

Análisis de Estabilidad de Voltaje del Sistema Nacional Interconectado – SNI para el Período 2010 – 2013, usando el Programa DigSilent PowerFactory

L. Chimborazo †

H. Arcos ‡

† Centro Nacional de Control de Energía - CENACE

‡ Escuela Politécnica Nacional - EPN

Resumen - Al inicio de este documento se presenta una descripción del marco teórico que envuelve a la estabilidad de voltaje, las características de los elementos del sistema eléctrico de potencia y el uso de la herramienta computacional DigSilent Power Factory para la realización de estudios en ese campo.

Con el sustento teórico descrito, se desarrolla una metodología para la realización de este tipo de estudios en el Sistema Nacional Interconectado – SNI, lo que permite determinar contingencias críticas, barras débiles, y proponer alternativas al problema de inestabilidad.

La metodología de estudio definida, se la aplica para el análisis de estabilidad de voltaje para diversos casos que configuran un estudio del SNI para el período 2010 - 2013 considerando el plan de expansión de Transmisión 2010-2020 de CELEC-TRANSELECTRIC y el ingreso de las obras de generación planificadas para este período, lo que permite encontrar oportunidades de mejora al plan de la empresa Transmisora.

Palabras clave - Índices –Análisis de Estabilidad de Voltaje.

1. MARCO TEÓRICO

MÉTODOS PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE Y MODELOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA:

En esta sección al inicio se hace una introducción general sobre la temática de estabilidad en un sistema eléctrico de potencia y su clasificación; posterior a esto, se describen los métodos para el análisis de estabilidad de voltaje, poniendo especial interés en el método de flujos de continuación, considerando su aplicación a la realización de las curvas PV [1].

A. Estabilidad Del Sistema Eléctrico De Potencia

Se refiere a la capacidad del sistema de operar en condiciones normales; y al sufrir una perturbación, recuperar niveles aceptables de operación, que le permitan cumplir con las características de calidad del servicio, que se encuentren descritas en la normativa vigente.

1) *Clasificación de estabilidad del sistema eléctrico de potencia:* Si bien la clasificación de la estabilidad en sistema de potencia es efectiva para analizar el fenómeno, no se debe perder la idea de la estabilidad completa del sistema, es decir las soluciones que se den para un escenario bajo ciertas características propias del mismo no pueden afectar a otro. En la Fig. 1 se observa la clasificación de la estabilidad de un sistema de potencia en las denominadas categorías y subcategorías [2].

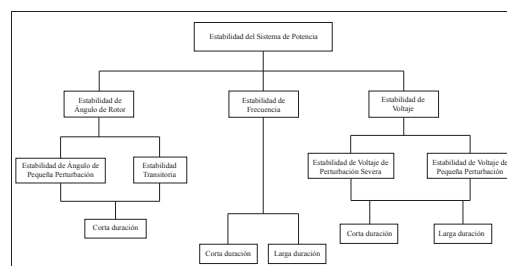


Figura 1: Clasificación de estabilidad de sistema de potencia

De la Fig. 1, la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia, para propósitos de estudio se la clasifica en tres grandes grupos:

- Estabilidad de ángulo del rotor
- Estabilidad de frecuencia
- Estabilidad de voltaje

- Estabilidad de ángulo del rotor:* se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas interconectadas en el sistema eléctrico de potencia de mantener el sincronismo cuando están sujetas a una perturbación, esto involucra la habilidad de mantener el equilibrio entre el torque electromecánico y el torque mecánico.
- Estabilidad de frecuencia:* el sistema es estable desde el punto de vista de la frecuencia cuando la generación total es igual a la demanda del sistema, incluyendo las pérdidas.
- Estabilidad de voltaje:* es la capacidad que tiene el sistema de mantener niveles de voltaje

aceptables de acuerdo a la normativa en todas sus barras, cuando opera en condiciones normales y bajo el efecto de una perturbación.

La estabilidad de voltaje está relacionada directamente con la capacidad del sistema de suministrar la potencia reactiva requerida, por lo que se dice que un sistema es inestable desde el punto de vista de voltaje cuando al inyectar potencia reactiva en una barra, el nivel de voltaje en la misma no aumenta [1,2]. A pesar de que la inestabilidad de voltaje es esencialmente un fenómeno local, las consecuencias del mismo pueden tener un impacto general en el sistema, si no es controlado oportunamente.

B. Colapso De Voltaje

Los efectos de un colapso de voltaje son mucho más serios que un período con bajos voltajes, gran parte del sistema puede experimentar un apagón [4].

El colapso de voltaje tiene las siguientes características:

- Es un fenómeno catastrófico e inesperado que tiene severos efectos en la red o en partes de la misma.
- Generalmente va acompañado por condiciones de alta carga en el sistema y/o salidas de elementos del sistema que limitan la capacidad de transferencia de potencia.

C. Métodos De Análisis De Estabilidad De Voltaje

Se lo puede hacer usando las herramientas para el análisis dinámico o estático, la elección se basa en los objetivos planteados en el estudio, velocidad de cálculo computacional, etc. A continuación se presenta una descripción de cada una de estas herramientas de análisis a considerar:

- 1) *Análisis Dinámico*: busca determinar la cronología de los eventos que llevan a la inestabilidad de voltaje, la resolución matemática es a través de ecuaciones diferenciales y usa simulaciones en el dominio del tiempo.
- 2) *Análisis Estático*: se lo utiliza para determinar límites y localización de áreas problema, éste utiliza ecuaciones algebraicas para representar las condiciones del sistema, el flujo de potencia y las características de voltaje y potencia. Las metodologías utilizadas para este análisis son entre otras:

- Curvas QV
- Técnica de Continuación (Curvas PV)

a) Curvas QV

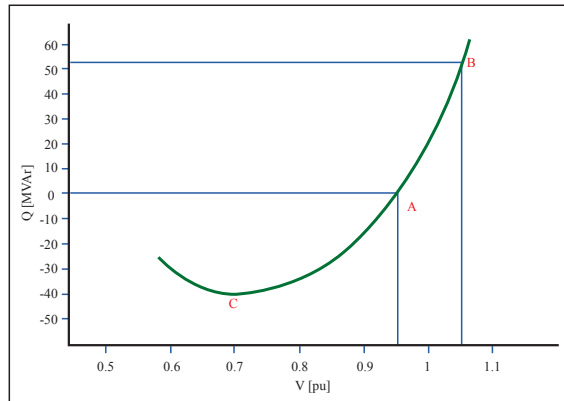


Figura 2: Curva QV típica

Se grafican relacionando la cantidad de potencia reactiva que se debe inyectar a una barra para mantener su nivel de voltaje en rangos aceptables, considerando constante la transferencia de potencia activa.

Análisis de Sensibilidad VQ: en una barra la sensibilidad VQ representa la pendiente de la curva QV en un punto de operación. Cuando la sensibilidad es positiva indica que la operación del sistema es estable y mientras más pequeña sea la sensibilidad, más estable es el sistema, la sensibilidad negativa indica que la operación del sistema es inestable

- b) *Técnicas de Continuación*: usan un proceso iterativo que implica pasos de predicción y corrección. Desde una solución inicial conocida, se usa un paso predictor tangente para estimar la solución para un patrón especificado de incremento de carga y generación. Luego, el paso corrector determina la solución exacta usando un análisis de flujo de carga convencional con la carga del sistema asumida fija. Los voltajes para un incremento mayor de carga son entonces calculados basándose en un nuevo paso de predicción tangente. Si el nuevo estimado de carga está más allá de la máxima carga de la solución exacta, un paso de corrección con cargas fijas podría no converger; por consiguiente; se aplica un paso de corrección con voltaje fijo en la barra monitoreada para poder encontrar la solución exacta.

Aplicación de la técnica de continuación en la obtención de la Curva PV: Esta metodología consiste en variar de forma progresiva la carga en una de las barras del sistema de potencia y observar lo que ocurre con el voltaje.

De la siguiente figura se concluye, el punto crítico en una curva PV es aquel en el se presenta una disminución abrupta del voltaje, conocido también como nariz de la curva o punto de colapso.

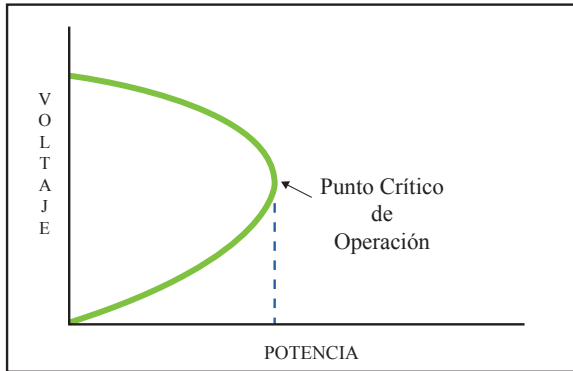


Figura 3: Curva PV

La curva PV es propia para cada barra en la que se asume crece la demanda, es decir la curva PV es única para cada una de las barras analizadas. De la Fig. 4, se puede observar que en la curva A, el voltaje permanece relativamente estable hasta el punto A1, a partir del mismo la variación del voltaje comienza a ser mayor (la caída es más rápida), hasta llegar al punto de colapso punto A. La curva B representa la ocurrencia de una perturbación, lo que provoca que los voltajes en la barra que se está analizando, sean menores que los de la referencia (curva A) o que el de las condiciones iniciales del sistema. La operación del sistema debe en esta nueva condición considerar la nariz de la curva B y estar preparado para la siguiente contingencia que se daría partiendo ahora de la curva B, como condición inicial [7]

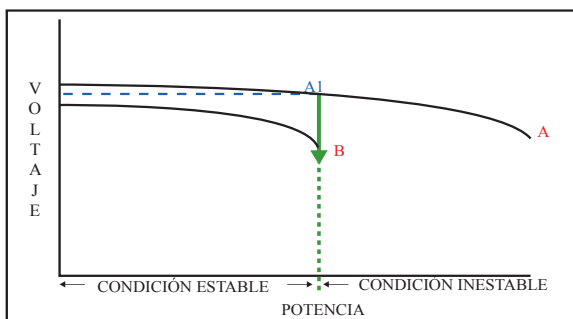


Figura 4: Zona estable e inestable en la curva PV

La distancia que existe desde el valor inicial de la carga (eje y) hasta la nariz de la curva, es lo que se define como *margen de cargabilidad* (Fig. 5), éste depende de las características eléctricas y de la topología propia de cada zona de estudio.

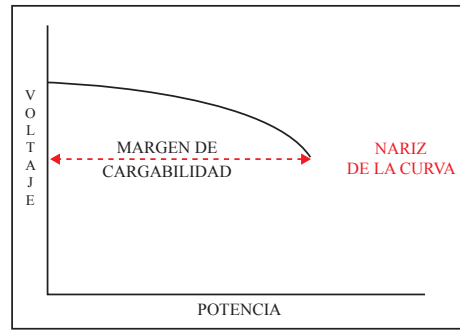


Figura 5: Margen de cargabilidad en la curva PV

El margen de cargabilidad de un sistema se lo puede entender como la carga máxima que puede soportar el mismo, antes de que se provoque el colapso de voltaje, a continuación se presenta una descripción más amplia.

D. Modelos Del Sistema De Potencia [10]

En esta sección se presenta los modelos del sistema eléctrico de potencia y la descripción de los mismos en la herramienta computacional

1) *Modelos De Carga (Tipos De Carga y Parámetros)*: la modelación de la carga en el sistema eléctrico de potencia varía de acuerdo al tipo de análisis o estudio que se desea realizar sobre el mismo. Dentro de la modelación de la carga existen básicamente dos tipos de modelos los estáticos y los dinámicos.

- a) *Modelos estáticos*: el objetivo principal de los modelos estáticos es determinar la dependencia de la potencia activa y reactiva de la carga en función del voltaje y frecuencia en un instante de tiempo.
- b) *Modelos dinámicos*: son utilizados en estudios de oscilaciones inter-área, y en estudios de largos períodos de estabilidad los cuales a menudo requieren que sean modeladas las características dinámicas de la carga.
- c) *Modelo de carga agregada en DigSilent*: en el programa DigSilent el modelo general de carga agregada para una barra es representado por una función de transferencia $F(s)$, tal como es mostrado en la Fig. 6

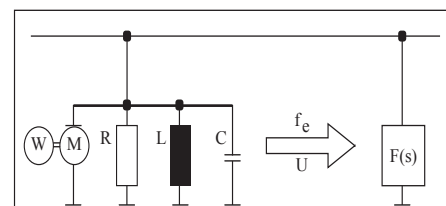


Figura 6: Modelo de carga agregada en DigSilent

2) *Modelos Del Generador [11]*: el comportamiento de las variables eléctricas del generador queda definido por las ecuaciones de voltaje y los flujos de los devanados.

a) *Curva de Capacidad del Generador*: para el análisis de estabilidad de voltajes es de especial interés la capacidad reactiva del generador debido a la necesidad de maximizar la entrega de potencia reactiva para mantener niveles adecuados de voltaje.

La curva de capacidad se grafica en términos de un voltaje especificado y el factor de potencia (usualmente 0.85 a 0.9 p.u.), en los ejes P y Q. Sin embargo la región de operación de la máquina está restringida por:

- La corriente de armadura
- La corriente de campo
- Límites de refrigeración

b) *Modelo de la máquina Sincrónica DigSilent*: el modelo general del generador se representa por una función de transferencia F(s), tal como es mostrado en la Fig. 7.

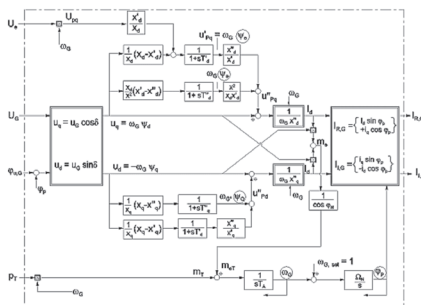


Figura 7: Modelo DigSilent simplificado de máquina síncrona

En este modelo, el generador es representado por una función en el dominio de Laplace, en la cual las variables de entrada son voltaje generador, voltaje de campo, potencia de la turbina y ángulo de carga del generador, y la salida es corriente del estator.

3) *Líneas De Transmisión*: para el flujo de potencia se considera el modelo π Fig. 8.

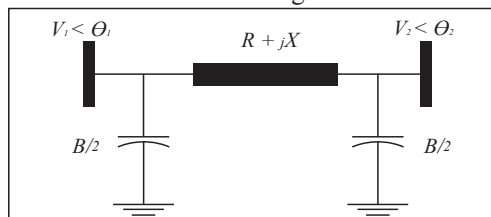


Figura 8: Modelo π de la línea de transmisión

E. Medidas Para El Control De Voltaje

El análisis de estabilidad de voltaje ayuda a diseñar y seleccionar medidas para evitar el colapso de voltaje y mejorar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. Las medidas que se pueden ejecutar van desde el período de planificación hasta la operación en tiempo real.

1) *Medidas de diseño del sistema*: En la etapa del diseño del sistema eléctrico de potencia es importante considerar lo siguiente:

- Aplicación de Dispositivos de compensación.
- Control del Voltaje de la Red y Salida de Potencia Reactiva de los generadores.
- Coordinación de Controles y Protecciones.
- Control de los LTC Bajo Carga.
- Deslastre de carga.

2) *Medidas operativas del sistema*, durante la operación del sistema para el control de voltaje es importante considerar los siguientes aspectos:

- Margen de Estabilidad
- Reserva Rodante
- Acción de los operadores

2. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA REALIZACIÓN DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

En esta sección se describe las características que ofrece la herramienta computacional a ser utilizada el Programa DigSilent para la realización de análisis de estabilidad de voltaje; en función de lo descrito en esta sección se definirá la metodología a ser aplicada para la realización de estudios de estabilidad de voltaje.

A. Análisis De Las Características Del Programa Digsilent Power Factory

El programa DigSilent Power Factory, es una herramienta que mediante el uso de una sola base de datos, que contiene toda la información del sistema eléctrico puede fácilmente ejecutar cualquiera o todas las funciones disponibles, todo ello en el mismo ambiente [27]. El análisis de estabilidad de voltaje en DigSilent puede ser realizado utilizando las siguientes opciones:

- Curvas QV
- Curvas PV
- Análisis dinámico
- Análisis modal

B. Establecimiento De La Herramienta De Análisis

El método de análisis que da como resultado márgenes de cargabilidad y barras débiles es la Curva PV, por lo tanto es la metodología que se utiliza en esta investigación.

C. Definición De Zonas De Estudio

Se recomienda dividir al sistema eléctrico en zonas de estudio, de esta forma será más fácil la determinación de barras débiles y fuentes de control de voltaje, este criterio se sugiere debido a que la estabilidad de voltaje involucra un control local, con esta consideración no hay que dejar de lado que sus consecuencias pueden ser generales para el sistema. Para la definición de zonas de estudio se recomienda considerar lo siguiente:

- Utilizar si existieren estudios anteriores.
- Topología de las zonas.
- Fuentes de generación asociadas.
- Considerar la experiencia operativa.

D. Fijación De Las Contingencias Para Las Que Se Determinará La Estabilidad De Voltaje

Previamente a la definición de contingencias para el análisis se establece los escenarios hidrológicos y de demanda.

Una contingencia consiste en uno o más eventos que ocurren simultáneamente o a en diferentes tiempos, lo que provoca un cambio en el estado de uno o más elementos del sistema de potencia. Una contingencia puede ser iniciada por un pequeño disturbio, una falla o una acción de apertura de algún elemento. Para la selección de contingencias en esta investigación se considera el criterio N-1.

E. Determinación Del Margen De Cargabilidad Para Las Condiciones Iniciales Del Sistema Y Para Las Contingencias Seleccionadas.

Para el análisis se consideran los siguientes criterios: el primero considerará como “aceptable” que al menos el margen de cargabilidad en las barras a ser analizadas no disminuya al año 2013; y el segundo criterio de acuerdo a la bibliografía consultada [29,30], considerará que el margen de cargabilidad al año 2013 debe aumentar al menos en un 5% en relación al valor actual.

F. Validación De La Propuesta Del Plan De Expansión De la Empresa Transmisora

Se realizará un análisis de estabilidad de voltaje considerando la inclusión de los elementos considerados en el PET al 2013.

3. APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA REALIZACIÓN DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

En esta sección se describe la aplicación, análisis y los resultados de la metodología propuesta para la realización de estudios de estabilidad de voltaje al SNI, usando la herramienta computacional DigSilent

Power Factory, para el sistema actual y para la proyección del sistema al año 2013.

A. Análisis De Estabilidad De Voltaje Para El SNI Ecuatoriano, Año 2010

Para el análisis de estabilidad del año 2010 se ha considerado los siguientes escenarios:

- Hidrológico: Lluvioso
- Demanda: Máxima

Esta consideración se la realiza debido a que en el período lluvioso la mayor parte de la generación es abastecida desde las Centrales Paute, Agoyán y San Francisco, se puede decir que la generación está concentrada en la zona sur-occidente del país. El escenario de demanda máxima, es en el cuál el sistema está sometido a mayor stress.

1) *Establecimiento de la herramienta de análisis*, de las herramientas en estado estable descritas en la primera sección, se va a utilizar la metodología de las Curvas PV.

2) Definición de zonas de estudio

Considerando los criterios de la sección anterior se han definido las siguientes zonas de estudio en el SNI ecuatoriano:

1. Zona Norte
2. Zona Riobamba – Ambato
3. Zona Agoyán – Coca
4. Zona Molino – Loja
5. Zona Santo Domingo – Esmeraldas
6. Zona Pascuales – Esclusas
7. Zona Milagro – Machala
8. Zona Quevedo - Chone

En la conformación de cada zona se debe considerar: la generación vinculada, las subestaciones que son parte y la carga de las Empresas Distribuidoras que es abastecida.

3) *Fijación de las contingencias para las que se determinará la estabilidad de voltaje*: A continuación se describe las contingencias para una zona ejemplo. La contingencia determinada como la más crítica es aquella que provoca que el margen de estabilidad sea el menor, esta característica se observa en los resultados de las Curvas PV.

Del análisis realizado para esta zona existen algunas contingencias que provocan inestabilidad pero la que provoca la mayor disminución del margen de cargabilidad es el disparo de un circuito de la L/T Daule Peripa– Portoviejo 138 kV, en la curva de esta contingencia se observa que el voltaje de inicio es

mayor que el de las otras curvas, esto se debe a que en el proceso de simulación al provocar esta contingencia el flujo de carga no converge y se ha procedido a tomar acciones para llevar al sistema a condiciones estables en donde existe solución para el flujo de potencia, para este caso las acciones que se pueden realizar considerando los recursos disponibles del sistema son ingresar con la generación de CELEC-TERMOPICHINCHA que se encuentra en la zona o desconectando carga.

Tabla 1: Análisis de Contingencias zona Quevedo-Chone

CONTINGENCIAS	CONSECUENCIAS	OTRA ZONA AFECTADA
Generación		
1 unidad de Daule Peripa	Bajos voltajes, sobrecarga del ATT de Quevedo.	Zona Norte
Línea de transmisión		
Daule Peripa-Quevedo 138 kV	Bajos voltajes en Portoviejo y Chone	Ninguna
Daule Peripa-Portoviejo 138 kV	Inestabilidad en el zona	Inestabilidad en el sistema
Portoviejo-Manta 138 kV	Bajo voltaje en Manta	Ninguna
Sto. Dgo. Quevedo 230 Kv	El sistema permanece estable	Ninguna
Pascuales - Quevedo 230 kV	Bajos voltajes en la zona	Zona Norte
Daule Peripa-Chone 138 kV	Bajos voltajes en Chone	Ninguna
Transformador		
Transformador Portoviejo 138/69 Kv	Sobrecarga del otro transformador.	Ninguna

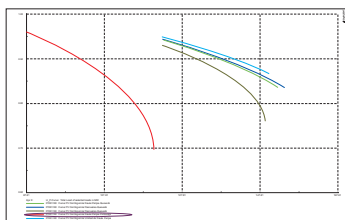


Figura 9: Curva PV - Contingencias zona Quevedo-Chone

De las zonas de estudio descritas en el numeral 2 de esta sección y considerando las contingencias más críticas para cada una de ellas, se ha seleccionado las siguientes cuatro zonas para realizar el análisis:

- Zona Norte
- Zona Agoyán – Coca
- Zona Quevedo – Chone
- Zona Molino - Loja

La selección de estas zonas se debe a que en ellas se encuentran las barras con menor margen de cargabilidad determinado en el análisis realizado y estos resultados coinciden con la experiencia operativa, ver Fig. 10.

En la Tabla 2, se presenta la contingencia más crítica para las zonas de estudio seleccionadas:

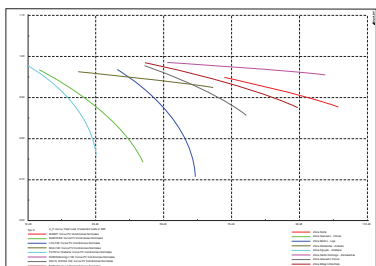


Figura 10: Curvas PV para barras del SNI

Tabla 2: Contingencia más crítica para cada zona de estudio

ZONA	CONTINGENCIA	OTRA ZONA AFECTADA
Norte	Santa Rosa – Totoras 230 Kv	Quevedo-Chone Riobamba-Ambato
Agoyán – Orellana	Agoyán	Ninguna
Quevedo – Chone	Daule Peripa – Portoviejo	Ninguna
Molino – Loja	Molino – Cuenca 138 kV	Ninguna

4) *Determinación del margen de cargabilidad para las condiciones iniciales del sistema y para las contingencias seleccionadas:* Se determina el margen de cargabilidad en condiciones normales y para la contingencia más crítica que es sometida cada zona de estudio.

Zona Norte:

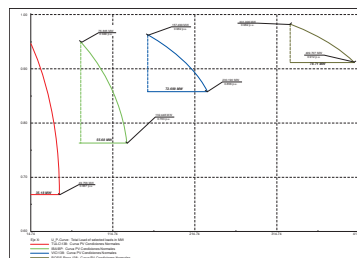


Figura 11: Curvas PV – Zona Norte en condiciones normales

Para realizar el análisis del margen de cargabilidad ante la contingencia más crítica para la zona que es el disparo de un circuito de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV, se han seleccionado las barras más débiles: Tulcán e Ibarra 138 kV.

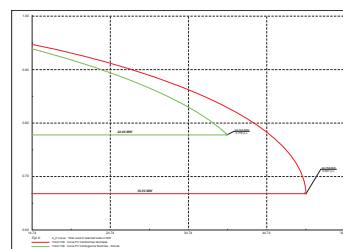


Figura 12: Curvas PV - Condiciones normales y bajo la contingencia más crítica – barra Tulcán 138 Kv.

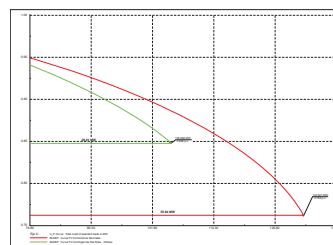


Figura 13: Curvas PV - Condiciones normales y bajo la contingencia más crítica - barra Ibarra 138 Kv

De las figuras 12 y 13 se concluye que ante la ocurrencia de la contingencia analizada el margen de cargabilidad se reduce notablemente en la zona, como se puede ver en la Tabla 3.

Tabla 3: Margen de cargabilidad para las barras críticas de la zona Norte

Barra	MARGEN DE CARGABILIDAD (MW)		% VARIACIÓN
	CONDICIONES NORMALES	POST-CONTINGENCIA	
Tulcán 138 kV	35.02	24.99	-29%
Ibarra 138 kV	55.84	28.81	-48%

Zona Agoyán – Orellana:

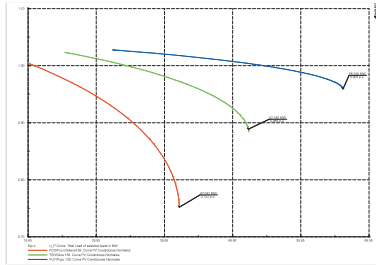


Figura 14: Curvas PV – Zona Agoyán-Orellana en condiciones normales

De la figura anterior, se concluye que las barras con menor margen de cargabilidad son Francisco de Orellana y Tena de 138 kV, en la Fig. 15, se observa como varía el margen de cargabilidad al ocurrir la contingencia de la salida de una unidad de la Central Agoyán.

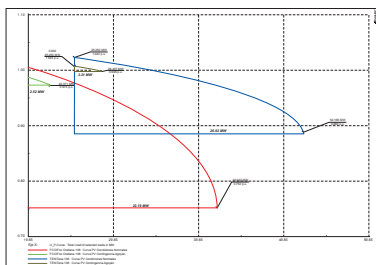


Figura 15: Curvas PV Condiciones normales y bajo la contingencia más crítica - barras Fco. de Orellana y Tena 138 kV

De la Fig. 15, se concluye que ante la ocurrencia de la contingencia analizada la reducción del margen de cargabilidad es notable, como se puede ver en la Tabla 4, esta contingencia es muy crítica para la zona.

Tabla 4: Margen de cargabilidad para las barras críticas de la zona Agoyán - Orellana

Barra	MARGEN DE CARGABILIDAD (MW)		% VARIACIÓN
	CONDICIONES NORMALES	POST-CONTINGENCIA	
Tena 138 kV	26.92	3.21	-88%
Fco de Orellana 138 kV	22.1	2.52	-89%

Zona Quevedo– Chone:

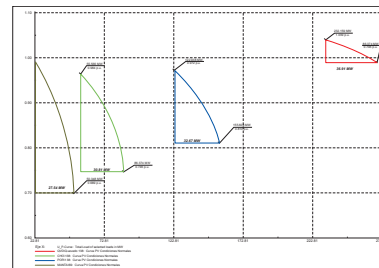


Figura 16: Curvas PV - Condiciones Normales - Zona Quevedo-Chone

De la figura anterior, se concluye que las barras con menor margen de cargabilidad son Chone 138 kV y Manta 69kV, a las que se realiza el análisis de la variación del margen de cargabilidad ante la ocurrencia de la contingencia más crítica para la zona.

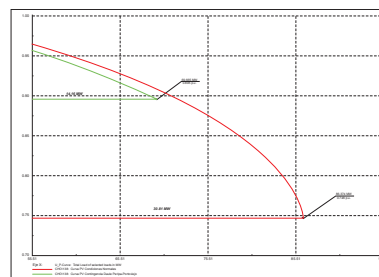


Figura 17: Curvas PV - Condiciones Normales y bajo contingencia más crítica - barra Chone 138 Kv

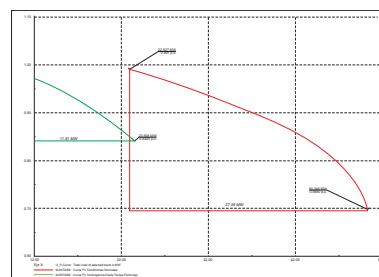


Figura 18: Curvas PV - Condiciones Normales y bajo las contingencias más críticas - barra Manta 138 kV

En la Tabla 5 se encuentra la variación del margen de cargabilidad.

Tabla 5: Margen de cargabilidad para las barras críticas de la zona Quevedo - Chone

Barra	MARGEN DE CARGABILIDAD (MW)		% VARIACIÓN
	CONDICIONES NORMALES	POST-CONTINGENCIA	
Chone 138 kV	30.81	14.16	-54%
Manta 69 kV	27.54	11.51	-58%

Zona Molino- Loja:

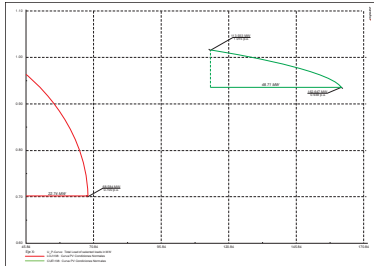


Figura 19: Curvas PV - Zona Molino - Loja en condiciones normales

De la Fig. 19, se concluye que la barra con menor margen de cargabilidad es Loja 138 kV, a la cual se realiza el análisis ante la ocurrencia de la contingencia más crítica para la zona que es el disparo de un circuito de la L/T Molino – Cuenca 138 kV.

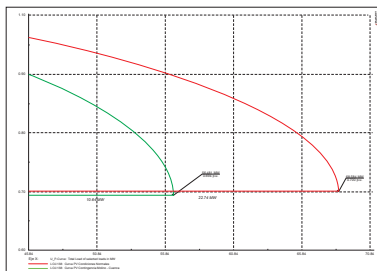


Figura 20: Curvas PV - condiciones normales y bajo la contingencia más crítica - barra Loja 138 kV.

En la Tabla 6, se encuentra la variación del margen de cargabilidad, de la barra de Loja 138 kV.

Tabla 6: Margen de cargabilidad para las barras crítica de la zona Molino - Loja

Barra	MARGEN DE CARGABILIDAD (MW)		% VARIACIÓN
	CONDICIONES NORMALES	POST-CONTINGENCIA	
Loja 138 kV	22.74	10.64	-53%

En la Fig. 21, se muestra el % de variación del margen de cargabilidad en cada una de las barras post – contingencia, de donde se concluye que las barras Tena y Fco. de Orellana 138 kV, presentan mayor disminución del margen de cargabilidad.

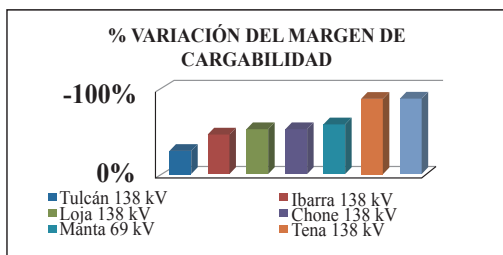


Figura 21: % de variación del margen de cargabilidad de las barras de estudio

B. Validación De La Propuesta Del Plan De Expansión De TRANSELECTRIC 2010 – 2020, Año 2013,

El objetivo de esta sección es obtener los resultados al año 2013, se busca conocer que tan cerca estarían del punto de inestabilidad las barras más débiles para el sistema actual.

CONSIDERACIONES GENERALES, se ha considerado, el ingreso de las obras descritas en el PET 2010 - 2020, la entrada en operación comercial de los proyectos de generación [5] como Mazar, Sopladora, etc. Para el análisis de estabilidad se consideran los siguientes escenarios:

- Hidrológicos: Lluvioso
- Demanda: Máxima : 3 810 MW

A continuación los resultados obtenidos:

ZonaNorte:

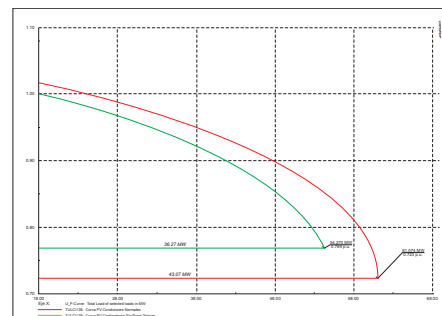


Figura 22: Curvas PV 2013 - condiciones normales y bajo la contingencia seleccionada - barra Tulcán 138 kV

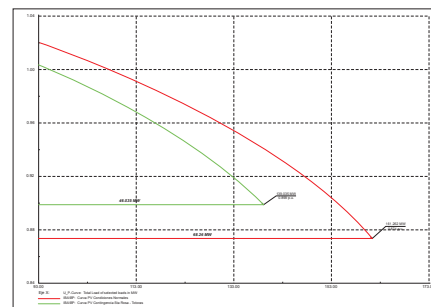


Figura 23: Curvas PV 2013 - condiciones normales y bajo la contingencia seleccionada - barra Ibarra 138 kV

De las figuras 22 y 23, se concluye que el margen de cargabilidad en las dos barras no se reduce notablemente, en la Tabla 7, se observa las variaciones del margen de cargabilidad en condiciones normales y después de la ocurrencia de la contingencia del disparo de un circuito de la L/T Santa Rosa- Totoras

Tabla 7: Margen de cargabilidad para las barras Tulcán e Ibarra al 2013

Barra	MARGEN DE CARGABILIDAD (MW)		% VARIACIÓN
	CONDICIONES NORMALES	POST-CONTINGENCIA	
Tulcán 138 kV	43.07	36.27	-16%
Ibarra 138 kV	68.26	46.04	-33%

En la Tabla 8, se presenta la variación del margen de cargabilidad al 2013 tomando como referencia el sistema actual, el margen de cargabilidad en el sistema en condiciones normales no ha aumentado, prácticamente se mantiene.

Tabla 8: Variación del Margen de cargabilidad para las barras Tulcán e Ibarra para el periodo 2010-2013

Barra	MARGEN DE CARGABILIDAD (pu)		% VARIACIÓN
	2010	2013	
Tulcán 138 kV	2.37	2.39	0.76%
Ibarra 138 kV	0.73	0.73	0.96%

Zona Agoyán – Orellana:

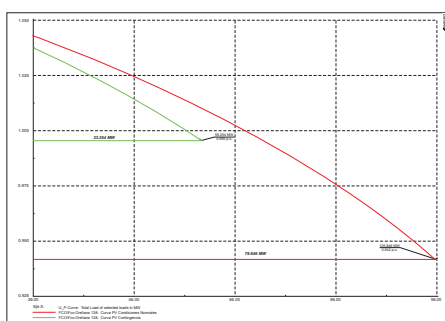


Figura 24: Curvas PV 2013 - condiciones normales y bajo una contingencia - barra Fco. de Orellana 138 kV

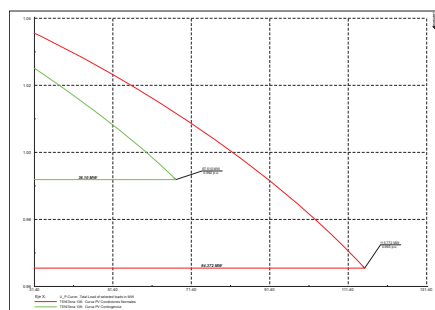


Figura 25: Curvas PV 2013 - condiciones normales y bajo una contingencia - barra Tena 138 kV

De lo representado en las figuras 24 y 25, se concluye la importancia del ingreso de las Centrales de Generación y elementos del SNT.

Tabla 9: Margen de cargabilidad para las barras Fco. de Orellana y Tena 138 kV al 2013

Barra	MARGEN DE CARGABILIDAD (MW)		% VARIACIÓN
	CONDICIONES NORMALES	POST-CONTINGENCIA	
Tena 138 kV	84.37	36.10	-57%
Fco de Orellana 138 kV	79.85	33.25	-58%

En la Tabla 10, se presenta los valores porcentuales en los que aumenta el margen de cargabilidad en condiciones normales de las barras para el 2013 con relación al sistema actual.

Tabla 10: Variación del margen de cargabilidad para las barras Fco. de Orellana y Tena 138 Kv, para el periodo 2010-2013

Barra	MARGEN DE CARGABILIDAD (pu)		% VARIACIÓN
	2010	2013	
Tena 138 kV	1.07	2.69	152%
Fco de Orellana 138 kV	1.12	3.07	175%

Zona Quevedo– Chone:

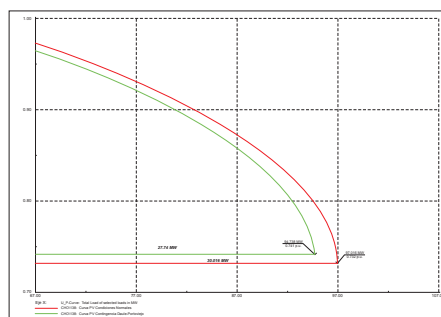


Figura 26: Curvas PV 2013 - condiciones normales y bajo la contingencia seleccionada - barra Chone 138 Kv

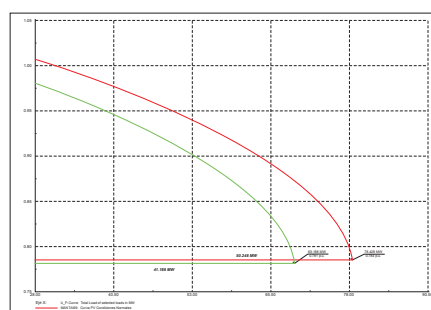


Figura 27: Curvas PV 2013 –condiciones normales y bajo la contingencia seleccionada - barra Manta 69 kV

De las figuras 27 y 28, se concluye que el margen de cargabilidad después de producirse la contingencia no se reduce drásticamente, esto se atribuye a los

cambios topológicos planificados. En la Tabla 11, se puede ver la variación del margen de cargabilidad.

Tabla 11: Variación del margen de cargabilidad para las barras Chone 138 kV y Manta 69Kv al 2013

Barra	MARGEN DE CARGABILIDAD (MW)		% VARIACIÓN
	CONDICIONES NORMALES	POST-CONTINGENCIA	
Chone 138 kV	30.02	27.74	-8%
Manta 69 kV	50.25	41.19	-18%

En la Tabla 12, se encuentra la variación del margen de cargabilidad con referencia al sistema actual, en donde se puede ver que para la barra de Chone de 138 kV ha disminuido, esto es contrario a lo esperado; en la barra de Manta de 69 kV el margen de cargabilidad ha aumentado esto se debe a la generación vinculada a esta barra y al cambio de su topología.

Tabla 12: Variación de margen de cargabilidad para las barras Chone 138 kV y Manta 69 Kv, para el periodo 2010-2013

Barra	MARGEN DE CARGABILIDAD (pu)		% VARIACIÓN
	2010	2013	
Chone 138 kV	0.56	0.45	-19%
Manta 69 kV	1.21	1.80	49%

Zona Molino– Loja:

El margen de cargabilidad de la barra no disminuye notablemente al presentarse la contingencia. En la Tabla 13 se presenta los resultados:

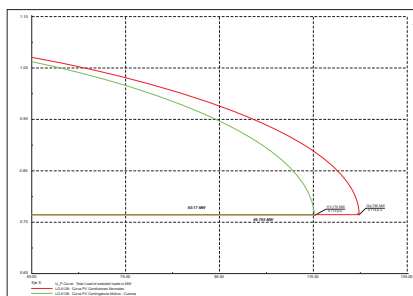


Figura 28: Curvas PV 2013 – condiciones normales y bajo la contingencia seleccionada - barra Loja 138 kV

Tabla 13: Margen de cargabilidad para la barra de Loja 138 kV al 2013

Barra	MARGEN DE CARGABILIDAD (MW)		% VARIACIÓN
	CONDICIONES NORMALES	POST-CONTINGENCIA	
Loja 138 kV	69.795	60.17	-14%

Se debe considerar que el ingreso de los proyectos de generación más importantes para el sistema está relacionado directamente con esta zona, además de la construcción del otro circuito de la L/T Molino – Cuenca.

Tabla 14: Variación del Margen de cargabilidad de la barra de Loja 138 kV, para el periodo 2010-2013

Barra	MARGEN DE CARGABILIDAD (pu)		% VARIACIÓN
	2010	2013	
Loja 138 kV	0.50	1.27	156%

De la Fig. 29, se concluye que las barras más débiles ante la ocurrencia de la contingencia seleccionada para cada zona son Tena y Fco. de Orellana; las mismas que para el sistema actual, es decir, que para el año 2013 la contingencia seleccionada aún es crítica para la estabilidad de la zona.

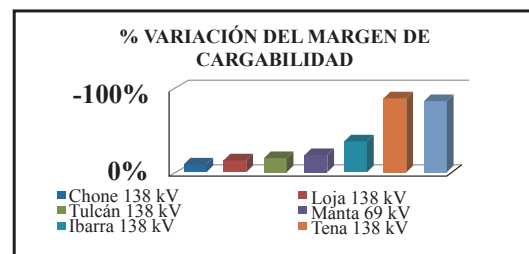


Figura 29: % de variación del margen de cargabilidad de las barras de estudio al 2013

A continuación el análisis de los resultados considerando los criterios mencionados.

El margen de cargabilidad no disminuya

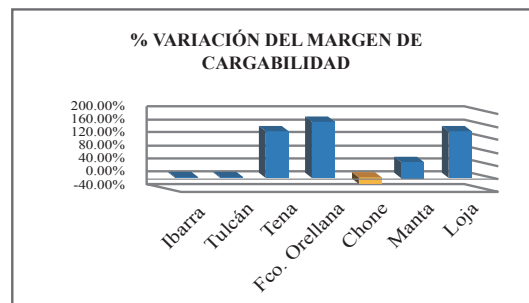


Figura 30: Variación del margen de cargabilidad de las barras analizadas en el periodo 2010 – 2013

De la figura anterior, se concluye que Chone de 138 kV es la única barra en la que el margen de cargabilidad se reduce, por lo tanto esta barra no cumple con el primer criterio considerado.

El margen de cargabilidad aumenta en un 5% con respecto al valor actual. se concluye las barras que no cumplen con este segundo criterio son las de Chone, Ibarra y Tulcán de 138 kV.

C. Sugerencias Técnicas

En función a los resultados obtenidos en la sección anterior, se han encontrado oportunidades de mejora al PET 2010-2020:

Chone 138 kV:

El punto donde el sistema ya no tiene solución es aquel en el que se presentan bajos voltajes y además se sobrecargan los siguientes elementos de la zona: el transformador ATT de Quevedo 230/138 kV, la L/T Daule Peripa – Chone 138 kV. En función de esto se plantea la inclusión de los siguientes elementos:

1. Capacitor en la barra de Chone de 12 MVAR.
2. Circuito adicional en la L/T Daule Peripa – Chone.
3. L/T Chone – Portoviejo 138 kV.
4. Transformador en Quevedo de 230/138 kV.
5. Circuito adicional en la L/T Daule Peripa – Chone y transformador en Quevedo de 230/138 kV.

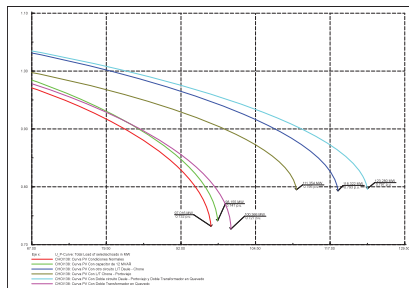


Figura 31: Curvas PV- alternativas para la barra de Chone 138 kV.

De la Fig. 31, se concluye que la opción que incrementa el margen de cargabilidad notablemente es la 5, por lo tanto sería la recomendable; la opción que le sigue es la 2; la diferencia entre estas opciones técnicamente para estabilidad de voltaje no son grandes; pero económicamente la diferencia sería importante.

Ibarra y Tulcán 138 kV:

Se concluye que el punto donde el sistema ya no tiene solución es aquel en el que se presentan bajos voltajes y además se sobrecargan los siguientes elementos de la zona: el transformador T2 de la Vicentina 138/46 kV y el transformador de Tulcán 138 y 69 kV.

En función de esto se plantea la inclusión de los siguientes elementos:

1. Capacitor en la barra de Ibarra.
2. L/T Ibarra - Vicentina
3. Capacitor en la barra de Tulcán.
4. Doble circuito en el anillo de 138 kV
5. Doble circuito en el anillo de 138 kV + L/T Ibarra – Vicentina
6. Capacitor en la barra de Pomasqui

7. Transformador en Vicentina
8. Transformador en Tulcán

En las figuras 32 y 33, se presenta los resultados:

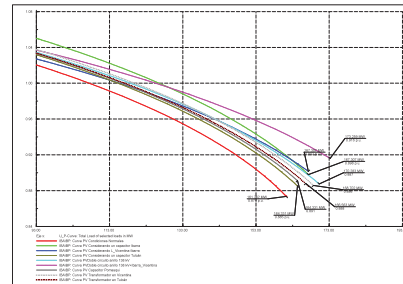


Figura 32: Curvas PV- alternativas para la barra de Ibarra 138 kV.

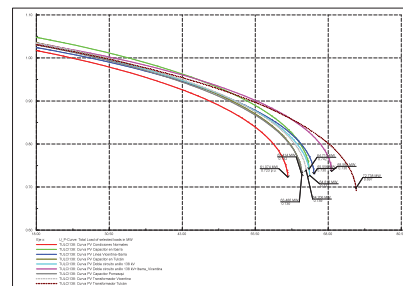


Figura 33: Curvas PV- alternativas para la barra de Tulcán 138 kV.

Se concluye que la opción que incrementa el margen de cargabilidad notablemente en la barra de Ibarra 138 kV es la opción 5, las opciones que le siguen son las 4, 2 y 1; la diferencia entre estas opciones considerando el aumento del margen de cargabilidad no son significantes.

Considerando que estas dos barras se encuentran en la misma zona de estudio, y buscando optimizar las sugerencias se concluye que el refuerzo del anillo de 138 kV más la L/T Ibarra – Vicentina es la opción que mejora notablemente el margen de cargabilidad en las dos barras analizadas. Considerando el punto de vista económico la realización de esta obra implicaría costos importantes por lo tanto y con esta consideración, se sugiere la incorporación de un banco de capacitores en la barra de Ibarra o la construcción de la L/T Ibarra – Vicentina 138 kV, como una solución altamente aceptable.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La metodología propuesta consigue resolver lo planteado y además pone a consideración un procedimiento para el desarrollo de análisis de estabilidad de voltaje, que puede ser aplicado en sistemas pequeños o como se ha visto en este proyecto a casos importantes que configuran un análisis para el SNI.

- El nivel de voltaje de una barra no es suficiente criterio para considerar que el sistema es estable, ya que del análisis realizado se concluye que en barras con niveles de voltaje aceptables se puede llegar al punto de inestabilidad.
- Existieron barras seleccionadas que no cumplieron con los criterios de estabilidad, por lo cual se evidencia la importancia de considerar algún criterio de estabilidad de voltaje para el desarrollo del PET.
- De la información obtenida y del análisis realizado en este proyecto, se concluye que no existe ningún criterio de estabilidad de voltaje para el desarrollo del PET.
- En los estudios de planificación del SEP, es importante considerar el criterio de estabilidad de voltaje; para asegurar que los cambios en la topología mejoren el perfil de voltaje y a su vez aumenten su margen de cargabilidad con respecto al punto de colapso.
- Mientras las obras definidas en el PET, se incorporen al SNI, es importante que la operación en tiempo real busque con los recursos disponibles del sistema mantener niveles de voltaje adecuados.

AGRADECIMIENTOS

Especial reconocimiento a la colaboración y sugerencias a esta investigación de Nelson Granda y Paúl Salazar.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

A continuación se encuentra la lista de algunas de las referencias bibliográficas consultadas:

- [1] VAN CUTSEM T., VOURNAS C, *“Voltaje Stability of Electric Power Systems”*, Norwell, MA, Kluwer, 1998.
- [2] IEEE/CIGRE Joint Task Force, *“Definition and Classification of Power System Stability”* -, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, Mayo, 2004.
- [3] GRANDA, N. *“Análisis de estabilidad de voltaje del Sistema Nacional Interconectado”*, Escuela Politécnica Nacional, 2006.
- [4] ILIC, M. ZABORSZKY, J. *“Dynamics and Control of Large Electric Power Systems”*. John Wiley & Sons, USA, 2000.

- [5] REACTIVEPOWERRESERVEWORKGROUP, *“Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power reserve Monitoring Methodology”*. WECC. Mayo 1998.
- [6] WEEDY W.M., *“Sistemas Eléctricos de gran potencia”*, Reverte, 1981.
- [7] CENACE, *“IT-CEN-01 Elaboración de Documentos”*, CENACE 2009.
- [8] IEEE/PES, *“Voltage Stability Assessment, Procedures and Guides”*. Final Draft. January, 2001. <http://www.power.uwaterloo.ca>
- [9] CAÑIZARES, C. et al. *“Point of Collapse Methods Applied to AC/DC Power Systems”* IEEE Transactions on Power systems, Vol. 7, May, 1992.
- [10] TRANSELECTRIC *“Plan de Expansión de TRANSELECTRIC para el período 2010 – 2020”*.



Linda Chimborazo Carrillo.- Nació en Quito el 1 de junio de 1982. Obtuvo el título de bachiller en la Unidad Educativa “Santa Mariana de Jesús”, curso sus estudios superiores en la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional. Desde el año 2006 colabora en el Centro Nacional de Control de Energía-CENACE, actualmente en la Dirección de Operaciones. Su campo de acción la Operación en tiempo real del SNI. Su interés personal la responsabilidad social.