ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO EN ESTADO ESTABLE Y TRANSITORIO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL DEL DEPARTAMENTO DEL ATLÁNTICO

JOSE DAVID DAZA GUZMAN

JUAN CARLOS RUEDA LÓPEZ

UNIVERSIDAD DE LA COSTA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA

BARRANQUILLA

2015

ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO EN ESTADO ESTABLE Y TRANSITORIO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL DEL DEPARTAMENTO DEL ATLÁNTICO

JOSE DAVID DAZA GUZMAN

JUAN CARLOS RUEDA LÓPEZ

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

Tutor del proyecto:

ING. JORGE IVÁN SILVA ORTEGA

UNIVERSIDAD DE LA COSTA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA

BARRANQUILLA

2015

UNIVERSIDAD
DE LA COSTA
1970
Personería Jurídica N° 362 Abril 1971 - Barranquilla - Colombia

Barranquilla 17 de Julio de 2015

Señores: Corporación Universidad de la Costa (CUC)
Atención: Departamento Admisiones y registros y Biblioteca.
Asunto: Recepción de proyecto de grado

El día 09 de Julio de 2015, los estudiantes **José David Daza Guzmán** identificado con C.C. **1.123.998.328** de Maicao (La Guajira) y **Juan Carlos Rueda López** identificado con C.C. **1.045.672.402** de Barranquilla (Atlántico), hicieron entrega de los documentos y monografía de proyecto de grado junto con los anexos respectivos al programa de ingeniería eléctrica. A continuación se relaciona la información del proyecto de grado.

Título del proyecto: Análisis del desempeño en estado estable y transitorio del sistema de transmisión regional del departamento del atlántico
Decisión del jurado evaluador: Aprobado & Laureado
Calificación: 5.0
Tutor: Ing. Jorge Iván Silva Ortega Ms.C.
Cotutor: Ing. Eliana Noriega Angarita
Jurados: Ing. Vladimir Sousa Santos Ph.D.
Ing. Michell Quintero Duran Ms.C.

Se otorga la calificación máxima debido a la contribución del trabajo a dar solución a problemas presentados en la Región Caribe en el área de energía eléctrica. Las soluciones planteadas se encuentran alineadas al plan de expansión de referencia de Generación – Transmisión 2014 – 2028.

Atentamente,

Ing. Jorge Iván Silva Ortega Ms.C.
Investigador Asociado grupo GIOPEN
Programa de ingeniería eléctrica
Docente Tiempo completo

Nota de Aceptación:

_____

_____

_____

_____

_____

Firma del Presidente del Jurado

_____

Firma del Jurado

_____

Firma del Jurado

Barranquilla, 17 de julio de 2015

DEDICATORIA

Dedico este triunfo a toda mi familia, por su apoyo incondicional en todo momento; a mi padre por regalarme la vida. Mis hermanas Luisa, Eudith y Mabel porque siempre han creído en mí. A mi hermano Rafael por ser mi mentor, mi apoyo, me has acompañado durante toda mi vida eres mi ejemplo, mi modelo a seguir. A mi madre, mi mayor acreedora, todo lo que soy te lo debo a ti, gracias por tu entrega total para brindarme amor, comprensión, y la confianza en cada momento de mi vida. Y de manera especial a mi esposa y mi hija, mis regalos del cielo, son mi mayor motivación.

José Daza

A dios por la oportunidad de vivir, guiador de mis pasos y permitirme conocer todas aquellas personas de las cuales aprendo cada día de mi vida.

A la memoria de mi madre Carmen Ana López Echeverría, por traerme a la vida, su constancia, su perseverancia y esfuerzo en mi educación, al recuerdo de ese amor de madre inquebrantable por sus hijos.

A mi tía Ana Echeverría y mi tío Eliecer López, siempre brindándome su amor y apoyo constante e incondicional, a ustedes siempre mi corazón y agradecimiento.

A mis primas-hermanas Deysi y Mercedes Farelo, por su ayuda y consejos que han de ser fundamentales para lograr esta meta.

A mis demás familiares, amigos y personas cercanas, que creyeron en mí, por sus diferentes aportes, consejos y sabiduría para afrontar la vida.

Juan Rueda

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por ser siempre mi guía y por haberme permitido culminar con éxito el presente trabajo de titulación.

Queremos expresar nuestros más sinceros agradecimientos al ing. Jorge silva por su apoyo, guía y motivación demostrada en el desarrollo de este proyecto de grado.

Gracias a mis compañeros de trabajo Emiro Rodríguez y Alfonso Pinedo, por su decisivo apoyo y ayuda brindada a lo largo del proyecto.

Gracias a todos los que de una manera u otra han sido clave en el desarrollo de mi vida profesional, profesores, compañeros y amigos. Y de manera muy especial a los míos por estar incondicionalmente conmigo durante todos estos años.

A Dios sea dada la gloria y la honra por siempre.

José Daza

A dios sobre todas las cosas, guiador de mis pasos en el sendero del buen camino, permitiéndome terminar con éxito este proyecto de grado.

Mis más sinceros agradecimientos al ing. Jorge silva, por su dedicación, paciencia, motivación y aportes en el desarrollo del proyecto de grado. Ha sido todo un privilegio contar con su ayuda y criterio.

Agradezco a todos los profesores que me forjaron en la carrera y me brindaron parte de su conocimiento en cada una de las materias que me llevaron a formar como ingeniero.

De manera muy especial a todas aquellas personas que de una u otra manera me apoyaron, aconsejaron y creyeron posible que pudiera realizar este proyecto de grado.

Juan rueda

RESUMEN

El presente proyecto es una evaluación del sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico, en estado normal de operación, para determinar si la red está en capacidad de soportar las condiciones actuales de demanda de energía requerida en la zona, mediante la utilización del software Neplan, permitiendo analizar el comportamiento de la red en estado estable y transitorio.

Se presentan los fundamentos teóricos y la metodología, para los estudios de flujo de carga, cortocircuito y análisis de confiabilidad aplicando el criterio N-1. Realizando una base de datos de la información que requiere el software Neplan, para la modelación y simulación del sistema de transmisión regional.

Finalmente se propone una serie de alternativas en la topología de la red del sistema de transmisión regional, en busca de mejorar la confiabilidad de la red, mejorando la calidad, seguridad y suficiencia en el suministro de energía eléctrica.

Palabras claves: Confiabilidad; Criterio N-1; Flujo de carga; Cortocircuito.

ABSTRACT

The present project is an evaluation of the regional transmission system of the department of the Atlantic, in the normal operation state, to determine if the network is in aptitude to support the current conditions of energy demand needed in the area, by means of the use of the software Neplan, allowing to analyze the behavior of the network in the stable and transitory state.

The theoretical essentials and the methodology appear, for the studies of load flow, short-circuit and analysis of reliability applying the criterion N-1. Realizing a database of the information that needs the software Neplan, for the modeling and simulation of the regional transmission system.

Finally there are proposed some alternatives in the topology of the network of the regional transmission system, in search of improving the reliability of the network, improving the quality, safety and sufficiency in the electric power supply.

Keywords: Reliability; Criterion N-1; Load flow; Short-circuit.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN		21
1	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	23
2	JUSTIFICACIÓN	25
3	OBJETIVOS	27
3.1	OBJETIVO GENERAL	27
3.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	27
4	ESTADO DEL ARTE	28
4.1	SISTEMAS INTERCONECTADOS	28
4.1.1	Historia del sector eléctrico en Colombia	28
4.2	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	30
4.3	SISTEMA INTERCONECTADO REGIONAL	31
4.4	SOFTWARE	34
4.4.1	Digsilent power factory	35
4.4.2	Neplan	36
4.4.3	ETAP (Electrical Transient Analyzer Program)	38
5	MARCO TEÓRICO	40
5.1	CONFIGURACIÓN DE REDES	40
5.1.1	Sistema radial	41
5.1.2	Sistema en anillo	42
5.2	ELEMENTOS DE UNA RED	43

5.2.1	Generador	43
5.2.2	Transformador	45
5.2.3	Barras	45
5.2.3.1	Barra sencilla	46
5.2.3.2	Doble barra	46
5.2.3.3	Anillo	47
5.2.3.4	Interruptor y medio	48
5.2.4	Línea de transmisión	49
5.2.5	Equivalentes de red	49
5.3	ESTUDIOS DE FLUJO DE POTENCIA	50
5.4	ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO	52
5.4.1	Tipos de fallas por cortocircuito	54
5.4.1.1	Fallas por cortocircuito trifásico	54
5.4.1.2	Fallas por cortocircuito monofásico a tierra	54
5.4.1.3	Fallas por cortocircuito bifásico	55
5.4.1.4	Fallas por cortocircuito bifásico a tierra	56
5.5	CONFIABILIDAD	57
5.5.1	Definición	57
5.5.2	Confiabilidad en redes de distribución	57
5.5.3	Método determinístico.	58
5.5.3.1	Criterio N-1	58
5.5.4	Índices de confiabilidad	59

5.5.4.1 Índices primarios 60

5.5.4.1.1 Tasa promedio de falla 60

5.5.4.1.2 Tiempo promedio de salidas anual (indisponibilidad) 60

5.5.4.1.3 Tiempo promedio de salidas 60

6 ALCANCE Y CONSIDERACIONES 62

6.1 COMPOSICION DEL SISTEMA DE TRANSMISION REGIONAL. 63

6.2 SUBESTACIÓN OASIS 66

6.3 HORIZONTE DE ANÁLISIS 67

6.3.1 Escenarios de demanda 68

6.3.2 Proyección de la demanda 69

6.4 ALCANCE DE LOS ANÁLISIS ELÉCTRICOS 70

6.4.1 Flujo de Cargas AC 70

6.4.2 Análisis de cortocircuito 70

6.4.3 Análisis de Confiabilidad 70

6.5 CRITERIOS UTILIZADOS PARA LOS ANÁLISIS ELÉCTRICOS 71

6.5.1 Calidad 71

6.5.2 Seguridad 72

6.5.3 Confiabilidad 72

7 METODOLOGÍA 73

7.1 RECOLECCIÓN DE DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO 74

7.1.1 Parámetros eléctricos de entrada a los componentes del sistema eléctrico de potencia del departamento del Atlántico. 75

7.1.1.1 Equivalente de red 75

7.1.1.2 Generador 76

7.1.1.3 Línea de transmisión 77

7.1.1.4 Transformadores 79

7.1.1.5 Cargas 81

7.1.2 Índices de confiabilidad del STR del Atlántico 83

7.1.2.1 Líneas de transmisión 84

7.2 ESTRUCTURA TOPOLOGÍA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL ATLÁNTICO 84

7.2.1 Nomenclatura utilizada para identificar cada uno de los elementos del STR 85

7.2.1.1 Equivalente de red 86

7.2.1.2 Generador 86

7.2.1.3 Barrajes del sistema 87

7.2.1.4 Líneas de transmisión 89

7.2.1.5 Transformadores 90

7.2.1.6 Cargas 92

7.3 MODELAMIENTO DEL SISTEMA EN EL PROGRAMA NEPLAN 93

7.3.1 Equivalente de red 93

7.3.2 Generador 94

7.3.3 Líneas de transmisión 94

7.3.4 Transformador 95

7.3.5 Cargas 97

7.3.6 Factor de escalonamiento 98

7.3.7 Validación de datos 102

8 ANÁLISIS Y RESULTADOS DEL SISTEMA CON EL PROGRAMA NEPLAN 104

8.1 ANALISIS DE FLUJO DE CARGA 104

8.1.1 Subestaciones 105

8.1.2 Transformadores 107

8.1.3 Líneas de transmisión 109

8.2 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO 111

8.3 EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD 115

8.3.1 Contingencia LN 701 116

8.3.2 Contingencia LN 721 118

8.3.3 Contingencia LN 720 120

8.3.4 Contingencia LN 722 122

8.3.5 Contingencia LN 723 124

8.3.6 Contingencia Barra 110kV Subestación Oasis. 126

8.3.7 Resumen de sobrecargas 129

9 ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN 131

9.1 NUEVA LINEA TERMOFLORES I – CENTRO 131

9.2 NUEVA LINEA TERMOFLORES II – OASIS. 133

9.3 RECONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN OASIS DE DOBLE BARRA A INTERRUPTOR Y MEDIO 137

10 PROYECTOS PRESENTADOS Y APROBADOS POR EL OPERADOR DE RED. 143

11 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. 145

BIBLIOGRAFÍA 148

ANEXOS 150

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Subsistema 1 OR caribe 32

Tabla 2: Subsistema 2 OR caribe 33

Tabla 3: Subsistema 3 OR caribe 33

Tabla 4: Subsistema 4 OR caribe 33

Tabla 5: Subsistema 5 OR caribe 34

Tabla 6: Transformación actual de conexión al STN, departamento del Atlántico 63

Tabla 7: Generación actual departamento Atlántico 63

Tabla 8: Líneas del STR Atlántico 64

Tabla 9: Transformadores del STR Atlántico 65

Tabla 10: Proyecciones de demanda y tasa de crecimiento anual 69

Tabla 11: Elementos a desconectar aplicando el criterio (N-1) 71

Tabla 12: Parámetros eléctricos para equivalentes de red 75

Tabla 13: Parámetros eléctricos de generadores 76

Tabla 14: Parámetros eléctricos para líneas de 110 kV 77

Tabla 15: Parámetros eléctricos para líneas de 34,5 kV 78

Tabla 16: parámetros para líneas de 220 kV 78

Tabla 17: Parámetros eléctricos para los transformadores tridevanados 79

Tabla 18: Parámetros eléctricos para los transformadores bidevanados 80

Tabla 19: Parámetros eléctricos para las cargas 81

Tabla 20: Factores de escalonamiento 82

Tabla 21: Valores de confiabilidad en líneas 84

Tabla 22: Nomenclatura equivalentes de red 86
Tabla 23: Nomenclatura generadores 86
Tabla 24: Nomenclatura barrajes del sistema 87
Tabla 25: Nomenclatura de líneas 220 kV 89
Tabla 26: Nomenclatura de líneas de 110 kV 89
Tabla 27: Nomenclatura de líneas de 34,5 kV 90
Tabla 28: Nomenclatura de transformadores tridevanados 90
Tabla 29: Nomenclatura para transformadores bidevanados 91
Tabla 30: Nomenclatura de cargas 92
Tabla 31: Validación datos de transformadores 103
Tabla 32: Validación datos de líneas 103
Tabla 33: Tensiones [%] en barras 106
Tabla 34: Cargabilidad de transformadores 107
Tabla 35: Cargabilidad en las líneas 110
Tabla 36: Simbología para el análisis de cortocircuito 112
Tabla 37: Contingencia LN 701, cargabilidad de los transformadores 117
Tabla 38: Contingencia LN 721, cargabilidad de los transformadores 119
Tabla 39: Contingencia LN 720, cargabilidad de los transformadores 121
Tabla 40: Contingencia LN 722, cargabilidad de los transformadores 123
Tabla 41: Contingencia LN 723, cargabilidad de los transformadores 125
Tabla 42: Contingencia barra 1 Oasis, cargabilidad de los transformadores 127
Tabla 43: Contingencia barra 1 Oasis, cargabilidad en las líneas 129
Tabla 44: Resumen de sobrecargas 130
Tabla 45: Nueva Linea Tflores – Centro, cargabilidad en las líneas 133

Tabla 46: Nueva línea Termoflores II – Oasis, cargabilidad de los transformadores 135

Tabla 47: Nueva línea Termoflores II – Oasis, cargabilidad de las líneas 136

Tabla 48: Contingencia Barra 1, interruptor y medio tensiones [%] en barras 139

Tabla 49: Contingencia Barra 1, interruptor y medio cargabilidad de los transformadores 140

Tabla 50: Contingencia Barra 1, interruptor y medio cargabilidad de las líneas 141

LISTA DE GRAFICAS

Grafico 1: Comportamiento de demanda del sistema de transmisión regional 68

Grafico 2: Niveles de cortocircuito monofásico 113

Grafico 3: Niveles de cortocircuito trifásico 114

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Sistema radial 41

Figura 2: Sistema anillo 43

Figura 3: Barra sencilla 46

Figura 4: Doble barra 47

Figura 5: Configuración en anillo 48

Figura 6: Configuración interruptor y medio 48

Figura 7: Equivalentes de red 50

Figura 8: Teorema de fortescue 53

Figura 9: Diagrama de conexión hipotética para una falla trifásica 54

Figura 10: Diagrama de conexión hipotética para una falla monofásica a tierra 55

Figura 11: Diagrama de conexión hipotética para una falla bifásica 56

Figura 12: Diagrama de conexión hipotética para una falla bifásica a tierra 56

Figura 13: Diagrama unifilar STR del Atlántico 65

Figura 14: Unifilar subestación oasis 67

Figura 15: Sistema de transmisión de energía eléctrica del Atlántico 85

Figura 16: Asignación de datos a equivalentes de red “EQUI-SABANALARGA” 93

Figura 17: Asignación de datos a generadores 94

Figura 18: Asignación de datos a líneas “LN 720” 95

Figura 19: Asignación de datos a transformadores bidevanados “TR-UNIÓN” 96

Figura 20: Asignación de datos a transformadores tridebanados “T1-SAL” 97

Figura 21: Asignación de datos a cargas “C-T2-OAS” 98

Figura 22: Acceso a perfiles de carga 99

Figura 23: Ingreso de factores de escalonamiento de cargas 99

Figura 24: Factor del año 100

Figura 25: Factores diarios 101

Figura 26; Definir factor de escalonamiento 102

Figura 27: Parámetro de cortocircuito Neplan 112

Figura 28: Nueva línea Termoflores - Centro 132

Figura 29: Nueva línea Termoflores II - Oasis 134

Figura 30: Configuración interruptor y medio, subestación Oasis 138

LISTA DE ECUACIONES

Ec. 1	60
Ec. 2	60
Ec. 3	61

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1: Carta de solicitud universidad de la costa, CUC.....150

Anexo 2: Carta de aprobación Electricaribe S.A.....151

Anexo 3: Tabla resultado de cortocircuito monofásico.....152

Anexo 4: Tabla de resultado de cortocircuito trifásico.....153

Anexo 5: Resultado contingencia LN 701, tensiones [%] en barras.....154

Anexo 6: Resultado contingencia LN 701, cargabilidad en las líneas.....155

Anexo 7: Resultado contingencia LN 721, tensiones [%] en barras.....156

Anexo 8: Resultado contingencia LN 721, cargabilidad en las líneas.....157

Anexo 9: Resultado contingencia LN 720, tensiones [%] en barras.....158

Anexo 10: Resultado contingencia LN 720, cargabilidad en las líneas.....159

Anexo 11: Resultado contingencia LN 722, tensiones [%] en barras.....160

Anexo 12: Resultado contingencia LN 722, cargabilidad en las líneas.....161

Anexo 13: Resultado contingencia LN 723, tensiones [%] en barras.....162

Anexo 14: Resultado contingencia LN 723, cargabilidad en las lineas.....163

Anexo 15: Resultado contingencia barra 1 oasis, tensiones [%] en barras 164

Anexo 16: Carta de entrega y autorización del autor para la consulta, reproducción parcial o total, y publicación electrónica del texto completo de tesis y trabajos de grado.....165

Anexo 17: Carta de entrega y autorización del autor para la consulta, reproducción parcial o total, y publicación electrónica del texto completo de tesis y trabajos de grado.....166

Anexo 18: Formulario de la descripción de la tesis de grado.....167

Anexo 19: Material anexo 168

GLOSARIO

Confiabilidad: se define como la propiedad de seguir suministrando energía durante un periodo de tiempo dado, bajo condiciones de que al menos un componente del sistema este fuera de servicio.

Contingencia: Fallo simple o pérdida de un elemento del sistema.

Disponibilidad: se define como el tiempo total sobre un periodo dado, durante el cual un activo de uso estuvo en servicio, o disponible para el servicio. La disponibilidad siempre estará asociada con la capacidad nominal del activo, en condiciones normales de operación.

Evento: situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso de los STR o SDL.

Flexibilidad: propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar especialmente por cambios operativos en el sistema y, además, por contingencias y/o mantenimiento del mismo.

Indisponibilidad: se define como el tiempo sobre un periodo dado, durante el cual un activo de uno estuvo en servicio o disponible para el servicio, con toda o parte de su capacidad nominal.

Nodo: punto donde se conectan físicamente varios elementos de un sistema eléctrico. Normalmente es el barraje de una subestación.

Operador de Red: Persona encargada de la planeación, de la expansión, las inversiones, la operación de todo o parte de un STR o SDL, incluida sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros.

Seguridad: propiedad de una instalación de dar continuidad de servicio de energía, sin interrupción alguna durante fallas de alguno de los equipos.

Sistema de distribución local (SDL): sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un mercado de comercialización.

Sistemas de transmisión regional (STR): sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más operadores de red.

Sistema de transmisión nacional (STN): es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de bajo y los correspondientes módulos de conexión.

Usuarios de los STR o SDL: son los usuarios finales del servicio de energía eléctrica, operadores de red y generadores conectados a estos sistemas.

INTRODUCCIÓN

La función de un sistema de potencia consiste en generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta el usuario final buscando satisfacer la demanda del usuario de forma segura, confiable y con calidad en la prestación del servicio.

La planificación, diseño y operación de un sistema de potencia requiere un continuo y bien formulado análisis que permita evaluar el rendimiento actual de la red para luego establecer planes efectivos de expansión y mejoras, soportados en los criterios de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio. Los estudios propiamente concebidos y conducidos identifican y dan alertas de potenciales deficiencias de la red, de las cuales es posible determinar medidas correctivas para mejorar el rendimiento del sistema.

De ahí que, el presente proyecto de investigación tiene como objeto evaluar el comportamiento del sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico en estado normal de operación, con el fin de determinar si la red está en la capacidad de soportar las condiciones actuales de la demanda de energía requerida en la zona. Para cumplir con el objetivo fue necesario recurrir al software de simulación Neplan, el cual ofrece diferentes funcionalidades, que permiten analizar el comportamiento de la red en estado estable y transitorio. Por medio de los análisis de flujo de carga, estudios de cortocircuito y la evaluación de la confiabilidad.

Para realizar el montaje y simulación de la red en el software Neplan, se tomó como referencia el día 30 de septiembre de 2014. Día en que se generó la máxima demanda en el sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico. No obstante los estudios buscan analizar el comportamiento de la red en el estado actual de operación (año 2015) bajo los escenarios de demanda máxima, media y mínima.

En el desarrollo del proyecto se presenta los análisis y resultados para cada estudio; El estudio de flujo de carga permite ver las condiciones operativas de la red en estado estable, entregando los perfiles de tensión en barras, los flujo de potencia y la cargabillidad de los elementos que hace parte del sistema. El estudio

de cortocircuito presenta la repuesta que tiene el sistema en estado transitorio, proporcionando los valores de corriente de cortocircuito a las que se verán expuestos los elementos ante fallas trifásicas y monofásicas.

El estudio de confiablidad se estima mediante enfoques determinísticos aplicando del criterio N-1 sobre barra y las líneas que convergen en la subestación Oasis, según el cual 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 de transmisión a la vez.

Para concluir se presenta una serie de cambios propuestos en la topología de la red del sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico, con los que se busca mejorar la confiabilidad de la red, en aras de garantizar la calidad, seguridad y suficiencia en el suministro de energía eléctrica en los diferentes escenarios de demanda requeridos en la zona.

1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La UPME en el documento PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA GENERACION - TRANSMISIÓN 2014 - 2028 redacta lo siguiente:

> ***"***El área Atlántico presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de red a nivel de 110 kV y agotamiento de la capacidad de la transformación lo que conlleva a tener generaciones de seguridad en el área, la cual debe ser balanceada entre los recursos ubicados en el área, además de tener el riesgo de una posible desatención de demanda, ante fallas de elementos de la red a nivel del Sistema de Transmisión Regional*".*[1]

El sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico está formado por un anillo de 110 kV a través del cual se interconectan trece subestaciones de distribución a lo largo del departamento, las cuales transforman a niveles de media tensión para la distribución a los suministros. Según lo expuesto por la UPME la zona ha venido presentando problemas debido al agotamiento de la red a nivel de 110 kV, esto se traduce en altos niveles de cargabilidad en líneas y transformadores que hacen parte del sistema de transmisión regional, lo que conlleva a manejar bajos niveles de confiablidad y seguridad en la prestación del servicio eléctrico por parte del operador de red.

De acuerdo a los informes anuales sobre consumo de energía efectuados por la UPME [1], el crecimiento de la energía eléctrica en Colombia ha tenido una tendencia a la alza significativa, esto se debe al buen comportamiento del PIB del país en los últimos años, lo cual se ha visto reflejado en nuevas inversiones en los sectores de minería, industria y comercio, situando a Colombia como uno de los países de mayor atracción de flujos de capital entre las economías emergentes.

El departamento del Atlántico no es ajeno a esta situación que vive el país. La ciudad de Barranquilla capital del departamento del Atlántico, evidencia un auge en el sector de la construcción, con una industria fuerte durante años y un sector comercial importante dentro de la región, sumándose a esto la enorme ventaja que tiene por ser la puerta de entrada y salida de productos desde y hacia el exterior, llevan a Barranquilla a posicionarse como una de las ciudades de mayor desarrollo en el país. Todo esto redunda directamente en el consumo de energía eléctrica

---

[1] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA, «Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2014 - 2028 | UPME». .

necesaria para suplir la demanda en el departamento, sin olvidar que buena parte de la demanda de energía eléctrica es requerida por los hogares, los cuales en la última década se ha visto el aumento en la calidad de vida de los colombianos en general. [1]

Por todo esto surge la siguiente pregunta problema: ¿El sistema de transmisión del departamento del Atlántico se encuentra en la capacidad operativa para soportar las condiciones de demanda de energía eléctrica requerida en la zona?

2 JUSTIFICACIÓN

Una de las finalidades de un sistema eléctrico de potencia es lograr una sinergia en la operación, es decir que cada uno de los elementos que lo integran trabajen en la optimización y calidad del servicio con el fin de suplir la demanda de energía de sus usuarios, dicho de otra manera cubrir la demanda cumpliendo con los criterios de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio. Esto hace que las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica se vean en la necesidad de planificar e implementar planes de ampliación y/o expansión de las redes que integran el sistema de potencia.

Para mejorar la operación, es necesario realizar estudios eléctricos en donde se analice el rendimiento actual del sistema con el ánimo de tomar medidas a futuro. Pero estos estudios resultan ser complejos y tomarían mucho tiempo realizarlos en forma manual; por lo tanto se recurre a las ayudas que ofrecen los equipos computacionales, los cuales permiten simular de forma rápida y correcta el estado del sistema de potencia.

El sistema eléctrico de potencia del departamento del Atlántico, se clasifica como sistema de transmisión regional y es operado por la empresa Electricaribe S.A. E.S.P. La infraestructura de este sistema se ve influenciada directamente por el desarrollo socioeconómico de la ciudad de barranquilla, capital del departamento, debido a su ubicación geográfica es sede de importantes industrias y pieza clave en el desarrollo económico de la región. Y en la medida que se da un crecimiento de la ciudad se ve reflejado proporcionalmente en la demanda de energía eléctrica.

En la zona norte de la ciudad se concentra una buena cantidad de clientes residenciales, comerciales, No regulados y parte de la carga industrial. Una de la subestaciones ubicadas en el sector es la subestación Oasis, dada su ubicación geográfica y las líneas que llegan al barraje 110 kV, es un nodo que cobra gran importancia dentro de la red en especial para la zona norte de la ciudad de Barranquilla, debido a que una buena parte de la generación térmica de seguridad que se maneja en el área tiene como punto de paso el nodo Oasis, como consecuencia de esto existe riesgo de una posible desatención de demanda, ante fallas de elementos de la red a nivel del sistema de transmisión regional.

Tomando sobre base lo expuesto anteriormente, en el presente trabajo de investigación se realiza un estudio en donde se evalúa las condiciones actuales

del sistema de transmisión del departamento del Atlántico, mediante el uso de software Neplan, el cual ofrece diferentes funcionalidades, que permiten analizar el comportamiento de la red en estado estable y transitorio. Por medio de los análisis de flujo de carga, estudios de cortocircuito y la evaluación de la confiabilidad.

En el desarrollo del proyecto se presenta los análisis y resultados obtenidos para cada estudio aplicado. El análisis de flujo de carga proporciona una radiografía exacta de las condiciones operativas de la red en estado normal, mediante de este se determina los perfiles de tensión en las barras, los flujo de potencia activa y reactiva, y la cargabillidad de los elementos que hace parte del sistema. El estudio de cortocircuito da a conocer los valores de corriente de cortocircuito, a la que se verán expuestos los elementos ante fallas trifásicas y monofásicas, mediante de este obtiene la repuesta que tiene el sistema en estado transitorio.

El estudio de confiablidad se estima mediante enfoques determinísticos aplicando del criterio N-1, según el cual 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 de transmisión a la vez [2]. Conociendo que una de los puntos claves dentro de la red es la zona norte de la ciudad de barranquilla, Los circuitos que se tienen en cuenta para la aplicación del criterio N-1, son las líneas de 110 kV que convergen en la subestación Oasis. Con esto se busca tener un visión del estado actual del sistema de transmisión regional y así determinar en qué nivel de confiabilidad se encuentra operando el sistema, para de esta manera proceder a la validación de planes de expansión a futuro, garantizando la calidad, seguridad y suficiencia en el suministro de energía eléctrica.

3 OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar el desempeño en estado estable y transitorio del sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico, para identificar el estado actual de la confiabilidad del suministro a usuario final.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir los aspectos técnicos y operativos utilizados para evaluar el comportamiento de una red de transmisión en estado estable y transitorio.
- Desarrollar flujo de carga AC del sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico.
- Evaluar los niveles de cortocircuito de las subestaciones que tienen activos en el sistema de transmisión regional para identificar la severidad de la fallas.
- Estimar la confiabilidad de la red de transmisión del departamento del Atlántico aplicando el criterio de confiabilidad (N-1) en la subestación oasis.

4 ESTADO DEL ARTE

4.1 SISTEMAS INTERCONECTADOS

4.1.1 Historia del sector eléctrico en Colombia

El documento [3] presenta un recuento detallado de la evolución estructural y operativa de los sectores de energía y gas en Colombia, del cual a continuación se realiza una síntesis:

De acuerdo al desarrollo industrial que se fue dando en el mundo entero a finales de siglo XIX, empezó en Colombia la prestación del servicio de energía eléctrica, con la creación de empresas privadas que se encargaban de la generación distribución y comercialización de la energía eléctrica a nivel municipal. Esto se daba gracias a los acuerdos hechos entre las alcandías de las ciudades principales con los empresarios privados.

La creación de ELECTROAGUAS, por medio de la ley 80 de 1946 y la formulación del Plan Nacional de Electrificación, reflejó el comienzo de la intervención activa del sector público nacional en el sector eléctrico. Este plan, que proyectó la expansión de la capacidad instalada desde 1954 hasta 1970, representó el primer plan seriamente formulado, y elaborado con una visión nacional. Lo cual llevo a la reforma constitucional del año 1954, que permitió crear por ley establecimientos públicos autónomos para la prestación de servicios (tales como las empresas municipales de servicios públicos).

Las discusiones para interconectar las regiones se comenzaron a dar desde mitad de los años 50s con la creación del Consejo Nacional de Planeación Económica (1952) y el informe de la misión técnica eléctrica (1954), pero fue hasta 1963, por influencia del Banco Mundial, las empresas con mercados de mayor tamaño (EEEB, EPM y CVC5) crearon el comité de interconexión, el cual tenía como función coordinar la realización de los estudios necesarios para la interconexión. La entrada de ELECTROAGUAS y el DNP al comité en 1964 contribuyó a darle un carácter de interés nacional al tema de la interconexión.

Para el año de 1967 se creó la empresa Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) con la intensión de construir, mantener y administrar la red de transmisión a alto voltaje;

además estaba encargada de la planeación, coordinación y supervisión la operación del sistema interconectado colombiano; establecer prioridades en la construcción de nuevas centrales de generación.

En 1968 el gobierno nacional reestructuró a ELECTROAGUAS convirtiéndola en el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) y asignándole funciones de planeación y ejecución de proyectos de transmisión, similares a las de ISA, en sus áreas de influencia y, también por ley, se creó la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA), que asumió estas funciones y responsabilidades en lo que tenía que ver con las electrificadoras en los siete departamentos de la Costa Atlántica. Esto llevó al surgimiento de conflictos de competencias entre las entidades, e implicó que el planeamiento llevado a cabo por ISA no fuera centralizado, como sucedía en otros países, sino negociado con las empresas regionales.

Sólo hasta la creación de la comisión nacional de recursos energéticos en 1971, del Ministerio de Minas y Energía en 1974, y el desarrollo del estudio nacional de energía hacia 1979, se comenzó a tener un enfoque realmente integrado del sector energético, dejando en manos del Ministerio las decisiones de expansión y ejecución, estrategia que colapsó con el racionamiento de electricidad de 1981, entre otras razones, por la incapacidad financiera de las empresas.

Como en muchos países de la zona la década de los ochentas fue realmente dura para sector eléctrico, debido a la injerencia políticas en la toma de decisiones que condujeron a una mala planificación y pérdidas económicas debido a grandes sobrecostos en los proyectos de generación, llevando al sector eléctrico a convertirse en una carga para el estado. Esto se dio en el mismo tiempo en que la tendencia mundial empezaba a cambiar su estructura funcional, las empresas estatales eran ineficientes e insostenibles, esto dio paso a la entrada de la inversión privada, privatización de las empresas estatales y limitación del estado a un ente meramente regulador y vigilante.

Fue así como a comienzo de la década de los noventas empezó a darse la modernización del sector eléctrico colombiano, La restructuración se inició con la Constitución de 1991, en la que se introducen las connotaciones de competencia y libre acceso a los servicios público. Mediante el decreto 2119 de 1992 se reestructuró el Ministerio de Minas y Energía, se convirtió la Comisión Nacional de Energía en Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y se creó la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

En 1994, se expidieron las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica). A partir del nuevo marco normativo se creó el mercado mayorista de energía eléctrica (MEM). La Ley 143 de 1994 especializó a ISA en la operación y mantenimiento de sus redes de transmisión, y la encargó de la coordinación y planeación de la operación del STN y del MEM, escindiéndola de las actividades de generación para despojarla de intereses propios en el mercado. En 1995, la CREG establece el código de redes, el cual integra el código de planeamiento de la expansión de la transmisión nacional, el código de conexión, el código de medida y el código de operación, del cual también hacen parte el estatuto de racionamiento y el reglamento de distribución, que fueran emitidos posteriormente.

4.2 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

La CREG define el SIN como el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.

El sistema interconectado nacional cuenta con 53 generadores registrados, 12 agentes responsables de la transmisión, 31 Operadores de red, 94 comercializadores, 8872 Fronteras usuarios regulados, 5672 fronteras usuarios no regulados, y más 24499 km de líneas de transmisión. [4]

La demanda de energía eléctrica en Colombia en 2014 alcanzó los 60,890 GWh, con un crecimiento del 3.8% con relación al año 2013 que fue del 2.8%. Por tipos de días la capacidad efectiva neta instalada en el SIN al finalizar 2014 fue 15,508 MW. Al comparar esta capacidad con la registrada en 2013 esta creció en 198 MW equivalente a un incremento del 1.4% [4], necesarios para atender una demanda de energía de 60,890 GWh y en potencia del orden de 9.504 MW. Esta capacidad de generación efectiva del SIN, está compuesta por un 68% hidráulica, un 29,3% térmica y un 5,06% restante, correspondiente a cogeneradores y plantas menores.

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME – unidad administrativa especial del orden nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía es la encargada de llevar cabo la estructuración de las acciones que permitan identificar, ponderar y determinar los planes, programas o proyectos que pueden ser incluidos dentro de los planes de expansión eléctrica del SIN, soportados en las necesidades identificadas por las entidades territoriales y los Operadores de Red. [4]

El estado mediante la Ley 143 de 1994, Artículo 33, dispuso que “la operación del sistema Interconectado se hará procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país”. A demás el objetivo básico de dicha ley, es asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio.

El sistema de transmisión nacional y los activos de conexión a dicho sistema, constituyen la base para la prestación del servicio de energía eléctrica a nivel nacional, Y es sobre este en donde se establecen los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía. Mediante la resolución CREG-034 de 1999 la comisión sometió a consideración de los agentes y terceros interesados, una propuesta regulatoria sobre la calidad con la cual se deben prestar los servicios de transporte de energía y conexión en el sistema de transmisión nacional y la resolución CREG-072 de 1999, la CREG estableció las normas de calidad aplicables a los servicios de transporte de energía eléctrica en el STN y de Conexión al STN, como parte del reglamento de operación del SIN.

La calidad del servicio de conexión al STN y del servicio de transporte de energía eléctrica en el STN, se medirá con base en indicadores de disponibilidad y/o indisponibilidad aplicables a los siguientes activos.

- Activos de conexión al STN.
- Bahías de línea.
- Bahías de transformación.
- Autotransformador.
- Bahías y módulos de compensación.
- Circuitos de 500 kV.
- Circuitos de 220 o 230 kV longitud < 100 km.
- Circuitos de 220 o 230 kV longitud > 100 km.

4.3 SISTEMA INTERCONECTADO REGIONAL

El sistema de transmisión nacional -STN- está compuesto por el conjunto de líneas y equipos asociados que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, siendo las tensiones empleadas en Colombia 220, 230 y 500 kV. El sistema es

operado por el Centro Nacional de Despacho -CND- y administrado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-. En general la red del STN es bastante enmallada, aunque se presentan restricciones eléctricas en algunas áreas eléctricas (limitaciones en la capacidad de transmisión) asociadas con la capacidad de transporte de los circuitos.

La actividad de transmisión nacional en Colombia es desarrollada por varias empresas de transporte de energía, sin embargo ISA y su filial Transelca son propietarias del 80% de la infraestructura de transmisión

El sistema de transmisión regional STR se define como el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del operador de red OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red. [5]

El STR de la zona Norte conformado por los actuales OR, ELECTRICARIBE y CENS. Dado que CENS está interconectado a 115 kV con el sur del cesar (hoy parte del OR Caribe).

Todos los subsistemas de los OR CARIBE están interconectados con una red de 220 kV del STN separada del resto del sistema nacional a través de circuitos de 500 kV. La zona Caribe es, por lo tanto, un sistema conexo a 220 kV, con ciudades grandes separadas por distancias cortas, con gente de la misma idiosincrasia, en donde la CREG aceptó unificar y dar al mismo cargo del nivel de tensión 4 a cinco subsistemas independientes, para conformar el OR CARIBE. [6]

El sistema del OR CARIBE está conformado por cinco subsistemas alimentados todos desde el STN. El primero es el de Valledupar que está conformado por las siguientes líneas a 110 kV. Ver tabla 1.

Tabla 1: Subsistema 1 OR caribe

Nombre	**Inicio de línea**	**Llegada de línea**	**# circuitos**
LN 749	Valledupar	Codazzi	1 Cto
LN 745	Codazzi	Jagua de Ibirico	1 Cto
LN 748	Valledupar	San Juan	1 Cto

El segundo es del Copey que está conformado por las siguientes líneas a 110 kV. Ver tabla 2.

Tabla 2: Subsistema 2 OR caribe

Nombre	Inicio de línea	Llegada de línea	# circuitos
LN 750	Copey	El Paso	1 Cto
LN 752	El Paso	El Banco	1 Cto
LN 595	El Banco	Tamalameque	1 Cto

El tercero es el de la Guajira que está conformado por las siguientes líneas a 110 kV. Ver tabla 3.

Tabla 3: Subsistema 3 OR caribe

Nombre	Inicio de línea	Llegada de línea	# circuitos
LN 744 Y 751	Cuestecitas	Mina de Intercor	2 Cto
Reserva	Cuestecitas	Puerto Bolívar	2 Cto
LN 740	Cuestecitas	Maicao	1 Cto
LN 741	Cuestecitas	Riohacha	1 Cto

El cuarto es el del Magdalena que está conformado por las siguientes líneas a 110 kV. Ver tabla 4.

Tabla 4: Subsistema 4 OR caribe

Nombre	Inicio de línea	Llegada de línea	# circuitos
LN 754	Libertador	Santa Marta	1 Cto
LN 712	Santa Marta	Manzanares	1 Cto
LN 710	Santa Marta	Gaira	1 Cto
LN 755	Gaira	Rio Córdoba	1 Cto
LN 756	Rio Córdoba	Ciénega	1 Cto
LN 711	Rio Córdoba	Fundación	1 Cto

El quinto es el del Atlántico, sobre el cual está centrado el presenta trabajo de investigación. Está conformado por las siguientes líneas a 110 kV, incluidas las del anillo de Barranquilla, que tiene fronteras con el STN en las subestaciones de Tebsa y Sabanalarga. Ver tabla 5.

Tabla 5: Subsistema 5 OR caribe

Nombre	Inicio de línea	Llegada de línea	# circuitos
LN 701	Termoflores I	Oasis	1 Cto
LN 721	Oasis	Termoflores II	1 Cto
LN 720	Oasis	El Rio	1 Cto
LN 706	El Rio	Tebsa	1 Cto
LN 704	Tebsa	Cordialidad	1 Cto
LN 709	Cordialidad	El Silencio	1 Cto
LN 708 Y 728	Tebsa	20 de Julio	2 Cto
LN 703	20 de Julio	El Silencio	1 Cto
LN 728	20 de Julio	Malambo	1 Cto
LN 705	Malambo	Baranoa	1 Cto
LN 729	Baranoa	Sabanalarga	1 Cto
LN 702	Sabanalarga	Salamina	1 Cto

En los diagramas unifilares suministrados por caribe a nivel de tensión 4 no figura la subestación de Aguachica, población del sur del Cesar que está alimentada desde la subestación de Ocaña en el Norte del Santander. De acuerdo con lo anterior, el OR CARIBE esta interconectado con el OR CENS. [3]

4.4 SOFTWARE

La aparición hacia 1930 del analizador de red hizo posible realizar análisis de flujos de potencia, desde entonces y junto con los desarrollos tecnológicos en los 50s, se elaboraron los primeros programas de computador para análisis y modelamiento de los sistemas de potencia en computadores digitales. Desde entonces, con los avances en métodos numéricos y tecnología computacional, se ha desarrollado software con grandes capacidades, Las principales características de dichas herramientas son las siguientes:

- Interfaces gráficas por medio de las cuales se puede editar la topología de la red e introducir los parámetros de los elementos del sistema en un entorno amigable.

- Subrutinas mediante las cuales el usuario puede definir sus propios modelos para los elementos y controles del sistema de potencia. Estas subrutinas generalmente se conocen como DSL (Dynamic Simulation Language) y adquieren gran relevancia en aquellos casos en que el usuario desea realizar estudios especializados, tales como los asociados a la incidencia de estrategias de control centralizado.

- Herramientas de gráficos para visualizar los resultados correspondientes a la evolución en el tiempo de las variables del sistema. Estos valores también pueden ser obtenidos en forma tabular. Algunas de estas herramientas dejan de ser simplemente programas de gráficos e incluyen funciones para análisis de resultados (post-procesamiento). También existe la posibilidad de exportar los resultados para efectuar estudios empleando otro tipo de herramientas tales como las de análisis de señales.

- Implementación multiplataforma

A manera de ejemplo se citan los programas DIgSILENT, ETAP y NEPLAN. Estas herramientas, de uso común en la industria, poseen la mayoría de las características mencionadas anteriormente y serán tomados como referencia en el texto.

4.4.1 Digsilent power factory

El desarrollo del programa de análisis digsilent (digital simulator for electrical network) comenzó en el año de 1976, utilizando el talento de varios ingenieros de sistemas eléctricos de potencia y desarrolladores de software, la empresa alemana **DIgSILENT GmbH** (www.digsilent.com), una empresa de consultoría y desarrollos empresariales que presta servicios altamente especializados en el campo de los sistemas eléctricos de potencia. Con el tiempo, el programa ha crecido incorporando varias características de análisis que se requieren para planear operar y mantener cualquier sistema eléctrico. [7]

El programa permite trabajar de manera integrada con una interfaz gráfica en línea que posee funciones de dibujo de diagramas unifilares. Cada elemento en el diagrama unifilar se enlaza directamente con la base de datos que almacene toda la información de cada elemento que hace parte del sistema eléctrico, permitiendo con esto la edición de parámetros desde el unifilar. Adicionalmente, desde la

interface gráfica se tiene acceso directo a todas las características de cálculo relevantes tanto dinámicas como estáticas. [8], [9]

Las funciones que proporciona el software DIgSILENT están agrupadas por módulos, cada uno de los cuales puede adquirirse de manera independiente.

4.4.2 Neplan

NEPLAN es una herramienta informática para analizar, planear, optimizar y simular redes eléctricas, de agua, gas y calefacción. Cuanta con una amigable interfaz gráfica de usuario, la cual permite desarrollar casos de estudio muy eficientemente. [9], [10]

Este paquete computacional es una herramienta de gran ayuda para el análisis, planeamiento y optimización de Sistemas Eléctricos de Potencia, el cual ha sido utilizado con mucho éxito en todo el mundo. Fue desarrollado por el grupo BCP (Busarello + Cott + Partner Inc.) en cooperación con las utilidades de ABB GMBH y el Instituto Federal de Tecnología Suizo; el programa ha sido mejorado en varias ocasiones a partir de su creación en el año 1989, hasta llegar al punto de ser una compañía líder en el mercado de software para ingeniería de sistemas de potencia. Pequeñas y grandes compañías de electricidad, organizaciones industriales y universidades alrededor del mundo reconocen y aprecian la alta calidad del producto. [10], [11]

Con NEPLAN es posible realizar el análisis de sistemas de potencia integrado para Redes Eléctricas de Transmisión, Distribución e Industriales, incluyendo Flujo de Carga Óptimo, Estabilidad Transitoria y de Pequeña Señal, además de Análisis de Cortocircuito, estudios de confiabilidad. Su versión Windows, es una herramienta gráfica de planeamiento completamente integrada, orientada a objetos, con la cual se puede trabajar sobre el diagrama unifilar permitiendo la creación de estos a través de un sistema amigable y fácil CAD (Diseño Asistido por Computadora). También presenta la posibilidad de exportar e importar archivos a otros programas (como MICROSOFT EXCEL®, MICROSOFT WORD®) a través de la funcionalidad OLE. [10], [11]

A continuación se listan los módulos y funcionalidad con que cuenta el software en la última versión: [9]–[11]

Módulos estándar

- Flujo de carga.
- Flujo de carga con perfiles de carga.
- Análisis de contingencias.
- Análisis de cortocircuito.
- Análisis de armónicos.
- Arranque de motores.
- Cálculo de parámetros de línea.
- Reducción de redes.
- Análisis y diseño de malla de tierra.

Módulos de optimización y seguridad

- Flujo de carga óptimo, contingencias N-1.
- Capacidad de transferencia neta (ATC-NTC).
- Red de distribución óptima (generación distribuida).
- Reconfiguración de redes de distribución.
- Ubicación óptima de capacitores.
- Estrategia de restauración óptima.
- Análisis de inversión (valor presente).
- Refuerzo óptima de alimentadores.

Módulos de estabilidad

- Estabilidad de voltaje.
- Estabilidad dinámica – EMT.
- Estabilidad de pequeña señal.

Módulos de protección

- Protección de sobre-corriente (análisis de selectividad).
- Protección de distancia.
- Ubicación de fallas.
- Cálculo de Arc Flash.
- Saturación de transformadores de corriente.

- Análisis térmico de líneas y cables.

Módulos de distribución

- Perfiles de carga.
- Optimización de redes de distribución.
- Refuerzo de alimentadores.
- Ubicación optima de capacitadores.
- Balance de fases.
- Estrategia de restauración optima del servicio.
- Análisis térmico de cables.
- Calculo de bajo voltaje.
- Ubicación de fallas.

Módulos avanzados

- Análisis de confiabilidad.
- Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM).
- Gestión de activos (Capex-Opex).

NEPLAN como herramienta de investigación

- Librería de programación en NEPLAN NPL (Neplan Program Library) C++.
- MatLab NEPLAN educación.
- Paquete de investigación.

4.4.3 ETAP (Electrical Transient Analyzer Program)

En 1996 OIT lanzo el primer programa de análisis de sistemas de potencia de 32 bits al mercado para Windows. ETAP está diseñado por Microsoft Windows y contiene muchas funciones avanzadas incluyendo ODBC, base de datos multidimensionales, anidación de redes compuestas y demás. [12]

El programa ETAP es una plataforma utilizada para el análisis, control, simulación, operación y automatización de sistemas eléctricos de potencia. Se extiende a

sistemas inteligentes en tiempo real, control, automatización y optimización de la operación de sistemas de potencia. [13]

Permite realizar estudios de coordinación de protecciones de una manera fácil y eficiente, genera información precisa y realista de las características de operación, tiempo y estado de los dispositivos de protección. Permite realizar análisis de problemas no esperados como disparos falsos, fallas de operación de relés y falta de coordinación, ayudando a tomar decisiones rápidas y precisas con la mayor información. [13]

5 MARCO TEÓRICO

Un sistema de potencia es el conjunto de equipos eléctricos que se conectan formando una red la cual transmite y distribuye energía eléctrica desde un generador hasta los centro de consumo llamados cargas. [14]

Un sistema de potencia está integrado por un esquema que lo componen cuatro etapas que son: generación, transmisión, distribución y comercialización. Cada una ejecutada por un ente diferente, esto según la regulación eléctrica colombiana.

En Colombia un distribuidor está habilitado para operar niveles de tensión menor a 220 kV, es decir que se encarga de la operación del sistema de distribución local SDL y el sistema de transmisión regional STR. Los cuales se agrupan en los niveles de tensión 1, 2, y 3 equivalentes a tensiones bajas hasta 57,5 kV para el caso del SDL y el nivel de tensión 4 (Tensión mayor a 57,5 kV y menor de 220 kV) correspondiente a sub-transmisión que hace parte del STR de acuerdo a lo especificado en la resolución CREG 097 de 2008. [5]

Para el caso de la región caribe colombiana existe un único operador de red encargado de la transmisión y distribución operando en tensiones de 13,8 kV, 34,5 kV, 66 kV y 110 kV. La transmisión se realiza por medio de una red propia en líneas de alta tensión a 110 kV y 66 kV las cuales se encargan de llevar la energía hasta subestaciones, que de acuerdo a su función pueden ser de maniobras con el fin de tener una topología de red enmallada y subestaciones de reductoras de tensión encargadas de la distribución en el SDL.

5.1 CONFIGURACIÓN DE REDES

Cuando se habla de configuración de red eléctrica se hace referencia a la forma o esquemas en que está dispuesta físicamente el conjunto de equipos encargados de transportar y/o distribuir la energía desde una fuente de generación hasta el usuario final. [15]

Unos de los principales objetivos de una red de transporte o distribución eléctrica es garantizar la seguridad, confiabilidad y continuidad en el servicio, para esto se

han desarrollado diferentes topologías de redes que buscan garantizar la prestación de un buen servicio. [15], [16]

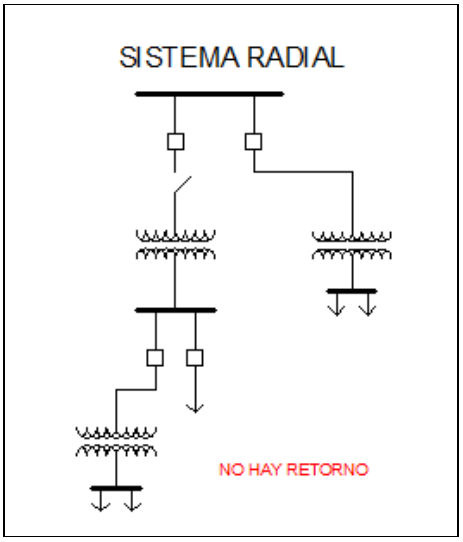
5.1.1 Sistema radial

Esta configuración de red es muy utilizada en los sistemas de distribución en los niveles de tensión 1 y 2 (menor que 13,8 kV) por su facilidad de construcción y por sus bajos costos económicos. [15]

Un sistema radial está compuesto por un solo camino sobre el cual fluye la corriente desde la fuente hasta la carga, por esta razón garantizan poca seguridad en la continuidad del servicio, ya que no existe otro punto de conexión o circuito que brinde respaldo a la hora de una falla en el sistema. Debido a la sencilla construcción del sistema radial, posee ventajas como la fácil operación y protección del mismo, además de ser evidentemente baratos de construir y mantener. [15], [17]

Desde el barraje de una subestación puede salir uno o más circuitos radiales, los cuales en su recorrido puede dividirse en ramales, pero nunca vuelven a tener un punto en común, a continuación la Figura 1, muestra un ejemplo de un sistema radial.

Figura 1: Sistema radial



Como ya se dijo este tipo de sistema, es el más simple y económico en cuanto a la configuración debido utiliza menor cantidad de equipo, sin embargo, tiene varias desventajas a la hora de operar. [15], [16]

- El mantenimiento de los interruptores de cabecera se complica debido a que hay que dejar sin suministro la carga, los mantenimientos deben hacer programados y con poco de tiempo de maniobras.
- Son los menos confiables ya que una falla sobre el interruptor principal afecta toda la carga.

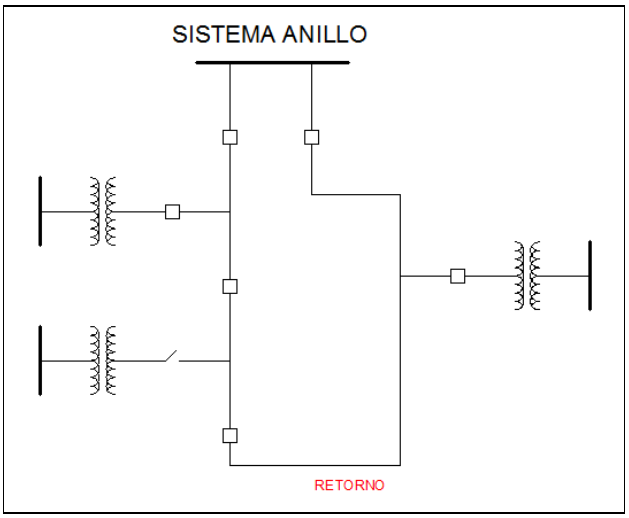
Este tipo de sistemas es instalado de manera aérea y/o subterránea.

5.1.2 Sistema en anillo

Los sistemas en anillo proporcionan mejores condiciones de seguridad y continuidad del servicio, al poseer fuentes de alimentación conectadas en paralelo, mediantes líneas continuas sin interrupción, así, es posible mantener la alimentación de las cargas en caso de la ocurrencia de falla en una de las fuentes de alimentación. [15]

De esta manera, si existe una falla en el recorrido, puede aislarse el sector fallado y alimentar las cargas desde ambos extremos de forma radial. Mientras mayor sea el número de puntos en que pueda dividirse el anillo, mayor será el nivel de confiabilidad y seguridad que proporcione, pero también el costo. En comparación con el sistema radial, la protección y control del sistema en anillo se hacen más complicados y costosos. En general los sistemas de transmisión, nivel de tensión 4, está configurados en anillos, brindando niveles óptimos de confiabilidad del sistema, y en casos como; ciudades capitales y sectores industrializados la red primaria de distribución está configurada en anillo. [16], [17]

Figura 2: Sistema anillo



Algunas de las ventajas que tiene la operación de este sistema son las siguientes:

- Ofrecen altos niveles de confiabilidad ya que cada carga en teoría se puede alimentar por dos trayectorias.
- Permiten la continuidad de servicio, aunque no exista el servicio en alguna subestación o transformador de línea.

5.2 ELEMENTOS DE UNA RED

Un sistema eléctrico de potencia incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, y cada una está compuesta por una combinación de equipos e instalaciones que forman un gran Sistemas. A continuación se entra a describir los elementos y equipos que conforman un sistema de potencia.

5.2.1 Generador

Un generador es una máquina eléctrica rotativa impulsada en muchos casos por una turbina para convertir la energía mecánica en energía eléctrica, convirtiéndose en la principal fuente de generación de potencia eléctrica en el mundo. [18]

Su funcionamiento básicamente se da gracias a sus elementos principales; el rotor, que es una parte móvil, el cual cuando está en acción genera un flujo magnético (actuando como inductor) sobre el estator, que es la parte fija, quien lo transforma en electricidad (actúa como inducido). Los generadores eléctricos se diferencian según el tipo de corriente que producen. Así, nos encontramos con dos grandes grupos de máquinas eléctricas rotativas: Generadores Síncronos o alternadores y generadores asíncronos.

El generador es el componente principal de la etapa de generación, y esta a su vez es la parte básica del sistema de potencia, ya que es la encarga de entregar la energía eléctrica al sistema, partiendo de diferentes tipos de energía primaria. El conjunto de unidades generadoras reciben el nombre de centrales o plantas de generación, siendo su tarea principal tomar la fuente primaria de energía y convertirla en energía eléctrica.

Existen diferentes métodos para generar energía eléctrica, dependiendo de la fuente primaria a transformar entre las que tenemos:

- Generación Térmica.
- Generación Hidráulica.
- Generación Nuclear.
- Generación Eólica.
- Generación Solar.
- Generación Mareomotriz.
- Generación Geotérmica.
- Generación por Biomasas.

Las tres primeras se conocen como generación clásica, siendo que en Colombia solo se genera en las dos primeras, y en mayor proporción la generación hidráulica la cual alcanza un 64,1%, mientras que la generación térmica proporciona el 31%, del total generado. Debido al gran recurso hídrico con que cuenta el país, no se ha visto en la necesidad de emplear la generación nuclear, además de los altos niveles de seguridad exigidos. Los otros restantes son los llamados métodos de generación alternativos y/o de fuentes renovables, de los cuales se tiene que decir ha tomado mucha fuerza en el mundo moderno, gracias a lo amigable que es con el medio ambiente. [19]

5.2.2 Transformador

El transformador de potencia, es el elemento del sistema de potencia encargado de modificar los niveles de tensión y corriente, adaptándolos a los requerimientos del sistema. Y se encuentra presente dentro de todos los procesos del sistema eléctrico: Generación, transmisión, distribución y uso de energía.

El transformador básicamente consta de 2 partes; el núcleo fabricado de lámina de acero y/o hierro encargado de la generación del campo magnético y el bobinado que forman el circuito eléctrico, fabricado normalmente con alambre de cobre forrado de material aislante. Los transformadores pueden ser clasificados bajo los siguientes criterios:

- Forma de construcción.
- Numero de fases.
- Tipos de refrigeración.

Los transformadores se diferencian según la construcción de sus núcleos; están los de columna o tipo core form, que consiste en un núcleo único que provee un camino de circulación para el campo magnético. Y los acorzados que se caracterizan por que los arrollados están dentro de un simple anillo, mientras que el núcleo magnético se ensambla para rodear cada lado de la bobina.

Según el número de fase nos encontramos con los transformadores monofásicos, que están conformados por hasta dos fases, y los transformadores trifásicos. Cualquiera que sea, los transformadores son los elementos del sistema de potencia que mayor confiabilidad ofrecen.

5.2.3 Barras

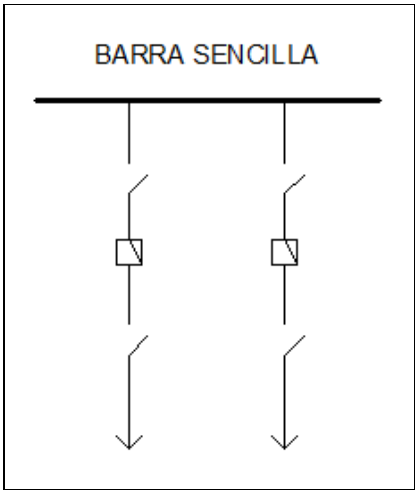
Las barras o barrajes eléctricos es el nodo de donde se conectan separadamente varios circuitos eléctrico. Y tiene como característica principal, de ser un punto de muy baja impedancia y por lo general están hechas en cobre.

Dentro del sistema de potencia encontramos diferentes configuraciones de conexiones de barras en la subestaciones, las configuraciones más utilizas en media y alta tensión son las siguientes:

5.2.3.1 Barra sencilla

En esta configuración se tiene un único barraje al que se conecta todos los circuitos por medio de un interruptor ver Figura 3. Tiene como ventajas que es económica, simples, fácil de proteger, ocupa poco espacio y no presenta mucha posibilidad de operación incorrecta. Como desventaja se puede citar los bajo niveles de confiabilidad, seguridad y flexibilidad, ya que al momento de hacer mantenimiento en barra es necesario suspender por completo el servicio, al igual al momento de trabajar en un interruptor. Esta configuración por lo general se utiliza en subestaciones de media tensión para distribución. [17], [16], [20]

Figura 3: Barra sencilla

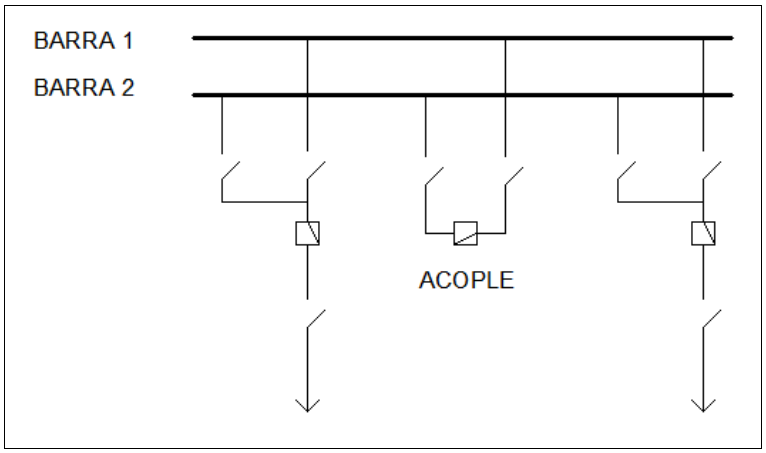


5.2.3.2 Doble barra

Esta configuración es flexible y confiable pues permite separar circuitos en cada una de las barras pudiéndose así dividir el sistema, ver figura 4. No es segura cuando se presentan fallas en barras e interruptores. Es posible hacer mantenimiento en barras sin suspender el servicio, es de tener en cuenta que las dos barras deben tener la misma capacidad de corriente al igual que la capacidad

total de la subestación. Esta configuración es de las más usadas en Europa en los sistemas de alta tensión 220 kV hasta inclusive a tensiones de 400 kV. [16], [20]

Figura 4: Doble barra

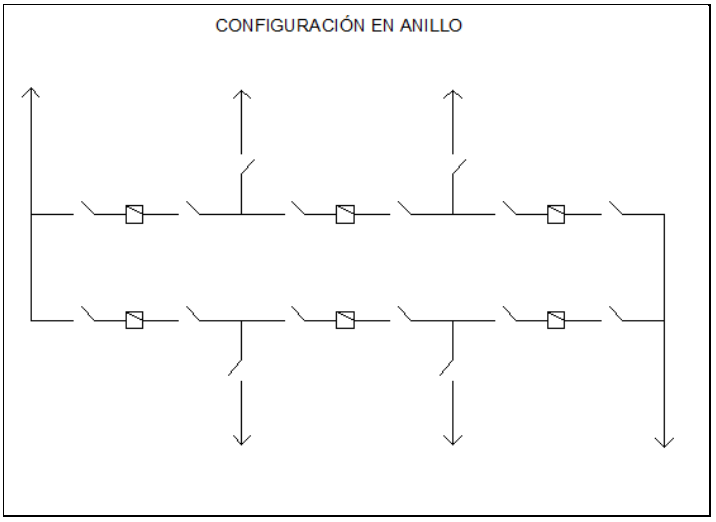


5.2.3.3 Anillo

Esta es una configuración americana en donde la barra la conforman un grupo de interruptores ordenados formando un anillo, ver figura 5. Para aislar un circuito es necesaria la apertura de los dos interruptores. Y para aislar un circuito por un período largo, ya sea por mantenimiento o por la ocurrencia de una falla se debe abrir el seccionador de la línea para cerrar los interruptores asociados a dicho circuito y así dar continuidad al anillo. [16], [21]

Es económica, segura y confiable si todos sus interruptores están cerrados. En caso de falla en un circuito, mientras se hace mantenimiento en otro, el anillo puede quedar dividido y presentar falta de servicio para alguna de las partes, o perderse la seguridad en el sistema. Desde el punto de vista de la flexibilidad la subestación es similar a una barra sencilla. Para efectos de distribución de corrientes, los circuitos conectados al anillo se deben distribuir de tal manera que las fuentes de energía se alternen con las cargas. [16], [17], [21]

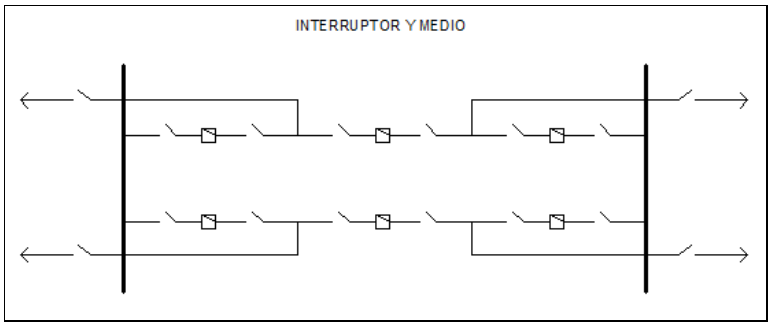
Figura 5: Configuración en anillo



5.2.3.4 Interruptor y medio

También pertenece a las configuraciones americana, en este arreglo se tiene tres interruptores (diámetro) por cada dos salidas que están conectados a dos barras, ver figura 6. Es segura y confiable tanto por falla en los interruptores como en los circuitos y en las barras, es posible realizar mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin suspender el servicio y sin alterar el sistema de protección. Una falla en un barraje no interrumpe el servicio a ningún circuito. La desventaja que posee es en la flexibilidad porque se opera con ambas barras energizadas y todos los interruptores cerrados. La protección y el recierre se complican por el hecho de que el interruptor intermedio (entre dos circuitos) debe trabajar con uno u otro de los circuitos asociados. [17], [20]

Figura 6: Configuración interruptor y medio



5.2.4 Línea de transmisión

La línea de transmisión es el elemento de mayor extensión dentro del sistema de potencia que se encarga de transportar grandes bloques de energía eléctrica desde el punto de generación hasta los lugares donde se distribuye para su posterior consumo, son físicamente los elementos más simples pero los más extensos.

Las líneas de transmisión se pueden clasificar según el medio: en aéreas y subterráneas. Para el caso de líneas aéreas es posible clasificarlas según su longitud en: Líneas cortas son de longitud menor de 80 km, cuando la longitud de la línea aumenta entre 80–240 km. Se trata de líneas medias. Y líneas con longitud superior a 300 km se catalogan como líneas largas. Esta diferenciación se realiza para los caso de estudios, ya que el comportamiento y modelamiento se hace diferente para cada caso.

El sistema de transmisión puede ser clasificado según el nivel de tensión en el cual se transmiten los grandes bloques de potencia, en Colombia las líneas de transmisión aéreas están clasificadas en tres niveles de tensión a saber: 220 kV, 230 kV, 500 kV. Y para el caso de la sub-transmisión, líneas asociadas al STR se manejan los niveles de 66 kV y 110 kV, que en muchos casos han de ser líneas cortas y medias.

Una línea de transmisión está constituida básicamente por tres (3) elementos:

- Conductores.
- Aisladores.
- Soportes.

Las líneas de transmisión se diseñan bajo criterios que garanticen confiabilidad, seguridad y continuidad en el servicio.

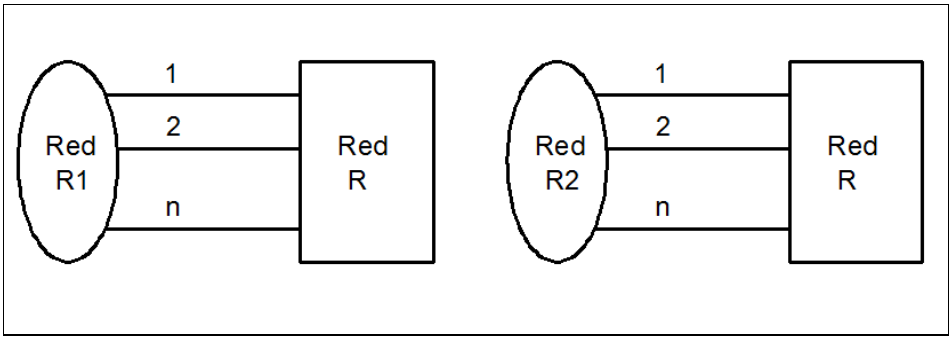
5.2.5 Equivalentes de red

Cuando entramos a realizar estudios o análisis del sistema de potencia, nos valemos de herramientas y modelamientos que nos facilitaran la consecución de dichos estudios.

Las redes equivalentes permiten la simplificación de redes más complejas, esto sustituyendo partes de un red que es más complicada por otra más simple. Los equivalentes de red son utilizadas cuando el interés del análisis se centra en una parte específica de la red o en un componente. De esta forma, circuitos complejos se representan en forma más simple. Esta nueva red de tener las mismas características y valores de voltaje y corriente en los terminales, tanto de la red original como de a la red equivalente.

Las redes R1 y R2 serán equivalentes respecto a la red arbitraria R, si al ser conectadas a dicha red, los valores de voltajes y corrientes de las componentes de R no se alteran.

Figura 7: Equivalentes de red



5.3 ESTUDIOS DE FLUJO DE POTENCIA

Los estudios de flujos de potencia cobran importancia al momento de planear y diseñar expansiones futuras en los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación del sistema existente. [22], [23]

En el estudio de flujo de potencia se determina el voltaje, potencias activas y reactivas y el factor de potencia. Un sin número de procedimientos de operación puede ser analizado, incluyendo condiciones de contingencia. También se usan para determinar los voltajes del sistema bajo condiciones de repentinas adiciones o desconexiones de cargas. El uso de computadoras digitales y aplicaciones como Neplan, son las encargadas de correr los estudios de flujo de potencia debido a la complejidad de los cálculos involucrados. [18], [22]

Los estudios de flujo potencian de un sistema no es más que un modelamiento de los elementos que componen el sistema de potencia, como son las barra o nodos, generadores, líneas de transmisión y cargas. En la práctica general es importante clasificar tres tipos de barras en la red que son: [23]

- Barra PV: o también conocida conocidas como barras de voltaje controlado. Se considera una barra del sistema como PV a aquellas que cuentan con uno o más generadores conectados directamente a ellas y que pueden regular la magnitud del voltaje y la potencia activa inyectada a la barra. [23], [24]

- Barra PQ: una barra que no tenga generación y que están conectadas a ella una o más cargas con consumos de potencia activa y reactiva conocidos para el estudio de flujos de potencia, se considera una barra de carga o barra PQ. [23], [24]

- Barra Libre (Barra Slack): la barra de referencia o compensación sirve como referencia para los ángulos de todos los voltajes de las demás barras, ya que conociendo su ángulo define una referencia fasorial para la demás. La barra libre inyecta al sistema (o absorbe) la potencia activa y reactiva necesaria para igualar la generación total del sistema con la demanda total de los consumos y las pérdidas de potencia. [23]–[25]

En análisis del estudio de flujo de potencia, se encuentran sistemas de ecuaciones líneas y no lineales. Dado al gran tamaño de los sistemas reales y la complejidad de los cálculos es importante tener algoritmos numéricos rápidos que nos permitan tener la solución a dichos sistemas de ecuaciones. Existen varios métodos para calcular un flujo de potencia. Los más utilizados son el método de Newton-Raphson y el método de Gauss-Seidel. [23]

El método de Newton-Raphson resuelve la forma polar de las ecuaciones de flujo de potencia hasta que los errores $\Delta P\ y\ \Delta Q$ en todas las barras caen dentro de los límites especificados. El método de Gauss-Seidel resuelve las ecuaciones de flujo de potencia en coordenadas rectangulares (Variable Compleja) hasta que las diferencias en los voltajes de barra de una iteración a otra son los suficientemente pequeñas.[23]

5.4 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

Los estudios de cortocircuito son hechos para determinar la magnitud de las corrientes que fluyen a través del sistema de potencia a varios intervalos de tiempo luego que una falla ocurre. [14], [26]

Un alto porcentaje de fallas en los sistemas de potencia son asimétricas, que consisten en cortocircuitos asimétricos, fallas asimétricas a través de impedancias o conductores abiertos. Una falla es la anormalidad que causa la disminución del aislamiento entre conductores de fases y tierra, provocando la disminución de la impedancia igual a cero, la cual se llama cortocircuito sólido, o bien impedancia distinta de cero. [18], [22]

La mayoría de las fallas en líneas de alta tensión son producidas por descargas atmosféricas (rayos). Los efectos de la las corrientes de cortocircuitos son muy variadas, pero las más dañinas son los debidos al efecto joule, que no es más que calentamiento de los equipos eléctricos debido a la gran circulación de corriente, esfuerzos electromecánicos en las maquinas eléctricas y destrucción física del lugar de la falla cuando se producen arcos eléctricos. [22], [23]

Algunas de las formas de limitar los efectos de los cortocircuitos:

1. Eliminar rápidamente las fallas utilizando protecciones rápidas y selectivas.
2. Limitar la corriente de cortocircuito utilizando métodos como la conexión a tierra del neutro de los generadores y los transformadores conectados en estrella a través de una impedancia.

Los cortacircuitos trifásicos resultan ser los más severos. Una herramienta eficiente cuando tenemos circuitos desbalanceados es el que propone Fortescue con su método de las componentes simétricas. De acuerdo con el teorema de Fortescue, tres fasores desbalanceados de un sistema trifásico se pueden descomponer en la suma de tres sistemas balanceados llamadas componentes simétricas de los fasores originales. Los conjuntos balanceados de componentes son: [23]

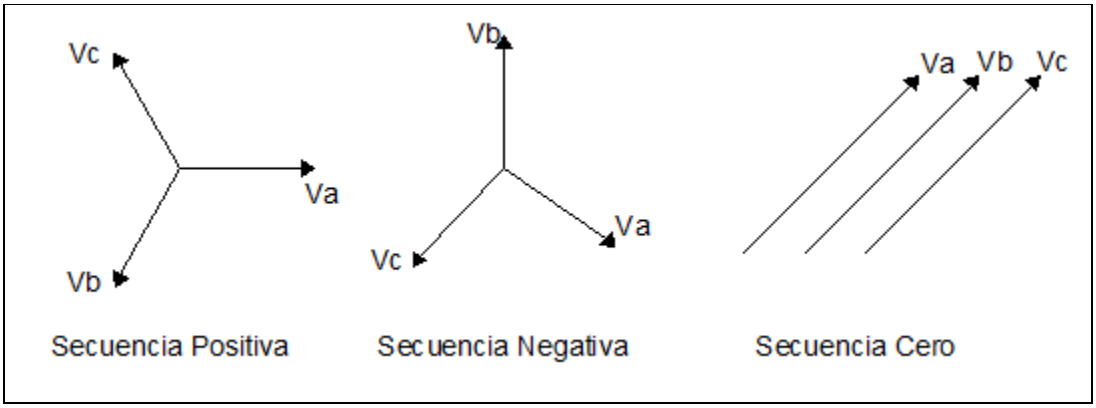
- Componentes de secuencia positiva: están formados por tres fasores de igual magnitud, desfasados en 120° que giran con secuencia positiva (ABC), igual al sistema principal.

- Componentes de secuencia negativa: están formados por tres fasores de igual módulo, desfasados en 120° que giran con secuencia negativa (ACB), contrario al sistema principal.

- Componentes de secuencia cero: están formados por tres vectores de igual magnitud y con desplazamiento de fase cero uno de otro.

En la figura 8, se muestran los tres sistemas equilibrados.

Figura 8: Teorema de fortescue



Dónde:

- El sistema de fasores de secuencia positiva coincide con la secuencia del sistema original desbalanceado.
- El sistema de fasores de secuencia negativa tiene secuencia contraria al original.
- El sistema de secuencia cero tiene la misma fase y el mismo modulo.

El sistema de fasores desbalanceados se relaciona con las componentes de secuencia según la matriz de transformación de componentes simétricas.

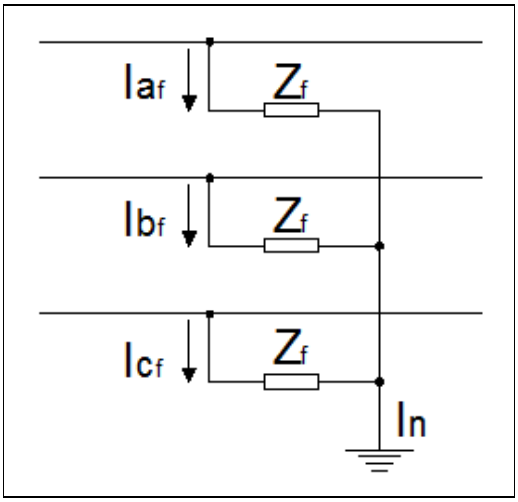
5.4.1 Tipos de fallas por cortocircuito

Los tipos de fallas por cortocircuito más frecuentes que pueden darse en los sistemas de potencia con cargas comerciales y plantas industriales, como es el caso del SDL en la costa caribe colombiana son:

5.4.1.1 Fallas por cortocircuito trifásico

Las tres fases son cortocircuitadas juntas, puede o no incluir a tierra, ver figura 9. Los cortocircuitos trifásicos son los únicos que se comportan como sistemas equilibrados, ya que todas las fases están afectadas por igual. Las tensiones en el punto de cortocircuito, tanto si este se cierra a través de tierra como si esta aislados de ella, son nulas y las intensidades presentan igual modulo pero con ángulos desfasados 120° grados. Este tipo de fallas se presentan en el sistema un 5%. [27]

Figura 9: Diagrama de conexión hipotética para una falla trifásica

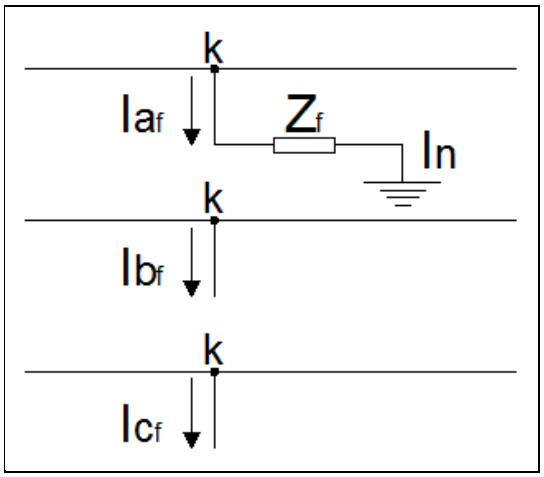


5.4.1.2 Fallas por cortocircuito monofásico a tierra

Se presenta cuando una de las fases es llevada a tierra. Es el más habitual y se producen con mayor frecuencia en redes rígidamente puestas a tierra, o mediante impedancias de bajo valor. Produce corrientes elevadas por su conexión a tierra. Este tipo de fallas se presentan en el sistema un 80%. [23], [27]

Para una falla monofásica a tierra desde la fase a, a través de la impedancia Z_f, la forma hipotética de las tres líneas se conecta como se muestra en la figura 10.

Figura 10: Diagrama de conexión hipotética para una falla monofásica a tierra

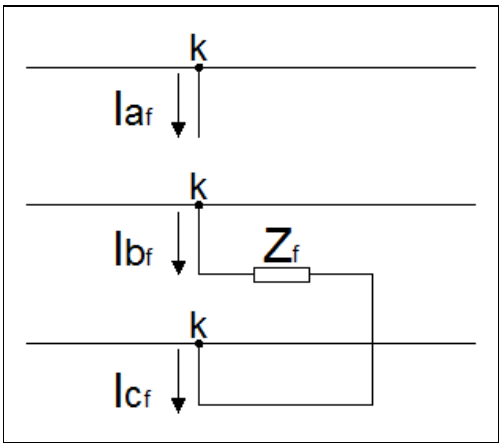


5.4.1.3 Fallas por cortocircuito bifásico

Cualquiera de las dos fases es unida entre sí. Las corrientes iniciales simétricas son menores que las de falla trifásica. Cuando se produce cerca de máquinas sincrónicas o asincrónicas de cierta potencia las corrientes de fallas pueden ser incluso mayores que las fallas por cortocircuito trifásico. Este tipo de fallas se presentan en el sistema un 5%. [27]

Considerando que la falla de línea a línea está en las fases b y c, como se muestra en la siguiente figura. Las siguientes relaciones deben satisfacerse en el punto de falla. Ver figura 11.

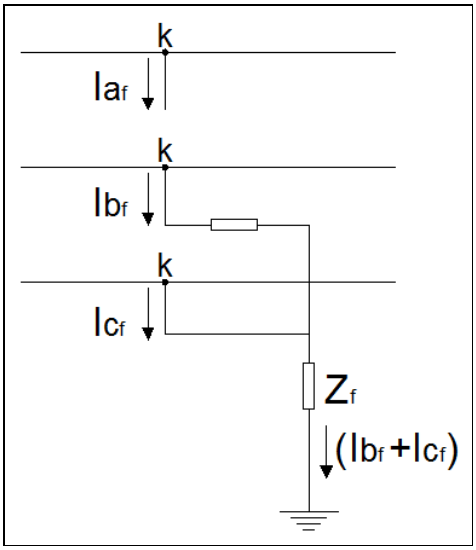
Figura 11: Diagrama de conexión hipotética para una falla bifásica



5.4.1.4 Fallas por cortocircuito bifásico a tierra

Dos fases son conectadas entre sí y a tierra. Este cortocircuito presenta valores de corriente inferiores al resto de los cortocircuitos. Este tipo de fallas se presentan en el sistema un 10%. Para una falla de doble línea a tierra, los segmentos se conectan hipotéticamente como se muestran en la figura 12. [27]

Figura 12: Diagrama de conexión hipotética para una falla bifásica a tierra



5.5 CONFIABILIDAD

5.5.1 Definición

El concepto de confiabilidad se encuentra directamente ligado a datos estadísticos, desde esta visión se define la confiabilidad como la probabilidad de que una unidad realice su función hasta un tiempo especificado bajo las condiciones de uso o como la facultad de conservar la calidad durante un tiempo preestablecido. Así la confiabilidad de un producto, se puede evaluar directamente solo después de que ha estado en servicio por algún tiempo, teniendo en cuenta esto la confiabilidad es la calidad a través del tiempo. [28]

Aplicando el término de confiablidad a la ingeniera, directamente sobre un sistema de potencia, se puede definir como la probabilidad de proporcionar a los usuarios un servicio continuo de buena calidad. A continuación se definirán los términos de confiabilidad de sistema de potencia.

5.5.2 Confiabilidad en redes de distribución

La confiabilidad de un sistema de distribución es definida por IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) como la capacidad del sistema para cumplir sin fallas su función dentro de un período especificado. En términos generales la confiabilidad del sistema de distribución es la capacidad que tiene la red para proporcionar el servicio de energía eléctrica a los clientes en forma ininterrumpida.[29]

La red de distribución y la que corresponde a nuestro estudio, el sistema de transmisión siempre estará expuesta a fallas externas o primarias debido a las condiciones atmosféricas causadas por lluvias, vientos, tormentas eléctricas y en otras circunstancias, como voladuras de torres por atentados terroristas, accidentes aéreos. También se encuentras las fallas secundarias o internas, como sobrecorrientes y sobrecargas, debido principalmente a su propio crecimiento y a que a cada momento ponen a prueba los elementos que proporcionan la confiabilidad de la red. El uso de los estudios de Confiabilidad facilita la determinación de posibles puntos de fallas en el planeamiento de la red, además que cuantifican por medios de indicadores lo niveles de confiabilidad del sistema.

El sistema de Subtransmisión está compuesto por las líneas y subestaciones que operan en tensiones menores de 220 kV y todos los activos asociados a estos, como los alimentadores primarios, transformadores de distribución, circuitos secundarios , reconectadores y seccionadores.

El código de redes de la república de Colombia expedido por la CREG mediante la resolución CREG 025 de 1995 [2] establece que para la evaluación de la confiabilidad del sistema de transmisión regional se podrán usar métodos determinístico o probabilístico, a criterio del evaluador.

Para el análisis de confiabilidad por medio de métodos determinísticos, dicho código establece que se debe utilizar el criterio N-l, según el cual 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 de transmisión a la vez.

5.5.3 Método determinístico.

Usualmente, con el fin de garantizar los criterios adecuado para la evaluación de la confiablidad del sistema de potencia se han usados los foques deterministas, como son los análisis determinísticos de contingencias, que se basan en el análisis de un reducido conjunto de situaciones restrictivas (condiciones de carga, despacho de generación y fallas en equipos), para poner a prueba el desempeño del sistema. En este enfoque, el más común es el criterio N-1 , según el cual debe existir la suficiente reserva de transmisión y generación inmediatamente disponible para que todos los equipos del sistema continúen operando dentro de sus límites operativos, aun cuando no se disponga de uno de sus componentes más críticos. [30], [31]

5.5.3.1 Criterio N-1

El criterio N-1 es un método determinístico que busca verificar la solidez de un sistema de potencia, basado en una hipótesis de un caso considerado a priori como muy riesgoso para el sistema. El principio detrás de este criterio es que no se debe permitir que la falla (no improbable) de cualquier componente o equipo resulte en una interrupción inadmisible en el suministro de potencia. Además, no se deben alcanzar los límites térmicos de las cargas ni los límites de los voltajes. [30], [32]

Si un sistema de potencia se encuentra frente a la contingencia de uno de sus elementos (línea, cable, transformador, elemento de compensación de potencia o generador) indiferente del nodo en que se encuentre, y es capaz de operar en condiciones aceptables de funcionamiento, teniendo en cuenta que los flujos en el sistema se encuentran en los límites normales de operación, los voltajes no superan los límites de aislamiento de los equipos, no hay actuación de protecciones o desconexiones de cargas forzadas, ni existe ningún tipo de inestabilidad en el sistema, entonces se dice que cumple con el criterio N-1 de confiabilidad. [32], [33]

La verificación de este criterio se realiza incluso hasta un N-2, si ya existe algún elemento del sistema fuera de servicio por una indisponibilidad prolongada (mantenimiento o reparación mayo. Este criterio ocasionalmente se amplía a mayores niveles de profundidad, donde es el número de elementos fallados considerados en el análisis. [30]

El criterio N-1 es uno de los permitidos por la UPME para los estudios de conexión. La operación del SIN debe cumplir con los criterios de seguridad y calidad establecidas para el planeamiento operativo eléctrico en el código de operación, considerando las contingencias N-K, seleccionadas bajo un análisis de probabilidad y severidad. [8]

5.5.4 Índices de confiabilidad

El objetivo principal de los incides de confiabilidad es proporcionar una representación cuantitativa de la calidad del servicio suministrado al consumidor. Una vez obtenido los índices en el punto de la carga, estos se acumulan para obtener los índices del circuito primario, luego los índices del circuito primario se acumulan para obtener los índices de confiabilidad de la subestación, de esta manera sumando todos los índices de confiabilidad obtenemos el índices de confiablidad de todo el sistema.

La IEEE (Institute of electrical and electronic engeeners) en asociación con la EEI (Edison Electrical Institure), EPRI (Electric Power Research Institute) han definido los incides de confiabilidad de la siguiente manera:

5.5.4.1 Índices primarios

Los definen como los índices o parámetros básicos tales como la tasa promedio de falla, tiempo promedio de interrupción:

5.5.4.1.1 Tasa promedio de falla

La tasa promedio de falla indica el número de veces que en promedio en que un elemento o tramo de la red se vio expuesto a una interrupción, por medio de la operación de su elemento de corte principal debido a un evento producido por una falla. Para una línea de distribución la tasa promedio de falla se termina así:

$$\lambda = \frac{N_f}{L(T - \sum_{i=1}^{N_f} t_i} \left[{}^{f}/_{yr} \right] \qquad \text{Ec. 1}$$

En donde,

N_f= Cantidad de fallas

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

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

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

5.5.4.1.2 Tiempo promedio de salidas anual (indisponibilidad)

$$U = \sum_{i} \lambda_i r_i \qquad \text{Ec. 2}$$

5.5.4.1.3 Tiempo promedio de salidas

$$r = \frac{U}{\lambda} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i} \qquad \text{Ec. 3}$$

En donde:

$\lambda_i =$ Tasa de falla del elemento i.

$r_i =$ Tiempo de reparación del elemento i.

6 ALCANCE Y CONSIDERACIONES

“El área Atlántico presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de red a nivel de 110 kV y agotamiento de la capacidad de la transformación lo que conlleva a tener generaciones de seguridad en el área, la cual debe ser balanceada entre los recursos ubicados en el área, además de tener el riesgo de una posible desatención de demanda, ante fallas de elementos de la red a nivel del Sistema de Transmisión Regional. “Plan GT 2014-2018 – UPME”.

El presente proyecto de grado tiene como objeto el estudio del estado actual del sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico formado por el anillo de 110 kV, teniendo como foco de estudio el nodo ubicado en la subestación oasis, debido a que su ubicación geográfica lo llevan a ser un nodo fuerte en el sistema, esto se debe a que dos de tres líneas 110 kV que salen directamente de la central de generación de termoflores, llegan a la subestación oasis y de la cual salen tres líneas 110 kV que abastecen y dan soporte a otras tres subestaciones aledañas.

Para la evaluación del estudio fue necesario modelar todo el diagrama unifilar del departamento del Atlántico en los niveles de tensión 220 kV, 110 kV, 34,5 kV y las cargas asociadas a 13,8 kV. La simulación cuenta con los elementos de generación en los niveles de tensión 220 kV, 110 kV, Transformadores y Líneas en los niveles de 220kV, 110 kV y 34,5 kV y las cargas asociadas en los niveles de 34,5 kV y 13,8 kV.

Cabe resaltar que el operador de red Electricaribe S.A E.S.P proporciono toda la información necesaria para realizar el montaje y modelar los elemento que componen la red en estudio. Esto tiene como soporte las cartas de solicitud hecha por la universidad de la costa (Ver Anexo 1) En donde se pone en conocimiento al OR la intensión del proyecto y solicita la disponibilidad de los datos de carácter técnico de los elementos de red. Como respuesta, el OR expide una carta de aprobación (ver Anexo 2) en donde específica que la información suministrada debe ser usada de formada exclusiva con fines académicos.

Anexo 1: Carta de solicitud universidad de la costa, CUC

Anexo 2: Carta de aprobación Electricaribe S.A.

6.1 COMPOSICION DEL SISTEMA DE TRANSMISION REGIONAL.

En la actualidad el sistema de transmisión regional (STR) del área Atlántico se conecta con el sistema de transmisión nacional en las subestaciones Termoflores, Tebsa, Sabanalarga y Nueva Barranquilla a 220 kV mediante transformadores 220/110 kV o 220/34.5 kV de distintas capacidades:

Tabla 6: Transformación actual de conexión al STN, departamento del Atlántico

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	160	1 x 100 MVA; 1 x 60 MVA
Nueva Barranquilla	100	1 x 100 MVA

Las líneas a 220 kV que alimentan el sistema están compuestas por un corredor comprendido entre las subestaciones Sabanalarga – Nueva Barranquilla (2 líneas), Sabanalarga – Tebsa (3 líneas), Tebsa – Nueva Barranquilla y un doble circuito entre Nueva Barranquilla - Termoflores.

En las subestaciones Termoflores y Tebsa se cuenta con recursos de generación a 220 kV y 110 kV:

Tabla 7: Generación actual departamento Atlántico

Subestación	Tensión	Capacidad nominal de generación (MW)
Termoflores	220 kV	344
Termoflores	110 kV	266
Total		**610**
Tebsa	220 kV	606
Tebsa	110 kV	294
Total		**900**

El sistema de transmisión regional al interior de Barranquilla se compone de un anillo a 110 kV que es alimentado de las subestaciones Termoflores y Tebsa; alimentando las subestaciones Oasis, Silencio, Centro, El Rio, Cordialidad y

Veinte de Julio. La subestación Unión se alimenta de manera radial desde Tebsa y la subestación Las Flores radialmente desde Termoflores.

Desde la subestación Sabanalarga se alimenta de manera radial la subestación Salamina y también las subestaciones Baranoa y Malambo. Estas últimas tienen la posibilidad de alimentarse también desde el sistema de Barranquilla mediante la línea Veinte de Julio – Malambo.

Adicional al anillo de 110 kV, el sistema eléctrico de Barranquilla cuenta con dos corredores de líneas a 34.5 kV, por un lado la subestación Riomar es alimentada por un doble circuito desde Silencio y las Flores y por otro la subestación Magdalena se alimenta desde las subestaciones Unión y El Río mediante un anillo entre estas subestaciones.

A continuación se presentan los activos (líneas y transformadores) que pertenecen al sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico, en las tablas 8 y 9, respectivamente.

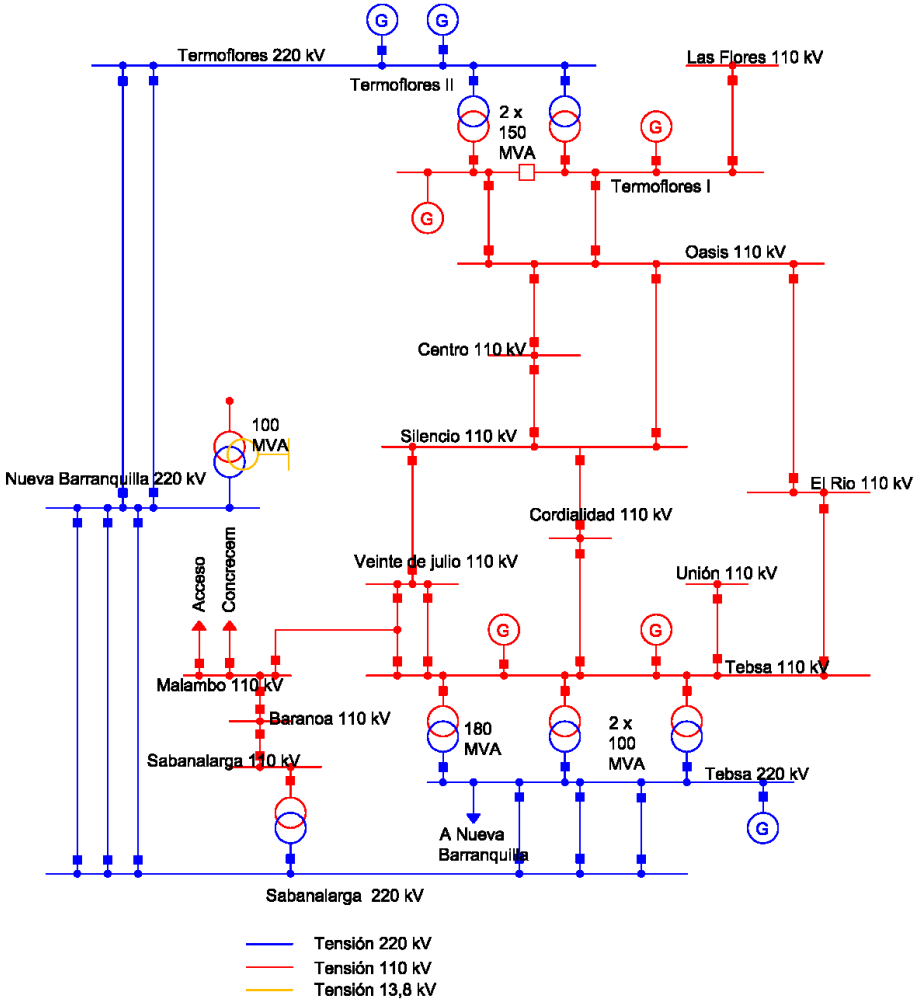
Tabla 8: Líneas del STR Atlántico

Nombre	**Inicio de línea**	**Llegada de línea**	**# circuitos**
LN 701	Termoflores I	Oasis	1 Cto
LN 721	Oasis	Termoflores II	1 Cto
LN 720	Oasis	El Rio	1 Cto
LN 706	El Rio	Tebsa	1 Cto
LN 722	Oasis	Silencio	1 Cto
LN 723	Oasis	Centro	1 Cto
LN 724	Silencio	Centro	1 Cto
LN 704	Tebsa	Cordialidad	1 Cto
LN 709	Cordialidad	El Silencio	1 Cto
LN 708 Y 728	Tebsa	20 de Julio	2 Cto
LN 703	20 de Julio	El Silencio	1 Cto
LN 728	20 de Julio	Malambo	1 Cto
LN 705	Malambo	Baranoa	1 Cto
LN 707	Tebsa	Union	1 Cto
LN 729	Baranoa	Sabanalarga	1 Cto
LN 725	Termoflores II	Las Flores	1 Cto
LN 702	Sabanalarga	Salamina	1 Cto

Tabla 9: Transformadores del STR Atlántico

Nombre	Subestación	Nivel de tensión
T10 TFlores I	Termoflores I	220/110 kV
T6 Tflores II	Termoflores II	220/110 kV
T1 Tebsa	Tebsa	220/110 kV
T2 Tebsa	Tebsa	220/110 kV
T3 Tebsa	Tebsa	220/110 kV
T1 Sabanalarga	Sabanalarga	220/110 kV

Figura 13: Diagrama unifilar STR del Atlántico



6.2 SUBESTACIÓN OASIS

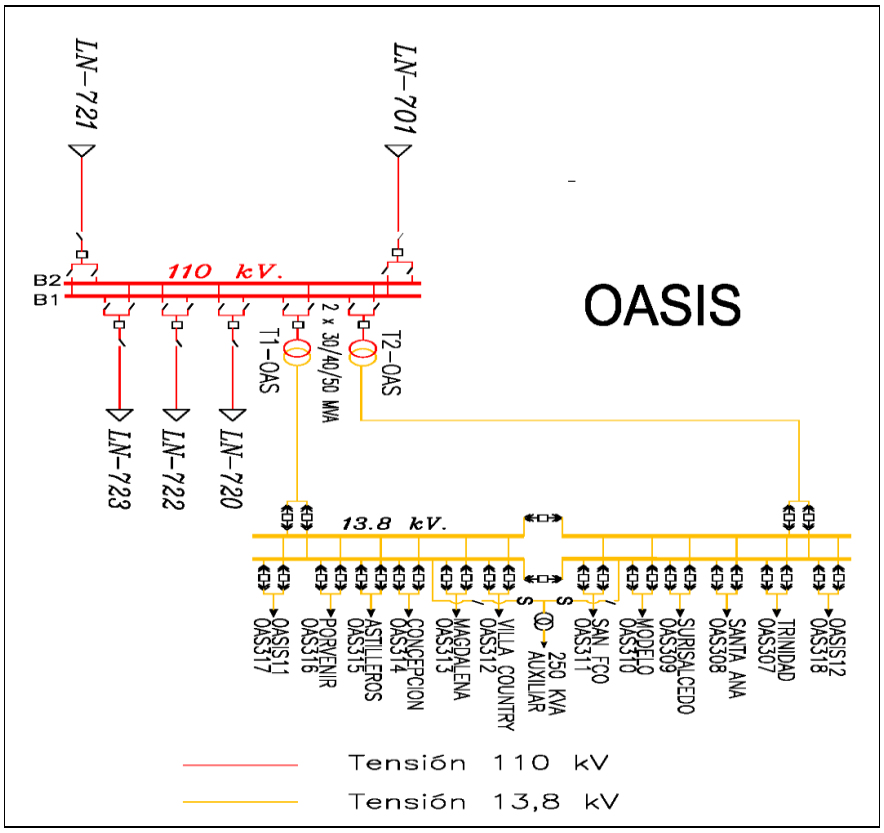
La subestación Oasis es un nodo que cobra gran importancia dentro del sistema de transmisión regional para la zona norte de la ciudad de Barranquilla, debido a que una buena parte de la generación térmica de seguridad que se maneja en el área tiene como punto de paso el nodo Oasis, como consecuencia de esto existe riesgo de una posible desatención de demanda, ante fallas de elementos de la red a nivel del Sistema de Transmisión Regional.

Oasis es una subastación de distribución tipo encapsulada, la cual maneja dos niveles de tensión, por el lado de alta tensión a 110 kV, cuenta con una configuración de doble barra, de la que salen cinco líneas que hacen parte del STR, las líneas son: LN 701 TermofloresII – Oasis, LN 721 TermofloresI – Oasis, LN 722 Oasis – Silencio, LN 723 Oasis – Centro, LN 720 Oasis – El Rio. En la misma bahía 110kV hay conectado dos transformadores de distribución de 50 MVA 110/13,8 kV, en el nivel de media tensión 13,8 kV maneja un tren de celdas tipo metalclad de 12 circuitos de salida, que se encargan de abastecer de energía gran parte de zona norte de la ciudad de barranquilla, con más de 20000 mil usuarios conectados.

La subestación está configurada por el nivel de 110 kV por una doble barra Por operación solo se tiene energizada la barra 1, mientras que la barra 2 esta desenergizada y preparada para entrar en operación cuando se necesite. La confiabilidad y seguridad que ofrece esta configuración es está sujeto al tipo de evento al que se vea expuesto, cuando la situación considerada es una actividad programada como puede ser el caso de un mantenimiento preventivo, las maniobras de operación hacen que las líneas y cargas conectadas no perciben en ningún momento el cambio de barra. Pero para el caso de una falla en barra, se requiere como primera medida despejar la falla, lo que ocasiona la desconexión de todas las cargas, después de esto es posible energizar la barra 2 y empezar con el conexionado de las cargas. En este proceso se crea un tiempo de indisponibilidad de los equipos y líneas conectados en el barraje. En total el tiempo de indisponibilidad ira en proporción a la severidad de la falla.

A continuación se presenta el diagrama unifilar de la subestación Oasis:

Figura 14: Unifilar subestación oasis



6.3 HORIZONTE DE ANÁLISIS

Con la información suministrada por el OR y tomando como referencia el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014 – 2028 de la UPME, se modeló el proyecto en el software Neplan.

El proyecto tiene como objeto un análisis del desempeño en estado estable y transitorio del sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico en el estado actual (año 2015) bajo tres escenarios de demanda.

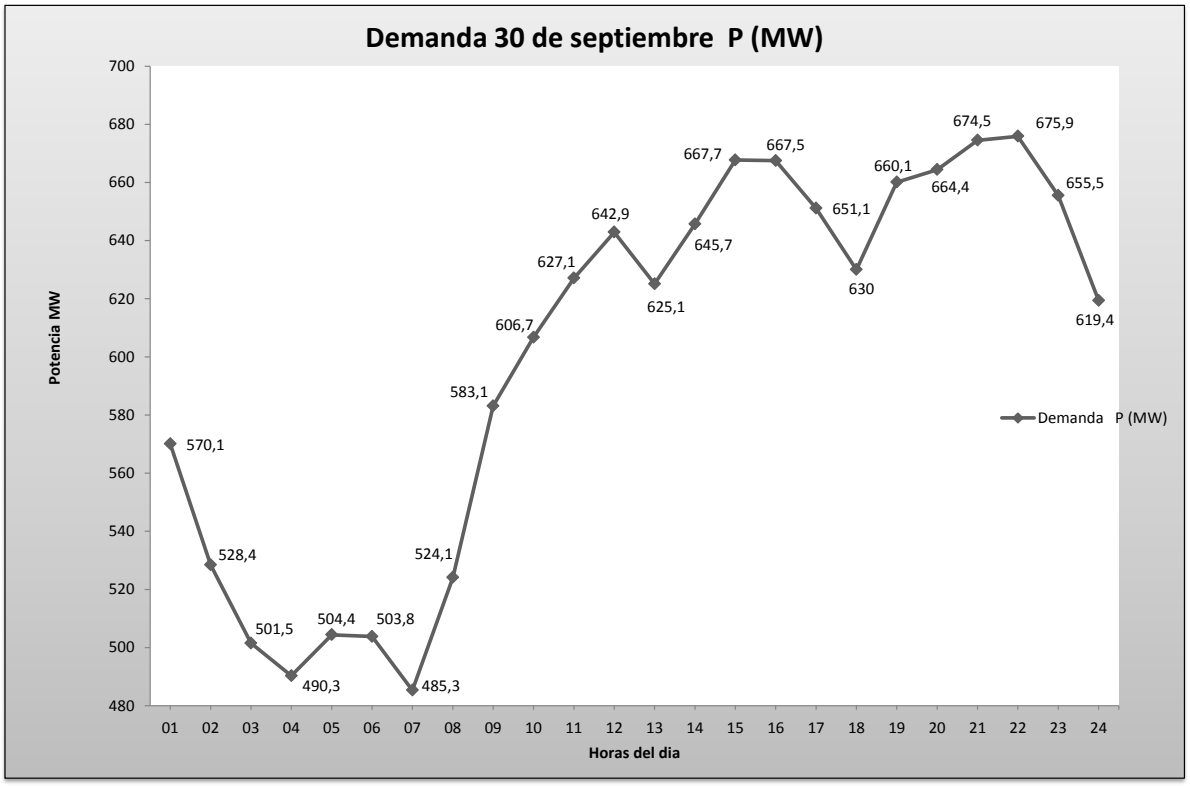
6.3.1 Escenarios de demanda

Para realizar el modelamiento del sistema en software de simulación Neplan, se tomó como referencia el día 30 de septiembre de 2014. Día en que se generó la máxima demanda en el departamento del Atlántico, bajo el escenario de máxima generación térmica. El grafico 1, representa la carga que tomo el sistema las veinticuatro horas del día 30 de septiembre de 2014.

Los análisis presentados en el desarrollo del proyecto se realizan teniendo cuenta tres escenarios de demanda:

- Demanda baja, que para el día de referencia se dio a las 07:00
- Demanda media, que para el día de referencia se dio a las 15:00
- Demanda alta, que para el día de referencia se dio a las 22:00

Grafico 1: Comportamiento de demanda del sistema de transmisión regional



6.3.2 Proyección de la demanda

Con el fin de determinar el desempeño de la red en el estado actual, es decir año 2015, se emplea la proyección de demanda de la UPME en su última revisión de Marzo de 2015, extraída del documento "Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia", Revisión de Marzo de 2015. El cual se reproduce en la Tabla 10.

Tabla 10: Proyecciones de demanda y tasa de crecimiento anual

Año	Demanda Potencia Máxima (MW)			Tasa de Crecimiento (%)		
	Esc Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2015	10279	10025	9777	7,60%	5,00%	2,40%
2016	10748	10488	10235	4,60%	4,60%	4,70%
2017	10974	10709	10450	2,10%	2,10%	2,10%
2018	11412	11142	10879	4,00%	4,00%	4,10%
2019	11587	11312	11044	1,50%	1,50%	1,50%
2020	11766	11486	11212	1,50%	1,50%	1,50%
2021	12058	11773	11495	2,50%	2,50%	2,50%
2022	12261	11971	11687	1,70%	1,70%	1,70%
2023	12480	12184	11895	1,80%	1,80%	1,80%
2024	12666	12365	12071	1,50%	1,50%	1,50%
2025	12892	12584	12285	1,80%	1,80%	1,80%
2026	13140	12826	12521	1,90%	1,90%	1,90%
2027	13392	13072	12760	1,90%	1,90%	1,90%
2028	13632	13306	12989	1,80%	1,80%	1,80%
2029	13902	13570	13245	2,00%	2,00%	2,00%

Tomada de: [34]

Para el presente caso de estudio se realizara las proyecciones dentro del escenario de crecimiento medio para el año en curso (2015), el cual tendrá un crecimiento del 5% respecto al año anterior.

6.4 ALCANCE DE LOS ANÁLISIS ELÉCTRICOS

6.4.1 Flujo de Cargas AC

Se realizan los flujos de carga AC bajo condiciones normales de operación para los periodos de demanda máxima, media y mínima, considerando escenarios de generación térmico, con el fin de observar las tensiones en las barras y cargabilidad de los elementos del sistema.

6.4.2 Análisis de cortocircuito

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

6.4.3 Análisis de Confiabilidad

La evaluación de la confiabilidad del sistema de transmisión regional, se estima mediante el criterio N-1 de confiabilidad, en donde de simulan fallas sencillas (Contingencias) en los elementos de la red que tienen influencia en el área de estudio y para cada una de ellas se calcula la demanda no atendida considerando el número de horas de cada escenario (máxima, media y mínima) y el número de horas de indisponibilidad del equipo.

A continuación se listan las contingencias analizadas para el nodo Subestación Oasis.

Tabla 11: Elementos a desconectar aplicando el criterio (N-1)

Contingencias	Demanda Baja	Demanda Media	Demanda Alta
LN721 TFlores 1 - Oasis	X	X	X
LN701 TFlores 2 - Oasis	X	X	X
LN720 Oasis - El Rio	X	X	X
LN722 Oasis - Silencio	X	X	X
LN723 Oasis - Centro	X	X	X
Barra 110kV Oasis	X	X	X

6.5 CRITERIOS UTILIZADOS PARA LOS ANÁLISIS ELÉCTRICOS

Para los Análisis Eléctricos se tienen en cuenta todos los requerimientos de calidad, seguridad y confiabilidad definidas por el Código de Redes, en particular los códigos de Operación y de Planeamiento.

6.5.1 Calidad

- En estado estacionario las tensiones en las barras de 110 kV, 34,5 kV y 13,8 kV no deben ser inferiores a 0,9 p.u. ni superiores al 1,1 p.u. del valor nominal.

- La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje.

- no se permiten sobrecargas permanentes. En el Corto y muy Corto Plazo se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo a la duración de la misma sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir la vida útil de los mismos.

6.5.2 Seguridad

- El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 110 kV.

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

6.5.3 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.

7 METODOLOGÍA

Para el desarrollo del trabajo de investigación propuesto, se inicia con la definición de los aspectos técnicos y operativos necesario para evaluar el comportamiento de una red de transmisión. Lo cual abarca las siguientes etapas:

- Consolidación de la información y parámetros eléctricos del sistema: corresponde al levantamiento de la información de los datos característicos de los elementos que componen el sistema, como son: topología de la red, impedancia y capacidad de líneas y transformadores, información de la demanda y generación.

- Consolidación y estadísticas de falla: en esta etapa se consolidan las estadísticas de la indisponibilidad de los equipos que pertenecen a la red, teniendo en cuenta el histórico de fallas de al menos los últimos cinco años, tomando la fecha y hora de ocurrencia, solución de la falla y causa de esta.

- Elaboración del modelo de falla: a partir del análisis estadístico se calcula para cada elemento la frecuencia de la falla por año, duración promedio de la indisponibilidad del equipo, con el fin de determinar la probabilidad de falla anual (Tasa de falla).

Sin embargo, en el presente proyecto el Operador de Red proporciono toda la información necesaria para la evaluación de la red en estudio, desde la topología de la red, los parámetros técnicos de los elementos, comportamiento de la demanda y generación, hasta los datos de la probabilidad de falla anual de las líneas de 110 kV, de esta manera no fue necesario hacer la recolección de los históricos de falla en los últimos cinco años y calcular la tasa de falla de los elementos, dado que toda esta información fue suministrada por el OR.

Con la información recolectada, se realiza el proceso de declarar los nombres o nomenclaturas que se dio a cada elemento con el fin de manejar un orden y estandarizar los elementos que componen la red. Luego de esto se procede a simular el sistema en el programa Neplan, realizando el modelamiento de todos y cada uno de los elementos de acuerdo a sus parámetros individuales.

Después de modelar la red con todos sus elementos en el software, y en la búsqueda de alcanzar los objetivos propuestos, el siguiente paso es realizar los

estudios que determinaran el desempeño del sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico en estado estable y transitorio. Para cada uno de los estudios se presenta el análisis y resultado obtenido.

El primer análisis ejecutado corresponde al Flujo de carga AC, por medio del cual es posible ver el comportamiento en estado normal de operación del sistema. En los resultados se muestran los elementos que trabajan al límite de su capacidad nominal y aquellos que presentan sobrecarga.

Posteriormente se realiza el análisis de cortocircuitos con el fin de determinar la magnitud de las corrientes que fluyen en el sistema de potencia después de la ocurrencia de fallas monofásicas y trifásicas. Los resultados son presentados en un gráfico, en donde se compara la magnitud de la corriente de falla con la capacidad de interrupción de cada barraje de la subestación.

El último de los estudio eléctricos que se analiza es la evaluación de la confiabilidad de la red de transmisión aplicando el criterio N-1 en las líneas y barra de la subestación Oasis., Para cada escenario operativo se evalúa en estado estacionario el impacto de las contingencias, buscando conocer si ocasiona violación en los límites de tensión de barras, sobrecarga de líneas y transformadores o desconexión de cargas.

A partir de los análisis y resultados obtenidos, se realiza una propuesta que busca dar solución a los problemas detectados en la red, con el fin de mitigar la afectación en la demanda y aumentar la confiabilidad del sistema de transmisión regional.

7.1 RECOLECCIÓN DE DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO

Todos los datos y parámetros ingresados en la simulación que a continuación se presentan, son datos reales, los cuales fueron proporcionados por el Operador de Red Electricaribe SA ESP. Los valores de las cargas introducidos en la simulación corresponden a la demanda que tuvo el sistema el día 30 de septiembre de 2014. Día en que se generó la máxima demanda en el departamento del Atlántico, bajo el escenario de máxima generación térmica.

7.1.1 Parámetros eléctricos de entrada a los componentes del sistema eléctrico de potencia del departamento del Atlántico.

Los componentes del sistema eléctrico del departamento del Atlántico expuestos en el presente documento son en total: 75 nodos los cuales están representados en los siguientes niveles de voltaje 220 kV, 110 kV, 34,5 kV y 13,8 kV; 39 líneas de transmisión en total, repartidas en los diferente niveles de tensión, en el nivel de 220 kV se cuenta con 9 líneas, en 110 kV con 20 líneas y 34,5 kV con 10 líneas. 51 trasformadores bidevandos y 5 transformadores tridevanados; 1 equivalentes de red, ubicado en la subestación de sabanalarga.

A continuación se despliega una corta explicación de los datos ingresados al programa Neplan, según la información entregada por el operador de red del STR del departamento del Atlántico.

7.1.1.1 Equivalente de red

La región Caribe se conecta con el centro del país por medio de dos líneas en el nivel de tensión de 500 kV que hacen parte del sistema de transmisión nacional, provenientes de la subestación Cerromatoso y que tiene como punto de llegada la subestación Sabanalarga, ahí mediantes dos transformadores se reduce al nivel de tensión de 220 kV. De este barraje desprende las líneas que alimentan diferentes zonas de la región Caribe.

Se representa en un equivalente de red la energía que proporciona el nodo Sabanalarga 220 kV al sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico. Energía entregada por la interconexión que existe con la subestación Cerrematoso.

Tabla 12: Parámetros eléctricos para equivalentes de red

Subestación	S max. [MVA]	S min. [MVA]	Icc max. [KA]	Icc min. [KA]	Z0/Z1 max.	Z0/Z1 min.	R0/X0 max.	R0/X0 min.	R1/X1 max.	R1/X1 min.	Tipo de nodo
Sabanalarga	2358,326	2119,788	6,189	5,563	0,336088304	0,335426798	0,435	0,0533	0,0604	0,0745	SL

7.1.1.2 Generador

Los parámetros de los generadores que se encuentran ubicados en las centrales de generación de tebsa y termoflores, se muestran en la tabla 13.

Tabla 13: Parámetros eléctricos de generadores

Elemento	S [MVA]	V [KV]	P Gen [MW]	Q Gen [MW]	xd sat	xd' sat	xd' sat	Tipo
GEN-03	157	18	157	43	1,781	0,265	0,216	PV
GEN-04	157	18	100	49,3	1,781	0,265	0,216	PV
GEN-VAPOR	57,78	13,8	51,35	1	1,6698	0,1618	0,1681	PV
GEN-GAS	189	13,8	106,65	1	2,12	0,161	0,115	PV
GEN-22	111,76	13,8	92	0,5	2	0,216	0,116	PV
GEN-11	140	13,8	90,79	0,5	2	0,216	0,166	PV
GEN-12	140	13,8	90,79	0,5	2	0,216	0,166	PV
GEN-13	140	13,8	90,79	0,5	2	0,216	0,166	PV
GEN-14	194,9	18	170	0,5	1,995	0,194	0,151	PV
GEN-24	194,9	18	121	39	1,995	0,194	0,151	PQ
GEN-21	111,76	13,8	94	12,8013269	2	0,216	0,116	PV
GEN-01	83,5	13,8	50	0	2,08	0,2418	0,1557	PV
GEN03	83,5	13,8	50	0	2,08	0,2418	0,1557	PV
GEN-05	121	13,8	112	1	1,6698	0,1681	0,1681	PQ

7.1.1.3 Línea de transmisión

Los parámetros establecidos para las líneas de 110 kV, 34.5 kV y 220 kV del STR del departamento del Atlántico, corresponden a lo establecido en la tabla 14, 15 y 16, respectivamente.

Tabla 14: Parámetros eléctricos para líneas de 110 kV

Subestación de inicio	Subestación de llegada	Linea	Distancia	R(1) [Ohm/Km]	X(1) [Ohm/Km]	B(1) [uS/Km]	C(1) [uF/Km]	Imax [Amp]	R(0) [Ohm/Km]	X(0) [Ohm/Km]	B(0) [uS/Km]	C(0) [uF/Km]
Termoflores 2	Oasis	LN 701	3,8	0,0303	0,1997	6,456	0,017125	979	0,368	1,48	1,827	0,004846
salamina	Sabana larga	LN 702	26,39	0,1195	0,4871	3,41	0,009045	188,95	0,4648	1,4411	2,18	0,005783
Silencio	Veinte de julio	LN 703	10,86	0,074	0,4757	3,52	0,009337	861,52	0,4246	1,4121	2,14	0,005677
Cordialidad	Tebsa	LN 704	8,62	0,074	0,4757	3,52	0,009337	690	0,4246	1,4121	2,14	0,005677
Malambo	Baranoa	LN 705	17,7	0,1194	0,4952	3,34	0,00886	448	0,4512	1,4377	2,06	0,005464
Tebsa	El rio	LN 706	7,39	0,0733	0,4367	3,833	0,010167	690	0,3832	1,5675	2,092	0,005549
Unión	Tebsa	LN 707	3,56	0,0735	0,4722	3,535	0,009377	690	0,3961	1,4648	2,037	0,005403
Veinte de julio	Tebsa	LN 708	3,22	0,0736	0,4465	3,767	0,009992	690	0,3984	1,5146	2,14	0,005677
Cordialidad	Silencio	LN 709	5,46	0,074	0,4757	3,52	0,009337	861,52	0,4246	1,4121	2,14	0,005677
El rio	Oasis	LN 720	5,37	0,0732	0,4106	4,06	0,010769	861,52	0,4232	1,5957	2,2	0,005836
Termoflores 1	Oasis	LN 721	3,84	0,0777	0,4792	4,123	0,010937	684	0,368	1,481	2,192	0,005814
Oasis	Silencio	LN 722	4,6	0,0311	0,1281	30,159	0,079999	900	0,261	0,1058	0	0
Oasis	Centro	LN 723	7,87	0,0622	0,2561	60,319	0,160001	420	0,1555	0,6402	60,319	0,16
Centro	Silencio	LN 724	3,26	0,0311	0,1281	30,159	0,079999	900	0,261	0,1058	0	0
Termoflores 1	Las flores	LN 725	0,6	0,062	0,4	36,454	0,096697	660	0,278	1,062	18,34	0,048648
Malambo	Concrecem	LN-727	1,7	0,168	0,4876	3,396	0,009008	157,46	0,588	1,34	1,913	0,005075
Veinte de julio	Tebsa	LN 728-1	0,48	0,073	0,4523	3,72	0,009868	580	0,3852	1,535	2,2	0,005836
Tebsa	Veinte de julio	LN 728-2	3,45	0,0731	0,4368	3,85	0,010212	690	0,3805	1,569	2,17	0,005756
Veinte de julio	Concrecem	LN 728-3	12,6	0,1191	0,4718	3,56	0,009443	627	0,4622	1,4739	2,14	0,005677
Baranoa	Sabana larga	LN 729	15,62	0,1194	0,4952	3,34	0,00886	445	0,4512	1,4377	2,06	0,005464

Tabla 15: Parámetros eléctricos para líneas de 34,5 kV

Subestación de inicio	Subestación de llegada	Linea	Distancia	R(1) [Ohm/Km]	X(1) [Ohm/Km]	B(1) [uS/Km]	C(1) [uF/Km]	Imax [Amp]	R(0) [Ohm/Km]	X(0) [Ohm/Km]	B(0) [uS/Km]	C(0) [uF/Km]
El rio	Pizano	LN 501-1	1,57	0,0783	0,4191	2,149	0,0057	660	0,434	3,128	1,551	0,004114
Pizano	Magdalena	LN 501-2	3,59	0,0783	0,4191	2,149	0,0057	660	0,434	3,128	1,551	0,004114
El rio	Gobain	LN 502-1	4	0,0783	0,4191	2,149	0,0057	660	0,434	3,128	1,551	0,004114
Gobain	Unión	LN 502-2	2,24	0,0783	0,4191	2,149	0,0057	660	0,434	3,128	1,551	0,004114
Riomar	El rio	LN 503	10,1	0,0731	0,4102	2,149	0,0057	494	0,429	3,14	1,563	0,004146
Silencio	Riomar	LN 505	5,2	0,0783	0,4191	2,1	0,00557	660	0,434	3,128	1,293	0,00343
Silencio	Riomar	LN 506	5,2	0,0783	0,4191	2,1	0,00557	660	0,434	3,128	1,293	0,00343
Magdalena	Unión	LN 530	3	0,0783	0,4191	2,149	0,0057	660	0,434	3,128	1,551	0,004114
Las flores	Riomar	LN 534	2	0,1282	0,4193	2,1	0,00557	638	0,484	3,128	1,68	0,004456
Las flores	Riomar	LN 535	2	0,1282	0,4193	2,1	0,00557	638	0,484	3,128	1,68	0,004456

Tabla 16: parámetros para líneas de 220 kV

Subestación de inicio	Subestación de llegada	Línea	Distancia	R(1) [Ohm/Km]	X(1) [Ohm/Km]	B(1) [uS/Km]	C(1) [uF/Km]	Imax [Amp]	R(0) [Ohm/Km]	X(0) [Ohm/Km]	B(0) [uS/Km]	C(0) [uF/Km]
Tebsa	Sabanalarga	LN 801	38,5	0,0817	0,4932	3,354	0,008897	840	0,3596	1,1645	2,121	0,005626
Tebsa	Sabanalarga	LN 802	38,42	0,0897	0,496	3,361	0,008915	630	0,4084	1,2408	2,105	0,005584
Tebsa	Sabanalarga	LN 821	38,42	0,0897	0,496	3,361	0,008915	630	0,4084	1,2408	2,105	0,005584
Tebsa	Nueva barranquilla	LN 822	22,95	0,0817	0,4932	3,337	0,008852	840	0,3797	1,1886	2,121	0,005626
Termoflores	Nueva barranquilla	LN 824	7,4	0,0885	0,4658	3,58	0,009496	840	0,2591	16,223	2,105	0,005584
Termoflores	Nueva barranquilla	LN 825	7,4	0,0885	0,4658	3,58	0,009496	840	0,2591	16,223	2,105	0,005584
Sabanalarga	Nueva barranquilla	LN 826	45,28	0,0818	0,4934	3,354	0,008897	840	0,3787	1,1927	2,121	0,005626
Sabanalarga	Nueva barranquilla	LN 827	43,34	0,0647	0,4851	3,43	0,009098	971	0,3197	1,1063	2,208	0,005857
Sabanalarga	Nueva barranquilla	LN 828	43,34	0,0647	0,4851	3,43	0,009098	971	0,3197	1,1063	2,208	0,005857

7.1.1.4 Transformadores

Los parámetros establecidos para los transformadores tridevanados y bidevanados del STR del departamento del Atlántico, corresponden a lo establecido en la tabla 17 y 18, respectivamente.

Tabla 17: Parámetros eléctricos para los transformadores tridevanados

Subestación	Transformador tridevanado	S(12) [MVA]	S(23) [MVA]	S(31) [MVA]	V(1) [KV]	V(2) [KV]	V(3) [KV]	Tap min	Tap max	Zcc(12) [%]	Zcc(23) [%]	Zcc(31) [%]	Grupo vectorial
BARANOA	T1-BAR	60	35	30	110	34,5	13,8	-15	5	12,87	5,485	21,82	YNyn0d5
SALAMINA	T1-SAL	30	20	10	110	34,5	13,8	-10	10	6,6733	1,82667	6,79	YNyn0d1
MALAMBO	T3-MLB	60	20	40	110	34,5	13,8	-15	5	6,675	3,15	21,1	Dyn11yn11
MALAMBO	T1-MLB	60	20	40	110	34,5	13,8	-15	5	6,9433	3,25	16,3	Dyn11yn11
SABANALARGA	T1-SBL	100	100	30	220	110	13,8	-15	10	12,86	5,688	10,059	YNyn0d11

Tabla 18: Parámetros eléctricos para los transformadores bidevanados

Subestación	Transformador bidevanado	S [MVA]	V(1) [KV]	V(2) [KV]	Tap min	Tap max	R(1) [%]	Zcc(1) [%]	Grupo vectorial
Oasis	T1-OAS	50	110	13,8	-15	5	0,3786	19,2000031	Dyn11
Oasis	T2-OAS	50	110	13,8	-15	5	0,3794	19,1999989	Dyn11
Centro	T1-CTR	50	110	13,8	-15	5	0,3774	19,1999995	Dyn11
Centro	T2-CTR	50	110	13,8	-15	5	0,3796	19,2000029	Dyn11
Veinte de julio	T1-VTE	50	110	13,8	-15	5	0,3758	17,5200009	Dyn11
Veinte de julio	T2-VTE	50	110	13,8	-15	5	0,34056	17,52000028	Dyn11
El rio	T1-ERI	125	110	34,5	-2	2	0,3742	11,33299947	YNd11
Silencio	T4-SIL	70	110	34,5	-2	2	0,386	12,50000126	YNd11
Silencio	T5-SIL	70	110	34,5	-2	2	0,139	12,50000286	YNd11
Las flores	T1-FLS	50	110	34,5	-10	10	0,343	13,90000262	YNd11
Las flores	T2-FLS	50	110	34,5	-10	10	0,46277	13,9000025	YNd11
Cordialidad	T1-CDL	60	110	13,8	-15	10	0,216422	12,32999952	Dyn5
Unión	T1-UNION	125	110	13,8	-2	2	0,36768	11,3299975	YNd11
Accesco	T1-ACCESCO	25	110	34,5	-15	5	0,5006	12,2	Dyn1
Tebsa	T4-TBS	25	110	34,5	0	0	0,43085	10,5	YNyn0
El rio	T1-RIO	33	34,5	13,8	-16	16	0,22529	6	YNyn0
El rio	T2-RIO	35	34,5	13,8	-4	4	0,34477	9,32	YNyn0
El rio	T3-RIO	28	34,5	13,8	-4	5	0,42	8,46	YNyn0
Magdalena	T1-MAG	39,15	34,5	13,8	-16	16	0,32193	8,97	YNyn0
Unión	T1-UNI	12,5	34,5	13,8	-4	4	0,51143	9,82	Dyn1
Unión	T2-UNI	33	34,5	13,8	-16	16	0,22529	6	YNyn0
Unión	T3-UNI	33	34,5	13,8	-16	16	0,22529	6	YNyn0
Unión	T4-UNI	30	34,5	13,8	-8	8	0,23049	6	YNyn0
Las flores	T4-FLS	39	34,5	13,8	-16	16	0,30359	8,45	YNyn0
Las flores	T5-FLS	28	34,5	13,8	-16	16	0,239	7,76	YNyn0
Silencio	T1-SIL	28	34,5	13,8	-16	16	0,33344	8,46	YNyn0
Silencio	T2-SIL	39,2	34,5	13,8	-16	16	0,38029	10,6	YNyn0
Silencio	T3-SIL	33	34,5	13,8	-16	16	0,39802	10,6	YNyn0
Riomar	T2-RMR	39,15	34,5	13,8	-5	5	0,31439	8,76	YNyn0
Riomar	T3-RMR	39,15	34,5	13,8	-16	16	0,40052	11,16	YNyn0
Sabana grande	T1-SGB	14	34,5	13,8	-2	2	0,409286	11,35399932	Dyn5
Termoflores	T10-TEF	150	220	110	-12	8	0,1793	12,49	YNyn0
Termoflores	T6-TEF	150	220	110	-12	8	0,1793	12,49	YNyn0
Termoflores	T8-GEN-04	205	18	220	-2	2	0,2679	12,09	YNd1
Termoflores	T9-GEN-03	205	18	220	-2	2	0,2679	12,09	YNd1
Termoflores	T4-TEF	65	13,8	110	-2	2	0,38227	12,5	YNd1
Termoflores	T2-TEF	65	13,8	110	-2	2	0,38227	12,5	YNd1
Termoflores	T1-TEF	65	13,8	110	-2	2	0,38227	12,5	YNd1
Tebsa	T22-GEN	120	13,8	110	-8	10	0,29982	12	YNd1
Tebsa	T1-TBS	100	220	110	-12	8	0,30128	11,26	YNd11
Tebsa	T2-TBS	100	220	110	-12	8	0,29433	11	YNd11
Tebsa	T11-GEN	120	13,8	220	-8	10	0,29982	12	YNd1
Tebsa	T12-GEN	120	13,8	220	-8	10	0,29982	12	YNd1
Tebsa	T13-GEN	120	13,8	220	-8	10	0,29982	12	YNd1
Tebsa	T14-GEN	215	18	220	-8	12	0,27196	12,5	YNd1
Tebsa	T24-GEN	215	18	220	-8	12	0,33722	15,5	YNd1
Tebsa	T3-TBS	180	220	110	-10	10	0	8,96	YNd11
Tebsa	T21-GEN	120	13,8	110	-8	10	0,29982	12	YNd1
Tebsa	T01-GEN	78	13,8	110	0	0	0,27298	9,4	YNd1
Tebsa	T03-GEN	78	13,8	110	0	0	0,27298	9,4	YNd1
Termoflores	T5-TEF	150	13,8	110	-12	8	0,1793	12,49	Yy0

7.1.1.5 Cargas

A continuación se representa la carga que tenía el sistema el día 30 de septiembre de 2014 a las 22:00 horas, día que se tomó como referencia para el presente estudio. En la tabla 19, se muestran las potencias que consumió el sistema en la hora estipulada.

Tabla 19: Parámetros eléctricos para las cargas

Subestación	Carga	V [KV]	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]
Oasis	C-T1-OAS	13,8	20,616	20	5
Oasis	C-T2-OAS	13,8	16,763	16	5
Centro	C-T1-CTR	13,8	32,573	31	10
Centro	C-T2-CTR	13,8	25,632	24	9
Veinte de julio	C-T1-VTE	13,8	51,135	48,4	16,5
Veinte de julio	C-T2-VTE	13,8	38,865	36,9	12,2
Cordialidad	C-T1-CDL	13,8	47,434	45	15
Concrecem	C-CONCRECEM	110	2,789	2,7	0,7
Accesco	C-ACCESCO	34,5	6,325	6	2
Malambo	C-T1-MLB	13,8	14,866	14	5
Malambo	C-T3-MLB	13,8	20,881	20	6
Sabana grande	C-T1-SBG	13,8	13,928	13	5
Riomar	C-T2-RMR	13,8	33,242	32	9
Riomar	C-T3-RMR	13,8	32,016	31	8
Salamina	C1-T1-SAL	34,5	6,325	6	2
Salamina	C2-T1-SAL	13,8	8,544	8	3
Baranoa	C1-T1-BAR	34,5	5,099	5	1
Baranoa	C2-T1-BAR	13,8	10,44	10	3
Tebsa	C-T4-TBS	34,5	2,236	2	1
Silencio	C-T1-SIL	13,8	46,872	39	26
Silencio	C-T2-SIL	13,8	20,747	19,1	8,1
Las flores	C-T4-FLS	13,8	12,445	12	3,3
Las flores	C-T5-FLS	13,8	12,007	11,7	2,7
Las flores	C-PTO	34,5	17,72	17	5
Las flores	C-CEMENTO	34,5	10,623	9,8	4,1
Unión	C-T1-UNI	13,8	7,28	7	2
Unión	C-T2-UNI	13,8	23,087	22	7
Unión	C-T3-UNI	13,8	34,482	33	10
Unión	C-TRIPLE A	34,5	2,236	2	1
Gobain	C-GOBAIN	34,5	0	0	0
Magdalena	C-T1-MAG	13,8	24,794	23,6	7,6
Pizano	C-PIZANO	13,8	3,981	3,6	1,7
El rio	C-T1-RIO	13,8	22,561	22	5
El rio	C-T2-RIO	13,8	10,77	10	4
Malambo	C-POSTOBON	34,5	2	2	0
Las flores	C-CARTON	34,5	4,993	4,2	2,7
El rio	C-RIVER	34,5	1	1	0
Nueva barranquilla	C-NB	220	19,313	18	7
Sabanalarga	C-FUNDACION	220	184,138	170,6	69,3
Sabanalarga	C-TERN	220	71,141	68,8	18,1
Sabanalarga	C-BOLIVAR	220	139,498	136,7	27,8
Sabanalarga	C-T1-SBL	13,8	7,28	7	2

El factor de escalonamiento de las cargas en el STR, se ingresa al programa teniendo en cuenta la hora 22:00 estimada de máxima demanda del día en estudio, para estimar los valores de la demanda mínima y media, con su correspondiente horario en la cual se presentó la demanda de energía. Ver tabla 20.

Tabla 20: Factores de escalonamiento

Subestación	Carga	t [hh:mm]	P	Q	FP	FQ
Oasis	C-T1-OAS	7:00	14,3	3,9	0,72	0,78
		15:00	37	12,2	1,85	2,44
		22:00	20	5	1,00	1,00
Oasis	C-T2-OAS	7:00	12,2	4,4	0,76	0,88
		15:00	20,7	6,8	1,29	1,36
		22:00	16	5	1,00	1,00
Centro	C-T1-CTR	7:00	21,3	8,9	0,69	0,89
		15:00	29,5	12,3	0,95	1,23
		22:00	31	10	1,00	1,00
Centro	C-T2-CTR	7:00	16,3	6,9	0,68	0,77
		15:00	33	12,3	1,38	1,37
		22:00	24	9	1,00	1,00
Veinte de julio	C-T1-VTE	7:00	32,5	14	0,67	0,85
		15:00	37,2	15,7	0,77	0,95
		22:00	48,4	16,5	1,00	1,00
Veinte de julio	C-T2-VTE	7:00	27,5	11,4	0,75	0,93
		15:00	24,8	10,9	0,67	0,89
		22:00	36,9	12,2	1,00	1,00
Cordialidad	C-T1-CDL	7:00	37,4	14,8	0,83	0,99
		15:00	41,4	17,9	0,92	1,19
		22:00	45	15	1,00	1,00
Concrecem	C-CONCRECEM	7:00	0,5	0	0,50	0
		15:00	0,8	0	0,80	0
		22:00	1	0,0001	1,00	1,00
Accesco	C-ACCESCO	7:00	5,5	4	0,92	2,00
		15:00	7,2	4,3	1,20	2,15
		22:00	6	2	1,00	1,00
Malambo	C-T1-MLB	7:00	8,9	3,6	0,64	0,72
		15:00	11,6	4,7	0,83	0,94
		22:00	14	5	1,00	1,00
Malambo	C-T3-MLB	7:00	15,1	4,8	0,76	0,80
		15:00	20,2	7,8	1,01	1,30
		22:00	20	6	1,00	1,00
Sabana grande	C-T1-SBG	7:00	9,2	4,4	0,71	0,88
		15:00	9,3	4,5	0,72	0,90
		22:00	13	5	1,00	1,00
Riomar	C-T2-RMR	7:00	20	7,8	0,63	0,87
		15:00	35,9	12,2	1,12	1,36
		22:00	32	9	1,00	1,00
Riomar	C-T3-RMR	7:00	19	7,5	0,61	0,94
		15:00	34,3	11,7	1,11	1,46
		22:00	31	8	1,00	1,00
Salamina	C1-T1-SAL	7:00	3,00	1,53	0,64	0,79
		15:00	4,68	1,94	0,78	0,97
		22:00	6	2	1,00	1,00
Salamina	C2-T1-SAL	7:00	3,99	2,30	0,64	0,79
		15:00	6,24	2,91	0,78	0,97
		22:00	8	3	1,00	1,00
Baranoa	C1-T1-BAR	7:00	4,13	2,09	0,86	1,33
		15:00	4,80	1,57	0,96	1,57
		22:00	5	1	1,00	1,00
Baranoa	C2-T1-BAR	7:00	8,6	4	0,86	1,33
		15:00	9,6	4,7	0,96	1,57
		22:00	10	3	1,00	1,00

Tabla 20: Continuación

Subestación	Carga	t [hh:mm]	P	Q	FP	FQ
Tebsa	C-T4-TBS	7:00	3,3	2,7	1,65	2,70
		15:00	3,1	2	1,55	2,00
		22:00	2	1	1,00	1,00
Silencio	C-T1-SIL	7:00	27,2	26,1	0,70	1,00
		15:00	43,3	29,2	1,11	1,12
		22:00	39	26	1,00	1,00
Silencio	C-T2-SIL	7:00	12,9	9	0,68	1,11
		15:00	21,4	5,7	1,12	0,70
		22:00	19,1	8,1	1,00	1,00
Las flores	C-T4-FLS	7:00	8,1	2,5	0,76	0,86
		15:00	10,6	3,6	1,00	1,24
		22:00	12	3,3	1,00	1,00
Las flores	C-T5-FLS	7:00	7,9	2	0,68	0,74
		15:00	10,4	2,9	0,89	1,07
		22:00	11,7	2,7	1,00	1,00
Las flores	C-PTO	7:00	16,14	4,29	0,96	0,90
		15:00	16,83	4,76	0,99	0,95
		22:00	17	5	1,00	1,00
Las flores	C-CEMENTO	7:00	9,4	3,7	0,96	0,90
		15:00	9,7	3,9	0,99	0,95
		22:00	9,8	4,1	1,00	1,00
Unión	C-T1-UNI	7:00	5,3	2,5	0,76	1,25
		15:00	8,7	3,3	1,24	1,65
		22:00	7	2	1,00	1,00
Unión	C-T2-UNI	7:00	15,2	5,8	0,69	0,83
		15:00	18,1	6,8	0,82	0,97
		22:00	22	7	1,00	1,00
Unión	C-T3-UNI	7:00	21	7,9	0,64	0,79
		15:00	25,6	9,7	0,78	0,97
		22:00	33	10	1,00	1,00
Unión	C-TRIPLE A	7:00	3,3	2,7	1,65	2,70
		15:00	3,1	2	1,55	2,00
		22:00	2	1	1,00	1,00
Gobain	C-GOBAIN	7:00	0	0	0	0
		15:00	0	0	0	0
		22:00	0	0	0	0
Magdalena	C-T1-MAG	7:00	16,3	6,2	0,69	0,82
		15:00	19,3	7,5	0,82	0,99
		22:00	23,6	7,6	1,00	1,00
Pizano	C-PIZANO	7:00	3,1	1,7	0,86	1,00
		15:00	4,1	1,9	1,14	1,12
		22:00	3,6	1,7	1,00	1,00
El rio	C-T1-RIO	7:00	19,2	0,2	0,87	0,04
		15:00	36,8	4,5	1,67	0,90
		22:00	22	5	1,00	1,00
El rio	C-T2-RIO	7:00	8,6	10,8	0,86	2,70
		15:00	15,6	14,4	1,56	3,60
		22:00	10	4	1,00	1,00
Malambo	C-POSTOBON	7:00	2,2	0,4	1,10	4.000,00
		15:00	2,5	0,6	1,25	6.000,00
		22:00	2	0,0001	1,00	1,00
Las flores	C-CARTON	7:00	0,7	0,5	0,17	0,19
		15:00	4,3	2,7	1,02	1,00
		22:00	4,2	2,7	1,00	1,00
El rio	C-RIVER	7:00	0,8	0,3	0,80	3.000,00
		15:00	1,6	0,6	1,60	6.000,00
		22:00	1	0,0001	1,00	1,00

7.1.2 Índices de confiabilidad del STR del Atlántico

Como se menciona anteriormente la tasa de falla de los elementos pertenecientes a la red, fueron suministrados por el OR sin la necesidad de calcular la probabilidad de fallas desde la recolección de históricos de falla.

7.1.2.1 Líneas de transmisión

Siguiendo con el cumplimiento de los objetivos del proyecto, la tabla 21 representa la tasa de falla, horas de indisponibilidad y tasa de falla por kilómetro, de las líneas pertenecientes al STR.

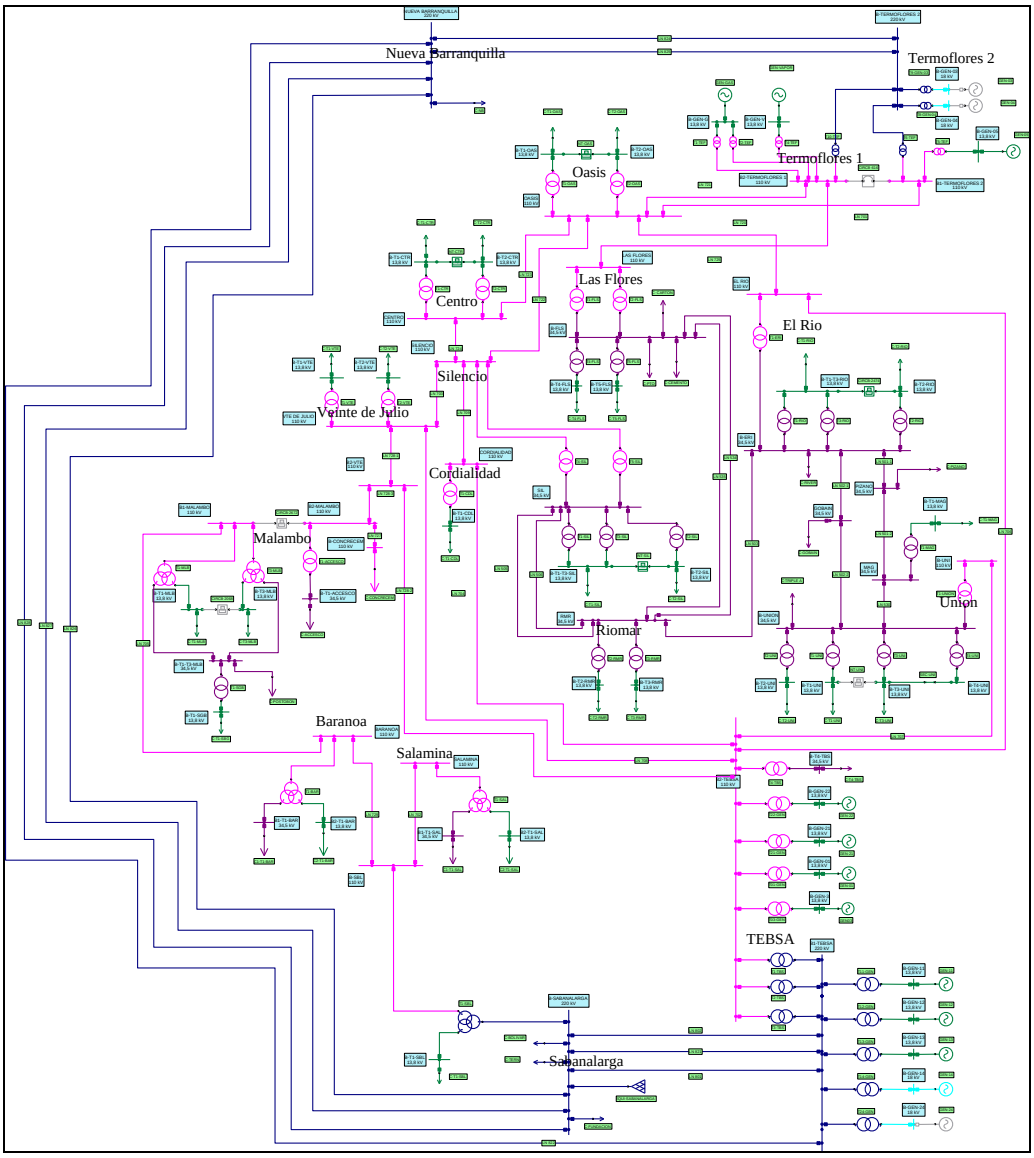
Tabla 21: Valores de confiabilidad en líneas

Nombre	# de Fallas año	Horas/Año fuera de servicio	# de fallas /(año*Km)
LN 704	4	10.32	0,4640
LN 707	2	5.96	0,5618
LN 706	7	19.36	0,9472
LN 708	2	6.96	0,6211
LN 703	3,75	3.27	0,3453
LN 728	9,5	18.98	2,7536
LN 729	4,67	8.83	0,2990
LN 705	8,75	13.17	0,4944
LN 701	2	3.20	0,5263
LN 702	5	24.45	0,1895
LN 720	1,5	0.36	0,2793
LN 721	8	122.44	2,0833
LN 723	1,5	0.72	0,1906
LN 722	1,5	0.36	0,3261
LN 724	2	31.13	0,6135
LN 725	5,33	16.78	8,8833

7.2 ESTRUCTURA TOPOLOGÍA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL ATLÁNTICO

A continuación se presenta el diagrama unifilar de todo el sistema eléctrico cargado para la simulación en el software NEPLAN.

Figura 15: Sistema de transmisión de energía eléctrica del Atlántico



7.2.1 Nomenclatura utilizada para identificar cada uno de los elementos del STR

En esta sesión se presentan las abreviaturas y los nombres de los elementos que fueron usados para modelar la red en el software de simulación Neplan.

7.2.1.1 Equivalente de red

Tabla 22: Nomenclatura equivalentes de red

Abreviatura	Nombre
EQUI-SABANALARGA	Equivalente de red sanabalarga

7.2.1.2 Generador

Tabla 23: Nomenclatura generadores

Abreviatura	Nombre
GEN-03	Generador 03 de termoflores 2
GEN-04	Generador 04 de termoflores 2
GEN-VAPOR	Generador vapor de termoflores 1
GEN-GAS	Generador gas de termoflores 1
GEN-22	Generador 22 de tebsa
GEN-11	Generador 11 de tebsa
GEN-12	Generador 12 de tebsa
GEN-13	Generador 13 de tebsa
GEN-14	Generador 14 de tebsa
GEN-24	Generador 24 de tebsa
GEN-21	Generador 21 de tebsa
GEN-01	Generador 01 de tebsa
GEN03	Generador 03 de tebsa
GEN-05	Generador 05 de termoflores 2

7.2.1.3 Barrajes del sistema

Tabla 24: Nomenclatura barrajes del sistema

Abreviatura	Nombre
B2-TERMOFLORES 1	Barraje subestación termoflores1 110kV
B1-TERMOFLORES 2	Barraje subestación termoflores2 110kV
OASIS	Barraje subestación oasis 110kV
B-T1-OAS	Barraje transformador 1 subestación oasis 13,8kV
B-T2-OAS	Barraje transformador 2 subestación oasis 13,8kV
EL RIO	Barraje subestación el rio 110kV
CENTRO	Barraje subestación centro 110kV
B-T1-CTR	Barraje transformador 1 subestación centro 13,8kV
B-T2-CTR	Barraje transformador 2 subestación centro 13,8kV
SILENCIO	Barraje subestación silencio 110kV
CORDIALIDAD	Barraje subestación cordialidad 110kV
B-T1-CDL	Barraje transformador 1 subestación cordialidad 13,8kV
VTE DE JULIO	Barraje subestación veinte de julio 110kV
B-T1-VTE	Barraje transformador 1 subestación veinte de julio 13,8kV
B-T2-VTE	Barraje transformador 2 subestación veinte de julio 13,8kV
SIL	Barraje subestación silencio 34,5kV
B-T1-T3-SIL	Barraje transformador 1 y 2 subestación silencio 13,8kV
B-T2-SIL	Barraje transformador 2 subestación silencio 13,8kV
B2-VTE	Barraje 2 subestación veinte de julio 110kV
RMR	Barraje subestación riomar 34,5kV
B-T2-RMR	Barraje transformador 2 subestación riomar 13,8kV
B-T3-RMR	Barraje transformador 3 subestación riomar 13,8kV
B1-MALAMBO	Barraje 1 subestación malambo 110kV
B2-MALAMBO	Barraje 2 subestación malambo 110kV
B-CONCRECEM	Barraje subestación concrecem 110kV
B-T1-ACCESCO	Barraje transformador 1 subestación accesco 34,5kV
B-T1-MLB	Barraje transformador 1 subestación malambo 13,8kV
B-T3-MLB	Barraje transformador 3 subestación malambo 13,8kV
B-T1-T3-MLB	Barraje transformador 1 y 3 subestación silencio 34,5kV
B-T1-SGB	Barraje transformador 1 subestación sabana grande 13,8kV
B2-TEBSA	Barraje subestación tebsa 110kV
B-T4-TBS	Barraje transformador 1 subestación tebsa 110kV
BARANOA	Barraje subestación baranoa 110kV
B1-T1-BAR	Barraje 1 transformador 1 subestación baranoa 34,5kV
B2-T1-BAR	Barraje 2 transformador 1 subestación baranoa 13,8kV
B-SBL	Barraje subestación sabana larga 110kV
SALAMINA	Barraje subestación salamina 110kV
B1-T1-SAL	Barraje 1 transformador 1 subestación salamina 34,5kV

Tabla 24: Continuación

Abreviatura	Nombre
B2-T1-SAL	Barraje 2 transformador 1 subestación salamina 13,8kV
LAS FLORES	Barraje subestación las flores 110kV
B-FLS	Barraje subestación las flores 34,5kV
B-T4-FLS	Barraje transformador 4 subestación las flores 13,8kV
B-T5-FLS	Barraje transformador 5 subestación las flores 13,8kV
B-ERI	Barraje subestación el rio 34,5kV
B-T1-T3-RIO	Barraje transformador 1 y 3 subestación el rio 13,8kV
B-T2-RIO	Barraje transformador 2 subestación el rio 13,8kV
PIZANO	Barraje subestación pizano 34,5kV
GOBAIN	Barraje subestación gobain 34,5kV
MAG	Barraje subestación magdalena 34,5kV
B-T1-MAG	Barraje transformador 1 subestación magdalena 13,8kV
B-UNI	Barraje subestación unión 110kV
B-UNION	Barraje subestación unión 34,5kV
B-T1-UNI	Barraje transformador 1 subestación unión 13,8kV
B-T2-UNI	Barraje transformador 2 subestación unión 13,8kV
B-T3-UNI	Barraje transformador 3 subestación unión 13,8kV
B-T4-UNI	Barraje transformador 4 subestación unión 13,8kV
B-GEN-03	Barraje generador 03 subestación termoflores2 18kV
B-GEN-04	Barraje generador 04 subestación termoflores2 18kV
B-GEN-05	Barraje generador 05 subestación termoflores2 13,8kV
B-GEN-G	Barraje generador de gas subestación termoflores1 13,8kV
B-GEN-V	Barraje generador de vapor subestación termoflores1 13,8kV
B-TERMOFLORES 2	Barraje subestación termoflores2 220kV
NUEVA BARRANQUILLA	Barraje subestación nueva barranquilla 220kV
B1-TEBSA	Barraje subestación tebsa 220kV
B-SABANALARGA	Barraje subestación sabanalarga 220kV
B-T1-SBL	Barraje transformador 1 subestación sabanalarga 13,8kV
B-GEN-22	Barraje generador 22 subestación tebsa 13,8kV
B-GEN-21	Barraje generador 21 subestación tebsa 13,8kV
B-GEN-01	Barraje generador 01 subestación tebsa 13,8kV
B-GEN-3	Barraje generador 3 subestación tebsa 13,8kV
B-GEN-11	Barraje generador 11 subestación tebsa 13,8kV
B-GEN-12	Barraje generador 12 subestación tebsa 13,8kV
B-GEN-13	Barraje generador 13 subestación tebsa 13,8kV
B-GEN-14	Barraje generador 14 subestación tebsa 18kV
B-GEN-24	Barraje generador 24 subestación tebsa 18kV

7.2.1.4 Líneas de transmisión

Tabla 25: Nomenclatura de líneas 220 kV

Abreviatura	Nombre
LN 801	Línea entre tebsa y sabanalarga
LN 802	Línea entre tebsa y sabanalarga
LN 821	Línea entre tebsa y sabanalarga
LN 822	Línea entre tebsa y nueva barranquilla
LN 824	Línea entre termoflores y nueva barranquilla
LN 825	Línea entre termoflores y nueva barranquilla
LN 826	Línea entre sabanalarga y nueva barranquilla
LN 827	Línea entre sabanalarga y nueva barranquilla
LN 828	Línea entre sabanalarga y nueva barranquilla

Tabla 26: Nomenclatura de líneas de 110 kV

Abreviatura	Nombre
LN 701	Linea entre termoflores 2 y oasis
LN 702	Linea entre salamina y sabana larga
LN 703	Linea entre silencio y veinte de julio
LN 704	Linea entre cordialidad y tebsa
LN 705	Linea entre malambo y baranoa
LN 706	Linea entre tebsa y el rio
LN 707	Linea entre unión y tebsa
LN 708	Linea entre veinte de julio y tebsa
LN 709	Linea entre cordialidad y silencio
LN 720	Linea entre el rio y oasis
LN 721	Linea entre termoflores 1 y oasis
LN 722	Linea entre oasis y silencio
LN 723	Linea entre oasis y centro
LN 724	Linea entre centro y silencio
LN 725	Linea entre termoflores y las flores
LN-727	Linea entre malambo y concrecem
LN 728-1	Linea entre veinte de julio y tebsa
LN 728-2	Linea entre tebsa y veinte de julio
LN 728-3	Linea entre veinte de julio y concrecem
LN 729	Linea entre baranoa y sabana larga

Tabla 27: Nomenclatura de líneas de 34,5 kV

Abreviatura	Nombre
LN 501-1	Linea entre el rio y pizano
LN 501-2	Linea entre pizano y mgadalena
LN 502-1	Linea entre el rio y gobain
LN 502-2	Linea entre gobian y unión
LN 503	Linea entre riomar y el rio
LN 505	Linea entre silencio y riomar
LN 506	Linea entre silencio y riomar
LN 530	Linea entre magdalena y unión
LN 534	Linea entre las flores y riomar
LN 535	Linea entre las flores y riomar

7.2.1.5 Transformadores

Tabla 28: Nomenclatura de transformadores tridevanados

Abreviatura	Nombre
T1-BAR	Transformador 1 subestación baranoa
T1-SAL	Transformador 1 subestación salamina
T3-MLB	Transformador 3 subestación malambo
T1-MLB	Transformador 1 subestación malambo
T1-SBL	Transformador 1 subestación sabanalarga

Tabla 29: Nomenclatura para transformadores bidevanados

Abreviatura	Nombre
T1-OAS	Transformador 1 subestación oasis
T2-OAS	Transformador 2 subestación oasis
T1-CTR	Transformador 1 subestación centro
T2-CTR	Transformador 2 subestación centro
T1-VTE	Transformador 1 subestación veinte de julio
T2-VTE	Transformador 2 subestación veinte de julio
T1-ERI	Transformador 1 subestación el rio
T4-SIL	Transformador 4 subestación silencio
T5-SIL	Transformador 5 subestación silencio
T1-FLS	Transformador 1 subestación las flores
T2-FLS	Transformador 2 subestación las flores
T1-CDL	Transformador 1 subestación cordialidad
T1-UNION	Transformador 1 subestación unión
T1-ACCESCO	Transformador 1 accesco
T4-TBS	Transformador 4 subestación tebsa
T1-RIO	Transformador 1 subestación el rio
T2-RIO	Transformador 2 subestación el rio
T3-RIO	Transformador 3 subestación el rio
T1-MAG	Transformador 1 subestación magdalena
T1-UNI	Transformador 1 subestación unión
T2-UNI	Transformador 2 subestación unión
T3-UNI	Transformador 3 subestación unión
T4-UNI	Transformador 4 subestación unión
T4-FLS	Transformador 4 subestación las flores
T5-FLS	Transformador 5 subestación las flores
T1-SIL	Transformador 1 subestación silencio
T2-SIL	Transformador 2 subestación silencio
T3-SIL	Transformador 3 subestación silencio
T2-RMR	Transformador 2 subestación riomar
T3-RMR	Transformador 3 subestación riomar
T1-SGB	Transformador 1 subestación sabana grande
T10-TEF	Transformador 10 subestación termoflores
T6-TEF	Transformador 6 subestación termoflores
T8-GEN-04	Transformador 8 generador 04 subestación termoflores
T9-GEN-03	Transformador 8 generador 03 subestación termoflores
T4-TEF	Transformador 4 subestación termoflores
T2-TEF	Transformador 2 subestación termoflores
T1-TEF	Transformador 1 subestación termoflores
T22-GEN	Transformador 22 generador subestación tebsa
T1-TBS	Transformador 1 subestación tebsa
T2-TBS	Transformador 2 subestación tebsa
T11-GEN	Transformador 11 generador subestación tebsa
T12-GEN	Transformador 12 generador subestación tebsa
T13-GEN	Transformador 13 generador subestación tebsa
T14-GEN	Transformador 14 generador subestación tebsa
T24-GEN	Transformador 24 generador subestación tebsa
T3-TBS	Transformador 3 subestación tebsa
T21-GEN	Transformador 21 generador subestación tebsa
T01-GEN	Transformador 01 generador subestación tebsa
T03-GEN	Transformador 03 generador subestación tebsa
T5-TEF	Transformador 5 subestación termoflores

7.2.1.6 Cargas

Tabla 30: Nomenclatura de cargas

Abreviatura	Nombre
C-T1-OAS	Carga transformador 1 subestación oasis
C-T2-OAS	Carga transformador 2 subestación oasis
C-T1-CTR	Carga transformador 1 subestación centro
C-T2-CTR	Carga transformador 2 subestación centro
C-T1-VTE	Carga transformador 1 subestación veinte de julio
C-T2-VTE	Carga transformador 2 subestación veinte de julio
C-T1-CDL	Carga transformador 1 subestación cordialidad
C-CONCRECEM	Carga concrecem
C-ACCESCO	Carga accesco
C-T1-MLB	Carga transformador 1 subestación malambo
C-T3-MLB	Carga transformador 3 subestación malambo
C-T1-SBG	Carga transformador 1 subestación sabana grande
C-T2-RMR	Carga transformador 2 subestación riomar
C-T3-RMR	Carga transformador 3 subestación riomar
C1-T1-SAL	Carga 1 transformador 1 subestación salamina
C2-T1-SAL	Carga 2 transformador 1 subestación salamina
C1-T1-BAR	Carga 1 transformador 1 subestación baranoa
C2-T1-BAR	Carga 2 transformador 1 subestación baranoa
C-T4-TBS	Carga transformador 4 subestación tebsa
C-T1-SIL	Carga transformador 1 subestación silencio
C-T2-SIL	Carga transformador 2 subestación silencio
C-T4-FLS	Carga transformador 4 subestación las flores
C-T5-FLS	Carga transformador 5 subestación las flores
C-PTO	Carga puerto colombia
C-CEMENTO	Carga cemento
C-T1-UNI	Carga transformador 1 subestación unión
C-T2-UNI	Carga transformador 2 subestación unión
C-T3-UNI	Carga transformador 3 subestación unión
C-TRIPLE A	Carga triple A
C-GOBAIN	Carga gobain
C-T1-MAG	Carga transformador 1 subestación magdalena
C-PIZANO	Carga pizano
C-T1-RIO	Carga transformador 1 subestación el rio
C-T2-RIO	Carga transformador 2 subestación el rio
C-POSTOBON	Carga postobon
C-CARTON	Carga carton
C-RIVER	Carga river
C-NB	Carga nueva barranquilla
C-FUNDACION	Carga sabanalarga
C-TERN	Carga sabanalarga
C-BOLIVAR	Carga sabanalarga
C-T1-SBL	Carga transformador 1 subestación sabanalarga

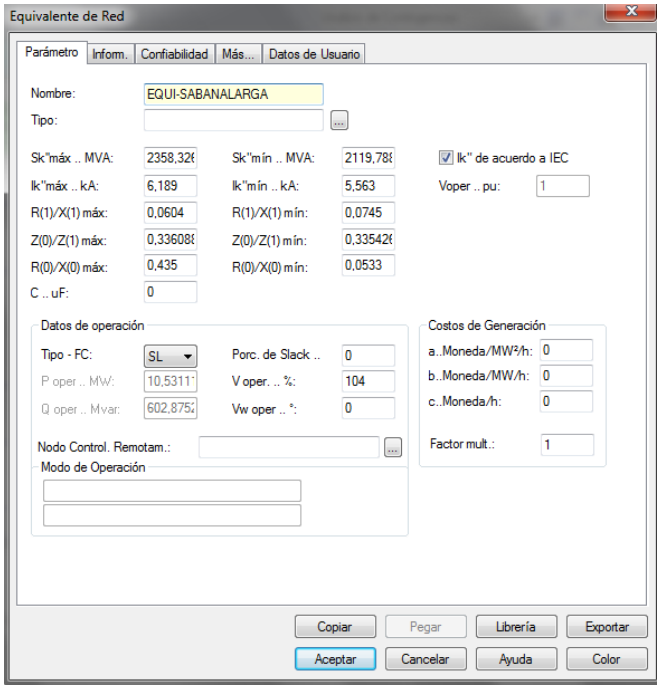
7.3 MODELAMIENTO DEL SISTEMA EN EL PROGRAMA NEPLAN

En el presente capítulo se describe la manera como son modelados los elementos que conforman la red en el software de simulación Neplan. Para cada elemento se hace una breve descripción.

7.3.1 Equivalente de red

Definidos los datos del elemento, se procede a seleccionar el equivalente de red, se despliega la ventana de dialogo de entrada de datos de un equivalente de red. En la figura 16, se puede apreciar los parámetros requeridos para la simulación de un equivalente de red, el ejemplo pertenece al equivalente de red de la subestación Sabanalarga 220 kV, el cual lleva el nombre de “EQUI-SABANALARGA”.

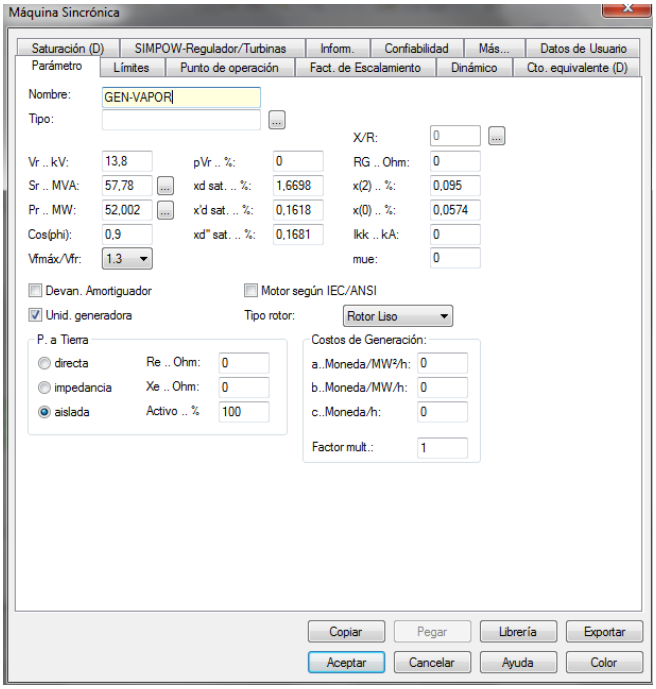
Figura 16: Asignación de datos a equivalentes de red “EQUI-SABANALARGA”



7.3.2 Generador

Definidos los datos del elemento, se procede a seleccionar el generador, se despliega la ventana de dialogo de entrada de datos de un generador. En la figura 17, se puede apreciar los parámetros descrito en la tabla 13, necesarios para modelar el generador ubicado en la subestación termoflores, el cual lleva el nombre de “GEN-VAPOR”.

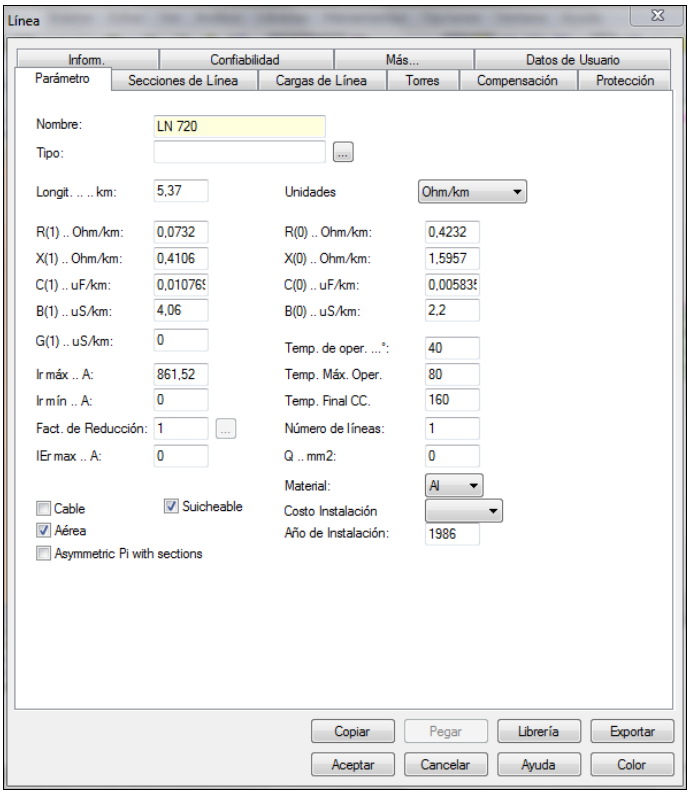
Figura 17: Asignación de datos a generadores



7.3.3 Líneas de transmisión

Definidos los datos del elemento, se procede a seleccionar la línea, se despliega la ventana de dialogo de entrada de datos. En la figura 18; se puede apreciar lo descrito en la tabla 14, para una línea de 110 kV, cuyo tramo corresponde entre la subestación “EL RIO” y la subestación “OASIS”, correspondiente al nombre de “LN 720”.

Figura 18: Asignación de datos a líneas “LN 720”

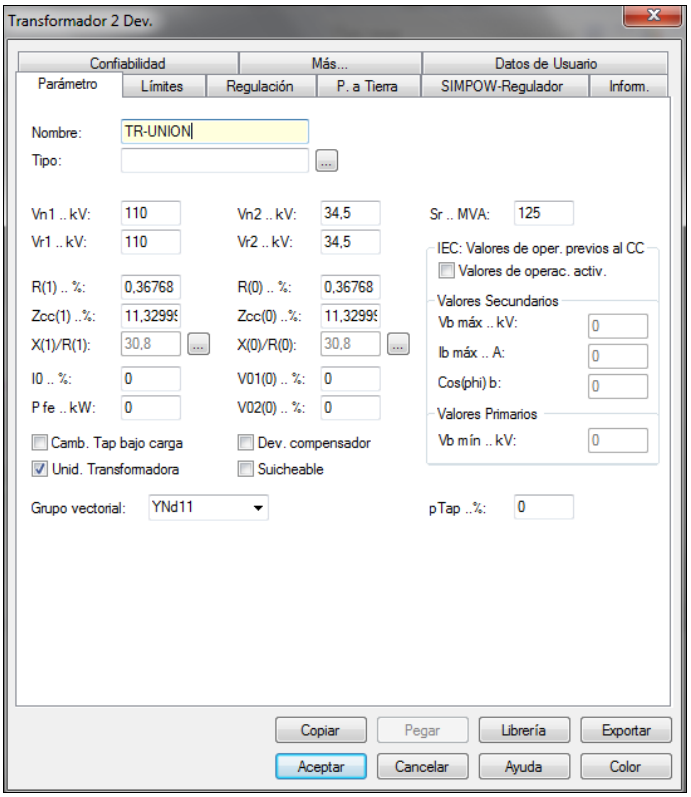


Para realizar los ingresos de datos, en este caso para las líneas de 220 kV y 34.5 kV, se realizan de la misma manera que para las líneas de 110 kV, la cual se puede apreciar en la figura 18.

7.3.4 Transformador

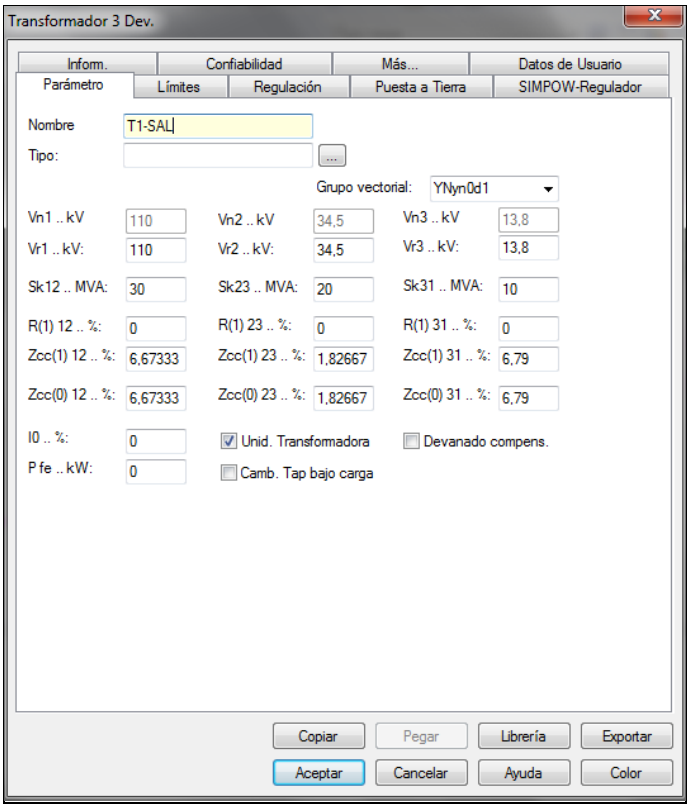
Definidos los datos del elemento, se procede a seleccionar el transformador bidevanado, se despliega la ventana de dialogo de entrada de datos. En la figura 19; se puede apreciar lo descrito en la tabla 18, para el transformador, ubicado en la subestación unión, el cual lleva el nombre de “TR-UNIÓN”.

Figura 19: Asignación de datos a transformadores bidevanados “TR-UNIÓN”



Definidos los datos del elemento, se procede a seleccionar el transformador tridevanado, se despliega la ventana de dialogo de entrada de datos. En la figura 20; se puede apreciar lo descrito en la tabla 17, para el transformador, ubicado en la subestación de salamina, el cual lleva el nombre de “T1-SAL”.

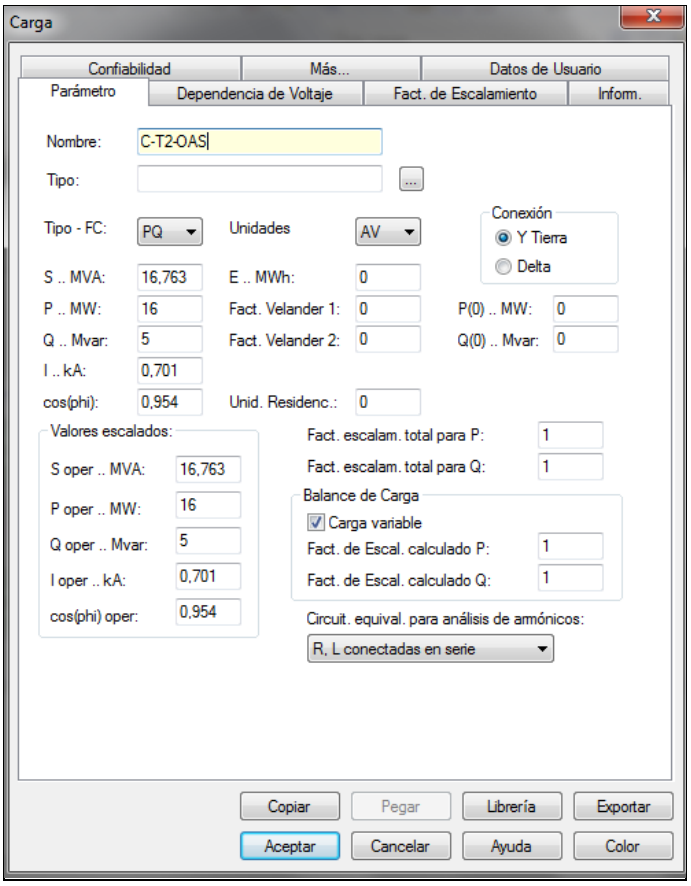
Figura 20: Asignación de datos a transformadores tridebanados “T1-SAL”



7.3.5 Cargas

Definidos los datos del elemento, se procede a seleccionar la carga, se despliega la ventana de dialogo de entrada de datos. En la figura 21; se puede apreciar lo descrito en la tabla 19, para la carga, ubicado en la subestación oasis, el cual lleva el nombre de “C-T2-OAS”.

Figura 21: Asignación de datos a cargas “C-T2-OAS”



7.3.6 Factor de escalonamiento

En las figuras siguientes se muestra el procedimiento para el ingreso de los datos de la cargas configurando el factor de escalonamiento. Según los valores establecidos en la tabla 20.

Por medio del menú de herramientas se ingresa al botón “Editar”, de este se despliega listado de opciones del cual se señala la opción “Datos” y luego selecciona “Definir factores de escalonamiento”. Ver figura 22.

Figura 22: Acceso a perfiles de carga

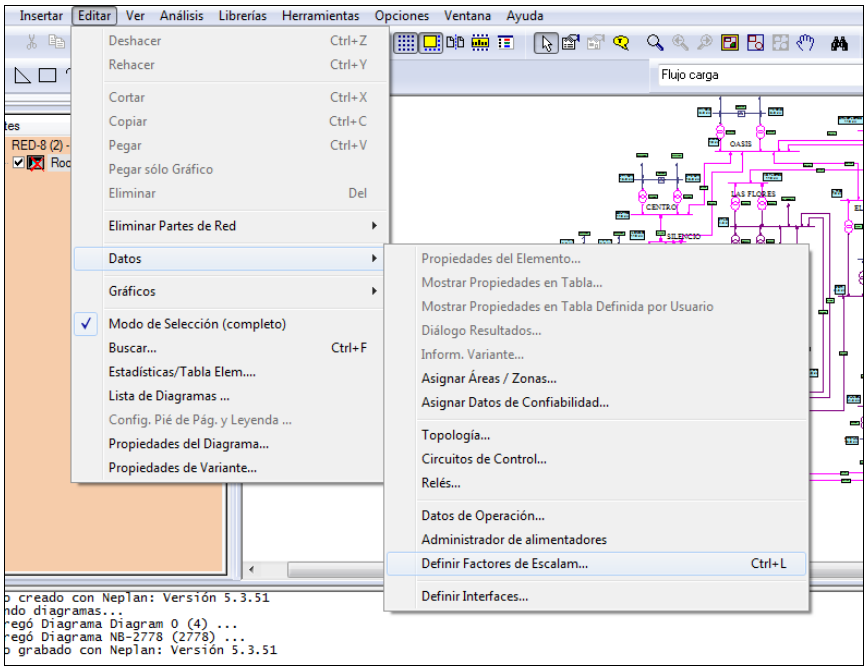
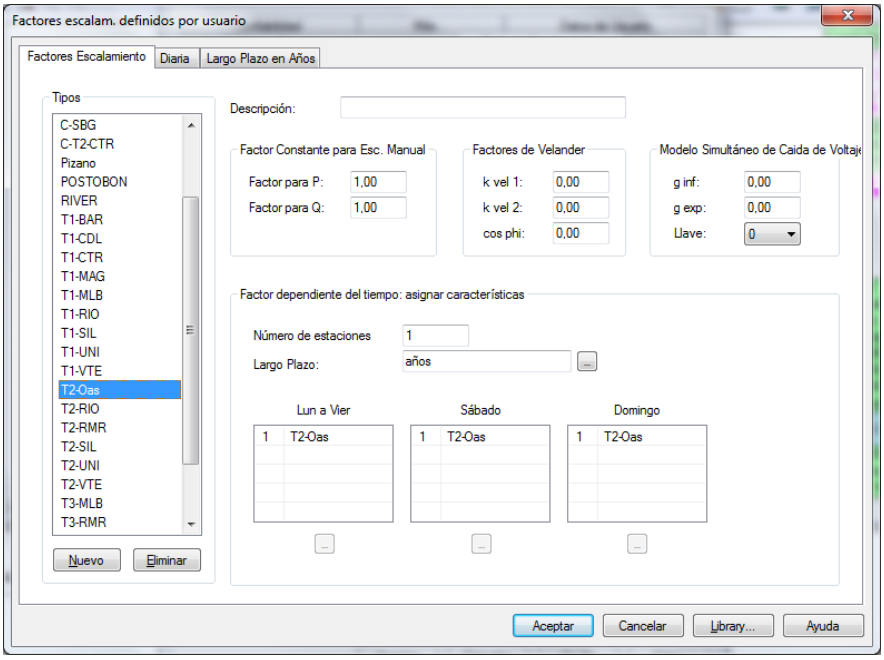
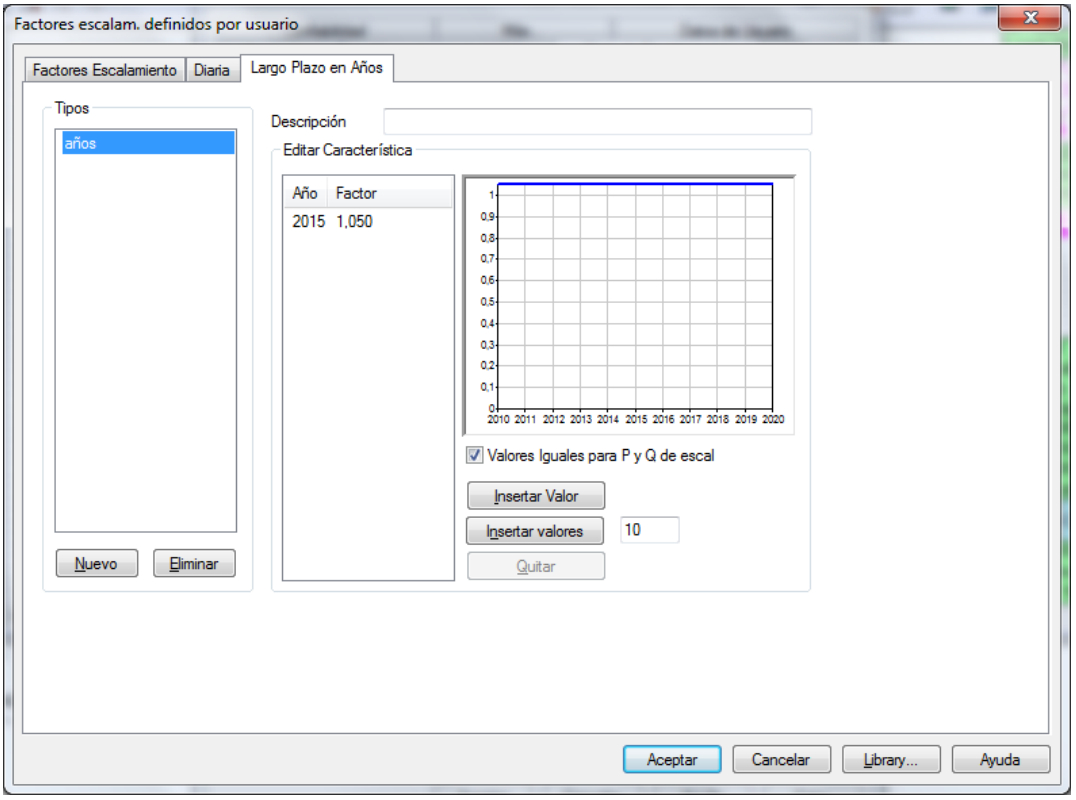


Figura 23: Ingreso de factores de escalonamiento de cargas



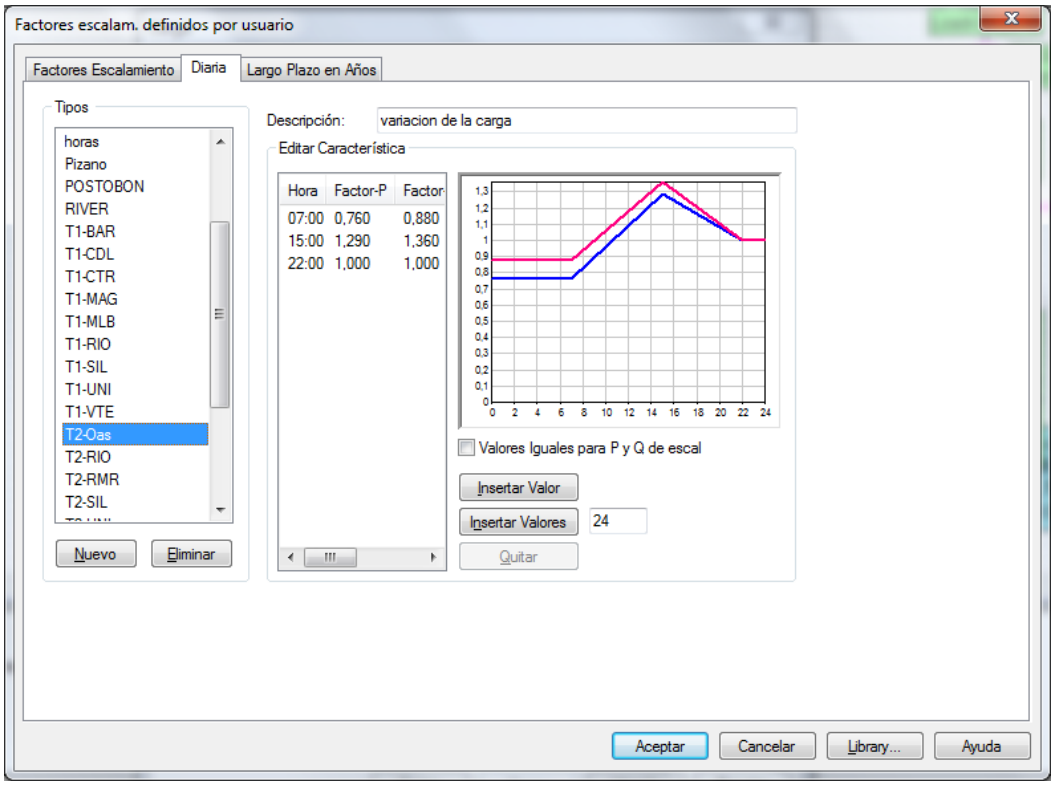
Al escoger la opción “Definir Factores de Escalonamiento” se abre una ventana como se muestra en la figura 23, esta presenta tres pestañas, de las cuales se selecciona la pestaña “Largo Plazo en Años”, en esta etapa se creó el Tipo llamado “Años” donde al año 2015 se le asignó el factor 1,050 equivalente al 5% de la proyección de la demanda entregad por la UPME en el escenario de demanda media, como se muestra en la figura 24.

Figura 24: Factor del año



Luego se pasa a la pestaña “Diaria” en donde se define de manera individual los factores para P y Q que tiene cada carga en las tres horas de estudio, los valores introducidos se toman de la tabla 20. Como se aprecia en la figura 25, el sistema crea una gráfica en donde se proyecta una curva diaria de la demanda para la carga.

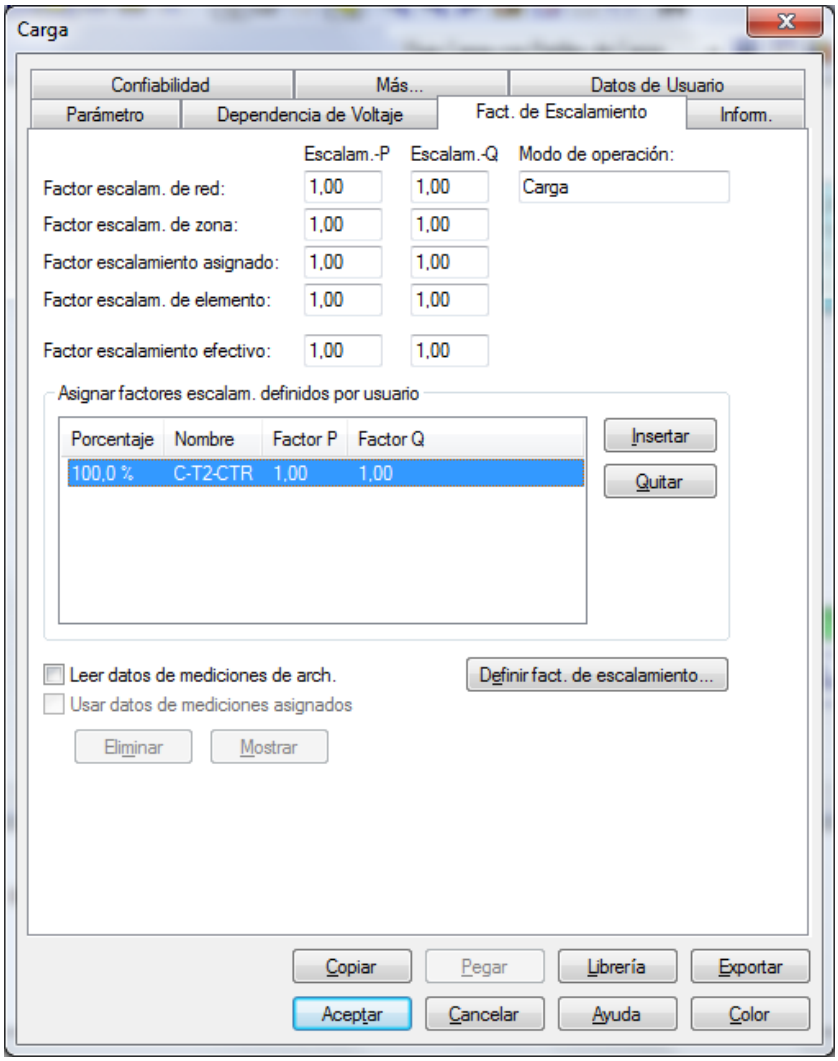
Figura 25: Factores diarios



Seguidamente se pasa a la pestaña de inicio “Factores Escalonamiento” en donde se creó el factor de escalonamiento para cada una de las cargas, se le asigna un nombre en la columna “tipos”, para el ejemplo se le asigno T2-Oas. Luego se entra a definir las características; en el campo “Numero de estaciones” se defino 1, en la opción “largo plazo” se escoge el tipo “años”, definido anteriormente en la pestaña “Largo Plazo en Años” el cual es el que contiene la proyección del año 2015, creado para todas las cargas. Luego en los días de la semana se escoge el factor creado en la pestaña “Diaria” para la cada carga, para el ejemplo se selecciona T2-Oas.

Por ultimo en los parámetros de la carga, en la pestaña “Factor de Escalonamiento” se ingresa en el botón “Definir Factor de Escalonamiento” y se selecciona de la lista el factor creado para la carga específica, como se muestra en la figura 26.

Figura 26; Definir factor de escalonamiento



7.3.7 Validación de datos

Después de haber realizado el montaje en el simulador Neplan, se procedió hacer una validación de los datos de potencias y cargabilidad de los elementos modelados y el valor real que tomo cada elemento de la red el día de referencia (30 de septiembre de 2015).

A continuación se presentan dos tablas que representan los valores que tomaron un grupo de transformadores y líneas en la simulación comparándolo con el valor real que registró el elemento para el día de referencia, con el fin de validar que los datos que se presentan en el siguiente capítulo de análisis y resultados son confiables y veraces.

Tabla 31: Validación datos de transformadores

Subestación	Transformador	DATO REAL		SIMULACION	
		P. Activa (MW)	P. Reactiva (MVAR)	P. Activa (MW)	P. Reactiva (MVAR)
Baranoa	T1-BAR	4,99	1,84	-5,00	-1,00
Centro	T2-CTR	-23,09	-8,01	-23,09	-16,71
Cordialidad	T1-CDL	-45,09	-15,72	-45,00	-15,00
El Rio	T1-RIO	-12,41	-3,28	-13,72	-3,18
La Unión	T1-UNI	-7,07	-2,76	-7,00	-2,00
Magdalena	T1-MAG	-23,33	-7,50	-23,60	-7,60
Oasis	T1-OAS	-18,62	-5,14	-18,01	-5,06
Silencio	TR4-SIL	-46,15	-21,46	-47,31	21,83
Veinte de Julio	T1-VTE	-47,52	-16,50	-48,40	-16,50

Tabla 32: Validación datos de líneas

LINEA	DATO REAL		NEPLAN	
	P. Activa (MW)	P. Reactiva (MVAR)	P. Activa (MW)	P. Reactiva (MVAR)
LN701	-90,11	-67,76	-93,11	-73,43
LN702	15,76	6,04	14,06	5,27
LN707	76,91	43,71	73,04	50,05
LN720	-3,18	-11,98	-3,98	-10,69
LN722	92,28	57,84	88,63	47,93
LN505	-16,80	-9,63	-18,10	-6,06
LN506	-16,63	-9,61	-18,10	-6,06
LN530	-12,50	-8,04	-12,63	-12,22

8 ANÁLISIS Y RESULTADOS DEL SISTEMA CON EL PROGRAMA NEPLAN

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

8.1 ANALISIS DE FLUJO DE CARGA

El análisis de flujo de carga se ejecutó en software de simulación NEPLAN por medio del módulo “Flujo Carga con Perfiles de Carga”, bajo el método de cálculo Newton Raphson Extendido con un error de convergencia de 0,1% y un número máximo de iteraciones de 100. La particularidad de este módulo es que permite definir una cantidad ilimitada de tipos de carga y generación con características individuales.

Las características de los tipos de carga, se pueden definir anuales, mensuales, semanales o diarios. Para este estudio se tuvieron en cuenta los factores anuales y diarios, mediante la configuración de los factores de carga. De este módulo se parametrizo la opción “Largo Plazo en Años” en donde se definió el factor correspondiente de la demanda para el año 2015, de acuerdo a la proyección de la demanda hecha por la UPME en el documento “Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia”, Revisión de Marzo de 2015, del cual se espera un crecimiento del 5% en el escenario de demanda media, esto se definió para todas las cargas por igual. En la pestaña “Diaria” se definieron los factores para P y Q de manera individual para cada una de las cargas en las tres horas de estudio definidos como escenarios de demanda, los datos ingresados corresponden a los presentados en la Tabla 19.

Al momento de correr el flujo de carga, se escogió el modo Simulación en el tiempo, el cual ejecuta una sucesión de flujo de carga para un día en particular del año 2015 con un incremento de 60 min, es decir cada hora, con el fin de obtener los datos de las horas 7:00 am, 15:00 pm y 22:00 pm. Los resultados se exporta en un archivo .txt, que luego se puede abrir con Microsoft Office Excel para manejarlos y darle un formato de acuerdo a lo que se necesite analizar.

A continuación se presentan los resultados obtenidos en los tres escenarios de demanda, divididos por los elementos que hacen parte del STR. Para el estudio se tiene en cuenta las siguientes variables:

- Voltajes en los nodos.
- Cargabilidad de los elementos del sistema.
- Potencia activa y reactiva de líneas y transformadores.
- Corriente máxima en líneas y transformadores.

8.1.1 Subestaciones

La tabla 33, muestra las tensiones en barra que se presentaron en los nodos 220 kV, 110 kV y 34,5 kV, `por cada escenario de demanda.

Tabla 33: Tensiones [%] en barras

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]		Demanda Media [15:00:00]		Demanda Alta [22:00:00]	
Nodo	U [kV]	U [%]	U [kV]	U [%]	U [kV]	U [%]
B-SABANALARGA	228,8	104,0	228,8	104,0	228,8	104,0
NUEVA BARRANQUILLA	224,8	102,2	223,6	101,6	224,2	101,9
B-TERMOFLORES 2	224,1	101,9	222,7	101,2	223,4	101,5
B1-TEBSA	223,0	101,4	221,2	100,5	222,1	100,9
B2-TEBSA	114,1	103,8	113,8	103,5	113,9	103,5
B2-VTE	113,6	103,3	113,1	102,9	113,2	102,9
VTE DE JULIO	113,6	103,2	113,1	102,8	113,1	102,9
B2-MALAMBO	113,3	103,0	112,8	102,5	113,0	102,7
B-CONCRECEM	113,3	103,0	112,8	102,5	113,0	102,7
B-UNI	113,3	103,0	112,7	102,5	112,9	102,6
EL RIO	112,9	102,6	111,6	101,5	112,3	102,1
CORDIALIDAD	112,6	102,3	111,4	101,3	112,0	101,8
B2-TERMOFLORES 1	112,6	102,3	111,1	101,0	111,8	101,7
LAS FLORES	112,5	102,3	111,0	100,9	111,7	101,6
B1-TERMOFLORES 2	112,3	102,1	110,8	100,7	111,6	101,4
OASIS	112,3	102,1	110,7	100,6	111,5	101,4
SILENCIO	112,1	101,9	110,5	100,5	111,3	101,2
CENTRO	112,1	101,9	110,4	100,3	111,2	101,1
BARANOA	111,5	101,3	108,9	99,0	108,3	98,5
B1-MALAMBO	109,7	99,7	106,6	96,9	105,1	95,5
B-SBL	109,2	99,2	107,2	97,4	107,0	97,3
SALAMINA	108,4	98,5	106,2	96,5	105,8	96,2
B-UNION	36,0	104,4	35,4	102,7	35,7	103,4
GOBAIN	35,7	103,6	35,1	101,7	35,4	102,7
MAG	35,5	102,9	34,8	100,8	35,1	101,7
SIL	35,5	102,8	34,5	100,0	35,0	101,4
B-T4-TBS	35,4	102,5	35,4	102,6	35,6	103,1
PIZANO	35,3	102,4	34,5	100,1	35,0	101,4
B-ERI	35,3	102,3	34,5	99,9	35,0	101,5
B-FLS	35,1	101,6	33,9	98,2	34,4	99,8
RMR	35,0	101,3	33,6	97,5	34,3	99,4
B-T1-ACCESCO	34,8	100,8	34,5	100,1	35,0	101,5
B1-T1-SAL	33,5	97,0	32,6	94,5	32,4	94,0
B1-T1-BAR	32,6	94,4	31,5	91,2	31,7	91,9
B-T1-T3-MLB	32,3	93,7	32,8	95,0	32,7	94,8

Como se puede observar en la tabla 31 no existen grandes variaciones en los niveles de tensión entre un escenario de demanda y otro. Las tensiones que manejan los nodos están dentro de los límites normales de operación.

8.1.2 Transformadores

A continuación en la tabla 34, se representa la cargabilidad que asumieron los transformadores en cada escenario de demanda.

Tabla 34: Cargabilidad de transformadores

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**
T10-TEF	65,9	68,0	66,4
T1-ACCESCO	28,4	35,2	26,2
T1-BAR	26,2	30,6	29,8
T1-CDL	71,3	81,6	84,9
T1-CTR	47,8	78,3	67,6
T1-ERI	36,7	58,6	49,6
T1-FLS	60,0	91,5	83,9
T1-MAG	46,2	56,4	66,8
T1-MLB	32,3	42,0	45,6
T1-OAS	28,3	79,2	39,7
T1-RIO	37,2	74,2	44,5
T1-SAL	35,5	44,6	55,8
T1-SBL	76,0	94,5	103,6
T1-SGB	85,9	91,7	116,2
T1-SIL	59,9	89,0	79,6
T1-TBS	54,1	85,1	72,0
T1-TEF	79,2	85,1	86,2
T1-UNI	48,4	78,5	60,3
T1-UNION	59,1	79,8	76,9
T1-VTE	76,6	89,0	113,9
T2-CTR	46,3	75,9	63,9
T2-FLS	60,0	91,5	83,9
T2-OAS	28,3	79,2	39,7
T2-RIO	41,8	66,7	32,2
T2-RMR	58,5	108,4	92,3
T2-SIL	62,5	83,1	76,1

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**
T2-TBS	55,4	87,1	73,7
T2-TEF	79,2	85,1	86,2
T2-UNI	50,2	60,6	72,1
T2-VTE	63,9	65,2	84,1
T3-MLB	39,7	51,6	58,3
T3-RIO	26,4	52,6	31,6
T3-RMR	55,3	105,0	89,3
T3-SIL	47,8	71,1	63,5
T3-TBS	47,0	85,2	69,8
T3-UNI	36,3	45,1	56,2
T4-FLS	25,5	35,2	33,9
T4-SIL	61,2	90,9	81,7
T4-TBS	17,5	15,1	9,1
T4-TEF	69,3	82,1	83,2
T4-UNI	36,3	45,1	56,2
T5-FLS	30,5	41,7	45,6
T5-SIL	61,2	90,9	81,7
T5-TEF	68,0	74,7	74,7
T6-TEF	18,6	6,6	11,2

En los resultados se observa que en el escenario de demanda baja no hay ningún tipo de sobrecarga en los transformadores que hace parte del sistema.

A pesar que la demanda máxima del sistema en general se maneja en el horario de las 22:00 pm, el escenario que maneja mayor cantidad de Transformadores con límites de sobrecarga es el escenario de demanda media presentada a las 15:00 pm, entregando los siguientes resultados de transformadores sobrecargados:

- Sobrecarga del 108% y 105% de los transformadores T2 y T3 respectivamente de la subestación Riomar.

En la tabla 32 se marcan de color naranja una serie de transformadores que superan el 90% de su cargabilidad, esto se marca como una señal de alarma.

- Los transformadores T1 y T2 de la subestación las Flores están en el 91,5% de capacidad nominal.
- El trasformador T1 de la subestación sabanalarga está manejando el 94% de su capacidad nominal. Este transformador es una de las fronteras comerciales que inyectan energía al STR.
- El transformador T1 de Sabanagrande alcanza el 91% de su cargabilidad.
- Los transformadores T4 y T5 de silencio toman el 90% de su capacidad nominal.

Para el escenario de máxima demanda (22:00 pm) aparecen sobrecargados transformadores que en el escenario de demanda media señalizaban límites de alarma de sobrecarga y paradójicamente transformadores que a las 15:00 pm tenían sobrecarga, en el escenario de demanda alta, bajaron su carga total, como es el caso de los transformadores T2 y T3 de la subestación Riomar. Los elementos sobrecargados son los siguientes:

- Sobrecarga del 16% del Transformador T1 de la subestación sabanagrande.
- El transformador T1 de la subestación Veinte de julio presenta un 13,9% adicional de su capacidad nominal.
- El transformador T1 de Sabanalarga presenta una sobrecarga del 3,6%.

Dentro de los transformadores con señalización de alarma del más del 90% de carga están.

- Los transformadores T2 y T3 de la subestación Riomar como el 92% y 90% de capacidad total.

8.1.3 Líneas de transmisión

La tabla 33, muestra la cargabilidad de las líneas que están en el nivel de 220 kV y las líneas que hacen parte del STR en los tres escenarios de demanda.

Tabla 35: Cargabilidad en las líneas

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**
LN 828	18,7	19,3	19,0
LN 827	18,7	19,3	19,0
LN 826	20,4	21,0	20,7
LN 825	18,2	18,4	17,8
LN 824	18,2	18,4	17,8
LN 822	33,3	37,8	36,6
LN 821	56,5	59,9	59,0
LN 802	56,5	59,9	59,0
LN 801	42,7	45,2	44,5
LN 729	68,8	87,2	88,3
LN 728-3	6,6	8,8	7,7
LN 728-2	37,4	51,8	52,0
LN 728-1	37,6	52,5	54,1
LN 727	4,6	7,4	9,5
LN 725	47,6	72,7	66,6
LN 724	11,1	25,1	18,0
LN 723	35,4	44,1	44,6
LN 722	43,0	51,4	57,5
LN 721	40,2	51,8	49,3
LN 720	19,7	28,0	23,0
LN 709	12,7	23,8	15,4
LN 708	44,0	60,9	61,4
LN 707	56,1	75,8	73,0
LN 706	40,1	75,7	56,8
LN 705	50,3	65,5	72,7
LN 704	38,3	62,5	51,6
LN 703	19,7	38,6	26,8
LN 702	28,4	35,9	45,3
LN 701	57,0	71,6	65,3

Como lo muestran las tablas de resultado las líneas no manejan valores de sobrecarga en ninguno de los escenarios, en general las líneas que hacen parte del sistema Transmisión Regional se maneja estable.

8.2 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Para el estudio de Cortocircuito se ejecuta el módulo de Cortocircuitos que maneja Neplan. En la pestaña parámetro (ver figura 27) se definen los tipos de fallas, método de cálculo y nodos bajos fallas. Para este caso se aplicaron estudio de cortocircuito para fallas monofásica y falla trifásica, bajo la selección del método de cálculo IEC60909 2001, y seleccionando en la opción nodos bajo falla; todos los barrajes de 110 kV del sistema.

Los resultados de este análisis se presentan en el Anexo 3 y 4, en donde se muestran las corrientes de cortocircuito en cada una de las barras pertenecientes al sistema de transmisión regional. Para la interpretación de los resultados se deben tener en cuenta la simbología y la descripción de los valores de cortocircuito presentados en la tabla 34.

Anexo 3: Resultado estudio de cortocircuito monofásico.

Anexo 4: Resultado estudio de cortocircuito trifásico.

Figura 27: Parámetro de cortocircuito Neplan

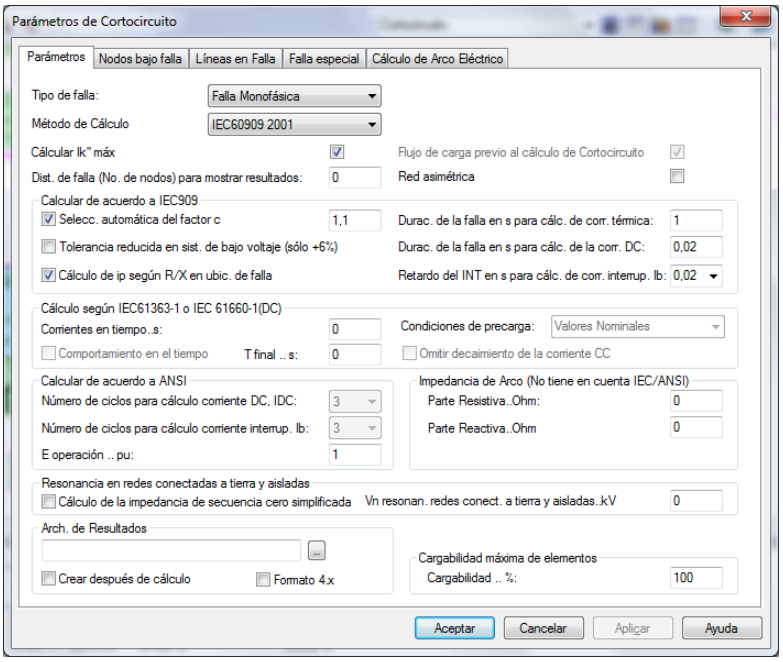
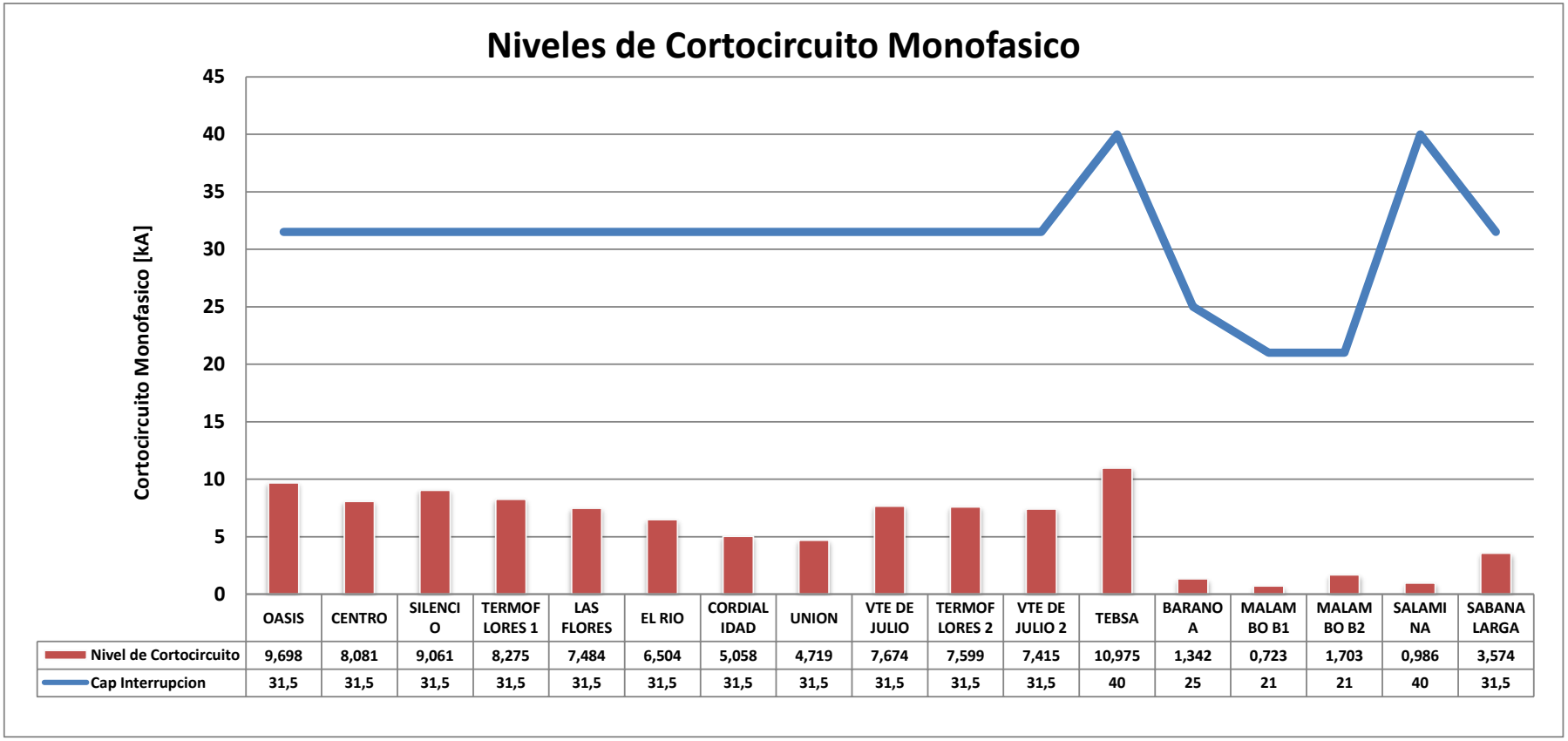


Tabla 36: Simbología para el análisis de cortocircuito

Símbolo	Descripción	Concepto
Ikss	Corriente inicial simétrica de corto circuito	Es el valor eficaz de la corriente simétrica de cortocircuito que perdura una vez terminados todos los fenómenos transitorios
Skss	Potencia inicial simétrica de cortocircuito.	Es el valor eficaz de la potencia simétrica de cortocircuito que perdura una vez terminados todos los fenómenos transitorios
Ip	Corriente pico de corto circuito.	Es el máximo valor posible de la corriente simétrica de cortocircuito.

A continuación se presenta el resumen de los niveles máximo de cortocircuito para las subestaciones que tienen barraje en 110 kV en el sistema modelado, comparados con la capacidad de interrupción declaradas por el operador de red para dichas subestaciones.

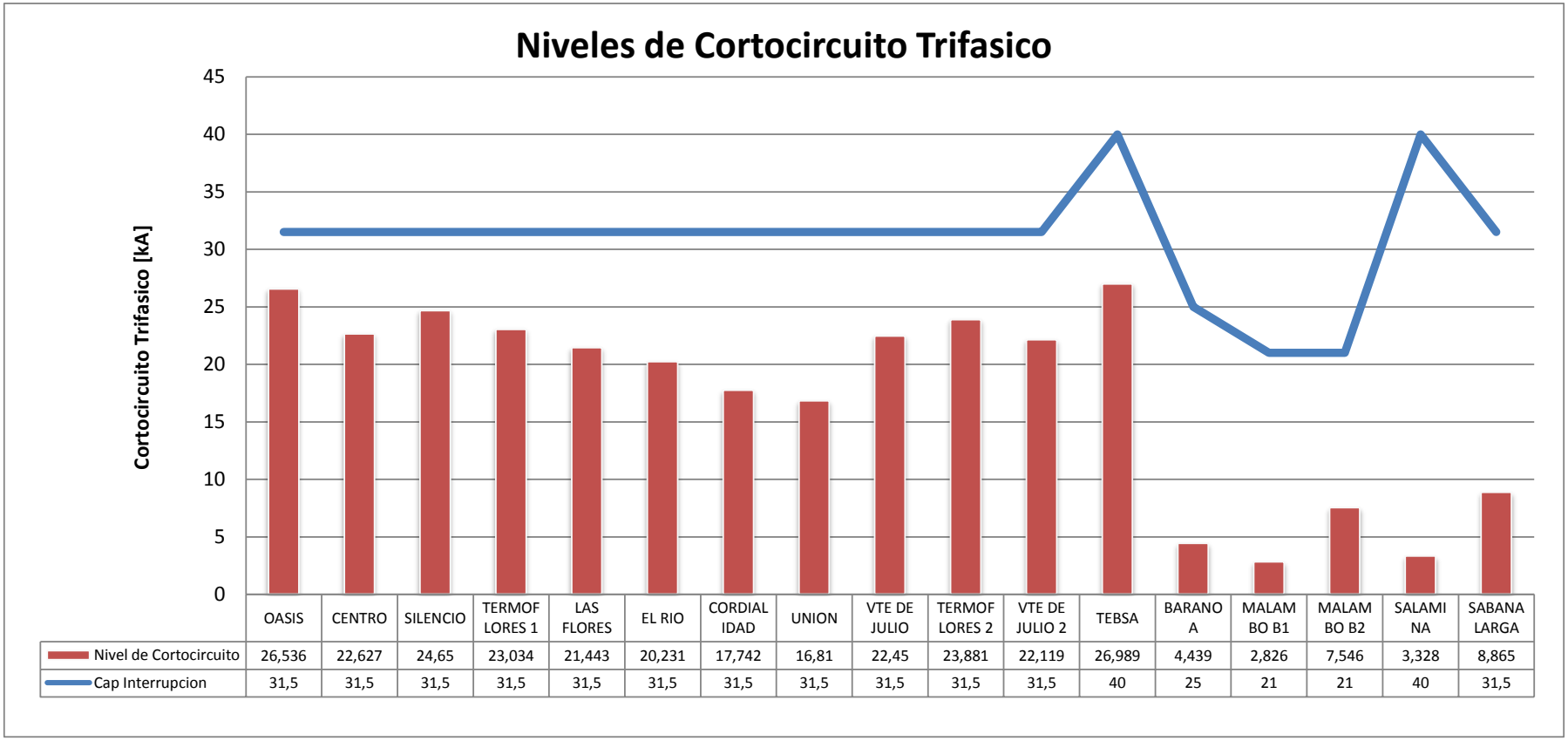
Grafico 2: Niveles de cortocircuito monofásico



	OASIS	CENTRO	SILENCIO	TERMOFLORES 1	LAS FLORES	EL RIO	CORDIALIDAD	UNION	VTE DE JULIO	TERMOFLORES 2	VTE DE JULIO 2	TEBSA	BARANOA	MALAMBO B1	MALAMBO B2	SALAMINA	SABANA LARGA
Nivel de Cortocircuito	9,698	8,081	9,061	8,275	7,484	6,504	5,058	4,719	7,674	7,599	7,415	10,975	1,342	0,723	1,703	0,986	3,574
Cap Interrupcion	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	40	25	21	21	40	31,5

.

Grafico 3: Niveles de cortocircuito trifásico



	OASIS	CENTRO	SILENCIO	TERMOF LORES 1	LAS FLORES	EL RIO	CORDIAL IDAD	UNION	VTE DE JULIO	TERMOF LORES 2	VTE DE JULIO 2	TEBSA	BARANO A	MALAM BO B1	MALAM BO B2	SALAMI NA	SABANA LARGA
Nivel de Cortocircuito	26,536	22,627	24,65	23,034	21,443	20,231	17,742	16,81	22,45	23,881	22,119	26,989	4,439	2,826	7,546	3,328	8,865
Cap Interrupcion	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	40	25	21	21	40	31,5

De acuerdo al estudio de cortocircuito, los niveles de corto que manejan las barrajes del STR están muy por debajo a su capacidad de interrupción.

8.3 EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos del estudio de confiabilidad del sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico por medio del módulo de análisis de confiablidad de Neplan, Teniendo como foco de estudio la subestación Oasis. Para la evaluación de la confiabilidad en el STR, se simulan fallas sencillas aplicando el criterio N-1 en las líneas y la barra 1 de 110 kV de la subestación Oasis.

El análisis se realiza para los tres escenarios de demanda; demanda máxima, demanda media y demanda baja, teniendo en cuenta la proyección de la demanda para el año actual (2015).

Las contingencias a tener en cuenta son las relacionadas en la tabla 11.

Tabla 11: Elementos a desconectar aplicando el criterio (N-1)

Contingencias	Demanda Baja	Demanda Media	Demanda Alta
LN721 TFlores 1 - Oasis	X	X	X
LN701 TFlores 2 - Oasis	X	X	X
LN720 Oasis - El Rio	X	X	X
LN722 Oasis - Silencio	X	X	X
LN723 Oasis - Centro	X	X	X
Barra 110kV Oasis	X	X	X

Para el análisis solo se tendrán en cuenta los elementos que hace parte del STR del departamento del Atlántico.

8.3.1 Contingencia LN 701

Se desconectó la LN 701 y se procede a correr el flujo de carga AC sobre el sistema los resultados son los siguientes:

Se observa que en general el sistema se mantiene dentro de las condiciones normales de operación para cada escenario de demanda, Los perfiles de tensión en barras se mantienen dentro de los rangos que presento el sistema sin la contingencia LN 701.

En los transformadores sobresale que:

- El transformador T3 Tebsa en el escenario de demanda media presenta una sobrecarga del 8,2%.

Los demás transformadores no presentan mayores variaciones de las presentadas en el estado normal de operación de la red.

En el caso de las líneas, la cargabilidad en mayoría de los elementos también se mantuvo dentro de los límites permitidos, con excepción del siguiente caso:

- La LN 706 Tebsa – El Rio, llega al 90,5% de su capacidad nominal en el escenario de demanda media, tomando un 15% de carga adicional en estado normal de operación.

A continuación se representan en la tabla 37, los valores de cargabilidad de los transformadores. Y en los anexos 5 y 6, se encuentran los resultados de las tensiones en las subestaciones y las cargabilidades en las líneas respectivamente.

Tabla 37: Contingencia LN 701, cargabilidad de los transformadores

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
T10-TEF	61,0	76,0	70,0
T1-ACCESCO	28,4	35,2	26,2
T1-BAR	26,2	30,6	29,8
T1-CDL	71,3	81,8	84,9
T1-CTR	47,8	78,5	67,7
T1-ERI	35,8	57,5	48,4
T1-FLS	60,6	92,7	84,7
T1-MAG	46,2	56,5	66,8
T1-MLB	32,3	42,0	45,6
T1-OAS	28,3	79,4	39,7
T1-RIO	37,2	74,4	44,5
T1-SAL	35,5	44,6	55,8
T1-SBL	76,0	94,5	103,6
T1-SGB	85,9	91,7	116,2
T1-SIL	59,9	89,3	79,7
T1-TBS	57,5	88,5	73,4
T1-TEF	79,4	84,9	86,1
T1-UNI	48,3	78,6	60,3
T1-UNION	60,0	81,5	78,3
T1-VTE	76,5	89,1	113,9
T2-CTR	46,2	76,1	63,9
T2-FLS	60,6	92,7	84,7
T2-OAS	28,3	79,4	39,7
T2-RIO	41,7	66,9	32,3
T2-RMR	58,4	108,7	92,3
T2-SIL	62,5	83,3	76,1
T2-TBS	58,9	90,6	75,2
T2-TEF	79,4	84,9	86,1
T2-UNI	50,1	60,7	72,1
T2-VTE	63,9	65,3	84,1
T3-MLB	39,7	51,6	58,3
T3-RIO	26,4	52,7	31,6
T3-RMR	55,2	105,2	89,3

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
T3-SIL	47,8	71,3	63,6
T3-TBS	63,3	108,2	89,3
T3-UNI	36,3	45,2	56,2
T4-FLS	25,5	35,3	33,9
T4-SIL	60,6	90,1	80,9
T4-TBS	17,5	15,1	9,1
T4-TEF	69,5	81,9	83,2
T4-UNI	36,3	45,2	56,2
T5-FLS	30,4	41,8	45,6
T5-SIL	60,6	90,1	80,9
T5-TEF	68,0	74,7	74,7
T6-TEF	67,5	74,8	74,6

8.3.2 Contingencia LN 721

Se desconectó la LN 721 y se procede a correr el flujo de carga AC los resultados son los siguientes:

En la contingencia de la LN 721 se puede ver que las tensiones en barras se mantienen dentro de los límites permitidos por la regulación. Para el caso de los transformadores aparecen los mismos niveles de sobrecarga visto en estado normal, con la siguiente excepción:

- El escenario de demanda media muestra que los Transformadores T1 y T2 de la subestación las Flores alcanzan el 9% de sobrecarga. Estos transformadores juegan un papel importante dentro del sistema debido a que la apertura de ambos, se ve comprometida no solo la carga de la subestación Las Flores, sino además la carga de la subestación Riomar, Silencio.

En el anexo 7 y 8, se pueden ver los resultados de las tensiones en las subestaciones y las cargabilidades de las líneas, respectivamente. En el caso de las líneas se puede observar que las cargas se mantienen dentro de los límites

normales de operación en los tres escenarios de demanda. La Tabla 38, se encuentran los valores de cargabilidad de los transformadores.

Tabla 38: Contingencia LN 721, cargabilidad de los transformadores

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**
T10-TEF	70,0	75,0	76,0
T1-ACCESCO	28,5	35,3	26,2
T1-BAR	26,2	30,6	29,8
T1-CDL	71,5	82,0	85,2
T1-CTR	47,9	78,8	67,8
T1-ERI	34,3	55,5	46,6
T1-FLS	72,2	109,0	99,6
T1-MAG	46,3	56,7	67,0
T1-MLB	32,3	42,0	45,6
T1-OAS	28,4	79,7	39,8
T1-RIO	37,3	74,5	44,6
T1-SAL	35,5	44,6	55,8
T1-SBL	76,0	94,5	103,6
T1-SGB	85,9	91,7	116,2
T1-SIL	60,2	89,5	79,9
T1-TBS	59,7	88,8	74,0
T1-TEF	78,4	85,7	86,5
T1-UNI	48,5	78,8	60,5
T1-UNION	59,2	80,0	76,9
T1-VTE	76,7	89,4	114,2
T2-CTR	46,4	76,4	64,1
T2-FLS	72,2	109,0	99,6
T2-OAS	28,4	79,7	39,8
T2-RIO	41,9	67,1	32,3
T2-RMR	58,7	108,7	92,4
T2-SIL	62,7	83,5	76,3
T2-TBS	36,1	63,9	50,8
T2-TEF	78,4	85,7	86,5
T2-UNI	50,3	60,8	72,3

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
T2-VTE	64,0	65,5	84,4
T3-MLB	39,7	51,6	58,3
T3-RIO	26,5	52,9	31,6
T3-RMR	55,4	105,2	89,4
T3-SIL	48,0	71,5	63,8
T3-TBS	45,0	78,6	62,0
T3-UNI	36,4	45,3	56,3
T4-FLS	25,6	35,2	33,9
T4-SIL	56,7	82,9	74,6
T4-TBS	17,5	15,2	9,1
T4-TEF	68,3	82,7	83,6
T4-UNI	36,4	45,3	56,3
T5-FLS	30,6	41,7	45,6
T5-SIL	56,7	82,9	74,6
T5-TEF	68,0	74,7	74,7
T6-TEF	9,3	11,6	3,6

8.3.3 Contingencia LN 720

Se desconectó la LN 720 y se procede a correr el flujo de carga AC en la red los resultados son los siguientes:

Se observa que en general el sistema se mantiene dentro de las condiciones normales de operación para cada escenario de demanda, Los perfiles de tensión en barras y las cargabilidades de los transformadores y líneas se mantienen dentro de los rangos que presento el sistema sin la contingencia LN 720.

El anexo 9, representa los niveles de tensión de las subestaciones, mientras que el anexo 10, los valores de cargabilidad de las líneas. Y la tabla 39, muestran los cargabilidad de los transformadores.

Tabla 39: Contingencia LN 720, cargabilidad de los transformadores

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
T10-TEF	67,5	73,0	70,8
T1-ACCESCO	28,3	35,4	26,4
T1-BAR	26,2	30,6	29,8
T1-CDL	71,4	82,4	85,7
T1-CTR	47,9	79,2	68,2
T1-ERI	36,2	60,3	50,0
T1-FLS	59,9	92,0	84,6
T1-MAG	46,0	56,6	67,1
T1-MLB	32,3	42,0	45,6
T1-OAS	28,4	80,2	40,1
T1-RIO	37,0	74,2	44,6
T1-SAL	35,5	44,6	55,8
T1-SBL	76,0	94,5	103,6
T1-SGB	85,9	91,7	125,2
T1-SIL	60,1	90,1	80,5
T1-TBS	52,0	76,6	64,4
T1-TEF	78,7	84,3	85,0
T1-UNI	48,2	78,8	60,6
T1-UNION	58,3	78,6	76,2
T1-VTE	76,4	89,7	114,9
T2-CTR	46,4	76,8	64,5
T2-FLS	59,9	92,0	84,6
T2-OAS	28,4	80,2	40,1
T2-RIO	41,5	66,7	32,3
T2-RMR	58,5	109,5	93,1
T2-SIL	62,6	83,9	76,7
T2-TBS	53,2	78,4	65,9
T2-TEF	78,7	84,3	85,0
T2-UNI	49,9	60,8	72,4
T2-VTE	63,8	65,7	84,8
T3-MLB	39,7	51,6	58,3
T3-RIO	26,2	52,6	31,6
T3-RMR	55,3	106,0	90,0

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
T3-SIL	47,9	71,9	64,2
T3-TBS	45,3	83,3	61,9
T3-UNI	36,1	45,3	56,5
T4-FLS	25,5	35,5	34,2
T4-SIL	60,8	90,8	81,8
T4-TBS	17,4	15,2	9,2
T4-TEF	68,6	81,2	82,0
T4-UNI	36,1	45,3	56,5
T5-FLS	30,5	42,1	45,9
T5-SIL	60,8	90,8	81,8
T5-TEF	68,0	74,7	74,7
T6-TEF	19,3	12,3	13,4

8.3.4 Contingencia LN 722

Se desconectó la LN 722 y se procede a correr el flujo de carga AC los resultados son los siguientes:

Al tener la LN 722 desconectada se puede ver que las tensiones en barras se mantienen dentro de los límites permitidos por la regulación. Para los transformadores aparecen los mismos niveles de sobrecarga visto en estado normal, para el caso de las líneas existe probabilidad de demanda desatendida:

- La LN 723 Oasis – Centro presenta una sobrecarga permanente en todos los escenarios de carga, en el escenario de demanda mínima la línea alcanza el 102% de su capacidad nominal, en demanda media alcanza una sobrecarga de 21% y en el escenario de demanda máxima registra el pico más alto con el 29,7% de sobrecarga.

El anexo 11, representa los niveles de tensión de las subestaciones, mientras que el anexo 12, los valores de cargabilidad de las líneas. Y la tabla 40, muestran los cargabilidad de los transformadores.

Tabla 40: Contingencia LN 722, cargabilidad de los transformadores

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
T10-TEF	58,8	68,2	66,7
T1-ACCESCO	28,5	35,3	26,2
T1-BAR	26,2	30,6	29,8
T1-CDL	71,7	81,9	85,2
T1-CTR	48,0	78,6	67,9
T1-ERI	37,8	59,9	50,9
T1-FLS	62,5	94,5	87,2
T1-MAG	46,3	56,5	66,9
T1-MLB	32,3	42,0	45,6
T1-OAS	28,4	79,1	39,6
T1-RIO	37,3	74,3	44,5
T1-SAL	35,5	44,6	55,8
T1-SBL	76,0	94,5	103,6
T1-SGB	85,9	91,7	116,2
T1-SIL	60,3	89,4	80,0
T1-TBS	56,1	86,5	73,5
T1-TEF	78,5	85,1	86,2
T1-UNI	48,5	78,6	60,4
T1-UNION	58,7	79,2	76,2
T1-VTE	76,8	89,2	114,2
T2-CTR	46,4	76,2	64,1
T2-FLS	62,5	94,5	87,2
T2-OAS	28,4	79,1	39,6
T2-RIO	41,9	66,8	32,3
T2-RMR	58,7	108,6	92,5
T2-SIL	62,8	83,4	76,3
T2-TBS	57,4	88,5	75,2
T2-TEF	78,5	85,1	86,2
T2-UNI	50,3	60,6	72,2
T2-VTE	64,1	65,4	84,3
T3-MLB	39,7	51,6	58,3
T3-RIO	26,5	52,7	31,6

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
T3-RMR	55,5	105,2	89,5
T3-SIL	48,1	71,3	63,8
T3-TBS	55,5	87,7	71,3
T3-UNI	36,4	45,2	56,3
T4-FLS	25,6	35,2	34,0
T4-SIL	59,6	88,8	79,3
T4-TBS	17,5	15,1	9,1
T4-TEF	68,5	82,1	83,2
T4-UNI	36,4	45,2	56,3
T5-FLS	30,6	41,8	45,7
T5-SIL	59,6	88,8	79,3
T5-TEF	68,0	74,7	74,7
T6-TEF	20,5	8,3	13,7

8.3.5 Contingencia LN 723

Se desconectó la LN 723 y se procede a correr el flujo de carga AC los resultados son los siguientes:

En la contingencia de la LN 723 se observa que en general el sistema se mantiene dentro de las condiciones normales de operación para cada escenario de demanda, Los perfiles de tensión en barras y las cargabilidades de los transformadores y líneas se mantienen dentro de los rangos que presento el sistema sin la contingencia LN 723.

El anexo 13, representa los niveles de tensión de las subestaciones, mientras que el anexo 14, los valores de cargabilidad de las líneas. Y la tabla 41, muestran los cargabilidad de los transformadores.

Tabla 41: Contingencia LN 723, cargabilidad de los transformadores

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**
T10-TEF	66,5	68,5	66,9
T1-ACCESCO	28,4	35,2	26,2
T1-BAR	26,2	30,6	29,8
T1-CDL	71,4	81,7	85,0
T1-CTR	47,9	78,6	67,8
T1-ERI	36,9	58,9	49,8
T1-FLS	60,4	92,1	84,4
T1-MAG	46,3	56,5	66,9
T1-MLB	32,3	42,0	45,6
T1-OAS	28,4	79,3	39,7
T1-RIO	37,3	74,3	44,6
T1-SAL	35,5	44,6	55,8
T1-SBL	76,0	94,5	103,6
T1-SGB	85,9	91,7	116,2
T1-SIL	60,1	89,2	79,8
T1-TBS	54,9	86,1	72,9
T1-TEF	79,0	85,0	86,0
T1-UNI	48,5	78,6	60,4
T1-UNION	59,1	79,9	76,9
T1-VTE	76,7	89,1	114,1
T2-CTR	46,4	76,2	64,1
T2-FLS	60,4	92,1	84,4
T2-OAS	28,4	79,3	39,7
T2-RIO	41,8	66,8	32,3
T2-RMR	58,6	108,6	92,4
T2-SIL	62,6	83,3	76,2
T2-TBS	56,2	88,1	74,6
T2-TEF	79,0	85,0	86,0
T2-UNI	50,2	60,6	72,2
T2-VTE	64,0	65,3	84,3
T3-MLB	39,7	51,6	58,3
T3-RIO	26,4	52,7	31,6

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
T3-RMR	55,3	105,2	89,4
T3-SIL	47,9	71,2	63,7
T3-TBS	48,0	86,2	70,6
T3-UNI	36,4	45,2	56,3
T4-FLS	25,5	35,2	33,9
T4-SIL	61,0	90,7	81,5
T4-TBS	17,5	15,1	9,1
T4-TEF	69,0	82,0	83,0
T4-UNI	36,4	45,2	56,3
T5-FLS	30,5	41,8	45,6
T5-SIL	61,0	90,7	81,5
T5-TEF	68,0	74,7	74,7
T6-TEF	18,7	7,3	11,6

8.3.6 Contingencia Barra 110kV Subestación Oasis.

Para esta contingencia se simula una falla en la barra 1 de 110kV de la subestación Oasis.

Una falla en barra 1 de la subestación las Oasis, genera como consecuencia la desconexión de las líneas LN 701, LN 720, LN 721, LN 722, LN 723. Líneas que convergen en la barra 110 kV de la subestación, logrando poner el sistema de transmisión regional en un alto grado de inestabilidad. A demás genera demanda no atendida de toda la carga asociada a los transformadores T1 y T2 de la subestación. De los análisis de flujo de carga en los tres escenarios en estudio se observa que:

- La desconexión de los dos transformadores 50 MVA 110/13,8 kV, provoca la demanda no atendida de más de 20.000 mil usuarios del sector norte de la ciudad de barranquilla.
- en el caso de las líneas se puede observar que la línea LN 725 TermoFlores I – Las Flores en el escenario de demanda media alcanza el 4,5% de sobrecarga, de igual manera en el mismo escenario de demanda

los transformadores de la subestación Las Flores, T1 y T2 alcanzan una sobrecarga de más del 20%, lo que muy posiblemente generaría una salida de la subestación por sobrecarga, llevándose consigo la salida de las subestaciones Riomar y Silencio ya que depende directamente de este nodo, además se vería afectada la subestación cordialidad con la sobrecarga de la LN 704. Este evento entregaría un alto porcentaje de demanda no atendida. Para el escenario de demanda máxima la sobrecarga estaría en el 11,5% teniendo prácticamente los mismos efectos ya mencionados.

- La LN 704 Tebsa – Cordialidad toma el 92,6% de su capacidad nominal, todo esto en el escenario de demanda media.
- El transformador T3 de Tebsa en el escenario de demanda media presenta una sobrecarga del 6,2%.
- Los niveles de tensión en las subestaciones se mantiene dentro de los límites permitidos por la regulación.

El anexo 15, representa los niveles de tensión en las subestaciones y las tablas 42 y tabla 43 muestra la cargabilidad de los transformadores y las líneas respectivamente.

Tabla 42: Contingencia barra 1 Oasis, cargabilidad de los transformadores

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**
T10-TEF	65,2	73,8	72,7
T1-ACCESCO	28,5	35,6	26,2
T1-BAR	26,2	30,6	29,8
T1-CDL	71,8	83,0	85,7
T1-CTR	48,2	80,0	68,5
T1-ERI	34,9	58,1	47,8
T1-FLS	80,7	120,3	111,5
T1-MAG	46,1	56,7	66,7
T1-MLB	32,3	42,0	45,6
T1-OAS	0,0	0,0	0,0
T1-RIO	37,1	74,4	44,3
T1-SAL	35,5	44,6	55,8
T1-SBL	76,0	94,5	103,6

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
T1-SGB	85,9	91,7	125,2
T1-SIL	60,6	90,8	80,6
T1-TBS	60,3	83,7	77,2
T1-TEF	76,7	85,6	86,3
T1-UNI	48,3	79,0	60,3
T1-UNION	58,0	77,6	75,2
T1-VTE	76,7	90,1	114,3
T2-CTR	46,7	77,7	64,8
T2-FLS	80,7	120,3	111,5
T2-OAS	0,0	0,0	0,0
T2-RIO	41,7	66,9	32,1
T2-RMR	58,8	109,5	92,8
T2-SIL	63,0	84,4	76,8
T2-TBS	61,7	85,6	79,0
T2-TEF	76,7	85,6	86,3
T2-UNI	50,1	61,0	72,0
T2-VTE	64,1	66,0	84,4
T3-MLB	39,7	51,6	58,3
T3-RIO	26,3	52,8	31,4
T3-RMR	55,6	106,1	89,8
T3-SIL	48,4	72,4	64,4
T3-TBS	75,8	106,1	97,0
T3-UNI	36,3	45,4	56,1
T4-FLS	25,6	35,4	34,0
T4-SIL	51,4	75,7	66,9
T4-TBS	17,5	15,2	9,1
T4-TEF	65,0	82,6	83,4
T4-UNI	36,3	45,4	56,1
T5-FLS	30,6	42,0	45,7
T5-SIL	51,4	75,7	66,9
T5-TEF	66,5	74,7	74,7
T6-TEF	65,8	74,6	74,5

Tabla 43: Contingencia barra 1 Oasis, cargabilidad en las líneas

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LN 701	0,0	0,0	0,0
LN 702	28,4	35,9	45,3
LN 703	41,3	64,5	55,7
LN 704	63,9	92,6	85,2
LN 705	50,3	65,5	72,7
LN 706	33,1	55,2	45,4
LN 707	55,1	73,8	71,4
LN 708	59,9	79,8	82,2
LN 709	26,9	45,3	38,6
LN 720	0,0	0,0	0,0
LN 721	0,0	0,0	0,0
LN 722	0,0	0,0	0,0
LN 723	0,0	0,0	0,0
LN 724	25,6	44,7	37,4
LN 725	72,1	104,5	98,5
LN 728-1	53,2	71,0	74,6
LN 728-2	50,7	67,5	69,4
LN 728-3	6,6	8,9	7,7
LN 729	68,8	82,2	88,8

8.3.7 Resumen de sobrecargas

La tabla 44 presenta el resumen de sobrecargas como consecuencia de las contingencias analizadas.

Tabla 44: Resumen de sobrecargas

Contingencia	Resultado
Estado normal de operación	Sobrecarga de los transformadores, T1 SBL, T1 SBG, T1 VTE, T1 RMR, T2 RMR
Contingencia LN 701	Sobrecarga del transformador T3 Tebsa
Contingencia LN 722	Sobrecarga LN 723 Oasis - Centro
Contingencia Barra 1 Oasis	Desatención de la demanda en la subestación Oasis. Posible desatención de la demanda de las subestación las Flores, Riomar, Silencio y Cordialidad, causado por Sobrecarga de la línea LN 725 y los transformadores T1 y T2 de la subestación las Flores.

En la tabla anterior se evidencia lo expuesto por la UPME en el plan de expansión de referencia generación Transmisión 2014 - 2028 en el cual se mencionan los problemas de capacidad de transformación y agotamiento en la red de 110 kV. Reflejando que estado normal de operación existen seis transformadores en sobrecarga en los diferentes escenarios de demanda. Y en tres de las seis contingencias aplicadas el sistema no cumple con el criterio N-1 de confiablidad, haciendo que el sistema no garantice la demanda de energía desde los centro de generación hacia el usuario final.

En la búsqueda de mejorar la confiabilidad de sistema de transmisión del departamento del Atlántico, garantizando nivele óptimos de seguridad y calidad del servicio, en el siguiente capítulo sea convenido presentar una serie de alternativas que tienen la intención de presentar soluciones a los problemas evidenciados en el sistema de transmisión del departamento del Atlántico frente a fallas simples en uno de sus circuitos.

9 ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN

La siguiente propuesta, tiene como finalidad mejorar la confiablidad del sistema de transmisión del departamento del Atlántico, cuando la confiablidad del sistema es evaluada por medio de enfoques determinísticos, aplicando el criterio N-1 en las líneas de la subestación Oasis. La alternativa de solución presenta tres cambios en la topología de red, como son: la adición de dos nuevas líneas y la reconfiguración del barraje de 110 kV de la subestación Oasis, con lo cual se busca mejorar la confiablidad del sistema de transmisión del departamento cuando se presentan contingencias operativas en una de las líneas o en la barra de 110 kV de la subestación Oasis.

El alcance de la propuesta se limita a dar solución a los problemas detectados en la red de transmisión después de obtener los resultados de los análisis de flujo de carga, cortocircuitos y evaluación de la confiabilidad. Los elementos que aparecen con sobrecarga en los resultados, pero que hacen parte del sistema de distribución no se tendrán en cuenta en la siguiente propuesta.

Los cambios mencionados están determinados así:

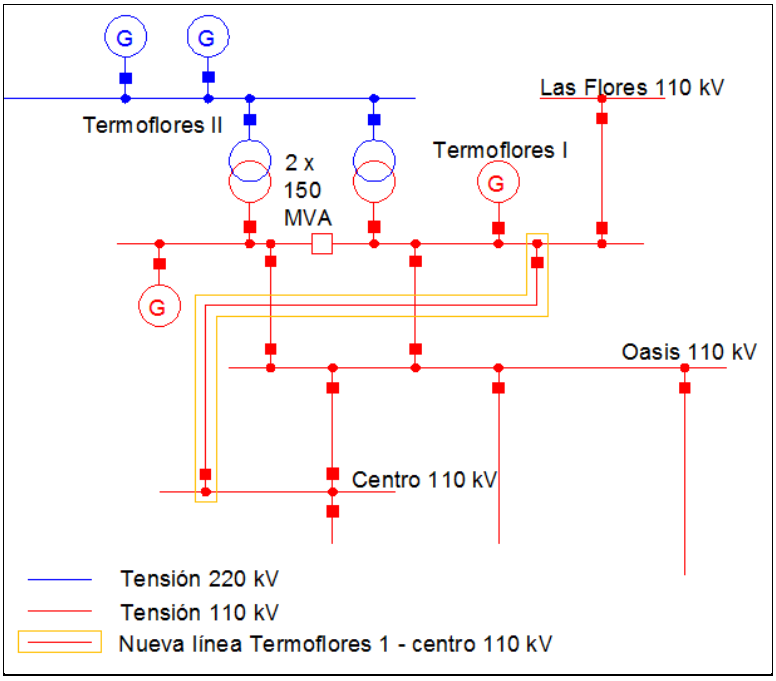
- Nueva Línea Termoflores I – Centro
- Nueva Línea Termoflores II – Oasis.
- Reconfiguración de la subestación Oasis de doble barra a interruptor y medio.

A continuación se presenta en detalle lo propuesto:

9.1 NUEVA LINEA TERMOFLORES I – CENTRO

Cuando se aplicó el criterio de confiabilidad N-1 sobre la LN 722, el resultado de la contingencia arrojo que la LN 723 Oasis – Centro presenta sobrecarga en los tres escenarios de manda, llegando a estar en un 29% de sobrecarga en el escenario de demanda máxima. Con la objetivo de aliviar el esfuerzo requerido por la LN 723 ante la contingencia de la LN 722, se propone una nueva línea, saliendo directamente desde La subestación Termoflores I, teniendo como punto de llegada la subestación Centro.

Figura 28: Nueva línea Termoflores - Centro



Con esto se logra aumentar el grado de confiabilidad de todo el sistema de transmisión regional, añadiendo una nueva línea al anillo la cual se conecta directamente de la barra de generación. De esta manera se garantiza el suministro de energía a la subestación centro ante una contingencia presentada en el corredor Termoflores – Oasis – Silencio – Centro.

Como prueba de lo propuesto, se aplicó nuevamente el criterio N-1 sobre la LN 723, corriendo el flujo en el software de simulación Neplan, considerando en el modelamiento del sistema la nueva línea Termoflores I - Centro , los resultados se representan en la tabla 45.

Tabla 45: Nueva Línea Tflores – Centro, cargabilidad en las líneas

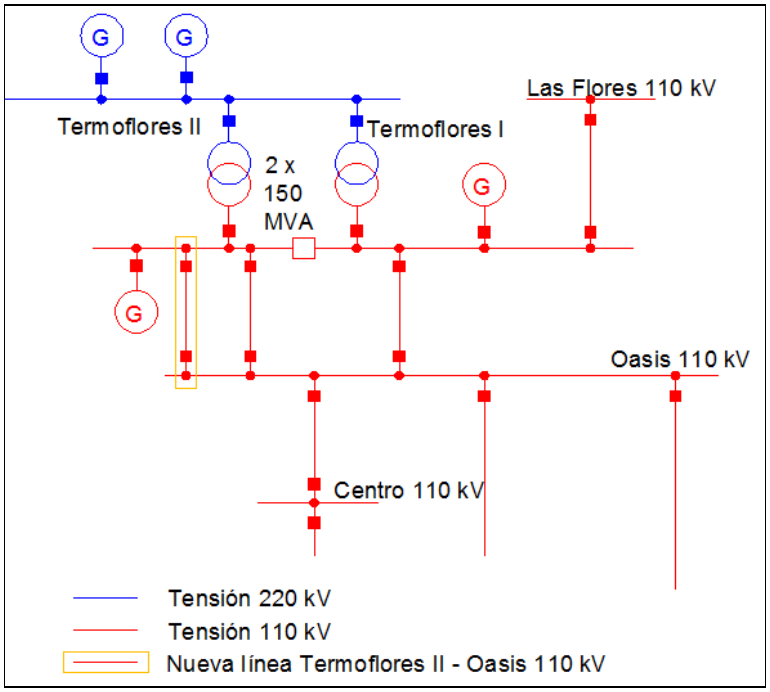
Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LN 701	27,7	34,9	32,5
LN Tflores - Oasis	27,7	34,9	32,5
LN 702	27,0	34,0	43,0
LN 703	13,1	33,7	21,7
LN 704	34,1	59,0	48,9
LN 705	47,6	61,6	68,3
LN 706	25,0	60,3	40,3
LN 707	53,7	73,6	71,1
LN 708	41,5	58,8	59,8
LN 709	3,5	17,6	7,4
LN 720	10,3	8,8	8,3
LN 721	20,4	20,9	20,9
LN 723	64,2	68,9	79,7
LN Tflores - Centro	58,2	72,9	74,8
LN 724	33,4	23,6	36,4
LN 725	49,0	73,5	68,2
LN 727	4,7	7,5	9,6
LN 728-1	34,8	50,1	52,2
LN 728-2	35,3	50,0	50,8
LN 728-3	6,8	8,8	7,8
LN 729	65,1	82,2	88,3

La Tabla 45 muestra que la carga que va hacia la subestación centro se divide entre la línea existente LN 723 Oasis – Centro y la nueva línea Termoflores – centro, sin presentar sobrecarga en ninguno de los escenarios de demanda.

9.2 NUEVA LINEA TERMOFLORES II – OASIS.

En segundo lugar se propone la adición de una nueva línea entre la subestación termoflores II y la subestación oasis.

Figura 29: Nueva línea Termoflores II - Oasis



De acuerdo a los resultados obtenidos; la contingencia de la LN 701 Termoflores II – Oasis, el resultado arrojo que el transformador T3 Tebsa presento una sobrecarga del 8,2% en el escenario de demanda media. Con la sobrecarga de este transformador se ve comprometida una parte de la generación de seguridad que se maneja en la zona. Esto sucede debido a que la salida de la LN 701, hace que la barra Termoflores II 110 kV quede aislada del anillo de 110 kV, de esta manera el sistema pierde la potencia entregada por de generación en termoflores II, como consecuencia de esto el sistema busca equilibrar la potencia perdida, entregando mayor potencia desde la generación en Tebsa provocando la sobrecarga del transformador T3.

Se modelo nuevamente la red en el software Neplan incluyendo la nueva línea Termoflores II – Oasis, aplicando nuevamente la contingencia en la LN 701.

Tabla 46: Nueva línea Termoflores II – Oasis, cargabilidad de los transformadores

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**
T10-TEF	45,2	47,7	45,5
T1-ACCESCO	28,9	35,8	26,6
T1-BAR	24,8	28,9	28,2
T1-CDL	76,1	87,1	91,1
T1-CTR	44,0	75,7	63,8
T1-ERI	38,8	62,0	52,1
T1-FLS	60,6	92,2	84,4
T1-MAG	46,7	57,1	67,6
T1-MLB	30,6	39,6	42,8
T1-OAS	28,5	79,6	39,9
T1-RIO	37,5	74,7	44,8
T1-SAL	33,8	42,3	52,9
T1-SBL	75,3	93,2	102,1
T1-SGB	81,1	86,0	116,9
T1-SIL	61,1	90,8	81,1
T1-TBS	35,1	59,8	48,0
T1-TEF	77,5	84,2	84,9
T1-UNI	49,0	79,6	61,1
T1-UNION	57,1	78,3	75,5
T1-VTE	77,9	90,6	116,1
T2-CTR	44,0	75,7	63,8
T2-FLS	60,6	92,2	84,4
T2-OAS	28,5	79,6	39,8
T2-RIO	42,1	67,2	32,5
T2-RMR	59,2	110,1	93,6
T2-SIL	63,3	84,4	77,1
T2-TBS	35,9	61,2	49,2
T2-TEF	77,5	84,2	84,9
T2-UNI	50,8	61,4	73,1
T2-VTE	65,0	66,3	85,6
T3-MLB	37,6	48,6	54,8
T3-RIO	26,6	53,0	31,8

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
T3-RMR	56,0	106,6	90,6
T3-SIL	48,8	72,5	64,8
T3-TBS	44,1	75,2	60,4
T3-UNI	36,8	45,7	56,9
T4-FLS	25,8	35,6	34,3
T4-SIL	60,0	90,4	81,0
T4-TBS	17,8	15,4	9,3
T4-TEF	67,3	81,1	81,8
T4-UNI	36,8	45,7	56,9
T5-FLS	30,8	42,2	46,1
T5-SIL	60,0	90,4	81,0
T5-TEF	68,1	74,7	74,7
T6-TEF	56,6	59,8	57,2

Tabla 47: Nueva línea Termoflores II – Oasis, cargabilidad de las líneas

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LN Tflores - Oasis	55,7	71,5	65,4
LN 702	27,0	34,0	43,0
LN 703	9,2	28,1	16,8
LN 704	29,8	53,2	43,5
LN 705	47,6	61,6	68,3
LN 706	31,1	65,8	48,3
LN 707	54,2	74,4	71,7
LN 708	38,8	55,4	56,5
LN 709	3,1	12,3	3,1
LN 720	4,9	9,1	4,7
LN 721	19,6	24,2	22,5
LN 722	38,1	39,3	46,0
LN 723	20,5	25,4	27,1

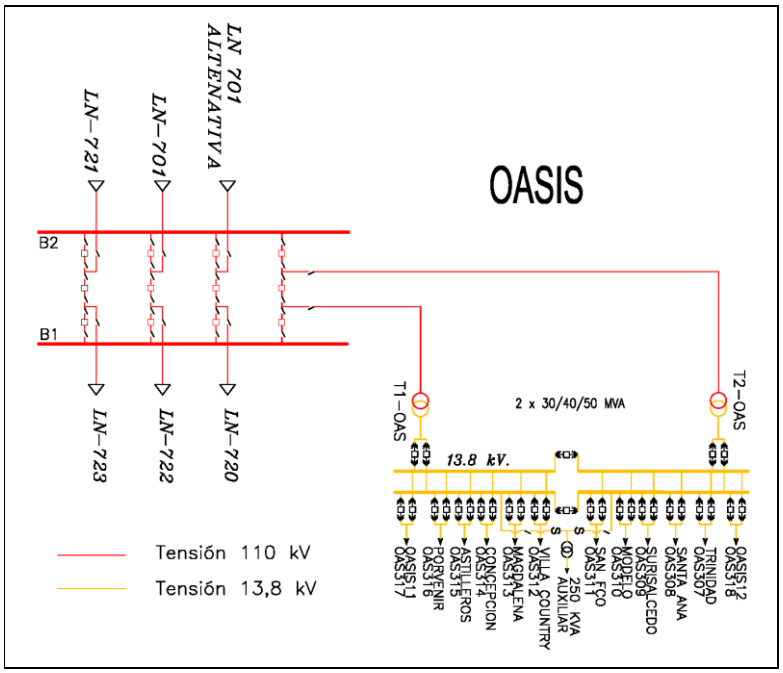
Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LN Tflores - Centro	40,9	55,5	52,2
LN 724	3,8	6,4	3,0
LN 725	48,1	73,2	67,0
LN 727	4,7	7,5	9,6
LN 728-1	32,1	46,7	48,9
LN 728-2	33,1	47,2	48,0
LN 728-3	6,7	8,9	7,8
LN 729	65,1	82,2	88,3

Los resultados arrojan que ante la contingencia de la LN 701 el transformador T3 de la subestación tebsa se mantiene dentro de los límites normales de operación, sin presentar sobrecarga en ninguno de los tres escenarios de demanda. Y se puede observar que la nueva línea Termoflores – Oasis pasa a llevar la carga de la LN 701

9.3 RECONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN OASIS DE DOBLE BARRA A INTERRUPTOR Y MEDIO

Con el fin de aumentar la confiabilidad y seguridad de la subestación Oasis se propone cambiar la actual configuración de la barra 110 kV de doble barra a interruptor y medio.

Figura 30: Configuración interruptor y medio, subestación Oasis



La configuración interruptor y medio provee un alto índice de confiabilidad y de seguridad tanto por fallas en los interruptores como en los circuitos y en las barras. [16]

De acuerdo a los resultados obtenidos en la contingencia de la barra 110 kV en la subestación Oasis, se observa que la indisponibilidad de la barra genera demanda no atendida en el sector norte de la ciudad de barranquilla, esto es producto de la desenergización de los transformadores T1 y T2 de la subestación Oasis, y la sobrecarga de la LN 725 y los transformadores T1 y T2 de la subestación las Flores. Las consecuencias de este evento golpea fuertemente la confiablidad del sistema de transmisión Regional del departamento del Atlántico, afectando directamente la calidad del servicio al usuario final. Por esto se propone hacer el cambio de configuración en el nivel de 110 kV de la subestación Oasis.

Con esta reconfiguración en el nivel de 110 kV de la subestación Oasis, se logra garantizar el servicio de energía eléctrica a los usuarios que se alimentan de los dos transformadores de distribución 50 MVA 110/13,8 kV, cuando se aplica el criterio N-1 en la barra 110 kV. A demás que; no causa indisponibilidad en ninguna de las líneas que convergen en la subestación pertenecientes al sistema de

transmisión, proveyendo de esta manera un grado adicional de confiabilidad a todo el sistema de transmisión del departamento.

A continuación se presentan los resultados de la contingencia en la barra 110 kV con la nueva configuración interruptor y medio propuesta:

Como se observa en la figura 30, la configuración interruptor y medio consta de dos barras que operan energizadas al tiempo. La primera contingencia que se analiza corresponde a la indispobilidad en la barra 1.

Tabla 48: Contingencia Barra 1, interruptor y medio tensiones [%] en barras

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]		Demanda Media [15:00:00]		Demanda Alta [22:00:00]	
Nodo	U [kV]	U [%]	U [kV]	U [%]	U [kV]	U [%]
B1-MALAMBO	109,8	99,8	106,2	96,5	105,9	96,2
B1-TERMOFLORES 2	112,1	101,9	110,6	100,5	111,4	101,3
B2-0ASIS	111,8	101,7	110,2	100,2	111,1	101,0
B1-0ASIS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
B2-MALAMBO	111,6	101,5	111,1	101,0	111,3	101,2
B2-TEBSA	112,3	102,1	112,0	101,8	112,1	101,9
B2-TERMOFLORES 1	111,7	101,5	110,2	100,2	110,9	100,9
B2-VTE	111,9	101,7	111,4	101,3	111,6	101,4
BARANOA	111,8	101,6	109,0	99,1	108,8	98,9
B-CONCRECEM	111,6	101,5	111,1	101,0	111,3	101,2
B-SBL	114,3	103,9	112,3	102,1	112,2	102,0
B-UNI	111,5	101,4	111,0	100,9	111,1	101,0
CENTRO	111,5	101,4	109,9	99,9	110,7	100,7
CORDIALIDAD	111,5	101,3	110,3	100,3	110,9	100,8
EL RIO	111,8	101,6	110,5	100,5	111,2	101,1
LAS FLORES	111,6	101,5	110,0	100,0	110,8	100,8
SALAMINA	113,6	103,3	111,4	101,3	111,1	101,0
SILENCIO	111,5	101,4	109,9	99,9	110,7	100,7
VTE DE JULIO	111,9	101,7	111,4	101,3	111,5	101,4

Tabla 49: Contingencia Barra 1, interruptor y medio cargabilidad de los transformadores

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
T10-TEF	44,9	47,2	45,1
T1-ACCESCO	28,9	35,8	26,6
T1-BAR	24,8	28,9	28,2
T1-CDL	76,1	87,0	91,1
T1-CTR	44,0	75,6	63,8
T1-ERI	38,8	62,0	52,1
T1-FLS	60,6	92,1	84,4
T1-MAG	46,7	57,1	67,5
T1-MLB	30,6	39,6	42,8
T1-OAS	28,5	79,6	39,8
T1-RIO	37,4	74,7	44,8
T1-SAL	33,8	42,3	52,9
T1-SBL	75,3	93,2	102,1
T1-SGB	81,1	86,0	116,9
T1-SIL	61,1	90,7	81,1
T1-TBS	34,9	59,5	47,8
T1-TEF	77,6	84,2	84,9
T1-UNI	49,0	79,5	61,1
T1-UNION	57,0	78,2	75,4
T1-VTE	77,9	90,6	116,0
T2-CTR	44,0	75,6	63,8
T2-FLS	60,6	92,1	84,4
T2-OAS	28,5	79,5	39,8
T2-RIO	42,0	67,2	32,4
T2-RMR	59,2	110,0	93,5
T2-SIL	63,3	84,3	77,1
T2-TBS	35,8	60,9	48,9
T2-TEF	77,6	84,2	84,9
T2-UNI	50,8	61,3	73,0
T2-VTE	65,0	66,3	85,6
T3-MLB	37,6	48,6	54,8
T3-RIO	26,6	53,0	31,7

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
T3-RMR	56,0	106,6	90,5
T3-SIL	48,8	72,4	64,7
T3-TBS	43,9	74,7	60,0
T3-UNI	36,8	45,7	56,9
T4-FLS	25,8	35,6	34,3
T4-SIL	60,0	90,4	81,0
T4-TBS	17,8	15,4	9,3
T4-TEF	67,4	81,2	81,9
T4-UNI	36,8	45,7	56,9
T5-FLS	30,8	42,2	46,1
T5-SIL	60,0	90,4	81,0
T5-TEF	68,1	74,7	74,7
T6-TEF	57,6	61,3	58,4

Tabla 50: Contingencia Barra 1, interruptor y medio cargabilidad de las líneas

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LN 701	28,6	36,7	33,6
Nueva LN Tflores II - Oasis	28,6	36,7	33,6
LN 702	27,0	34,0	43,0
LN 703	9,0	27,7	16,4
LN 704	29,5	52,8	43,1
LN 705	47,6	61,6	68,3
LN 706	30,6	65,1	47,7
LN 707	54,1	74,3	71,6
LN 708	38,6	55,1	56,2
LN 709	3,2	11,9	2,8
LN 720	5,1	8,6	4,6
LN 721	19,6	23,8	22,3
LN 722	38,7	40,1	46,7

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**
LN 723	20,9	26,0	27,6
Nueva LN Tflores I - Centro	40,7	55,0	51,8
LN 724	3,8	6,4	3,1
LN 725	48,1	73,2	67,0
LN 727	4,7	7,5	9,6
LN 728-1	31,9	46,4	48,6
LN 728-2	32,9	46,9	47,8
LN 728-3	6,7	8,9	7,8
LN 729	65,1	82,2	88,3

Los resultados se muestran en las tablas 48, 49 y 50, las cuales representan los niveles de tensión en barras, cargabilidad de los transformadores y líneas respectivamente. En la tabla 49 se puede ver que bajo esta nueva configuración los transformadores T1 y T2 de la subestación Oasis no presentan desatención de la demanda, a pesar que se encuentra indisponible una de las barras de 110 kV en la subestación.

Para el caso de la línea LN 725 se mantiene dentro de los niveles normales de operación, sin presentar sobrecarga, lo mismo ocurre par los dos transformadores de la subestación las Flores.

El resultado es el mismo cuando se indispone la barra 2 de la configuración interruptor y medio en el nivel de 110 kV de la subestación Oasis.

10 PROYECTOS PRESENTADOS Y APROBADOS POR EL OPERADOR DE RED.

En el documento PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA GENERACION - TRANSMISIÓN 2014 – 2028 [35], se expresa que el operador de red ha presentado proyectos de ampliación y expansión para el sistema de transmisión regional, con lo busca mejorar la confiabilidad del sistema. Varias de los proyectos presentados dan solución a los problemas que se evidenciaron en el desarrollo del presente trabajo de investigación.

Los proyectos están clasificados por años de acuerdo a la puesta en servicio:

Año 2015

- Segundo transformador 200/110 kV en Sabanalarga.

Año 2016

- Remplazo del transformador Tebsa 220/110 kV de 180 MVA por un transformador de 100 MVA, quedando tres transformadores de igual capacidad.
- Traslado de la generación de Termobarranquilla a la barra a 220 kV de la S/E Tebsa (conectada actualmente a 110 kV), utilizando el transformador de 180 MVA de la S/E Tebsa, el cual tendrá conectada también demanda regulada, por lo cual seguirá siendo de uso.
- Nueva S/E Caracolí, con dos transformadores 220/110 kV de 150 MVA.
- Apertura de los circuitos Silencio – Cordialidad 110 kV y Silencio – Veinte de Julio 110 kV (A1), nuevo doble circuito Caracolí hasta el punto de apertura A1, quedando doble circuito Caracolí – Silencio 110 kV.
- Normalización de la T de Veinte de Julio 110 kV, construyendo aproximadamente 500 m de línea para la segunda línea Veinte de Julio – Tebsa 110 kV.
- Con el tramo sobrante de Silencio – Veinte de Julio y las líneas Veinte de Julio – Veinte de Julio y Veinte de Julio – Malambo se crean las líneas Cordialidad – Caracolí 110 kV y Caracolí – Malambo 110 kV.
- Nuevo transformador en paralelo 220/110/13,8 kV de 100 MVA en Nueva Barranquilla.
- Nuevo doble circuito subterráneo a 110 kV (4 km) desde Barranquilla hasta S/E Norte 110 kV.

- Subestación Norte 110 kV.

Año 2017

- Nueva línea Tebsa – Unión 110 kV y línea Unión – El Río 110 kV.
- Nueva S/E Magdalena 110 kV y reconfiguración de la línea Unión – El Río 110 kV en Magdalena – Unión 110 kV y Magdalena – El Río 110 kV.
- Reconfiguración de los circuitos El Río – Oasis 110 kV y Termoflores – Oasis 110 kV (aérea) en El Río – Las Flores 110 kV.
- Segunda terna Termoflores – Las Flores 110 kV.
- Nuevo circuito (segundo circuito) subterráneo Termoflores – Oasis 110 kV
- Apertura del circuito Termoflores – Centro 110 kV en Termoflores –Estadio y Estadio – Centro 110 kV.
- Construcción de un doble circuito de 1 km de longitud desde el punto de apertura del enlace Termoflores – Centro hasta la subestación Estadio 10 kV.
- Nueva subestación Estadio 110 kV.

Año 2019

- Nuevo circuito (segundo circuito) Malambo – Caracolí 110 kV.

11 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Basados en los análisis y resultados obtenidos de los estudios de flujo de carga y el criterio N-1 de confiablidad, aplicados en el sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico, se evaluó el desempeño en estado estable de la red, dejando en evidencia los diferentes problemas que tiene el sistema para suplir la demanda de forma segura y confiable. Dentro de los hechos más relevantes se menciona que:

Los resultados de los niveles de tensión obtenidos del análisis de flujo de carga, se observa que en condiciones normales de operación y en los casos de contingencia analizados, la red presenta condiciones adecuadas de operación en los niveles de tensión de los barrajes en las subestaciones, hallándose dentro de los rangos permitidos en el código de redes.

Se observó agotamiento en la capacidad de transformación en diferentes nodos del sistema de transmisión regional, lo que puede comprometer el suministro de energía, generando una posible desatención de la demanda. En esta situación se encuentra, el transformador T1 Sabanalarga el cual presenta sobrecarga en el escenario de demanda máxima. Lo mismo ocurre en el transformador T3 Tebsa cuando se presenta la contingencia en la LN 701.

También se evidencio que muchos transformadores pertenecientes a la red de distribución presentan sobrecarga bajo condiciones normales de operación, poniendo en riesgo la seguridad en la prestación del servicio. En esta clasificación se tiene al T1 sabanagrande, T1 Veinte de julio, T2 y T3 de Riomar y los transformadores T1 y T2 de las Flores.

En cuanto al comportamiento de las líneas, se puedo constatar que el sistema pierde confiablidad ante contingencias simples, presentándose en algunos casos demanda no atendida, producto de la sobrecarga en líneas de transmisión. También se dejó en evidencia la importancia que tiene la subestación Oasis dentro del sistema de transmisión regional del departamento. Se pudo comprobar que una falla en la barra de 110 kV inducirá la desconexión de la zona norte de la ciudad de barranquilla, generando desatención de la demanda en usuarios importantes que se manejan en la zona, como son: las industrias, locales comerciales, usuarios no regulados entre otros.

Del estado de la red ante eventos transitorios, el estudio de cortacircuitos arrojó que las corrientes de falla a las que se puede ver expuesto el sistema, se encuentran por debajo de los niveles de corriente de corto que pueden soportar los barrajes de las subestaciones. Entregando un parte positivo de las condiciones actuales del sistema de transmisión regional ante posibles fallas transitorias.

La existencia de un sin número de riesgos hace que las fallas e interrupciones en los sistemas eléctricos sean inevitables, y eliminarlas completamente demanda una inversión infinita, de modo que se buscan alternativas que puedan limitar sus efectos. Dentro de estas se encuentra los estudios presentados en el presente proyecto de grado, que no son más que herramientas funcionales con el propósito establecer la mejor operación del sistema existente.

RECOMENDACIONES

Se le recomienda al operador de red tener en cuenta las alternativas de solución presentadas en el capítulo 9 del proyecto, por medio de las cuales se busca mejorar el nivel de confiabilidad del sistema de transmisión regional, con la inclusión de dos líneas de 110kV y la reconfiguración de la subestación Oasis de doble barra a interruptor y medio.

Como se vio en el capítulo 9, las propuestas ahí planteadas dan solución solo a los problemas evidenciados en la red de transmisión. Por esto se recomienda al operador de red evaluar la realización de cambios en el sistema de distribución de modo que mejore la confiabilidad en dicho sistema, debido a que se presenta sobrecarga en varios transformadores en estado normal de operación, como son el caso de los transformadores T1 Sabanagrande, T1 Veinte de Julio, T2 y T3 de Riomar y los transformadores T1 y T2 de las Flores.

Este proyecto sirve de base para seguir evaluando el comportamiento la red en diferentes situaciones en que se puede ver expuesta. De esta manera se recomienda realizar un estudio de la red teniendo un horizonte a largo plazo, en donde se puede evaluar el comportamiento sistema a través del tiempo, tomando las proyecciones de la demanda en cinco, diez y quince años.

También se recomienda realizar un estudio en donde se evalué el sistema en diferentes escenarios de generación, de este modo es posible conocer el desempeño de la red en escenarios de mínima generación térmica o hidráulica.

BIBLIOGRAFÍA

[1] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA, «Plan Energético Nacional - Colombia: Ideario Energético 2050 | UPME». .

[2] CREG, «Código de redes, resolución 025 de 1995». 1995.

[3] A. M. Sandoval, «Monografía del sector de electricidad y gas colombiano: Condiciones actuales y retos futuros». 2004.

[4] Ministerio de Minas y Energía, «Portal Wap Ministerio de Minas y Energía». .

[5] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, «RESOLUCIÓN No. 097 (26 SEP. 2008)». .

[6] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, «DEFINICIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL». .

[7] «Power System Analysis and Engineering - DIgSILENT Germany». [En línea]. Disponible en: http://www.digsilent.com/. [Accedido: 03-may-2015].

[8] C. A. Fernández Ramírez, «Metodología de evaluación de confiabilidad para estudios de planeamiento del sistema de transmisión colombiano», Tesis de Magister, Universidad Nacional de Colombia, Medellín , Colombia, 2014.

[9] O. K. P. Mokoka y K. O. Awodele, «Reliability Evaluation of distribution networks using NEPLAN & DIgSILENT power factory», *AFRICON 2013*, pp. 1-5, sep. 2013.

[10] «NEPLAN». [En línea]. Disponible en: http://www.neplan.ch/. [Accedido: 03-may-2015].

[11] D. Bica, C. Moldovan, y M. Muji, «Power engineering education using NEPLAN software», *Univ. Power Eng. Conf. 2008 UPEC 2008 43rd Int.*, pp. 1-3, sep. 2008.

[12] «ETAP Colombia Bolivia Panamá». [En línea]. Disponible en: http://pti-sa.com.co/etap/. [Accedido: 26-mar-2015].

[13] C. A. Giraldo Gómez, *Análisis de confiabilidad en sistemas de potencia usando el software ETAP*. Alemania: Academia Española, 2012.

[14] B. L. Graves, «Short-circuit studies, coordination studies and harmonic analyses/studies (what, why and when are they needed)», *Pulp Pap. Ind. Tech. Conf. 2000 Conf. Rec. 2000 Annu.*, pp. 18-22, jun. 2000.

[15] A. J. M. Ramírez, *Montaje de redes eléctricas aéreas de baja tensión. ELEE0109 - Montaje y mantenimiento de instalaciones eléctricas de Baja Tensión*. IC Editorial, 2013.

[16] Mejia Villegas S.A, *Subestaciones de alta y extra alta tensión*, Segunda edición. Medellín , Colombia, 2003.

[17] G. E. Harper, *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*, Segunda edición. México: Limusa, 2005.

[18] S. William, *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*, Segunda edición. México: McGRAW-HILL, 1979.

[19] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA, «INFORME MENSUAL DE VARIABLES DE GENERACIÓN Y DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO». .
[20] J. D. McDonald, *Electric Power Substations Engineering, Third Edition*. CRC Press, 2012.
[21] T. Gonen, *Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design, 2nd Edition*. CRC Press, 2011.
[22] G. Duncan y S. Mulukutla, *Sistemas de potencia: análisis y diseño*, Tercera edición. México: Thomson, 2003.
[23] S. William y J. Grainger, *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGRAW-HILL, 1996.
[24] B. Stott, «Review of load-flow calculation methods», *Proc. IEEE*, vol. 62, n.º 7, pp. 916-929, jul. 1974.
[25] S. M. Lutful Kabir, A. H. Chowdhury, M. Rahman, y J. Alam, «Inclusion of slack bus in Newton Raphson load flow study», *Electr. Comput. Eng. ICECE 2014 Int. Conf. On*, pp. 282-284, dic. 2014.
[26] K. Brown, F. Shokooh, H. Abcede, y G. Donner, «Interactive simulation of power systems: ETAP applications and techniques», *Ind. Appl. Soc. Annu. Meet. 1990 Conf. Rec. 1990 IEEE*, pp. 1930-1941 vol.2, oct. 1990.
[27] R. M. Mujal Rosas, *Protección de sistemas eléctricos de potencia*. España: Universidad politecnica de catalunya, 2014.
[28] W. Q. Meeker y L. A. Escobar, *Statistical methods for reliability data*. New York: John Wiley & Sons, 1998.
[29] «IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices», *IEEE Std 1366-2012 Revis. IEEE Std 1366-2003*, pp. 1-43, may 2012.
[30] R. Billinton y R. Mo, «Deterministic/probabilistic contingency evaluation in composite generation and transmission systems», *Power Eng. Soc. Gen. Meet. 2004 IEEE*, pp. 2232-2237 Vol.2, jun. 2004.
[31] P. Sekhar y S. Mohanty, «Power system contingency ranking using Newton Raphson load flow method», *India Conf. INDICON 2013 Annu. IEEE*, pp. 1-4, dic. 2013.
[32] I. Musirin y A. Rahman, «Simulation technique for voltage collapse prediction and contingency ranking in power system», *Res. Dev. 2002 SCOReD 2002 Stud. Conf. On*, pp. 188-191, 2002.
[33] V. J. Mishra y M. D. Khardenvis, «Contingency analysis of power system», *Electr. Electron. Comput. Sci. SCEECS 2012 IEEE Stud. Conf. On*, pp. 1-4, mar. 2012.
[34] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA, «PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA, REVISIÓN MARZO DE 2015». 2015.
[35] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA, «Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2014 - 2028 | UPME». .

ANEXOS

Anexo 1: Carta de solicitud universidad de la costa, CUC

UNIVERSIDAD
DE LA COSTA
1970

Personería Jurídica N° 352 Abril 1971 · Barranquilla - Colombia

Barranquilla, 7 de abril de 2015

Señores
ELECTRICARIBE S.A E.S.P
E.S.M

El presente correo es con el objetivo de solicitar su apoyo en el suministro de información para la realización del proyecto de grado: **"Evaluación de la confiabilidad de la red de subtransmisión de energía de la ciudad de Barranquilla",** desarrollado por el Estudiante **José David Daza Guzmán,** identificado con cédula de ciudanía **No. 1123998328** de Maicao, quien es estudiante de X semestre del programa de Ingeniería Eléctrica de la universidad de la Costa, CUC y funcionario de su empresa.

El desarrollo del proyecto servirá como referente al operador de red como estudio de confiabilidad en la red en la ciudad de Barranquilla y sea tomado como referente para estudios futuros. El proyecto tiene como objetivo el fortalecimiento de la investigación en el departamento y estará cobijado por el convenio marco firmado entre la Corporación Universidad de la Costa, CUC y la empresa ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

Atentos a cualquier precisión o información que puedan requerir al respecto. Y en espera de su respuesta.

Atentamente,

JSCIOAO

Ing. Jorge Iván Silva Ortega Ms.C.
Líder de investigación grupo GIOPEN
Programa de ingeniería eléctrica
Docente Tiempo completo

Calle 58 N° 55 -66 • Teléfonos: (5) 336 2200 - 344 1974 - 3340024 • Fax: 3342670 • A.A 50366 www.cuc.edu.co

Anexo 2: Carta de aprobación Electricaribe S.A

ELECTRICARIBE

Barranquilla, Abril 09 de 2015

Señores
Universidad de la Costa
Programa de ingeniería eléctrica
Calle 58 No 55-66
Barranquilla

Asunto: Autorización para uso información de Electricaribe para proyecto de grado

Por medio de la presente se autoriza al empleado de Electricaribe Jose David Daza Guzman con C.C.1.123.998.328 de Maicao a utilizar la información requerida para realizar su proyecto de grado de Ingeniería Eléctrica de la universidad de la costa. Dicha información es de propiedad de Electricaribe y debe ser usada solo con fines académicos.

Atentamente,

Hector Andrade Hamburger
Director Gestión de Red Electricidad

ISO 9001 ISO 14001 OHSAS 18001

PBX: (57 5) 3611000
Carrera 55 N° 72 - 109 Piso 7
Centro Ejecutivo II
Barranquilla - Colombia

Anexo 3: Tabla resultado de cortocircuito monofásico

SUBESTACIÓN	Cap. Interrupción (KA)	Nivel de Cortocircuito (KA)
OASIS	31,5	9,698
CENTRO	31,5	8,081
SILENCIO	31,5	9,061
TERMOFLORES 1	31,5	8,275
LAS FLORES	31,5	7,484
EL RIO	31,5	6,504
CORDIALIDAD	31,5	5,058
UNION	31,5	4,719
VTE DE JULIO	31,5	7,674
TERMOFLORES 2	31,5	7,599
VTE DE JULIO 2	31,5	7,415
TEBSA	40	10,975
BARANOA	25	1,342
MALAMBO B1	21	0,723
MALAMBO B2	21	1,703
SALAMINA	40	0,986
SABANALARGA	31,5	3,574

Anexo 4: Tabla de resultado de cortocircuito trifásico

SUBESTACION	Cap. Interrupción (KA)	Nivel de Cortocircuito (KA)
OASIS	31,5	26,536
CENTRO	31,5	22,627
SILENCIO	31,5	24,65
TERMOFLORES 1	31,5	23,034
LAS FLORES	31,5	21,443
EL RIO	31,5	20,231
CORDIALIDAD	31,5	17,742
UNION	31,5	16,81
VTE DE JULIO	31,5	22,45
TERMOFLORES 2	31,5	23,881
VTE DE JULIO 2	31,5	22,119
TEBSA	40	26,989
BARANOA	25	4,439
MALAMBO B1	21	2,826
MALAMBO B2	21	7,546
SALAMINA	40	3,328
SABANALARGA	31,5	8,865

Anexo 5: Resultado contingencia LN 701, tensiones [%] en barras

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]		Demanda Media [15:00:00]		Demanda Alta [22:00:00]	
Nodo	U [kV]	U [%]	U [kV]	U [%]	U [kV]	U [%]
B1-MALAMBO	108,3	98,5	108,3	98,4	106,1	97,0
B1-TERMOFLORES 2	111,0	100,9	110,1	100,1	110,4	100,4
B2-MALAMBO	113,4	103,1	112,6	102,4	113,0	102,7
B2-TEBSA	114,2	103,8	113,7	103,4	113,9	103,5
B2-TERMOFLORES 1	112,6	102,4	110,9	100,9	111,8	101,7
B2-VTE	113,7	103,4	113,0	102,7	113,2	102,9
BARANOA	108,5	98,5	108,5	98,4	106,3	97,0
B-CONCRECEM	113,4	103,1	112,6	102,4	112,9	102,7
B-SBL	109,2	99,2	107,2	97,4	107,0	97,3
B-UNI	113,4	103,1	112,6	102,3	112,9	102,6
CENTRO	112,2	102,0	110,1	100,1	111,2	101,1
CORDIALIDAD	112,7	102,4	111,2	101,1	111,9	101,7
EL RIO	113,0	102,7	111,4	101,3	112,2	102,0
LAS FLORES	112,6	102,3	110,8	100,7	111,7	101,6
OASIS	112,4	102,2	110,4	100,3	111,5	101,3
SALAMINA	108,4	98,5	106,2	96,5	105,8	96,2
SILENCIO	112,2	102,0	110,2	100,2	111,3	101,1
VTE DE JULIO	113,7	103,3	112,9	102,6	113,1	102,8

Anexo 6: Resultado contingencia LN 701, cargabilidad en las líneas

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LN 701	0,0	0,0	0,0
LN 702	28,4	35,9	45,3
LN 703	24,2	47,1	34,1
LN 704	44,8	72,9	61,0
LN 705	50,3	65,5	72,7
LN 706	49,5	90,5	70,2
LN 707	57,0	77,4	74,4
LN 708	48,2	67,5	67,3
LN 709	12,3	30,2	19,7
LN 720	19,2	33,4	25,4
LN 721	57,5	81,2	74,9
LN 722	27,4	28,0	35,2
LN 723	22,2	32,2	33,5
LN 724	13,7	28,9	21,4
LN 725	48,1	73,6	67,3
LN 728-1	41,6	58,9	59,8
LN 728-2	40,9	57,3	56,9
LN 728-3	6,6	8,8	7,7
LN 729	68,8	82,2	93,9

Anexo 7: Resultado contingencia LN 721, tensiones [%] en barras

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]		Demanda Media [15:00:00]		Demanda Alta [22:00:00]	
Nodo	U [kV]	U [%]	U [kV]	U [%]	U [kV]	U [%]
B1-MALAMBO	108,3	98,5	108,3	98,4	106,1	97,0
B1-TERMOFLORES 2	112,0	101,8	110,1	100,1	111,2	101,1
B2-MALAMBO	113,1	102,8	112,3	102,1	112,7	102,5
B2-TEBSA	113,9	103,6	113,4	103,1	113,6	103,3
B2-TERMOFLORES 1	112,2	102,0	111,5	101,4	112,0	101,9
B2-VTE	113,4	103,1	112,7	102,5	113,0	102,7
BARANOA	108,5	98,5	108,5	98,4	106,3	97,0
B-CONCRECEM	113,1	102,8	112,3	102,1	112,7	102,4
B-SBL	109,2	99,2	107,2	97,4	107,0	97,3
B-UNI	113,1	102,8	112,3	102,1	112,6	102,4
CENTRO	111,8	101,6	109,7	99,7	110,8	100,8
CORDIALIDAD	112,3	102,1	110,8	100,8	111,6	101,5
EL RIO	112,6	102,4	111,0	100,9	111,9	101,8
LAS FLORES	112,1	101,9	111,4	101,3	111,9	101,8
OASIS	112,0	101,8	110,0	100,0	111,1	101,0
SALAMINA	108,4	98,5	106,2	96,5	105,8	96,2
SILENCIO	111,8	101,6	109,9	99,9	110,9	100,9
VTE DE JULIO	113,4	103,1	112,6	102,4	112,9	102,6

Anexo 8: Resultado contingencia LN 721, cargabilidad en las líneas

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LN 701	62,3	82,2	74,7
LN 702	28,4	35,9	45,3
LN 703	22,7	43,8	31,0
LN 704	42,4	68,8	56,9
LN 705	50,3	65,5	72,7
LN 706	45,8	73,3	64,0
LN 707	56,2	76,0	73,1
LN 708	46,7	65,0	64,8
LN 709	12,3	27,8	17,9
LN 720	20,3	32,8	25,2
LN 721	0,0	0,0	0,0
LN 722	42,6	42,7	50,5
LN 723	32,0	39,6	41,9
LN 724	13,5	28,7	21,1
LN 725	57,3	86,6	79,1
LN 728-1	40,2	56,4	57,4
LN 728-2	39,7	55,1	54,8
LN 728-3	6,6	8,8	7,7
LN 729	68,8	82,2	88,8

Anexo 9: Resultado contingencia LN 720, tensiones [%] en barras

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]		Demanda Media [15:00:00]		Demanda Alta [22:00:00]	
Nodo	U [kV]	U [%]	U [kV]	U [%]	U [kV]	U [%]
B1-MALAMBO	108,3	98,5	108,3	98,4	106,1	97,0
B1-TERMOFLORES 2	112,0	101,8	109,6	99,6	110,6	100,5
B2-MALAMBO	113,6	103,2	112,0	101,8	112,2	102,0
B2-TEBSA	114,4	104,0	113,2	102,9	113,2	102,9
B2-TERMOFLORES 1	112,3	102,1	110,2	100,2	111,0	101,0
B2-VTE	113,9	103,5	112,4	102,2	112,5	102,2
BARANOA	108,5	98,5	108,5	98,4	106,3	97,0
B-CONCRECEM	113,6	103,2	112,0	101,8	112,2	102,0
B-SBL	109,2	99,2	107,2	97,4	107,0	97,3
B-UNI	113,6	103,3	112,1	101,9	112,2	102,0
CENTRO	111,8	101,6	109,2	99,3	110,2	100,2
CORDIALIDAD	112,5	102,3	110,4	100,4	111,0	100,9
EL RIO	114,0	103,6	112,1	101,9	112,5	102,3
LAS FLORES	112,2	102,0	110,1	100,1	110,9	100,9
OASIS	111,9	101,8	109,4	99,5	110,4	100,4
SALAMINA	108,4	98,5	106,2	96,5	105,8	96,2
SILENCIO	111,8	101,7	109,3	99,4	110,3	100,3
VTE DE JULIO	113,8	103,4	112,3	102,1	112,4	102,2

Anexo 10: Resultado contingencia LN 720, cargabilidad en las líneas

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**
LN 701	57,3	72,8	67,6
LN 702	28,4	35,9	45,3
LN 703	25,3	43,5	29,5
LN 704	42,8	67,8	54,0
LN 705	50,3	65,5	72,7
LN 706	34,3	57,3	47,5
LN 707	55,4	74,6	72,4
LN 708	46,3	64,2	62,9
LN 709	18,7	28,3	18,3
LN 720	0,0	0,0	0,0
LN 721	39,6	52,7	50,6
LN 722	49,7	47,1	58,8
LN 723	37,0	41,9	45,9
LN 724	12,3	27,0	18,7
LN 725	47,5	73,1	67,2
LN 728-1	40,0	55,8	55,7
LN 728-2	39,3	54,5	53,3
LN 728-3	6,6	8,8	7,8
LN 729	68,8	87,2	93,9

Anexo 11: Resultado contingencia LN 722, tensiones [%] en barras

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]		Demanda Media [15:00:00]		Demanda Alta [22:00:00]	
Nodo	U [kV]	U [%]	U [kV]	U [%]	U [kV]	U [%]
B1-MALAMBO	108,3	98,5	108,3	98,4	106,1	97,0
B1-TERMOFLORES 2	112,2	102,0	110,8	100,7	111,6	101,5
B2-MALAMBO	113,0	102,7	112,6	102,3	112,7	102,5
B2-TEBSA	113,8	103,5	113,7	103,3	113,7	103,3
B2-TERMOFLORES 1	112,2	102,0	111,1	101,0	111,9	101,7
B2-VTE	113,3	103,0	112,9	102,7	113,0	102,7
BARANOA	108,5	98,5	108,5	98,4	106,3	97,0
B-CONCRECEM	113,0	102,7	112,6	102,3	112,7	102,5
B-SBL	109,2	99,2	107,2	97,4	107,0	97,3
B-UNI	113,0	102,7	112,6	102,3	112,7	102,4
CENTRO	111,5	101,4	110,0	100,0	110,8	100,7
CORDIALIDAD	112,1	101,9	111,1	101,0	111,6	101,4
EL RIO	112,7	102,4	111,6	101,4	112,2	102,0
LAS FLORES	112,2	102,0	111,0	100,9	111,8	101,6
OASIS	112,1	101,9	110,7	100,7	111,6	101,5
SALAMINA	108,4	98,5	106,2	96,5	105,8	96,2
SILENCIO	111,5	101,4	110,1	100,1	110,8	100,7
VTE DE JULIO	113,2	102,9	112,8	102,6	112,9	102,6

Anexo 12: Resultado contingencia LN 722, cargabilidad en las líneas

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LN 701	53,3	69,7	62,3
LN 702	28,4	35,9	45,3
LN 703	25,0	44,4	33,4
LN 704	44,9	69,5	59,6
LN 705	50,3	65,5	72,7
LN 706	34,4	67,7	47,5
LN 707	55,7	75,3	72,4
LN 708	48,2	65,3	66,4
LN 709	14,2	28,4	20,0
LN 720	21,6	26,6	23,1
LN 721	40,1	49,4	46,4
LN 722	0,0	0,0	0,0
LN 723	102,6	121,4	129,7
LN 724	17,0	14,2	19,2
LN 725	49,6	75,0	69,3
LN 728-1	41,7	56,8	59,0
LN 728-2	40,9	55,4	56,2
LN 728-3	6,7	8,8	7,7
LN 729	68,8	87,2	93,9

Anexo 13: Resultado contingencia LN 723, tensiones [%] en barras

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]		Demanda Media [15:00:00]		Demanda Alta [22:00:00]	
Nodo	U [kV]	U [%]	U [kV]	U [%]	U [kV]	U [%]
B1-MALAMBO	108,3	98,5	108,3	98,4	106,1	97,0
B1-TERMOFLORES 2	112,2	102,0	110,6	100,6	111,4	101,3
B2-MALAMBO	113,2	102,9	112,6	102,4	112,8	102,6
B2-TEBSA	114,0	103,6	113,7	103,4	113,7	103,4
B2-TERMOFLORES 1	112,4	102,2	111,0	100,9	111,7	101,6
B2-VTE	113,5	103,2	113,0	102,7	113,1	102,8
BARANOA	108,5	98,5	108,5	98,4	106,3	97,0
B-CONCRECEM	113,2	102,9	112,6	102,4	112,8	102,6
B-SBL	109,2	99,2	107,2	97,4	107,0	97,3
B-UNI	113,2	102,9	112,6	102,4	112,7	102,5
CENTRO	111,8	101,6	110,1	100,1	110,9	100,9
CORDIALIDAD	112,4	102,2	111,2	101,1	111,8	101,6
EL RIO	112,8	102,5	111,5	101,3	112,1	102,0
LAS FLORES	112,4	102,2	110,9	100,8	111,6	101,5
OASIS	112,2	102,0	110,5	100,5	111,4	101,3
SALAMINA	108,4	98,5	106,2	96,5	105,8	96,2
SILENCIO	111,9	101,7	110,3	100,2	111,1	101,0
VTE DE JULIO	113,4	103,1	112,9	102,6	113,0	102,7

Anexo 14: Resultado contingencia LN 723, cargabilidad en las líneas

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]	Demanda Media [15:00:00]	Demanda Alta [22:00:00]
Elemento	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**	**Cargabilidad [%]**
LN 701	57,8	71,4	65,1
LN 702	28,4	35,9	45,3
LN 703	20,7	39,8	28,0
LN 704	39,4	63,9	52,9
LN 705	50,3	65,5	72,7
LN 706	39,8	75,1	56,1
LN 707	56,1	75,9	73,1
LN 708	44,7	61,8	62,2
LN 709	13,4	24,8	16,4
LN 720	20,1	28,0	23,3
LN 721	39,1	51,8	48,1
LN 722	62,6	70,1	75,5
LN 723	0,0	0,0	0,0
LN 724	25,4	43,8	37,0
LN 725	47,9	73,1	67,0
LN 728-1	38,3	53,4	54,9
LN 728-2	38,0	52,5	52,7
LN 728-3	6,6	8,8	7,7
LN 729	68,8	87,2	88,2

Anexo 15: Resultado contingencia barra 1 oasis, tensiones [%] en barras

Demanda t [hh:mm]	Demanda Baja [7:00:00]		Demanda Media [15:00:00]		Demanda Alta [22:00:00]	
Nodo	U [kV]	U [%]	U [kV]	U [%]	U [kV]	U [%]
B1-MALAMBO	108,3	98,5	108,3	98,4	106,1	97,0
B1-TERMOFLORES 2	111,3	101,2	110,4	100,3	110,5	100,5
B2-MALAMBO	113,1	102,8	111,6	101,5	112,7	102,4
B2-TEBSA	114,1	103,7	112,8	102,6	113,7	103,4
B2-TERMOFLORES 1	112,1	101,9	111,4	101,3	111,9	101,8
B2-VTE	113,4	103,1	112,0	101,8	112,9	102,7
BARANOA	108,5	98,5	108,5	98,4	106,3	97,0
B-CONCRECEM	113,1	102,8	111,6	101,5	112,7	102,4
B-SBL	109,2	99,2	107,2	97,4	107,0	97,3
B-UNI	113,2	102,9	111,8	101,6	112,8	102,5
CENTRO	110,9	100,8	108,2	98,3	109,7	99,8
CORDIALIDAD	111,8	101,7	109,7	99,7	111,0	100,9
EL RIO	113,6	103,3	111,8	101,7	113,1	102,8
LAS FLORES	112,1	101,9	111,3	101,2	111,8	101,7
SALAMINA	108,4	98,5	106,2	96,5	105,8	96,2
SILENCIO	111,0	100,9	108,4	98,5	109,9	99,9
VTE DE JULIO	113,3	103,0	111,9	101,7	112,8	102,6
OASIS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Anexo 16: Carta de entrega y autorización del autor para la consulta, reproducción parcial o total, y publicación electrónica del texto completo de tesis y trabajos de grado

Barranquilla, 17 julio de 2015 Trabajo de grado

Yo **José David Daza Guzmán**, identificado con C.C. No. **1.123.998.328**, actuando en nombre propio y como autor de la tesis y/o trabajo de grado titulado "Análisis del desempeño en estado estable y transitorio del sistema de transmisión regional del departamento del atlántico" aprobado en el año 2015 como requisito para optar al título de Ingeniero Eléctrico; hago entrega del ejemplar respectivo y de sus anexos de ser el caso, en formato digital o electrónico (DVD) y autorizo a la UNIVERSIDAD DE LA COSTA, CUC, para que en los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia, utilice y use en todas sus formas, los derechos patrimoniales de reproducción, comunicación pública, transformación y distribución (alquiler, préstamo público e importación) que me corresponden como creador de la obra objeto del presente documento.

Y autorizo a la Unidad de información, para que con fines académicos, muestre al mundo la producción intelectual de la Universidad de la Costa, CUC, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en la página Web de la Facultad, de la Unidad de información, en el repositorio institucional y en las redes de información del país y del exterior, con las cuales tenga convenio la institución y Permita la consulta, la reproducción, a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato DVD o digital desde Internet, Intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer.

El AUTOR - ESTUDIANTES, manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y la realizó sin violar o usurpar derechos de autor de terceros, por lo tanto la obra es de su exclusiva autoría y detenta la titularidad ante la misma. PARÁGRAFO: En caso de presentarse cualquier reclamación o acción por parte de un tercero en cuanto a los derechos de autor sobre la obra en cuestión, EL ESTUDIANTE - AUTOR, asumirá toda la responsabilidad, y saldrá en defensa de los derechos aquí autorizados; para todos los efectos, la Universidad actúa como un tercero de buena fe.

Para constancia se firma el presente documento en dos (02) ejemplares del mismo valor y tenor, en Barranquilla D.E.I.P., a los 17 días del mes de julio de Dos Mil Quince 2015.

EL AUTOR - ESTUDIANTE._____

FIRMA

Anexo 17: Carta de entrega y autorización del autor para la consulta, reproducción parcial o total, y publicación electrónica del texto completo de tesis y trabajos de grado

Barranquilla, 17 julio de 2015 Trabajo de grado

Yo **Juan Carlos Rueda López**, identificado con C.C. No. **1.045.672.402**, actuando en nombre propio y como autor de la tesis y/o trabajo de grado titulado "Análisis del desempeño en estado estable y transitorio del sistema de transmisión regional del departamento del atlántico" aprobado en el año 2015 como requisito para optar al título de Ingeniero Eléctrico; hago entrega del ejemplar respectivo y de sus anexos de ser el caso, en formato digital o electrónico (DVD) y autorizo a la UNIVERSIDAD DE LA COSTA, CUC, para que en los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia, utilice y use en todas sus formas, los derechos patrimoniales de reproducción, comunicación pública, transformación y distribución (alquiler, préstamo público e importación) que me corresponden como creador de la obra objeto del presente documento.

Y autorizo a la Unidad de información, para que con fines académicos, muestre al mundo la producción intelectual de la Universidad de la Costa, CUC, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en la página Web de la Facultad, de la Unidad de información, en el repositorio institucional y en las redes de información del país y del exterior, con las cuales tenga convenio la institución y Permita la consulta, la reproducción, a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato DVD o digital desde Internet, Intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer.

El AUTOR - ESTUDIANTES, manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y la realizó sin violar o usurpar derechos de autor de terceros, por lo tanto la obra es de su exclusiva autoría y detenta la titularidad ante la misma. PARÁGRAFO: En caso de presentarse cualquier reclamación o acción por parte de un tercero en cuanto a los derechos de autor sobre la obra en cuestión, EL ESTUDIANTE - AUTOR, asumirá toda la responsabilidad, y saldrá en defensa de los derechos aquí autorizados; para todos los efectos, la Universidad actúa como un tercero de buena fe.

Para constancia se firma el presente documento en dos (02) ejemplares del mismo valor y tenor, en Barranquilla D.E.I.P., a los 17 días del mes de julio de Dos Mil Quince 2015.

EL AUTOR - ESTUDIANTE._____

FIRMA

Anexo 18: Formulario de la descripción de la tesis de grado

TÍTULO COMPLETO DE LA TESIS O TRABAJO DE GRADO:

ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO EN ESTADO ESTABLE Y TRANSITORIO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL DEL DEPARTAMENTO DEL ATLÁNTICO

AUTOR AUTORES

Apellidos completos	**Nombres completos**
Daza Guzmán	José David
Rueda López	Juan Carlos

DIRECTOR (ES)

Apellidos completos	**Nombres completos**
Silva Ortega	Jorge Iván

JURADO (S)

Apellidos completos	**Nombres completos**
Sousa Santos Quintero Duran	Vladimir Michell

ASESOR (ES) O CODIRECTOR

Apellidos completos	**Nombres completos**
Noriega Angarita	Eliana

TRABAJO PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO ELÉCTRICO

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA: Pregrado

NOMBRE DEL PROGRAMA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

Anexo 19: Material anexo

CIUDAD: Barranquilla

AÑO DE PRESENTACIÓN DEL TRABAJO DE GRADO: 2015

NÚMERO DE PÁGINAS: 169

TIPO DE ILUSTRACIONES:

Ilustraciones	[ ]	Planos	[ ]
Láminas	[ ]	Mapas	[ ]
Retratos	[ ]	Fotografía	[ ]

Tablas, gráficos y diagramas [X]

MATERIAL ANEXO (Vídeo, audio, multimedia o producción electrónica):

Duración del audiovisual: _____ minutos.

Número de casetes de vídeo: _____ Formato: VHS___ Beta Max___ ¾___ Beta Cam____

Mini DV ____ DV Cam ____ DVC Pro ____ Video 8 ____ Hi 8 ____

Otro. ¿Cuál? _____

Sistema: Americano NTSC _____ Europeo PAL _____ SECAM _____

Número de casetes de audio: _____

Número de archivos dentro del DVD (En caso de incluirse un DVD diferente al trabajo de grado):

_____

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o tener una mención especial):

_____

DESCRIPTORES O PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS: Son los términos que definen los temas que identifican el contenido. (En caso de duda para designar estos descriptores, se recomienda consultar con la Unidad de Procesos Técnicos de la Unidad de información en el correo biblioteca@cuc.edu.co, donde se les orientará).

ESPAÑOL	INGLÉS
Confiabilidad; Criterio N-1; Flujo de carga; Cortocircuito.	Reliability; Criterion N-1; Load flow; Short-circuit.

RESUMEN DEL CONTENIDO EN ESPAÑOL E INGLÉS:(Máximo 250 palabras-1530 caracteres):

RESUMEN

El presente proyecto es una evaluación del sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico, en estado normal de operación, para determinar si la red está en capacidad de soportar las condiciones actuales de demanda de energía requerida en la zona, mediante la utilización del software Neplan, permitiendo analizar el comportamiento de la red en estado estable y transitorio.

Se presentan los fundamentos teóricos y la metodología, para los estudios de flujo de carga, cortocircuito y análisis de confiabilidad aplicando el criterio N-1. Realizando una base de datos de la información que requiere el software Neplan, para la modelación y simulación del sistema de transmisión regional.

Finalmente se propone una serie de alternativas en la topología de la red del sistema de transmisión regional, en busca de mejorar la confiabilidad de la red, mejorando la calidad, seguridad y suficiencia en el suministro de energía eléctrica.

ABSTRACT

The present project is an evaluation of the regional transmission system of the department of the Atlantic, in the normal operation state, to determine if the network is in aptitude to support the current conditions of energy demand needed in the area, by means of the use of the software Neplan, allowing to analyze the behavior of the network in the stable and transitory state.

The theoretical essentials and the methodology appear, for the studies of load flow, short-circuit and analysis of reliability applying the criterion N-1. Realizing a database of the information that needs the software Neplan, for the modeling and simulation of the regional transmission system.

Finally there are proposed some alternatives in the topology of the network of the regional transmission system, in search of improving the reliability of the network, improving the quality, safety and sufficiency in the electric power supply.