

# Modelo de 75 nodos para evaluar la operación en estado estable de una red de sub-transmisión de energía eléctrica

## A 75 bus bars model to evaluate the steady state operation of a sub-transmission electrical power grid

Jorge Iván SILVA-ORTEGA [1](#); Jose David DAZA-GUZMÁN [2](#); Jhon CANDELO-BECERRA [3](#); Juan Carlos RUEDA-LÓPEZ [4](#); Samir UMAÑA-IBÁÑEZ [5](#); Katherine SALAS-NAVARRO [6](#); Nohora MERCADO-CARUSO [7](#); Alan PALACIO-BONILL [8](#)

Recibido: 18/08/16 • Aprobado: 30/08/2016

### Contenido

[1. Introducción](#)

[2. Metodología](#)

[3. Resultados](#)

[4. Conclusiones](#)

[Reconocimientos](#)

[Referencias](#)

#### RESUMEN:

Este trabajo presenta un sistema de 75 barras interconectadas con unidades de generación, líneas de transmisión, redes de distribución y otros elementos que buscan modelar una red de subtransmisión. La investigación se ha centrado en la estimación de las condiciones de funcionamiento de la transmisión de la red durante el estado estacionario y transitorio utilizando herramientas de simulación. Los resultados pueden utilizarse para prevenir, identificar y resolver las contingencias que afectan el normal funcionamiento de la red en el corto, mediano y largo plazo. También se validaron con actualizada información, demostrando su confiabilidad para evaluar el flujo de potencia, cortocircuitos y fiabilidad. La información puede utilizarse como referencia para servicios públicos, operadores nacionales en sus actividades habituales de planificación en la red energética. Esta encuesta contribuye a validar los rangos de operación según pronósticos de la demanda baja, media y alta; control

#### ABSTRACT:

This paper presents a 75 bus bars system interconnected with generating units, transmission lines, distribution grids and other elements seeking to model a sub-transmission grid. The survey has been focused on estimate the operating conditions of the transmission network during the steady state and transient using simulations tools. Results can be used to prevent, identify, and solve contingencies that affect the normal operation of the network in the short, medium and long term. They are also validated with real and updated information, demonstrating their reliability to evaluate power flow, short-circuits, reliability. Information can be used as reference by utilities, national operators in their usual activities of energy planning in the power grid. This applied survey contribute in validate operating ranges on forecasts of low, medium and high demand; control of active and reactive power; measure single and three phase levels of short-circuits in all buses; estimate the reliability of

de potencia activa y reactiva; medida de niveles monofásico y trifásico de cortocircuitos en todos los autobuses; estimar la confiabilidad de la red de alimentación utilizando los criterios de N-1; evaluar casos específicos durante la operación de estado estacionario. **Palabras clave** - red eléctrica equivalente, estado estable y transitorio de la operación, confiabilidad, Criterio N-1, planificación energética y previsiones de demanda.

the power grid using the N-1 criteria; evaluate specific cases during steady state operation.

**Keywords** - Equivalent power grid, steady and transient state of operation, Reliability, N-1 criterion, energy planning and demand forecast.

## 1. Introducción

Las redes y sistemas eléctricos interconectados en sistemas redundantes o enmallados garantizan la confiabilidad y la operación económica a los usuarios (Bai & Miao, 2015). Esta sinergia en la operación se logra trabajando en garantizar los parámetros eléctricos que permiten una operación segura, centrada en optimizar y mejorar la calidad del servicio (Guidong, Zhong, Bo, & Wolfgang A., 2013), (Keshtkar, Khushalani Solanki, & Solanki, 2014). Durante contingencias algunos nodos y elementos críticos propagan las fallas ( Holmgren, 2015), (Giannakis, y otros, 2013), es por lo tanto necesario conocer esos puntos vulnerables y significantes para caracterizar la operación de la red eléctrica (Keshtkar, Khushalani Solanki, & Solanki, 2014). Típicamente, la infraestructura de una red o sistema de distribución de energía se ve influenciado por la relevancia y necesidades de los usuarios y en la medida de su pronóstico de crecimiento y desarrollo de acuerdo a lo establecido en los planes de desarrollo de cada país (Montoya Quintanilla & Fischer Wayne, 2003), (Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), 2014).

El uso de redes equivalentes en la modelación de sistemas y circuitos de transporte de energía permiten evaluar las condiciones y escenarios que en condiciones reales pueden registrarse dentro de una red y así adquirir estrategias para afrontar diferentes casos que inciden en la operación de la red y que mediante estudios de caso o prueba puedan ser resueltos a través de la estabilidad de tensión, el flujo óptimo de carga, los cálculos de impedancia, entre otros (Solanki, Hessam, & Khushalani Solanki, 2014), (Parida, Singh, & Srivastava, 2008). Para lo cual se han propuesto presentar un modelo de red equivalente de 75 nodos para representar la operación en estado estable y transitorio de una red de subtransmisión (Paiva, Khodr, Dominguez-Navarro, & Yusta, 2005).

Es por lo tanto que el presente trabajo de investigación tiene como objeto evaluar el comportamiento del sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico en estado normal de operación, con el fin de determinar si la red está en la capacidad de soportar las condiciones actuales de la demanda de energía requerida en la zona usando las modelaciones y criterios de análisis pertinentes (Grainger & Stevenson, 1996), (Glover & Sarma, 2003), (Giraldo Gomez, 2012). En el desarrollo se presenta un análisis del desempeño en estado estable y transitorio del sistema de sub-transmisión (primer periodo del año 2016), bajo tres escenarios de demanda evaluados (Starr, 1974).

## 2. Metodología

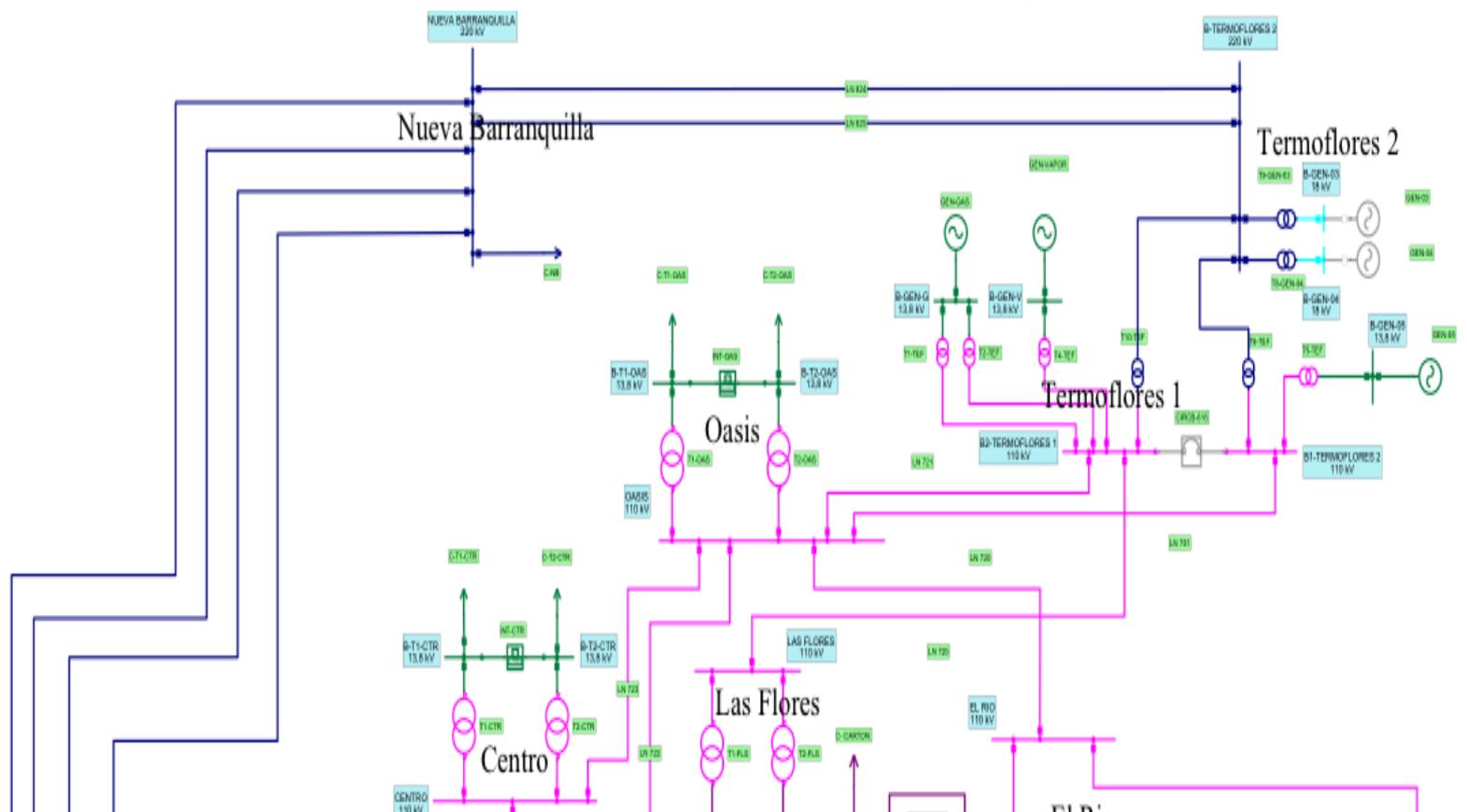
El presente artículo propone una red de 75 nodos como caso aplicado a redes de sub-transmisión de energía eléctrica donde se integran elementos y sistemas interconectados para evaluar escenarios reales. Finalmente, se proponen modificaciones en la topología de la red del sistema, con los que se busca mejorar la confiabilidad de la red, en aras de garantizar la calidad, seguridad y eficiencia en el suministro de energía eléctrica en los diferentes escenarios de demanda requeridos en cada una de la zonas (Grainger & Stevenson, 1996).

### A. Descripción del caso de estudio

A continuación se propone un caso de estudio para una red de sub-transmisión que se comporte como caso de prueba dentro de una red eléctrica que incluya sistemas radiales, en anillo y equivalentes de red para evaluar sus condiciones de operación en estado estable y posibles contingencias. El Sistema de Transmisión Regional (STR) del área Atlántico posee dentro de su red eléctrica configuraciones radiales y enmalladas (Ramirez, 2003). El STR se conecta con el Sistema de Transmisión Nacional (STN) en las subestaciones en cuatro puntos denominados a 220 kV. Internamente, El sistema cuenta con una red en anillo a 110 kV que enlaza ocho nodos considerados como principales. También, existen puntos de alimentación radial hacia el uso final (Buitrago Moyano & Leon Gil, 2015), (Diaz Cruz & Lozano Gonzalez, 2014). Adicionalmente, el sistema eléctrico de la ciudad de Barranquilla cuenta con dos corredores de líneas que operan en 34.5 kV en doble circuito.

Dada la descripción señalada y las topologías de conexión identificadas, se propone una red equivalente de 75 nodos que permita evaluar el desempeño de una red de transmisión con esquemas de conexión en anillo, sistemas redundantes, unidades de generación y líneas de conexión sirviendo tanto para evaluar el caso de estudio de la Red del Atlántico así como para evaluar redes de igual complejidad ante de los diferentes casos de estudios que puedan presentarse en los sistemas interconectados. El caso de estudio contempla la evaluación de nodos desde los cuales se realiza la interconexión de clientes industriales de alta demanda energética.

Para la evaluación del estudio se modeló toda la red eléctrica de transmisión descrita en los niveles de tensión 220 kV, 110 kV, 34,5 kV. La simulación cuenta con elementos de generación en los niveles de tensión 220 kV, 110 kV, transformadores y líneas en los niveles de 220kV, 110 kV y 34,5 kV. Los usuarios finales son representados con equivalentes de carga comprendiendo los niveles de tensión entre 34,5 kV y 13,8 kV. El levantamiento de la información considera los parámetros reales y actualizados de la red eléctrica, consolidando la información de parámetros eléctricos del sistema (Grainger & Stevenson, 1996), (Yung, Wenyan, & Jiping, 2010). Luego de esto se procede a simular el sistema en el software NEPLAN (Silva J. , 2012), (Silva & Ospino, 2015). Los componentes del sistema eléctrico del departamento del Atlántico expuestos en el presente documento son en total: 75 nodos los cuales están representados en los siguientes niveles de tensión: 220 kV, 110 kV, 34,5 kV y 13,8 kV; Se cuenta con un total de 39 líneas de transmisión en total repartidas en los diferentes niveles de tensión. En el nivel de 220 kV se cuenta con 9 líneas, en 110 kV con 20 líneas y 34,5 kV con 10 líneas. La red equivalente incluye 51 transformadores de dos devanados, 5 transformadores de tres devanados y 1 equivalentes de red que representa el sistema de transmisión nacional (STN).



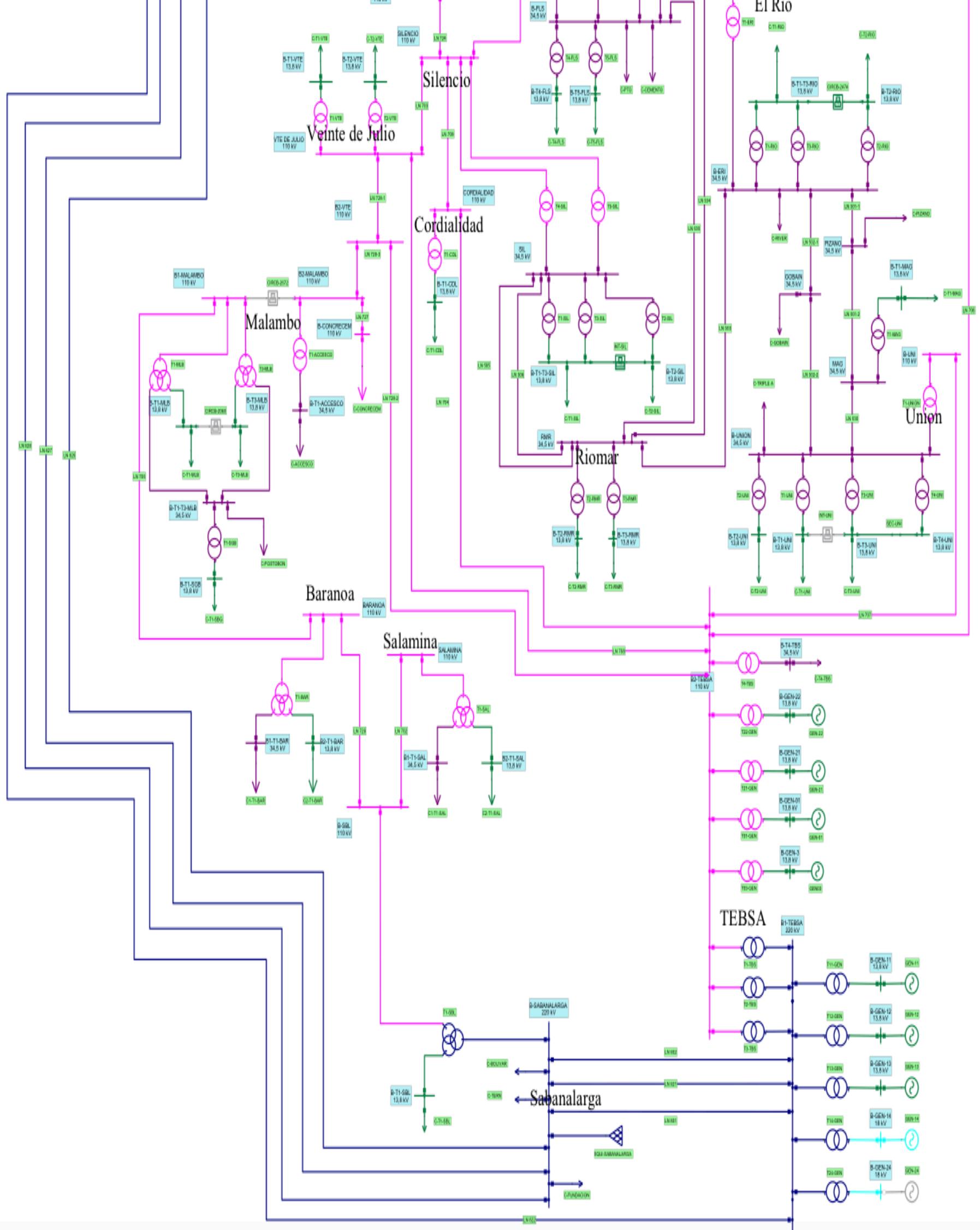


Figura 1. Representación de sistema de sub-transmisión en 75 nodos.

## B. Horizonte de análisis

El proyecto tiene como objeto un análisis del desempeño en estado estable y transitorio del sistema de sub-transmisión en el estado actual (año 2016) bajo tres escenarios de demanda. Para realizar el modelamiento del sistema en software de simulación Neplan, se tomó como referencia el día de máxima demanda durante el año 2014. Los análisis presentados en el desarrollo del proyecto se realizan teniendo cuenta tres escenarios de demanda según el día de referencia:

- Demanda baja: 07:00 Horas
- Demanda media: 15:00 Horas
- Demanda alta: 22:00 Horas

Con el fin de determinar el desempeño de la red en el estado actual, se emplea la proyección de demanda de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en su última revisión de Marzo de 2015, extraída del documento "Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia". Para el presente caso de estudio se realizarán las proyecciones dentro del escenario de crecimiento medio para el periodo en curso.

## C. Alcance de los análisis eléctricos

Los análisis eléctricos realizados a la red de 75 nodos aborda la evaluación de flujo óptimo de carga en escenarios de demanda, análisis de cortocircuito y evaluación de la confiabilidad.

### Flujo de carga AC:

Se realizan los flujos de carga AC bajo condiciones normales de operación para los periodos de demanda máxima, media y mínima, considerando escenarios de generación térmico, con el fin de observar las tensiones en las barras y cargabilidad de los elementos del sistema (Darko Šošić & Nemanja, 2014), (Grigoriadis, 2010), (Ixtláhuatl Coronado).

El método de Newton-Raphson constituye el método numérico iterativo base de las aplicaciones computacionales que calculan flujos de potencia. Consiste en una expansión en serie de Taylor de las ecuaciones del Flujo de Potencia, en torno al punto que corresponda a la iteración, despreciando de los términos de 2do orden en adelante (Grainger & Stevenson, 1996).

La potencia compleja generada o substraída en una barra cualquiera  $k$  de un sistema de  $n$  barras, puede expresarse, tomando como base la siguiente ecuación (Grainger & Stevenson, 1996):

$$P_k - jQ_k = V_k^* \sum_{n=1}^N Y_{kn} * V_n \quad (1)$$

Como lo expresa (Grainger & Stevenson, 1996), la potencia real o reactiva pueden expresarse como la parte real y la parte imaginaria respectivamente como se ilustra a continuación:

$$P_k = \sum_{n=1}^N [V_k V_n Y_{kn}] \cos(\delta_k - \delta_n + \theta_{kn}) \quad (2)$$

$$Q_k = \sum_{n=1}^N [V_k V_n Y_{kn}] \sin(\delta_k - \delta_n + \theta_{kn}) \quad (3)$$

De manera abreviada se puede representar como el cambio de potencia real y reactiva en función de cambios de voltaje se escriben en forma abreviada:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta P \end{bmatrix} \quad (4)$$

Donde  $\Delta\delta$  y  $\Delta V$  son incrementos y decrementos de los ángulos y de los módulos de voltajes de barras (Grainger & Stevenson, 1996). La Figura 1, representa la representación de la red equivalente de 75 nodos del departamento del Atlántico.

### **Análisis de cortocircuito:**

Con el software Neplan, haciendo uso del módulo "Cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos en A.C", el cual se basa en la norma IEC 60909, se simulan las corrientes de cortocircuito monofásicas y trifásicas en demanda máxima con el objetivo de determinar la magnitud máxima de la corriente de estado estable de falla, con la cual se especifican los equipos, y se verifican los equipos ya existentes (IEC 60909), (Das, 2011).

### **Análisis de confiabilidad:**

La evaluación de la confiabilidad del sistema de transmisión regional, se estima mediante el criterio N-1, en donde se simulan fallas sencillas (Contingencias) en los elementos de la red que tienen influencia en el área de estudio calculando la demanda no atendida, considerando el número de horas de cada escenario (mínimo, medio, máximo) y el número de horas de indisponibilidad (Vargas, y otros, 2005), (JHNOS, 2008), (Kato, Mukawa, & Okubo, 1987). Basado en (IEEE, 2012), son evaluadas las contingencias en la red de 75 nodos teniendo presente que para una línea de distribución la tasa promedio de falla se termina mediante la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{N_f}{L(T - \sum_{i=1}^{N_f} t_i)} \quad [f/yr] \quad (5)$$

Donde,

$N_f$  = Cantidad de fallas

$L$  = Longitud expuesta de la línea a la falla (km)

$T$  = Periodo de estudio (años, meses)

$t_i$  = Tiempo de reparación de la línea por falla (horas, meses, año).

## **D. Criterios utilizados para los análisis eléctricos:**

A continuación se relacionan las restricciones consideradas para evaluar los diferentes escenarios enfocados en garantizar calidad, seguridad y confiabilidad.

### **Calidad**

En estado estacionario las tensiones en las barras de 110 kV, 34,5 kV y 13,8 kV no deben ser inferiores a 0,9 p.u. ni superiores al 1,1 p.u. del valor nominal. La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, la máxima capacidad de los transformadores de corriente y el límite de transmisión por regulación de voltaje. No se permiten sobrecargas permanentes. En el Corto y muy Corto Plazo se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo a la duración de la misma sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir la vida útil de los mismos (Glover & Sarma, 2003), (Das, 2011).

## **Seguridad**

El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 110 kV. La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de tensión de operación con respecto al nominal del equipo (Grainger & Stevenson, 1996).

## **Confiabilidad:**

El sistema debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga en caso normal de operación y de indisponibilidad de un circuito a la vez (Giraldo Gomez, 2012).

---

# **3. Resultados**

En el siguiente capítulo se presentan los resultados obtenidos después de ejecutar los análisis en estado estable del sistema, flujo de carga y confiabilidad y el estudio en estado transitorio, estudio de cortocircuito.

## **A. Análisis de flujo de carga**

El análisis de flujo de carga se ejecutó en software de simulación NEPLAN por medio del módulo "Flujo Carga con Perfiles de Carga", bajo el método de cálculo Newton Raphson Extendido con un error de convergencia de 0,1% y 100 iteraciones. A continuación se presentan los resultados obtenidos en los tres escenarios de demanda, divididos por los elementos que hacen parte del STR. La siguiente tabla evidencia el caso de que los transformadores se encuentran en los rangos normales de operación de cargabilidad haciendo la operación del sistema confiable y flexible desde la subtransmisión. Se destacan los requerimientos para sectores destinados a educación en la ciudad (Balbis-Morejon, 2010).

Tabla 1. Cargabilidad de transformadores.

<b>Demanda t [hh:mm]</b>	<b>Demanda Baja [7:00:00] (%)</b>	<b>Demanda Media [15:00:00] (%)</b>	<b>Demanda Alta [22:00:00] (%)</b>
T1-FLS	60	91,5	83,9
T1-SBL	76	94,5	103,6
T1-SGB	85,9	91,7	116,2
T1-VTE	76,6	89	113,9
T2-FLS	60	91,5	83,9
T2-RMR	58,5	108,4	92,3
T3-RMR	55,3	105	89,3
T4-SIL	61,2	90,9	81,7
T5-SIL	61,2	90,9	81,7

En los transformadores se tiene que a pesar que la demanda máxima del sistema en general se maneja en el horario de las 22:00 pm, el escenario que maneja mayor cantidad de Transformadores con límites de sobrecarga es el escenario de demanda media presentada a las 15:00 pm, entregando los siguientes resultados de transformadores sobrecargados al 108% y 105% en los transformadores T2 y T3 respectivamente de la subestación Riomar.

En la Tabla 1, se relacionan equipos de transformadores que superan el 90% de su cargabilidad. Esto se marca como una señal de alarma. Para el escenario de máxima demanda se registran transformadores sobrecargados que en el escenario de demanda media señalizaban límites de alarma de sobrecarga mientras que transformadores que a las 15:00 pm tenían sobrecarga, en el escenario de demanda alta, bajaron su carga total.

Para el caso de las barras, no existen grandes variaciones en los niveles de tensión entre un escenario de demanda y otro. Las tensiones que manejan los nodos están dentro de los límites normales de operación. De igual manera las líneas no manejan valores de sobrecarga en ninguno de los escenarios, en general las líneas que hacen parte del sistema sub-transmisión se mantienen en operación normal.

## B. Estudio de cortocircuito

Para el estudio de Cortocircuito se ejecuta el módulo de Cortocircuitos que maneja NEPLAN. Se aplicaron estudio de cortocircuito para fallas monofásicas y falla trifásica, bajo la selección del método de cálculo IEC60909 de 2001. A continuación se presenta el resumen de los niveles máximo de cortocircuito para las 17 subestaciones que tienen barraje en 110 kV en el sistema modelado, comparados con la capacidad de interrupción declaradas por el operador de red para dichas subestaciones (IEC 60909).

Tabla 2. Niveles de cortocircuito trifásico y monofásico y capacidad de interrupción de barrajes en kilo-amperios (kA).

No.	Cap. Interup.	Icc (1 $\phi$ )	Icc (3 $\phi$ )
1	31,5	9,69	26,53
2	31,5	8,08	22,62
3	31,5	9,06	24,65
4	31,5	8,27	23,03
5	31,5	7,48	21,44
6	31,5	6,50	20,23
7	31,5	5,05	17,74
8	31,5	4,71	16,81
9	31,5	7,67	22,45
10	31,5	7,59	23,88
11	31,5	7,41	22,11

12	40	10,97	26,98
13	25	1,34	4,43
14	21	0,72	2,82
15	21	1,70	7,54
16	40	0,98	3,32
17	31,5	3,57	8,86

De acuerdo al estudio de cortocircuito, los niveles de corto que manejan los barrajes del sistema de transmisión regional están muy por debajo de su capacidad de interrupción, lo cual se ha validado con la información del sistema arrojando resultados similares.

### C. Evaluación de la confiabilidad

A continuación se presentan los resultados obtenidos del estudio de confiabilidad del sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico por medio del módulo de análisis de confiabilidad de Neplan, Teniendo como foco de estudio la subestación Oasis. Para la evaluación de la confiabilidad en el STR, se simulan fallas sencillas aplicando el criterio N-1 en las líneas y la barra 1 de 110 kV de la subestación Oasis. El análisis se realiza para los tres escenarios de demanda obteniendo los siguientes resultados:

- Se observa que el sistema se mantiene dentro de las condiciones normales de operación para cada escenario de demanda.
- Los perfiles de tensión en barras se mantienen dentro de los rangos a pesar de generar una contingencia.
- Las líneas se mantienen dentro de los límites normales de operación en los tres escenarios de demanda.
- En el sistema enmallado, los perfiles de tensión en barras, las cargabilidades de los transformadores y líneas se mantienen dentro de los rangos de operación normal.
- Los problemas de confiabilidad se mantienen en las porciones de la red radial debido a que no se cuenta con un reemplazo inmediato del elemento desconectado.

### D. Resumen de sobrecargas

En la Tabla 3, se evidencia lo expuesto por la UPME en el plan de expansión de referencia generación Transmisión 2014 – 2028, en el cual se mencionan los problemas de capacidad de transformación y agotamiento en la red de 110 kV. En la búsqueda de mejorar la confiabilidad de sistema de transmisión.

Tabla 3 . Resumen de elementos sobrecargados

No.	Contingencia	Resultados
1	Estado normal de operación	Sobrecarga de los transformadores, T1 SBL, T1 SBG, T1 VTE, T1 RMR, T2 RMR
2	Contingencia LN 701	Sobrecarga del transformador T3 TEBSA

3	Contingencia LN 722	Sobrecarga LN 723 Oasis - Centro
4	Contingencia Barra 1 Oasis	Desatención de la demanda en la subestación Oasis. Posible desatención de la demanda de las subestación las Flores, Riomar, Silencio y Cordialidad, causado por Sobrecarga de la línea LN 725 y los transformadores T1 y T2 de la subestación las Flores.

## 4. Conclusiones

Basados en los análisis y resultados obtenidos de los estudios de flujo de carga y el criterio N-1 de confiabilidad, aplicados en el sistema analizado, se evaluó el desempeño en estado estable de la red. Este proyecto permite continuar evaluando el comportamiento la red en diferentes situaciones en que se puede ver expuesta por lo que se propone una red de 75 nodos para evaluar los casos de transmisión regional como escenario de pruebas para brindar soporte al operador de red. En estos momentos se está desarrollando un estudio de la red eléctrica teniendo un horizonte a largo plazo, en donde se puede evaluar el comportamiento del sistema a través del tiempo, tomando las proyecciones de la demanda en cinco, diez y quince años.

De acuerdo a lo modelado y contrastado se puede evidenciar que la red de sub-transmisión de Barranquilla es confiable y adaptable a contingencias en el anillo de operación que lo conforman los nodos principales a 220kV y 110 kV, en donde existen equipos redundantes, dimensionados adecuadamente y con baja cargabilidad. Los resultados obtenidos sugieren trabajar en mejorar las redes radiales bajo las cuales se distribuyen los sectores rurales y subnormales para garantizar el abastecimiento de energía a pesar de tener equipos por fuera de operación.

Estos resultados servirán como referente en escenarios desde los cuales se desee mejorar las condiciones de operación de la red eléctrica en ciudades y zonas urbanas que requieran reforzar sus redes eléctricas a fin de mejorar su competitividad y productividad.

## Reconocimientos

Agradecimientos al operador de red eléctrica de la Región Caribe de Colombia, ELECTRICARIBE S.A. E.S.P, por permitir el desarrollo de trabajos colaborativos en beneficio del desarrollo de la región, el departamento del Atlántico y la participación de los grupos de investigación de la Universidad de la Costa, CUC, lo cual fomenta el desarrollo de la investigación aplicada en el sector de energía eléctrica.

## Referencias

- Bai, H., & Miao, S. (2015). Hybrid flow betweenness approach for identification of vulnerable line in power system. *IET in Generation, Transmission & Distribution*, 12(9), 1324-1331. doi:10.1049/iet-gtd.2014.1016
- Balbis-Morejon, M. (2010). *Caracterización Energética y Ahorro de Energía en Instituciones Educativas*. Barranquilla: Educosta.
- Buitrago Moyano, M., & Leon Gil, J. M. (2015). Efectos de la inversión extranjera directa sobre el crecimiento económico en Colombia: evidencia empírica 2000-2010. *Apuntes del CENES*, 34(59), 63-92.

- Darko Šošić, I., & Nemanja, P. (2014). Features of Power Transfer Distribution Coefficients in power System Networks. *Infotech-Jahorina, 13*, 86-90.
- Das, J. C. (2011). *Power system analysis: short-circuit load flow and harmonics*. CRC Press.
- Diaz Cruz, J. H., & Lozano Gonzalez, B. (2014). El desempeño economico y social de los departamentos colombianos en el año 2011. *Contexto-Universidad La gran Colombia, 3(1)*, 86 - 98.
- Giannakis, G., Kekatos, V., Gatsis, N., Seung-Jun, K., Hao, Z., & Wollenberg, B. (2013). Monitoring and Optimization for Power Grids: A Signal Processing Perspective. *IEEE in Signal Processing Magazine, 30(5)*, 107-128.
- Giraldo Gomez, C. A. (2012). *Análisis de Confiabilidad en Sistemas de Potencia Usando el Software ETAP*. Cali: Editorial Academica Espanola.
- Glover, J., & Sarma, M. (2003). *Sistemas de potencia: análisis y diseño*. Cengage Learning Editores.
- Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (1996). *Analisis de Sistemas de Potencia*. Ciudad de Mexico: McGraw-Hill.
- Grigoriadis, J. M.-K. (2010). *Efficient Modeling and Control of Large-Scale Systems*. Nueva York: Editors Javad Mohammadpour University of Houston.
- Guidong, Z., Zhong, L., Bo, Z., & Wolfgang A., H. (2013). Understanding the cascading failures in Indian power grids with complex networks theory. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications, 392(15)*, 3273-3280. doi://dx.doi.org/10.1016/j.physa.2013.03.003.
- Holmgren, A. J. (2015). Using graph models to analyze the vulnerability of electric power networks. *Risk Anal, 26(4)*, 955-969.
- IEC 60909. (s.f.). *The Calculation of Short-Circuit Currents in Three-Phase A.C. Systems*. IEC.
- IEEE. (2012). *IEEE Std 1366 Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*. Guia, IEEE STANDARDS ASSOCIATION, New York.
- Ixtláhuatl Coronado, P. Z. (s.f.). *FACTS: soluciones modernas para la industria eléctrica*. Avance y Perspectiva: vol. 20.
- JHNOS, Y. H. (2008). *Flexible Ac Transmission Systems (FACTS)*. LONDRES: EDITED IET Power and Energy Series Volume 30.
- Kato, Y., Mukawa, N., & Okubo, S. (1987). A Motion Picture Coding Algorithm Using Adaptive DCT Encoding Based on Coefficient Power Distribution Classification. *IEEE Journal on Selected Areas in Communications, 5(7)*, 1090-1099.
- Keshtkar, H., Khushalani Solanki, S., & Solanki, J. (2014). Improving the Accuracy of Impedance Calculation for Distribution Power System. *IEEE Transactions on in Power Delivery, 29(2)*, 570 - 579. doi:10.1109/TPWRD.2013.2276061
- Montaña, J., & Silva, J. (2013). Estimation of the Lightning Parameters in the North Region of Colombia. *Proceedings of the IEEE / XII SIPDA, 11-16*. doi:10.1109/SIPDA.2013.6729221
- Montaña, J., & Silva, J. (2014). High Frecuency Behavior of Grounding Systems Considering the Frequency Dependence of Soil Parameters. *Proceedings of the 3rd. International Conference on Lightning Physics and Effects*.
- Montoya Quintanilla, A. L., & Fischer Wayne, D. (2003). *La energía eléctrica en Baja California y el futuro de las renovables: una visión multidisciplinaria*. California: UABC.
- Paiva, P. C., Khodr, H. M., Dominguez-Navarro, J. A., & Yusta, J. M. (2005). Integral planning of primary-secondary distribution systems using mixed integer linear programming. *IEEE Transactions on in Power Systems, 20(2)*, 1134 - 1143.
- Parida, S. K., Singh, S. N., & Srivastava, S. C. (2008). Reactive power cost allocation by using a value-based approach. *IET Generation, Transmission & Distribution, 3(9)*, 872 - 884.

- Ramirez, C. (2003). *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. Bogotá: Mejía Villegas SA.
- Silva, J. (2012). Caracterización y estudio del modelo IEEE9 orientado hacia el análisis de estabilidad transitoria. *INGECUC*, 8(1), 173-190.
- Silva, J. I., & Ospino, A. (2015). Set of Elements, Parameters and Considerations to get the successful inclusion of the Smart Grids in Colombian Power System. *Revecitec*, 5(2), 125-134.
- Solanki, J., Hessam, K., & Khushalani Solanki, S. (2014). Improving the Accuracy of Impedance Calculation for Distribution Power System. *IEEE Transaction on Power Delivery*, 29(2), 570 - 580.
- Starr, C. (1974). Research Planning for Electric Power. *IEEE Transaction on Nuclear Science*, 21(1), 14-17.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). (2014). *Plan de expansión de referencia generación y transmisión 2014-2028*. Bogota.
- Vargas, M., Rondon, D., Herrera, J., Montana, J., Jimenez, D., Camargo, M., . . . Duarte, O. (2005). Grounding system modeling in EMTP/ATP based on its frequency response. *IEEE Russia Power Tech*, 1(5), 27-30.
- Yung, W., Wenyuan, L., & Jiping, L. (2010). Reliability Analysis of Wide-Area Measurement System. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, 25(3), 1483-1491.
- 

1. Grupo de investigación en optimización energética (GIOPEN), Universidad de la Costa, [jsilva6@cuc.edu.co](mailto:jsilva6@cuc.edu.co)
  2. Planificación del mantenimiento de redes de distribución, Electricaribe S.A. E.S.P, [jdazag@electricaribe.com](mailto:jdazag@electricaribe.com)
  3. Grupo de investigación en tecnologías aplicadas (GITA), Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, [jecandelob@unal.edu.co](mailto:jecandelob@unal.edu.co)
  4. Grupo de investigación en optimización energética (GIOPEN), Universidad de la Costa, [ruedalopezjuan@hotmail.com](mailto:ruedalopezjuan@hotmail.com)
  5. Grupo de investigación en Productividad y Competitividad (PRODUCOM), Universidad de la Costa, [sumana1@cuc.edu.co](mailto:sumana1@cuc.edu.co)
  6. Grupo de investigación en Productividad y Competitividad (PRODUCOM), Universidad de la Costa, [ksalas2@cuc.edu.co](mailto:ksalas2@cuc.edu.co)
  7. Grupo de investigación en Productividad y Competitividad (PRODUCOM), Universidad de la Costa, [nmercado1@cuc.edu.co](mailto:nmercado1@cuc.edu.co)
  8. Grupo de investigación en optimización energética (GIOPEN), Universidad de la Costa, [Apalacio8@cuc.edu.co](mailto:Apalacio8@cuc.edu.co)
- 

Revista ESPACIOS. ISSN 0798 1015  
Vol. 38 (Nº 06) Año 2017

[Índice]

[En caso de encontrar algún error en este website favor enviar email a [webmaster](mailto:webmaster)]

©2017. revistaESPACIOS.com • Derechos Reservados