

Análisis de la confiabilidad energética en estudios de suficiencia en el mercado reestructurado parte I

JURADO-PÉREZ, Fernando*†, SÁNCHEZ-ALMANZA, Edgar A., LOZANO-LUNA, Alfonso y RAZO-HERNÁNDEZ, José Roberto

Instituto Tecnológico Superior de Irapuato. Carretera Irapuato - Silao Km. 12.5, C.P. 36821 Irapuato, Gto.

Recibido 18 Enero, 2016; Aceptado 03 Marzo, 2016

Resumen

En la presente investigación se plantea la evaluación y el valor de la confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia y se describen algunos conceptos básicos de confiabilidad y probabilidad aplicables para el cálculo de índices de confiabilidad. Mediante la descripción de los principales índices para la medición de la confiabilidad que son expuestos de un sistema en el caso de estudio del sistema "Roy Billinton Test System (RBTS)" en el cual se muestra la aplicación del programa computacional realizado con lenguaje Matlab usando el paquete Matpower para realizar el análisis de suficiencia de generación aplicado al sistema de prueba mencionado, para obtener los índices de confiabilidad LOLP y EENS, evaluando los posibles estados de contingencia n-1, Así como los resultados de la generación, los precios nodales y costos de operación del sistema.

LOLP (Loss of Load Probability), y EENS (Expected Energy Not Supplied)

Abstract

In this research the evaluation and the value of reliability in electrical power systems is proposed and some basic concepts of reliability and probability applicable for calculating reliability indices are described. By describing the main index for measuring reliability that are used exposed a system case study "Roy Billinton Test System (RBTS)" system in which the application of the computer program shown made with Matlab language using the Matpower package for the analysis of adequacy of generation applied to the test system mentioned, for the reliability indices LOLP and EENS, thus evaluating the possible states of contingency n-1, and the results of the generation, nodal prices and operating costs of the system.

LOLP (Loss of Load Probability), y EENS (Expected Energy Not Supplied)

Citación: JURADO-PÉREZ, Fernando, SÁNCHEZ-ALMANZA, Edgar A., LOZANO-LUNA, Alfonso y RAZO-HERNÁNDEZ, José Roberto. Análisis de la confiabilidad energética en estudios de suficiencia en el mercado reestructurado parte I. Revista de Análisis Cuantitativo y Estadístico. 2016. 3-6: 1-13

*Correspondencia al Autor (Correo electrónico: fejurado@itesi.edu.mx)

† Investigador contribuyendo como primer autor.

Introducción

Las sociedades modernas demandan que la energía eléctrica sea lo más económicamente posible con un razonable grado de continuidad y calidad (un mínimo y máximo de horas de interrupción anual por contratos establecidos).

Un sistema eléctrico de potencia es usualmente dividido en subsistemas de generación, transmisión y distribución.

En un sistema eléctrico verticalmente integrado, la empresa a menudo es dueña de todos los subsistemas. En este caso, la planeación de un sistema eléctrico puede relacionarse fácilmente con los accesos para obtener la mayoría de los requerimientos de información para conocer el crecimiento futuro de las demandas nodales y satisfacer los niveles requeridos de confiabilidad.

El balance entre confiabilidad y las restricciones económicas son usualmente juzgadas por los responsables de planificar el sistema de acuerdo a experiencias pasadas y pronósticos de demandas [1].

En un esquema de competencia, los subsistemas de: generación, transmisión o distribución pueden llegar a ser totalmente de diferentes propietarios.

Esta situación hace más complicada la planificación del sistema a los técnicos de hacer el balance entre la confiabilidad del sistema y las restricciones económicas.

Los técnicos de planificar el sistema tienen que hacer la planificación, operación y expansión de los sistemas basados no solo en experiencias pasadas y el interés de las empresas que integran el sistema, sino también en las consideraciones de adquisición de los consumidores.

Los principales factores que toman en cuenta las compañías generadoras son planes consistentes para operación y decisiones de inversión que pueden ser evaluados por las siguientes decisiones: demanda y variabilidad, los precios que otros generadores ofertan, la disponibilidad en las líneas de transmisión y las tarifas asociadas. Una compañía distribuidora de electricidad y sus consumidores también requerirían de información para poder seleccionar la mejor compañía generadora; en este caso, tales factores como la confiabilidad de las compañías generadoras, las ofertas de precios, la confiabilidad en los sistemas de transmisión y distribución, y el balance de confiabilidad entre varios subsistemas es incluido [2].

Los consumidores potenciales tienen un gran rango de elecciones para adquirir suministradores de energía basados en los precios y confiabilidades correspondientes. La Tabla 1 muestra los principales índices de confiabilidad que se utilizan en los sistemas de potencia.

Índices
LOLP (Loss Of Load Probability), Probabilidad de pérdida de carga
LOLE (Loss Of Load Expectation), Pérdida de carga esperada
ENS (Energy Not Supplied), Energía no suministrada
NCOST (Nodal Interruption Cost), Costo de interrupción nodal

Tabla 1 Principales índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia

Evaluación de la confiabilidad en un sistema centralizado o verticalmente integrado

La evaluación de la confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia puede ser usada para proporcionar una medición de la capacidad en conjunto de los sistemas eléctricos para realizar las funciones proyectadas.

El concepto de confiabilidad puede ser subdividido en dos principales aspectos: la suficiencia del sistema (es la habilidad del sistema eléctrico para suministrar potencia con un voltaje y frecuencia dentro de sus límites normales de operación).

El sistema será confiable si tiene suficiente capacidad instalada y es operada dentro de los límites de seguridad) y la seguridad del sistema (es la habilidad del sistema eléctrico para resistir disturbios repentinos tales como cortos circuitos o pérdida repentina de elementos en el sistema).

La seguridad del sistema se relaciona a la habilidad de responder a disturbios derivados dentro de operación del sistema. La suficiencia se relaciona con la existencia de recursos que hay en el sistema para satisfacer las demandas de los consumidores con las restricciones de operación.

Esto incluye los medios necesarios para generar suficiente energía y la asociación de las redes de transmisión y distribución para el transporte de la energía a los usuarios finales [1-3].

Los tres subsistemas del sistema eléctrico de potencia: generación, transmisión y distribución pueden ser asignados como zonas funcionales.

La evaluación de la confiabilidad puede ser conducida en cada una de estas zonas o en combinación de los niveles jerárquicos como se muestra en la Figura 1.

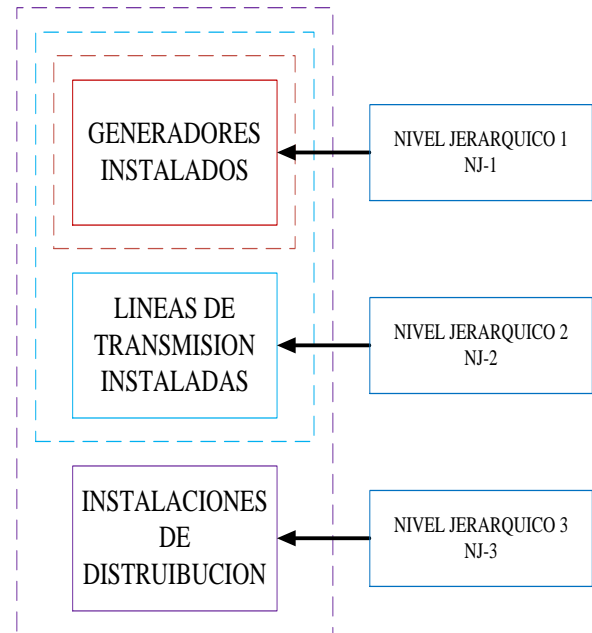


Figura 1 Niveles jerárquicos para un sistema verticalmente integrado

La evaluación de la confiabilidad como nivel jerárquico I (NJ-1) es asignada solo a la parte de generación y se hace de acuerdo a la disponibilidad e indisponibilidad que haya por parte de los generadores en el sistema. En un estudio del NJ-1 la generación total del sistema es examinada para determinar el nivel adecuado de satisfacción de la demanda requerida por la carga total del sistema, considerando las fallas aleatorias y los mantenimientos preventivos y correctivos de las unidades generadoras. Este estudio es usualmente conocido como: “evaluación de la confiabilidad tomando en cuenta la capacidad de generación” y es realizada por el planificador del sistema, quien evalúa los generadores necesarios para generar la energía suficiente para satisfacer la demanda. La evaluación del nivel jerárquico 2 (NJ-2) incluye ambos subsistemas, generación y transmisión.

Los estudios hechos por el operador del sistema en NJ-2 pueden ser usados para evaluar la suficiencia del sistema incluyendo el impacto de varias alternativas para ambos casos en los niveles de generación y transmisión, el volumen de carga y los índices del sistema se usan para un análisis adecuado en este nivel. En este nivel es usado el término “sistema compuesto (generación-transmisión) o evaluación del volumen de transmisión”, y se busca evaluar si los sistemas de transmisión son capaces de soportar las cantidades de energía por cada punto de generación o si se necesita incrementar la capacidad del sistema para que en conjunto se pueda llegar a los puntos de demanda dentro del sistema. Las fases de planeación para el NJ1 y NJ2 pueden ser planeadas en tres distintos periodos de operación:

- Corto Plazo (3-7 años): Entran en construcción y posteriormente en operación las instalaciones proyectadas [3].
- Mediano Plazo (5-12 años): Durante este periodo las instalaciones programadas para este periodo se encuentran en proceso de decisión, existiendo la posibilidad de ajustes mayores al programa.
- Largo Plazo (10-25 años): Este es un periodo de incertidumbre en la evaluación de la demanda, tecnologías disponibles, precios y disponibilidad de energéticos primarios, entre otros aspectos.

La evaluación del nivel jerárquico 3 (NJ-3) incluye los dos niveles anteriores y los inicios de los puntos de generación y la terminación de los puntos nodales individuales en el sistema de distribución. Un sistema de potencia en la práctica es muy complejo y por lo tanto muy difícil de evaluar como una sola entidad usando técnicas totalmente realistas y exhaustivas. Los análisis son usualmente solo en la zona funcional de distribución y en NJ-2 los índices nodales son usados como valores de entrada para esta zona.

La evaluación de los sistemas de distribución puede ser usada para obtener un adecuado índice a los puntos nodales de demanda. Estos índices reflejan la topología de la red, los componentes usados, la filosofía de operación y otras funciones particulares del sistema. La planeación del NJ-3 esta hecha en un periodo de corto plazo, pues se van ajustando las instalaciones a nivel distribución de acuerdo al nivel de demanda.

Las interrupciones causadas a los consumidores por las fallas de los sistemas generación y transmisión son normalmente solo el 20 % del total de las interrupciones nodales; el 80 % de las interrupciones restantes a los consumidores ocurre en los sistemas de distribución. [7] La evaluación de la confiabilidad de los sistemas eléctricos, sin considerar los sistemas de distribución es reconocida solo como una pequeña parte del total de los costos. [8]

Evaluando la confiabilidad en un Sistema descentralizado

Hace algún tiempo atrás, numerosos sistemas eléctricos se estructuraban en torno a empresas verticalmente integradas y eran propiedad del estado. Actualmente, en numerosos países se ha dado paso a la descentralización de funciones y al establecimiento del libre mercado en los sistemas eléctricos de potencia, lo cual ha desencadenado profundos cambios, junto al nacimiento de nuevas estructuras y organizaciones, las cuales han delimitado un nuevo entorno bajo el cual se deben desarrollar y operar los sistemas eléctricos.

De esta forma, cada mercado tiene su propia forma de evaluar su confiabilidad. A continuación, se presenta un análisis de la forma de evaluar la confiabilidad en el mercado colombiano. [2-6]

Este esquema de pago por confiabilidad es diferente al esquema del Pago por Capacidad que no garantizaba la disponibilidad de generación para cubrir la demanda en caso de contingencias extremas. Se tiene un mecanismo de subasta para el mecanismo de subasta del cargo por confiabilidad: Se establece una demanda objetivo total a cubrir con Energía base. Se determina el faltante de energía base a cubrir en un periodo de tiempo determinado. Las compañías generadoras ofertan Energía base según el precio del pago por confiabilidad, si hay exceso de oferta se reduce el precio tantas veces sea necesario hasta encontrar un equilibrio de las ofertas con los requerimientos y ese será el precio de cierre. Las nuevas compañías generadoras adquieren Obligaciones entre 10 y 20 años. [4]

Valor/costo de la confiabilidad

La evaluación de la suficiencia en los tres niveles jerárquicos, sin tener en cuenta los aspectos económicos es sólo parte de una evaluación global. Con el fin de hacer una evaluación económica y de la confiabilidad, es necesario combinar los criterios de confiabilidad con ciertas consideraciones de costo. La evaluación de valor/costo de la confiabilidad proporciona la oportunidad de incorporar el análisis de costos y la evaluación cuantitativa de la confiabilidad en un marco estructurado común.

Los costos de confiabilidad se refieren a las necesidades de invertir para lograr un cierto nivel de suficiencia. El valor de la confiabilidad es el beneficio derivado de las compañías eléctricas, los consumidores y la sociedad. El concepto de valor/costo puede ser ilustrado usando el Gráfico 1, la cual muestra que los costos del sistema generalmente incrementarán con los costos de inversión superior en equipos e instalaciones que ofrezcan un mayor nivel de confiabilidad.

Por otro lado, los costos de interrupción son causados, debido a que no se tiene un sistema altamente confiable y con el paso del tiempo la confiabilidad ira en decremento, causando un mayor numero de interrupciones. El costo total para la sociedad es la suma de estos dos costos. Hay un punto mínimo en la curva de costo total la cual indica el óptimo nivel fijado de confiabilidad. El Análisis de valor/costo de la confiabilidad se realiza para encontrar este punto óptimo.

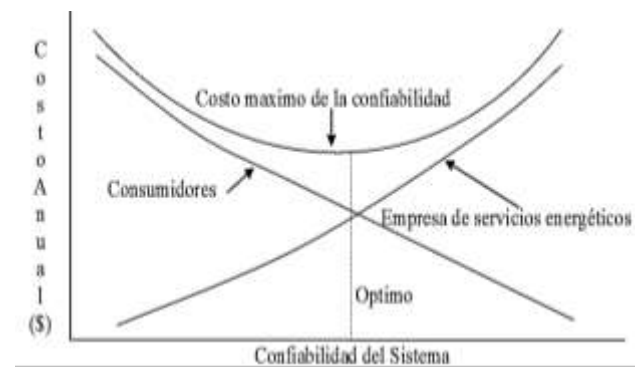


Gráfico 1 Costo como una función del sistema de confiabilidad

Es difícil de medir directamente el valor de la confiabilidad. Una medida indirecta del valor de la confiabilidad se puede obtener mediante la evaluación de los costos asociados con la interrupción del servicio a los consumidores. Numerosos estudios se han realizado sobre las interrupciones y los costos de interrupción. [2]

Una serie de encuestas sobre el impacto económico de las interrupciones para los diferentes tipos de usuarios ha sido llevada a cabo en diferentes regiones de Canadá. Grandes usuarios, pequeños industriales, agricultores, comercializadores, residenciales, institucionales y oficinas han sido encuestados por las pérdidas incurridas debido a la duración de las interrupciones que se presentaron durante el periodo de trabajo.

Las encuestas muestran que el costo de interrupción de un consumidor individual en un nodo depende del tipo de cliente, la carga cortada, la duración de la interrupción y el tiempo de interrupción.

Los costos de interrupción correspondientes a las diferentes duraciones para cada consumidor es determinado por la función de daño a los consumidores (Customer Damage Functions, CDF por sus siglas en inglés) que muestra la variación del costo de interrupción con una cierta duración de interrupción.

La evaluación de valor/costo de la confiabilidad puede ser evaluada en tres niveles jerárquicos. [2]

En los estudios de NJ-1, para las inversiones en la expansión y los costos de operación para diferentes capacidades de generación, corresponden a los distintos niveles de confiabilidad y a los costos de interrupción en el sistema, para ser evaluados y comparados en este nivel jerárquico.

El nivel de confiabilidad óptimo que corresponde al costo total mínimo de operación del sistema es determinado en este nivel jerárquico. El plan de expansión óptimo para generación puede ser determinado basado en mantener los niveles óptimos de confiabilidad.

Los estudios de NJ-2 no solo evalúan el valor/costo de la confiabilidad para diferentes planes de expansión de la generación; además, evalúan el valor/costo de la confiabilidad de las diferentes expansiones de las líneas de transmisión.

En los estudios de NJ-1 y NJ-2, la demanda es una mezcla de los diferentes tipos de consumidores y, por consiguiente, se puede expresar como una función compuesta de daño a los usuarios (Composite Customer Damage Functions, CCDF, por sus siglas en inglés), el cual estima los costos asociados con las interrupciones de energía como una función de la duración de las interrupciones nodales para las mezclas de consumidores en el servicio de un área en particular o para el total del sistema, es como se utiliza en el estudio de impacto en los niveles jerárquicos mencionados. A continuación, se presenta un ejemplo de CCDF, que es un esquema compuesto por los diferentes tipos de usuarios (industriales, comerciales, residenciales entre otros) que conforman el sistema. La Tabla 2 muestra el componente de función de daño a los usuarios. Esta Tabla es tomada de [2] y representa la función compuesta de los daños a los usuarios y el tiempo que dura la falla.

Duración de interrupción	Costo de interrupción (1987 \$/KW)
1 minuto	0.37
20 minutos	0.56
1 hora	1.85
4 horas	2.14
8 horas	12.41

Tabla 2 Función compuesta de daño a los usuarios (CCDF)

El gráfico 2 muestra el CCDF, el cual indica cuánto le cuesta a los usuarios, por kW evaluado en un periodo de tiempo, los cortes de carga en el sistema.

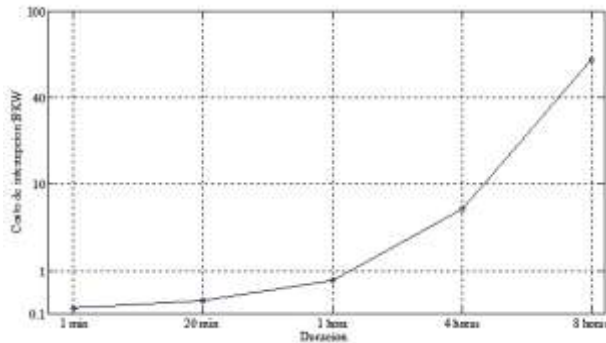


Gráfico 2 Función compuesta de daño a los usuarios

El valor/costo en la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia puede ser usado para el estudio del valor de la confiabilidad de los diferentes refuerzos en los subsistemas. La evaluación del valor/costo de la confiabilidad en las instalaciones de los sistemas eléctricos tiene una relación directa con el servicio a los consumidores actuales. Los siguientes factores son importantes en el análisis:

- 1) La predicción de índices nodales en el sistema directamente relacionado con la experiencia de los usuarios actuales en esa área. La predicción de la frecuencia de fallas y la duración física de la falla describe las interrupciones que serán vistas por un consumidor en un punto nodal dado.
- 2) Los tipos de usuarios no son agregados a las demandas nodales de distribución como en las demandas nodales del sistema o como en el sistema de potencia entero. La composición de los consumidores que son interrumpidos durante una falla en el sistema de distribución es por lo tanto bien definida. El objetivo de las estimaciones de la carga y el tipo de consumidores es factible en cada punto nodal.
- 3) Los datos específicos del usuario pueden ser fácilmente aplicados y la CCDF no se requiere por lo general. Los datos globales con frecuencia son inadecuados por la gran diversidad de tipo de usuarios en un nodo o en el total del sistema.

- 4) Los costos de interrupción para los usuarios individuales importantes y sensibles puede ser estimado y, por lo tanto, el sistema local o individual puede examinar hacer mejoras en las instalaciones de los usuarios.

Mientras la evaluación de la confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia se ha vuelto una práctica bien establecida en las últimas décadas, la evaluación del costo/valor de la confiabilidad todavía es inmadura, especialmente en las áreas de distribución. [2]

Impacto de la confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia

El concepto de confiabilidad puede ser definido en términos de los componentes o del sistema, para ejecutar satisfactoriamente sus funciones, sobre algún periodo de tiempo, sujeto a las condiciones de operación actual. [2] El propósito de un sistema eléctrico de potencia es suministrar energía a los consumidores que la requieran, en el tiempo y lugar que ellos elijan, mientras se mantenga una calidad del servicio aceptable (ejemplo: niveles de voltaje y frecuencia específicos). De esta manera, un sistema eléctrico ideal el cual suministre incansablemente energía a los consumidores, siempre que sea requerido es, por definición, perfectamente confiable. Recíprocamente, un sistema que no es capaz de entregar electricidad a los usuarios puede ser definido totalmente como insuficiente. En el mundo real los sistemas eléctricos, no hay datos precisos acerca de estos dos extremos, y además, de cómo los niveles de confiabilidad son presentados. Existe un cambio inherente entre el crecimiento de los costos de generación y la reducción en la inconveniencia de los costos asignados a los consumidores, ambos relacionados con los costos que producen los cortes de carga, los cuales incrementan el precio a los consumidores al elegir un pago por más confiabilidad en el suministro eléctrico.

Por esto, es importante desarrollar criterios y métodos para asignar y jerarquizar los diferentes servicios de acuerdo a su nivel de confiabilidad, y así, los consumidores pueden elegir entre el servicio más acorde a sus necesidades [1-3].

Como en los casos de algún otro producto o servicio, los cortes del servicio en los sistemas eléctricos ocurren cuando hay ausencia en los suministros para cubrir la demanda solicitada por los usuarios, debido a la insuficiencia de generación por la presencia de contingencias forzadas o repentinas o ante una planeación en el balance de generación-demanda deficiente para prevenir contingencias por mantenimientos correctivos o preventivos.

La naturaleza estocástica del incremento en la demanda se hace de acuerdo a modelos de pronósticos de la demanda en un horizonte de tiempo (horas, días, meses, años), por ejemplo, el súbito aumento en la demanda por los sistemas de refrigeración o calefacción.

Igualmente, el suministro aleatorio está caracterizado por fallas inesperadas o contingencias de varios componentes del sistema eléctrico como, por ejemplo, fallas en las líneas de transmisión o la indisponibilidad de algunas plantas de generación para suministrar la demanda total en el sistema, por mencionar algunos de los más importantes, los cuales influyen en un inesperado cambio en la confiabilidad del sistema.

Desde el punto de vista de los consumidores, la escasez de energía en el servicio eléctrico se manifiesta en ellos de varias maneras: cortes de carga en el sistema, alteraciones en la frecuencia, efectos de inestabilidad como fluctuaciones en los voltajes o armónicas en la red.

Mientras que es probable que todos estos fenómenos incomoden y se vean reflejados en el precio para los usuarios; las interrupciones en el suministro son los efectos que más afectan al consumidor y probablemente los más fáciles de definir, por ejemplo, que una falla en la red de suministro corte los procesos de producción en una planta acerera, o fluctuaciones en el voltaje y con esto tener efectos visuales en las lámparas causados por el oscurecimiento del alumbrado lo cual afecta a las maquiladoras que emplean procesos de fabricación a detalle.

Por consiguiente, el término de costos significa el daño a los consumidores en sus actividades, la interrupción del servicio y su impacto en las pérdidas por dejar de efectuar las actividades que requieren un servicio continuo de electricidad (por ejemplo pérdidas en línea de producción de una armadora automotriz debido a la discontinuidad en el servicio eléctrico).

Confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia

Los conceptos de confiabilidad son requeridos para establecer el objetivo de los niveles de confiabilidad que serán propuestos en el sistema, así como el analizar y comparar los niveles futuros de confiabilidad del sistema con estos objetivos por cumplir. Históricamente, el uso temprano de los criterios de confiabilidad en la planeación del sistema se cuenta en una simple regla, tales como los conceptos de asegurar un adecuado manejo de las reservas del sistema o el uso de un simple o doble criterio para la prevención de fallas en el sistema. Sin embargo, un concepto básico probabilístico en la confiabilidad del sistema y en los componentes de fallas lleva a la siguiente etapa de sofisticación en el análisis de la confiabilidad y conducen a desarrollar una combinación de métodos probabilísticos.

Estos conceptos y modelos se combinan para un posible cálculo del diseño de las condiciones esperadas a largo plazo y un sistema complejo estaría en un estado o una condición dada, para el uso relevante de los datos de demanda en conjunto con la información respecto a las probables condiciones de disponibilidad de los componentes del sistema de manera individual. [7]

La última generación de herramientas probabilísticas para el análisis de los niveles de confiabilidad del sistema está basada en la idea de cubrir la combinación de técnicas probabilísticas con el concepto de los procesos estocásticos. Con esta última aproximación, los sistemas son comúnmente modelados en un estado discreto. En algún momento los sistemas pueden cambiar de un estado a otro, o por las acciones de diseño regresar a sus condiciones de operación normal.

Una vez que los diferentes estados del sistema son identificados, y las razones de transición entre estos estados son conocidas, el sistema puede ser analizado.

La matriz de transición, la cual especifica las transiciones entre todos los posibles pares de estados, provee un uso matemático adecuado del problema, esto último también puede ser representado por un diagrama de espacio/estados, con un número de cajas cerradas representando los estados del sistema, y una serie de líneas acopladas a las cajas representando las posibles transiciones. Entre las ventajas de este tipo de modelos están las facilidades con las que se puede manejar: la estimación de las frecuencias y duraciones esperadas de los cortes de carga para hacer un análisis más preciso de los impactos que tienen los índices de confiabilidad en el sistema [1].

Conceptos probabilísticos en los sistemas eléctricos de potencia.

Las ecuaciones 1-3 son utilizadas para el cálculo de las probabilidades contenidas dentro de cada estado para n-1 y n-2 elementos fuera. Considere un sistema eléctrico con N_c componentes independientes. Entonces, los parámetros de confiabilidad para las contingencias del estado j con b elementos fallados, es:

$$P_j = \prod_{c=1}^b U_c \prod_{c=b+1}^{N_c} A_c \quad (1)$$

$$D_j = \sum_{c=1}^b \mu_c + \sum_{c=b+1}^{N_c} \lambda_c \quad (2)$$

$$d_j = 1/D_j \quad (3)$$

Donde P_j es la probabilidad de ocurrencia del estado j, D_j es la razón de la salida del componente fallado del sistema, U_c la indisponibilidad del componente fallado, A_c la disponibilidad de los componentes que están funcionando, μ_c la tasa de reparación del componente fallado y λ_c la tasa de falla del componente, d_j es la duración media de falla [1-2]

Índices de confiabilidad

La confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia se expresa mediante índices, los cuales cuantifican la calidad del suministro de energía eléctrica. Deben ser consistentes y sensibles para distinguir varias situaciones alternativas y expresarle al operador o planificador del sistema (según el propósito de estudio de la confiabilidad) lo que necesita saber del mismo: apoyo a la operación del sistema, análisis de la operación ya ejecutada, justificar nuevas inversiones, comparar alternativas de expansión, informar a terceros qué tan confiable es el sistema, así como evaluar razón costo/beneficio, entre otros aspectos.

Algunos de los índices más utilizados en la planificación de la generación son los siguientes:

Probabilidad de pérdida de carga (LOLP). Es un número promedio de los días en los cuales el pico de carga diario se espera que exceda la capacidad de generación disponible; es decir, indica el número esperado de días en los cuales una pérdida de carga o deficiencia ocurrirán, causada por una pérdida de generación o enlaces. Además, este índice tiene un estándar el cual permite saber si el índice calculado es apropiado para el sistema o si no lo es. A este índice se le denomina “1 día en X años”, donde X representa la cantidad de años en la planeación, por ejemplo, 1 día en 10 años ó 1 día en 20 años. Hay que entender que “1 día en 10 años” no significa que hay una esperanza de 24 horas de interrupción en 10 años, sino más bien, indica que hay 1 en 10 posibilidades que durante el año habrá una interrupción durante uno de los 365 días, por lo que cualquier LOLP calculado no debe exceder se del 10% ó 0.1. Este índice de confiabilidad es uno de los más usados, especialmente en la planeación de la generación y transmisión. La falla del sistema a menudo es definida en términos de la inhabilitación de conocer la carga pico diaria [2].

El LOLP puede ser calculado a partir de:

$$LOLP_k = \sum_{j=1}^{NTE} [P(B_j)(Pg_j + Pl_j - Pl_jPg_j)] \quad (4)$$

Donde NTE es el número total de elementos en el sistema, $P(B_j)$ representa las condiciones de interrupción en la red eléctrica (incluyendo cero interrupciones), Pg_j es la probabilidad de la salida de generación excediendo la capacidad de reserva, y Pl_j es la probabilidad de carga en el nodo k sea mayor a la carga máxima que puede ser entregada en el nodo sin falla el elemento j, es decir:

$$Pl_j = \left(\frac{\text{Demanda Pico} - (\text{Total Generación} - \text{Generación fuera})}{\text{Demanda Pico} - \text{Demanda Mínima}} \right) \quad (5)$$

Pérdida de carga esperada (LOLE). LOLE es el número esperado en días u horas en un periodo específico, en que la carga pico diaria excede la capacidad disponible. Al igual que el índice anterior, LOLE cuenta con su estándar, $LOLE = 0.1$ días/año o $LOLE = 2.4$ horas/año, dependiendo del tipo de cargas pico a analizar, para indicar la magnitud de energía que no se entregara por algún periodo de tiempo y es definido por:

$$LOLE_k = \sum_{j=1}^{NTE} [F(B_j)(Pg_j + Pl_j - Pg_jPl_j)] \quad (6)$$

Donde $F(B_j)$ es la frecuencia de ocurrencia de corte B_j . Estas dos ecuaciones tienen una relación basada en la probabilidad de falla para cada condición del estado fallado que se presente en el sistema.

Los índices descritos anteriormente son comúnmente utilizados como parte de la reestructuración de la industria eléctrica, y son utilizados como estándares necesarios para la consideración de la capacidad de generación instalada y proporcionar un nivel adecuado del suministro de energía confiable y suficiente a largo plazo. En varios países se hace uso de diferentes índices de confiabilidad para la planificación de generación y transmisión del servicio eléctrico para el crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia con los índices mencionados previamente.

Los índices que reflejan el daño a los usuarios son descritos a continuación.

Corte de Carga Nodal (NLC-Nodal Load Curtailment).

Es el corte de carga nodal de la demanda solicitada y normalmente es afectada por las contingencias de líneas, generación o una combinación de ambos casos, podrían surgir por algún imprevisto, y esta definida por la ecuación (7). [9-14]

$$CCN_i^j = \sum_{i=1}^{NB_i^j} CC_{pi}^j \quad (7)$$

Donde CCp es la sumatoria de los cortes de carga en MW causado por la contingencia j en el nodo i y va de nodo 1 hasta NB, que es el número total de nodos en el sistema.

Energía No Suministrada (ENS). Es la cantidad de energía que no es suministrada a los consumidores y se presenta por:

$$ENS_i^j = d_j \sum_{i=1}^{NB_i^j} CC_{pi}^j \quad (8)$$

Donde dj es la duración media de la falla ocurrida en la contingencia, NB es el número total de nodos en el sistema, CCp es la sumatoria de los corte de carga en MW causado por la contingencia j en el nodo i.

Costo de Interrupción Nodal (NCOST-Nodal Cost Interruption), Representa el costo de no suministrar la energía demanda en el nodo y está dada en \$/MWhr. La ecuación (9) muestra este índice:

$$NCOST_i^j = d_j \sum_{i=1}^{NB_i^j} (CC_{pi}^j \times CDF(d_j)) \quad (9)$$

Energía esperada no suministrada (EENS), es el valor esperado de la ENS calculado a partir de las probabilidades de todos los estados del sistema, y se muestra en la ecuación (10)

$$EENS = \sum_{j=1}^{NTE} D_j \times p_j \times ENS_i^j \left(\frac{MWh}{Año} \right) \quad (10)$$

Costo de interrupción nodal esperado (ENCOST). Es el valor esperado del (NCOST) el cual se calcula con la (11):

$$ENCOST = \sum_{j=1}^{NTE} D_j \times p_j \times NCOST_i^j \left(\frac{\$}{Año} \right) \quad (11)$$

Considerando los posibles estados para contingencias de n-1y n-2, el valor esperado del i-ésimo precio nodal esta dado por [3-4]

$$\bar{\rho}_i = \sum_{j=1}^{NTE} p_j \rho_{pi}^j \left(\frac{\$}{MW} \right) \quad (12)$$

Caso de estudio RBTS 6 nodos

El “Roy Billinton Test System (RBTS)”[15-17] es un sistema compuesto generación/transmisión desarrollado en la Universidad de Saskatchewan, Canadá, para propósitos académicos y de investigación, siendo lo suficientemente pequeño como para permitir la ejecución de pruebas para estudios de evaluación de la confiabilidad en tiempos razonablemente cortos. El diagrama unifilar del RBTS se muestra en la Figura 2.

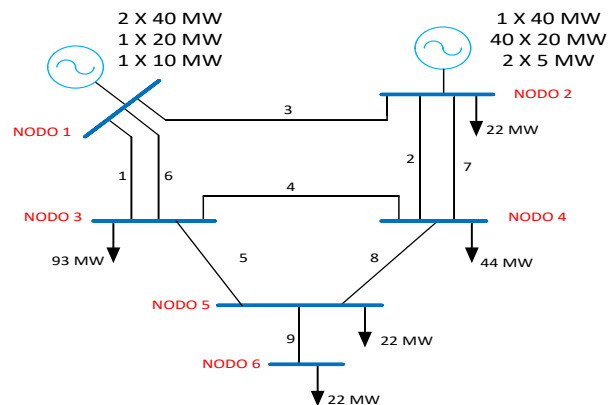


Figura 2 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia RBTS 6 nodos

Datos del sistema RBTS 6 nodos.

El sistema está conformado por seis nodos, cinco de los cuales poseen cargas conectadas, siendo la demanda agregada máxima anual de 203 MW.

Por otra parte, once unidades generadoras están conectadas a dos nodos, con una capacidad instalada de 240 MW.

Además, el sistema consta de nueve líneas de transmisión y el nivel de voltaje es de 230 kV. Todos los datos de características eléctricas y de confiabilidad se muestran mas adelante.

Para la aplicación de la herramienta computacional al RBTS se considera que la proporción de la carga en cada nodo con respecto a la demanda total del sistema se mantiene constante en los niveles indicados en el diagrama unifilar.

Asimismo, se supone que la oferta se mantiene constante a lo largo del año, es decir, cuando se encuentran en operación, las unidades generadoras pueden ser despachadas sin restricciones a su máxima capacidad.

Para la evaluación de la suficiencia de generación del sistema RBTS, se realizó una herramienta computacional con lenguaje Matlab que permite mediante Matpower obtener un análisis de la suficiencia de generación en los posibles estados de contingencia n-1, simulando la pérdida de cada uno de las unidades de generación, analizando el comportamiento de la generación eléctrica en el sistema, los precios nodales, costos de operación, los índices de confiabilidad LOLP y EENS.

Conclusiones

La planeación de los sistemas eléctricos de potencia tiene como finalidad la programación de los trabajos necesarios para suministrar la energía eléctrica sin interrupciones a un costo mas barato tomando en cuenta la suficiencia de generación, seguridad y calidad de la energía eléctrica, para esto es necesario conocer el sistema, las partes que lo conforman y definir que es lo que se quiere analizar del sistema, para evitar paros no programados que involucren pérdidas económicas, incidentes o accidentes que produzcan lesiones al personal involucrado en la operación del sistema, en esta investigación se presenta el análisis de la confiabilidad de un sistema eléctrico “Roy Billinton Test System (RBTS)” del cual se tomaron los datos originales realizando una modificación en las demandas de los nodos en un 10% ya que el estudio con los datos originales en los 11 posibles estados de contingencia n-1 no presento problemas para despachar la demanda requerida, por tal motivo y para fines de este caso se incrementaron las demandas.

Referencias

- [1] Nestor Gonzalez Cabrera, “Mercado de energía con múltiple clases en confiabilidad considerando preferencias de usuarios finales”, Tesis de Maestria, Instituto Tecnológico de Morelia, Agosto 2011.
- [2] Guillermo Gutiérrez Alcaraz, Apuntes Operación y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia, Instituto Tecnológico de Morelia, 2010.
- [3] N. Gonzalez Cabrera, G Gutierrez-Alcaraz, Effect assessment of demand response on nodal prices by types of classes, procc. North American power system, Boston, EU, Julio 2011.

- [4] N. Gonzalez Cabrera, G Gutierrez-Alcaraz, Nodal reliability pricing for multiple available types of classes end-users, procc. POWERCON, Hoanzou, China, Nov. 2010
- [5] N. Gonzalez Cabrera, G Gutierrez-Alcaraz, "Pricing reliability service based on end-users choice", procc. IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Singapore, Singapore, June 2010.
- [6] Peng wang, Reliability Cost/Worth Considerations in Distribution System Evaluation, Ph. D. Thesis, University of Saskatchewan 1998
- [7] Planeamiento del Sector Eléctrico Colombiano, Unidad de Planeación Minero Energética, Octubre 2010.
- [8] Horacio Tovar, Apuntes Cursos de Planeación de SEP's, Instituto Tecnológico de Morelia, 2008.
- [9] R. Billinton, R.N. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, 2ª Ed. Plenum Press, New York, 1996.
- [10] Juan Pablo Díaz Vera, Confiabilidad en el Marco Reestructurado de los Sistemas Eléctricos Competitivos, Tesis Maestría, Pontifica Universidad Católica de Chile, Chile 2000
- [11] Mohan Munasinghe, "Optimal Electricity Supply: Reliability, Pricing and System Planning", Energy Economics, July 1981
- [12] Yi Ding, Peng Wang, Lalit Goel and Qiuwei Wu, "Reliability Assesment Of Deregulated Generating Systems Using Reliability Network Equivalent And Pseudo-Sequential Simulation Techniques", 15th PSCC, Session 25, paper1, August 2005.
- [13] Youssef Hegazy, Reliability-Based Pricing of Electricity Service, Ph.D. Thesis. The Ohio State University, 1993
- [14] R. Billinton, R.N. Allan, Basic Power Systems reliability concepts, Reliability Engineering and System Safety, Vol. 27, 1990.
- [15] R. Billinton, S. Kumar, N. Chowdhury, K. Chu, K. Debnath, L. Goel, E. Khan, P. Kos, G.Nourbaksh, J. Oteng-Adjei, "A reliability test System for Educational Purposes Basic Data" Power Systems Research Group, University of Saskatoon, Saskatchewan Canada, IEEE Transactions on Power System, Vol. 4, No. 3, Agosto 1989.
- [16] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg. "Power Generation Operation and Control" Seginada ediscion a Wiley-Interscience Publication John Wiley & Sons, inc. 1996 pag. 9
- [17] Roy Billinton, Ronald N. Allan "Reliability Evaluation of Power Systems" A Division of Plenum Publishing Corporation, New York, 1996 Pag. 42