

EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DE LA RED ELÉCTRICA DE SUB-
TRANSMISIÓN DEL DEPARTAMENTO DEL ATLÁNTICO BASADO EN EL
MÉTODO DE CORTES MÍNIMOS CONSIDERANDO LAS CONEXIONES
EXISTENTES ENTRE CADA CONFIGURACIÓN

DANIELA MARÍA OSORIO MORENO.



UNIVERSIDAD DE LA COSTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA
BARRANQUILLA
2018

EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DE LA RED ELÉCTRICA DE SUB-
TRANSMISIÓN DEL DEPARTAMENTO DEL ATLÁNTICO BASADO EN EL
MÉTODO DE CORTES MÍNIMOS CONSIDERANDO LAS CONEXIONES
EXISTENTES ENTRE CADA CONFIGURACIÓN

DANIELA MARÍA OSORIO MORENO.

Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
Eléctrico

Tutor del proyecto:

ING. JORGE IVAN SILVA ORTEGA
ING. KELLY BERDUGO SARMIENTO

Tutor Empresarial:

ING. BLEIDY HANNA MANTILLA FLÓREZ.

UNIVERSIDAD DE LA COSTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA
BARRANQUILLA
2018



CORPORACION UNIVERSIDAD DE LA COSTA, CUC
FACULTAD DE INGENIERIA
ACTA DE APROBACIÓN DE TRABAJO DE GRADO

Por medio de la presente se da aprobación al Trabajo de Grado evaluado por los jurados: **MSc. JOHN WILLIAM GRIMALDO GUERRERO** como PTC de ingeniería Eléctrica e **Ing. SERGIO DAVID DÍAZ PEREZ** como PTC de Ingeniería Eléctrica, presentado por los estudiantes que se mencionan a continuación:

TÍTULO DEL TRABAJO DE GRADO	ESTUDIANTE (S)	IDENTIFICACIÓN	ASESOR / CO-ASESOR
Evaluación de confiabilidad de la red eléctrica de sub-transmisión del departamento del Atlántico basado en el método de cortes mínimos considerando las conexiones existentes entre cada configuración	Daniela María Osorio Moreno	C.C. 1042453383	Jorge Iván Silva Ortega Kelly Margarita Berdugo Sarmiento Bleidy Hanna Mantilla Flórez. (Asesor Empresarial)

APROBADO APLAZADO

NOTA: 4.5 MERITORIO LAUREADO

Se firma la presente en la ciudad de Barranquilla, a los 30 días del mes de octubre de 2018.

Eliana Noriega

Ing. ELIANA NORIEGA ANGARITA
 Directora Programa
 Ingeniería Eléctrica

John William Grimaldo Guerrero

MSc. JOHN WILLIAM GRIMALDO GUERRERO
 Jurado Evaluador 1

Sergio David Díaz Pérez

Ing. SERGIO DAVID DÍAZ PEREZ
 Jurado Evaluador 2

Resumen

La presente investigación busca evaluar la confiabilidad de la red eléctrica de sub-transmisión del departamento del Atlántico considerando las conexiones existentes en cada configuración entre subestaciones y puntos de conexión. Esta evaluación se refleja en índices de frecuencia y duración de fallas, tanto para elementos parciales de la red como globales para el sistema. En el modelado se tiene en cuenta los métodos de corte (interruptores) en las entradas y salidas de las subestaciones, mediante esto se espera conocer las condiciones actuales de la red e identificar de acciones de mejora que se ajusten a los constantes cambios que enfrenta el departamento, garantizando el suministro de energía eléctrica a los usuarios.

La evaluación no solo se busca conocer el comportamiento del sistema ante diferentes escenarios operativos que puedan presentarse, sino que, en caso de ser de requerirse, plantear acciones en pro de la prestación del servicio de energía eléctrica continuo, seguro y confiable, dando cumplimiento a los objetivos planteados.

Palabras clave: Confiabilidad; Configuraciones; Cortes Mínimos

Abstract

The present investigation seeks to evaluate the reliability of the subtransmission electric network of the department of Atlántico considering the existing connections in each of the substations and connection points. This evaluation is reflected in the frequency and duration indices of the faults, both for the elements of the network and global for the system. Modeling has access to the cutting methods (switches) at the inputs and outputs of the substations by this, the current conditions of the network are expected and the improvement actions that adjust to the constant changes faced by the network are identified department, guaranteeing the supply of electric power to users.

The evaluation not only seeks to know the behavior of the system in different scenarios that may arise, but it is a case of takeover, propose actions in favor of providing continuous, safe and reliable electric power service, comply with the planted objectives.

Keywords: Reliability; Configurations; Minimal cuts

Contenido

Introducción.....	14
Capítulo 1. Aspectos generales del proyecto.....	16
1.1 Planteamiento del problema.....	16
1.2 Objetivos.....	18
1.2.1 Objetivo general:	18
1.2.1 Objetivos específicos:.....	18
1.3 Justificación	19
1.4 Alcance	20
Capítulo 2. Marco Teórico	21
2.1 Aspectos generales de los Sistemas de Potencia.....	21
2.1.1 Tipos de interrupciones	23
2.1.2 Niveles Jerárquicos.....	24
2.1.3 Niveles de tensión.....	25
2.1.4 Configuraciones.....	26
2.2 Confiabilidad en sistemas de potencia.....	28
2.2.1 Métodos de Modelación y Evaluación de Confiabilidad.....	28
2.3 Índices de confiabilidad	33
2.3.1 Índices Básicos	33

2.3.2	Índices Orientados a los Usuarios.	34
2.3.3	Índices Orientados a puntos de Carga.	36
2.4	Marco Regulatorio Colombiano	36
Capítulo 3. Metodología.....		39
3.1	Fase I: Recopilación de datos	40
3.2	Fase II: Modelación del sistema	44
3.3	Fase III: Evaluación de confiabilidad	46
3.4	Criterios para los estudios eléctricos	49
Capítulo 4. Resultados.....		50
4.1	Flujo de carga.....	50
4.2	Análisis de contingencia basado en el método de cortes mínimos	53
4.3	Análisis de confiabilidad.....	65
4.3.1	Análisis de confiabilidad considerando configuraciones de nodos	67
Capítulo 5. Conclusiones.....		73
5.1	Recomendaciones	74
Referencias		76

Lista de tablas y figuras

Tablas

<i>Tabla 1 Niveles de Tensión</i>	25
<i>Tabla 2 Niveles de Tensión según NTC 1340</i>	26
<i>Tabla 3 Sistema de Transmisión Regional</i>	40
<i>Tabla 4 Sistema de Generación Regional</i>	41
<i>Tabla 5. Resultados Flujo de carga en líneas</i>	51
<i>Tabla 6 Resultados Flujo de carga en transformadores</i>	52
<i>Tabla 7. Cargas asociadas a cada Subestación</i>	52
<i>Tabla 8. Escenarios simulados</i>	54
<i>Tabla 9 Perfiles de tensión en barras</i>	56
<i>Tabla 10 Cargabilidad de líneas y transformadores</i>	58
<i>Tabla 11 Activos críticos</i>	60
<i>Tabla 12 Clasificación de sobrecargas</i>	61
<i>Tabla 13 Rango de tensiones</i>	62
<i>Tabla 14 Afectaciones leves en el STR del Atlántico</i>	63
<i>Tabla 15 Afectaciones graves en el STR del Atlántico</i>	64
<i>Tabla 16 Afectaciones muy graves en el STR del Atlántico</i>	64
<i>Tabla 17 Energía No Suministrada por Activos críticos con afectaciones graves</i>	66
<i>Tabla 18 Energía No Suministrada por Activos críticos con afectaciones muy graves</i>	67
<i>Tabla 19 Energía No Suministrada por activos críticos con configuración anillo del sistema (SE El Rio – SE Unión)</i>	70

<i>Tabla 20 Energía No Suministrada por activos críticos con configuración anillo del sistema (SE las Flores – SE Silencio).</i>	72
--	----

Figuras

<i>Figura 1.</i> Representación esquemática de un sistema de energía eléctrica.....	22
<i>Figura 2.</i> Anormalidades en un sistema de potencia.	23
<i>Figura 3.</i> Tipos de interrupciones.	24
<i>Figura 4.</i> Niveles Jerárquicos en SEP.....	25
<i>Figura 5.</i> Tendencias en configuraciones de S/E.....	27
<i>Figura 6.</i> Estados de un sistema de dos elementos.	30
<i>Figura 7.</i> Sistema Serie-Paralelo.....	31
<i>Figura 8.</i> Sistema Eléctrico Actual del Departamento del Atlántico.....	42
<i>Figura 9.</i> Sistema de Subtransmisión del Departamento del Atlántico	43
<i>Figura 10.</i> Sistema 34.5 kV del Atlántico.	44
<i>Figura 11.</i> Sistema de Subtransmisión del Departamento del Atlántico.	46
<i>Figura 12.</i> Diagrama de flujo para evaluar confiabilidad.	48
<i>Figura 13.</i> Configuración barra sencilla en subestación el Rio a nivel de 110 kV.....	68
<i>Figura 14.</i> Configuración anillo del sistema, subestaciones el Rio - Unión.....	69
<i>Figura 15.</i> Configuración doble barra. Subestación Las Flores.....	71
<i>Figura 16.</i> Configuración anillo del sistema, subestaciones las Flores – Riomar – Silencio.	71

Glosario

Los estudios de confiabilidad de los sistemas de suministro de energía eléctrica pueden ser descritos mediante los siguientes atributos esenciales:

- Activo:** Bienes que requiere un Operador de Red para la conexión física al sistema de Transmisión Regional o al Sistema de Distribución Local de otro Operador de Red (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008).
- Calidad:** Se relaciona con límites admisibles de tensión y frecuencia del sistema de potencia (Zapata C. J., Confiabilidad De Sistemas Eléctricos De Potencia,” in confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia, 2011).
- Confiabilidad:** Probabilidad que el sistema pueda suministrar energía con niveles aceptables de calidad y seguridad en un tiempo determinado, bajo la condición de que al menos un componente del sistema esté fuera de servicio (IEEE, 2007).
- Contingencia:** Falla o pérdida de un componente o elemento del sistema (EPRI, 2006).
- Componente:** Elemento o equipo que conforma un sistema (IEEE, 2007), (Hoyos-Velasco, Candelo-Becerra, & Silva-Ortega, 2018) .
- Disponibilidad:** Estado en el cual el sistema o componente cumple su función de manera correcta (IEEE, 2007).

Energía no suministrada:	Potencia de carga que no ha sido entregada por motivo de interrupciones en el sistema de energía eléctrica (Carpaneto & Chicco, 2004)
Estado:	Condición en que se encuentran los atributos de un elemento o equipo en un instante determinado (Carpaneto & Chicco, 2004), (Hoyos-Velasco, Candelo-Becerra, & Silva-Ortega, 2018).
Evento:	Actividad o Suceso de especial relevancia que causa la indisponibilidad de equipo o componentes (IEEE, 2007).
Falla:	Evento no deseado que interfiere en el funcionamiento correcto de los componentes del sistema (IEEE, 2007).
Indisponibilidad:	Tiempo determinado durante el cual un activo, elemento o componente no estuvo en servicio o disponible para el servicio, ya sea con toda o una parte de su capacidad nominal (IEEE, 2007).
Interrupción:	Evento que produce la salida de servicio de los componentes del sistema y puede ser programada o no programada (IEEE, 2007).
Interrupción programada:	Salida de servicio de los componentes para realizar actividades de inspección, pruebas o mantenimiento (IEEE, 2007).
Interrupción no programada:	Salida de servicio que no ha sido programada previamente (IEEE, 2007).
Nodo:	Punto de conexión físico de los elementos del sistema eléctrico. Barraje de una subestación (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008).

Operador de Red:	Persona encargada de la Planeación de la expansión, inversión, operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión Regional o del Sistema de Distribución Local (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008).
Seguridad:	Capacidad del sistema para responder a perturbaciones repentinas (cortocircuitos o pérdidas de componentes) sin violar restricciones operativas. Corresponde al análisis dinámico (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995).
Sistema:	Grupo de componentes integrados para cumplir una función específica (IEEE, 2007).
Sistema de Distribución Local:	Corresponde al sistema de transporte de energía eléctrica conformado por líneas, subestación eléctrica y equipos asociados, cuyo nivel de tensión de operación son 3, 2 y 1 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008).
Sistema de Transmisión Regional:	Es el sistema de transporte de energía eléctrica conformado por los activos de conexión del Operador de Red al sistema de Transmisión Nacional, líneas, equipos y subestación eléctrica, con los equipos asociados, cuyo nivel de tensión de operación son 4 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008).

Lista de Siglas

AT	Alta Tensión
BT	Baja Tensión
CEA	Canadian Electrical Association
CND	Centro Nacional de Despacho
EAT	Extra Alta Tensión
EII	Edison Electrical Institute
EPRI	Electric Power Research Institute
GREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
OR	Operador de Red
PEA	Pennsylvania Electric Association
SDL	Sistema de Distribución Local
SEP	Sistemas Eléctricos de Potencia
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistemas de Transmisión Regional

Introducción

A lo largo de los últimos años se ha hecho notoria la dependencia de la sociedad moderna por la electricidad, relacionada con la innovación en las tecnologías, desarrollo socio-económico, condiciones de confort y calidad de vida, entre otros aspectos (Silva-Ortega, Cardenas-Escorcía, Isaac-Millan, Cervantes, & Valencia-Ochoa, 2018); para abastecer esta potencia demandada se requieren sistemas con alta disponibilidad de suministro, para evitar daños económicos y molestias a los usuarios (Fernández Ramírez, 2014).

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), se han visto expuestos a la descentralización de funciones y en consecuencia de esto, al establecimiento del libre mercado, provocando la aparición de nuevas estructuras y organizaciones para desarrollar y operar los SEP (Fuentes Morales & Duarte Moya, 2011).

El término de confiabilidad aplica a muchos procesos, grupos de personas o sistemas para evaluar el estado actual con que cumplen una función dada (Zapata C. J., 2011); de este se ha venido hablando hace muchos años, sin embargo, en las últimas décadas ha cobrado mucha importancia.

Los nuevos escenarios de los SEP, plantean mayor necesidad de criterios como la confiabilidad, para garantizar suficiencia, seguridad y calidad en el suministro del servicio (Fuentes Morales & Duarte Moya, 2011).

La función de los sistemas de potencia es suministrar energía eléctrica a los usuarios finales, esto se logra a través de un proceso complejo dividido generalmente en tres etapas: generación, transmisión y distribución (Garces Negrete & Gomez Carmona, 2003); La confiabilidad de un sistema eléctrico se puede evaluar en cualquiera de estas etapas y está

condicionada por la cantidad de equipos instalados y las posibles contingencias operativas, además de la habilidad del sistema para responder ante perturbaciones transitorias (Consortio CONOSER - RighSide, 2014).

Para realizar una evaluación de confiabilidad en un SEP se deben definir, previamente, dos aspectos importantes, estos son: el método a utilizar para desarrollar la evaluación, y segundo, definir el nivel jerárquico que se desea analizar dentro del SEP (Fuentes Morales & Duarte Moya, 2011).

Capítulo 1. Aspectos generales del proyecto

En esta sección se describen los aspectos generales del proyecto, definiendo el planteamiento del problema, objetivos, justificación y alcance que constituyen la razón de ser de la presente investigación.

1.1 Planteamiento del problema

Debido a diversas circunstancias relacionadas con la actividad económica, climática y social que se registra en nuestra región caribe (Ojeda, Candelo, & Silva-Ortega, 2017), actualmente en el sistema de potencia del departamento del Atlántico se experimenta un aumento en la demanda de energía eléctrica (Silva-Ortega, Cardenas-Escorcía, Isaac-Millan, Cervantes, & Valencia-Ochoa, 2018), lo que conlleva a intensificar labores de mejoramiento y supervisión de la red eléctrica, con la finalidad de prestar un servicio continuo y de calidad según lo establecido en la regulación eléctrica colombiana (Silva-Ortega, y otros, 2017).

La confiabilidad es un factor que indica la capacidad que tiene un sistema de potencia para suministrar un servicio de calidad de forma continua, sin embargo, los componentes presentan fallas de manera aleatoria.

Otro factor determinante al momento de evaluar el desempeño de un sistema ante diversos escenarios de operación que representen un riesgo para la continuidad del servicio de energía eléctrica y la vida útil de los activos, es la variedad de conexiones o configuraciones que se presentan en la red para lograr la interconexión del sistema de potencia (Silva-Ortega, y otros, 2017). Es por ello, que la empresa prestadora del servicio debe asegurarles a sus clientes un suministro con el menor número de interrupciones, durante el menor tiempo posible, dentro de los estándares establecidos por la regulación.

Ante esto, surge la necesidad de ver en qué punto se puede reforzar el sistema y hacerlo más robusto, para no incumplir con los índices de calidad del servicio establecidos por la ley, los cuales van relacionados con la continuidad del suministro (Silva, Ospino, & Balbis, 2013), el número y duración de las interrupciones.

Se hace necesario entonces, que el Operador de Red (OR) conozca el grado de confiabilidad del sistema eléctrico para no incumplir con el marco regulatorio, y garantizar la confiabilidad con un servicio de calidad. A partir de esto surge el siguiente interrogante:

¿Cuál es la relación entre la confiabilidad y las conexiones existentes entre cada configuración del STR del Atlántico?

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general:

Evaluar la confiabilidad del STR del departamento del Atlántico basado en el método de cortes mínimos considerando las conexiones existentes entre cada configuración

1.2.1 Objetivos específicos:

- Desarrollar una revisión del estado del arte que permita seleccionar un indicador para evaluar el grado de confiabilidad.
- Modelar el STR actual del departamento del Atlántico considerando caso base y contingencias simples N-1.
- Ejecutar análisis de confiabilidad en el STR del departamento del Atlántico para determinar la relación existente entre configuraciones e indicadores considerando el método de cortes mínimos.

1.3 Justificación

El presente trabajo busca aportar en el tema de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia a trabajos y/o estudios en el área que permitan evaluar la calidad de suministro y seguridad de las redes eléctricas interconectadas, generando así investigación aplicada en el área de la energía eléctrica vinculada con las exigencias y necesidades de los operadores de red.

A nivel investigativo se tendrá un trabajo que integre confiabilidad y configuraciones en nodos y centros de distribución y/o transformación, logrando ser un referente para futuras investigaciones. En lo social y regional, este trabajo contribuye para que la comunidad conozca el estado de la red eléctrica a la cual se conectan (Ojeda, Candelo, & Silva-Ortega, 2017), contando con un trabajo que apunta a mejorar las condiciones actuales del abastecimiento energético de la región.

Como aspecto empresarial se tiene colaborar con el operador de red para que conozca los puntos favorables y aspectos a mejorar en cada uno de los nodos de la red eléctrica, presentando alternativas y mejoras para la conexión en el sistema de subtransmisión según los resultados del estudio.

Desde el punto de vista educativo, la Universidad de la Costa contará con un nuevo proyecto en conjunto con el operador de red de la Costa Atlántica, logrando un acercamiento entre ambas partes para adelantar trabajos investigativos, contribuyendo a exaltar la calidad de profesionales en formación de la Universidad de la Costa y su grupo de investigación GIOPEN.

1.4 Alcance

En (Mantilla Flórez, 2017), se identificaron los elementos críticos del Sistema de Subtransmisión y Distribución Primaria del departamento del Atlántico ante contingencias y se plantearon tres posibles soluciones viables en términos técnicos y operativos; Se determinó a partir del análisis de confiabilidad que, la red no puede ser considerada de alta confiabilidad, sobre todo en la red de 34,5 kV.

A partir de estos resultados, se realiza nuevamente la evaluación en los puntos vulnerables anteriormente identificados a nivel de 110 kV, pero en esta oportunidad, se integrarán las configuraciones de las subestación que suponen zonas críticas dentro del sistema eléctrico de estudio, específicamente en la red de Subtransmisión, con la finalidad de determinar la incidencia de estas en los indicadores de confiabilidad (Silva-Ortega, y otros, 2017).

El estudio se realiza con información suministrada por el OR, por lo cual, los resultados obtenidos son válidos para determinar la solución técnica y operativa más acertada que se ajuste a los requerimientos del SEP.

Capítulo 2. Marco Teórico

En esta sección se describen las bases teóricas para el desarrollo del proyecto, definiendo aspectos generales de los sistemas de potencia (SEP) como, niveles jerárquicos, configuraciones, niveles de tensión y marco regulatorio colombiano. También se incluye definición de confiabilidad, métodos actualmente utilizados para evaluar la confiabilidad de las redes eléctricas, haciéndose énfasis en el método de cortes mínimos, siendo este la técnica para evaluar confiabilidad en el sistema de subtransmisión del departamento del Atlántico.

2.1 Aspectos generales de los Sistemas de Potencia

Los SEP se encuentran conformados por un conjunto de instalaciones y equipos, siendo su función principal producir, transportar y distribuir energía eléctrica a los usuarios de una zona, ciudad, región o país (Zapata C. J., Confiabilidad De Sistemas Eléctricos De Potencia, 2011), lo que también se denomina cadena energética.

Los SEP son estructuras complejas y extensas, se encuentran conectados eléctricamente entre sí por múltiples factores, constituyendo lo que se denomina “Sistema Interconectado”. Estas interconexiones garantizan el suministro de energía de manera más confiable y económica a sus consumidores, haciendo el uso adecuado de sus instalaciones y recursos energéticos (Gonzales Longatt F. M., 2008).

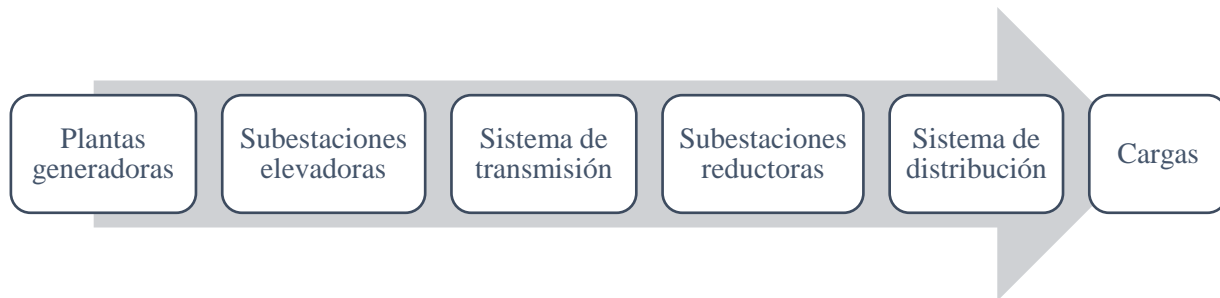


Figura 1. Representación esquemática de un sistema de energía eléctrica.

Fuente: (Viqueira Landa, 2010) y adaptado por D. Osorio, 2018.

Un SEP consta de plantas generadoras que producen la energía eléctrica, estas suelen estar alejadas de los centros de consumo, posteriormente la tensión es elevada para realizar la transmisión de energía eléctrica y se reduce en la proximidad de los centros de consumo para la alimentación del sistema de distribución en los niveles de tensión adecuados (Sistema Eléctrico de Potencia) (Viqueira Landa, 2010).

Figura 2 se presentan las posibles anomalías que pueden afectar un SEP durante un tiempo determinado, estas se clasifican en dos grupos, perturbaciones y fallas eléctricas que en general pueden denominarse interrupciones.

Dentro del grupo de perturbaciones se incluyen todas aquellas condiciones que permiten el funcionamiento del sistema sin cortar el servicio de energía, pero si se prolonga por mucho tiempo pueden ocasionar daños en los equipos. En estas, se encuentran las sobretensiones y subtensiones, sobrecargas y oscilaciones de potencia (Gonzales Longatt F. , 2008).

Por otro lado, una falla eléctrica encierra todas aquellas condiciones que impiden la operación de uno o varios equipos y requieren la activación de elementos de protección para interrumpir la falla. Dentro de las fallas más comunes se encuentran: cortocircuitos, circuitos abiertos, fallas simultáneas, fallas en devanados y fallas en evolución (Gonzales Longatt F. ,

2008).

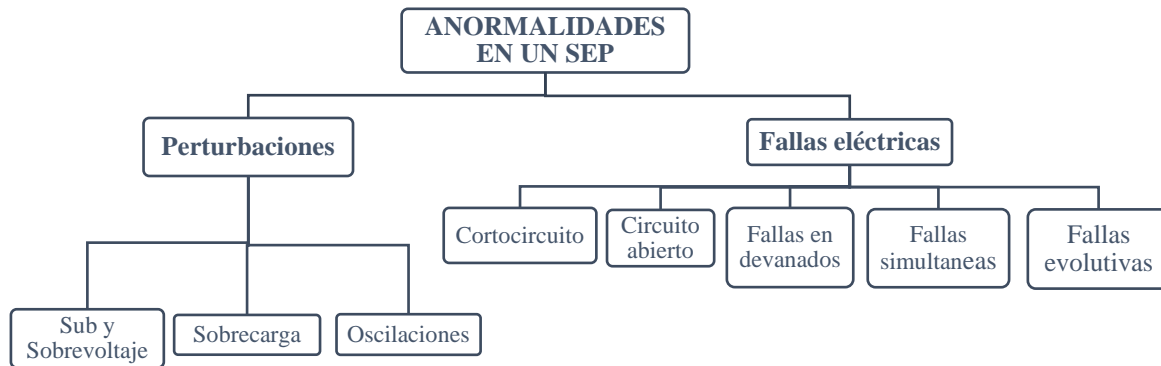


Figura 2. Anormalidades en un sistema de potencia.

Fuente: (Gonzales Longatt F. , 2008) y adaptado por D. Osorio, 2018.

2.1.1 Tipos de interrupciones

Una interrupción es un evento durante el cual el servicio puede verse interrumpido. A partir de esto la regulación colombiana enmarca dos tipos de interrupciones, la primera según la duración de la falla, estas a su vez pueden ser instantáneas las cuales no tienen mayor repercusión en el sistema, sin embargo las fallas también pueden ser transitorias y temporales (Silva J. I., 2012), las cuales afectan los índices de energía no suministrada en un sistema. La otra clasificación de las interrupciones es según el origen de la falla, dentro de estas se encuentran las interrupciones programadas, que son aquellas que han sido consignadas por el OR y el usuario está en conocimiento del corte de energía a causa de un evento programado, por otro lado están las interrupciones no programadas que hacen referencia a eventos no programados propios de fallas en el sistema como el caso de las descargas atmosféricas que causan perturbaciones y fallas en líneas y equipos en la región Caribe (Silva, Jorge; montana, Johny, 2013). La CREG 070-98, clasifica las interrupciones según la Duración y el Origen, así:

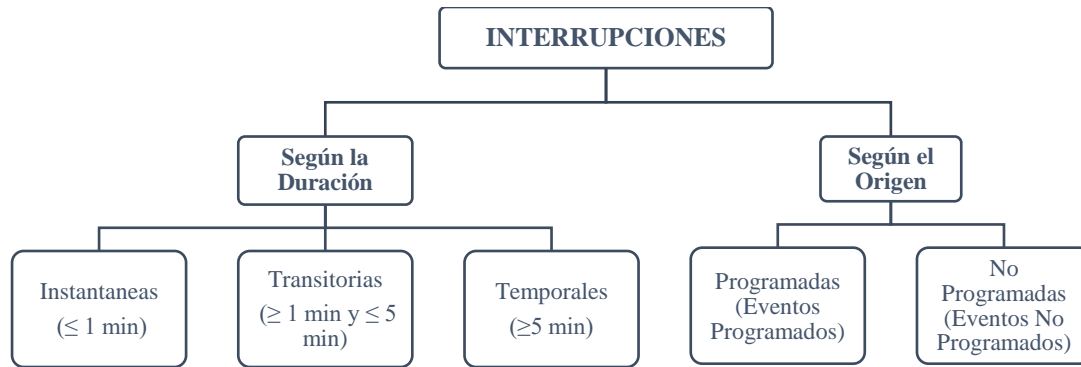


Figura 3. Tipos de interrupciones.

Fuente: (Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución CREG 070, 1998) y adaptado por D. Osorio, 2018.

Para el cálculo de los indicadores que se definen más adelante se tendrán son consideradas interrupciones excluidas (Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución CREG 070, 1998):

- Interrupciones instantáneas.
- Interrupciones por racionamiento de emergencia o programadas del sistema eléctrico nacional debidas a insuficiencia en la generación nacional o por otros Eventos en Generación y en el STN, siempre y cuando así hayan sido definidas por el CND.
- Interrupciones por seguridad ciudadana y solicitadas por organismos de socorro o autoridades competentes.
- Suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos.

2.1.2 Niveles Jerárquicos

Por la complejidad que presenta el estudio de los SEP, es necesario realizar una separación o división de la cadena energética en tres grandes zonas funcionales que son: Generación, Transmisión y Distribución (ver Figura 4). Teniendo en cuenta que cada zona se

diferencia una de otra en cuanto a los índices, características funcionales y criterios para la evaluación (Vrana, 2011), (Allan & Billinton, 2000), (Imbarack, 2006).

Para el estudio de cada eslabón de la cadena energética se considera la característica principal de funcionamiento de este. Es decir, para el caso del sistema de generación, el análisis se centrará en la disponibilidad del recurso de generación predominante durante un año donde este recurso natural no es suficiente, mientras que en el sistema de transmisión y el sistema de distribución, en la cual se centra el presente estudio, se consideran diferentes aspectos, como son, indicadores básicos, comportamiento de la demanda, pronósticos, entre otros (Grimaldo-Guerrero, Mendoza-Becerra, & Reyes-Calle, 2017).

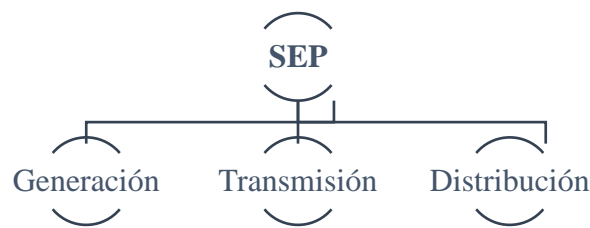


Figura 4. Niveles Jerárquicos en SEP.

Fuente: Elaboración Propia

2.1.3 Niveles de tensión

Los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008):

Tabla 1

Niveles de Tensión

Nivel	Tensión
IV	$\geq 57.5 \text{ kV} < 220 \text{ kV}$
III	$\geq 30 \text{ kV} < 57.5 \text{ kV}$

II	$\geq 1 \text{ kV} < 30 \text{ kV}$
I	$< 1 \text{ kV}$

Nota: Se presentan los niveles de tensión establecidos en la regulación colombiana.

Con el fin de atender la demanda del sistema con niveles de voltaje que garanticen el adecuado funcionamiento de los equipos eléctricos, debe tenerse un rango de operación del voltaje (EPM, 2015). En base a esto la NTC 1340, presenta otra clasificación de niveles de tensión con rangos de tensión tolerables:

Tabla 2

Niveles de Tensión según NTC 1340

Clasificación	Tensión
Extra alta tensión (EAT)	Corresponde a tensiones superiores a 230 kV.
Alta tensión (AT)	Corresponde a tensiones mayores o iguales a 57,5 kV y menores o iguales a 230 kV.
Baja tensión (BT)	Los de tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1000 V.
Muy baja tensión	Tensiones menores de 25 V.

Nota: Se presenta la clasificación de tensión establecida en la Norma Técnica Colombiana 1340.

2.1.4 Configuraciones

Una configuración es el arreglo, ordenamiento o disposición que se les da a los equipos electromecánicos en el patio de conexiones de una subestación para un mismo nivel de tensión.

La selección de una configuración se basa principalmente en los requerimientos del SEP y la función que desempeña la subestación dentro del sistema, y puede variar entre la tendencia europea (conexión de barras) y la tendencia americana (conexión de interruptores) (Mejia Villegas S.A, 2003).

Según (Mejia Villegas S.A, 2003), las configuraciones de tendencia europea o conexión de barras, “son aquellas en las cuales cada circuito tiene un interruptor, con la posibilidad de

conectarse a una o más barras por seccionadores”. Mientras que, las configuraciones de tendencia americana o conexión de interruptores “son aquellas en las cuales los circuitos se conectan a las barras o entre ellas por medio de interruptores” (Mejia Villegas S.A, 2003). Siendo las configuraciones más comunes las que se muestran en la Figura 5.

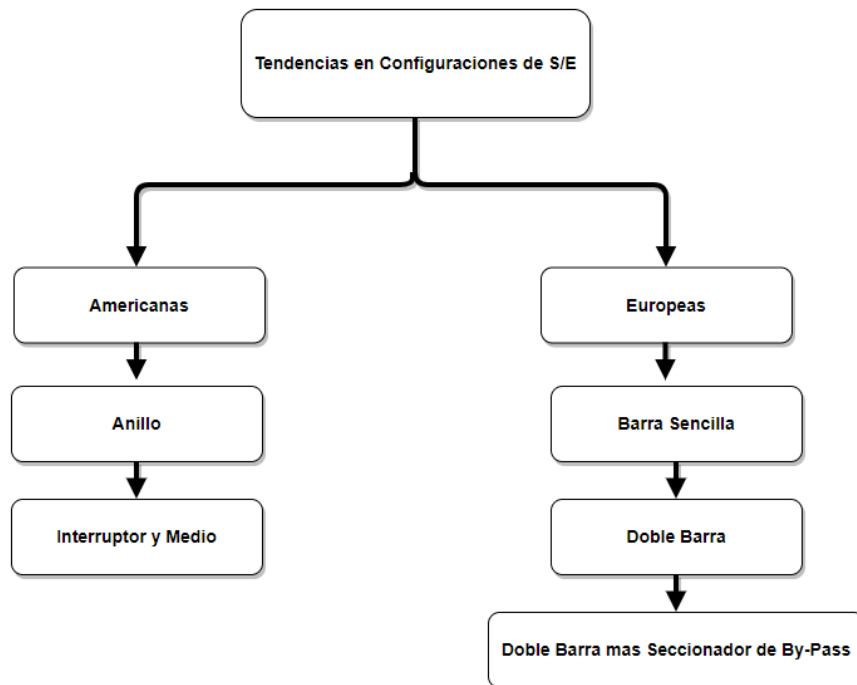


Figura 5. Tendencias en configuraciones de S/E.

Fuente: Elaboración Propia

Es importante resaltar que las diferentes configuraciones existentes, tienden a influir en la evaluación de confiabilidad del sistema, así como en aspectos relacionados a ella, como son la flexibilidad operativa (Fernández Ramírez, 2014). Por tanto, dependiendo de la configuración que se implemente en las subestaciones eléctricas del SEP, es posible obtener distintos niveles de confiabilidad, seguridad y flexibilidad (Mejia Villegas S.A, 2003). De allí, la importancia de seleccionar la configuración que mejor se adapte a los requerimientos del sistema para garantizar

la prestación del servicio bajo los estándares de calidad expuestos en la regulación vigente que corresponda.

2.2 Confiabilidad en sistemas de potencia

La confiabilidad es la probabilidad de que un elemento ejecute su función en unas condiciones de uso determinadas, durante un tiempo establecido (Meeker & Escobar, 1998).

La confiabilidad en la operación de sistemas de potencia se define como el grado en el cual el desempeño de los elementos del sistema tiene como resultado el suministro de energía eléctrica a sus clientes, con suficiencia y seguridad, en un intervalo de tiempo dado, considerando condiciones operativas, condiciones ambientales y contingencias (Consortio CONOSER - RightSide, 2014). La evaluación de la confiabilidad en la operación del sistema se hace con el fin de identificar las fallas más críticas de los elementos del sistema, evaluar sus impactos, y proponer alternativas para mitigar daños (Giraldo Gómez & Franco M., 2012).

2.2.1 Métodos de Modelación y Evaluación de Confiabilidad

Para realizar análisis de confiabilidad actualmente se cuenta con enfoques probabilísticos basados en modelos matemáticos completos, sin embargo, el principal inconveniente de este método es la complejidad debido a la gran cantidad de elementos que existe en un SEP y los estados que estos pueden tomar para realizar el análisis de confiabilidad.

Por otro lado, se tiene el método determinístico, este enfoque se centra en la reducción del conjunto de situaciones restrictivas que enfrenta en SEP en estudio (el criterio N-1 o fallas simples), con la finalidad de establecer el desempeño del sistema ante escenarios operativos que vulneren la seguridad y confiabilidad del mismo.

La Resolución CREG 025 DE 1995 dice que “para evaluar confiabilidad por métodos probabilísticos el criterio será que el Valor Esperado de Racionamiento de Potencia (VERP), en cada uno de los nodos donde existe demanda, sea inferior al 1% medido en el nivel de 220 kV. Para calcular el VERP se tomará como referencia un valor de máxima indisponibilidad del 1% acumulado anual por cada 1 0 0 km de línea y por cada circuito.” (Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución CREG 025, 1995).

Mientras que,” para el análisis de confiabilidad por medio de métodos determinísticos se debe utilizar el criterio N-1, según el cual el STN 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 de transmisión a la vez.” (Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución CREG 025, 1995).

2.2.1.1 Método de Monte Carlo

Este método se basa en la simulación aleatoria de una gran cantidad de escenarios operativos, teniendo como base los indicadores de confiabilidad de momentos correspondiente a las distribuciones de probabilidad (Fernández Ramírez, 2014) (Gonzales Arias, 2007; Arriagada Mass, 1994).

La ventaja de este método radica en la factibilidad que tiene contemplar de forma teórica cada variable aleatoria, contingencias y políticas de operación similares a las reales, para así calcular índices de confiabilidad en sistemas compuestos con mayor precisión (Alvarez, Wilson, & Coppes, 2002).

2.2.1.2 Método de Markov

El método Markov analiza una serie de eventos cuya probabilidad de ocurrencia depende del evento previo. Por lo que se tiene una cadena de eventos que conforman una memoria de análisis (Gonzales Arias, 2007).

Cada elemento de un SEP puede ser reparado o remplazado, para restablecer la condición de operación normal del sistema como el caso de afectaciones por salidas de operación de líneas de transmisión o proyectos de mejoras desde la planeación (Silva-Ortega, Cardenas-Escorcia, & Valencia-Ochoa, Monitoring Electromagnetic Fields and Safe Operation Levels in Electrical Power Transmission Lines, 2018). Este método no contempla la forma de conexión de los elementos, pero permite obtener con precisión la probabilidad de que el sistema se encuentre en cualquiera de sus posibles estados, la desventaja de esto es que la cantidad de probabilidades posibles aumentan la cantidad de elementos presentes en el sistema (Alvarez, Wilson, & Coppes, 2002).

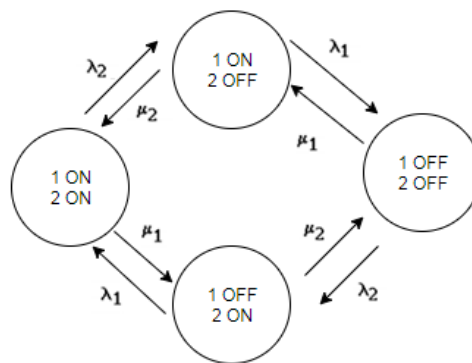


Figura 6. Estados de un sistema de dos elementos.

Fuente: (Alvarez, Wilson, & Coppes, 2002) y adaptada por D. Osorio 2018.

2.2.1.3 Métodos de Cortes Mínimos

En el análisis de confiabilidad de los SEP es común utilizar el método de cortes mínimos con la finalidad de determinar los índices básicos de confiabilidad (frecuencia y duración de las fallas). Este método muestra mediante representaciones serie-paralelo que es posible que la red se ajuste a cualquier configuración, de esta manera al retirar un elemento se produce una separación o división del sistema, logrando evidenciar los efectos en el resto del SEP (Gonzales Arias, 2007) (Arriagada Mass, 1994) (Al-Muhaini & Heydt, 2012), ya que se asocia a la alta disponibilidad de los componentes de la red (Mantilla Flórez, 2017) (Tripathy, Dash, & Tripathy, 2010).

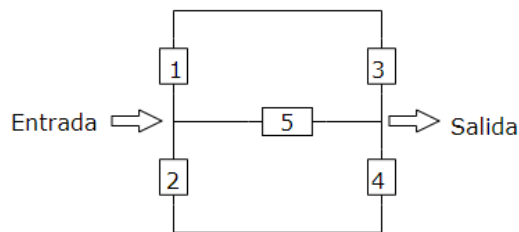


Figura 7. Sistema Serie-Paralelo.

Fuente: (Al-Muhaini & Heydt, 2012) y adaptada por D. Osorio 2018.

El método de cortes mínimos permite analizar la confiabilidad de una red, logrando evaluar la capacidad de dos o más nodos interconectados, considerando la probabilidad de falla de los componentes del sistema mediante combinaciones de desconexiones.

Las combinaciones de este método constan de representaciones o subsistemas series y paralelos que se obtienen por reducción sucesiva. Un sistema serie o paralelo por reducción, no es más que la representación del sistema en un solo nodo o componente equivalente. Por lo que,

el elemento que resulta de la reducción puede reflejar la confiabilidad del sistema (Al-Muhaini & Heydt, 2012).

Sin embargo, para sistemas complejos, donde se dificulta realizar la reducción serie paralela, no se aconseja emplear el método de cortes mínimos, ya que, dada la complejidad se puede incurrir en errores en el proceso de reducción que conlleven a una evaluación poco realista o ajustada a la realidad (Al-Muhaini & Heydt, 2012) (Lam & Victor, 1986) (Shooman, 1995).

La finalidad de las combinaciones o subsistemas serie/paralelo del método de cortes mínimos es evaluar la confiabilidad de un sistema complejo transformándolo en un sistema simplificado o equivalente, pero conservando lógica de conexión del sistema desde la entrada hasta la salida.

2.2.1.4 Análisis de Efectos de Falla (AEF)

Esta es una técnica de evaluación de confiabilidad para determinar el comportamiento del sistema de potencia bajo diferentes escenarios de operación. El Análisis de Efectos de Falla basa el estudio de confiabilidad en la implementación de equipos de protección a la red, lo cual permite considerar el método de cortes mínimos en el estudio (Arriagada Mass, 1994).

Bajo determinado escenario de operación, es posible que se presenten fallas que desencadenen la desconexión de elementos aledaños, lo que a su vez generaría la pérdida del suministro del servicio en los puntos de cargas y en ciertos casos ocasionaría sobrecarga a otros elementos que deban suplir la ausencia de activos con el objetivo de dar continuidad al servicio. Es por esta razón, que en los estudios de confiabilidad que se implementa el método de análisis de efectos de falla se consideran las sobrecargas, permitiendo dimensionar los efectos de diversas formas de falla de los componentes del sistema eléctrico (Arriagada Mass, 1994) (Mantilla Flórez, 2017).

2.3 Índices de confiabilidad

El concepto de confiabilidad es bastante amplio y complejo, de manera que no es posible definirlo a través de un solo índice. A continuación, se presentan los índices más usados por las asociaciones como IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers), EII (Edison Electrical Institute), EPRI (Electric Power Research Institute) y CEA (Canadian Electrical Association).

2.3.1 Índices Básicos

2.3.1.1 Tasa promedio de falla (λ).

Como su nombre lo indica es el promedio del histórico de fallas en la operación del elemento, que implican la acción de un elemento de protección por contingencias como cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas y accidentes que afectan al SDL (Giraldo Gómez & Franco M., 2012).

$$\lambda = \frac{N_f}{L(T - \sum_{i=1}^{N_f} t_i)} \text{ [Fallas/año]} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde,

N_f = cantidad de fallas

L = Longitud total de la línea expuesta a falla [Km]

T = Periodo de estudio [Años, meses]

t_i = Tiempo de reparación de línea por falla [Horas, meses, años].

2.3.1.2 Tiempo promedio de interrupción (T).

Es el periodo de tiempo transcurrido desde que actúa el elemento de protección hasta el momento de la reposición de energía eléctrica (Giraldo Gómez & Franco M., 2012).

$$r = \frac{\left(\sum_{i=1}^{N_f} ttr_i\right)}{N_f} \text{ [Horas/falla]}$$

Ecuación 2

2.3.2 Índices Orientados a los Usuarios.

A continuación, se relacionan los indicadores que representan las interrupciones y la energía no suministrada al usuario final (Giraldo Gómez & Franco M., 2012).

2.3.2.1 Índice de frecuencia de interrupción media del sistema (SAIFI) - (System Average Interruption Frequency Index)].

Es el indicador que determina la frecuencia de la interrupción medida durante un tiempo específico (Giraldo Gómez & Franco M., 2012).

$$SAIFI = \frac{\text{Número de interrupciones a los usuarios}}{\text{Número total de usuarios atendidos}}$$

Ecuación 3

2.3.2.2 Índice de duración de interrupción media del sistema (SAIDI) - (System Average Interruption Duration Index).

Este indicador recopila la duración total de la interrupción media del sistema en un tiempo determinado (Giraldo Gómez & Franco M., 2012).

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones del usuarios}}{\text{Número total de usuarios atendidos}}$$

Ecuación 4

2.3.2.3 Índice de frecuencia de interrupción media de los usuarios (CAIFI) - (Customer Average Interruption Frequency Index).

Este índice sirve de herramienta para comparar eventos reportados en distintos periodos de tiempo, para un mismo usuario (Giraldo Gómez & Franco M., 2012).

$$CAIFI = \frac{\text{Número de interrupciones a los usuarios}}{\text{Número total de usuarios afectados}} \quad \text{Ecuación 5}$$

2.3.2.4 Índice de duración de interrupción media de los usuarios (CAIDI) (Customer Average Interruption Duration Index).

Este índice determina el tiempo medio en que es posible restablecer el suministro de energía (Giraldo Gómez & Franco M., 2012).

$$CAIDI \quad \text{Ecuación 6}$$

$$= \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones del usuarios}}{\text{Número total de interrupciones del usuario}}$$

2.3.2.5 Índice de disponibilidad media del servicio (ASAI) - (Average Service Availability Index).

Este índice representa la fracción media de tiempo que un cliente cuenta con el servicio durante el periodo de cálculo (State Public Service Commissions, s.f.) (Bourezg & Meglouli).

$$ASAI = \frac{\text{Horas de disponibilidad del servicio del consumidor}}{\text{Horas de servicio demandada por el consumidor}} \quad \text{Ecuación 7}$$

2.3.2.6 Índice de indisponibilidad media del servicio (ASUI) - (Average Service Unavailability Index).

Este índice constituye la probabilidad de contar con todas las cargas alimentadas (Mantilla Flórez, 2017) (Bourezg & Meglouli).

$$ASUI = \frac{\text{Horas de indisponibilidad del servicio del consumidor}}{\text{Horas de servicio demandada por el consumidor}} \quad \text{Ecuación 8}$$

2.3.3 Índices Orientados a puntos de Carga.

Los indicadores enfocados en los puntos de carga se basan en la carga máxima conectada durante las interrupciones y no en el número de usuarios afectados. Estos índices fueron desarrollados por la PEA (Pennsylvania Electric Association) (Giraldo Gómez & Franco M., 2012).

2.3.3.1 Índice de duración de interrupción promedio (ASIDI) - (*Average System Interruption Duration Index*).

Este índice muestra la duración total de la interrupción media del sistema durante el tiempo de estudio (Giraldo Gómez & Franco M., 2012).

$$ASIDI = \frac{\text{Potencia por hora interrumpidas}}{\text{Potencia conectado total servidos}} \quad \text{Ecuación 9}$$

2.3.3.2 Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (ASIFI) - (*Average System Interruption Frequency Index*).

Este índice es una herramienta para medir el rendimiento de la distribución de energía usuarios industriales y comerciales (Giraldo Gómez & Franco M., 2012).

$$ASIFI = \frac{\text{Potencia interrumpida}}{\text{Potencia conectado total servidos}} \quad \text{Ecuación 10}$$

2.4 Marco Regulatorio Colombiano

El sector eléctrico Colombiano en cumplimiento de las Leyes 142 y 143 de 1994, orientan el suministro del servicio de energía en base en parámetros de eficiencia, calidad y cobertura en la prestación del servicio (Sandoval, 2004).

En Colombia, para llevar a cabo cualquier función en la red eléctrica se debe cumplir con el Código de Redes; este fue sancionado el 13 de julio de 1995 a través de la resolución 025 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (GREG) como reglamento para la operación de las actividades referentes en las leyes 142 y 143 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución CREG 025, 1995).

El Código de Redes tiene como objetivo establecer los criterios, procedimientos y requisitos para realizar una buena planeación, coordinación, supervisión y control en la operación del sistema, para asegurar la atención de la demanda en términos de confiabilidad, seguridad y calidad (Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución CREG 025, 1995).

Para el caso de Colombia, el marco regulatorio de la calidad del servicio prestado en sistemas de transmisión regional y distribución local es la Resolución CREG 070 de 1998 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución CREG 070, 1998).

La CREG 025 establece los métodos de evaluación que se pueden aplicar para conocer la confiabilidad de elementos del sistema (Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución CREG 025, 1995), y va de la mano con la CREG 070 donde se establecen los índices permisibles para la medición de la calidad del servicio prestado y los valores a compensar por parte del OR por la baja calidad de servicio (Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución CREG 070, 1998).

La Resolución 18 2148 del 2007 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, define criterios de seguridad y confiabilidad para los Sistemas de Transmisión Regional (STR), usados en estudios de confiabilidad para los sistemas de distribución (Ministerio de Minas y Energía, 2007) (Mantilla Flórez, 2017).

En la Resolución CREG-097 de 2008, se fijan los Índices de Disponibilidad o de las Horas Anuales Acumuladas de Indisponibilidad aplicables al Sistema de Transmisión Nacional (STN), sometidas a cambios con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 011-2009 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución CREG 011, 2009) (Mantilla Flórez, 2017).

Capítulo 3. Metodología

A continuación, se describe la metodología empleada para llevar a cabo la evaluación de confiabilidad de la red eléctrica de sub-transmisión del departamento del Atlántico basado en el método de cortes mínimos, para efectos del desarrollo del estudio se ha dispuesto en varias fases, teniendo como resultado lo siguiente:

En la fase I, se inicia la búsqueda y recolección modelos y criterios empleados para realizar estudios de confiabilidad en SEP y caracterización de la información recolectada, logrando identificar el método que mejor se ajuste a los requerimientos del sistema objeto de estudio. En esta fase se incluye la recolección de información concerniente al sistema real que será sometido al estudio.

En la fase II, se procede a modelar el sistema de sub-transmisión del departamento del Atlántico y a ejecutar estudios eléctricos mediante el software DigSILENT Power Factory 15.1, correspondiente al análisis de flujos de carga y estudio de contingencias N-1. Identificando en esta fase los activos con mayor afectación en términos tensiones [p.u] en barras y cargabilidad (%) en líneas y transformadores.

En la fase III, se lleva a cabo el estudio de confiabilidad del sistema de sub-transmisión del departamento del Atlántico, basado en el método de cortes mínimos, centrando el análisis en aquellos activos identificados como críticos en la fase II, teniendo como parte del resultado, la clasificación en rangos de afectación para el sistema.

Para dicho análisis, se tendrá en cuenta las configuraciones de las subestaciones asociadas a los activos declarados críticos, con el fin de determinar la relación entre el indicador de confiabilidad y la configuración de las subestaciones.

3.1 Fase I: Recopilación de datos

La información utilizada en el presente estudio ha sido suministrada por el operador de red Electricaribe S.A E.S.P, bajo acuerdo académico suscrito entre la Universidad de la Costa y el OR, quedando como constancia un documento expedido por la institución de educación superior y la respectiva autorización por parte de la empresa.

3.1.1 Descripción del Sistema de Potencia del Atlántico

El STR dispone de cuatro subestaciones con las que es posible la interconexión al STN, estas subestaciones son Termoflores, Tebsa, Sabanalarga y Nueva Barranquilla a través de transformadores 220/110 kV o 220/34.5 kV, las cuales tienen diferentes capacidades como se detallan en la Tabla 3 (Silva-Ortega, Cardenas-Escorcia, Isaac-Millan, Cervantes, & Valencia-Ochoa, 2018).

Tabla 3

Sistema de Transmisión Regional

Subestación	Capacidad de transformación (MVA)	Composición de la transformación
Termoflores	300	2 x 150 MVA
Tebsa	380	1 x 180 MVA; 2 x 100 MVA
Sabanalarga	240	2 x 90 MVA; 1 x 60 MVA
Nueva Barranquilla	100	1 x 100 MVA

Nota: Se presenta la composición y capacidad de transformación de subestaciones del STR con conexión al STN.
Fuente: Electricaribe S.A. E.S.P.

En cuanto a la alimentación del sistema, esta se realiza a través de las líneas a 220 kV que están compuestas por un corredor comprendido entre las subestaciones Sabanalarga – Nueva

Barranquilla (3 líneas), Sabanalarga – Tebsa (3 líneas), Tebsa – Nueva Barranquilla, contando además con un doble circuito entre Nueva Barranquilla - Termoflores.

Las subestaciones de generación que se tiene el Sistema de Potencia del Atlántico son Termoflores y Tebsa a 220 kV y 110 kV respectivamente, como se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4

Sistema de Generación Regional

Subestación	Tensión	Capacidad nominal de generación (MW)
Termoflores	220 kV	344
Termoflores	110 kV	266
Tebsa	220 kV	606
Tebsa	110 kV	294

Nota: Se presenta la capacidad de generación del STR. Fuente: Electricaribe S.A. E.S.P.

El Sistema de Transmisión del Atlántico forma un anillo, como se muestra en la Figura 8, este sistema corresponde al STR interior de Barranquilla, alimentado desde las subestaciones Termoflores y Tebsa (subestaciones de generación); estas simultáneamente alimentan las subestaciones Oasis, Silencio, Centro, El Rio, Cordialidad y Veinte de Julio. Mientras que, la alimentación de la subestación Unión proviene de la subestación Tebsa y la alimentación de la subestación Las Flores desde Termoflores, ambas conservando una topología radial.

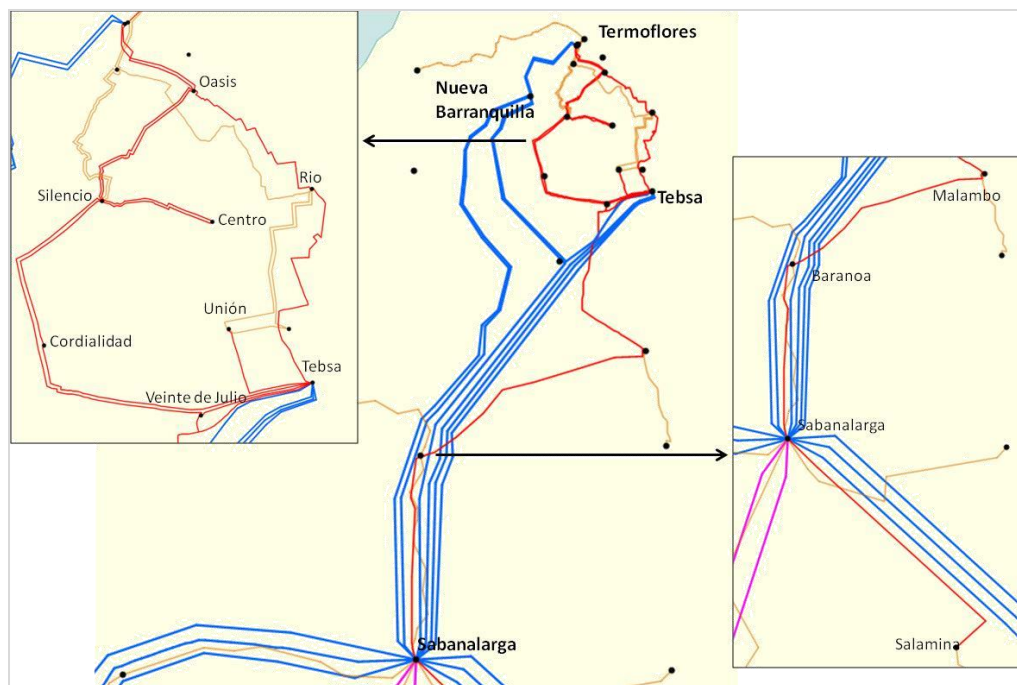


Figura 8. Sistema Eléctrico Actual del Departamento del Atlántico

Fuente: Electricaribe S.A. E.S.P.

Por medio de la subestación Sabanalarga se logra alimentar de manera radial las subestaciones Salamina, Baranoa y Malambo. Sin embargo, se presenta para las subestaciones de Baranoa y una alternativa de alimentación mediante la línea Veinte de Julio – Malambo y la operación acoplada de la barra en anillo en esta última subestación. En la Figura 9 se observa el Sistema Eléctrico actual del departamento del Atlántico y que se toma como caso de referencia para el presente trabajo.

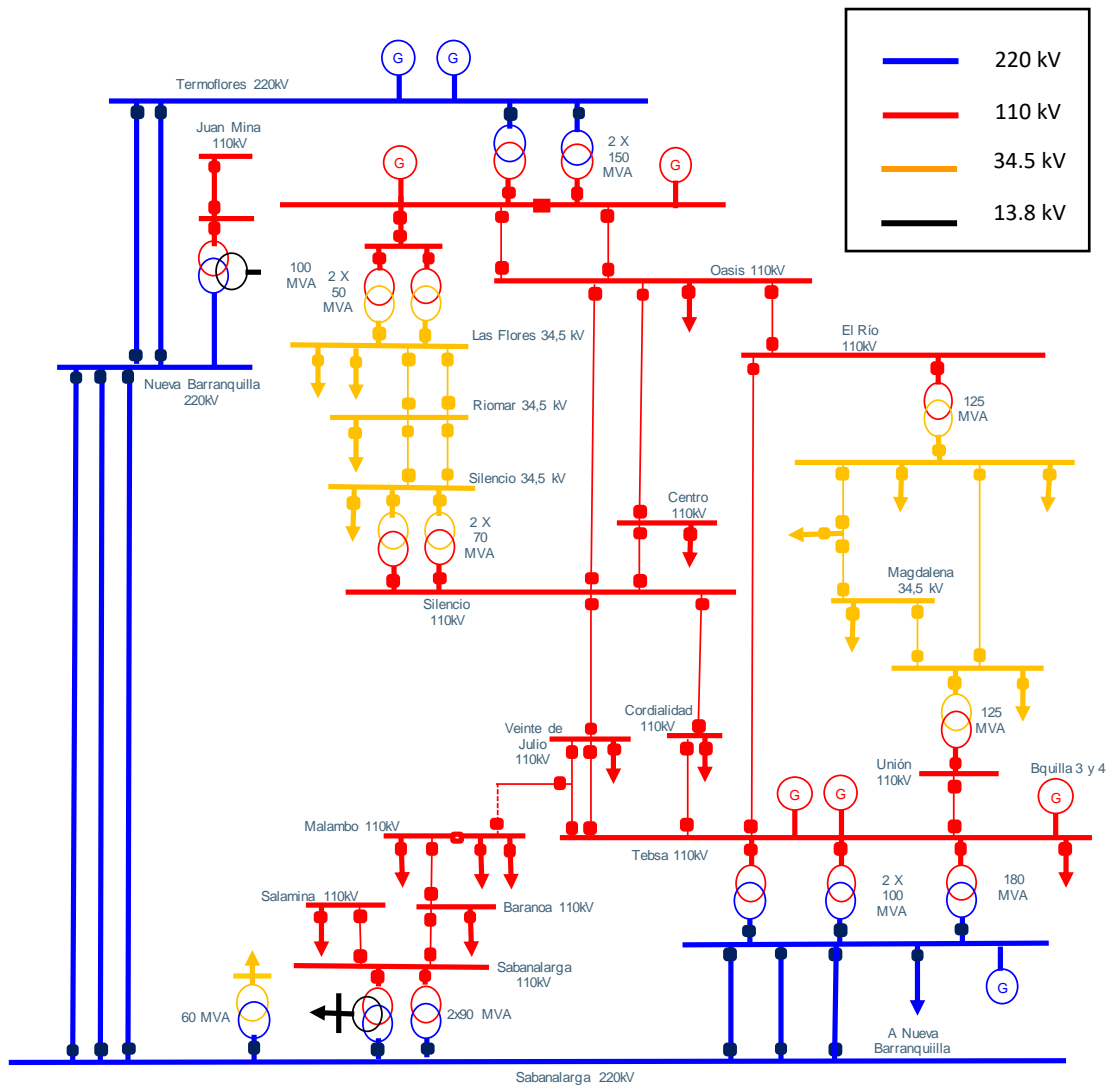


Figura 9. Sistema de Subtransmisión del Departamento del Atlántico

Fuente: Electricaribe S.A E.S.P y adaptada por D. Osorio 2018.

La subestación Malambo presenta una configuración anillo, la cual se opera en estado abierto (condición operativa), con lo cual, se logra separar de manera operativa los sistemas interconectados de Atlántico Norte con los de Atlántico Sur. Es necesario resaltar que el estado operativo de dicho anillo puede variar dependiendo de las consignas dadas por el Centro Nacional de Despacho (CND).

Para el caso de los transformadores del Sistema de Distribución Local (SDL) de Malambo son alimentados desde el corredor a 110 kV proveniente de la subestación Sabanalarga.

Por otro lado, se tiene que el anillo a 110 kV mencionado anteriormente, cuenta con dos corredores de líneas a 34.5 kV como se muestra en la Figura 10, donde, la subestación Riomar se alimenta a través de un doble circuito proveniente de las subestaciones Silencio y las Flores, mientras que la subestación Magdalena se alimenta desde las subestaciones Unión y El Río por medio un anillo entre estas subestaciones.

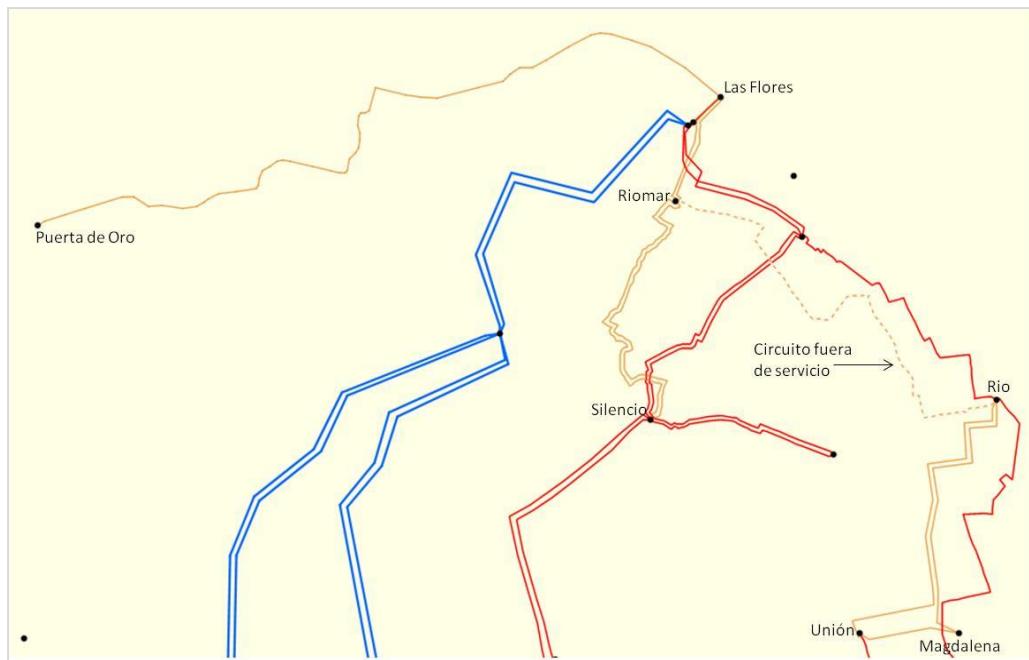


Figura 10. Sistema 34.5 kV del Atlántico.

Fuente: Electricaribe S.A. E.S.P.

3.2 Fase II: Modelación del sistema

En la fase II del estudio, que comprende la modelación del SEP objeto de estudio mediante software, se consideran características propias del sistema, como son la topología de la red, el sistema de protección y las fallas de la red. Sin olvidar que, las redes eléctricas para su

funcionamiento se encuentran interconectadas entre sí, por tal razón, es indispensable establecer la vinculación topológica, lógica y/o funcional de los elementos de la red en estudio, lo cual se logra al modelar el sistema conservando sus características propias.

Para evaluación de confiabilidad de la red eléctrica de sub-transmisión del departamento del Atlántico basado en el método de cortes mínimos considerando las conexiones existentes entre cada configuración de las subestaciones del sistema, se selecciona DIgSILENT Power Factory 15.1, puesto que es el software utilizado por los OR para estudios de planeación y es una herramienta que actualmente lidera los estudios de sistemas de potencia.

En esta fase se procesa toda la información suministrada por el OR (parámetros eléctricos, topología, configuraciones, tasa de fallas, entre otros). Dando como resultado el SEP representado en la Figura 11.

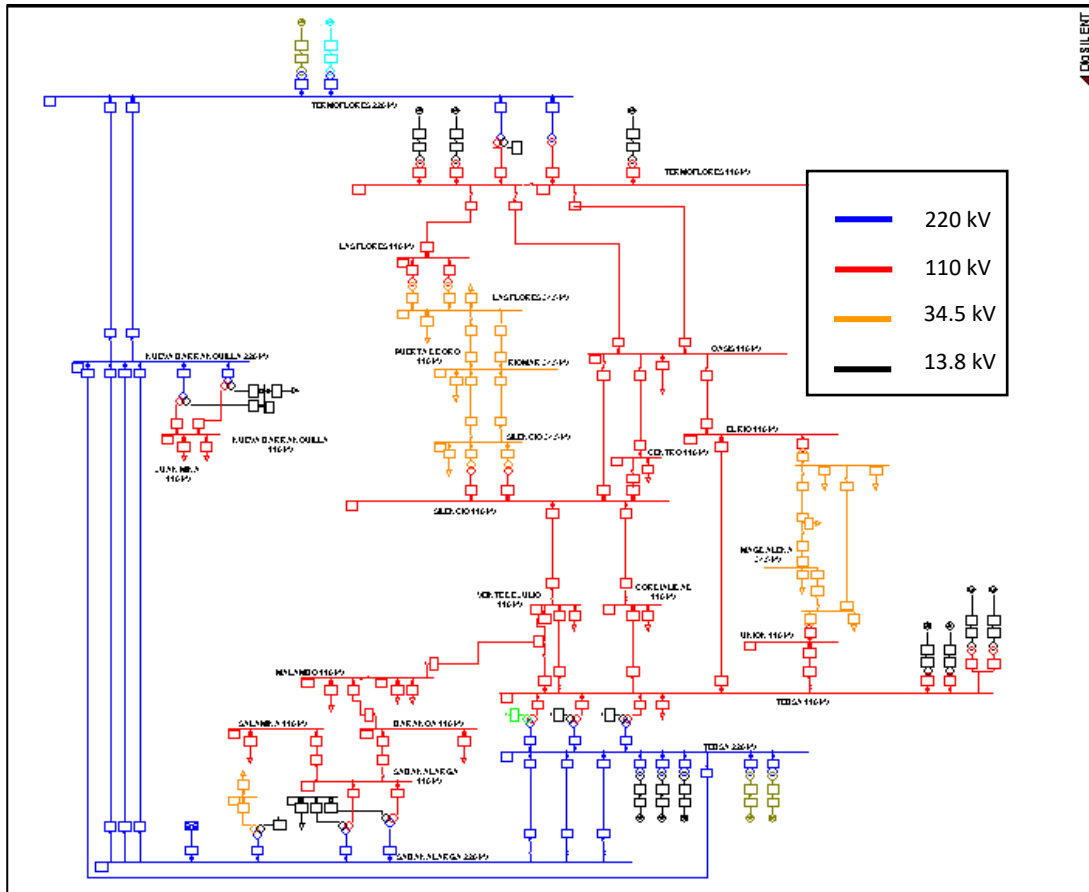


Figura 11. Sistema de Subtransmisión del Departamento del Atlántico.

Fuente: Elaboración Propia.

3.3 Fase III: Evaluación de confiabilidad

En esta fase, una vez seleccionada la metodología y/o técnica de evaluación de confiabilidad en sistemas de potencia, que para efectos de estudio, es el método de cortes mínimos y seleccionado el indicador de confiabilidad que representan el foco del análisis, que en este caso será la Energía No Suministrada (ENS) generada por los elementos declarados críticos para el sistema, se lleva a cabo el análisis de confiabilidad considerando las configuraciones de las subestaciones de la red eléctrica de sub-transmisión del departamento del Atlántico.

Al finalizar el estudio y determinar el grado de confiabilidad, en caso de requerirse, se establecen recomendaciones técnicas y operativas con el objetivo de mejorar la prestación del servicio de energía eléctrica en términos de confiabilidad.

En la Figura 12 se presenta el procedimiento propio seleccionado para realizar la evaluación de confiabilidad del Sistema de Subtransmisión del Departamento del Atlántico.

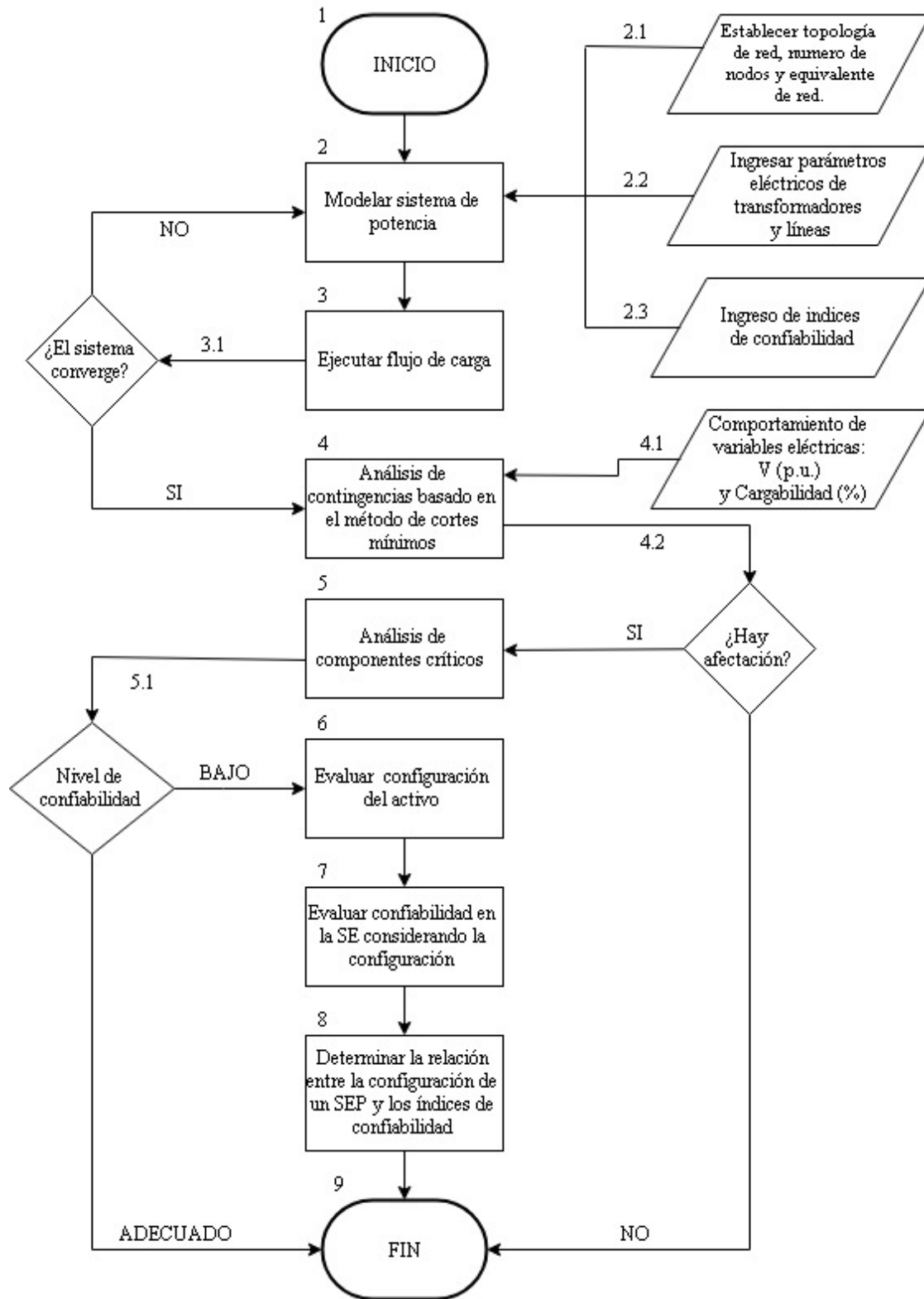


Figura 12. Diagrama de flujo para evaluar confiabilidad.

Fuente: Elaboración Propia.

3.4 Criterios para los estudios eléctricos

Los aspectos asociados a los estudios eléctricos que se deben contemplar en la evaluación del Sistema de Subtransmisión del Departamento del Atlántico según lo expuesto en la resolución CREG 025 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995), son los siguientes:

3.4.1 Seguridad

La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad del corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de tensión de operación respecto a la tensión nominal del equipo.

3.4.2 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.

Capítulo 4. Resultados

Para realizar un análisis de confiabilidad a un sistema de potencia, es necesario conocer el comportamiento operativo en estado estable del sistema, simulado a través de un software que cuente con herramientas de simulación lineal para conocer el flujo de carga real y detectar puntos críticos. Se utilizó el programa de simulación DigSILENT Power Factory (Digital Simulation and Network Calculation) en la versión 15.1, programa especializado en el análisis de sistemas de potencia, se utilizaron los módulos de flujo de cargas y confiabilidad.

4.1 Flujo de carga

Para evaluar el sistema de subtransmisión del Atlántico se realizaron análisis eléctricos en estado estacionario (caso base) y bajo contingencias N-1 (escenarios operativos). La base de datos utilizada para este estudio, se fundamenta en información suministrada por Electricaribe S.A E.S.P., la cual corresponde a los parámetros eléctricos de los activos que componen la red.

Se toma como referencia el día y periodo de máxima demanda registrado durante el año 2017 para el mercado de comercialización de Barraquilla, que concierne al día 18 de octubre de 2017 en el periodo horario 16.

En las Tabla 5 y Tabla 6 se encuentran los resultados del estudio de flujo de carga del caso base en estado estacionario, se muestra el comportamiento de las variables eléctricas (tensión, potencia activa, potencia reactiva y potencia aparente) para líneas y transformadores del SEP del Atlántico respectivamente.

Tabla 5.

Resultados Flujo de carga en líneas

Línea	ACTIVO	Tensión (kV)	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)
LN 801	TEBSA - SABANALARGA 1	220	149,8	35,4	154,0
LN 802	TEBSA - SABANALARGA 2	220	149,8	35,4	154,0
LN 821	TEBSA - SABANALARGA 3	220	151,3	33,4	154,9
LN 822	TEBSA - NUEVA BARRANQUILLA	220	86,8	1,9	86,8
LN 824	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1	220	109,9	39,7	116,9
LN 825	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2	220	109,9	39,7	116,9
LN 826	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 1	220	84,5	26,7	88,6
LN 827	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 2	220	91,2	26,0	94,8
LN 828	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 3	220	91,2	26,0	94,8
LN 701	TERMOFLORES II - OASIS	110	132,2	54,3	142,9
LN 702	SABANALARGA - SALAMINA	110	13,3	5,3	14,3
LN 703	VEINTE DE JULIO - SILENCIO	110	36,6	15,6	39,8
LN 704	TEBSA - CORDIALIDAD	110	67,1	27,6	72,6
LN 705	BARANOA - MALAMBO	110	53,5	36,2	64,6
LN 706	TEBSA - EL RIO	110	69,7	37,5	79,2
LN 707	TEBSA - UNION (ATLANTICO)	110	72,4	24,1	76,3
LN 708	TEBSA - TVEINTE DE JULIO	110	59,4	24,4	64,2
LN 709	CORDIALIDAD - SILENCIO	110	1,7	1,0	2,0
LN 720	EL RIO - OASIS	110	2,3	12,7	13,0
LN 721	TERMOFLORES I - OASIS	110	55,2	22,0	59,4
LN 722	OASIS - SILENCIO	110	85,1	28,3	89,6
LN 723	OASIS - CENTRO (BARRANQUILLA)	110	31,3	7,4	32,1
LN 724	SILENCIO - CENTRO (BARRANQUILLA)	110	30,9	7,5	31,8
LN 725	LAS FLORES - TERMOFLORES I	110	86,5	59,2	104,8
LN 728-1	TEBSA - TVEINTE DE JULIO	110	56,0	23,0	60,6
LN 728-2	VEINTE DE JULIO - TVEINTE DE JULIO	110	52,0	22,0	56,5
LN 728-3	TVEINTE DE JULIO - MALAMBO	110	4,0	1,0	4,1
LN 729	SABANALARGA - BARANOA	110	72,1	48,3	86,8
LN 501-1	ELRIO - TPIZANO	34,5	12,8	12,2	17,7
LN 501-2	MAGDALENA - T PIZANO	34,5	10,0	10,5	14,5
LN 502	EL RIO - UNION	34,5	2,5	9,2	9,5
LN 505	SILENCIO - RIOMAR 1	34,5	17,7	3,4	18,0
LN 506	SILENCIO - RIOMAR 2	34,5	17,7	3,4	18,0
LN 530	UNION - MAGDALENA	34,5	13,2	0,0	13,2
LN 534	LAS FLORES - RIOMAR 1	34,5	19,1	12,7	22,9
LN 535	LAS FLORES - RIOMAR 2	34,5	19,1	12,7	22,9

Nota: Se presentan los resultados del estudio de flujo de carga en líneas de 220 kV – 110 kV y 34.5 kV del SEP del Atlántico.

Tabla 6

Resultados Flujo de carga en transformadores

ACTIVO	Tipo	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)
FLORESS1	Bidevanado	23,8	2,4	23,9
FLORESG1	Bidevanado	45,8	5,7	46,2
FLORESG2	Bidevanado	156,1	16,4	157,0
SILENCIO 4 70 MVA 110/34.5 KV	Bidevanado	47,1	26,8	54,2
SILENCIO 5 70 MVA 110/34.5 KV	Bidevanado	45,2	11,8	46,7
LAS FLORES 1 50 MVA 110/34.5 KV	Bidevanado	43,2	29,6	52,4
LAS FLORES 2 50 MVA 110/34.5 KV	Bidevanado	43,2	29,6	52,4
T05-ERI	Bidevanado	67,4	50,4	84,2
T06-UNI	Bidevanado	72,4	24,1	76,3
TERMOFLORES II 2 150 MVA 220/110 (1)	Bidevanado	24,6	59,2	64,1
BRQ_TR_211	Tridevanado	19,0	20,4	27,9
BRQ_TR_212	Tridevanado	19,5	20,9	28,6
BRQ_TR_213	Tridevanado	43,2	45,1	62,4
NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220/110/13.	Tridevanado	38,0	16,0	41,3
SABANALARGA 2 60 MVA 220/34.5 KV	Tridevanado	16,9	9,7	19,5
SBC_TR_211_100MVA	Tridevanado	49,8	33,3	59,9
Sabana 2 220/110 kV	Tridevanado	49,6	33,0	59,6
T10-TEF	Tridevanado	23,7	58,2	62,8

Nota: Se presentan los resultados del estudio de flujo de carga en transformadores bidevanados y tridevanados del SEP del Atlántico.

La Tabla 7, muestra las cargas asociadas a cada subestación que conforman la demanda del SEP del Atlántico y que corresponde al día 18 de octubre de 2017 en el periodo horario 16.

Tabla 7.

Cargas asociadas a cada Subestación

ACTIVO	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)
Carga Acesco	3,9	1,2	4,1
Carga Centro	62,1	21,5	65,7

Carga Cordialidad	65,4	26,6	70,6
Carga El Rio	50,3	22,6	55,1
Carga Flores	29,2	11,5	31,4
Carga Juan Mina 110kV	6,5	2,3	6,9
Carga Magdalena	23,2	10,5	25,5
Carga Nueva Barranquilla	13,0	4,0	13,6
Carga Oasis	73,1	26,6	77,8
Carga Pizano	2,8	1,3	3,1
Carga Riomar	73,3	31,5	79,8
Carga Riverport	1,5	0,5	1,6
Carga Silencio	56,4	22,0	60,5
Carga Triple A	3,7	2,7	4,6
Carga Unión	61,3	27,6	67,2
Carga Veinte de Julio	74,8	30,8	80,9
Concrecem	0,1	0,3	0,3
Carga Baranoa	17,5	8,2	19,3
Carga Malambo	52,8	33,8	62,7
Carga Nueva Barranquilla 13.8kV	18,5	6,8	19,7
Carga SE PUERTA DE ORO	18,7	9,0	20,8
Carga Sabanalarga 13.8 kV	14,0	5,3	15,0
Carga Sabanalarga 34.5 kV	16,8	9,0	19,1
Carga Salamina	13,2	6,2	14,6

Nota: Se presentan los resultados del estudio de flujo de carga de la demanda del SEP del Atlántico, conformada por y las cargas especiales y cargas asociadas a cada subestación objeto de estudio.

4.2 Análisis de contingencia basado en el método de cortes mínimos

Se realizó un diagnóstico de la operación del sistema, a partir de la variación de tensión en por unidad (p.u) en barras y la variación porcentual de cargabilidad (%) en líneas y transformadores en operación normal y ante contingencias simples (criterio N-1) del STR. El análisis bajo contingencias se realiza para un total de 23 escenarios operativos como se muestra en la

Tabla 8, los cuales fueron seleccionados considerando el nivel de importancia que suponen los activos de la red dada su ubicación en el STR, lo que a su vez permite establecer cambios topológicos o flexibilidad del sistema ante la salida de un elemento.

Tabla 8.

Escenarios simulados

Escenario	Descripción
Escenario 0	OPERACIÓN NORMAL
Escenario 1	N-1 BARANOA - MALAMBO 1 110 kV
Escenario 2	N-1 CENTRO (BARRANQUILLA) - OASIS 1 110 kV
Escenario 3	N-1 CENTRO (BARRANQUILLA) - SILENCIO 1 110 k
Escenario 4	N-1 CORDIALIDAD - TEBSA 1 110 kV
Escenario 5	N-1 EL RIO - OASIS 1 110 kV
Escenario 6	N-1 LAS FLORES - TERMOFLORES I 1 110 kV
Escenario 7	N-1 MALAMBO - TVEINTE DE JULIO 1 110 kV
Escenario 8	N-1 OASIS - SILENCIO 1 110 kV
Escenario 9	N-1 SABANALARGA - BARANOA 1 110 kV
Escenario 10	N-1 SABANALARGA - SALAMINA 110 kV
Escenario 11	N-1 SILENCIO - CORDIALIDAD 1 110 kV
Escenario 12	N-1 SILENCIO - VEINTE DE JULIO 1 110 kV
Escenario 13	N-1 TEBSA - EL RIO 1 110 kV
Escenario 14	N-1 TEBSA - TVEINTE DE JULIO 1 110 kV
Escenario 15	N-1 TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV
Escenario 16	N-1 TERMOFLORES I - OASIS 1 110 kV
Escenario 17	N-1 TERMOFLORES II - OASIS 1 110 kV
Escenario 18	N-1 LAS FLORES 1 50 MVA 110/34.5 KV
Escenario 19	N-1 LAS FLORES 2 50 MVA 110/34.5 KV
Escenario 20	N-1 SILENCIO 4 70 MVA 110/34.5 KV
Escenario 21	N-1 SILENCIO 5 70 MVA 110/34.5 KV
Escenario 22	N-1 T05-ERI
Escenario 23	N-1 T06-UNI

Nota: se presentan los escenarios operativos, siendo la primera columna la descripción del escenario en estudio y la segunda columna la contingencia correspondiente.

Para el análisis de contingencia basado en el método de cortes mínimos, se adoptaron criterios ceñidos a lo establecido en el Código de Redes (Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución CREG 025, 1995), que define lo siguiente:

“En estado estacionario la calidad operativa está definida por los siguientes criterios:

- En condiciones de operación normal, las tensiones en barras de 220 kV, 110 kV, 66 kV, 34,5 kV y 13,8 kV no deben ser inferiores al 90%, ni superiores al 110% del valor nominal. Para redes de 500 kV la tensión máxima permitida es de 90% y la máxima es del 105% del valor nominal.
- Para líneas de transmisión se consideran flujos aceptables, en condiciones normales de operación, cuando sean iguales o menores del 100% de su capacidad de transporte. En contingencia se admiten sobrecargas hasta el valor máximo permitido para el elemento bajo condiciones de emergencia y que se encuentra declarado por el agente propietario en el Paratec.
- Para transformadores se consideran flujos aceptables en condiciones normales de operación, cuando sean iguales o menos del 100% de su capacidad nominal. En contingencia se admiten sobrecargas hasta el valor máximo permitido para el elemento bajo condiciones de emergencia y que se encuentra declarado por el agente propietario en el Paratec.”

Por lo tanto, la operación del sistema se considera adecuada siempre y cuando se encuentre dentro de los límites de transporte y de carga determinados por la regulación vigente; fuera de ellos se considera que la operación se encuentra en estado de alerta o emergencia.

Las Tabla 9 y Tabla 10, contienen los resultados de flujo de carga del SEP del Atlántico en operación normal y ante contingencias, reflejando el perfil de tensión y cargabilidad de los activos que conforman el sistema.

En la Tabla 9, se evidencia que ante contingencias, el sistema percibe subtensiones en algunas barras; siendo la más crítica la falla de la línea LN 725 que afecta la Subestación las Flores a nivel de 110 kV.

Tabla 9

Perfiles de tensión en barras

ACTIVO	OPERACIÓN NORMAL	N-1 LN 705	N-1 LN 723	N-1 LN 724	N-1 LN 704	N-1 LN 720	N-1 LN 725	N-1 LN 728-3	N-1 LN 722	N-1 LN 729	N-1 LN 702	N-1 LN 709	N-1 LN 703	N-1 LN 706	N-1 LN 708	N-1 LN 707	N-1 LN 721	N-1 LN 701	N-1 T01-FLS	N-1 T02-FLS	N-1 T04-SIL	N-1 T05-SIL	N-1 T05-ERI	N-1 T06-UNI
B - Veinte de Julio 110 kV	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
B - Unión 110 kV	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
B - Tebsa 110 kV	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
B - Silencio 110 kV	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
B - Salamina 110 kV	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
B - Sabanalarga 110 kV	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
B - Oasis 110 kV	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
B - Las Flores 110 kV	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
B - El Rio 110 kV	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
B - Cordialidad 110 kV	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
B - Centro 110 kV	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
B - Baranoa 110 kV	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
B1 Termoflores 110 kV	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
B2 Termoflores 110 kV	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
B1 Malambo 110 kV	1,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
B2 Malambo 110 kV	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
B- T06-UNI	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9
B- T05-ERI	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,9

Nota: Se presenta el perfil de tensiones en barras ante contingencias simuladas, resaltando en color rojo aquellos resultados en estado de alerta por exceder los

límites establecidos en la regulación vigente.

Con los datos consignados en la Tabla 10, se observa que en operación normal los transformadores del STR de la subestación Las Flores presentan sobrecargas, las cuales aumentan considerablemente ante algunos escenarios de contingencias evaluados en este estudio. Además, se presentan Cargabilidades que superan el 70% de la cargabilidad nominal de los transformadores, como se evidencia en los transformadores asociados a la Subestación Silencio ante la salida de la línea LN 725.

En ambos casos, por el impacto que ocasiona la contingencia de la línea LN 725, se considera para efectos de este estudio, el escenario más crítico del sistema, ya que, induce mayor cargabilidad y subtensiones en otros activos, sobrepasando los límites operativos admisibles establecidos en la regulación vigente.

Tabla 10

Cargabilidad de líneas y transformadores

ACTIVO	OPERACIÓN NORMAL	N-1 LN 705	N-1 LN 723	N-1 LN 724	N-1 LN 704	N-1 LN 720	N-1 LN 725	N-1 LN 728-3	N-1 LN 722	N-1 LN 729	N-1 LN 702	N-1 LN 709	N-1 LN 703	N-1 LN 706	N-1 LN 708	N-1 LN 707	N-1 LN 721	N-1 LN 701	N-1 T01-FLS	N-1 T02-FLS	N-1 T04-SIL	N-1 T05-SIL	N-1 T05-ERI	N-1 T06-UNI	
LN 705	65,0		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0		65,6	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
LN 723	44,8	44,8		87,5	58,1	45,2	73,6	44,6	131,2	44,8	44,8	45,2	52,2	34,3	47,7	40,7	44,9	41,3	51,4	51,4	40,9	40,9	50,9	40,7	
LN 724	18,9	18,9	38,8		13,6	18,8	10,1	19,0	19,6	18,9	18,9	18,8	15,8	23,9	17,7	21,1	19,0	20,7	16,1	16,1	20,7	20,7	16,2	21,1	
LN 704	60,2	60,2	60,9	59,2		59,6	68,3	60,3	70,4	60,2	60,2	58,5	70,8	78,2	62,7	68,5	61,3	65,6	60,8	60,8	58,8	58,8	51,5	68,5	
LN 720	9,8	9,8	11,7	9,7	24,1		3,7	9,8	15,9	9,8	9,8	9,7	16,0	56,5	12,1	37,8	9,1	8,5	11,0	11,0	11,3	11,3	23,0	37,8	
LN 725	92,2	92,2	87,7	91,8	90,7	92,1		92,1	91,0	92,2	92,2	92,2	89,9	87,2	89,5	87,5	88,3	92,3	72,9	72,9	110,9	111,1	89,7	87,5	
LN 728-3	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5		4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	
LN 722	53,0	53,0	73,8	36,1	77,0	53,6	105,5	52,6		53,0	53,0	53,6	66,4	33,5	58,1	45,1	53,1	46,5	65,0	65,0	45,6	45,7	64,1	45,1	
LN 729	83,7	18,7	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7		84,6	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7
LN 702	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,2		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
LN 709	1,6	1,6	2,2	0,8	53,3	2,5	11,3	1,7	10,6	1,6	1,6		11,3	17,8	4,0	9,0	2,7	6,6	2,1	2,1	0,7	0,7	6,3	9,0	
LN 703	29,5	29,5	30,3	28,5	48,4	29,0	38,2	30,1	39,8	29,5	29,5	30,1		47,8	20,3	37,9	30,7	34,9	30,2	30,2	28,2	28,2	20,8	37,9	
LN 706	64,6	64,6	62,3	66,0	82,3	68,5	67,2	64,9	53,4	64,6	64,6	65,2	74,7		66,6	105,6	66,0	72,2	63,5	63,5	64,0	64,0	25,2	105,6	
LN 708	52,8	52,8	53,2	52,2	63,6	52,5	57,3	51,5	58,7	52,8	52,8	53,1	35,7	63,1		57,6	53,4	55,9	53,1	53,1	52,0	52,0	47,7	57,6	
LN 707	62,7	62,7	62,5	62,8	64,6	63,0	62,8	62,7	61,8	62,7	62,7	62,8	63,6	70,0	62,8		62,9	63,6	62,6	62,6	62,6	62,6	144,2	0,1	
LN 721	44,0	44,0	45,5	44,4	50,3	43,7	67,6	43,8	42,1	44,0	44,0	44,2	47,2	50,6	45,8	49,4		133,1	49,9	49,9	40,8	40,8	41,8	49,4	
LN 701	79,7	79,7	82,5	80,5	91,0	79,2	122,4	79,2	76,2	79,7	79,7	80,0	85,5	91,5	82,9	89,4	112,2		90,3	90,3	73,8	73,8	75,7	89,4	
T01-FLS	105,4	105,4	100,2	104,9	103,7	105,3	0,1	105,3	104,1	105,4	105,4	105,4	102,8	99,7	102,3	100,0	100,9	105,5		166,7	126,8	127,0	102,6	100,0	
T02-FLS	105,4	105,4	100,2	104,9	103,7	105,3	0,1	105,3	104,1	105,4	105,4	105,4	102,8	99,7	102,3	100,0	100,9	105,5	166,7		126,8	127,0	102,6	100,0	
T04-SIL	78,3	78,3	74,9	78,6	73,4	78,2	170,2	78,3	72,8	78,3	78,3	78,3	73,4	75,6	73,5	75,5	74,7	71,7	91,8	91,8		118,0	79,8	75,5	
T05-SIL	67,5	67,5	74,9	67,8	73,4	67,4	170,2	67,5	72,8	67,5	67,5	67,5	73,4	75,6	73,5	75,5	74,7	71,7	91,9	91,9	117,9		68,4	75,5	

T05-ERI	68,1	68,1	68,3	68,0	66,8	67,9	67,9	68,1	69,1	68,1	68,1	68,0	67,1	61,3	67,9	142,1	68,0	67,7	68,2	68,2	68,1	68,1	142,0
T06-UNI	61,2	61,2	61,0	61,3	63,0	61,4	61,3	61,2	60,2	61,2	61,2	61,2	62,0	68,3	61,3	0,1	61,3	62,0	61,1	61,1	61,1	61,1	140,7

Nota: Se presenta la cargabilidad en líneas ante contingencias simuladas. Resaltando en rojo aquellos resultados de alerta por exceder los límites establecidos en la regulación vigente.

La Tabla 11, relaciona los escenarios más críticos detectados con el análisis de contingencia basado en el método de cortes mínimos y que comprometen la operación del sistema, dado al impacto que tienen en las líneas de transmisión, transformadores y barras en el SEP del Atlántico.

Tabla 11

Activos críticos

CONTINGENCIA	ELEMENTO AFECTADO	VARIABLE	RESULTADO
OPERACIÓN NORMAL	T01-FLS	Cargabilidad (%)	105,4
	T02-FLS	Cargabilidad (%)	105,4
N-1 LN 725	B - Las Flores 110 kV	Tensión [p.u]	0,7
	LN 701	Cargabilidad (%)	122,4
	LN 701	Cargabilidad (%)	122,4
	T04-SIL	Cargabilidad (%)	170,2
	T05-SIL	Cargabilidad (%)	170,2
N-1 LN 707	B - Unión 110 kV	Tensión [p.u]	0,9
	B- T06-UNI	Tensión [p.u]	0,9
	LN 706	Cargabilidad (%)	105,6
	T05-ERI	Cargabilidad (%)	142,1
N-1 LN 721	LN 701	Cargabilidad (%)	112,2
N-1 LN 701	LN 721	Cargabilidad (%)	133,1
N-1 T01-FLS	T02-FLS	Cargabilidad (%)	166,7
N-1 T02-FLS	T01-FLS	Cargabilidad (%)	166,7
N-1 T04-SIL	LN 725	Cargabilidad (%)	110,9
	T05-SIL	Cargabilidad (%)	117,9
	T01-FLS	Cargabilidad (%)	126,8
	T02-FLS	Cargabilidad (%)	126,8
N-1 T05-SIL	LN 725	Cargabilidad (%)	111,1
	T04-SIL	Cargabilidad (%)	118,0
	T01-FLS	Cargabilidad (%)	127,0
	T02-FLS	Cargabilidad (%)	127,0
N-1 T05-ERI	B- T06-UNI	Tensión [p.u]	0,9
	B- T05-ERI	Tensión [p.u]	0,8
	LN 707	Cargabilidad (%)	144,2
	T06-UNI	Cargabilidad (%)	140,7
N-1 T06-UNI	B- T06-UNI	Tensión [p.u]	0,9
	LN 706	Cargabilidad (%)	105,6

T05-ERI	Cargabilidad (%)	142,0
---------	------------------	-------

Nota: Se presentan resultados en las variables por unidad de tensión y cargabilidad porcentual que alcanzan algunos activos del STR ante contingencias.

Al evaluar el sistema, se detectan elementos en estado de alerta o emergencia dado a los niveles de sobrecarga y niveles de subtensión que alcanzan al presentarse contingencias en la red. Por tanto, para efectos prácticos del presente estudio y futuros estudios, se proponen los siguientes rangos para categorizar los activos de un sistema en términos de tensión en barras [p.u] y cargabilidad (%) en líneas y transformadores.

En la tabla 12 se refleja la clasificación de cargabilidad según los rangos que alcancen los activos, donde se establece como sobrecarga leve niveles que superen el 100% y menores o iguales al 115 % de la capacidad nominal del elemento, sobrecarga grave niveles que superen el 115% y menores o iguales del 130% de la capacidad nominal del elemento, y por último se considera sobrecarga muy grave niveles que superen el 130% de la cargabilidad nominal del elemento.

En la tabla 13 se describe la propuesta de clasificación por niveles de tensión, donde se tienen rangos de subtensiones y sobretensiones en por unidad, considerándose una subtensión leve valores comprendidos entre el rango 0,90 y 0,85 [p.u], una subtensión grave la comprendida entre el rango 0,84 – 0,80 [p.u] y una subtensión grave las menores a 0,80 [p.u]. Para el caso de las sobretensiones, se considera leve entre el rango de 1.10 y 1.15 [p.u], una sobretensión grave entre 1.16 – 2.0 [p.u] y una sobretensión grave valores mayores a 2.01 [p.u].

Tabla 12

Clasificación de sobrecargas

SOBRECARGAS	RANGOS
Sobrecarga leve	> 100 y ≤ 115

Sobrecarga grave	> 115 y ≤ 130
Sobrecarga muy grave	> 130

Nota: se presenta la clasificación propuesta para evaluar sobrecargas.

Tabla 13

Rango de tensiones

TENSIONES	Min	Máx.
Subtensión leve	0,90	0,85
Subtensión grave	0,84	0,80
Subtensión muy grave	0,80	
Sobretensión leve	1,10	1,15
Sobretensión grave	1,16	2,00
Sobretensión muy grave	2,01	

Nota: se presenta la clasificación propuesta para evaluar tensiones.

Al categorizar los activos críticos presentados en la Tabla 11, considerando la clasificación propuesta en las En la tabla 12 se refleja la clasificación de cargabilidad según los rangos que alcancen los activos, donde se establece como sobrecarga leve niveles que superen el 100% y menores o iguales al 115 % de la capacidad nominal del elemento, sobrecarga grave niveles que superen el 115% y menores o iguales del 130% de la capacidad nominal del elemento, y por último se considera sobrecarga muy grave niveles que superen el 130% de la cargabilidad nominal del elemento.

En la tabla 13 se describe la propuesta de clasificación por niveles de tensión, donde se tienen rangos de subtensiones y sobretensiones en por unidad, considerándose una subtensión leve valores comprendidos entre el rango 0,90 y 0,85 [p.u], una subtensión grave la comprendida entre el rango 0,84 – 0,80 [p.u] y una subtensión grave las menores a 0,80 [p.u]. Para el caso de las sobretensiones, se considera leve entre el rango de 1.10 y 1.15 [p.u], una sobretensión grave entre 1.16 – 2.0 [p.u] y una sobretensión grave valores mayores a 2.01 [p.u].

Tabla 12 y Tabla 13, es posible analizar el sistema de una forma más concisa, ya que permite descartar los activos con afectaciones leves por la poca incidencia que reflejan en la operación del sistema. Por lo que, es posible concentrar los esfuerzos del estudio sólo en aquellos activos cuyas afectaciones son graves y muy graves, comprometiendo el suministro del servicio al ocasionar sobrecargas excesivas que implicarían la acción de los elemento de protección, ocasionando un N-2. Para el caso de las tensiones, al presentarse niveles de tensión tan bajos se aumentaría la corriente desencadenando también la acción de los elementos de protección.

Por lo anterior, como resultado de esta sección se tiene la categorización de los activos del SEP del departamento del Atlántico sometido al estudio de contingencias, tal como se muestra desde la Tabla 14 hasta la Tabla 16. En las cuales se muestran los niveles de afectación leve, graves y muy graves que experimentan los elementos de la red eléctrica al realiza el análisis de contingencia basado en el método de cortes mínimos.

Tabla 14

Afectaciones leves en el STR del Atlántico

CONTINGENCIA	ELEMENTO AFECTADO	Sobrecarga leve	Subtensión leve
OPERACIÓN NORMAL	T01-FLS	X	
	T02-FLS	X	
N-1 LN 721	LN 701	X	
N-1 T04-SIL	LN 725	X	
N-1 T05-SIL	LN 725	X	
	LN 706	X	
N-1 LN 707	B - Unión 110 kV		X
	B- T06-UNI		X
N-1 T06-UNI	LN 706	X	
	B- T06-UNI		X
N-1 T05-ERI	B- T06-UNI		X

Nota: se presenta la relación de los resultados obtenidos con la clasificación propuesta con afectaciones leves.

Tabla 15

Afectaciones graves en el STR del Atlántico

CONTINGENCIA	ELEMENTO AFECTADO	Sobrecarga grave	Subtensión grave
N-1 LN 725	LN 701	X	
	LN 701	X	
N-1 LN 701	LN 721	X	
	T05-SIL	X	
N-1 T04-SIL	T01-FLS	X	
	T02-FLS	X	
	T04-SIL	X	
N-1 T05-SIL	T01-FLS	X	
	T02-FLS	X	
N-1 T05-ERI	B- T05-ERI		X

Nota: se presenta la relación de los resultados obtenidos con la clasificación propuesta con afectaciones graves.

Tabla 16

Afectaciones muy graves en el STR del Atlántico

CONTINGENCIA	ELEMENTO AFECTADO	Sobrecarga muy grave	Subtensión muy grave
	B - Las Flores 110 kV		X
N-1 LN 725	T04-SIL	X	
	T05-SIL	X	
N-1 LN 707	T05-ERI	X	
N-1 T01-FLS	T02-FLS	X	
N-1 T02-FLS	T01-FLS	X	
N-1 T05-ERI	LN 707	X	
	T06-UNI	X	
N-1 T06-UNI	T05-ERI	X	

Nota: se presenta la relación de los resultados obtenidos con la clasificación propuesta con afectaciones muy graves.

Al ver presentar los resultados de manera categorizada, es posible observar que independientemente de las contingencias que puedan presentarse en el sistema, la variable (tensión y cargabilidad) que representa mayor criticidad para la seguridad en la operación de la red, son las identificadas como subtensiones graves y muy graves, puesto que, son evaluadas en

los nodos principales del STR (barraje de interconexión con SE de generación), lo que ante sus bajos niveles de tensión limitaría la alimentación del sistema aguas abajo, provocando desatención de demanda y repercusiones operativas en activos aledaños.

4.3 Análisis de confiabilidad

Una vez identificados los nodos críticos del sistema, se procede a realizar el análisis de confiabilidad, para el cual, se seleccionó como indicador, la Energía No Suministrada (ENS), dado que representa la energía que deja de percibir el sistema de potencia ante la presencia de determinados escenarios operativos que involucran interrupciones que comprometen la seguridad y la calidad del suministro de energía eléctrica.

Para este estudio, se cuenta con datos de tasas de frecuencia y duración de fallas registradas durante un periodo de tiempo. Es importante resaltar que para efectos del presente estudio, las estadísticas de falla no se encuentran discriminadas por causas, puesto que no se cuenta con esta información, por tanto, se asumen de manera general como interrupciones de la continuidad del servicio de energía eléctrica.

En las Tabla 17 y Tabla 18 se presentan los resultados del análisis de confiabilidad en los activos críticos con afectaciones graves y muy graves respectivamente, encontrando en la primera columna el elemento evaluado; la segunda fila muestra la frecuencia de fallas, seguida de la tercera columna con el promedio de duración de la falla, que corresponden a los índices básicos de confiabilidad ingresados al software para ejecutar el módulo de confiabilidad y obtener resultados de ENS en MWh/a como se muestra en la última columna.

Al clasificar las contingencias según la afectación al sistema, se logró seleccionar los activos más críticos que serán sometidos al análisis de confiabilidad, con la finalidad de

determinar el impacto de estos para la continuidad y calidad del servicio, de esta manera conocer la energía no suministrada ante su salida de operación.

Como se observa en la Tabla 17 de los elementos analizados, se tiene que sólo ante la salida del activo T05-ERI se presenta ENS, este comportamiento obedece al efecto que provoca sobre la operación del sistema la variable definida anteriormente como de mayor criticidad, y que se determinó en la clasificación de la

Tabla 15 como subtensiones graves.

Tabla 17

Energía No Suministrada por Activos críticos con afectaciones graves

	Frecuencia de falla	Promedio Duración Fallas	ENS
N-1 LN 725	7,667	41,778	0 MWh/a
N-1 LN 701	0,677	602,922	0 MWh/a
N-1 T04-SIL	3,8	16,8	0 MWh/a
N-1 T05-SIL	5	20,2	0 MWh/a
N-1 T05-ERI	4,2	15,6	229,525 MWh/a

Nota: se presenta la relación de la energía no suministrada por activos críticos categorizados con afectaciones graves.

En la Tabla 18 se muestra el análisis de confiabilidad realizado a los elementos que atienden a la clasificación de afectaciones muy graves. Estos resultados reflejan que la mayoría de activos categorizados con sobrecargas muy graves ocasionan ENS en el sistema, esto debido a las altas cargabilidades identificadas en la Tabla 16. Sin embargo, es importante resaltar, que mediante este análisis en la red del Atlántico, se observó que no todas las contingencias conducen a desatención en la demanda, como es el caso de las líneas LN 725 y LN 707, este

comportamiento será explicado posteriormente de manera detallada con la evaluación de las configuraciones de estos nodos en la sección 4.3.1.

Tabla 18

Energía No Suministrada por Activos críticos con afectaciones muy graves

	Frecuencia de falla	Promedio Duración Fallas	ENS
N-1 LN 725	7,667	41,778	0 MWh/a
N-1 LN 707	N/A	N/A	0 MWh/a
N-1 T01-FLS	3,6	48,2	734,609 MWh/a
N-1 T02-FLS	4,4	44,1	1226,782 MWh/a
N-1 T05-ERI	4,2	15,6	229,525 MWh/a
N-1 T06-UNI	5,6	20,7	625,536 MWh/a

Nota: se presenta la relación de la energía no suministrada por activos críticos categorizados con afectaciones muy graves.

4.3.1 Análisis de confiabilidad considerando configuraciones de nodos

Analizando más en detalle los puntos críticos que ocasionan la indisponibilidad operativa de activos del STR con impacto a nivel de distribución, se evaluó la confiabilidad de estos nodos, considerando las configuraciones, con la finalidad de establecer la relación de estas con el indicador de ENS, dando como resultado lo siguiente:

4.3.1.1 Nodo con Barra sencilla

Basado en la topología de red se identificó que las SE El Rio y Unión en los patios de conexión a nivel de 110 kV, cuentan con una configuración barra sencilla. Este arreglo se caracteriza por carecer de flexibilidad, confiabilidad y seguridad, lo que representa nodos altamente críticos para las redes eléctricas, ya que, en presencia de fallas, se genera desatención de la demanda asociada.

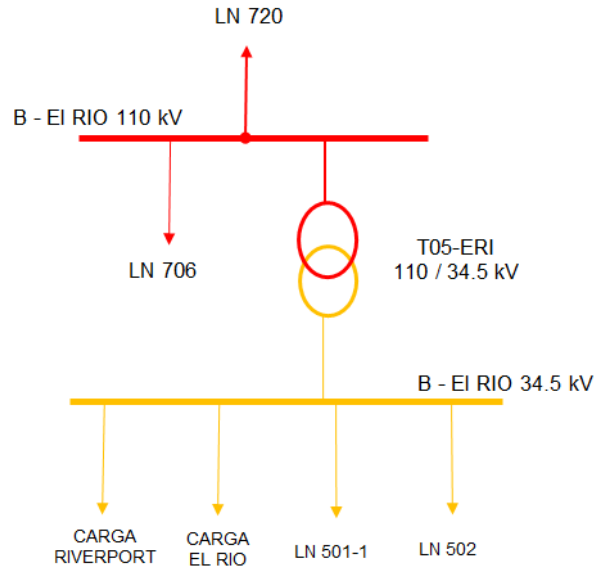


Figura 13. Configuración barra sencilla en subestación el Río a nivel de 110 kV.

Fuente: Elaboración Propia

Al evaluar la confiabilidad en nodos con configuración barra sencilla, se observa que ésta se afecta en gran medida, puesto que, ante condiciones operativas de contingencias, se compromete la alimentación de los nodos aguas abajo, lo que se representa desatención de demanda de energía eléctrica.

4.3.1.2 Nodo en Anillo

Dada la topología propia de la red STR y SDL del sistema de potencia del departamento del Atlántico, la confiabilidad de las subestaciones el Río 110 kV y Unión 110 kV no se afecta en gran medida, puesto que, forma un anillo entre las subestaciones El Río – Magdalena - Unión, por lo que, ante un N-1 de uno de los transformadores del STR que abastece el SDL (T05-ERI o T06-UNI), se tiene otro transformador capaz de soportar la demanda del anillo 34,5 kV, teniendo como resultado, un bajo índice de la energía no suministrada en la zona.

Por tanto, para efectos prácticos de este análisis se establece como configuración propia del sistema a evaluar, el anillo conformado por las subestaciones El Rio – Magdalena – Unión, tal como se ve en la Figura 14.

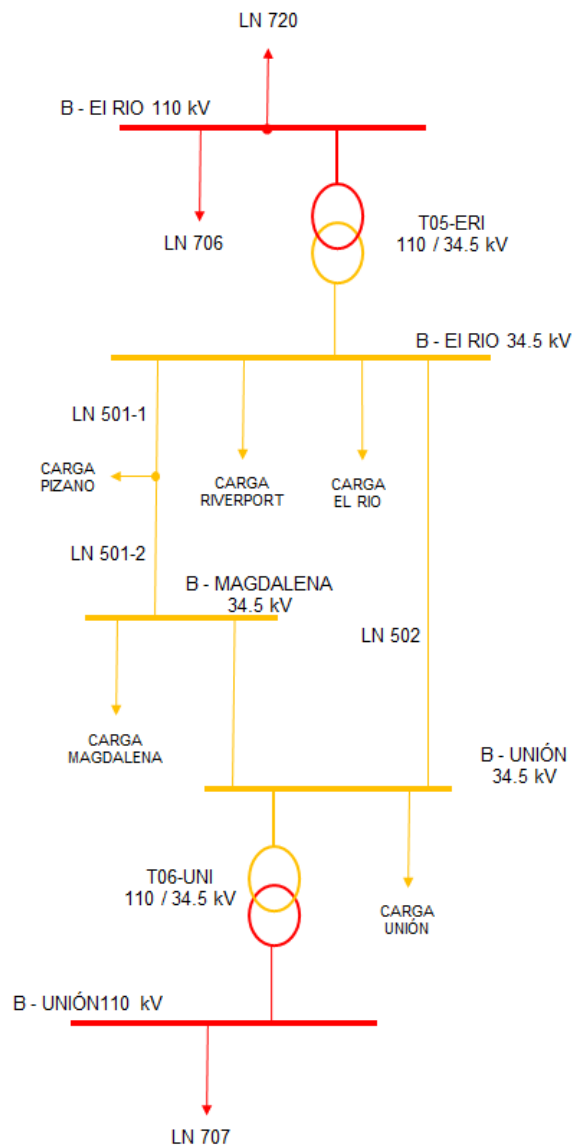


Figura 14. Configuración anillo del sistema, subestaciones el Rio - Unión.

Fuente: Elaboración Propia

El análisis de confiabilidad en nodos con configuración anillo, demuestra que este tipo de topología es capaz de abastecer parte de la demanda del anillo a 34. kV, por lo que se tiene un bajo índice de la energía no suministrada en la zona al presentarse contingencias, en la Tabla 19, puede observarse en detalle los resultados obtenidos en esta evaluación.

Tabla 19

Energía No Suministrada por activos críticos con configuración anillo del sistema (SE El Rio – SE Unión).

Escenario simulado	Elemento crítico	Frecuencia de falla	Promedio Duración Fallas	ENS
N-1 T05-ERI (configuración barra sencilla 110 kV)	T05-ERI	4,2	15,6	229,525 MWh/a
N-1 T06-UNI (configuración barra sencilla 110 kV)	T06-UNI	5,6	20,7	625,536 MWh/a

Nota: se presentan los índices básicos de confiabilidad y la ENS de activos críticos considerando la configuración del sistema que los relaciona.

4.3.1.3 Nodo en Doble Barra

La topología del patio de conexiones asociada a los transformadores T01-FLS y T02-FLS corresponde a una configuración doble barra, este tipo de arreglo ofrece flexibilidad en la operación por contar con dos barras. Sin embargo, actualmente la SE Las Flores no es operada con ambas barras energizadas, por lo que para el análisis de confiabilidad este nodo se considera en configuración barra sencilla y realizando el corte mínimos entre los nodos de Las Flores y Silencio, como se ve en la *Figura 16*.

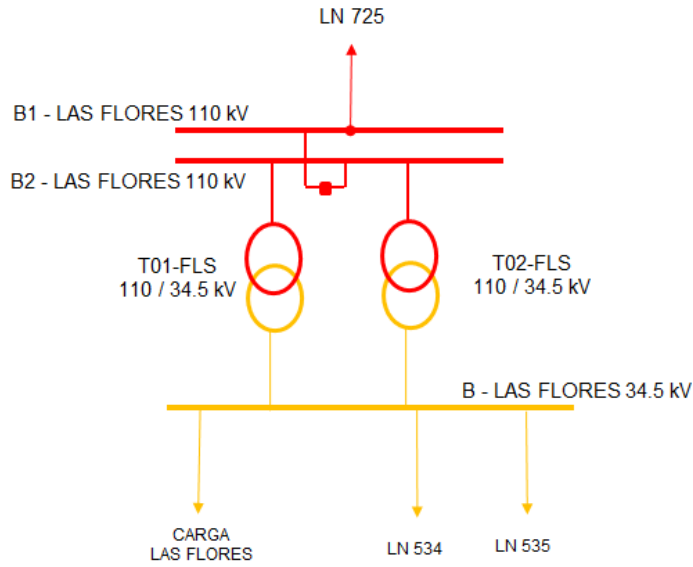


Figura 15. Configuración doble barra. Subestación Las Flores.

Fuente: Elaboración Propia

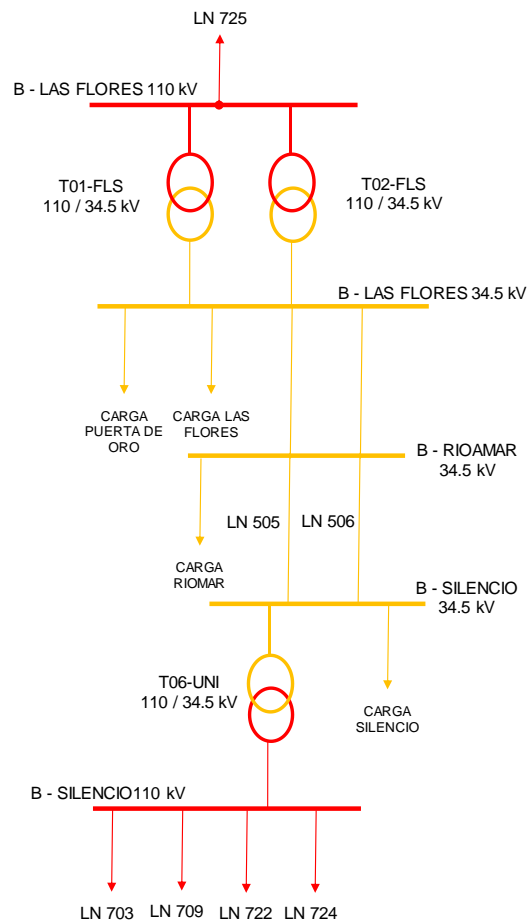


Figura 16. Configuración anillo del sistema, subestaciones las Flores – Riomar – Silencio.

Fuente: Elaboración Propia

Al realizar el análisis considerando la topología STR-SDL, se obtiene que la confiabilidad asociada a la contingencia de la LN 725, T01-FLS y T02-FLS no se afecta en gran medida, esto debido a el anillo formado por las subestaciones Las Flores – Riomar – Silencio (Ver Figura 16 Como resultado de este estudio se tiene un comportamiento similar al descrito en el Ítem 4.3.1.2 *Nodo en Anillo*.

Al evaluar la energía no suministrada teniendo en cuenta la topología del sistema se obtuvieron los resultados que se muestran a continuación en la Tabla 20.

Tabla 20

Energía No Suministrada por activos críticos con configuración anillo del sistema (SE las Flores – SE Silencio).

Escenario simulado	Elemento crítico	Frecuencia de falla	Promedio Duración Fallas	ENS
N-1 LAS FLORES 1 50 MVA 110/34.5 KV	T01-FLS	3,6	48,2	734,609 MWh/a
N-1 LAS FLORES 2 50 MVA 110/34.5 KV	T02-FLS	4,4	44,1	1226,782 MWh/a

Nota: se presentan los índices básicos de confiabilidad y la ENS de activos críticos considerando la configuración del sistema que los relaciona.

Los resultados obtenidos en esta sección, nos permite concluir que las configuraciones con arreglos de interruptores (como anillo) ofrecen al sistema la capacidad de soportar las fallas sin desatender la demanda, por la flexibilidad que ofrecen. Sin embargo, no se evidencian una mejora representativa en los parámetros de sobrecarga y subtensiones en activos asociados a la contingencia.

Capítulo 5. Conclusiones

Con esta investigación se muestra la importancia de someter el SEP a estudios de confiabilidad, pues nos permitió conocer las condiciones actuales de la red y los puntos críticos que condicionan la prestación del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales, de forma continua, segura y confiable.

Se identificó que son múltiples los factores que afectan a la red eléctrica y que dada su naturaleza no es posible tener control sobre todos ellos, por esta razón es importante conocer el comportamiento del sistema ante diferentes escenarios operativos que puedan presentarse.

Con el estudio de confiabilidad que se realizó al Sistema de Subtransmisión del departamento del Atlántico se observó que dadas las características redundantes del SEP, éste, tiene la habilidad de ajustarse a diferentes escenarios o condiciones operativas que pueden presentarse. Esta afirmación se basa en los resultados del análisis, donde, se evidencia que no toda interrupción conduce a condiciones de energía no suministrada (ENS), este comportamiento permite declarar el sistema del departamento del Atlántico flexible.

El análisis de confiabilidad mostró que ésta se ve impactada al presentarse contingencias que ocasionan afectaciones muy graves según la categorización propuesta en este estudio, esta situación nos condujo a evaluar las configuraciones de los nodos afectados, con el objetivo de establecer la posible relación que existe entre las configuraciones del SEP y el comportamiento del indicador de confiabilidad seleccionado (ENS). Como resultado se obtuvo que la confiabilidad de un activo declarado como crítico disminuye notoriamente su indicador de energía no suministrada por la configuración topológica del sistema y no por la configuración propia del

activo evaluado. Por lo que es aconsejable evaluar el SEP considerando la topología de red en vez de evaluar de manera individual las configuraciones de los nodos.

Se validó que el método de cortes mínimos para evaluar confiabilidad, permitió determinar el comportamiento de una manera más precisa al formar subsistemas mediante los cortes realizados. Inicialmente, los resultados nos mostraron el escenario más crítico para el sistema por las sobrecargas y subtensiones que inducen determinadas contingencias al sistema, seguido de la evaluación de confiabilidad, ratificando que no toda condición de sobrecarga y subtensiones representa desatención de demanda.

Finalmente, se resalta que los objetivos propuestos para la realización de la evaluación de confiabilidad de la red eléctrica de sub-transmisión del departamento del Atlántico se cumplieron a cabalidad al culminar el estudio.

5.1 Recomendaciones

- Se recomienda que en los estudios de confiabilidad realizados a sistemas de subtransmisión, consideren las configuraciones topológicas del sistema, puesto que de esta manera se evidencia el impacto de energía no suministrada en el sistema de distribución, donde se concentran los usuarios finales.
- Se recomienda tener en cuenta la clasificación propuesta en este estudio para categorizar los niveles de afectación percibidos por los activos de la red ante escenarios de contingencias, con la finalidad de, centrar los esfuerzos del análisis sólo en aquellos elementos que representen mayor índice de energía no suministrada.
- Se recomienda que para los estudios de sistemas eléctricos se considere las variaciones de tensión en las barras principales del STR, como la variable más representativa al

momento de categorizar las afectaciones de los activos como leves, graves y muy graves, ante operación bajo el criterio N-1.

- Se recomienda que la configuración que predomine en los nodos del STR que sirvan de interconexión con las SE de generación e interconexión con el SDL sean de tendencia americana o conexión de interrupciones, puesto que ofrece flexibilidad, confiabilidad y seguridad en la operación, lo cual quedó evidenciado en los resultados de este estudio.

Referencias

- Allan, R., & Billinton, R. (2000). *Probabilistic assessment of power systems*. IEEE, vol. 88, no. 2, pp. 140-162.
- Al-Muhaini, M., & Heydt, G. T. (2012). Minimal Cut Sets, Petri Nets, and Prime Number Encoding in Distribution System Reliability Evaluation. *IEEE*.
- Alvarez, M. C., Wilson, A., & Coppes, E. (2002). *Análisis de herramientas para el estudio de la confiabilidad en un sistema eléctrico de potencia*. Universidad de la República Oriental del Uruguay.
- Arriagada Mass, A. G. (1994). *Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución*. Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile, Chile.
- Bourezg, A., & Meglouli, H. (s.f.). Reliability assessment of power distribution systems using disjoint path-set algorithm. *Journal of Industrial Engineering International*, Vol 11, p 45-57.
- Carpaneto, E., & Chicco, G. (2004). Evaluation of the probability density functions of distribution system reliability indices with a characteristic functions-based approach. *IEEE Trans. Power Syst.*, 724-734.
- Carpaneto, E., & Chicco, G. (2004). *Evaluation of the probability density functions of distribution system reliability indices with a characteristic functions-based approach*,. IEEE Trans. Power Syst.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1995). *Resolución CREG 025*. Obtenido de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/\\$FILE/Cr025-95.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/$FILE/Cr025-95.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1998). *Resolución CREG 070*. Obtenido de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/d893dffe93e1ea30525785a007a6245/\\$FILE/Creg070-98.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/d893dffe93e1ea30525785a007a6245/$FILE/Creg070-98.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2008). *Resolución 097*. Colombia.

- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2008). *Resolución No. 097*. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2008-Creg097-2008>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2009). *Resolución CREG 011*. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/84e16439657b002b05257e52005011b5?OpenDocument>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1995). *Resolución 025 de 1995*. Bogotá.
- Consortio CONOSER - RightSide. (2014). *Propuesta Metodológica Revisión de criterios de confiabilidad del SIN (Entregable N°2 Contrato 2014-054)*. Obtenido de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/65cb20c743f7443e05257d90006dc9a8/\\$FILE/Circular100-2014%20Anexo1.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/65cb20c743f7443e05257d90006dc9a8/$FILE/Circular100-2014%20Anexo1.pdf)
- Coster, E., Boender, D., & Staarink, B. (2015). *Evaluation of substation configurations and distribution automation with the aid of reliability calculations*. Eindhoven PowerTech, IEEE.
- EPM. (2015). *Capítulo 2 - PARAMETROS DE DISEÑO CENS-NORMA TECNICA - CNS-NT-02*. Obtenido de http://www.cens.com.co/Portals/2/Documentos/Proceso_de_contratacion/Normatividad_interna/norma%20tecnica/Capitulo%202%20Parametros%20de%20Dise%C3%B1o%20CNS-NT-02.pdf
- EPRI. (2006). *Value Modeling for Reliability of Distribution and Transmission Systems*.
- Fernández Ramírez, C. A. (2014). *Metodología de evaluación de confiabilidad para estudios de planeamiento del sistema de transmisión colombiano (Tesis de maestría)*. Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia.
- Friedrich, G. R., & Ardenghi, J. R. (2009). *Un modelo para el análisis de la confiabilidad de Ethernet Industrial en topología de anillo*. Revista Iberoamericana Automática e Informática Industrial.
- Fuentes Morales, V., & Duarte Moya, O. (2011). Evaluación mediante enumeración de estados de confiabilidad del Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile (SING). *Revista Chilena de Ingeniería Vol. 19 N°2*, 292-306.

- Gaona Jiménez, J. L. (2009). *Aspectos para la planeación de redes de distribución (Tesis de pregrado)*. Instituto Politécnico Nacional. México, D.F.
- Garces Negrete, L. P., & Gomez Carmona, O. (2003). *ANALISIS DE CONFIABILIDAD DE TRANSMISIÓN REGIONAL USANDO SIMULACIÓN DE MONTECARLO (Tesis de pregrado)*. Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia .
- Gaver, D. P., Montmeat, F. E., & Patton, A. D. (1964). *Power System Reliability I-Measures of Reliability and Methods of Calculation*. Power Appar. Syst. IEEE Trans.
- Gil, E. S., & Lajes Santiago, C. (2010). Evolution of reliability assessment methods for electrical distribution networks.
- Giraldo Gómez, C. A., & Franco M., R. (2012). *Análisis de Confiabilidad Usando el Software ETAP*. editorial academica española.
- Gomez, J., & León, A. (2010). Propuesta metodológica para la evaluación económica de la confiabilidad en planes de expansión. *Revista Investigativa*, 68.
- Gonzales Arias, A. (2007). *Mejoramiento de la confiabilidad en sistemas eléctricos mediante reconfiguración de circuitos primarios (Tesis de pregrado)*. Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia.
- Gonzales Longatt, F. (2008). *Anormalidades en Sistemas de potencia* .
- Gonzales Longatt, F. M. (2008). *Introducción a los Sistemas de Potencia*. Obtenido de http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_I/PPT-IntroSP.pdf
- Grimaldo-Guerrero, J., Mendoza-Becerra, M., & Reyes-Calle, W. (2017). Modelo para pronosticar la demanda de energía eléctrica utilizando los producto interno brutos sectoriales: Caso de Colombia. *Espacios*, 38(22), 3-15.
- Hoyos-Velasco, F., Candelo-Becerra, J., & Silva-Ortega, J. (2018). Performance evaluation of a DC-AC inverter controlled with ZAD-FPIC. *INGE CUC*, 14(1), 9-18.

- IEEE. (2007). *Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York.
- Imbarack, F. (2006). *Elaboracion De Una Herramienta Computacional Para Evaluacion De La Cofiabilidad De Sistemas De Transmision Electricos (Tesis de pregrado)*. Pontificia Universidad Catolica de Chile.Santiago de Chile, Chile.
- Lam, Y., & Victor, O. (1986). A Survey of network reliability modeling and calculations. *IEEE Military Communications Conference*.
- Li, W., Wang, P., Li, Z., & Liu, Y. (2004). *Systems Considering Restoration Sequence and Network Constraints*.
- Mantilla Flórez, B. H. (2017). *Evaluación de confiabilidad de la red de subtransmisión y distribución primaria del Atlántico (Tesis de pregrado)*. Universidad de la Costa, Barranquilla, Atlántico.
- Mao, Y. M., & Miu, K. N. (2003). *Switch placement to improve system reliability for radial distribution systems with distributed generation*. Trans. Power Syst, IEEE .
- Meeker, W. Q., & Escobar, L. A. (1998). *Statistical Methods for Reliability Data*. Wiley.
- Mejia Villegas S.A. (2003). subestaciones de alta y extra alta tensión. Bogotá: HMV.
- Ministerio de Minas y Energía. (2007). *Resolucion N° 18 2148*. Obtenido de http://servicios.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario_externo_normatividad/form_consultar_normas_energia.jsp?parametro=25&site=1
- Mitchurechart, C., & Chaitusaney, S. (2013). Reliability evaluation of electrical substations under various failure modes.
- Ojeda, E., Candelo, J., & Silva-Ortega, J. (2017). Perspectivas de Comunidades Indígenas de La Guajira Frente al Desarrollo Sostenible y el Abastecimiento Energético. *Espacios*, 38(11), 25-38.
- Ramos, G. A., Torres, A., & Rognon, J. P. (2007). *Analisis de confiabilidad de sistemas industriales aplicando redes Bayesianas considerando aspectos de PQ y seguridad-caso de estudio sistema IEEE 493*.

- Sandoval, A. M. (2004). *Monografía del sector de electricidad y gas colombiano: Condiciones actuales y retos futuros*. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Estudios%20Economicos/272.pdf>
- Shooman, A. (1995). Algorithms for network reliability and connection availability analysis. *Electro/95 International Professional Program Proceeding*, 309-333.
- Silva, J. I. (2012). Caracterización y estudio del modelo IEEE9 orientado hacia el análisis de estabilidad transitoria. *Inge CUC*, 8(1), 173-190.
- Silva, J., Ospino, A., & Balbis, M. (2013). Set of Elements, parameters and considerations to get the successful inclusion of the. *Proceedings of The 6th International Multi-Conference on Engineering and Technological Innovation*, 166-169.
- Silva, Jorge; montana, Johny. (2013). Estimation of the lightning parameters in the North Region of Colombia: Results of a study based on linet information system and using statistics models. *International Symposium on Lightning Protection (XII SIPDA)*, 11-16.
doi:10.1109/SIPDA.2013.6729221
- Silva-Ortega, J. I., Daza-Guzman, R., Candelo-Becerra, J., Rueda-Lopez, J. C., Salas-Navarro, K., Mercedo-Caruso, N., & Palacio-Bonill, A. (2017). Modelo de 75 nodos para evaluar la operación en estado estable de una red de sub-transmisión de energía eléctrica. (R. Valdivieso, Ed.) *Espacio*, 38(6), 10-21.
- Silva-Ortega, J., Cardenas-Escorcia, Y., & Valencia-Ochoa, G. (2018). Monitoring Electromagnetic Fields and Safe Operation Levels in Electrical Power Transmission Lines. *Chemical Engineering Transactions*, 67, 715-720.
- Silva-Ortega, J., Cardenas-Escorcia, Y., Isaac-Millan, I. A., Cervantes, B., & Valencia-Ochoa, G. (2018). Demand Energy Forecasting Using Genetic Algorithm to Guarantee Safety on Electrical Transportation System. *Chemical Engineering Transactions*, 67, 787-792.

Sistema Eléctrico de Potencia. (s.f.). Obtenido de

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/293/A4.pdf>

State Public Service Commissions. (s.f.). *Reliability*. Obtenido de

<https://www.naruc.org/servingthepublicinterest/about/reliability/>

Sumper, A., Sudriá, A., Ramirez, R., Villafáfila, R., & Chindris, M. (2005). *Indices de continuidad en redes de distribución y su mejora*. 9o Congr. Hisp. LUSO Ing. Eléctrica.

Tripathy, P., Dash, R., & Tripathy, C. (2010). The reability of the Interconnection Networks Through Self Generating Disjoint Minimal Cut-Set Method. *IEEE*.

Tsao, T. F., & Chang, H. C. (2003). *Composite reliability evaluation model for different types of distribution systems*. *IEEE Trans. Power Syst.*

Unidad de Planeación Minero Energética. (2013). *Plan De Expansion De Referencia Generacion - Transmisión*.

Viqueira Landa, J. (2010). *Redes Eléctricas I - 2ª ed*. UNAM, Facultad de Ingeniería. México, D.F.

Vrana, E. J. (2011). *Overview of Power System Reliability Assessment Techniques*. Obtenido de

<http://www.elkraft.ntnu.no/~karlemil/docs/CIGRE2011Vrana.pdf>

Zapata, C. J. (2011). *Confiabilidad De Sistemas Eléctricos De Potencia*. Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira, Colombia:

http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee/curso_2011_zapata_2.pdf

Zapata, C. J. (2011). *Confiabilidad De Sistemas Eléctricos De Potencia,*” in *confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia*. Pereira.

Zapata, C. J. (2011). *Confiabilidad en Ingeniería*. Universidad Tecnológica de Pereira., Pereira, Colombia:

http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee/curso_2011_zapata_1.pdf