

Análisis de Compensación Reactiva Serie en la Red de 230 kV del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano.

Francisco Andrade, Escuela Politécnica Nacional (EPN), Quito - Ecuador

Resumen- La implementación de compensación reactiva serie en líneas de transmisión, deberá estar basado en el desarrollo de un estudio que considere: límites operativos de las líneas de transmisión, niveles de voltaje, capacidad de cortocircuito y porcentajes admisibles de compensación serie. El principal objetivo de éste trabajo es desarrollar dicho estudio con la finalidad de determinar una alternativa de ubicación de compensación reactiva serie en la red de 230 kV, mejorando el comportamiento del sistema ante posibles contingencias. Dicho estudio se encuentra basado en una rutina creada mediante el programa DigSILENT de PowerFactory, la misma que luego de ejecutada, presenta el soporte reactivo necesario que permita establecer un punto de operación estable ante posibles contingencias

Índices – Compensación Serie, Líneas de Transmisión, Sistemas Eléctricos de Potencia.

I. INTRODUCCIÓN

Algunas contingencias en los circuitos de la red de 230 kV del Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T), pueden generar condiciones de inestabilidad que conduciría a un colapso total del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (S.N.I).

La doble contingencia del circuito de la línea de transmisión Santa Rosa - Totoras 230 kV, ocurrida el 15 de Enero de 2009, produjo un colapso del S.N.I., afectando el abastecimiento de energía a cerca del 70% del país. Por otra parte, se conoce que la implementación de compensación reactiva serie en líneas de transmisión, al reducir la distancia eléctrica entre puntos del sistema, permite incrementar el margen de estabilidad en estado estable así como la capacidad de transferencia de potencia.

Por esta razón, el objetivo central de este proyecto es realizar un estudio de estabilidad en estado estable a fin de determinar una alternativa de ubicación de compensación reactiva serie en la red de 230 kV,

mejorando el comportamiento del sistema ante posibles contingencias.

II. EFECTO DE LA COMPENSACIÓN REACTIVA SERIE EN UNA LÍNEA DE TRASMISIÓN.

La capacidad de transferencia de potencia de una línea de transmisión puede incrementarse con la ayuda de la implementación de bancos de capacitores serie. La reactancia negativa de los capacitores ($X_C = -1/\omega C$) compensa la reactancia longitudinal de la línea ($X_L = \omega L'$), permitiendo así reducir el ángulo de transmisión de la línea.

A. Límite térmico

Uno de los factores principales que determina el límite térmico de una línea de transmisión es la corriente que circula por ésta, al ingresar compensación reactiva serie se tiene que la impedancia total de la línea de transmisión se reduce, por lo que permitirá un incremento en el flujo de corriente, lo que conlleva un incremento de temperatura que podría provocar varios inconvenientes al conductor de la línea, entre los principales se tiene que:

- Afecta a la flecha que existe entre torres de transmisión
- Pérdida a la tensión mecánica

Con ello podría violarse las distancias a tierra permisibles, o bien podría excederse el límite de elasticidad del conductor.

B. Caída de voltaje

Se conoce que la implementación de compensación reactiva serie en líneas de transmisión reduce la distancia eléctrica entre puntos del sistema, por lo que permite incrementar la capacidad de transferencia de potencia, ayudando así a reducir la caída de voltaje.

C. Margen de estabilidad en estado estable

El margen de Estabilidad en Estado Estable se ve incrementado con la implementación de compensación reactiva serie en una línea de transmisión, al incrementarse dicho margen, la línea de transmisión necesita de una menor diferencia angular entre barras para lograr transferir la misma cantidad de potencia.

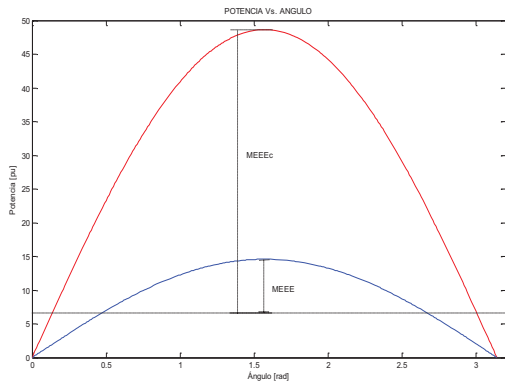
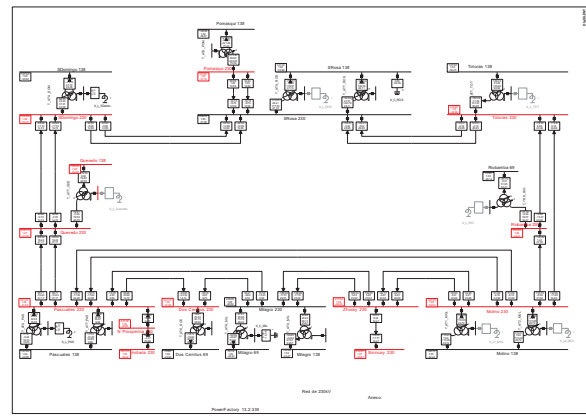


Fig. 1 Curvas de transferencia de potencia en línea de transmisión con y sin compensación reactiva serie.

III. DESCRIPCIÓN DE LAS CONDICIONES ACTUALES DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI).

El sistema nacional de transmisión tiene como base un anillo troncal a un nivel de 230 kV dispuesto de una red principal de doble circuito entre las subestaciones: Totoras, Santa Rosa, Santo Domingo, Quevedo, Pascuales, Dos Cerritos, Milagro, Molino y las líneas de transmisión que enlazan las subestaciones Molino con Riobamba, Riobamba con Totoras y Molino con Totoras por medio de circuitos simples, además del circuito que interconecta la S/E Santa Rosa con la S/E Totoras a un nivel de 138 kV, que es de mucha importancia para este estudio. En la red de 230 kV se dispone de dos enlaces radiales adicionales que permiten la conexión entre las subestaciones Pascuales – Trinitaria y otro entre las subestaciones Santa Rosa – Pomasqui. A este nivel de voltaje se suman las redes que involucran la interconexión entre el Ecuador y Colombia por medio del enlace Pomasqui – Jamondino y entre el Ecuador y Perú por medio del enlace Machala – Zorritos.



Para tener una visión más amplia de este proyecto se ha decidido tomar dos casos de estudio, el primero es el proporcionado por la CELEC EP – Transelectric y que corresponde a la situación en la que se encontraba el SNI en el año 2011, en el mes de noviembre, en hidrología baja.

El segundo caso de estudio se encuentra modificado a partir del primer caso, buscando asemejarse a la situación en la que se encontraba el sistema el 4 de septiembre del 2011, a las 19:00h, momento en el que se registró la mayor transferencia de potencia en la línea de transmisión Santa Rosa – Totoras de todo el año, alrededor de 200 kW por circuito.

IV. PERFILES DE VOLTAJE (ESCENARIO 1).

El flujo de potencia se corrió en una hora de demanda máxima para el sistema, 2761.81 [MW], es decir, 19:00 horas.

TABLA I
VOLTAJES Y ÁNGULOS DEL ANILLO TRONCAL DE 230 KV DEL SNI (ESCENARIO 1).

SUBESTACIO N (230 kV)	VOLTAJE		GRADOS
	[kV]	[pu]	[°]
Santa Rosa	230.76	1.05	-51.98
Santo Domingo	232.69	1.06	-50.27
Quevedo	235.75	1.07	-47.76
Pascuales	231.72	1.05	-41.04
Dos Cerritos	231.1	1.05	-41.26
Milagro	230.95	1.05	-40.52
Zhoray	237.04	1.08	-34.28
Molino	237.56	1.08	-33.63
Riobamba	233.54	1.06	-44.27
Totoras	233.82	1.06	-46.06

A continuación se presenta la gráfica de un flujo de potencia con la apertura de los dos circuitos de la línea de transmisión Santa Rosa – Totoras, con el objetivo de

demostrar que para este caso no converge el flujo de potencia.

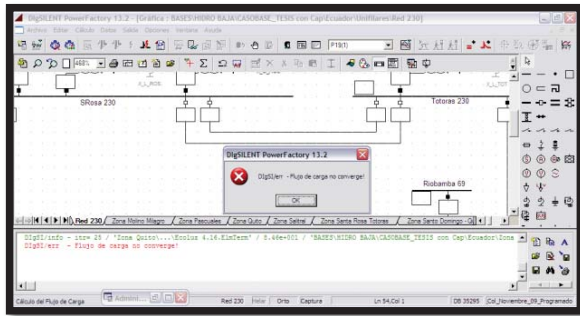


Fig. 1 No convergencia del flujo de potencia, Escenario 1

V. PERFILES DE VOLTAJE (ESCENARIO 2).

El flujo de potencia se corrió en una hora de demanda máxima para el sistema, 19:00 horas.

TABLA II
VOLTAJES Y ÁNGULOS DEL ANILLO TRONCAL DE 230 KV DEL SNI (ESCENARIO 2).

SUBESTACIO N (230 kV)	VOLTAJE		GRADOS
	[kV]	[pu]	[°]
Santa Rosa	233.16	1.06	-7.27
Santo Domingo	233.87	1.06	-2.42
Quevedo	232.49	1.06	4.09
Pascuales	227.35	1.03	14.91
Dos Cerritos	226.41	1.03	14.79
Milagro	226.06	1.03	16.46
Zhoray	231.06	1.05	24.40
Molino	232.02	1.05	25.17
Riobamba	227.19	1.03	7.75
Totoras	230.37	1.05	4.20

Así mismo se encuentra que para este escenario el flujo de potencia no converge con la apertura de los dos circuitos de la línea de transmisión Santa Rosa – Totoras.

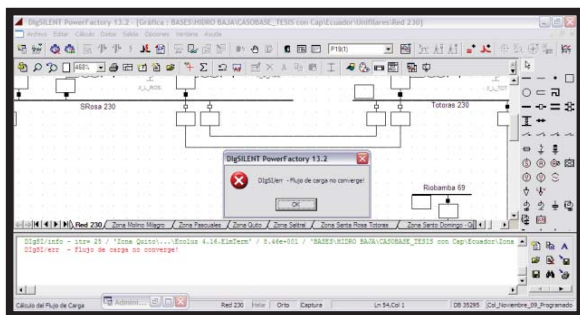


Fig. 2 No convergencia del flujo de potencia, Escenario 2

VI. DETERMINACIÓN DE LA RUTINA PARA ENCONTRAR EL MÍNIMO SOPORTE DE REACTIVOS EN LAS LÍNEAS QUE CONFORMAN LA RED DE 230 KV DEL SNI.

El objetivo de esta rutina creada con la ayuda de DigSILENT PROGRAMMING LANGUAGE (DPL), de la herramienta computacional DigSILENT PowerFactory, es permitir que converja un flujo de potencia dada una apertura de los dos circuitos de la línea Santa Rosa - Totoras, gracias a la ubicación de compensación reactiva serie.

El comando DPL “Compensación Capacitiva Serie” permite seleccionar las líneas que conforman el anillo de la red de 230 kV del SNI y las clasifica de acuerdo al valor de su reactancia de secuencia positiva, desde la mayor a la menor, después y con la ayuda de eventos de switcheo procede a la apertura de los dos circuitos de la línea Santa Rosa – Totoras. Acto seguido se toma el capacitor en serie de la línea con la mayor reactancia de secuencia positiva, es decir, la de más longitud eléctrica del sistema, y se lo incrementa hasta un cierto límite establecido chequeando que el flujo converja, si esto no es posible con la primera línea, entonces se sigue el mismo proceso con el capacitor de la siguiente línea más larga hasta lograr dicho objetivo.

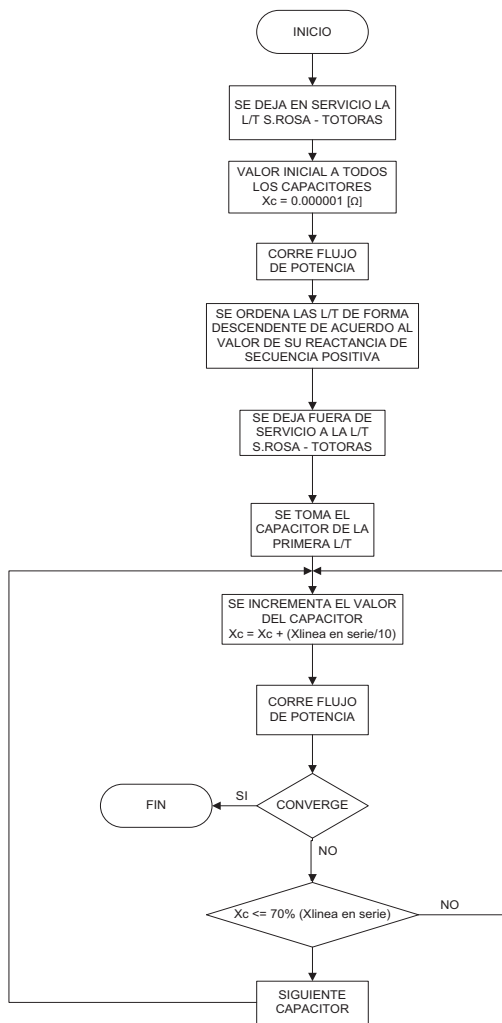


Fig. 3 Diagrama de flujo de DPL “Compensación Capacitiva Serie.

VII. DESCRIPCIÓN DE LAS CONDICIONES FINALES DEL S.N.I. CON LA IMPLEMENTACIÓN DE COMPENSACIÓN REACTIVA SERIE OBTENIDA EN EL PUNTO ANTERIOR.

A. Escenario 1

Como resultado de la rutina “Compensación Reactiva Serie” se obtuvo 4 bancos de capacitores en serie necesarios para lograr que el sistema soporte una doble contingencia de la línea de transmisión Santa Rosa - Totoras 230 kV

TABLA III
BANCOS DE CAPACITORES ENCONTRADOS CON LA AYUDA DE LA RUTINA DPL “COMPENSACIÓN REACTIVA SERIE”.

LÍNEA [230 kV]	Compensación Reactiva Serie (por circuito)	
	[Ω]	[F]
Totoras - Molino	58.94432	0.000045
Pascuales - Molino	53.4389	0.00004964
Molino - Riobamba	46.31929	0.00005727
Pascuales - Quevedo	13.73101	0.00019318

Las condiciones del sistema una vez ejecutada la rutina son las siguientes:

TABLA IV
VOLTAJES Y ÁNGULOS.

SUBESTACIO N (230 kV)	VOLTAJE		GRADOS
	[kV]	[pu]	[°]
Santa Rosa	200.58	0.91	-60.82
Santo Domingo	208.42	0.95	-55.52
Quevedo	218.60	0.99	-48.76
Pascuales	227.17	1.03	-38.87
Dos Cerritos	226.71	1.03	-39.71
Milagro	227.29	1.03	-38.74
Zhoray	234.85	1.07	-33.23
Molino	235.51	1.07	-32.67
Riobamba	235.69	1.07	-34.61
Totoras	235.05	1.07	-34.77

A. Escenario 2

Como resultado de la rutina “Compensación Reactiva Serie” se obtuvo 4 bancos de capacitores en serie necesarios para lograr que el sistema soporte una doble contingencia de la línea de transmisión Santa Rosa - Totoras 230 kV

TABLA V
BANCOS DE CAPACITORES ENCONTRADOS CON LA AYUDA DE LA RUTINA DPL “COMPENSACIÓN REACTIVA SERIE”.

LÍNEA [230 kV]	Compensación Reactiva Serie (por circuito)	
	[Ω]	[F]
Totoras - Molino	58.94432	0.000045
Pascuales - Molino	53.4389	0.00004964
Molino - Riobamba	46.31929	0.00005727
Pascuales - Quevedo	27.46201	0.00009659

Cabe mencionar que debido a que el ESCENARIO 2 es el caso más crítico de este estudio, el valor del último capacitor tomado por la rutina, es decir, el que

se encuentra en la línea Quevedo - Pascuales, aumenta con respecto al encontrado por la rutina en el ESCENARIO 1, reflejando la necesidad del sistema de un mayor soporte de compensación reactiva serie

Las condiciones del sistema una vez ejecutada la rutina son las siguientes:

TABLA VI
VOLTAJES Y ÁNGULOS.

SUBESTACIO N (230 kV)	VOLTAJE		GRADOS
	[kV]	[pu]	[°]
Santa Rosa	195.15	0.89	-16.91
Santo Domingo	195.60	0.89	-3.69
Quevedo	203.16	0.92	13.29
Pascuales	216.42	0.98	27.72
Dos Cerritos	215.87	0.98	27.55
Milagro	217.50	0.99	29.22
Zhoray	227.10	1.03	37.25
Molino	228.61	1.04	38.01
Riobamba	227.07	1.03	35.92
Totoras	226.51	1.03	35.67

VIII. ANÁLISIS EN LA RED DE 138 kV.

Es importante observar que al provocarse la doble contingencia de la línea de transmisión Santa Rosa – Totoras, el flujo que circulaba por ésta debe tomar otro camino, lo cual provoca la sobrecarga de varios elementos, y que debido a su nivel de sobrecarga son de gran importancia para este estudio, entre los de mayor importancia se encuentran: La generación en la barra de 138 kV de la Subestación Santa Rosa, el transformador ubicado entre las barras de 138 kV y 230 kV de la Subestación Totoras, y varias líneas de transmisión

TABLA VII
ELEMENTOS SOBRECARGADOS

ELEMENTOS CON SOBRECARGA	NOMBRE	NIVEL DE CARGA [%]
GENERADORES	G_TG1_ROS	148.98
	G_TG2_ROS	148.98
	G_TG3_ROS	148.98
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	L_TOTO_AM BA_1	184.34
	L_PUCA_AM BA_1	215.54
	L_PUCA_MUL A_1	233.78
	L_MULA_VIC E_1	182.45

TRANSFORMADOR	T_ATT_TOT	192.71
---------------	-----------	--------

El CENACE cuenta con un esquema sistémico utilizado para mejorar la estabilidad permanente y transitoria del SNI luego de la contingencia N-2 de la línea de transmisión Santa Rosa – Totoras.

Al ingresar la compensación reactiva serie encontrada en esta tesis en las líneas de transmisión de 230 kV se encuentra un nuevo punto de operación, pero es necesario tomar en cuenta que el esquema de alivio de carga antes mencionado es aplicable también con dicha compensación ya que ayuda a aliviar las sobrecargas en los elementos del sistema antes mencionados.

Es por eso que con el objetivo de mejorar las condiciones del sistema luego de ocurrida la contingencia de la línea Santa Rosa-Totoras, se propone utilizar paso a paso este esquema de deslastre de carga hasta encontrar una solución para la sobrecarga a los elementos mencionados.

A continuación se encuentran los pasos utilizados de deslastre de carga:

- a) Desconexión automática de carga en la Empresa Eléctrica Quito, mediante la apertura de:
 - La L/ST S/E 7 (San Roque) – S/E 3 (Barrionuevo)
 - La L/ST S/E Sur – Eplicachima
 - La L/ST Guangopolo Térmica (G. Hernández) - S/E Sur
 - La L/ST Guangopolo Hidráulica - S/E Sur
 - La L/ST S/E 9 (Miraflores) - L/ST Selva Alegre
 - La posición Eugenio Espejo 138 kV en la S/E Selva Alegre
 - La posición Eugenio Espejo 138 kV en la S/E Santa Rosa
 - Posiciones Eplicachima 1 y 2 46 kV en la S/E Santa Rosa
 - Posición San Rafael 46 kV en la S/E Santa Rosa.
 - Transformador de 138/46 kV de la S/E Cotocollao
 - Los cargas de la S/E Calderón y S/E 18
 - La posición de alta del transformador T1 de la S/E Vicentina

- La Posición El Carmen 138 kV en la S/E Santa Rosa
- b) Apertura de la posición Mulaló 138 kV en la S/E Vicentina.
- c) Desconexión de 90 MW de generación de la central Paute.

Como se observa, y gracias a la compensación reactiva insertada, no es necesario utilizar todos los pasos del esquema sistémico de deslastre carga, evitando que el sistema quede en islas y también encontrando un nuevo punto de operación estable.

Cabe mencionar la importancia de evitar que el sistema quede dividido en islas, ya que se tiene una condición más estable, además, que se mejora la respuesta de frecuencia del sistema.

Las condiciones finales del sistema luego de ejecutados los pasos de deslastre de carga son las siguientes:

TABLA VIII
VOLTAJES Y ÁNGULOS.

SUBESTACIO N (230 kV)	VOLTAJE		GRADOS
	[kV]	[pu]	[°]
Santa Rosa	222.69	1.01	11.49
Santo Domingo	211.77	0.96	24.31
Quevedo	208.38	0.95	42.47
Pascuales	218.00	0.99	58.93
Dos Cerritos	217.44	0.99	58.84
Milagro	219.03	1.00	60.81
Zhoray	229.20	1.04	69.58
Molino	230.84	1.05	70.42
Riobamba	237.40	1.08	70.77
Totoras	240.65	1.09	72.14

IX. ESCENARIO 1 CON CAPACITORES ENCONTRADOS EN ESCENARIO.

En una forma de demostrar que los capacitores encontrados para el caso más crítico (ESCENARIO 2), son los necesarios para superar la contingencia de los dos circuitos de la línea Santa Rosa – Totoras en un escenario distinto al encontrado, se realiza la simulación del sistema con dichos capacitores para el otro escenario (ESCENARIO 1), los resultados obtenidos se encuentran a continuación:

TABLA VIII
VOLTAJES Y ÁNGULOS.

SUBESTACIO N (230 kV)	VOLTAJE		GRADOS
	[kV]	[pu]	[°]
Santa Rosa	204.03	0.93	-59.73
Santo Domingo	210.99	0.96	-54.42
Quevedo	220.39	1.00	-47.60
Pascuales	228.28	1.04	-40.06
Dos Cerritos	227.78	1.04	-40.35
Milagro	228.20	1.04	-39.90
Zhoray	235.38	1.07	-34.35
Molino	235.99	1.07	-33.79
Riobamba	236.57	1.08	-35.65
Totoras	236.11	1.07	-35.76

X. CONCLUSIONES

- Se verificó que para los dos escenarios de estudio presentados en este proyecto, el Sistema Nacional Interconectado (SNI), no soporta una contingencia en los dos circuitos de la línea de transmisión Santa Rosa – Totoras, sin que este tenga el soporte de compensación reactiva serie en las líneas de transmisión del anillo de 230 kV.

- Al ubicar compensación reactiva serie en la red de 230 kV del S.N.I. se logra establecer un punto de operación estable ante la doble contingencia de la línea de transmisión Santa Rosa - Totoras 230 kV, mejorando así la estabilidad del sistema.

- Con la ayuda del programa DigSILENT de PowerFactory y de su herramienta DigSILENT PROGRAMMING LANGUAGE (DPL), se encontró el soporte reactivo necesario que permite superar la contingencia indicada en el punto anterior, gracias a las ventajas que ofrece el comando DPL en la ejecución de procesos iterativos (flujos de potencia, cortocircuitos, apertura y cierre de líneas de transmisión, etc.).

- El DPL “Compensación Capacitiva Serie” establece un punto de operación estable ante la doble contingencia de la línea de transmisión Santa Rosa - Totoras 230 kV, disminuyendo la distancia eléctrica que existe entre barras que conforman el anillo troncal de 230.

- Luego de ejecutada la rutina DPL “Compensación Capacitiva Serie”, se encuentra un nuevo punto de operación del sistema, en el cual converge el flujo de potencia, pero se debe observar

que el sistema queda con elementos con sobrecargas de mucha importancia, razón por la cual se toma la decisión de utilizar parte del esquema de alivio de carga para este tipo de contingencia.

- Gracias a la implementación de compensación reactiva serie en el anillo troncal de 230 kV del SNI se logró reducir el número de pasos en el esquema de alivio de carga utilizado para esta contingencia, consiguiendo así mejorar los perfiles de voltaje, eliminar sobrecargas en el sistema y lo más importante, evitar que el sistema quede dividido en islas.

XI. REFERENCIAS

- [1] KUNDUR, Prabha, Power System Stability and Control, Mc Graw-Hill, cap 6, pág. 228
- [2] G. Arroyo, "Operación de líneas de transmisión", Memoria IEEE, 1992, pág. 3.5/3
- [3] H. P. St. Clair, "Practical concepts in capability and performance of Transmission lines" Trans on PAS, Vol 72, Part III, págs.1152 - 1157, December 1953
- [4] ZIEGLER, Gerhard, Numerical Distance Protection Principles and Applications, SIEMENS, 2006, cap 3, pág. 187
- [5] SSR Working Group of the System Dynamic Performance Subcommittee. "Reader's Guide to Subsynchronous Resonance", IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, USA, Vol 7, N°1, February 1992, págs. 150 - 157
- [6] Anderson P.M., Agrawal B.L., Van Ness J.E., "Subsynchronous Resonance in Power Systems", IEEE Press, USA, 1989
- [7] HOROWITZ, H. Stanley, PHADKE, G. Arun "Power System Relaying" Second Edition, England, 1995, págs. 116- 132
- [8] ADÁN, Guerrero Luis Miguel, "Medición de la Impedancia de falla en líneas compensadas en serie utilizando la transformada de Fourier", Instituto Politécnico Nacional, México, 2005, cap. 2, págs. 8-13, <http://itzamna.bnct.ipn.mx:8080/dspace/handle/123456789/2519?mode=full>
- [9] THORP, S. James, PHADKE, G. Arun, "Computer Relaying for Power Systems" Research Studies Press Ltd, England, 1988, págs 87-160
- [10] QUILUMBA, Gudiño Franklin Lenin, "Análisis de estabilidad de voltaje en estado estable de sistemas eléctricos de potencia basado en el método de continuación aplicado a flujos de potencia", Escuela Politécnica Nacional, 2008, cap. 3, pág. 28
- [11] CONELEC, "Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano", 2010
- [12] VILLACIS, Larco Ana Valeria, "Análisis de cortocircuitos a nivel de 230 kV y 138 kV con la segunda línea de interconexión entre Ecuador y Colombia y Nueva Generación", Escuela Politécnica Nacional, 2007, cap.1, pág.12

- [13] CENACE, "Plan de Operación Oct. 2011 – Sep. 2012", 2011
- [14] BARBA, Roberto, SANTIANA, Santiago, "Restablecimiento del SNI ante la actuación del esquema sistémico Totoras – Santa Rosa", CENACE, Revista técnica Energía, séptima edición, Año 2011
- [15] CENACE, "Informe Trimestral", Enero – Marzo, 2009
- [16] DigSILENT Power Factory, MANUAL DigSILENT PROGRAMMING LANGUAGE Version 13.1, Germany, 2005
- [17] CHIMBORAZO Carrillo Linda, "Análisis de Estabilidad de Voltaje del Sistema Nacional Interconectado – SNI para el periodo 2010 – 2013, usando el programa DigSILENT PowerFactory", CENACE, Revista técnica Energía
- [18] VILLACRÉS, Kléver, IZA, Edison Javier, "Estudios Eléctricos para el Restablecimiento del Sistema Nacional Interconectado ante el disparo de líneas de transmisión del anillo troncal de 230 kV", CENACE, Revista técnica Energía
- [19] CENACE, "Niveles de Cortocircuito en las barras del SNI", Julio 2012
- [20] COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, "Requisitos mínimos para los sistemas de protección del SEIN", Perú, 2008, <http://contenido.coes.org.pe/alfrescostruts>

XII. BIOGRAFÍA



Francisco Xavier Andrade Pazmiño, Nació en Quito – Ecuador el 21 de diciembre de 1987, cursó sus estudios en la Unidad Educativa Experimental "Manuela Cañizares" obteniendo el título de Bachiller en Físico – Matemático, en el año 2005 ingresa a la Escuela Politécnica Nacional graduándose en el año 2012 de Ingeniero Eléctrico en la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Actualmente desempeña el cargo de Ingeniero Eléctrico en la Empresa Eléctrica Quito, en el departamento de Pérdidas Técnicas.

Sus áreas de interés son: Protecciones Eléctricas, Sistemas Eléctricos de Potencia, Alto Voltaje, Subestaciones Eléctricas y Líneas de Transmisión.