



CLADE 2016

III CONGRESO DE LAS AMERICAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

3 al 5 de Octubre de 2016
Sheraton Hotel, Ciudad de Córdoba
República Argentina

Organiza



Auspicia



CENTRO DE ESTUDIOS DE ENERGÍA PARA EL DESARROLLO – UNaM ARGENTINA

Clasificación según temario: B

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN PRINCIPAL DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Autor/es	DR. ING. MARIO ORLANDO OLIVEIRA, MGTER. ING. EDUARDO JOSÉ TOLEDO ING. HORACIO JOSÉ REVERSAT, ING. OSCAR EDUARDO PERRONE
Empresa o entidad	CENTRO DE ESTUDIOS DE ENERGÍA PARA EL DESARROLLO – FACULTAD DE INGENIERÍA, UNIVERSIDAD NACIONAL DE MISIONES (UNaM)
Cargo	Docentes Investigadores
DATOS DE LA EMPRESA	
Dirección	Juan Manuel de Rosas 325
Localidad	Oberá –Misiones
País	Argentina
Código Postal	3360
Teléfono	3755-422169
Fax	3755-422170
E-Mail	oliveira@fio.unam.edu.ar

1. INTRODUCCION

Todo sistema de generación de energía eléctrica esta propenso a fallas aleatorias que afectan la continuidad del servicio, pudiendo generar restricciones en la operación e incluso llegar al colapso total. La falta de fuentes de generación de energía eléctrica implica un alto costo económico tanto para los proveedores del servicio como también para los consumidores que, ante una situación de falla en el sistema, no pueden aprovecharse de esta energía. Por lo tanto, la planificación de futuras inversiones en todo sistema eléctrico es muy importante para minimizar el riesgo de déficit en el suministro de energía y garantizar la confiabilidad del mismo.

En este sentido, este trabajo presenta un análisis teórico y los cálculos realizados para determinar, a través de indicadores eficientes, la confiabilidad del parque de generación de una Central Hidroeléctrica (CH) instalada en Argentina. Para este estudio se consideraron futuras ampliaciones del parque de generación tales como: a) extensión de barras de 500kV para incorporación de nuevas unidades generadoras en la presa principal (3 máquinas síncronas de 172,5 MVA), b) incorporación de nuevas unidades generadoras en la presa auxiliar (3 máquinas síncronas de 172,5 MVA), c) construcción de una estación de maniobras que busca aumentar la operatividad del sistema. En este sentido, se analizó la confiabilidad de la extensión de barras considerando cada sistema eléctrico como siendo un sistema industrial según las indicaciones y recomendaciones establecidas en la norma IEEE Std. 493-1997 [1]. Se utilizaron parámetros como: tasa de fallas de componentes, tiempo medio entre fallas y tiempo medio de reparación de fallas para determinar los índices de desempeño de cada sistema eléctrico.

2. CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

En los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) la confiabilidad se refiere a la capacidad que tiene un sistema de entregar energía eléctrica a los consumidores en forma continua y bajo ciertos parámetros de calidad. La Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica define la confiabilidad en dos aspectos funcionales: adecuación y seguridad [2].

La confiabilidad en un SEP está cuantificada por medio de índices basados en la frecuencia, duración y magnitud de eventos que produzcan déficit en el suministro, los cuales son producto de la simulación de una gran cantidad de escenarios posibles en la operación del sistema. Entre los aspectos que afectan la confiabilidad de SEP estan: la topología, el tipo de equipos o componentes que se disponen, el estado de operación, la planificación y realización de mantenimiento adecuado, entre otros [3].



CLADE 2016

III CONGRESO DE LAS AMERICAS
DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

3 al 5 de Octubre de 2016
Sheraton Hotel, Ciudad de Córdoba
República Argentina

Organiza



Auspicia



CENTRO DE ESTUDIOS DE ENERGÍA PARA EL DESARROLLO – UNaM ARGENTINA

Clasificación según temario: B

2.1 Enfoque Determinístico

El enfoque determinístico define el nivel de confiabilidad de un sistema mediante la existencia de suficientes reservas en instalaciones de generación y transmisión [4]. El criterio N-1 es un método de evaluación determinístico, donde solamente se toma en cuenta la salida de un elemento del sistema y se analiza el cumplimiento de criterios establecidos posteriormente a la contingencia [5]. Se debe destacar que no es realista simular todos los escenarios posibles debido a la gran cantidad de elementos en el sistema. Esta evaluación, como otros tipos de estudios determinísticos, tiene la desventaja de considerar fallas o indisponibilidad de elementos con baja probabilidad de ocurrencia.

2.2 Enfoque Probabilístico

En esta técnica, es importante realizar suposiciones y simplificaciones ya que el modelo probabilístico de un componente se basa en observaciones del comportamiento según su historial de funcionamiento (pocas veces disponible). No obstante, a pesar de que en la actualidad existan diferentes técnicas probabilísticas [6], es difícil modelar el comportamiento de un SEP sin conocer su funcionamiento. Dentro de los enfoques probabilísticos hay dos categorías principales de evaluación: analítica y simulación [4], [7].

2.3 Niveles Jerárquicos en Sistemas Eléctricos de Potencia

Debido a la complejidad de los SEP es necesario plantear distintos niveles jerárquicos para estudios de confiabilidad: *Nivel 1*: sistema de generación, *Nivel 2*: sistema de generación y transmisión, *Nivel 3*: sistema de generación, transmisión y distribución [8]. Para este trabajo se consideró el Nivel Jerárquico 1, donde los aspectos analizados fueron: la estructura funcional de cada sistema de generación, el conjunto de generación total considerando todos los bloques generadores y la estación de maniobras.

2.4 Índices de Confiabilidad

El análisis de confiabilidad presentado en este trabajo fue realizado considerando las instalaciones actuales y las ampliaciones previstas en la CH como si fuesen sistemas industriales. Para este tipo de sistemas, la normativa sugiere algunos índices de confiabilidad que se definen a continuación [1].

2.4.1 Tasa de Falla de Componentes de un Sistema (λ)

La Tasa de Falla es la frecuencia con la cual determinadas fallas ocurren en un cierto intervalo de tiempo (fallas por hora o por número de operaciones del sistema). Este índice adopta valores específicos para cada sistema, o elemento del mismo, y se obtiene a través de datos estadísticos recopilados por el equipo de mantenimiento de cada unidad industrial. Ante la falta de registros de fallas, este índice puede ser adoptado directamente de valores sugeridos por normas. En este trabajo se consideró que la tasa de falla de los componentes que forman el sistema de generación de energía es constante dado que, se supone existe una reposición inmediata de los componentes que fallan.

2.4.2 Tiempo Medio entre Fallas (t_m)

El recíproco de la tasa de fallas se denomina Tiempo Medio Entre Fallas y es definido como:

$$t_m = \frac{1}{\lambda} \text{ [horas]} \quad (1)$$

La confiabilidad con la cual los componentes operan en un sistema sin falla, hasta un tiempo t , esta representada por la ley exponencial de confiabilidad, dada por:

$$R = e^{-\lambda t} = e^{-\frac{t}{t_m}} \quad (2)$$

**CENTRO DE ESTUDIOS DE ENERGÍA PARA EL DESARROLLO – UNaM
 ARGENTINA**

Clasificación según temario: **B**

siendo: $e = 2,718$, λ es la tasa de falla, t es el tiempo de operación y t_m es el tiempo medio entre fallas. La relación t/t_m es muy importante dado que, para aumentar la confiabilidad de un elemento o sistema es necesario que esta relación disminuya. Por otro lado, con el aumento de t_m la tasa de falla será reducida.

2.4.3 Cálculo de Índices de Desempeño - Sistema Serie y Paralelo de Componentes

Un conjunto de componentes representa un Sistema Serie si, para que el mismo funcione, todos los componentes deben obligatoriamente estar en funcionamiento. La Figura 1.A presenta un sistema considerado como un sistema serie. Por otro lado, un conjunto de componentes constituye un Sistema Paralelo si, para que el mismo funcione, es necesario que apenas uno de los componentes funcione (Figura 1.B).

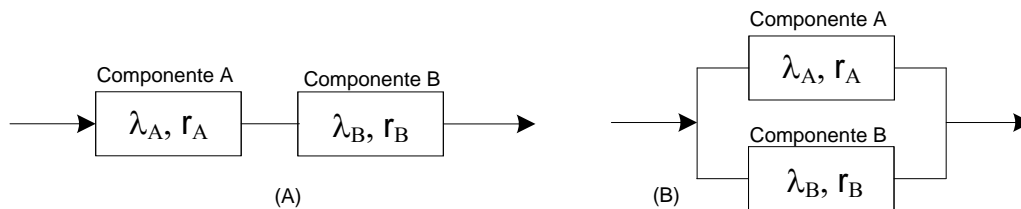


Figura 1. A) Sistema con dos componentes en serie, B) Sistema de dos componentes en paralelo.

En la Figura 1, λ_A y λ_B corresponden a las tasas de falla de los componentes A y B, respectivamente y r_A y r_B son los tiempos de reparo de los componentes. De esta forma, la tasa de falla (λ_S) y el tiempo medio de reparo (r_S) para el Sistema Serie de la Figura 1.A están dados por:

$$\lambda_S = \lambda_A + \lambda_B \quad (3)$$

$$r_S = \frac{\lambda_A \times r_A + \lambda_B \times r_B}{\lambda_S} \quad (4)$$

Por otro lado, la tasa de falla (λ_P) y el tiempo medio de reparo equivalente (r_P) para el Sistema Paralelo de los componentes representados en la Figura 1.B están dado por:

$$\lambda_P = \lambda_A \times \lambda_B \times (r_A + r_B) \quad (5)$$

$$r_P = \frac{r_A \times r_B}{r_A + r_B} \quad (6)$$

3. ESTUDIO DE CASO

En esta sección se presentará el estudio de confiabilidad del Sistema de Barra de 500 kV de una central hidroeléctrica real, considerando una serie de ampliaciones que buscan aumentar la potencia y operatividad del sistema de generación. Cada componente eléctrico adicionado al sistema actual de barras presenta un modo de falla que, en el conjunto total de componentes, puede influenciar negativamente sobre la confiabilidad global del sistema estudiado. Por tal motivo, este análisis pretende evaluar la influencia de las ampliaciones sobre la confiabilidad global del Sistema de Barras de la central y contempla solamente el circuito de potencia, siendo descartados del análisis los circuitos de medición y protección asociados a cada una de las barras que componen el sistema de generación.

3.1 Sistema Completo de Barras en 500 KV

La Figura 2 presenta el esquema simplificado del conjunto de barras en 500 kV de la central en estudio, el cual está conformado por:

- Tramo B1: barra primaria de la central, donde se conectan los generadores G01 a G10 localizados en la presa principal.

CENTRO DE ESTUDIOS DE ENERGÍA PARA EL DESARROLLO – UNaM ARGENTINA

Clasificación según temario: B

- Tramo B2: extensión de barra en la presa principal para conexión de generadores G11, G12 y G13.
- Tramo B3: barra “secundaria” de la central, donde se conectan los generadores G14 a G16 localizados en una presa construida sobre una ramificación del cauce principal del río.

Además del análisis de los tramos detallados anteriormente, se consideran también la confiabilidad de las líneas eléctricas en 500 KV utilizadas para interconexión de las barras. En este sentido, el sistema analizado contempla 5 Líneas de Transmisión (LT) representadas en la Figura 2 y denominadas:

- Línea L1: conecta el Tramo B1 con la Estación de Maniobras (EM).
- Línea L2: conecta el Tramo B2 con la EM.
- Línea L3: conecta el Tramo B3 con la EM.
- Líneas L4 y L5: conectan la EM con una Sub-Estación en 500 KV (SE).

Es importante resaltar que en este estudio también fue calculada la confiabilidad de la EM dado que representa un sistema eléctrico con mucha influencia sobre la confiabilidad global y la operatividad del sistema considerando las ampliaciones previstas.

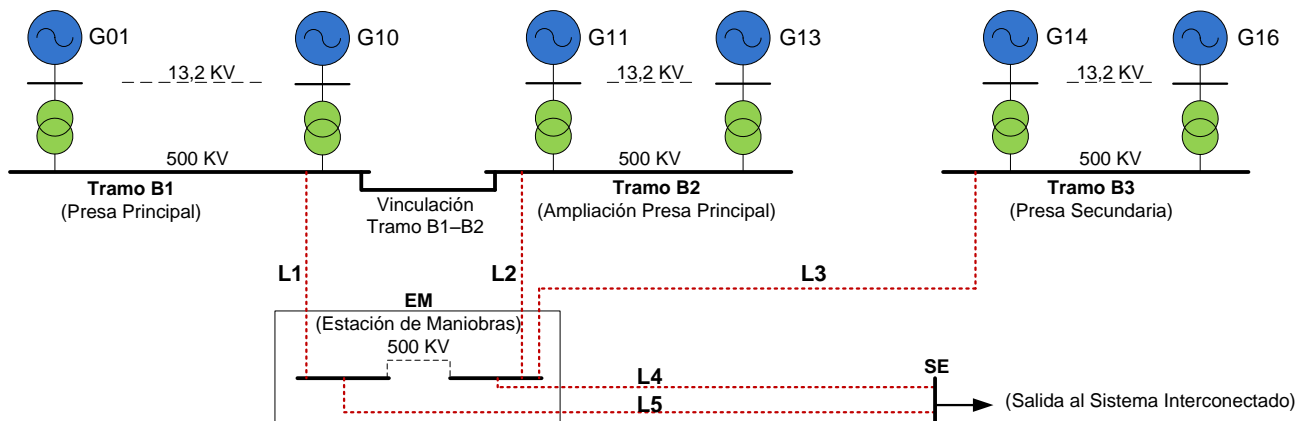


Figura 2. Esquema simplificado del sistema eléctrico analizado.

3.2 Confiabilidad del Sistema Eléctrico Asociado al Tramo B1

La Figura 3 presenta el diagrama unifilar de los equipos (componentes) eléctricos vinculados al Tramo B1. Este tramo de barra, correspondiente a la central principal, está compuesto por un doble juego de barras denominadas X1 y X2 donde cada barra está dividida por medio de interruptores en dos partes (X11-X12 y X21-X22). En esta configuración se tienen dos grupos de generación compuestos por bloques de 5 generadores cada uno distribuidos de la siguiente manera, *Grupo 1*: máquinas G01 a G05, *Grupo 2*: máquinas G06 a G10.

El primer paso en el análisis de confiabilidad es determinar los Conjuntos Mínimos de Corte¹ (CMC) a fines de modelar la red de confiabilidad para cada sistema de barras. En el caso del Tramo B1 se puede observar que los grupos 1 y 2 son iguales dado que tienen los mismos elementos eléctricos conectados en una configuración serie-paralelo similar (confiabilidad de sistemas industriales). Además es posible observar ramales unidireccionales de flujo de potencia en la dirección Generador–TramoB1 y ramales bidireccionales en la dirección Tramo B1–L1 los cuales son considerados en este análisis.

¹ Conjuntos Mínimos de Corte: conjunto mínimo de componentes del sistema que, cuando fallan, causan la falla del sistema.

CENTRO DE ESTUDIOS DE ENERGÍA PARA EL DESARROLLO – UNaM ARGENTINA

Clasificación según temario: B

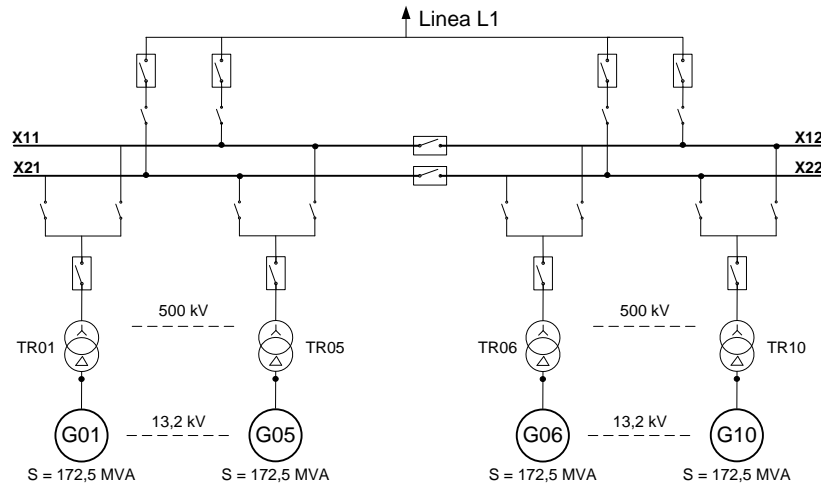


Figura 3. Diagrama unifilar del sistema eléctrico del Tramo B1.

Cada componentes eléctrico que conforma el sistema del Tramo B1 tiene índices de desempeño tales como: tasa de fallas " λ " [fallas/año] y tiempo medio de reparación " t_m " [horas/falla] los cuales deben ser obtenidos directamente de los registros de fallas de cada componente. En este estudio, estos índices fueron adoptados por recomendación de la norma IEEE Std. 493-1997 [1], presentados en la Tabla 1.

Tabla 1. Índices de desempeño de los componentes vinculados al sistema eléctrico del Tramo B1.

Componente	Código	λ [fallas/año]	t_m [hs]	Tiempo de Operación (t_{op}) [hs]
Generador Síncrono 172,5 MVA	G01	1,956	2,582	8.760
Transformador 13,2/500 kV	T01	0,015	11	8.760
Interruptor en SF6, 500 kV	I01	0,01	1	8.760
Seccionador en SF6, 500 kV	S01	0,01	1	8.760

La Tabla 2 presenta resumidamente los datos de historial de registros de intervenciones en la central. Estos eventos provocaron la desenergización de partes de la barra principal (Tramo B1):

Tabla 2. Datos de historial de registros de la central.

Fecha	Barra	Evento	t_m
22/03/2010	X11 y X12	Intervención en descargador de campo 03	4 hs
19/01/2012	X21 y X22	Falla en transformador de medición TV2	8 hs
19/10/2012	X11 y X12	Revisión de A23TV3	10 hs
22/11/2012	X21 y X22	Revisión de A23TV4	10 hs
14/04/2015	X21 y X22	Revisión de A23TV2	10 hs

Es importante aclarar que todos estos eventos fueron atendidos sin indisponibilidad de generación. Entre el año 2010 y 2015 se inutilizaron determinadas secciones del Tramo B1 por un total de 42 hs lo que lleva a estimar una indisponibilidad media de 10,5 hs/año con un índice de fallas de 1,25 fallas/año.

3.2.1 Conjuntos Mínimos de Corte (CMC)

En el sistema actual de generación de la central se tienen 10 generadores agrupados en 2 grupos. En función de los ramales unidireccionales y bidireccionales identificados en el diagrama unifilar del sistema eléctrico del Tramo B1 se determina que estos grupos tienen la misma "red de confiabilidad" y por lo tanto los mismos CMC los cuales son presentados en la Tabla 3 (para el Grupo 1).



CENTRO DE ESTUDIOS DE ENERGÍA PARA EL DESARROLLO – UNaM ARGENTINA

Clasificación según temario: B

Tabla 3. CMC para el sistema eléctrico del Tramo B1.

CMC Generadores (GEN)	CMC Transformadores (TRA)	CMC Interruptores (INT)
G01 G02 G03 G04 G05	T01 T02 T03 T04 T05	I01 I02 I03 I04 I05
CMC GEN – INT	CMC TRA – INT	CMC INT – TRA
G01 I02 I03 I04 I05	T01 I02 I03 I04 I05	I01 T02 T03 T04 T05
G02 I01 I03 I04 I05	T02 I01 I03 I04 I05	I02 T01 T03 T04 T05
G03 I01 I02 I04 I05	T03 I01 I02 I04 I05	I03 T01 T02 T04 T05
G04 I01 I02 I03 I05	T04 I01 I02 I03 I05	I04 T01 T02 T03 T05
G05 I01 I02 I03 I04	T05 I01 I02 I03 I04	I05 T01 T02 T03 T04
CMC GEN-TRA	CMC TRA-GEN	CMC INT-GEN
G01 T02 T03 T04 T05	T01 G02 G03 G04 G05	I01 G02 G03 G04 G05
G02 T01 T03 T04 T05	T02 G01 G03 G04 G05	I02 G01 G03 G04 G05
G03 T01 T02 T04 T05	T03 G01 G02 G04 G05	I03 G01 G02 G04 G05
G04 T01 T02 T03 T05	T04 G01 G02 G03 G05	I04 G01 G02 G03 G05
G05 T01 T02 T03 T04	T05 G01 G02 G03 G04	I05 G01 G02 G03 G04

3.2.2 Esquema Equivalente de Confiabilidad (EEC)

La representación esquemática de los CMC se denomina Esquema Equivalente de Confiabilidad (EEC) y la Figura 4 presenta el EEC para el Grupo 1 correspondiente al sistema eléctrico del Tramo B1 en función de los CMC identificados en la Tabla 3. Después de efectuar todas las combinaciones posibles de fallas de los componentes eléctricos del Grupo 1 se evidencian 33 CMC que tendrán influencia en el cálculo de la confiabilidad. Cada CMC tiene asociado un valor característico de fallas por año ($\lambda_{1B1}, \lambda_{2B1}, \dots, \lambda_{33B1}$) que serán determinados por las tasas de falla individuales de cada componente eléctrico.

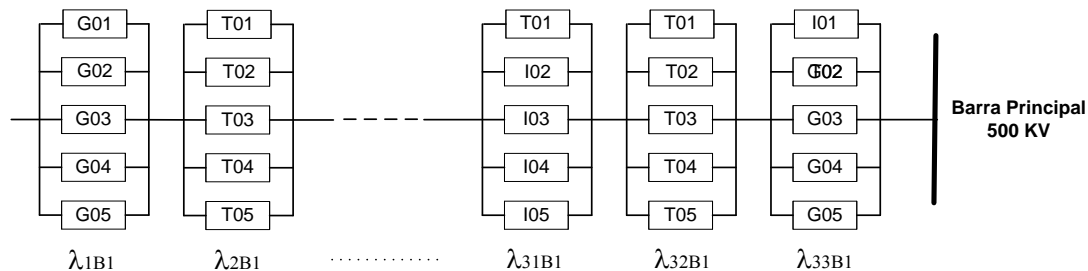


Figura 4. EEC para el sistema eléctrico del Tramo B1.

Considerando entonces todos los valores de tasas de falla del sistema mostrado en la Figura 4 se calcula la confiabilidad total del Grupo 1, cuyo valor es 95,58%. Como se definió anteriormente, el sistema eléctrico del Tramo B1 se compone de 2 grupos con idénticas redes de confiabilidad. De esta forma, el Tramo B1 tiene 2 sistemas de generación con el mismo valor de confiabilidad.

3.3 Confiabilidad del Sistema Eléctrico Asociado al Tramo B2

La Figura 5 presenta el diagrama unifilar de los componentes eléctricos vinculados al Tramo B2 (generadores G11, G12 y G13). En esta barra se tienen tres generadores con iguales características a las máquinas de la barra principal presentando los mismos elementos de protección y operación. Sin embargo este sistema presenta un importante elemento adicional para vincular los Tramos B1 y B2, el cual consiste en una Línea Aérea de Conexión en 500 kV (LC1).

Para el caso del Tramo B2, considerando su similitud con el sistema eléctrico del Tramo B1, son considerados los mismos índices de desempeño especificados en la Tabla 1. Sin embargo, se debe adicionar a este sistema eléctrico los índices de fallas de la línea LC1 en 500 kV para vinculación de los tramos, los cuales se presentan en la Tabla 4.



CENTRO DE ESTUDIOS DE ENERGÍA PARA EL DESARROLLO – UNaM ARGENTINA

Clasificación según temario: B

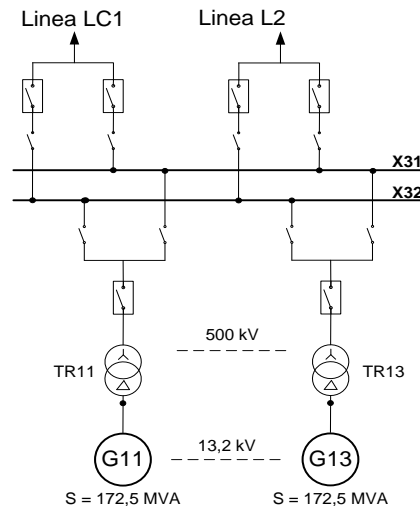


Figura 5. Diagrama unifilar del sistema eléctrico del Tramo B2.

Tabla 4. Índices de desempeño para la línea de conexión LC1 entre los Tramos B1 y B2.

Componente	Código	λ [fallas/año]	t_m [hs]	t_{op} [hs]
Línea Aérea en 500kV	LC1	0,2	3	8.760

3.3.1 Conjuntos Mínimos de Corte (CMC)

En el sistema eléctrico del Tramo B2 (que considera las máquinas G11, G12 y G13) se tiene una configuración de componentes similares a la configuración del Tramo B1 con el agregado de un elemento serie definido por LC1. La Tabla 5 presenta los CMC para el Tramo B2.

Tabla 5. CMC para el sistema eléctrico del Tramo B2.

CMC Generadores (GEN)	CMC Transformadores (TRA)	CMC Interruptes (INT)
G11 G12 G13	T11 T12 T13	I11 I12 I13
CMC GEN-INT	CMC TRA-INT	CMC INT-TRA
G11 I12 I13	T11 I12 I13	I11 T12 T13
G12 I11 I13	T12 I11 I13	I12 T11 T13
G13 I11 I12	T13 I11 I12	I13 T11 T12
CMC GEN-TRA	CMC TRA-GEN	CMC INT-GEN
G11 T12 T13	T11 G12 G13	I11 G12 G13
G12 T11 T13	T12 G11 G13	I12 G11 G13
G13 T11 T12	T13 G11 G12	I13 G11 G12
CMC Línea de Conexión		
LC1		

3.3.2 Esquema Equivalente de Confiabilidad (EEC)

La Figura 6 presenta el EEC para el Tramo B2 en función de los CMC identificados en la Tabla 5. Después de efectuar todas las combinaciones posibles de fallas de los componentes eléctricos se evidencian 22 CMC que tendrán influencia en el cálculo de la confiabilidad de este sistema.

CENTRO DE ESTUDIOS DE ENERGÍA PARA EL DESARROLLO – UNaM ARGENTINA

Clasificación según temario: B

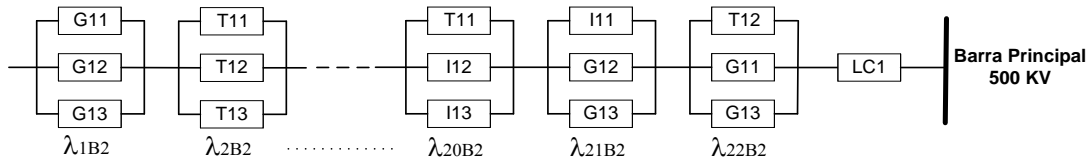


Figura 6. EEC para el sistema eléctrico del Tramo B2.

Considerando entonces todos los valores de tasas de falla del sistema mostrado en la Figura 6 se calcula la confiabilidad total del Tramo B2, cuyo valor es 96,78%. Se puede observar que la confiabilidad de este sistema es levemente mayor que la confiabilidad del sistema del Tramo B1 (95,58%) debido principalmente a que está conformado por un número menor de componentes.

3.4 Confiabilidad del Sistema Eléctrico Asociado al Tramo B3

El Tramo B3 tiene un sistema con 3 generadores (G14, G15 y G16) con configuración similar al del Tramo B1. Además, esta barra tiene tres elementos en serie a la salida de la barra constituidos por dos interruptores en SF6 en 500 kV (IB6–IB7) y una línea aérea (L3) de conexión con la estación de maniobras. Los índices de desempeño son adoptados según los valores que se detallaron anteriormente.

3.4.1 Conjuntos Mínimos de Corte (CMC)

De esta forma los CMC para este sistema son presentados en la Tabla 6.

Tabla 6. CMC para el sistema eléctrico del Tramo B3.

CMC Generadores (GEN)	CMC Transformadores (TRA)	CMC Interruptores (INT)
G14 G15 G16	T14 T15 T16	I14 I15 I16
CMC GEN-INT	CMC TRA-INT	CMC INT-TRA
G14 I15 I16	T14 I15 I14	I14 T15 T16
G15 I14 I16	T15 I14 I16	I15 T14 T16
G16 I14 I15	T16 I14 I15	I16 T14 T15
CMC GEN-TRA	CMC TRA-GEN	CMC INT-GEN
G14 T15 T16	T14 G15 G16	I14 G15 G16
G15 T14 T16	T15 G14 G16	I15 G14 G16
G16 T14 T15	T16 G14 G15	I16 G14 G15
CMC Interruptor SF6 (IB6)	CMC Interruptor SF6 (IB7)	CMC Línea L3
IB6	IB7	L3

3.4.2 Esquema Equivalente de Confiabilidad (EEC)

La Figura 7 presenta el EEC para el Tramo B3 en función de los CMC identificados en la Tabla 6. Aquí se evidencian 24 CMC que tendrán influencia en el cálculo de la confiabilidad de este sistema.

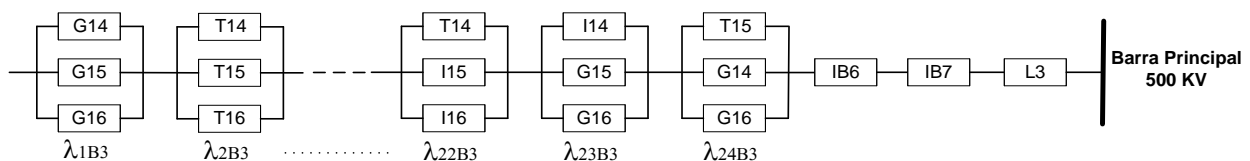


Figura 7. EEC para el sistema eléctrico de la barra B3.

CENTRO DE ESTUDIOS DE ENERGÍA PARA EL DESARROLLO – UNaM ARGENTINA

Clasificación según temario: B

La confiabilidad total calculada para el Tramo B3 es de 95,15%. Esta menor confiabilidad en relación al sistema eléctrico del Tramo B1 se debe a que tenemos componentes (IB6, IB7 y LC2) que comprometen en mayor proporción el suministro de energía a la barra principal de la central.

3.5 Confiabilidad del Sistema Eléctrico Asociado a la Estación de Maniobras (EM)

La EM está constituida por un doble juego de barras conformada, entre sus elementos principales, por 6 Interruptores en SF6 (In=1250A, 500kV) 4 Seccionadores de polos paralelos y 6 Seccionadores Pantógrafos Verticales que realizan la tarea de controlar el flujo de potencia en la estación. La misma presenta una confiabilidad elevada dado que cualquier falla en uno de los componentes dentro de la misma puede ser rápidamente corregida a través de la maniobra de los interruptores que comandan el flujo de potencia en el doble juego de barras.

3.5.1 Conjuntos Mínimos de Corte (CMC)

En el sistema eléctrico de la EM se tiene una configuración serie-paralelo de componentes que conforman una red de confiabilidad. Sin embargo, los componentes que al fallar generarían mayores problemas técnicos son: las líneas de interconexión de la EM con los Tramos B1, B2, B3 y, la Sub-Estación de vinculación con el sistema interconectado (SIN). De esta forma los CMC para este sistema están formados solamente por las líneas vinculadas a la EM, los cuales son presentados en la Tabla 7.

Tabla 7. CMC para el sistema eléctrico de la EMY.

CMC Líneas Eléctricas Vinculadas a la EM							
L1 L2 L3				L4 L5			
CMC Componentes de la EM							
IP2 IP4 S2 S3	IP2 IP4 S2 S4	IP2 IP4 S3 S1	IP2 IP4 S3 S2	IP2 IP4 S1 S3	IP2 IP4 S1 S4	IP2 IP4 S4 S1	IP2 IP4 S4 S2
IP2 IP4 IP1 S3				IP2 IP4 IP2 S1			
IP2 IP4 IP1 S4				IP2 IP4 IP2 S2			

3.5.2 Esquema Equivalente de Confiabilidad (EEC)

La Figura 8 presenta el EEC para la EM en función de los CMC identificados en la Tabla 7. En este caso de análisis se evidencian 14 CMC que tendrán influencia en el cálculo de la confiabilidad de este sistema.

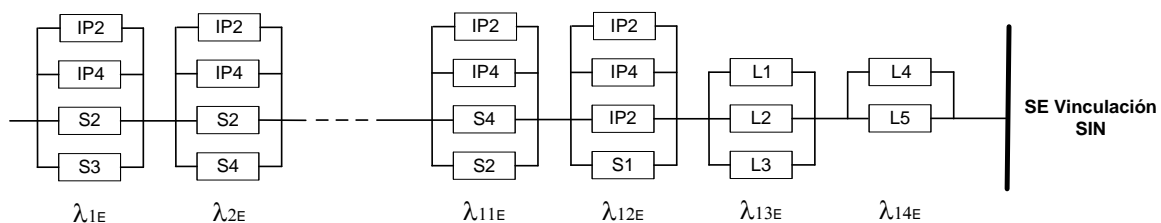


Figura 8. EEC para el sistema eléctrico de EMY.

La confiabilidad total calculada para la EM es de 96,52%. Es importante aclarar que la confiabilidad de la EM está condicionada por el índice de fallas de las líneas de conexión L4 y L5 dado que los componentes propios de la estación de maniobras conforman una red de confiabilidad segura.

3.6 Confiabilidad Individual de Cada Sistema

La Tabla 8 presenta los valores de confiabilidad para cada sistema eléctrico estudiado anteriormente.

CENTRO DE ESTUDIOS DE ENERGÍA PARA EL DESARROLLO – UNaM ARGENTINA

Clasificación según temario: B

Tabla 8. Valores de confiabilidad en [%] para cada sistema eléctrico analizado.

Sistema Eléctrico	Denominación	Confiabilidad
Barra principal de la central (sin ampliaciones previstas)	Tramo B1	95,58%
Extensión de barra en 500kV (incorporación de máquinas G11, G12 y G13)	Tramo B2	96,78%
Barra en 500kV sobre presa secundaria sobre ramificación del río	Tramo B3	95,15%
Estación de maniobras en 500kV	EM	96,52%
Confiabilidad global del sistema estudiado (Tramos B1, B2, B3 y EM)	CG	96,97%

4. PRINCIPALES CONCLUSIONES

Este trabajo presentó los estudios iniciales relacionados con la confiabilidad de sistemas eléctricos de generación, enfocándose en un estudio de caso relacionado a una extensión de barras en 500 kV y la construcción de una Estación de Maniobras. En este sentido se evaluó el nivel de confiabilidad de cada uno de los tramos de barras que figuran en las ampliaciones previstas considerando los componentes eléctricos que configuran la red eléctrica y determinando, en función de registros de fallas y recomendaciones de normas, los indicadores de desempeño de cada componente.

El estudio realizado muestra que el nivel de confiabilidad de todos los sistemas de barras está por encima del 95% siendo el sistema eléctrico del Tramo B2 el que mayor índice de confiabilidad presenta.

Considerando todas las ampliaciones previstas se puede admitir que la incorporación de las nuevas máquinas al parque de generación de la central estudiada suministrará mejor capacidad operativa a través de la estación de maniobras EM. El conjunto de tramos B1, B2 y B3 trabajarán en una configuración considerada como sistema paralelo, lo cual dará al sistema eléctrico mejor capacidad para suministrar energía tanto a la EM como a la Sub-Estación de vinculación con el Sistema Interconectado Nacional. En este sentido, considerando todas las ampliaciones previstas como una extensión de barras de la central, la confiabilidad global del sistema completo de barras en 500kV es del 96,97% representando un aumento de confiabilidad del 5% en relación al estado de operación original, lo cual llevado a valores económicos se traduce en importantes ganancias para la central.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEEE Std. 493-1997; "IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems", ISBN: 1-55937-969-3, New York, Estados Unidos, 1997.
- [2] North American Electric Reliability Corporation –NERC; "Understanding the Grid: Reliability Concepts", www.nerc.com/page.php?cid=1|15|123, April, 2011.
- [3] Schlabbach, J. y K.H. Rofalski; "Power System Engineering". Wiley-VCH, Weinheim, Germany", 2008.
- [4] Imbarack, F.; "Elaboración de una Herramienta Computacional para la Evaluación de la Confiabilidad de Sistemas de Transmisión Eléctricos". Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2006.
- [5] Garcés, L.P. y Gomez O.; "Análisis de Confiabilidad del Sistema de Transmisión Regional Usando Simulación de Montecarlo", Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2003.
- [6] Hernández, E. "Comparación de Métodos de Análisis de Confiabilidad Aplicados a Sistemas Eléctricos Industriales". Morelos: Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- [7] Li, W. Risk Assessment of Power System. John Wiley & Sons, New York, Estados Unidos. 2005.
- [8] Billinton, R. y R. Allan. "Reliability Evaluation of Power Systems". Plenum Press, New York, USA, 1996.