determinar sólo las repercusiones provocadas por las fallas, sino que, también, abarca temas como seguridad, suficiencia y calidad, lo que implica que se deben cumplir normativas dentro de un Mercado Eléctrico Competitivo como el que existe en Guatemala.

Para evaluar la confiabilidad se recurren a métodos cuyos resultados se toman como indicadores o índices que se utilizan para la evaluación total del sistema. Existen grupos de índices que representan probabilidades de pérdidas de carga o generación, tiempos de interrupción del servicio, energía no servida, probabilidad de sobrecarga y probabilidad de colapso de tensión y costos de interrupción. Todos estos indicadores se eligen de acuerdo a criterios para la evaluación final de la confiabilidad de un sistema.

1. EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO SNI

1.1. Conceptos generales

En el marco de los sistemas eléctricos evolutivos, donde existen nuevas estructuras y organizaciones, es difícil tratar de establecer delimitaciones y definiciones cuando se tratan conceptos tales como la confiabilidad, calidad y seguridad de servicio, en su aplicación a los sistemas eléctricos de potencia y en su relación a aspectos económicos de la planificación y operación, así también a los aspectos netamente técnicos.

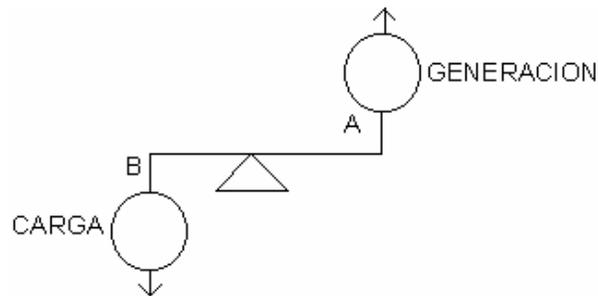
El contraste entre costo y beneficio hace que existan relaciones complejas entre los aspectos técnicos y los aspectos económicos del país, lo que ha generado que los entes reguladores busquen nuevas formas y procedimientos de aspectos económicos adecuados a los participantes del mercado, para que en conjunto se mantengan ciertos niveles de eficiencia en el sistema eléctrico.

Un aspecto importante se basa en el cómo abordar el tema de la confiabilidad en la red eléctrica. Este término resulta bastante amplio, donde al mismo se asocian otros términos que involucran la correcta operación, funcionamiento y expansión del sistema eléctrico. Por lo que se puede considerar la confiabilidad de un sistema, como la robustez de dicho sistema, tanto en lo que se refiere a respuesta ante contingencias, la continuidad de suministro eléctrico y la calidad del servicio prestado.

1.1.1. Marco regulatorio

En un Sistema Eléctrico de Potencia (de aquí en adelante SEP), el objetivo principal es satisfacer las necesidades del usuario, en ese sentido podemos representar tal objetivo en la siguiente figura donde se hace un recorrido desde el punto A hasta el punto B.

Figura 1. Balance entre generación y demanda



El punto A representa la generación necesaria inyectada al sistema para satisfacer las necesidades de la demanda o carga representada en el punto B, creando un balance entre generación y carga. Para lograr este equilibrio es necesario que la generación varíe en función de la demanda, esto implica que algunas máquinas tengan que salir o entrar a línea. Si esto se hace dentro de un mercado competitivo, habrá que seguir un orden regulatorio.

Es por ello que al abordar un sistema eléctrico evolutivo en su forma mas general, surge una variable de alta importancia, tal variable es el marco regulatorio. Esta impone las condiciones en las cuales se deben desenvolver los agentes del mercado, tanto en la generación, transmisión como en la distribución. Así también, la legislación y normativa vigente tiene incidencia directa en la planificación de la operación y expansión del sistema, trazando los criterios y procedimientos para el desarrollo y funcionamiento del SEP.

Otro factor importante en la regulación es la entrega de las señales económicas adecuadas. En esta etapa, donde se hace necesaria la creación de condiciones e incentivos suficientes, para así establecer las bases de un mercado eficiente en la entrega del suministro energético, capaz de abastecer la demanda y responder a su constante crecimiento.

Ello debe conjugarse con el establecimiento de penalizaciones, que traten de sentar el equilibrio para la entrega de un servicio adecuado. Ambas señales, tanto en el corto como en el largo plazo, resultan ser determinantes en cuanto a las características del producto. Todo esto resulta ser determinante en el nivel de inversiones, la suficiencia de las instalaciones y la confiabilidad general del sistema.

En el caso de Guatemala el marco regulatorio está establecido en la Ley General de Electricidad, cuya aplicación está a cargo de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, la cual tiene las siguientes funciones:

- Cumplir y hacer la Ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores;
- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias;
- Definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo a la Ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas;

- Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo;
- Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internaciones aceptadas;
- Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas;
- Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y su uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley y su reglamento.

1.1.2. Estructura del mercado

El modelo adoptado del mercado eléctrico de Guatemala tiene las siguientes bases:

- Es libre la generación de electricidad.
- Es libre el transporte de electricidad.
- Son libres los precios del servicio de electricidad, exceptuándose los servicios de transporte y de distribución de energía, que están sujetos as autorización.

- El Ministerio de Energía y Minas es el responsable de determinar las políticas públicas del sector eléctrico.
- Separación de funciones de la actividad eléctrica, Generación, Transporte y Distribución.
- Definición del modelo a utilizar para la determinación de los precios de distribución.
- Normalización de las autorizaciones para la generación, transporte y distribución final.
- Creación de la Comisión Nacional de Electricidad y de sus funciones reguladoras.
- Creación del Administrador del Mercado Mayorista, que agrupa a Generadores, Transportistas, Comercializadores, Distribuidores y Grandes Usuarios de electricidad.
- El INDE mantiene su condición de empresa eléctrica estatal, y participa como tal en el mercado de electricidad, sujeto al marco legal definido.

1.1.3. Funcionamiento del mercado

Hace algún tiempo atrás, numerosos sistemas eléctricos se estructuraban en torno a empresas integradas verticalmente y de propiedad estatal, donde eran pocos agentes, entre ellos el estado y un reducido número de empresas, los entes que se encargaban de desarrollar y entregar el suministro energético. Bajo este marco surgía el estado como actor principal del sector energético.

Actualmente y en numerosos países del mundo, pese a la existencia de economías de escala y monopolios naturales en algunos segmentos del sector, se ha dado paso a la descentralización de funciones y al establecimiento del libre mercado en los SEP's, lo cual ha desencadenado profundos cambios, junto al nacimiento de nuevas estructuras y organizaciones, que en definitiva han delimitado un nuevo entorno bajo el cual se deben desarrollar y operar los sistemas eléctricos.

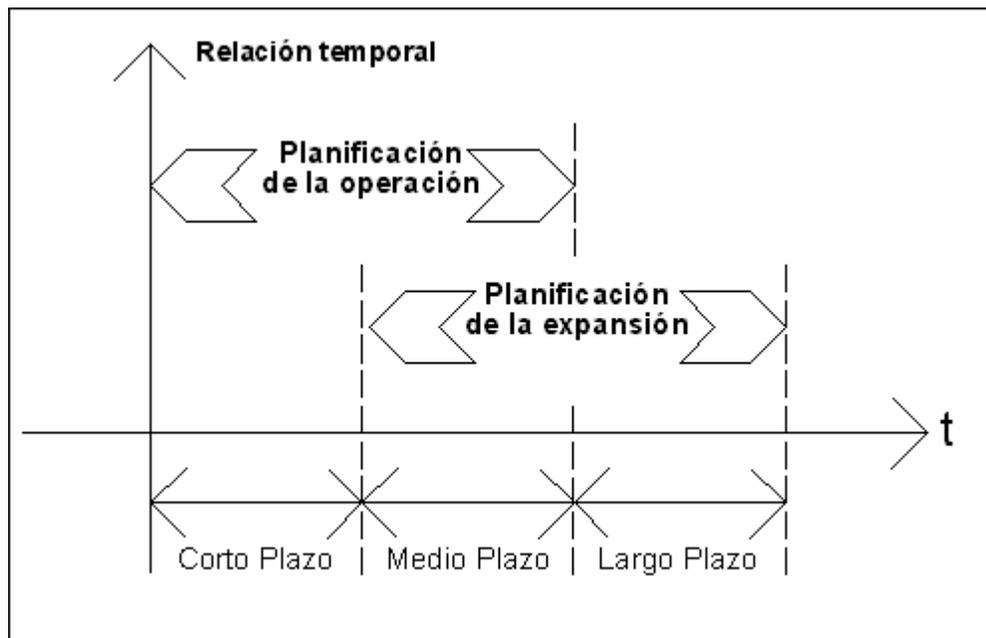
Los cambios producidos se han traducido en que el suministro energético ya no sea considerado un servicio sino más bien un producto, que de por sí por razones obvias presenta características bastante específicas, de difícil manejo y gestión tanto en sus aspectos técnicos como en los económicos.

En este entorno donde aspectos como la confiabilidad, seguridad y la calidad han cobrado real trascendencia, es importante tanto su definición como ámbito de aplicación en el sector. A raíz de ello y junto a lo antes expuesto, es que estos términos están siendo adaptados a las nuevas estructuras liberales – reguladas, bajo las cuales se están organizando los sistemas eléctricos a nivel mundial.

1.1.4. Planificación de la operación vrs. Planificación de la expansión

La operación y la ampliación del sistema de transmisión van relacionadas siempre que se habla de confiabilidad del sistema eléctrico de potencia en un mercado competitivo, el cual contempla criterios y normas que deben ser utilizadas en ambos aspectos. Para efectos de abordar este tema se debe identificar su relación con el orden temporal, planteando el siguiente esquema:

Figura 2. Relación temporal entre la planificación de la operación y la planificación de la expansión



La planificación de la operación puede considerar un horizonte que va desde el medio plazo a la operación horaria del sistema en el corto plazo. Otras etapas importantes respecto de ésta, son la programación semanal, la operación en tiempo real y el redespacho. En tanto la planificación de la expansión, se entiende desde el medio al largo plazo, por su relación con el desarrollo de proyectos, como consideraciones de crecimiento de la demanda y desarrollo del sistema, principalmente del sistema de transmisión.

Un aspecto relevante para ambos conceptos, de acuerdo a lo estudiado hasta este punto y como se mencionó anteriormente, lo constituyen las normas que regulan el sistema. Al incluir obligaciones o señales para la expansión de los sistemas, se determina en gran medida la suficiencia de la red eléctrica, especialmente de las instalaciones en los tres segmentos del sector. Así también ocurre con los aspectos y criterios de operación, lo que determinan la calidad y seguridad del servicio. De esta forma, resulta determinante preguntarse cuáles deben ser los criterios a los que se debe encontrar sujeto el sistema, la forma en que esta afecta a los segmentos del SEP y el impacto en el servicio energético.

1.1.4.1. Aspectos de la expansión

La planificación de la expansión del sistema eléctrico es un factor que resulta trascendental en cuanto a la confiabilidad del SEP se refiere. El tener una adecuada seguridad, calidad y suficiencia, supone el mantener ciertos niveles de eficiencia, lo cual implica numerosos aspectos en cuanto a la planificación del sistema, específicamente en cuanto a las inversiones, en la búsqueda del abastecimiento al mínimo costo con aceptables niveles de confiabilidad.

Para efectuar la planificación se deben tener en cuenta numerosos aspectos, entre los cuales se encuentran la puesta en servicio de las distintas centrales y la disponibilidad de cada una de éstas, relacionado principalmente con la tecnología. Así también, se deben considerar otros aspectos tales como los tendidos de transmisión, el número de circuitos, los puntos de interconexión.

Muchos son los factores que pueden afectar la confiabilidad del sistema, de origen aleatorio o no aleatorio, que también deben ser considerados. Entre los fenómenos más importantes de origen aleatorio, se encuentran los siguientes:

- Variabilidad de la demanda.
- Hidrología.
- Indisponibilidad de los equipos.

Junto a ello se encuentran los fenómenos de origen no aleatorio, como lo son los programas de mantenimiento, la operación de los embalses y los aspectos de la operación, como la reserva y el despacho de unidades, dentro de otros.

El tener o mantener ciertos niveles de confiabilidad en el sistema involucra aspectos de planificación tanto de corto como de largo plazo, tanto a nivel generación, transmisión y distribución. En el corto plazo, involucra básicamente la operación confiable del sistema, junto a la previsión de demanda por un período de seguridad, minimizando costos y de tal manera de abastecer la demanda, cobra vital importancia.

La aplicación de criterios para cuantificar la confiabilidad, es otro de los aspectos que resulta importante en la expansión del sistema. Para los sistemas de transmisión, ésta incorpora básicamente el cumplimiento de criterios o estándares que debe cumplir el sistema en el caso de producirse una contingencia.

1.1.4.2. Aspectos de la operación

En la operación del sistema, tanto a corto como en el mediano plazo, se deben tener en consideración otros aspectos como la indisponibilidad de centrales, la coordinación en el despacho, mínimos técnicos, tiempos de arranque, consideraciones de reserva tanto de potencia como de energía junto a las fallas a las cuales es susceptible, todo ello conjugado con los costos y políticas de operación del sistema.

Por otra parte, se deben considerar las variables técnicas que se deben manejar en la operación diaria, como por ejemplo el control de los niveles de tensión a través de la inyección o absorción de reactivos, la regulación de frecuencia o regulación primaria a través del seguimiento de carga, la disposición de unidades reguladoras, mantenimiento de distintos niveles de reserva y otros, como la restauración del suministro y el diseño de esquemas de desconexión de carga. Estos servicios resultan fundamentales para entregar el suministro con niveles de seguridad y calidad aceptables, y en la actualidad son tratado como Servicios Complementarios.

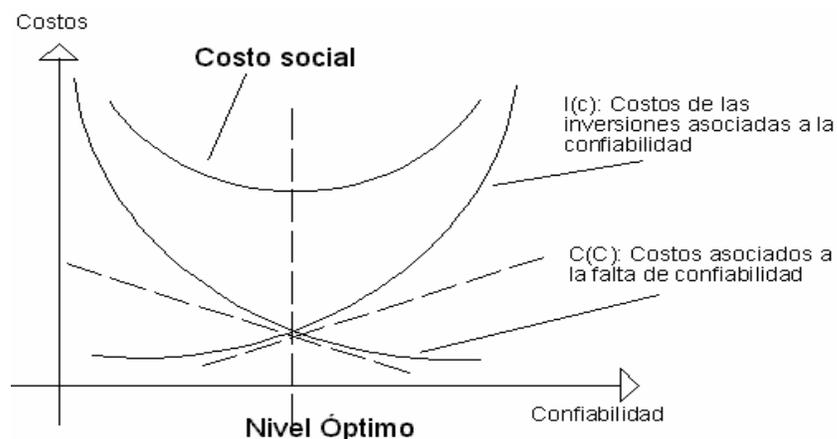
1.1.5. Aspectos económicos vrs. aspectos técnicos

Resulta complejo el encontrar un punto económico óptimo para el desenvolvimiento de los mercados eléctricos competitivos, de manera de conjugar el desarrollo tanto en el corto como en el largo plazo.

La búsqueda de un desarrollo económico y sustentable, y dado el nivel de inversiones, implica buscar herramientas que permitan establecer parámetros de comparación entre los costos y beneficios que acarrea el establecer ciertos niveles de eficiencia.

Desde el punto de vista puramente teórico, el ubicarse en un punto óptimo de mercado, supone el conocer tanto el costo que tiene para las empresas eléctricas el entregar el producto electricidad o suministro con un cierto grado de confiabilidad, como el costo que tiene para los clientes el ser suministrados con cierta falta de ésta, lo que seguramente se traduce en conocer las funciones de utilidad para cada uno de los participantes. Esto se puede apreciar mejor en la siguiente figura:

Figura 3. Costos y Beneficios asociados a la confiabilidad



La figura 3 muestra que el costo de la empresa generalmente crecerá a medida que los consumidores son suministrados con mayor grado de confiabilidad. Por otra parte, el costo de los consumidores se incrementa a medida que se reduce el grado de confiabilidad con el cual son suministrados.

Lo anterior se ve complicado por las variables técnicas, relacionadas con las características del producto tanto como por las necesarias para la operación del sistema con niveles mínimos de seguridad como son las reservas de potencia y el control de parámetros como la frecuencia y el voltaje, dentro de otros. Ello en conjunto con evaluaciones del sistema en cuanto a la confiabilidad, el establecimiento de índices, niveles de calidad y la incorporación de éstos a los procedimientos del sistema.

La interrogante surge al preguntarse si aspectos como la regulación de frecuencia y voltaje, que son soportados por una cantidad importante de servicios incluidos a la entrega del suministro energético, como los servicios complementarios, se encuentran considerados en las tarifas eléctricas y por lo tanto se remunera a los agentes que entregan soporte tanto al suministro y a la seguridad de éste servicio.

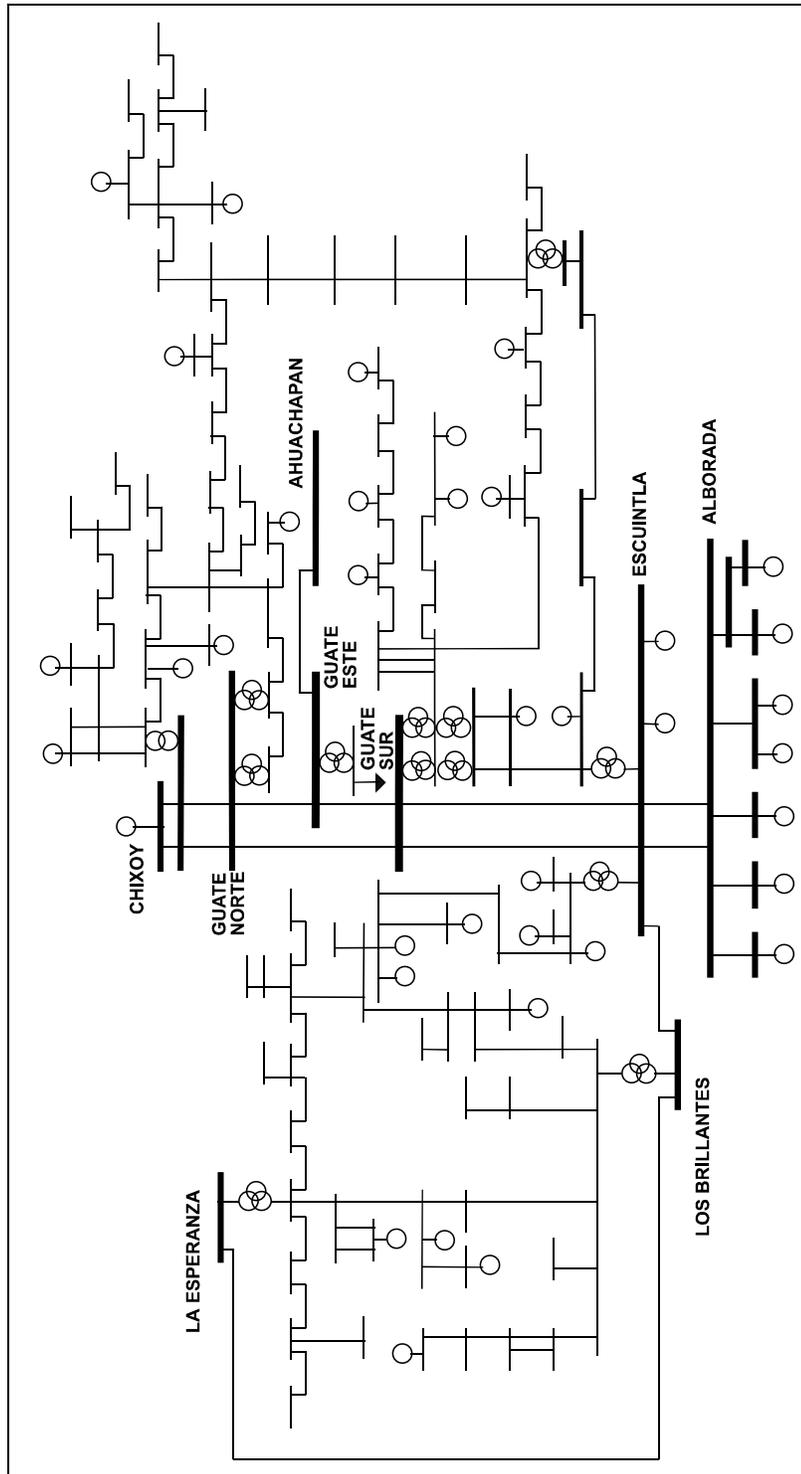
De esta forma, resulta importante contrastar los criterios puramente económicos con criterios técnicos relacionados con la mantención de ciertos niveles de calidad y seguridad, en consideración de los servicios que deben ser prestados para reforzar aspectos de la confiabilidad, como la seguridad de servicio.

1.2. Estructura de la red del sistema eléctrico guatemalteco

El Sistema Nacional Interconectado SNI es un SEP conformado por tres grandes grupos o circuitos:

- Circuitos de 230kV
- Circuitos de 69 kV
- Circuitos de 138 kV

Figura 4. Sistema Nacional Interconectado



Estos circuitos conforman una red de transmisión trifásica que puede representarse en forma simplificada tal como se muestra en la figura 4.

Cada grupo de tensión está unido por nodos o Subestaciones que en este caso los más importantes son: Guatemala – Este, Guatemala – Norte, Guatemala – Sur. El sistema nacional de transmisión se extiende de norte a sur del país. Una línea de 230kV, de doble circuito y 126 Km conecta la central Chixoy con la subestación Guate – Norte y esta conecta con la Ciudad de Guatemala. En la subestación Guatemala – Sur continúa la línea de 230 kV con doble circuito hasta la subestación de Escuintla, hasta terminar en la central Aguacapa, 99 Km al sur de la capital. La longitud total de las líneas de 230 kV es de 337 Km. La interconexión con El Salvador es de circuito simple y parte de una subestación (Guatemala – Este) de 230 kV cercana a la capital. El sistema se complementa con 138 Km de 69 kV y con 45 Km de líneas de 138 kV, conteniendo numerosos elementos en paralelo dando como resultado una configuración en anillo.

2. BASE CONCEPTUAL DEL ESTUDIO

2.1. Propuesta conceptual

No resulta fácil establecer una definición para la confiabilidad, seguridad y calidad de servicio en forma general, de tal manera que abarque todos los aspectos y variables que se tienen sobre el tema.

Esto se ve aún más complicado en el marco actual de los sistemas eléctricos, donde la desregulación y la introducción de la libre competencia, ha dado paso a la incorporación de numerosos cambios, hecho que ha modificado el entorno y marco dentro del cual se ha de desenvolver y operar el sistema.

En la mantención de ciertos niveles de confiabilidad y en la operación de la red en general, se deben considerar las limitaciones y características de las unidades generadoras, las restricciones del sistema de transmisión, junto a otros factores como procedimientos de operación y la responsabilidad que le cabe a cada participante de la red.

No existe una definición ni tampoco una aplicación estándar que se utilice en todos los sistemas eléctricos, ya que de acuerdo a la experiencia internacional, ésta se adecua principalmente al nivel de desarrollo existente en cada sistema, por lo cual cada regulación presenta matices variados, acordes a sus criterios de operación y planificación, aunque se puede encontrar una estructura general en lo concerniente al cumplimiento de ciertos criterios de confiabilidad, la cual no es única.

Así, el encontrar un marco donde se integren los segmentos de generación, transmisión y distribución, que muestre consistencia tanto en criterios de operación como de planificación en materia de confiabilidad, en el nuevo marco de los mercados eléctricos, se torna una tarea compleja.

Por lo confuso y ambiguo que puede resultar el definir y enmarcar términos como la confiabilidad, seguridad y calidad, se puede decir, que la confiabilidad es el adecuado funcionamiento del sistema y la entrega de un suministro sin interrupciones en todo instante, en consideración de las fallas a las cuales está sujeto el sistema.

En general, puede resultar conflictivo mencionar términos asociados a la confiabilidad, como por ejemplo decir que queda limitada por la continuidad, considerándose como parte de la calidad o de la seguridad del sistema o simplemente reflejar un funcionamiento adecuado.

Una forma de representar los aspectos comprometidos con la confiabilidad consiste en asumir una definición inicialmente genérica, donde se agrupan la seguridad y la suficiencia como aspectos que forman parte de la misma. Esto puede ilustrarse mediante la siguiente figura

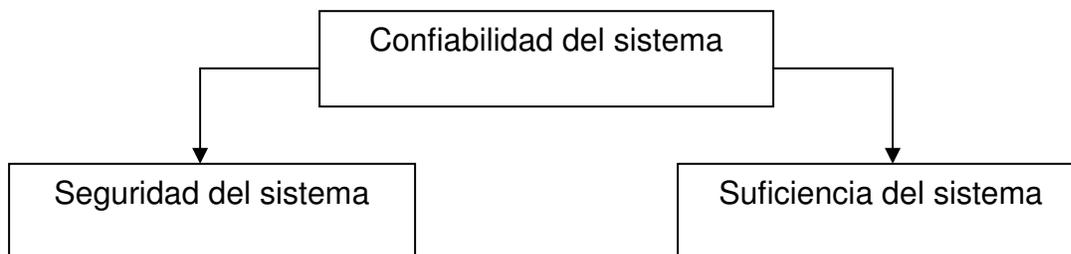


Figura 5. Subdivisión de la confiabilidad del sistema

Mediante este esquema, se reflejan dos aspectos importantes de la confiabilidad del sistema. El primero de ellos, la seguridad en el sistema eléctrico, la cual se debe entender como un factor más bien dinámico, que viene a reflejar la respuesta que tiene el sistema ante una determinada contingencia. En segundo término, la suficiencia, término que refleja la existencia de las instalaciones adecuadas para entregar el suministro en todo instante.

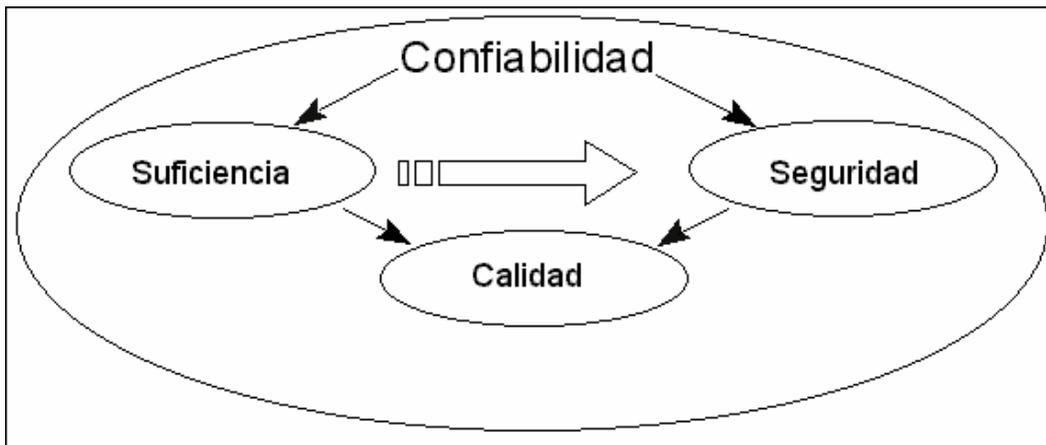
Por suficiencia se debe entender un factor más bien estable, al cual pertenecen la mayoría de los estudios, tanto probabilísticos como determinísticos, que son dos métodos para evaluar la confiabilidad. Esto es debido a que el análisis que se realiza a partir de la red existente, no considera aspectos de la operación como flujos, estados de elementos, límites de variables, etc. Por lo general los estudios de suficiencia arrojan datos, basándose solo en disponibilidades de los equipos, ya sean nominales o históricas.

Por otra parte, y debido al carácter dinámico que se asocia a la seguridad, su análisis se hace algo más complejo. Esto lleva a que el establecimiento de herramientas para su evaluación sea aún un tema de estudio, dado principalmente por la simulación y estudio de la respuesta del sistema ante determinadas condiciones y contingencias.

De acuerdo al actual marco regulatorio y evolutivo de los sistemas eléctricos de potencia, y bajo el esquema anterior, se ha introducido un nuevo concepto, la calidad del servicio. Al incorporar este factor, se introducen aspectos como la continuidad del suministro y la calidad técnica del suministro como parte de la confiabilidad.

Con ello, la propuesta para el marco en el cual se debe tratar la confiabilidad y su relación con la seguridad, la calidad y suficiencia, queda representado por el siguiente esquema:

Figura 6. Diagrama para el marco conceptual propuesto

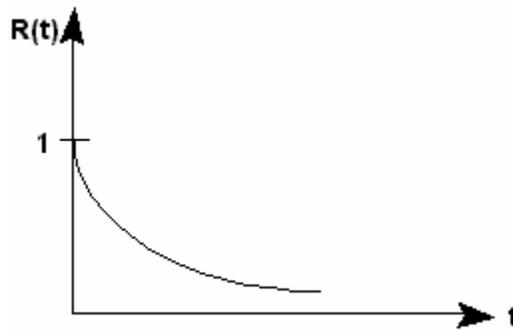


Bajo este marco, la seguridad y la suficiencia del sistema son las variables que determinan tanto la confiabilidad global como la calidad del servicio finalmente ofrecido.

La confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño, tiene dos orientaciones diferentes: el registro de eventos pasados y la predicción de confiabilidad. Las empresas de servicio eléctrico normalmente llevan un registro estadístico de los eventos pasados, con los cuales pueden evaluar el desempeño de sus sistemas y algunos indicadores económicos, especialmente la energía no suministrada. La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado, y ayudar en la toma de decisiones sobre modificaciones de elementos componentes de la red y/o topología.

Como concepto general, puede plantearse que la confiabilidad es una función que expresa una probabilidad de sobre vivencia a través del tiempo. Para un componente aislado, corresponde a una exponencial decreciente, indicando que la probabilidad de estar operando es mayor en los instantes iniciales a su puesta en funcionamiento que después de pasado un largo tiempo. Evidentemente, en el tiempo infinito tal probabilidad será cero. Esto se puede apreciar en la siguiente figura.

Figura 7. Función de confiabilidad



Para el caso de un sistema de transmisión, la probabilidad de “sobre vivencia” se asocia con la posibilidad de disponer de energía eléctrica en cualquier instante. Es obvio que el sistema eléctrico no se acaba, pero cada cierto tiempo experimentará situaciones que derivan en cortes de servicio, dado que los elementos que lo componen sufren desperfectos o fallas. Entonces la, confiabilidad para este tipo de sistemas se establece sobre la base de una serie de cuantificadores, que intentan, en promedio, las veces en que se ve afectado el servicio eléctrico y sus probables duraciones.

Es difícil definir una función de confiabilidad única para un sistema como el de transmisión, puesto que diferentes cargas, conectadas en distintos puntos de éste, verán comportamientos distintos. Por tal razón, se definen índices globales, para el sistema, e individuales, para un grupo de consumidores conectados a un mismo nodo.

Aunque no existe unanimidad en los criterios de evaluación, los índices más comunes utilizados en la cuantificación de confiabilidad son los relacionados con la frecuencia y duración de fallas o cortes de suministro de energía eléctrica.

Regresando a la figura 6, la seguridad queda determinada por la suficiencia del sistema, hecho que se fundamenta principalmente por su inclusión en la expansión del sistema. A su vez, la calidad se debe separar en tres aspectos: la calidad comercial, calidad técnica y continuidad.

Todos estos conceptos no son excluyentes entre sí, sino que más bien se debe entender la complementariedad de la seguridad y la suficiencia para con la confiabilidad y la misma determinación de estos dos aspectos en la calidad final, planteándose una estructura más bien jerárquica.

De acuerdo a la formulación, términos como la seguridad, calidad y suficiencia, bajo este marco, se transforman en factores que en su conjunto conforman la confiabilidad global del sistema. Ahora, los términos seguridad, calidad y suficiencia, vendrían a denotar los siguientes aspectos del sistema eléctrico:

- Seguridad: Aspecto relacionado con la capacidad de respuesta del sistema frente a determinada contingencia o a un conjunto de éstas, entendiéndolo como un fenómeno relacionado tanto con aspectos dinámicos como estáticos; también la seguridad se puede asociar con el cumplimiento de ciertos criterios que corresponden a un factor estático. Así la seguridad existente en el suministro energético vendrá dada por el tipo de respuesta que tenga el sistema ante distintas contingencias y eventualidades.
- Suficiencia: Este término guarda relación con la existencia de instalaciones suficientes para satisfacer la carga total y las restricciones operacionales del sistema. Esto incluye la necesidad por contar con unidades generadoras para suplir la demanda y la existencia de redes de transmisión y distribución adecuadas para efectuar el transporte de energía hasta los puntos de consumo.
- Calidad: La calidad tiene relación con el servicio que se presta, especialmente en lo que se refiere a calidad de onda, continuidad del suministro y frecuencia de las interrupciones, como también a la atención que recibe el consumidor final. Por ello la calidad se divide en tres aspectos: Calidad Técnica del producto, Continuidad y Calidad Comercial.

Claramente, también existe cierta interacción entre los distintos aspectos concernientes a la confiabilidad del sistema, aunque la existencia de una de estas características en el sistema eléctrico, no implica una condición suficiente para la existencia de las restantes.

A modo de ejemplo, la existencia de suficiencia en el sistema, no implica necesariamente que el suministro se otorgue con niveles de seguridad y calidad adecuados, ya que si bien puede que se abastezca la demanda, nada asegura que por ejemplo, haya un número reducido de interrupciones o de baja calidad en el suministro. Es por ello, que la seguridad, calidad y suficiencia forman características complementarias en lo que se refiere a la confiabilidad en el SEP.

2.1.1. Seguridad

La seguridad del sistema es definida generalmente, como la habilidad o respuesta del sistema ante una determinada contingencia, como un cortocircuito o la pérdida de elementos del sistema, como líneas o unidades generadoras. Claramente la seguridad del sistema vendrá dada por el tipo de respuesta que tenga el sistema, lo que determinará el grado de robustez del mismo.

Esto hace de la seguridad un factor más bien dinámico, dado la repuesta instantánea que ha de tener el sistema y los pequeños períodos de tiempo en consideración. En este sentido, la realización de estudios de estabilidad en estado transitorio ante distintos tipos de eventualidades, resulta ser una importante herramienta para el análisis.

Por otra parte se encuentra el sentido estático asociado a la seguridad, mediante el cual se analiza el estado del sistema en régimen permanente, por ejemplo la simulación del sistema mediante flujos de potencia ante determinadas contingencias. Esto también viene a reflejar características de suficiencia del sistema, dada la incorporación de situaciones que deberían tolerarse, cuando se tratan criterios de expansión del sistema.

La seguridad existente en el sistema, depende directamente de las acciones de control y en particular de los procedimientos adoptados en la operación. A continuación se realiza un análisis, enumerando los distintos estados y las restricciones asociadas a la transición entre los distintos estados.

2.1.1.1. Estados de operación

En orden de reconocer consideraciones de seguridad y economía en la evaluación de un sistema eléctrico compuesto, el Sistema Eléctrico de Potencia puede ser clasificado en varios estados de operación en términos del grado en que las restricciones de seguridad son satisfechas.

La siguiente puede ser una posible clasificación del sistema y sus posibles transiciones:

- Estado seguro.

En el estado seguro, todos los equipos y las restricciones de operación están dentro de sus límites, incluyendo el hecho de que la generación es adecuada para suministrar la carga, sin equipos sobrecargados. En este estado, hay suficiente margen tal que la pérdida de cualquier equipo, especificado por cierto criterio, no resultaría en la violación de algún límite. El sistema es adecuado y seguro cuando está en un estado de operación satisfactoria y el mismo puede ser repuesto a dicho estado, sin pérdida de carga luego de una contingencia probable.

- Estado confiable.

El sistema se encuentra en estado de operación confiable cuando el mismo se encuentra en estado de operación segura o no existen ni se prevén condiciones anormales tales como tormentas, incendios, erupciones volcánicas que puedan tornar posibles las contingencias no probables.

- Estado de riesgo.

El SNI está en condiciones de riesgo de déficit de generación cuando la reserva rodante caiga o prevea razonablemente que caiga por debajo del nivel programado y no exista capacidad disponible para solucionar el problema.

- Estado crítico

El SNI está en condición crítica cuando exista ausencia de márgenes de reserva sin ningún tipo de alivio de carga, aún cuando se haya desconectado toda la demanda interrumpible.

- Estado de emergencia

El SNI está en estado de emergencia cuando exista un riesgo de déficit de generación provocado por una falla de larga duración, o exista una condición de estado crítico.

Como se deduce de la clasificación estados, el servicio de energía eléctrica está caracterizado por dos atributos primarios: el costo y la confiabilidad del servicio que provee. El costo para el cliente final y la búsqueda de una mayor eficiencia son las principales causas por las cuales, en varios países, se ha decidido pasar de un sistema eléctrico verticalmente integrado a un mercado eléctrico competitivo.

La confiabilidad tiene su importancia debido a que los clientes exigen un alto nivel de calidad de servicio y la industria depende críticamente de ésta para su operación. El objetivo principal de la operación del sistema es dar una calidad aceptable con un mínimo costo.

2.1.2. Suficiencia

Por suficiencia se entiende la habilidad que posee el SEP para proveer la demanda agregada y los requerimientos de energía a los consumidores en todo instante, en consideración de salidas tanto programadas como intempestivas razonablemente esperadas.

A raíz de esto, la suficiencia generalmente es considerada como un objetivo asociado a la planificación del sistema, y guarda relación específicamente con los márgenes de reserva y capacidad en los distintos elementos del sistema y a su adecuado diseño. Con este objeto y considerando un horizonte de largo plazo, se busca integrar criterios al diseño del sistema para el logro de ciertos objetivos, como podría ser la energía no suministrada o el alcanzar ciertos objetivos con relación a la potencia instalada.

Una de las preocupaciones básicas en el ámbito de la planificación y de la suficiencia en general, corresponde a estimar la capacidad de generación necesaria para satisfacer la demanda del sistema y tener suficiente capacidad para desempeñar labores correctivas y preventivas de mantenimiento de las unidades generadoras, ello también enfocado a lo que se debe realizar en la operación del sistema, en consistencia con procedimientos y normas existentes.

Estos análisis pueden ser utilizados para evaluar la suficiencia de un sector existente o bien de propuestas de nuevas inversiones, ya sea tanto para instalaciones de reforzamiento o expansión del sistema, tanto en el sistema de generación como de transmisión.

La deficiencia de estas metodologías es que sólo representan condiciones estáticas del sistema, al igual que la mayor parte de los estudios; por lo que no reflejan la dinámica o la habilidad de éste mismo para responder a perturbaciones. Éstos miden simplemente la habilidad del sistema para satisfacer adecuadamente sus requerimientos en un conjunto de estados probabilísticos o ante determinado valor de ocurrencia de eventualidades, sin considerar el estado de las variables del sistema, que de manera estática pueden ser consideradas en los flujos de potencia.

A diferencia de la generación, la transmisión suele ser el segmento donde se enfocan la mayor parte de los requerimientos en cuanto a suficiencia. La orientación de la planificación hacia el sector transmisor, se debe a su importancia en la interconexión de instalaciones eléctricas de envergadura, unidades de generación y los centros de demanda, lo que incide en que se transforme en un medio fundamental por medio del cual alcanzar un suministro eléctrico confiable. Los sistemas de transmisión deben ser diseñados, planificados y construidos de tal forma que operen en forma confiable dentro de sus límites tanto térmicos, de estabilidad como de voltaje, para así cumplir con sus objetivos, los que en forma compacta podrían sintetizarse de la siguiente forma:

- Entregar energía eléctrica a los centros de consumo.

- Proveer flexibilidad para afrontar distintas situaciones de operación.
- Reducir la capacidad instalada, permitiendo compartir capacidad entre distintos sistemas reduciendo de esta manera el nivel de inversiones.
- Permitir el intercambio económico de energía eléctrica entre sistemas interconectados.
- De ahí la importancia de la transmisión de energía, sobretodo en la etapa de planificación y en la determinación de la suficiencia de las instalaciones.

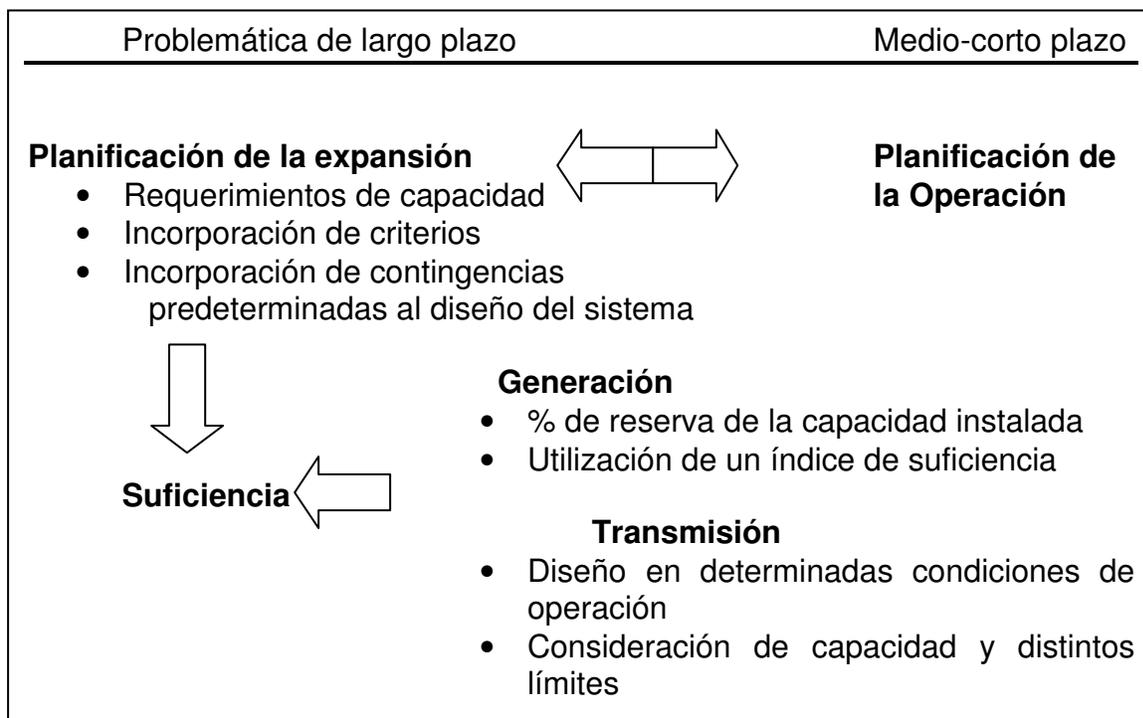
El procedimiento fundamental para el análisis o evaluación de la suficiencia en el segmento de la transmisión, se puede resumir en los siguientes puntos:

- Selección, evaluación y análisis sistemático de contingencias.
- Clasificación de contingencias de acuerdo a un criterio predeterminado.
- Búsqueda de índices apropiados predeterminados para evaluar la suficiencia del sistema.

De esta manera se utilizan distintos criterios, evaluando el sistema ante la salida de ciertos elementos o ante fallas predeterminadas. Aspectos que agregan mayor grado de dificultad al análisis, son factores como la topología de la red y la interconexión entre los distintos elementos del sistema, así como el efecto de la salida de elementos de éste en la evaluación de contingencias en el sistema y sus efectos en las restantes componentes.

En general, no se dispone de una gran variedad de índices para medir la suficiencia, sino más bien de criterios que se adoptan en la planificación de la expansión del sistema, para incorporar condiciones mínimas que se deben cumplir en la operación. Estos criterios pueden entrelazarse con la seguridad del sistema, debido a la adopción de medidas y criterios mínimos, mediante el cual se busca reforzar la confiabilidad. Resumiendo lo relacionado a la suficiencia, se puede plantear un esquema como el de la siguiente figura.

Figura 8. Marco para el tratamiento de la suficiencia



2.1.3. Calidad

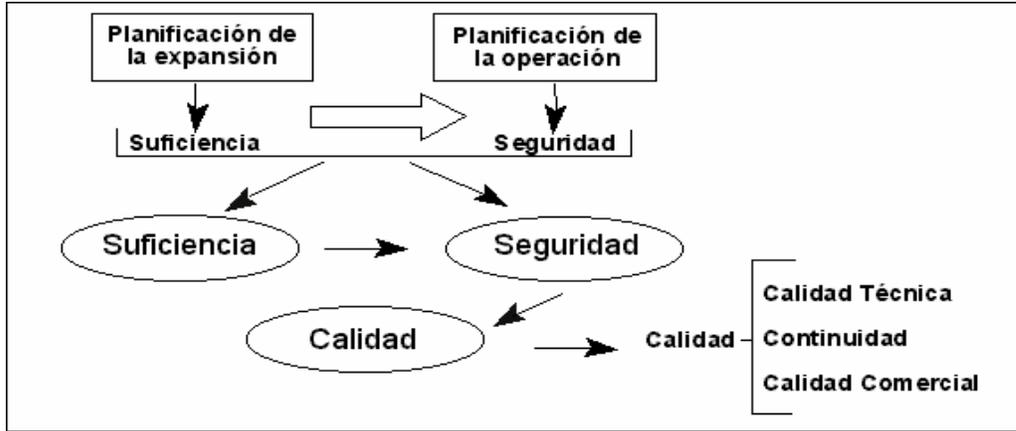
El concepto de calidad de servicio, se encuentra íntimamente ligado a la confiabilidad existente en el Sistema Eléctrico de Potencia. Actualmente, se ha convertido en un tema de amplio estudio debido a la reestructuración del sector energético.

Si bien la calidad ocupa el nivel inferior dentro de la estructura jerárquica planteada para la confiabilidad, ello no le quita importancia dentro de la confiabilidad global que ha de tener el sistema. De acuerdo al marco conceptual propuesto, la suficiencia y la seguridad determinan la calidad existente en el SEP.

Por una parte, la suficiencia al ser un problema relacionado en mayor medida con la planificación del sistema, determina la estructura e incorpora criterios a los cuales se debe ceñir la red y su diseño. La seguridad por su parte, determinada básicamente por las políticas y procedimientos de operación, establece el grado de robustez y respuesta del sistema. Claramente los servicios complementarios, como parte de la seguridad tienen relación directa con la calidad, en relación tanto como variables técnicas, como en su rol en la continuidad y en la previsión de fallas en el sistema.

En búsqueda de un enfoque integrador de los conflictivos temas en cuestión, se puede plantear el siguiente esquema para la calidad y su relación a los aspectos aquí discutidos:

Figura 9. Relación de la calidad con la suficiencia y seguridad

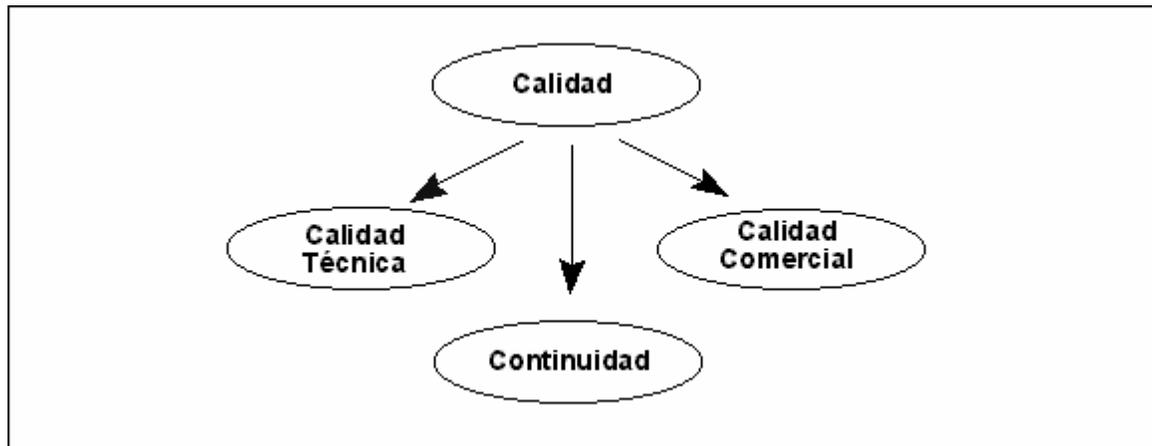


Generalmente se trata la calidad de servicio como una característica inherente al segmento de distribución, ello debido al rol que cumple en la entrega del suministro al cliente final.

A raíz de lo anterior y por sus características, como la gran dimensión del problema, generalmente el segmento de distribución recibe un tratamiento aislado de los segmentos de generación y transmisión de energía. El aislamiento del segmento en cuanto a la calidad y otros aspectos, es algo que igual se da al tratar las interrupciones del suministro, lo cual es usualmente incorporado como aspecto importante de la calidad y que finalmente refleja también características de suficiencia de las redes de distribución.

Para efectos del marco propuesto, la calidad se separa en tres aspectos básicos como se muestra en la figura 10.

Figura 10. Características de la calidad



- Continuidad: Número, duración y frecuencia de las interrupciones.
- Calidad Técnica del producto: Se refiere a todo lo relacionado con la forma de onda, como por ejemplo niveles de tensión, rangos de frecuencia, flickers, armónicas, etc.
- Calidad Comercial del servicio: Se refiere básicamente a la atención al cliente, tiempos de facturación, tiempo de reposición del suministro, etc.

La continuidad del suministro, se incorpora a los aspectos concernientes a la calidad del servicio, ello por cuanto refleja una característica fundamental del servicio que finalmente recibe el cliente. La medición y el establecimiento de índices para la continuidad como parte de la calidad, también conforman la confiabilidad global del sistema y la clara interrelación que se da entre sus componentes.

En este sentido y con respecto a la continuidad, es importante mencionar la diferencia existente en la naturaleza de las interrupciones que ocurren en los segmentos de generación y transmisión, con las que tienen su origen específicamente en la distribución. En general las interrupciones provocadas en niveles altos de tensión, como los de generación – transmisión, arrastran grandes porciones del sistema y puede ser causa de falta de unidades de generación, baja disponibilidad o fallos en las redes de alta tensión. En general algún fallo en la red de transmisión puede causar graves consecuencias en el suministro.

La continuidad, si bien forma parte esencial de la calidad y del producto electricidad (ello debido al alto costo de las interrupciones en el ámbito productivo y de la industria en general), posee componentes de suficiencia debido principalmente a que cualquiera sea la forma que se utilice para medirla, reflejan las características propias de las instalaciones. Así, de presentarse valores altos para los índices de interrupción, podría pensarse en un problema de diseño o de suficiencia de las redes de baja o media tensión.

Además de la mencionada continuidad del suministro, aparecen importantes aspectos para caracterizar la calidad, como los aspectos técnicos y los de atención comercial. El primero de ellos guarda relación esencialmente con las características de la onda, tanto en amplitud, frecuencia y forma de onda. En general los aspectos más importantes para este, lo constituyen los flickers, las interrupciones breves del suministro, las armónicas y las variaciones de tensión.

Finalmente se encuentra la calidad comercial del servicio, lo cual incluye aspectos que no son específicos al suministro de electricidad propiamente como tal. En general no se distinguen índices o formas de medir los aspectos relacionados al aspecto comercial.

2.2. Análisis de la confiabilidad

Para evaluar la confiabilidad se puede partir del concepto de calidad, el cual denota la confiabilidad del sistema y es posible abordarla por dos criterios o métodos: determinístico y probabilístico.

- Los métodos determinísticos son basados en examinar un número de situaciones restrictivas escogidas de acuerdo al planificador y a la experiencia del operador, tomando en consideración de la incertidumbre de las cargas y la disponibilidad de los componentes del sistema.
- Los métodos probabilísticos reconocen la naturaleza aleatoria de las cargas y las salidas de los equipos de generación/transmisión.

Dependiendo de los objetivos que se persigan con la evaluación la cuantificación de la confiabilidad puede expresarse por una gran variedad de índices.

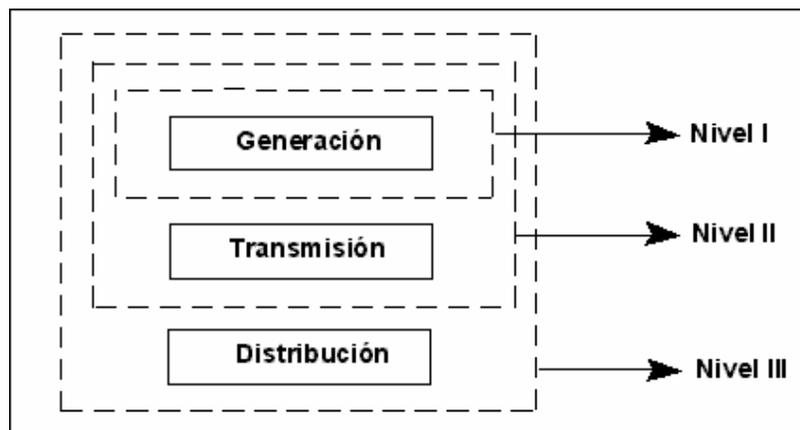
2.3. Sistemas eléctricos de potencia y confiabilidad

La finalidad de los sistemas eléctricos de potencia es suministrar energía a todos los clientes conectados al mismo. La energía viaja desde las plantas generadoras atravesando la red de transmisión para luego ser distribuida a los clientes finales. Por lo tanto, esa energía pasa por un sinnúmero de elementos que son parte de un extenso y complejo sistema.

Producto de lo anterior, los sistemas se han agrupado para ser analizados, desde el punto de vista de la confiabilidad, en tres niveles jerárquicos, denominados como HLI, HLII y HLIII (proveniente del inglés *Hierarchical Level*). Estos niveles jerárquicos se pueden apreciar en la figura 11.

En el nivel jerárquico I (HLI) se estudia solamente la confiabilidad del sistema de generación, considerando que todas las centrales se encuentran conectadas a un mismo nodo, en el cual también se encuentran todas las demandas. En el nivel jerárquico II (HLII) se estudia la confiabilidad del sistema compuesto generación – transmisión. Por último el nivel jerárquico III (HLIII) estudia el sistema completo, es decir, generación, transmisión y distribución.

Figura 11. Niveles jerárquicos en análisis de confiabilidad de sistema de potencia



2.4. Métodos determinísticos

Los métodos determinísticos se deducen examinando un cierto número de situaciones restrictivas (condiciones de carga y de salidas de equipos) para verificar la solidez de los sistemas de generación y/o transmisión. Estas situaciones se basan en casos considerados como muy riesgosos para el sistema. El problema es que las funciones del sistema están protegidas para estas situaciones, lo mismo que para todos los otros casos que caben dentro de estos criterios.

Las ventajas del método determinista son:

- Su claridad conceptual
- El número limitado de casos a examinar
- El hecho de que existen herramientas disponibles para este cometido, como por ejemplo flujos de carga AC, que proveen una detallada y precisa descripción del estado del sistema.
- Dichos criterios con frecuencia corresponden a una extensión a la fase de planeamiento de las técnicas usadas en la operación del sistema.
- No tiene en cuenta la probabilidad de ocurrencia de los casos considerados.

- La selección de la lista de los casos restrictivos depende inevitablemente de la experiencia del planificador y/o operador. Por lo tanto, existe siempre un riesgo de omitir ciertos casos, que se incrementa debido a que la naturaleza de los casos riesgosos cambia constantemente con el tiempo de forma muy sutil.

2.4.1. Método para el sistema de generación

El indicador usado frecuentemente es el margen de reserva, que es igual a la capacidad instalada de potencia menos el cociente de dicha capacidad dividido entre 1.03.

Ecuación No. 1
$$MR = P_{m\acute{a}x} - P_{m\acute{a}x} / 1.03$$

El valor requerido es determinado teniendo en consideración el tamaño del sistema, el tamaño de la mayor unidad generadora o el número de unidades en mantenimiento, además de otros factores. Asumiendo que el sistema de generación está todo conectado sobre una misma barra, el problema se simplifica ya que no se consideran los componentes de transmisión.

Otros criterios han sido adoptados para sistemas donde la generación hidráulica constituye una considerable parte del total de la potencia instalada. En estos casos, un criterio energético es usado con respecto a la porción de la demanda total que es suministrada por las unidades hidroeléctricas.

2.4.2. Método para el sistema de transmisión

Una vez que el concepto de que los fenómenos aleatorios pueden ser tratados de una forma probabilística es aceptado, los algoritmos computacionales son relativamente fáciles de implementar.

En un sistema de transmisión, por otro lado, el cálculo es mucho más complicado: en primer lugar, el problema tiene una dimensión espacial, debido a que el sistema se extiende a través de un territorio geográfico y en segundo lugar, se deben cumplir las leyes fundamentales de los circuitos eléctricos.

Los flujos de potencia y voltaje dependen obviamente de la disponibilidad de los componentes del sistema y otros aspectos de confiabilidad del mismo. Varias simplificaciones deben ser adoptadas: uso de flujos de potencia lineales DC en lugar de flujos de potencia completos no lineales AC, por ejemplo, o limitando el número de contingencias superpuestas a ser examinadas. A pesar de este esfuerzo, recurrir a índices probabilísticos para la evaluación de la confiabilidad de grandes sistemas de transmisión, implica todavía la implementación de modelos sofisticados, grandes programas de computación así como el hardware asociado. Es fácil entender debido a esto por qué muchos países continúan usando métodos deterministas para la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de transmisión.

El procedimiento general para la aplicación del método determinista se describe a continuación:

- Se selecciona uno o varios casos base para probar la capacidad del sistema. Esto debe corresponder a situaciones de operación consideradas restrictivas o riesgosas y son el resultado de la experiencia combinada de los operadores y los planificadores del sistema.

Los casos base pueden diferir en condiciones de carga, en el despacho de la generación (correspondientes a diferentes mantenimientos y condiciones de salidas forzadas, con la disponibilidad de unidades dadas en línea con un orden de prioridades basado usualmente en costos de operación) y en la configuración de la red eléctrica (correspondiente a varias condiciones de mantenimiento y/o condiciones de salida forzada de equipos, con los componentes disponibles usualmente estando estos todos en servicio).

- Se somete cada caso base a una serie de incidentes de generación y/o transmisión y se examina como el sistema soporta las mismas desde varios puntos de vista, por ejemplo que el flujo a través de los componentes del sistema se mantiene dentro de los límites permisibles: usualmente sus valores nominales bajo condiciones de régimen (generalmente, sus límites térmicos, algunas veces combinados con los límites de estabilidad). Algunos países permiten temporalmente valores mayores de flujo que los permitidos en los transformadores para incidencias que implican la salida de dos o más componentes de la red o por salidas de corta duración y algunas veces usan diferentes valores máximos acorde a la época del año.

Además debe considerarse que el cambio de voltaje en un nodo determinado del sistema se mantenga dentro de los límites permisibles: acorde a datos obtenidos por inspección y/o fabricación, y además estos límites varían de acuerdo al voltaje nominal en un rango comprendido entre el $\pm 5\%$ aproximadamente.

Algunos países usan diferentes procedimientos y criterios dependiendo del área o función de la sección del sistema de transmisión bajo consideración (inyección de generación, suministro de carga, interconexión). En los hechos, no existe una práctica uniforme, pero los métodos deterministas más ampliamente usados pueden ser clasificados idealmente a pesar de todo en dos grandes categorías, denominadas como N-1 y N-2, de acuerdo al número de componentes de la red involucrados en la falta o falla del sistema.

- Criterio N-1: la inestabilidad y la separación incontrolada o la salida en cascada de elementos del sistema, no pueden ser el resultado de la contingencia simple más severa aplicada al sistema. También se dice que un sistema cumple con el criterio N-1 si al aplicarle la contingencia simple más severa, el sistema sigue en condiciones aceptables de funcionamiento considerando que los flujos en las canalizaciones se mantienen dentro de límites normales de operación, los voltajes no superan los niveles de aislamiento de los equipos, no existen inestabilidades de ningún tipo, no existen actuaciones de protecciones y no existen desconexiones forzadas de carga o equipos.
- Criterio N-2: la inestabilidad y la separación incontrolada o la salida en cascada de elementos del sistema, no pueden ser el resultado de la contingencia doble más severa aplicada al sistema.

La aplicación del criterio N-1 consiste en la simulación de una pérdida de un componente de la red (línea, cable, transformador, algunas veces un componente de compensación de potencia reactiva) o un generador. Mientras que todos los países que han tomado este criterio consideran la salida de un componente, muy pocos países toman en consideración la salida de generación.

La aplicación del criterio N-2 consiste en la simulación de la salida simultánea de dos componentes, ya sean dos componentes de la red o un componente de la red junto con un componente de generación. Su uso no es tan extendido como el criterio N-1 debido a que la falla simultánea de dos componentes se considera improbable: la idea oculta detrás de este criterio es que la apertura de dos componentes se dan generalmente en la misma región durante una situación de operación de perturbación, tal como en el período de pico de potencia (que dura solo un pequeño período de tiempo) en el cual una doble contingencia puede llegar a tener serias consecuencias. La probabilidad de que ocurra un incidente de este tipo es sin embargo juzgada como muy pequeña.

Algunos países simulan N-2 incidentes construyendo los casos base con los casos examinados de acuerdo al criterio N-1. Otros exámenes de casos especiales de incidentes dobles pueden llegar a ser más serios para el sistema, como por ejemplo, la pérdida de dos de las principales líneas en cascada, llevando el sistema al colapso.

2.5. Métodos probabilísticos

Debido a la naturaleza aleatoria de los fenómenos que afectan la evaluación cuantitativa de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, se tiende a pasar de criterios determinísticos a criterios e índices probabilísticos.

La gran razón por la cual estos métodos no han sido utilizados en el pasado es la falta de datos, limitación en los recursos computacionales, ausencia de técnicas realistas de confiabilidad, rechazo al uso de técnicas probabilísticas y la mala interpretación del significado de los criterios probabilísticos e índices de riesgos. Hoy en día, muchos países tienen bases de datos, las facilidades computacionales han sido incrementadas, y muchos ingenieros han trabajado en la comprensión de las técnicas probabilísticas, Aun cuando las técnicas de evaluación de la confiabilidad están siendo altamente desarrolladas existe sin embargo escasez general de programas para aplicar estas técnicas en grandes sistemas.

El estudio de los índices de confiabilidad en sistemas eléctricos responde a tres preguntas esenciales:

- Como introducir el reconocimiento adecuado de las incidencias dependientes de las salidas de los componentes del sistema de transmisión.
- Como manejar el gran número de estados posibles.
- Como incorporar las estrategias de operación para aliviar las sobrecargas en el sistema de transmisión.

Con respecto a la dependencia, se puede notar que la salida de nodos importantes, incluyendo la salida de nodos comunes que involucran varias unidades o salidas múltiples debido a eventos originados en alguna subestación, debería ser incluida en la lista de contingencias. El riesgo asociado a estas salidas de múltiples componentes debidas a causas dependientes pesa más que el riesgo asociado a salidas independientes superpuestas. Especial atención debe ser puesta al riesgo de perder líneas que estén físicamente sobre la misma estructura de torres o aquellas que estén muy próximas. Se debe considerar también el incremento en el riesgo de perder líneas aéreas en forma superpuesta durante períodos de tiempo que no están a nuestro favor.

Para detectar éstos casos siempre es deseable hacer el análisis de confiabilidad del comportamiento de las subestaciones en conjunto con estudios dinámicos y estáticos del sistema, para determinar: los modos específicos en que los componentes del sistema de transmisión pueden fallar, el modo en que los relés de protecciones pueden estar operando mal y ver en qué forma la operación de ciertos interruptores pueden llevar a una falla del sistema.

La segunda pregunta, referida a la forma de manejar el gran número de estados de contingencias, concierne a un criterio computacional. Teóricamente el estudio de la confiabilidad implica el análisis de todos los estados de contingencias posibles, o en lo posible un gran número de ellos, para estimar índices con bastante precisión. Esto puede llegar a ser un trabajo formidable, consideremos por ejemplo un sistema con 70 componentes. Permitiendo que cada línea o generador tenga solo dos estados posibles (disponible o no disponible), el número de estados posibles en que se puede encontrar el sistema es de 2^{70} .

Obviamente un análisis exhaustivo de todos los estados posibles del sistema es imposible, por lo que el número considerado de estados debe ser limitado, por ejemplo, de acuerdo a su contribución a los índices de riesgo. Esto puede ser hecho por medio de valores umbrales para seleccionar los estados basados en su probabilidad de ocurrencia: Un estado es considerado sólo si su probabilidad de ocurrencia es mayor que un valor umbral. Pero seleccionar los valores umbrales depende de los riesgos de falla y en el tamaño relativo del sistema.

Un estudio alternativo, consiste en limitar el número de estados de contingencia a ser investigados, por aquellos que son más propensos a presentar fallas.

Otra cuestión a considerar es el tamaño del sistema usado para representar el sistema de potencia para los estudios de confiabilidad. Dos aspectos están involucrados en esto: el tamaño del modelo que representa apropiadamente el flujo en la red bajo condiciones de contingencia, el tramo de la red dentro del cual cada contingencia puede ser considerada. El tiempo de máquina que se necesita para resolver los problemas de flujo de carga tiende a variar linealmente con el tamaño del sistema (número de barras). El número de estados a ser investigados tiende a ser proporcional a:

$$\frac{N!}{(N-K)!K!}$$

Donde

N: Es el número de elementos (líneas, transformadores y generadores) sujetos a salidas.

K: es el número de contingencias a ser estudiadas.

Si el sistema en estudio es lo suficientemente grande, es muy probable que en la mayoría de los casos la existencia de más de una línea fuera de servicio no represente una condición forzada para el sistema. Contingencias múltiples generalmente representan un problema cuando suceden muy cerca geográficamente y no cuando suceden a gran distancia unas de otras.

Cuando la inquietud es modelar la respuesta del sistema a los disturbios, deben ser determinados los flujos de potencia por los equipos, voltajes en el sistema y las potencias generadas para ser analizadas para cada estado. También es requerido que sean desarrollados modelos de las políticas de operación para representar las acciones correctivas y la asignación de recursos. Cada estado de contingencia debe ser examinado en cuanto a la violación de criterios de calidad de servicio, como por ejemplo voltajes dentro de ciertos límites así como eventos que impliquen pérdida de carga. Este estudio puede ser hecho mediante flujos de carga AC, o si se desprecia el componente reactivo del sistema, mediante flujos de carga DC.

Para cada contingencia en una unidad de generación, el despacho debe ser modificado para compensar la pérdida de generación, mientras que para cada contingencia en transmisión deben hacerse pruebas para ver la topología de la red. Para ambos tipos, si la carga de una línea o de un transformador resulta excesiva, o si los voltajes en las barras resultan inaceptables, el estudio toma acciones para normalizar el sistema como por ejemplo: cambiar el TAP de los transformadores, redespachar generación o cortar selectivamente ciertas cargas.

La evaluación de la confiabilidad en un sistema eléctrico compuesto involucra modelos y estrategias para sistemas de grandes dimensiones, por lo que es fundamental que el número de estados en estudio no sea mayor a lo que los resultados puedan garantizar. De igual forma las líneas y transformadores bajo contingencias deben ser limitados a aquellos que tengan un impacto significativo en la región bajo observación. Equivalentes de la red pueden ser empleados para simular el efecto total de una parte del sistema sin tener que involucrar elementos individuales en la solución. Una elección cuidadosa de equivalentes puede ser empleada para incorporar la reserva de generación en áreas distantes sin tener que entrar en el detalle de cada unidad generadora.

2.5.1. Función de prueba como índice de confiabilidad según pérdida de carga

Cuando se analiza la confiabilidad de un sistema eléctrico, como el sistema generación-transmisión para el presente trabajo, es necesario evaluar el comportamiento de tal sistema frente a situaciones de contingencia tales como una falla de algún elemento de la generación o como la salida de una línea de transmisión. La operación de un sistema generación – transmisión, con características similares al sistema guatemalteco (SNI), depende principalmente de 3 elementos. El primero, es el escenario en que se encuentre, es decir, si se encuentra bajo un escenario hidrológico seco, medio o húmedo. En segundo lugar, se debe conocer el nivel de demanda media o máxima. Finalmente, es necesario conocer el estado en que se encuentra el sistema, caracterizado por el estado de operación de cada componente del mismo. Para esto es importante definir cuáles son los elementos que componen el sistema y cuáles son los posibles estados en que se pueden encontrar tales componentes.

Por ejemplo, en un sistema compuesto se pueden considerar las centrales de generación y las líneas. Si cada componente, en este caso generadores y líneas, puede estar en dos estados, disponible o indisponible, el número de estados totales del sistema es 2^n . Por lo tanto, se debe crear una expresión que considere todos los estados para que evalúe el comportamiento del sistema frente a condiciones hidrológicas y de demanda previamente definidas.

Una expresión que sistematiza la evaluación del comportamiento de un sistema frente a contingencias se da a continuación:

$$\text{Ecuación No. 2} \quad E(F(X)) = \sum_{X \in X} F(x) \cdot P(X)$$

donde

x: vector que representa el estado del sistema. Por ejemplo, si un sistema tiene dos componentes y cada componente puede estar en estado disponible (1) o indisponible (0), el vector asociado a un estado del sistema donde una componente está disponible y la otra está indisponible es [1,0].

X: espacio de los estados, el cual constituye el conjunto de todos los posibles estados en que se puede encontrar el sistema.

P(x): probabilidad asociada al estado $x \in X$ del sistema.

F(x): función de prueba que está relacionada con el estado en análisis.

E(F(x)): valor esperado de la función de prueba sobre todos los estados del sistema bajo estudio.

En la evaluación de la confiabilidad de sistemas de potencia mediante métodos predictivos probabilísticos existe un algoritmo en común el cual se compone de cuatro etapas bien definidas que sirven para definir estados y realizar una evaluación de la confiabilidad del sistema. Este algoritmo se describe a continuación.

2.5.1.1. Algoritmo conceptual

Las etapas que constituyen generalmente un algoritmo de evaluación de confiabilidad de sistemas eléctricos son las siguientes:

- Selección del estado \mathbf{x} del sistema dentro de un conjunto de estados \mathbf{X} (espacio de los estados). Es decir, en esta etapa se definen cuáles estados se van a considerar en la evaluación.
- Cálculo de la función de prueba $\mathbf{F}(\mathbf{x})$ para el estado seleccionado, evaluando el comportamiento del sistema sujeto a las restricciones de operación producto de la condición dada.
- Verificación de las condiciones de término que en el caso de un método analítico corresponde al análisis de todos los estados.
- Cálculo de los índices de confiabilidad mediante $\mathbf{E}(\mathbf{F}(\mathbf{x}))$.

A continuación se presentan en forma más detallada las dos primeras etapas del algoritmo conceptual. Con respecto a las otras dos etapas, cuando se aplique la metodología al SNI se podrán observar detalladamente.

2.5.1.2. Selección de los estados del sistema

La selección de estados se realiza determinando por extensión todos los estados en que se puede encontrar el sistema. Pero se debe tener en cuenta que el número de estados depende exponencialmente tanto del número de componentes presentes como de la cantidad de estados posibles para cada una de ellas. Debido a lo anterior, se utilizan generalmente criterios de selección. Un criterio utilizado comúnmente, y llamado criterio de corte directo, es el siguiente:

- En generación se consideran contingencias de hasta segundo orden, es decir la falla simultánea de hasta dos unidades generadoras.
- En transmisión, se considera sólo contingencias de primer orden ya que la probabilidad de ocurrencia de las contingencias de segundo orden es prácticamente cero.

La indisponibilidad asociada a una línea es normalmente mucho menor que la de una unidad generadora, y por lo tanto se debe considerar un nivel de contingencias menor para estas últimas.

2.5.1.3. Cálculo de la función de prueba y de índices de confiabilidad

En el análisis de un sistema de potencia, la función de prueba es un indicador de cómo se encuentra el sistema reaccionando frente a contingencias o a un nivel de operación impuesto por los consumidores. Es importante señalar que la función de prueba depende exclusivamente del índice que se quiere evaluar. Por ejemplo, si se quiere estimar la probabilidad de pérdida de carga LOLP (*Loss of Load Probability*) se debe utilizar la siguiente expresión:

Ecuación No. 3

$$F_{LOLP}(x) = \begin{cases} 1 & \text{si es un estado con falla} \\ 0 & \text{si es un estado sano} \end{cases}$$

Si se quiere obtener la esperanza de la potencia no suministrada EPNS (*Expected Power Not supplied*) la expresión adecuada es:

Ecuación No. 4

$$F_{EPNS}(x) = \begin{cases} \phi & \text{si es un estado con falla} \\ 0 & \text{si es un estado sano} \end{cases}$$

donde

ϕ : potencia no suministrada en el estado elegido.

Existe un sinnúmero de otros índices que se pueden utilizar. Dentro de los más utilizados encontramos la pérdida de carga esperada, LOLE (*Loss of Load Expectation*) y la energía esperada no suministrada, EENS (*Expected Energy Not Supplied*) los cuales se obtienen multiplicando las expresiones anteriores por el período T de estudio, que generalmente es de 8,760 horas, que corresponden a un año.

Ecuación No. 5

$$E(F_{LOLE}) = T \cdot E(F_{LOLP})$$

Ecuación No. 6

$$E(F_{EENS}) = T \cdot E(F_{EPNS})$$

Una vez definida la función de prueba, se calcula su esperanza de acuerdo a la ecuación No. 2. obteniendo el índice de confiabilidad del sistema deseado. Respecto a las condiciones de término, cuando se realiza una enumeración de estados, es decir, se determinan por extensión los estados a analizar bajo algún criterio que sirva para reducir el número de estados, el proceso se detiene una vez que se han analizado todos los seleccionados de acuerdo a un criterio.

2.5.2. Cadenas de Markov utilizado como índice de confiabilidad según estructura de la red

Los sistemas de potencia, generación – transmisión, son sistemas cuyo funcionamiento es continuo, que fallan cada cierto tiempo y que son reparables. Estos atributos dan lugar a una serie de parámetros probabilísticos relacionados con los índices de confiabilidad que se quieren calcular.

En la ecuación No. 2 se puede apreciar que cada estado tiene asociada una probabilidad de ocurrencia o probabilidad de estado. La base del cálculo de esta probabilidad es la disponibilidad de las componentes del sistema. Debido a la naturaleza de los sistemas de potencia, la disponibilidad se puede calcular a partir de una serie de variables que son relevantes en el comportamiento de un sistema. Para eso es necesario definir ciertos parámetros:

- Tasa de falla: λ . La tasa de falla corresponde al número de fallas del sistema en el período considerado. Puede interpretarse como la tasa de transición del estado “en funcionamiento” al estado “averiado”. La inversa de la tasa de falla es el tiempo medio transcurrido hasta una falla a partir del momento en que se pone en funcionamiento el sistema. Un tiempo denominado como MTTF (*Mean Time To failure*).

- Tiempo de reparación: r . De la misma forma que se ha definido el MTTF, se puede definir el MTTR (*Mean Time To Repair*) como el valor medio del tiempo de reparación de las fallas del sistema. El tiempo de reparación es equivalente a la duración de cada interrupción.

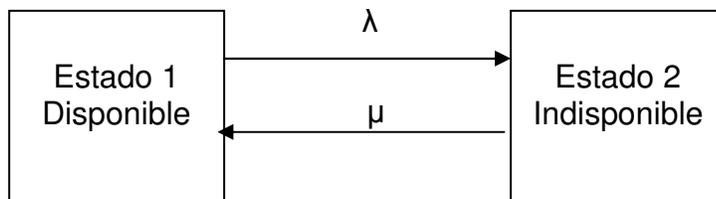
Los valores normalmente dados para estos parámetros son en realidad valores medios esperados. Las predicciones que se hacen de estos valores se basan en gran medida en los valores históricos de los índices de confiabilidad de los componentes del sistema. Es importante por lo tanto, cuando se realiza un análisis de confiabilidad, no sólo verificar el método utilizado, sino también verificar la confiabilidad de los datos de partida. Se debe señalar que en general no existe mucha estadística con respecto al comportamiento de los sistemas eléctricos por lo tanto la escasez de estos datos ha sido uno de los principales problemas para realizar estudios sobre el comportamiento de sistemas eléctricos de potencia.

Cualquier sistema de generación – transmisión, está funcionando continuamente en el tiempo, por lo que sus características pueden describirse a partir de Cadenas de Markov, las cuales pueden modelar dos etapas del mismo: en funcionamiento, o estado disponible, y averiado, o estado indisponible. Entre los dos estados que puede tener el sistema, se definen tasas de transición. En el caso del sistema analizado, las tasas de transición de un estado a otro son: λ , tasa de falla del sistema, y μ , tasa de reparación del sistema. En la figura 12 está representado una cadena continua de Markov con dos estados, disponible e indisponible, y dos tasas de transición λ y μ . Estas dos tasas se definen como:

Ec. No. 7 $\lambda = \frac{n_o \text{ de fallas del sistema durante el período considerado}}{\text{Tiempo total durante el cual el sistema estaba propenso a fallar}}$

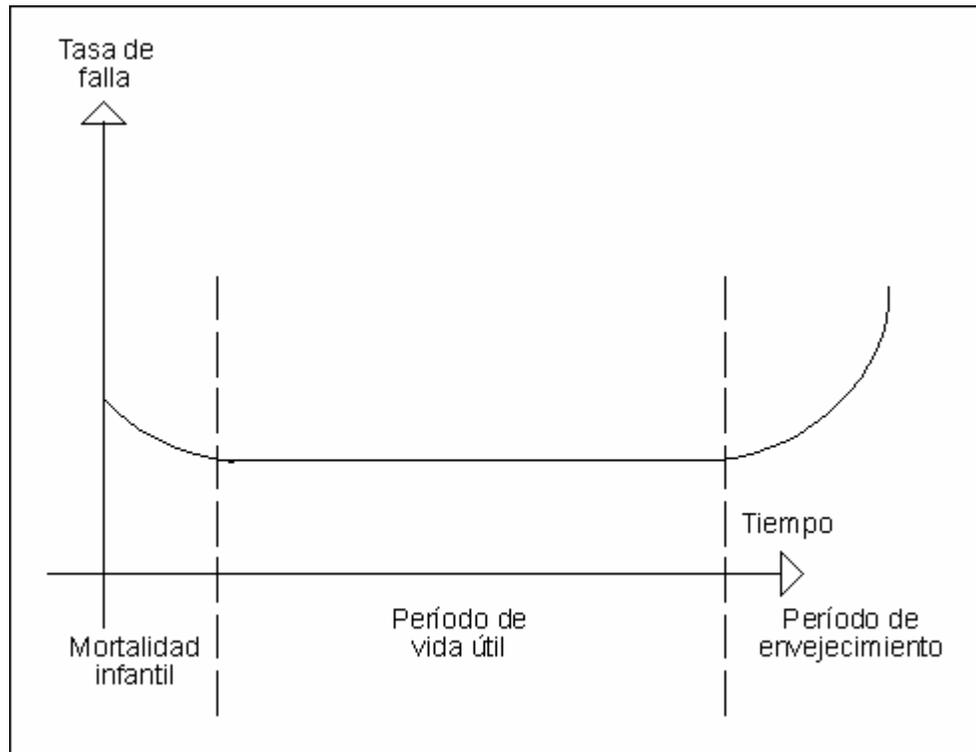
Ec. No. 8 $\mu = \frac{n_o \text{ de reparaciones del sistema durante el período considerado}}{\text{Tiempo total durante el cual el sistema estaba siendo reparado}}$

Figura 12. Cadena de Markov de un sistema con dos estados.



Si además de las tasas de transición entre estados son constantes en el tiempo, se denomina un proceso estático de Markov. El que la tasa de transición entre los estados sea constante quiere decir que la probabilidad de que el sistema pase de un estado a otro es independiente del tiempo que lleve funcionando o que lleve estropeado. Esta suposición es válida si el sistema se encuentra en el período de vida útil del mismo. Es habitual que los sistemas tengan una tasa de falla con respecto al tiempo de tipo bañera (ver figura 13). En los primeros momentos de la vida del sistema, existe lo que se llama la mortalidad infantil, o las fallas precoces del sistema, que obedecen a fallas de fabricación del mismo. Una vez sobrepasado ese período, el sistema entra en el período de vida útil, donde las fallas aparecen en forma aleatoria, y corresponden a una tasa de falla constante. Al final de su vida, el sistema entra en la fase de envejecimiento, donde las fallas se multiplican y la tasa de falla crece. Es por lo tanto aceptable considerar que los componentes del sistema generación – transmisión se encuentran en el período de vida útil, sobre todo teniendo en cuenta la larga duración de la vida de los mismos.

Figura 13. Tasa de falla de una componente durante su vida útil



Por lo tanto, como el proceso corresponde a una cadena de Markov, las funciones de densidad de los tiempos de permanencia en los estados de disponibilidad e indisponibilidad del sistema obedecen a una distribución exponencial:

Ecuación No.9
$$f_1(t) = \lambda e^{-\lambda t}, \quad t \geq 0$$

Ecuación No. 10
$$f_2(t) = \mu e^{-\mu t}, \quad t \geq 0$$

Donde $f_1(t)$ es la función de densidad del tiempo de permanencia en el estado disponible, $f_2(t)$ es la función de densidad del tiempo de permanencia en el estado indisponible y t indica el tiempo transcurrido desde el instante en que se inicia la medición hasta que se produce un cambio de estado. Con las funciones de densidad, las probabilidades de encontrar el sistema en un estado u otro en un instante dado son:

$$\text{Ec. No. 11} \quad P_{11}(t) = P(x(t) = 1 / x(0) = 1) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu}$$

$$\text{Ec. No. 12} \quad P_{12}(t) = P(x(t) = 2 / x(0) = 1) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} - \frac{\lambda e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu}$$

Donde t es el tiempo y el sistema estaba en estado disponible en el límite inicial. Las probabilidades límite de los estados (estado estacionario) son iguales a:

$$\text{Ecuación No. 13} \quad P_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad 3.11$$

$$\text{Ecuación No. 14} \quad P_2 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$$

P_1 y P_2 son las probabilidades estacionarias de encontrar el sistema en estado disponible e indisponible respectivamente, y suelen llamarse disponibilidad (*availability*) e indisponibilidad (*unavailability*) del sistema. En el caso de las distribuciones exponenciales, el tiempo medio hasta fallar o MTTF es la inversa de la tasa de fallas, y el tiempo medio de reparación o MTTR es la inversa de la tasa de reparación:

Ecuación No. 15 $MTTF = m = 1 / \lambda$

Ecuación No. 16 $MTTR = r = 1 / \mu$

Si se reemplazan estos valores en las ecuaciones 13 y 14, se obtienen las siguientes expresiones de las probabilidades para la disponibilidad y la indisponibilidad:

Ecuación No. 17 $P_1 = \frac{m}{m + r}$

Ecuación No. 18 $P_2 = \frac{r}{m + r}$

La disponibilidad es igual al tiempo que el sistema está disponible dividido por el tiempo total del período. Si los tiempos están expresados en las mismas unidades, será probabilidad. Si se utilizan distintas unidades, se pueden obtener unidades tales como horas/año, muy habituales para definir la disponibilidad.

2.6. Método predictivo probabilístico analítico

Resumiendo lo que se ha indicado hasta el momento, es posible señalar que se describieron los distintos tipos de análisis de confiabilidad, donde se eligió el método que sería utilizado. Definido esto, se procedió a mostrar los distintos niveles jerárquicos de tal manera de definir en qué contexto y el tipo de metodología a utilizar, se presenta el concepto de función de prueba y el algoritmo conceptual que sirve para evaluar el comportamiento de un sistema que opera bajo ciertas condiciones y en el que pueden existir contingencias.

Después, se presentan ciertos parámetros como la tasa de falla y la tasa de reparación, que están asociados a la confiabilidad de un sistema y que bajo

ciertas condiciones pueden ayudar a calcular la indisponibilidad de un sistema y que bajo ciertas condiciones pueden ayudar a calcular la indisponibilidad de alguna componente del sistema. Sin embargo, hasta el momento no se ha explicado para qué se utiliza esa indisponibilidad histórica de las componentes que entregan las compañías.

Cuando se utiliza un método predictivo probabilístico para el análisis de un sistema compuesto generación – transmisión, una de las dificultades más grandes es que los posibles estados de un sistema pueden ser muchísimos. Cuando se utiliza un modelo de dos estados (disponible o indisponible) para un sistema de n componentes, el número de estados es 2^n . Por lo tanto, si el número de componentes es cercano a los cientos, el número de eventos posibles es muy grande. En la práctica, sólo son investigados eventos creíbles, es decir, aquellos eventos que tienen una contribución significativa a los índices estudiados. La credibilidad es normalmente establecida considerando las contingencias hasta un nivel definido como el número de contingencias simultáneas que pueden ocurrir. Al tomar este criterio, la suma de las probabilidades de ocurrencia de estos eventos será relativamente alta, y por el contrario, el número de estados analizados será un porcentaje pequeño respecto al total de casos que pueden existir en el sistema.

2.6.1. Conceptos básicos

Las suposiciones básicas en un sistema de potencia compuesto, son principalmente dos.

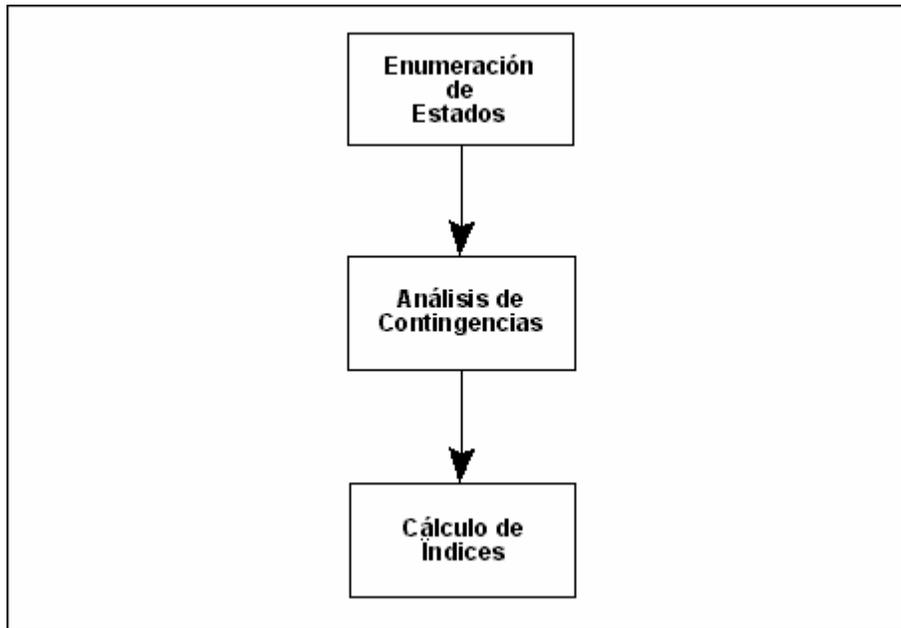
- Independencia de las componentes.
- Coherencia del sistema.

Las fallas de las componentes es la suposición más fuerte e implica que las fallas y reparaciones de diferentes componentes son estadísticamente independientes.

Coherencia del sistema implica que el rendimiento del sistema no puede ser mejor si un componente que está funcionando falla, y no puede ser peor si un componente que ha fallado es reparado. Esto es cierto en casi todos los sistemas y es particularmente verdadero en los niveles jerárquicos altos.

Como se señaló en las secciones anteriores, el procedimiento básico para la evaluación de un sistema de potencia compuesto (HLII) puede ser descrito en forma generalizada en los siguientes tres pasos: enumeración de contingencias, análisis de contingencias, y cálculo de los índices estudiados. Estos últimos son obtenidos una vez que todas las contingencias definidas son analizadas. En la figura 14 se ilustra el procedimiento señalado.

Figura 14. Procedimiento analítico básico



En el caso de un sistema cualquiera de n componentes, en que cada una de ellas puede encontrarse en un estado normal o en un estado de falla, el cálculo de la probabilidad de fallas p_{si} , frecuencia de fallas f_{si} y duración media de una falla cualquiera d_{si} puede ser realizado con las siguientes expresiones:

Ecuación No. 19
$$p_{si} = \prod_{k \in U} p_k \cdot \prod_{m \in D} p_m$$

Ecuación No. 20
$$f_{si} = p_{si} (\mu_{si} + \lambda_{si})$$

Ecuación No. 21
$$d_{si} = \frac{p_{si}}{f_{si}}$$

Donde D es el conjunto de componentes fuera de servicio en el estado s_i ; U es el conjunto de componentes en servicio en el estado s_i ; p_k es la disponibilidad de la componente k ; q_m es la indisponibilidad de la componente m ; μ_{s_i} es la tasa de reparación del sistema en el estado s_i ; λ_{s_i} es la tasa de falla del sistema en el estado s_i . Estos últimos dos parámetros son calculados de la siguiente manera:

$$\text{Ecuación No. 22} \quad \mu_{s_i} = \sum_{m \in D} \mu_m, \quad \lambda_{s_i} = \sum_{k \in U} \lambda_k$$

Donde μ_m y λ_k son la tasa de reparación de la componente m y la tasa de falla de la componente k , respectivamente.

La ecuación No. 19 indica que la probabilidad de estado del sistema es igual al producto de las probabilidades de las componentes. La ecuación No. 20 entrega la frecuencia de estado como la probabilidad de estado multiplicada por la tasa de transición fuera de estado.

La ecuación No. 21 entrega la duración esperada del estado del sistema, utilizando la probabilidad y frecuencia de estado del sistema. Por último la ecuación No. 22 define las tasas de reparación y falla del estado del sistema. La suma de los dos valores, es decir $(\mu_{s_i} + \lambda_{s_i})$, es la tasa de transición total fuera del estado s_i .

Los índices de probabilidad de falla, frecuencia y duración puede obtenerse usando las siguientes ecuaciones:

$$\text{Ecuación No. 23} \quad p(\text{falla}) = \sum_{s_i \in F} p_{s_i}$$

Ecuación No. 24 $f(falla) = \sum_{s_i \in F} p_{s_i} (\mu_{s_i} + \lambda_{s_i})$

Ecuación No. 25 $d(falla) = \frac{p(falla)}{f(falla)}$

Donde f es el conjunto de los estados de fallas del sistema.

3. FORMULACIÓN PARA EL ANALISIS DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA

3.1. Metodología

Para la formulación del análisis de confiabilidad se deberá escoger el método para este estudio, de manera que los resultados sean los más congruentes.

Desde hace algunos años se ha contado con herramientas de análisis de redes que permiten calcular flujos de carga y corrientes de cortocircuito. Sin embargo, se tienen disponibles programas que modelan los efectos de la ocurrencia de fallas y de las medidas que se toman para restaurar el suministro de energía, y cuantificar las interrupciones con el fin de determinar los clientes que se espera sufran esta experiencia. Tal es el caso de magnitudes cuantificables como la frecuencia y la probabilidad de la interrupción del suministro. El uso de tales estudios de confiabilidad facilita la determinación de puntos estructurales débiles en el planeamiento de la red y permite una panorámica de los beneficios que se podrían obtener en la expansión de la red en cuanto a la confiabilidad del suministro.

3.1.1. El criterio (n-1)

Implícitamente desde hace algún tiempo, la confiabilidad del suministro ya se había tomado en cuenta en temas de planeamiento, en las topologías de la red escogidas por los planificadores, las cuales admitían fallas frecuentes en los equipos.

Dichas consideraciones se usan en el planeamiento de redes en forma del criterio (n-1). El principio detrás de este criterio, tal como se mencionó anteriormente, es que no se debe permitir que la falla no improbable de cualquier componente o equipo resulte en una interrupción inaceptable en el suministro de potencia. Además, los límites térmicos de las cargas y los límites de los voltajes no se deben alcanzar. Aquí se asume que ciertos elementos de la red nunca fallan y se excluyen por completo del estudio. Por lo tanto este criterio requiere de interpretación específica en la práctica.

3.1.2. El método probabilístico

El cálculo de confiabilidad probabilístico representa un procedimiento reforzado y automatizado del cálculo de fallas basado en el criterio (n-1) como fuente de entrada, para la evaluación de la confiabilidad del suministro. Del mismo modo como se mencionó anteriormente, se investigan las fallas en el sistema con el fin de determinar el comportamiento final en el suministro de energía en la red. Sin embargo, hay diferencias importantes:

- En contraste con el criterio (n-1), en el cálculo de confiabilidad se estudian no sólo la elección de una falla probable simple, sino sistemáticamente todas las fallas estadísticamente relevantes.

Para ello, todas las fallas de componentes que se presentan en un período de tiempo dado se clasifican según una lista predefinida, y se determina la frecuencia estadística de su aparición. El número de estados examinados está limitado por el número máximo de elementos afectados simultáneamente por la falla o la probabilidad mínima del estado.

- La investigación de las consecuencias debido a las fallas ocurridas se lleva a cabo de forma automática. Por lo tanto, el modelo de la red debe abarcar los dispositivos de protección y de las posibilidades del suicheo para el resuministro, en el caso de fallas.
- Cada falla que conduzca a una interrupción del suministro, se evalúa probabilísticamente. Esto significa que para los consumidores afectados se protocolizan la frecuencia y duración esperadas de las interrupciones del suministro. Esto arroja al final de los cálculos un aspecto general realista de todas las perturbaciones de la red que actúan e influyen en el consumidor correspondiente.

3.2. Elección del método

Debido a las ventajas del uso de los métodos probabilísticos en la evaluación de la confiabilidad del suministro con base en el criterio (n-1) comparado con el uso de métodos determinísticos, se utilizará el primero para realizar dicho estudio.

Las diferencias entre ambos métodos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla I. Comparación de los métodos de cálculo determinísticos y probabilísticos

Criterio	Método Determinístico	Método Probabilístico
Valoración cuantitativa de la confiabilidad del suministro	No es posible. Sólo entrega una valoración cualitativa de si una variante cumple o no con el criterio (n-1).	Es posible. Entrega frecuencia, duración y probabilidad de las interrupciones del suministro.
Fallas en diferentes componentes	Sólo cualitativo	Considera datos estadísticos para modelar diferentes comportamientos de interrupción o salida.
Comparación de varios conceptos que cumplen con el criterio (n-1)	No es posible	Es posible. Es cuantificable
Cantidad de estados a analizar	Debido al cálculo manual del ingeniero, se observará una cantidad limitada de estados	Ilimitado, debido al cálculo computacional.
Posible aplicación en	Análisis general de la configuración de la red	Análisis general de la estructura de la red. Análisis cuantitativo de la disposición de las diferentes subestaciones y redes. Identificación del punto débil. Prueba de confiabilidad

Para cumplir los anteriores criterios se utilizará un programa de planeamiento con el cual se harán todas las simulaciones.

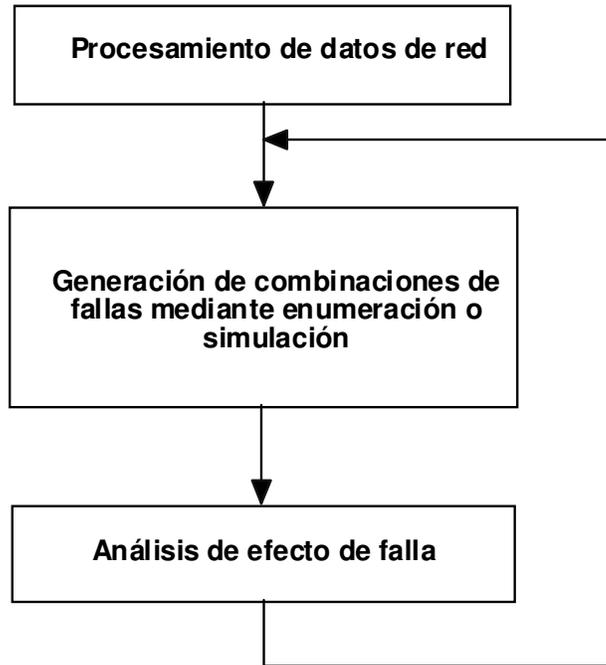
3.3. Secuencia de pasos para realizar el cálculo de confiabilidad

En el cálculo de confiabilidad, lo primero que debe tenerse en cuenta son todas las combinaciones de fallas. Tales combinaciones de fallas describen los componentes que están simultáneamente fuera de servicio, debido ya sea al traslape estocástico (falla), o al traslape planeado (mantenimiento). El propósito del cálculo de Confiabilidad es determinar y cuantificar la contribución hecha por todas las combinaciones de falla relevantes, a la interrupción del suministro en los nodos de carga.

Así como en el procedimiento manual utilizado por el proyectista o planificador, esto implica dos pasos importantes: la generación de las combinaciones de falla y la investigación de los efectos en el suministro en la red. Es decir, las combinaciones de falla de los circuitos de la línea Escuintla – Guatemala Sur y sus efectos en unidades generadoras y cargas por ejemplo.

El primer método de generación de combinaciones de falla es la enumeración. Este implica definir todas las posibles combinaciones de elementos por encima de una probabilidad mínima establecida, o hasta un número máximo de componentes afectados simultáneamente. La alternativa a la enumeración es la simulación, en la cual los componentes afectados se determinan aleatoriamente con base en sus datos característicos.

Figura 15. Secuencia de operaciones ejecutadas durante el cálculo de confiabilidad



Para la entrada de datos del simulador a utilizar, existen diferentes módulos, los cuales corresponden a los diferentes elementos que componen el SNI. Por ejemplo las siguientes figuras representan los campos de entrada de datos de líneas de transmisión, barras, generadores sincrónicos, equivalentes de red para generación y para cargas, transformadores.

Figura 16. Entrada de datos para líneas

Línea [X]

Parámetro	Confiabilidad		Más...		Datos de Usuario	
	Secciones de Línea	Cargas Línea	Torres	Compensación	Inform.	
Nombre:	<input type="text"/>		<input type="text"/>		<input type="text"/>	
Tipo:	<input type="text"/>		<input type="text"/>		<input type="text"/>	
Longit. ... km:	<input type="text" value="0"/>	Unidades:	<input type="text" value="Ohm/km"/>			
R(1) .. Ohm/km:	<input type="text" value="0"/>	R(0) .. Ohm/km:	<input type="text" value="0"/>			
X(1) .. Ohm/km:	<input type="text" value="0"/>	X(0) .. Ohm/km:	<input type="text" value="0"/>			
C(1) .. uF/km:	<input type="text" value="0"/>	C(0) .. uF/km:	<input type="text" value="0"/>			
B(1) .. uS/km:	<input type="text" value="0"/>	B(0) .. uS/km:	<input type="text" value="0"/>			
G(1) .. uS/km:	<input type="text"/>					
Ir máx .. A:	<input type="text"/>		T. al final del CC. °:	<input type="text"/>		
Ir mín .. A:	<input type="text"/>		Número de líneas:	<input type="text"/>		
Fact. de Reducción:	<input type="text"/>	<input type="text"/>		Q .. mm2:	<input type="text"/>	
Temp. de	<input type="text"/>					
<input type="checkbox"/> Cable	<input checked="" type="checkbox"/> Suicheable					
<input type="checkbox"/> Aéreo						

Figura 17. Entrada de datos para barras

Nodo [X]

Parámetros | Inform. | Confiabilidad | Más... | Datos de Usuario

Nombre: [] [...]

Tipo: [] [...]

Área: [Área 1] [...]

Zona: [Zona 1] [...]

Tipo de nodo: [Nodo] [...]

Vn .. kV: [] [...]

Vobj .. %: [] [...]

Vmín .. %: [] t dp .. s: []

Vmáx .. %: []

Nodo de prot. de distancia

[Copiar] [Pegar] [Librería] [Exportar]

[Aceptar] [Cancelar] [Ayuda] [Colorear]

Figura 18. Entrada de datos para transformadores

Transformador 2 Dev. [X]

Confiabilidad		Más...		Datos de Usuario	
Parámetro	Límites	Regulación	P. a Tierra	SIMPON-Regulador	Inform.
Nombre:	<input type="text"/>	...			
Tipo:	<input type="text"/>	...			
Vn1 .. kV:	<input type="text" value="0"/>	Vn2 .. kV:	<input type="text" value="0"/>	Sr .. MVA:	<input type="text" value="0"/>
Vr1 .. kV:	<input type="text" value="0"/>	Vr2 .. kV:	<input type="text" value="0"/>	<input type="checkbox"/> IEC: Valores de oper. previos al CC <input type="checkbox"/> Valores de operac. activ.	
R(1) .. %:	<input type="text" value="0"/>	R(0) .. %:	<input type="text" value="0"/>	Lado secundario Vb máx .. kV: <input type="text" value="0"/>	
Zcc(1) ..%:	<input type="text" value="0"/>	Zcc(0) ..%:	<input type="text" value="0"/>	Ib máx .. A: <input type="text" value="0"/>	
X(1)/R(1):	<input type="text" value="0"/> ...	X(0)/R(0):	<input type="text" value="0"/> ...	Cos(phi) b: <input type="text" value="0"/>	
I0 .. %:	<input type="text" value="0"/>	V01(0) .. %:	<input type="text" value="0"/>	Lado primario Vb mín .. kV: <input type="text" value="0"/>	
P fe .. kW:	<input type="text" value="0"/>	V02(0) .. %:	<input type="text" value="0"/>	pTap ..%: <input type="text" value="0"/>	
<input type="checkbox"/> Camb. Tap bajo carga		<input type="checkbox"/> Dev. compensador			
<input type="checkbox"/> Unid. Transformadora		<input type="checkbox"/> Suicheable			
Grupo vectorial:	<input type="text" value="Yy0"/> ▼				

Figura 19. Entrada de datos para equivalentes de red

The image shows a software dialog box titled "Equivalente de Red" with a close button (X) in the top right corner. The dialog is divided into several sections:

- Parámetros:** Includes tabs for "Inform.", "Confiabilidad", "Más...", and "Datos de Usuario".
- Nombre:** A text input field.
- Tipo:** A text input field with a browse button (...).
- SK' and IK' values:** Two columns of input fields for maximum and minimum values in MVA and kA. The values are currently set to 0.
- R and Z values:** Two columns of input fields for maximum and minimum values for R(1)/X(1), Z(0)/Z(1), and R(0)/X(0). The values are currently set to 0.
- C .. uF:** An input field with the value 0.
- Checkboxes:** A checked checkbox labeled "Ik' de acuerdo a IEC".
- Voper .. pu:** An input field with the value 1.
- Datos de operación:** A sub-section containing:
 - Tipo - FC:** A dropdown menu showing "SL".
 - Porc. de Slack ..:** An input field with the value 0.
 - P oper .. MW:** An input field with the value 0.
 - V oper .. %:** An input field with the value 100.
 - Q oper .. Mvar:** An input field with the value 0.
 - Vw oper .. G:** An input field with the value 0.
 - Modo de Operación:** Two empty text input fields.
- Costos de Generación:** A sub-section containing:
 - a ..:** An input field with the value 0.
 - b .. Moneda/MW/h:** An input field with the value 0.
 - c .. Moneda/h:** An input field with the value 0.
 - Factor mult.:** An input field with the value 1.

At the bottom of the dialog, there are two rows of buttons: "Copiar", "Pegar", "Librería", "Exportar" in the first row, and "Aceptar", "Cancelar", "Ayuda", "Colorear" in the second row.

3.4. Resultados del cálculo de confiabilidad

Basados en los datos característicos de confiabilidad y bajo el conocimiento de la red, el sistema de protecciones y los posibles tiempos de desconexión – conexión después de una falla, se calculan los índices de confiabilidad para los consumidores. Estos índices de los resultados del cálculo de confiabilidad, que se muestran en la siguiente tabla, cuantifican la confiabilidad del suministro según diferentes aspectos:

Tabla II. Índices de confiabilidad

Índice	Unidad	Descripción
Frecuencia de Interrupción	1/año	Frecuencia esperada de la interrupción del suministro por año
Probabilidad de Interrupción	min/año, hrs/año	Probabilidad esperada de la interrupción en minutos u horas por año
Tiempo medio de Interrupción	min, hrs	Duración promedio de las interrupciones de los clientes
Potencia no suministrada	kW/año, MW/año	Producto de la potencia interrumpida y su frecuencia de interrupción
Energía no suministrada	kWh/año, MWh/año	Producto de la potencia interrumpida y la probabilidad de interrupción
Costos de Interrupción	\$/año	Costos por año originados por la interrupción de suministro

3.5. Evaluación de resultados

Para tener un buen cálculo de Confiabilidad, es necesario que se tengan ciertos criterios de análisis de resultados. Se deben considerar dos aspectos complementarios en esta etapa.

La primera forma de evaluación implica el dividir las fallas que pueden o no pueden ocurrir en el suministro de la red. Se puede recurrir al método determinístico o probabilístico. En este punto se clasifican las fallas de larga y corta duración de la línea Escuintla – Guatemala Sur usando como base el historial de la línea, además se toman en cuenta los tiempos de mantenimiento programado o de emergencia.

La segunda forma de evaluación es posible únicamente con métodos probabilísticos, debido a que no se valúan las fallas individuales en componentes, sino que se considera la suma de todas las perturbaciones de la red. Para este caso la combinación de cada circuito de la línea Escuintla – Guatemala Sur tendrá alguna repercusión en cada elemento del sistema en términos probabilísticos.

Por otro lado se tiene una forma ideal de evaluación de la confiabilidad y esta se mide en términos monetarios y parte de esto va a depender de la hora y de la unidad generadora marginal. En el planeamiento de la red, en particular, esta aproximación hace fácil enfocarse en los costos de operación e inversión. La desventaja principal de esta aproximación es el gran esfuerzo requerido para calcular estos costos y debe tenerse en cuenta que en el caso de suministro público de potencia, estos representan costos externos para empresa del servicio de energía.

4. ANÁLISIS DE LA LINEA ESCUINTLA – GUATEMALA SUR

4.1. Base de datos

Los datos que se utilizarán para el análisis de confiabilidad y por ende las corridas de flujo, corresponden a una selección de componentes de una red equivalente del SNI. A continuación se presentan los elementos más importantes tomados en cuenta para dicho análisis.

Tabla III. Plantas Generadoras del SNI

PLANTAS GENERADORAS		
• CHIXOY	• GEN. PROGRESO	• LA UNIÓN
• SAN JOSÉ	• PASABIEN	• SANTA ANA
• SIDEGUA	• GENOR	• MADRE TIERRA
• TAMPA	• RÍO BOBOS	• S&S
• ENRON	• LAS VACAS	• PANTALEÓN
• POLIWATT	• CALDERAS	• TULULÁ
• AGUACAPA	• LAGUNA	• SANTA MARÍA
• ARIZONA	• CONCEPCIÓN	• ORZUNIL
• LAS PALMAS	• TEXTILES DEL LAGO	• HIDROCANADÁ
• RENACE	• POZA VERDE	• PORVENIR
• SECACAO	• ELECTROGENERACIÓN	• JURÚN MARINALÁ
• MATANZAS	• LOS ESCLAVOS	• ESCUINTLA GAS
• SAN ISIDRO	• MAGDALENA	

Tabla IV. Líneas de transmisión del SNI

LINEAS DE TRANSMISIÓN		
Escuintla-Centro 1	Novella-C.G.Progreso	Mazatenango-La Máquina
Escuintla-Centro 2	Novella-Sanarate	La Cruz-El Pilar
Escuintla-Centro 3	Sanarate-Jalapa	El Pilar-Los Brillantes
Escuintla- La Vega	Jalapa-San Rafael Las Flores	Los Brillantes-San Sebastián
La Vega -La Pastoría	Sanarate-Santa Elena	San Sebastián-Retalhuleu
La Pastoría-Los Esclavos	Sanarate-Rancho	Los Brillantes-San Felipe
Los Esclavos-Progreso	Rancho-Celgusa	San Felipe-Santa María
Progreso- El Jícaro	Celgusa-Santa Cruz	Santa María-Orzunil
La Vega-Poza Verde	Santa Cruz-Panaluya	Orzunil-La Esperanza
Progreso-Ipala	Santa Cruz-Pasabien	Los Brillantes-Irtra
Ipala-Quetzaltepeque	Santa Elena-Matanzas	Santa María-Canadá
Quetzaltepeque-Chiquimula	Santa Elena-Salamá	Orzunil-Orzunil1
Chiquimula-Zacapa	Matanzas-Tactic	Orzunil-Orzunil2
Zacapa-Panaluya	Tactic-San Julián1	Los Brillantes-Coatepeque
Panaluya-Mayuelas	Tactic-San Julián2	Coatepeque-Melendres1
Mayuelas-La Ruidosa	San Julián-Renace1	Coatepeque-Melendres2
La Ruidosa-Río Bobos	San Julián-Renace2	Melendres-Malacatán
La Ruidosa-Río Dulce	San Julián-Secacao	Malacatán-Porvenir
Río Dulce-Poptun	San Julián-Cobán	Chixoy-Tactic 1
Río Dulce-Estor	Cobán-Chisec	Chixoy-Tactic 2
La Ruidosa-Genor	Chisec-Playa Grande	Tactic - Guate Norte 1
Genor-Puerto Barrios	Escuintla-Magdalena	Tactic - Guate Norte 2
Centro-Calderas	Escuintla-Santa Ana	Guate Norte - Guate Este
Calderas-Laguna	Escuintla-El Jocote	Guate Norte - Guate Sur
Laguna-Palín	El Jocote-Pantaleón	Guate Sur - Escuintla1
Palín-Concepción	Pantaleón- La Unión	Guate Sur - Escuintla2
Concepción-Escuintla	Pantaleón- Madre Tierra	Escuintla - Alborada1
Centro-Las Vacas	Pantaleón-Cocales	Escuintla - Alborada2
GuateNorte1-GuateNorte2	Cocales-La Noria	Escuintla - Los Brillantes
GuateNorte2-Novella	Cocales-Mazatenango	Los Brillantes La Esperanza
Alaska-Totonicapán	Mazatenango-La Cruz	Guate Sur-Jurún Marinalá1
Xela-La Esperanza	La Cruz-Tululá	Guate Sur-Jurún Marinalá2
La Esperanza-Pologuá	Cocales-Sololá	Jurún Marinalá-Escuintla
Pologuá-Huehuetenango	Sololá-Chimaltenango	Escuintla-Chiquimulilla
Huehuet-Ixtahuacán	Sololá-Quiché	Chiquimulilla-Moyuta
Huehuet-San Juan Ixcoy	Quiché-Zacualpa	
Moyuta-Progreso	Sololá-Alaska	

Tabla V. Barras del SNI

Barras				
Guate Sur	San Raf. Flores	Zacualpa	Tactic	Centro
Textiles del Lago	Rancho	Quiché	Guate Norte	El Jocote
La Vega	Salamá	Sololá	Guate Sur	Pantaleón
Poza Verde	Playa Grande	El Pilar	Guate Este	Cocales
La Pastoría	Celgusa	Tululá	Escuintla	La Noria
Los Esclavos	Santa Cruz	La Cruz	Alborada	Chimaltenango
Progreso	Pasabien	Mazatenango	San Joaquín	Sololá
El Jícara	Mayuelas	La Máquina	Los Brillantes	Quiché
Centro	Panaluya	Alaska	La Esperanza	Zacualpa
Las Vacas	Genor	Totonicapán	San Julián	Alaska
Calderas	La Ruidosa	Xela	Cobán	Totonicapán
Laguna	Río Bobos	Retalhuleu	Chisec	Xela
Palín	Poptun	San Sebastián	Playa Grande	La Máquina
Concepción	Río Dulce	Los Brillantes	Santa Elena	Mazatenango
Guate Este	Puerto Barrios	San Felipe	Salamá	La Cruz
Guate Norte 1	Estor	Santa María	Sanarate	El Pilar
Guate Norte 2	Zacapa	Orzunil	Rancho	San Sebastián
Novella	Chiquimula	Orzunil_Planta	Celgusa	Retalhuleu
C.G.Progreso	Quetzaltepeque	La Esperanza	Santa Cruz	San Felipe
Tactic	Ipala	Pologuá	Novella	Irtra
San Julián	Escuintla	San Juan Ixcoy	Jalapa	Coatepeque
Renace	Santa Ana	Huehuetenango	Mayuelas	Melendres
Matanzas	Magdalena	Ixtahuacán	La Ruidosa	Malacatán
Secacao	El Jocote	Canadá	Puerto Barrios	Pologuá
Cobán	La Unión	Irtra	Río Dulce	San Juan Ixcoy
Chisec	Pantaleón	Coatepeque	Estor	Huehuetenango
Santa Elena	Madre Tierra	Melendres	Poptun	Ixtahuacán
Sanarate	Cocales	Malacatán	Panaluya	Moyuta
Jalapa	La Noria	Porvenir	Zacapa	Quetzaltepeque
Chiquimulilla	Chimaltenango	Progreso	La Vega	El Jícara
Ipala	La Pastoría			

4.2. Escenarios

Esta etapa contempla ciertas condiciones probables en las que puede darse un disturbio, contemplando para ello las demandas en banda mínima, media y máxima, entre otras circunstancias.

Tabla VI. Escenarios a simular

Escenarios			
Demanda	Época	Día	Generación Local MW
Mínima	Seca	Domingo	518.0
Media	Seca	Domingo	671.0
Máxima	Seca	Domingo	1071.0
Mínima	Seca	Miércoles	531.0
Media	Seca	Miércoles	952.0
Máxima	Seca	Miércoles	1191.0

Para todos los casos se tendrá una misma entrada de datos correspondientes a la línea Escuintla – Guatemala Sur, para el módulo de confiabilidad del programa simulador, tal como se muestra a continuación.

Figura 20. Entrada de datos en el módulo de confiabilidad del simulador

Línea

Parámetro | Secciones de Línea | Cargas Línea | Torres | Compensación | Inform.

Confiabilidad | Más... | Datos de Usuario

Datos de Confiabilidad de Elementos

Elemento ideal

Usar datos confiabilidad de secciones de línea

Tipo de datos: CONFIABILIDAD ... Quitar Tipo

Grupo de falla: 0 (0 = ninguno)

Datos de Tipo (Línea)

Tipo ideal

	F 1/año	F 1 / (año km)	Prob -	Prob 1/km	T h	T h/km
Interrupción estocást. independ.	0	0.00379			0.23	
Interrupción estocást. independ.	0	0.00379			6.32	
Interrup. planeada, corta	0				0	0
Interrup. por mantenimiento, corta					0	
Interrup. planeada, larga	0				0	0
Interrup. por mantenimiento, larga					9	
Desconexión manual, retardada	0	0			0	
Desconexión manual, inmediata	0	0			0	
Falla a tierra (aislada/compens.):	0	0	0	0	0	

Copiar | Pegar | Librería | Exportar

Aceptar | Cancelar | Ayuda | Colorear

Cada campo debe llenarse con los datos de fallas y mantenimientos asociados a la disponibilidad de la línea Escuintla – Guatemala Sur. La manera de obtener dichos parámetros se hizo de la siguiente forma.

Como referencia se utilizan datos de los eventos ocurridos en la línea Escuintla – Guatemala Sur durante tres años consecutivos, los cuales se denominarán año 1, año 2 y año 3.

- Año 1: disparo del circuito 1 con una duración de 14 minutos. El circuito 2 se encontraba abierto por mantenimiento.
- Año 2: disparo del circuito 1 con una duración de 6 horas y 19 minutos. El circuito 2 se encontraba abierto por mantenimiento.
- Año 3: ningún disturbio reportado.

En cada año se realizó un mantenimiento programado a la línea, por lo que uno de sus circuitos estuvo abierto con un promedio de 9 horas de duración.

Para este análisis se consideran fallas de corta duración aquellas que duran menos de una hora y fallas de larga duración aquellas que sobrepasan una hora.

Al observar los campos de la figura 20, los datos requeridos de la línea en este módulo incluyen todas las interrupciones generadas por disturbios o por mantenimiento durante los 3 años que se están estudiando, las cuales se describen a continuación.

Interrupción estocástica independiente corta. Es considerada una falla corta, obteniendo el dato de la siguiente manera.

Año 1:	0.23 horas
Año 2:	0.00 horas
Año 3:	<u>0.00 horas.</u>
T =	0.23 horas.

Promedio de fallas cortas por año = $\frac{1}{3} = 0.333$ (incluyendo ambos circuitos)

Promedio de fallas cortas por año por circuito = $\frac{0.333}{2} = 0.167$

La longitud de la línea es de 44 Km por circuito, por lo que:

Promedio de fallas cortas por año por circuito por Km = $\frac{0.167}{44} = 0.0379$

Total de horas de interrupción, T = 0.23 horas.

Interrupción estocástica independiente larga. Es considerada una falla larga, obteniendo el dato de la siguiente manera.

Año 1:	0.00 horas.
Año2:	6.32 horas.
Año3:	<u>0.00 horas.</u>
T =	6.32 horas.

Promedio de fallas largas por año = $\frac{1}{3} = 0.333$ (incluyendo ambos circuitos)

$$\text{Promedio de fallas largas por año por circuito} = \frac{0.333}{2} = 0.167$$

$$\text{Promedio de fallas largas por año por circuito por Km} = \frac{0.167}{44} = 0.00379$$

Total de horas de interrupción, T = 6.32 horas.

Interrupción planeada corta. Es la apertura de la línea accionada manualmente para resolver un problema de tipo operativo durante un corto tiempo, en este caso no se realizaron maniobras de este tipo.

Interrupción por mantenimiento corta. Es la apertura de la línea por mantenimiento durante un corto tiempo; durante los tres años, solo se realizó mantenimiento largo.

Interrupción planeada larga. Es la apertura de la línea accionada manualmente para resolver un problema de tipo operativo durante un largo tiempo, en este caso no se realizaron maniobras de este tipo.

Interrupción por mantenimiento larga. Es la apertura de la línea por mantenimiento durante un tiempo relativamente largo. Para esta situación se realizó mantenimiento anual con duración de aproximadamente 9 horas.

T = 9 horas.

Desconexión manual retardada. No hubo eventos de este tipo

Desconexión manual, inmediata. No hubo eventos de este tipo

Falla a tierra. No hubo eventos de este tipo

4.2.1. Períodos de demanda

Para la simulación se tendrán en cuenta períodos de demanda mínima, media, máxima en domingo debido a que en este día por ser de baja demanda en la semana, se aprovecha para hacer mantenimiento a la línea Escuintla – Guatemala Sur. También se tomará en cuenta el día miércoles por ser el día de más demanda en la semana.

La época a simular será la seca aunque en nuestro medio la época húmeda es muy similar a la primera. La generación local no incluye el flujo de intercambio con El Salvador. El parque generador será tanto hidráulico como térmico convocado a línea.

4.3. Corridas de flujo y análisis de confiabilidad

4.3.1. Primer escenario

La generación total se fijará en 518.0 MW a las 02:00 horas (demanda mínima), se tendrá en mantenimiento uno de los circuitos de la línea Escuintla – Guatemala Sur. Se analizarán los resultados del módulo de confiabilidad del programa a utilizar y los costos de la energía no servida.

4.3.2. Segundo escenario

La generación total se fijará en 671.0 MW a las 11:30 horas (demanda media), se tendrá en mantenimiento uno de los circuitos de la línea Escuintla – Guatemala Sur. Se analizarán los resultados del módulo de confiabilidad del programa a utilizar y los costos de la energía no servida.

4.3.3. Tercer escenario

La generación total se fijará en 1071.0 MW a las 19:30 horas (demanda máxima). Para este escenario se tomarán en cuenta los dos circuitos de la línea Escuintla – Guatemala Sur, debido a que por las condiciones del sistema no es apropiado tener uno de los circuitos inhabilitados. Se analizarán los resultados del módulo de confiabilidad del programa a utilizar y los costos de la energía no servida.

4.3.4. Cuarto escenario

La generación total se fijará en 531.0 MW a las 03:00 horas (demanda mínima). Para este escenario se simulará el caso en que por emergencia se tendrá abierto un circuito de la línea Escuintla – Guatemala Sur. Se analizarán los resultados del módulo de confiabilidad del programa a utilizar y los costos de la energía no servida.

4.3.5. Quinto escenario

La generación total se fijará en 952.0 MW a las 11:30 horas (demanda media). Para este caso se tendrán en cuenta en la simulación los dos circuitos de la línea Escuintla – Guatemala Sur. Se analizarán los resultados del módulo de confiabilidad del programa a utilizar y los costos de la energía no servida.

4.3.6. Sexto escenario

La generación total se fijará en 1191.0 MW a las 19:00 horas (demanda máxima). Para este caso se tendrán en cuenta en la simulación los dos circuitos de la línea Escuintla – Guatemala Sur. Se analizarán los resultados del módulo de confiabilidad del programa a utilizar y los costos de la energía no servida.

4.4. Resumen de datos obtenidos de las simulaciones

4.4.1. Escenario 1

Tabla VII. Índices de Confiabilidad del escenario 1

Frecuencia de Interrupción	0.667 1/año
Probabilidad de Interrupción	2.185 hrs/año
Tiempo medio de Interrupción	3.275 hrs
Potencia no suministrada	719.05 MW/año
Energía no suministrada	2355.02 MWh/año
Costos de Interrupción	97,259.26 \$/año

La cargabilidad de la línea Escuintla – Guatemala Sur es de 104 MW, lo cual está dentro de los márgenes establecidos para dicha línea.

La frecuencia de interrupción indica que existe una probabilidad de falla de 0.667 veces por año para cualquier elemento del sistema.

La probabilidad de interrupción indica que si se diera dicho evento para cualquier elemento de la red, este estaría fuera con una probabilidad de 2.185 horas en un año a largo plazo.

El tiempo medio de interrupción indica que si un elemento de la red sale afectado tendría un promedio de 3.275 horas fuera de servicio en corto plazo.

La potencia no suministrada es la potencia interrumpida en el sistema para una demanda como la que se da a las 02:00 horas, en este caso es de 719.05 MW/año.

La energía no suministrada para una demanda como la que se da a las 02:00 horas es de 2355.02 MWh/año.

Si se toma en cuenta el precio del MWh a las 02:00 horas, el costo de interrupción sería de 97,259.26 \$ al año.

4.4.2. Escenario 2

Tabla VIII. Índices de Confiabilidad del escenario 2

Frecuencia de Interrupción	0.667 1/año
Probabilidad de Interrupción	2.185 hrs/año
Tiempo medio de Interrupción	3.275 hrs
Potencia no suministrada	1831.59 MW/año
Energía no suministrada	5998.44 MWh/año
Costos de Interrupción	290,846.36 \$/año

La cargabilidad de la línea Escuintla – Guatemala Sur es de 210 MW, lo cual está dentro de los márgenes establecidos para dicha línea.

La frecuencia de interrupción indica que existe una probabilidad de falla de 0.667 veces por año para cualquier elemento del sistema.

La probabilidad de interrupción indica que si se diera dicho evento para cualquier elemento de la red, este estaría fuera con una probabilidad de 2.185 horas en un año a largo plazo.

El tiempo medio de interrupción indica que si un elemento de la red sale afectado tendría un promedio de 3.275 horas fuera de servicio en corto plazo.

La potencia no suministrada es la potencia interrumpida en el sistema para una demanda como la que se da a las 11:30 horas, en este caso es de 1831.59MW/año.

La energía no suministrada para una demanda como la que se da a las 11:30 horas es de 5998.44MWh/año.

Si se toma en cuenta el precio del MWh a las 11:30 horas, el costo de interrupción sería de 290,846.36 \$ al año.

4.4.3. Escenario 3

Tabla IX. Índices de Confiabilidad del escenario 3

Frecuencia de Interrupción	0.667 1/año
Probabilidad de Interrupción	2.185 hrs/año
Tiempo medio de Interrupción	3.275 hrs
Potencia no suministrada	1997.14MW/año
Energía no suministrada	6540.65 MWh/año
Costos de Interrupción	344,064.35 \$/año

La cargabilidad de la línea Escuintla – Guatemala Sur es de 196.4MW, lo cual está dentro de los márgenes establecidos para dicha línea.

La frecuencia de interrupción indica que existe una probabilidad de falla de 0.667 veces por año para cualquier elemento del sistema.

La probabilidad de interrupción indica que si se diera dicho evento para cualquier elemento de la red, este estaría fuera con una probabilidad de 2.185 horas en un año a largo plazo.

El tiempo medio de interrupción indica que si un elemento de la red sale afectado tendría un promedio de 3.275 horas fuera de servicio en corto plazo.

La potencia no suministrada es la potencia interrumpida en el sistema para una demanda como la que se da a las 19:30 horas, en este caso es de 1997.14MW/año.

La energía no suministrada para una demanda como la que se da a las 19:30 horas es de 6540.65 MWh/año.

Si se toma en cuenta el precio del MWh a las 19:30 horas, el costo de interrupción sería de 344,064.35 \$ al año.

4.4.4. Escenario 4

Tabla X. Índices de Confiabilidad del escenario 4

Frecuencia de Interrupción	0.667 1/año
Probabilidad de Interrupción	2.185 hrs/año
Tiempo medio de Interrupción	3.275 hrs
Potencia no suministrada	746.07 MW/año
Energía no suministrada	2443.54 MWh/año
Costos de Interrupción	102,164.41 \$/año

La cargabilidad de la línea Escuintla – Guatemala Sur es de 180.52 MW, lo cual está dentro de los márgenes establecidos para dicha línea.

La frecuencia de interrupción indica que existe una probabilidad de falla de 0.667 veces por año para cualquier elemento del sistema.

La probabilidad de interrupción indica que si se diera dicho evento para cualquier elemento de la red, este estaría fuera con una probabilidad de 2.185 horas en un año a largo plazo.

El tiempo medio de interrupción indica que si un elemento de la red sale afectado tendría un promedio de 3.275 horas fuera de servicio en corto plazo.

La potencia no suministrada es la potencia interrumpida en el sistema para una demanda como la que se da a las 03:00 horas, en este caso es de 746.07 MW/año.

La energía no suministrada para una demanda como la que se da a las 03:00 horas es de 2443.54 MWh/año.

Si se toma en cuenta el precio del MWh a las 03:00 horas, el costo de interrupción sería de 102,164.41 \$ al año.

4.4.5. Escenario 5

Tabla XI. Índices de Confiabilidad del escenario 5

Frecuencia de Interrupción	0.667 1/año
Probabilidad de Interrupción	2.185 hrs/año
Tiempo medio de Interrupción	3.275 hrs
Potencia no suministrada	1930.44 MW/año
Energía no suministrada	6322.19 MWh/año
Costos de Interrupción	344,599.18 \$/año

La cargabilidad de la línea Escuintla – Guatemala Sur es de 173.24MW, lo cual está dentro de los márgenes establecidos para dicha línea.

La frecuencia de interrupción indica que existe una probabilidad de falla de 0.667 veces por año para cualquier elemento del sistema.

La probabilidad de interrupción indica que si se diera dicho evento para cualquier elemento de la red, este estaría fuera con una probabilidad de 2.185 horas en un año a largo plazo.

El tiempo medio de interrupción indica que si un elemento de la red sale afectado tendría un promedio de 3.275 horas fuera de servicio en corto plazo.

La potencia no suministrada es la potencia interrumpida en el sistema para una demanda como la que se da a las 11:30 horas, en este caso es de 1930.44 MW/año.

La energía no suministrada para una demanda como la que se da a las 11:30 horas es de 6322.19 MWh/año.

Si se toma en cuenta el precio del MWh a las 11:30 horas, el costo de interrupción sería de 344,599.18 \$ al año.

4.4.6. Escenario 6

Tabla XII. Índices de Confiabilidad del escenario 6

Frecuencia de Interrupción	0.667 1/año
Probabilidad de Interrupción	2.185 hrs/año
Tiempo medio de Interrupción	3.275 hrs
Potencia no suministrada	2077.19 MW/año
Energía no suministrada	6802.80 MWh/año
Costos de Interrupción	368,423.32 \$/año

La cargabilidad de la línea Escuintla – Guatemala Sur es de 169.38MW, lo cual está dentro de los márgenes establecidos para dicha línea.

La frecuencia de interrupción indica que existe una probabilidad de falla de 0.667 veces por año para cualquier elemento del sistema.

La probabilidad de interrupción indica que si se diera dicho evento para cualquier elemento de la red, este estaría fuera con una probabilidad de 2.185 horas en un año a largo plazo.

El tiempo medio de interrupción indica que si un elemento de la red sale afectado tendría un promedio de 3.275 horas fuera de servicio en corto plazo.

La potencia no suministrada es la potencia interrumpida en el sistema para una demanda como la que se da a las 19:00 horas, en este caso es de 2077.19 MW/año.

La energía no suministrada para una demanda como la que se da a las 19:00 horas es de 6802.80 MWh/año.

Si se toma en cuenta el precio del MWh a las 19:00 horas, el costo de interrupción sería de 368,423.32\$ al año.

CONCLUSIONES

1. La incidencia en el Sistema Nacional Interconectado, debido a la ocurrencia de falla de la línea Escuintla – Guatemala Sur, según los datos obtenidos del estudio se tiene que existe una probabilidad de falla con una frecuencia de 0.667 veces al año, lo que significa que la línea es buena en lo que se refiere a seguridad, esto se aplica a cualquier escenario de demanda debido a que dicho resultado es consecuencia de usar la combinación de ocurrencia de fallas de cada circuito y no tomar dichas fallas en forma independiente. Por otro lado, la línea tiene suficiencia debido a que su cargabilidad nunca es llevada mas allá de sus límites para los casos en que la línea tiene unos de sus circuitos en mantenimiento y para cuando ambos circuitos están en uso.
2. La confiabilidad de la línea Escuintla – Guatemala Sur cuando uno de sus circuitos está inhabilitado es la misma que cuando ambos circuitos están en uso, siempre y cuando no se sobrepase el límite de cargabilidad de cada circuito.
3. Los costos generados por una interrupción de la línea Escuintla – Guatemala Sur sobre el Sistema Nacional Interconectado, van a depender de la hora de ocurrencia de falla y de los costos variables de generación. A mayor energía no servida, mayor costo de interrupción.

RECOMENDACIONES

1. Para mejorar la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia es necesaria la implementación de mas puntos de apoyo en los cuales cualquier zona quede alimentada por distintas fuentes, aún cuando fallen varios de sus enlaces, ya que, de esta manera, el consumidor final no se ve afectado en lo que se refiere al suministro de energía eléctrica.
2. Para un mejor desempeño de un sistema eléctrico de potencia, conviene instalar unidades generadoras, según lo requiera el parque generador, en forma mas distribuida en todo el sistema, esto con el fin de no depender exclusivamente de la generación ubicada en un punto que tenga muy restringida su salida y que quede aislada a la hora de una contingencia, sino que, en todo momento, exista seguridad y suficiencia para el cliente.

REFERENCIAS

1. Ley General de electricidad. Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Guatemala.
2. Normas de Coordinación Comercial y Operativa. Administrador del mercado mayorista. Guatemala.
3. Reportes de jefe de turno. Centro Nacional de Operaciones Guatemala – Sur, años 2003, 2004 y 2005.

BIBLIOGRAFIA

1. BERGEN, ARTHUR R.; VITTAL, VIJAY. **Power Systems Analysis**. Prentice Hall, U.S.A. 2000
2. GARCIA, F. **Control de potencia reactiva – voltaje en sistemas eléctricos de potencia**. Centro Nacional de Control de Energía México D.F.
3. GÓMEZ EXPÓSITO, ANTONIO. **Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica**. McGraw Hill.
4. LOPEZ, C. Esquema de desconexión de disparo de baja frecuencia de enlaces de interconexión de áreas eléctricas. Tesis Usac Esc. Mec. Elec.
5. MILLER, T. **Reactive power control in electric systems**. General Electric Company. Corporate research and development center. Schenectady, New York.