

Metodología para la Determinación de Ángulos de Sincronismo y Tiempos de Recierre en el Sistema Nacional Interconectado

J. X. Aimara¹

J. F. Ordoñez²

¹Operador Nacional de Electricidad - CENACE

E-mail: jaimara@cenace.org.ec

²CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC

E-mail: Jefferson.ordonez@celec.gob.ec

Resumen

La sincronización de líneas de transmisión, ya sea por su normalización posterior a trabajos de mantenimiento, o sincronización de islas eléctricas durante maniobras de restablecimiento de un sistema de potencia es una maniobra crítica tanto para equipos de transmisión como para unidades de generación. Adicionalmente, la operación exitosa de recierres automáticos es importante por razones de seguridad o confiabilidad. Por lo antes mencionado, el presente trabajo pretende establecer una metodología adecuada para la parametrización de los relés de sincronismo en líneas del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) del Ecuador, especialmente en relación a la diferencia angular máxima permitida entre los polos del interruptor asociado, considerando los posibles efectos sobre interruptores de potencia y unidades de generación. Con la finalidad de verificar que las variables eléctricas relevantes, identificadas en la metodología planteada, no superen los límites máximos permisibles se realizan numerosas simulaciones dinámicas en líneas de transmisión del anillo de 230 kV del SNT. Los resultados obtenidos permitirán determinar los ajustes apropiados de diferencia angular para la sincronización en el anillo de 230 kV del sistema eléctrico ecuatoriano.

Palabras clave— Sincronismo, diferencia angular, relé de sincronismo, esfuerzos torsionales.

Abstract

Synchronism of transmission lines, due to restoration to normal operation conditions after scheduled maintenance, or electrical island connection to a bulk power system is a critical switching operation either for transmission equipment and generation units. Moreover, successful automatic recloser operation is very important to maintain a safe and reliable power system. Therefore, the present research focuses on determining a proper methodology to set synchronism relays of transmission lines at National Transmission System (SNT) of Ecuador, especially for maximum standing phase angle between breaker poles, taken into account negative effects over circuit breakers and generators. In order to verify relevant variable behavior, which are previously specify for the suggested methodology, is within limits, extensive dynamic simulations are performed on transmission lines of 230 kV main ring of SNT. The final results will allow a properly standing phase angle setting for transmission line synchronism at 230 kV main ring of Ecuadorian power system.

Index terms— Synchronism, standing phase angle, sync relay, torsional effects.

Recibido: 12-09-2016, Aprobado tras revisión: 09-12-2016

Forma sugerida de citación: Aimara, J; Ordoñez, J. (2017). "Metodología para la Determinación de Ángulos de Sincronismo y Tiempos de Recierre en el Sistema Nacional Interconectado". Revista Técnica "energía".

No. 13, Pp. 63-69

ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

El cierre de elementos a nivel de transmisión, ya sea debido a mantenimientos de los mismos o la presencia de eventos de falla en un sistema eléctrico, requiere previamente la evaluación de condiciones de sincronización. Las variables eléctricas que son supervisadas durante la sincronización de dos sistemas eléctricos son voltaje (magnitud y ángulo), y frecuencia. En este sentido, es necesaria una evaluación de estos parámetros con la finalidad de tener las condiciones seguras de desarrollo de estas maniobras operativas, preservando la integridad de los componentes del SNI.

En condiciones normales de operación y en presencia de contingencias N-1 que no provoquen la separación de regiones importantes de un sistema eléctrico, la desviación de frecuencia no es una variable crítica para la sincronización de estos equipos. Por el contrario, las desviaciones de magnitud y ángulo del voltaje, entre dos subestaciones, podrían alcanzar valores considerables. Por tanto las máximas desviaciones de magnitud y ángulo del voltaje existente entre dos puntos de un sistema eléctrico, previo a su sincronización, deben ser cuidadosamente escogidos mediante una evaluación sistemática y determinación de límites máximos de estas desviaciones.

Previo a la ejecución de maniobras de cierre de elementos, en caso de requerirse una variación en el ángulo de sincronización, es necesario el ingreso de generación en zonas específicas del sistema; por ello, establecer la mayor variación de un ángulo de sincronización, manteniendo las condiciones de seguridad, se ve reflejado en un menor tiempo para recuperar el sistema y una disminución en el sobrecosto operativo debido al ingreso de una menor generación que no fue consideradas inicialmente en el despacho económico.

Por otro lado, considerando que las fallas monofásicas son las más recurrentes y, que para este tipo de fallas se encuentra activado un mecanismo de recierre automático, se evalúa el tiempo muerto para el recierre en las líneas de 230 kV del sistema nacional de transmisión, analizando un posible incremento de su valor sin que ello involucre disminuir condiciones de calidad y seguridad en el Sistema Nacional Interconectado (SNI).

2. SITUACIÓN ACTUAL DE LAS MANIOBRAS DE SINCRONIZACIÓN Y RECIERRE EN EL SNI

No se tienen antecedentes de la metodología utilizada para la determinación de los actuales

parámetros de sincronización en el sistema eléctrico ecuatoriano, lo que hace necesario evaluar los valores vigentes, basándose en recientes investigaciones y experiencias. Los parámetros de actuales de sincronización a nivel de 230 kV se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 1: Valores actuales de los parámetros de sincronización y recierre a nivel de 230 kV

Desviación de magnitud de voltaje (ΔV), %	10% del voltaje nominal
Desviación de ángulo de voltaje (ΔV), °	25° en la S/E Molino 230 kV y 20° en el resto del SNI
Desviación de frecuencia (Δf), Hz	0.1 Hz
Tiempo muerto para recierre, segundos	0.6 segundos

Generalmente se tienen condiciones adecuadas de desviación de frecuencia y magnitud de voltaje previo a una sincronización, siendo necesaria la evaluación del incremento del ángulo, sin que ello involucre efectos adversos en los contactos o aislamiento de un interruptor así como también en generadores eléctricamente cercanos.

Se han evaluado los recierres no-exitosos que se han presentado en la líneas de transmisión de 230 kV en el SNI, teniendo como principal causante el tiempo muerto para recierre, ya que una vez finalizado este tiempo el sistema no alcanza condiciones de sincronismo; por ello, se evalúa la necesidad del SNI de contar con un recierre rápido o en su defecto analizar las implicaciones de aumentar el tiempo muerto, permitiendo aumentar la probabilidad de que los recierres sean exitosos, lo que involucraría una disminución de tiempo notable en las maniobras de operativas para restituir el sistema.

3. METODOLOGÍA PARA PARÁMETROS DE SINCRONISMO Y RECIERRE

Para definir el tiempo de recierre, es necesario evaluar los máximos ángulos permitidos en el SNI. En este sentido se presenta en primera instancia la metodología empleada para establecer los ángulos de sincronización, valor de entrada para establecer el tiempo muerto de recierre.

3.1. Metodología para Establecer Ángulos de Sincronización

Para establecer la máxima diferencia angular previo a la sincronización se consideran los efectos adversos que se presentan tanto en equipo primario como en generadores eléctricamente cercanos.

Para el caso de equipos primarios, como se indica en las especificaciones de los fabricantes de los interruptores, detallados en la referencia [1],

la diferencia angular máxima en un interruptor, considerando como voltaje máximo el voltaje fase-neutro entre terminales del mismo, es de 60 grados eléctricos. Se debe tener presente que esta diferencia angular es establecida entre los contactos abiertos de un interruptor.

En las unidades de una central de generación, una diferencia angular extrema provocaría torques mecánicos por encima de lo permitido en etapa de diseño causando de esta forma daños en el eje de la turbina a largo plazo [2]. Una evaluación exhaustiva de los efectos torsionales en turbinas de vapor, considerando distintos escenarios operativos y el límite máximo de variación de potencia activa mencionado anteriormente, se presenta en [3]. Por este motivo, [4] limita a 0.5 pu (calculado en su propia base) la máxima variación en la potencia eléctrica de un generador térmico ocasionado por la diferencia angular entre dos sistemas.

Por los motivos antes expuestos, la metodología adoptada para selección de parámetros de sincronismo en líneas de transmisión incorpora, durante simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo, el cumplimiento de los límites en las variables eléctricas antes indicadas, representados en el presente documento mediante la evaluación del Impacto al Eje del Rotor (IER). Este índice se define como la variación de potencia máxima alcanzada en estado transitorio (PG2) con respecto al inicial (PG1), durante las tres primeras oscilaciones de potencia, como se establecen en la Fig. 1 y ecuación (1).

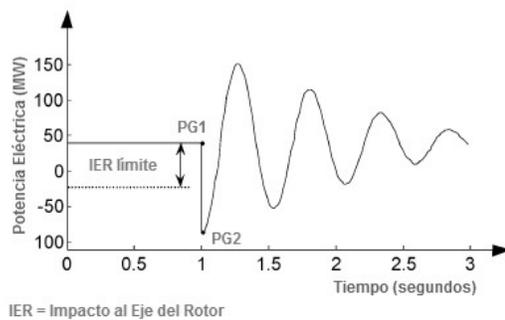


Figura 1: Impacto al Eje del Rotor (IER)

$$IER = |PG2 - PG1| \quad (1)$$

Criterio: $IER < 0,5 P_n$

Donde,

P_n Potencia nominal de la unidad de generación

IER Impacto al Eje del Rotor

PG1 Potencia de la unidad previo a la sincronización

PG2 Potencia en estado transitorio de la unidad posterior a la sincronización

El proceso consiste en evaluar el IER para diferentes ángulos de sincronización, modificándolo mediante el escalamiento de carga y despacho de generación que maximice la transferencia por las líneas de transmisión, hasta que se cumpla con el criterio indicado.

3.2. Metodología para Establecer el Tiempo Muerto de Recierre

El objetivo principal de habilitar recierres automáticos en sistemas de potencia es la de incrementar la seguridad y confiabilidad del mismo. En este sentido, y considerando como política operativa la activación de recierres automáticos en líneas de transmisión conformada por dos circuitos, la aplicación de esta función se la realizará con el objetivo de mejorar la confiabilidad del SNT ante contingencias N-1.

La velocidad de operación del recierre dependerá del tiempo muerto asignado al mismo. Este tiempo puede escogerse desde un valor mínimo, el cual depende de la des ionización del arco eléctrico en la fase afectada, y un valor máximo necesario para mantener la confiabilidad del sistema eléctrico. El tiempo muerto mínimo se puede determinar de la siguiente expresión [5]:

$$t = 10.5 + \frac{kV}{34.5} [\text{cycles}] \quad (2)$$

El voltaje nominal de la línea de transmisión se considera dentro de la variable kV. El valor obtenido en (2) representa el límite inferior del tiempo muerto. Al considerar el criterio de incrementar la confiabilidad en líneas de transmisión de doble circuito, el tiempo muerto máximo se considerará como el necesario para amortiguar las oscilaciones de potencia debido a la apertura de la línea fallada.

La Fig. 2 presenta la decisión de habilitar recierres lentos o rápidos en base a los resultados de las simulaciones realizadas y tomando como datos de entrada la máxima diferencia angular establecida previamente. Si el resultado de la simulación muestra condiciones inestables de operación ante contingencias N-1 en el SNI se decide la habilitación de recierres rápidos; de lo contrario, y al no ser crítica la contingencia para la seguridad del sistema de potencia, se prefiere la implementación de recierres lentos para mejorar la confiabilidad del mismo.

No se recomienda utilizar un esquema de recierre para fallas bifásicas o trifásicas debido a que es poco probable que este tipo de fallas sean de naturaleza transitoria, produciendo mayores inconvenientes en el SNI en caso de la actuación de un recierre, por lo cual estas fallas no son analizadas en esta evaluación.

El proceso indicado se muestra en el siguiente diagrama de flujo:

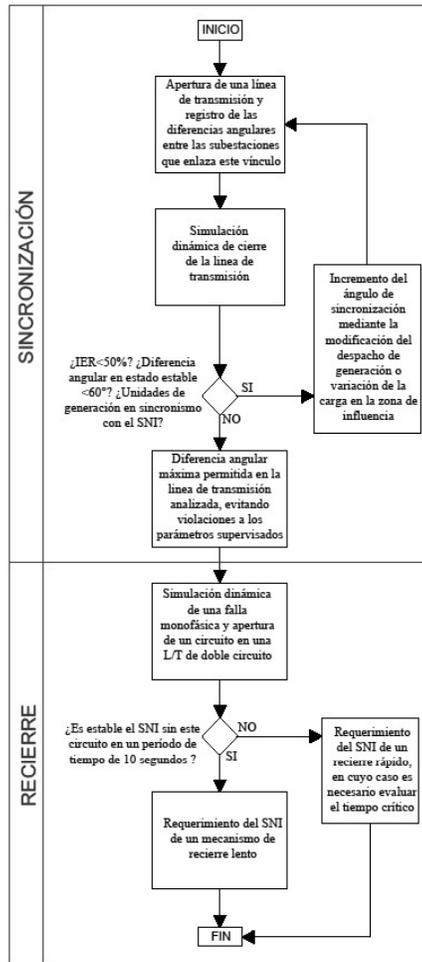


Figura 2: Diagrama de flujo de la metodología para determinación de ángulos de sincronismo y recierres en el SNI

4. RESULTADOS

4.1. Resultados de Ángulos de Sincronización

Para ilustrar los resultados recopilados durante el presente análisis, se muestra como ejemplo, los resultados obtenidos para la sincronización de un circuito de la L/T Totoras – Santa Rosa 230 kV y la L/T Totoras – Molino 230 kV, mostrados en la tabla 3 y la fig. 3, para un escenario de baja hidrología en demanda media.

La tabla 3 resume los resultados para dos líneas de transmisión. Para cada línea se analizan casos

que representan un determinado valor en el ángulo de sincronización previo a la maniobra de cierre de la línea. En cada caso se supervisa el cumplimiento de los criterios adoptados, monitoreando las unidades que podrían presentar posibles excursiones de los límites de IER establecidos. La fig. 3 muestra las simulaciones dinámicas realizadas en PowerFactory, en las cuales se supervisa la potencia de las unidades de generación en p.u., con respecto a su potencia nominal, lo que hace permite visualizar de manera simple la unidad de generación cuya potencia supere el 1.5 p.u. en estado transitorio.

El ángulo máximo permisible varía dependiendo de la línea analizada; para el caso de la L/T Molino – Totoras 230 kV, por ejemplo, se alcanzan diferencias angulares de 42° previo a la sincronización (caso 5 de la tabla 3), sin que ello involucre problemas en las centrales de generación. Para la L/T Santa Rosa – Santo Domingo 230 kV se alcanza el límite con una diferencia angular de 37.97° (caso 3), limitada por la variación de potencia de la central San Francisco.

Bajo este criterio se analizaron diferentes escenarios de demanda y de hidrología en el SNI. La máxima diferencia angular alcanzada para el resto de líneas se muestra en la tabla 2. Las líneas que no se muestran en la tabla se deben a que pese a las diferentes variaciones de carga o generación consideradas, e inclusive indisponibilidades de circuitos adyacentes, no se alcanzan variaciones que impliquen un riesgo en la excursión de los límites de IER establecidos

Tabla 2: Resultados para las máximas variaciones alcanzadas en las líneas de transmisión de 230 kV

Barra i	Barra j	$\Delta\theta$	Unidad que limita
El Inga	Pomasqui	30.30	Ninguna*
Pomasqui	Santa Rosa	26.73	Ninguna*
Inga	Santa Rosa	6.33	Ninguna*
Santa Rosa	Totoras	30.64	San Francisco
Totoras	Molino	41.81	Ninguna*
Pascuales	Molino	44.24	Ninguna*
Molino	Zhoray	31.26	Mazar
Milagro	Zhoray	44.83	Mazar
Santo Domingo	Quevedo	36.40	Baba
Santo Domingo	Toachi	36.08	Santa Rosa
Santo Domingo	Santa Rosa	37.63	Baba
Milagro	Esclusas	32.38	Sopladora
Milagro	Machala	25.82	Ninguna*
Milagro	Sopladora	30.02	Sopladora

*la máxima diferencia angular alcanzada no involucra a unidades de generación con riesgos de IER > 0.5 Pn

Tabla 3: Tabla de resultados para escenario de baja hidrología de demanda media, para la L/T Totoras – Santa Rosa 230 kV y L/T Totoras – Molino 230 kV

Barra i	Barra j	Condiciones previos al evento de sincronización (Estado Estable)							
		Caso de análisis	Barra i		Barra j		ΔV	$\Delta \theta$	
			V	θ	V	θ			
Santa Rosa	Totoras	caso 1	229.16	6.46	225.95	36.25	3.21	29.79	
		caso2	227.42	17.50	228.68	50.85	1.26	33.35	
		caso 3	224.99	22.29	227.83	60.26	2.84	37.97	
Totoras	Molino	caso 1	234.97	11.89	234.86	33.37	0.11	21.48	
		caso 2	232.70	18.56	232.88	50.62	0.18	32.06	
		caso 3	226.37	27.93	230.77	65.65	4.40	37.72	
		caso 4	228.97	41.58	229.97	81.61	1.00	40.03	
		caso 5	232.60	26.06	230.18	67.87	2.42	41.81	
Barra i	Barra j	Condiciones posteriores al evento de sincronización (Estado Dinámico)							
		Caso de análisis	Central / Unidad que limita la sincronización	Potencia Nominal (MW)	Potencia Previa (MW)	Potencia Posterior (MW)	ΔP_{gen} (MW)	ΔP_{gen} (pu)	Cumple IER
Santa Rosa	Totoras	caso 1	San Francisco	113.00	105.88	156.84	50.96	45%	SI
			TG3 Santa Rosa	17.00	14.99	9.30	5.70	34%	SI
		caso2	San Francisco	113.00	105.88	160.35	54.47	48%	SI
			TG3 Santa Rosa	17.00	14.99	8.52	6.48	38%	SI
		caso 3	San Francisco	113.00	105.88	165.88	60.00	53%	NO
			TG3 Santa Rosa	17.00	14.99	7.84	7.16	42%	SI
Totoras	Molino	caso 1	Ninguna	1.00			0.00	0%	SI
		caso 2	Ninguna	1.00			0.00	0%	SI
		caso 3	San Francisco	113.00	105.88	75.60	30.28	27%	SI
		caso 4	San Francisco	113.00	105.88	75.26	30.62	27%	SI
		caso 5	San Francisco	113.00	105.88	73.00	32.88	29%	SI

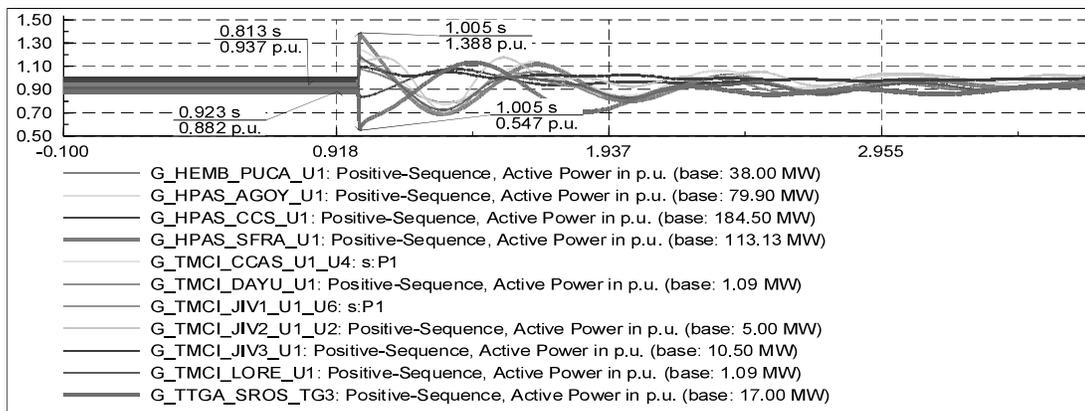


Figura 3: Variaciones de potencia de las unidades de generación en estado dinámico ante la salida de la L/T Santa Rosa –Totoras con un $\Delta \theta$ de 30.64°

En función de los resultados obtenidos, se pueden identificar problemas en ángulos de sincronización mayores a los 30°, siendo en la central Sopladora el valor más restrictivo. Sin embargo, es importante recordar que el límite del IER de 0.5 pu en la potencia eléctrica entregada por una unidad de generación, en el momento de sincronizar una línea de transmisión, es sugerido para unidades térmicas. En el caso del sistema eléctrico ecuatoriano, las centrales más importantes son hidráulicas, lo cual podría sugerir un límite de diferencia angular mayor al obtenido en las simulaciones.

Se podrían determinar diferentes ángulos de sincronización para cada línea de transmisión, pero ello implica que durante las maniobras de

restablecimiento se tengan inconvenientes y demoras. Por ello, se ha visto como prudente el manejar un solo ángulo para todo el SNI, considerando el valor más restrictivo. En este sentido, el valor del ángulo de sincronización para el sistema de 230 KV se lo propone en 35°. límite obtenido para la central térmica Santa Rosa.

4.2. Resultados de Tiempo Muerto para Recierre

Para los tiempos muertos de recierre, se evaluaron diferentes escenarios de operación, considerando un tiempo muerto de 10 segundos posteriores a la apertura, con el fin de verificar si para algún elemento se requiere un recierre rápido.

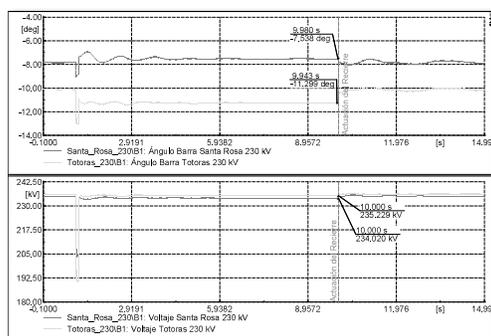


Figura 4: Comportamiento de magnitud y ángulo de voltaje durante el recierre a los 10 segundos de un circuito de la L/T Santa Rosa- Totoras 230 kV

Una vez analizadas las diferentes salidas de un circuito de las líneas de doble circuito en el anillo de 230 kV, para diferentes escenarios de operación, no se encontraron líneas que requieran un recierre rápido (el sistema es estable con el tiempo muerto para recierre en 10 segundos), por lo que con el fin de incrementar la probabilidad de conseguir un recierre exitoso, se deberá parametrizar el tiempo muerto en valores mayores.

Con estos antecedentes, se proponen los siguientes valores para sincronización y recierre a nivel de 230 kV:

Tabla 4: Valores recomendados de los parámetros de sincronización y recierre a nivel de 230 kV

Desviación de magnitud de voltaje (ΔV), %	10% del voltaje nominal
Desviación de ángulo de voltaje ($\Delta \theta$), °	35°
Desviación de frecuencia (Δf), Hz	0.1 Hz
Tiempo muerto para recierre, segundos	30 segundos

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se propone un ángulo de sincronización de 35° para el sistema de 230 kV del SNI, lo que permite preservar la integridad de las unidades de generación durante su vida útil y equipos primarios del Sistema Nacional de Transmisión.
- El incremento de 15° en el ángulo de sincronización permitirá optimizar los tiempos de reposición del sistema de transmisión posterior a un evento y, una disminución del sobre costo operativo debido a un menor requerimiento de ingreso de generación con el fin de alcanzar los parámetros de sincronización establecidos
- Se ha determinado que las centrales Sopladora, Mazar y San Francisco son las que presentan

el valores más restrictivos del ángulo de sincronización; sin embargo, hay que considerar que estas unidades son hidráulicas y podrían soportar unas mayores variaciones transitorias de potencia.

- Una vez analizadas diferentes salidas de líneas de transmisión a nivel de 230 kV, en diferentes escenarios de operación, no se encontraron líneas que requieran un recierre rápido. Por tanto, se recomienda, con el fin de incrementar la probabilidad de un recierre exitoso en el SNT, se parametrice el tiempo muerto en un valor de 30 segundos, tiempo posterior al cual se contará con el circuito energizado.
- Los valores determinados en el presente documento serán evaluados en un plan piloto en dos líneas de transmisión de 230 kV que presenten las mayores tasas de salida. Luego de su evaluación, los parámetros serán implementados a nivel de todas las subestaciones de 230 kV del SNI.
- Dependiendo de los requerimientos del sistema, se podrá evaluar la recomendación de generalizar el ángulo de sincronización para todas las barras de 230 kV del SNI en 35°, teniendo como referencia los siguientes valores máximos para aquellas barras que se permiten tener ángulos mayores a 35°:

Barra i	Barra j	$\Delta \theta$ máximo que se podría parametrizar
Totoras	Molino	45°
Pascuales	Molino	45°
Milagro	Zhoray	45°
Santo Domingo	Quevedo	40°
Santo Domingo	Santa Rosa	40°

AGRADECIMIENTOS

Se agradece al grupo de trabajo interinstitucional que permitió evaluar todos los escenarios de operación probables, tanto de CENACE como de CELEC EP TRANSELECTRIC. Con especial mención los Ingenieros Roberto Aguirre, Carlos Soria, Wilmer Gamboa.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Siemens, "Tie Circuit Breakers and Out-of-Phase Applications," TechTopics N° 95, 2013.
- [2] P. Kundur, "Power System Stability and Control," Chapter 15, McGraw Hill, 1994.

- [3] P. Pourbeik, D. Ramey, N. Abi-Samra, D. Brooks, A. Gaikwad, "Vulnerability of Large Steam Turbine Generators to Torsional Interactions During Electrical Grid Disturbances," IEEE Transactions on Power Systems, August 2007.
- [4] IEEE Working Group Report, "IEEE Screening Guide for Planned Steady-State Switching Operations to Minimize Harmful Effects on Steam Turbine-Generators," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, July/August 1980.
- [5] W. Elmore, "Protective Relaying Theory and Applications," Chapter 16, Marcel Dekker Inc., 2004.
- [6] "Procedimientos de Despacho y Operación V2.0"



José Xavier Aimara Guaita.-

Nació en Píllaro Provincia del Tungurahua el 1 de octubre de 1987. Los estudios superiores los cursó en la Escuela Politécnica Nacional, donde obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en 2012. En el 2012 trabajó en Proyectos

Integrales del Ecuador PIL S. A, desarrollando estudios transitorios de energización, utilizando el programa EMTP-ATP. Actualmente se desempeña en el cargo de ingeniero de planeamiento eléctrico en el Operador Nacional de Electricidad, CENACE. Sus áreas de interés radican en la planificación y operación de sistemas de potencia.



Jefferson Fabricio Ordoñez

Girón.- Nació en Machala en 1980. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2005, y la Maestría en Ciencias Aplicadas de la Universidad de Waterloo en 2015. Actualmente, se

encuentra laborando como especialista de gestión de operación en la Unidad de Negocio Transelectric, perteneciente a la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP.