"Análisis de contingencia del sistema nacional interconectado"

Rafael Ernesto Salao Paredes[1], Julio Fernando Masache Masache[2], Cristóbal Mera Gencón[3].

[1]Ingeniero en Electricidad especialización Potencia 2006.
[2]Ingeniero en Electricidad especialización Potencia 2006.
[3]Director de Tópico. Ph.D. in Electrical Engineering, Texas A&M University, Texas, USA, 1996.
Master of Engineering in Electrical Engineering, Texas A&M University, Texas, USA, 1980.
Ingeniero Eléctrico, ESPOL, 1977. Profesor de ESPOL desde 1980.

RESUMEN

El presente proyecto trata sobre el análisis de contingencias el cual es relevante para la operación de los sistemas eléctricos de potencia.

El objetivo del proyecto se centra en el apoyo a la mejor operación del S.N.I del Ecuador. Estableciendo conceptos sobre la cual vamos a evaluar el sistema, durante la salida de elementos basados en algún criterio tanto determinístico como probabilístico.

La seguridad fue uno de los conceptos utilizados, se relaciona con la habilidad de respuesta de los sistemas debido a determinada contingencia. Así la seguridad existente en el suministro energético vendrá dada por el tipo de respuesta que tenga el sistema ante cualquier salida de servicio no programada.

En este proyecto se empieza exponiendo la importancia de un análisis de contingencia en cualquier sistema eléctrico en general. Luego se entrega una propuesta conceptual describiendo los conceptos de seguridad enfocada al análisis de contingencia. Además se procede a la realización de la modelación del S.N.I. en los periodos climáticos típicos en el Ecuador (Estiaje y Lluvioso). Por ultimo se realiza un análisis de las contingencias seleccionadas tanto del método determinístico como del probabilístico y se propondrán posibles soluciones para las mismas.

ABSTRACT

This project is about the analysis of contingencies which is to important for the operation of the power systems electrics.

The objective of this project is focusing in the help to the best operation of the SNI of Ecuador. Establishing concepts about which we are going to evaluate the system, during the leave the elements based in any rule as deterministic as probabilistic.

The objective of the project was focusing Interconnected National System it was necessary to find short term approaches of security. The security of a power electric system is a very important parameter during the operation stage. This is related with the ability of answer of the power electric system in front of certain contingency or to a group of these. This way, the *existent security in the energy supply will come given by the answer type that has the system in case any contingent event.*

This work gives a conceptual proposal describing parameters for the analysis of the security. Additionally shows the most important approaches that are used in the project to evaluate the operation of the system due to contingency. This way with these approaches, as much deterministics as probabilistics, it comes to the realization of the modeling one from each one the components of the SNI, it defines the states of Generation-transmission and it is used as tool the program Power World Simulator for the simulation of contingencies in the system.

Finally it carried out an analysis of the simulations of the contingencies selected such as the method deterministic as probabilistic and proposes possible solutions for the same ones.

1. Introducción

La evolución de tamaño, la constante desagregación del sector (generación, transmisión y distribución), y la complejidad de los sistemas eléctricos en general, ha dado lugar a nuevas estructuras y organizaciones, con lo que resulta en estos días complejo, tratar de establecer marcos y definiciones, para lo que se debe o debiera entender los conceptos de seguridad, suficiencia, calidad y confiabilidad del sistema, en su aplicación al análisis de contingencia de los sistemas eléctricos de potencia.

En la constante búsqueda de sistemas competitivos y eficientes, el creciente número de actores y participantes del sector eléctrico, ha hecho que la toma de decisiones concernientes a la operación del sistema y su análisis, tengan un mayor grado de dificultad, sobretodo en la búsqueda de criterios que afiancen el funcionamiento adecuado, equilibrado y sustentable del sistema.
Nuestra preocupación radica en cómo abordar el tema de la seguridad en la red eléctrica, para ello se utilizan en este trabajo los métodos determinístico y probabilístico, que permiten estudiar la respuesta frente a contingencias en el S.N.I.

2. Estudio Conceptual sobre Seguridad

Las definiciones de confiabilidad, seguridad y calidad de servicio debido a las diversas y conflictivas visiones que se tienen sobre estas, nos resultan difíciles de establecer, de tal manera que abarque todos los aspectos y variables que entran en juego.

Para mantener los niveles confiabilidad y de operación de la red en general, se deben tener en cuenta las limitaciones y características de cada una de las unidades generadoras, de cada una de las líneas de transmisión y de cada uno de los transformadores, junto a otros factores como, la responsabilidad que le cabe a cada participante de la red (generación-transmisión), entre otros factores.

En los actuales tiempos, 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 claramente no es única.

De esta manera, el encontrar un marco donde se junten los segmentos de generación y transmisión, 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.

2.1 Propuesta Conceptual

La confiabilidad corresponde básicamente a un adecuado funcionamiento del sistema y la entrega de un suministro eléctrico ininterrumpido en todo instante, tomando en cuenta las fallas a las cuales esta sujeto el sistema.

En este proyecto, se va a asumir una definición de la confiabilidad del sistema.
La confiabilidad se la subdivide en Seguridad y Suficiencia como aspectos que forman parte de ésta.

El marco descrito se puede ilustrar mediante el siguiente esquema:

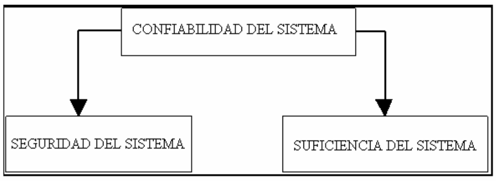

Figura 1: Subdivisión de la confiabilidad del sistema

Seguridad: Aspecto relacionado con la capacidad de respuesta del sistema frente a determinada contingencia o a un conjunto de éstas. La seguridad se puede asociar con el cumplimiento de criterios como el N-1, que corresponde 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.

Debido a que para realizar el análisis de contingencia en el S.N.I., el cual depende directamente de las acciones de control y en particular de los procedimientos adoptados en la operación, se puede describir la operación del sistema en los llamados estados de operación del mismo.

Los estados de operación dependen de las restricciones asociadas a la transición entre los distintos estados.

Los estados de operación son cinco:

- Estado normal.
- Estado de alerta.
- Estado de emergencia
- Estado de extrema emergencia
- Estado de restauración.

Los cuales se definen a continuación:

- **Estado Normal**

  En el estado normal, 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 (total de la demanda), sin equipos sobrecargados. El margen de reserva se encuentra disponible en su totalidad.

- **Estado de Alerta**

  Se llega a este estado cuando hay una disminución del margen de reserva, provocado por la pérdida de cualquier equipo. Aquí no hay violación de algún límite o sobrecarga de algún equipo. En este estado el sistema tiene apenas suficiente margen de reserva para satisfacer las restricciones de seguridad.

- **Estado Emergencia**

Si el sistema entra en una condición en que la perdida de un componente, resultara en una violación de voltaje de barra o sobrecarga de alguna línea o transformador, entonces el sistema esta en el estado de emergencia.

La perdida del componente también puede disminuir el margen de reserva. En el estado de emergencia se requiere la intervención del operador debido a que las condiciones de operación de los equipos son violados.

El objetivo en este estado es remover las restricciones violadas sin cortar carga, mediante acciones como el redespacho de unidades generadoras o la puesta en funcionamiento de otras, lo que disminuirá el margen de reserva.

- **Estado de Extrema Emergencia**

En el Estado de Extrema Emergencia, las restricciones de los limites de los equipos de operación han sido violadas y hay carga que no esta siendo suministrada; es decir el margen de reserva es insuficiente para satisfacer la demanda o por la configuración del sistema no puede abastecerla.

- **Estado de Restauración**

El objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del sistema.

A partir de lo mencionado hasta esta parte, queda clara la incorporación de la seguridad como un aspecto relacionado de manera importante con la operación del sistema. Ello, por cuanto la seguridad queda determinada básicamente por los siguientes aspectos:

- Por una parte, por los márgenes de reserva que presenta el sistema, como podría ser los márgenes de transmisión o flujos por las líneas respecto de su capacidad o el margen de generación de acuerdo a los distintos requerimientos de reservas y su incidencia en la toma de acciones de control (disponibilidad).

- Por la probabilidad de ocurrencia de cierta contingencia, ante determinadas condiciones.

- Por último, la importancia de los procedimientos y criterios adoptados en la operación del sistema.

3. Métodos para evaluar la operación del sistema frente a contingencias.

En esta proyecto se uso el criterio deterministico N-1 y el criterio probabilístico FOR (Tasa de Indisponibilidad Forzada) para evaluar las contingencias que mas afectan al S.N.I. según cada criterio.

3.1 Criterio N-1

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 líneas se mantienen dentro de límites normales de operación, los voltajes en las barras no superan sus niveles mínimos-máximos de variación, no existen actuaciones de protecciones y no existen desconexiones forzadas de carga o equipos.

La aplicación del criterio N-1 consiste en la simulación de una pérdida de un componente de la red (línea de transmisión, transformador, o un generador).

3.2 Tasa FOR

La tasa FOR en un valor que se obtuvo de cada componente del S.N.I, sean estos generadores, líneas de transmisión y transformadores, este valor representa la probabilidad de falla que tienen cada uno de los componentes del sistema.

$$FOR = \frac{Tiempo Total salida de servicio (h)}{T \times 8760 (h)} \quad (1)$$

Para complementar el criterio probabístico se utilizo el factor de capacidad (CP), el cual clasifica a las unidades generadoras según su capacidad generada en un periodo determinado de tiempo

4. Desarrollo

Para la realización del análisis de contingencia del S.N.I se modelaron seis casos bases, basados en los periodos climáticos y niveles de la demanda, los cuales fueron:

1. Periodo de Estiaje con un nivel de Demanda Mínima.
2. Periodo de Estiaje con un nivel de Demanda Media.
3. Periodo de Estiaje con un nivel de Demanda Máxima.
4. Periodo Lluvioso con un nivel de Demanda Mínima.
5. Periodo Lluvioso con un nivel de Demanda Media.
6. Periodo Lluvioso con un nivel de Demanda Máxima.

Para la realización de los anteriores casos bases se utilizo la demanda total coincidente del sistema en el año 2005.

Tabla I: Demanda Total Coincidente del sistema por periodo y nivel de demanda

POT	Periodo de Estiaje			Periodo LLuvioso		
	Dda.Max	Dda.Med	Dda.Min	Dda.Max	Dda.Med	Dda.Min
MW	2425,4	1802,6	1079,1	2423,7	1802,6	1072,6
MVAR	663,4	490,3	294,2	663,3	490,3	292,2
MVA	2514,5	1868,1	1118, 5	2512,8	1868,1	1111,7

En los gráficos a continuación se muestran: la curva típica de demanda diaria del año 2005, la curva de demanda en el periodo estiaje y la curva de demanda en el periodo lluvioso, todas estas utilizadas en el análisis. En las dos últimas curvas se puede observar claramente los tres niveles de demanda establecidos en los casos bases.

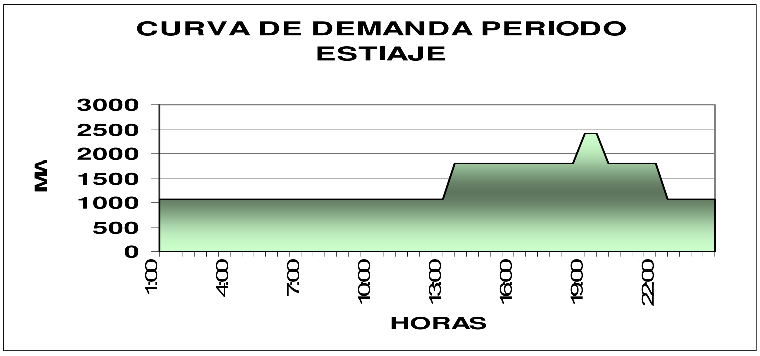

Figura 2: Curva de demanda periodo estiaje año 2005

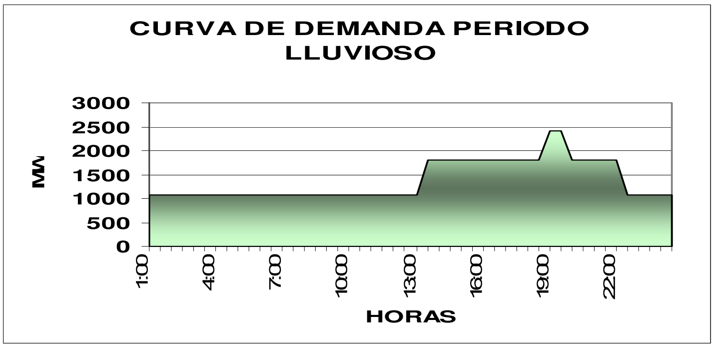

Figura 3: Curva de demanda periodo Lluvioso año 2005

A continuación se presentan el número de generadores, líneas de transmisión y transformadores, simulados para cada uno de los casos base por el método determinístico:

Tabla II: Número Total de estados del S.N.I. aplicado el Criterio N-1

Componentes	Periodo de Estiaje			Periodo Lluvioso		
	Dda.Max	**Dda.Med**	**Dda.Min**	**Dda.Max**	**Dda.Med**	**Dda.Min**
Generadores	50	36	33	52	37	30
Líneas de Transmisión	71	71	71	71	71	71
Transformadores	97	97	97	97	97	97
Total de Estados	218	204	201	220	205	198

El número de componentes con valores mayores de probabilidades de falla se observan en la tabla 3.

Tabla III: Número de estados del S.N.I. con mayores probabilidades de falla

Componentes	Periodo de Estiaje			Periodo Lluvioso		
	Dda.Max	**Dda.Med**	**Dda.Min**	**Dda.Max**	**Dda.Med**	**Dda.Min**
Generadores	6	6	6	5	5	5
Líneas de Transmisión	0	0	0	0	0	0
Transformadores	0	0	0	0	0	0
Total de Estados	6	6	6	5	5	5

Para cada salida de servicio simulada, el procedimiento de análisis de contingencia consiste en revisar todos los flujos en las líneas y los voltajes en las barras, para que no excedan sus máximos permitidos; ósea para las líneas y transformadores sus correspondientes limites MVA, y para las barras su limite de variación de voltaje, $0.9 \leq V\ (P.U.) \leq 1.10$. Además se determina que contingencias dejan carga sin servir o provocan desconexión de carga.

Las medidas utilizadas para solucionar las contingencias en este estudio fueron: utilizar la reserva de generación, compensación de reactivos, redistribución de carga y/o desconexión de carga.

Conclusiones

El programa Power World Simulator nos permitió realizar las simulaciones del S.N.I. bajo distintos escenarios llamados casos bases. Los cuales nos permitieron identificar los componentes que de alguna u otra manera son esenciales en la operación diaria del sistema esto nos llevo a cumplir con el objetivo principal de este trabajo el cual fue ayudar a la operación del sistema cuando ocurren eventos inesperados.

Cinco trasformadores del S.N.I se encuentran sobrecargados en el caso base con demanda máxima, tanto para el periodo de estiaje como para el periodo lluvioso, y soportan sobrecargas menores al 30% de sus valores nominales durante la duración de la demanda máxima de 30 minutos. Estas condiciones de sobrecarga fueron consideradas aceptables porque provocan una pequeña reducción a la vida útil de estos componentes.

Cabe mencionar que los trasformadores 138/46 KV de la S/E Vicentina en el periodo de estiaje tuvieron sobrecarga, el uno de 21,7% y el otro de 17,6%, mientras que durante el periodo lluvioso tuvieron sobrecarga del 11,9% y 8,1%. De la observación de estos porcentajes se puede concluir que los generadores de la S/E Vicentina en el periodo lluvioso tienen una mayor contribución de potencia al sistema aliviando la sobrecarga de los transformadores antes mencionados.

La contingencia en el transformador de la S/E Santa Rosa (230/138/13,8 KV) presento un gran numero de violaciones en el periodo de demanda máxima, 49 de ellos fueron en periodo de estiaje y 45 en periodo lluvioso, provocando sobrecargas del 77,6% en los transformadores de la S/E Pomasqui, y violaciones de bajo voltaje de hasta 0,75 p.u. en las S/E Ibarra y S/E Tulcán. Para aliviar los efectos de esta contingencia en el S.N.I se realizó la desconexión del 60% (97,68 MW) de la carga de la S/E Vicentina.

La contingencia en uno de los circuitos Paute-Cuenca, C1 y C2 a 138KV, causo la salida de servicio de ambos circuitos, debido a la operación de las protecciones de la línea, dejando sin servicio a la S/E Cuenca y la S/E Loja, con las consiguientes perdidas de carga de 142,8 MW con 44,6 MW respectivamente. Para aliviar los efectos de esta contingencia se reconecto el circuito de la línea sin contingencia, luego se realizó la conexión del 44,84% (20 MW) de la carga de la S/E Loja y la conexión del 100% de la carga de la S/E Cuenca, con estas acciones solo en la S/E Loja se presento una perdida de carga del 55,16%.

La contingencia en el generador equivalente a la interconexión con Colombia causo una perdida de generación de 235 MW en los casos bases con demanda máxima, media y mínima, tanto para el periodo de estiaje como para el periodo lluvioso. Para suplir esta pérdida de generación en los casos bases con demanda máxima se utilizo el MRS y la reserva fría de generación, parte de esta reserva fueron las unidades térmicas como la barcaza Victoria II y Enrique García. Para suplir esta pérdida de generación en los casos bases con demanda media y mínima se utilizo el MRS.

En demanda media de ocurrir contingencia en el transformador Policentro (138/69/13,8 KV), se pudo transferir 30 MW a la S/E Salitral y 30 MW a la S/E Pascuales, produciéndose una perdida de carga de 50,1 MW.

En demanda media de ocurrir contingencia en el transformador Trinitaria (138/69/13,8 KV), se pudo transferir 35,71 MW a la S/E Salitral y 20 MW a la S/E Policentro, produciéndose una perdida de carga de 24,25 MW.

En demanda media de ocurrir contingencia en el transformador Pascuales (138/69/13,8 KV), se pudo transferir 23 MW a la S/E Salitral y 20 MW a la S/E Policentro, además se puso en operación a la central térmica Enrique García con 90 MW, sin producirse perdida de carga.

En demanda media de ocurrir contingencia en el transformador Selva Alegre (138/46 KV), se permite transferir 25 MW a la S/E Santa Rosa y 20 MW a la S/E Vicentina, produciéndose una perdida de carga de 28,3 MW.

Las probabilidades falla de los transformadores de potencia de 138/69/13.8 KV (FOR1), líneas 138KV (FOR2) y las líneas de 230 KV (FOR3) siguen una distribución estadística de Weibull, con un nivel de confianza del 95 %.

Es recomendable la instalación adicional de otro transformador de 230/138/13,8 KV en la S/E Santa Rosa y la construcción de una línea de 138 KV adicional a la línea Santa Rosa-Vicentina 138 KV, para mejorar la seguridad del norte del país. Además se recomienda aumentar la capacidad de transmisión de los circuitos de la línea Daule Peripa-Portoviejo, C1 y C2 a 138 KV, y de los circuitos de la línea Paute-Cuenca, C1 y C2 a 138 KV.

Las contingencias en las líneas Cuenca-Loja 138 KV, Posorja-Electroquil 138 KV, Santa Elena-Pascuales 138 KV y Daule Peripa-Chone 138KV, por ser líneas radiales de un solo circuito, provocaron la salida de servicio de 44,6MW en la S/E Loja, 17,1 MW en la S/E Posorja, 52,2 MW en la S/E Santa Elena y 58,7 MW en la S/E Chone, respectivamente. Por estas razones es recomendable la instalación un circuito paralelo en cada una de las líneas anteriormente mencionadas.

Referencias

[1] BILLINTON, R. y ALLAN, R. (1996) Reliability Evaluation of Power Systems. Plenum Pub Corp, New York, United States.

[2] FINK, L. y CARLSEN, K (1978) Operating under stress and strain Spectrum Transactions.

[3] DA SILVA, E (1997) Comunicación personal. Universidad Federal de Santa Catarina UFSC, Florianópolis, Brazil.

[4] J. PABLO DIAZ VIERA, "Evaluación de la confiabilidad en el marco de los sistemas eléctricos competitivos", Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2000. Memoria para optar al grado de Ingeniero Civil de Industrias

[5] CARLOS BENAVIDES MOREIRA, IVAN CARCHIPULLA SALAZAR, JORGE ZAVALA ANDRADE, "Estudio y aplicación de la herramienta computacional CAPE para el Análisis de las Protecciones Eléctricas en Sistemas de Potencia", Escuela Superior Politécnica del Litoral, Santiago de Guayaquil, 2003. Tesis optar al titulo de Ingeniero en Electricidad con especialización en Potencia.

[6] RICARDO LARRAÍN LLONA "Calculo de un índice de indisponibilidad de Transmisión para el sistema interconectado central basado en el método predictivo probabilístico analítico" Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2001. Memoria para optar al titulo de Ingeniero Civil de Industrias. Con diploma en Ingeniería Eléctrica.

[7] ALVARO PONTON, "Evaluación de la confiabilidad en sistemas de generación utilizando un computador personal", Escuela Superior Politécnica del Litoral, Santiago de Guayaquil, 2000. Tesis para optar al titulo de Ingeniero en Electricidad con especialización en Potencia.

[8] M. SOTO, "Cálculo de índices nodales de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia", Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1997. Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería.

[9] A. ARRIAGADA, "Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución", Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1994. Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería.

[10] MARIA CRISTINA ALVAREZ, ALICIA WILSON, ENZO COPPES "Análisis de Herramientas para el estudio de la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia", Universidad de la Republica Oriental del Uruguay, Montevideo - Uruguay, 2002. Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería.

[11] CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA CENACE – Plan de operación del Mercado Eléctrico Mayorista Enero – Diciembre 2003 Quito- Ecuador.

[12] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD CONELEC – Plan Nacional de Electrificación 2002 – 2011 Febrero 2002 Quito- Ecuador

[13] TRANSELECTRIC S.A. – SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO S.N.I. (2005) Estadísticas de Operaciones 2000 – 2004. Quito- Ecuador.

[14] INSTITUTO DE ENERGIA ELECTRICA "Confiabilidad y reserva en sistema eléctricos" Universidad Nacional de San Juan – Argentina.