

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“DISEÑO DE LOS ESQUEMAS DE BOTE DE CARGA EN LA RED
ELÉCTRICA DE LOS ESTADOS ANZOÁTEGUI Y SUCRE CON LA
INCORPORACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 230 KV
GUANTA II – CASANAY”**

Presentado por:

ÁNGEL LUIS PATIÑO GONZÁLEZ

C.I.: 17.445.650

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente
como requisito parcial para optar al título de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Puerto la Cruz, Junio de 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“DISEÑO DE LOS ESQUEMAS DE BOTE DE CARGA EN LA RED
ELÉCTRICA DE LOS ESTADOS ANZOÁTEGUI Y SUCRE CON LA
INCORPORACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 230 KV
GUANTA II – CASANAY”**

Br. Ángel L. Patiño G.

Prof. Melquíades Bermúdez
ASESOR ACADEMICO

Ing. Elbis Requena
ASESOR INDUSTRIAL

Puerto la Cruz, Junio de 2010

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**“DISEÑO DE LOS ESQUEMAS DE BOTE DE CARGA EN LA RED
ELÉCTRICA DE LOS ESTADOS ANZOÁTEGUI Y SUCRE CON LA
INCORPORACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 230 KV
GUANTA II – CASANAY”**

Prof. Melquíades Bermúdez
ASESOR ACADEMICO

Prof. Hernán Parra
JURADO PRINCIPAL

Prof. Daniel Velásquez
JURADO PRINCIPAL

Puerto la Cruz, Junio de 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado:

“Los trabajos de grado son exclusiva propiedad de la universidad de oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, el cual participará al consejo universitario”.

DEDICATORIA

Este trabajo de grado está dedicado especialmente a mis padres, familiares y amigos, que con su amor, apoyo y alegría, sirvieron de inspiración para lograr esta meta.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a Dios, porque hiciste realidad este sueño.

MAMÁ y PAPÁ, no me equivoco si digo que son los mejores padres del mundo, gracias por todo su esfuerzo, apoyo y confianza que depositaron en mí. Gracias porque siempre estuvieron a mi lado. Perdónenme todo lo malo.
Los Quiero Mucho

A mis hermanos, por ser como son y por saber que puedo contar con ustedes siempre. También los Quiero un montón.

A mi sobrino y futuro sobrino, se que los dos serán la alegría, luz y a veces momentos estrés en la casa. Los Quiero

A Linoska por compartir todo tu amor conmigo y por vivir bonitos momentos a lo largo de nuestra carrera, eres alguien especial. Te quiero

A todos mis amigos, sin excepción son los mejores amigos del mundo, no los específicos porque a lo mejor se me puede pasar algún nombre y todos son especiales. Gracias por compartir muchas alegrías y tristezas. Se les quiere a todos.

A todo el personal del Despacho, especialmente a mi padre y al Tec. Simón Luna, Gracias por su ayuda.

A la Universidad de Oriente, a los profesores del Departamento de Electricidad, gracias por sus conocimientos, especialmente al Prof. Melquíades Bermúdez por su asesoramiento, de verdad muchas gracias.

RESUMEN

Este trabajo de grado está orientado hacia la evaluación del comportamiento del Sistema de Potencia Eléctrico de los Estados Anzoátegui y Sucre, perteneciente a la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAPE), usando como alternativa la acción del Bote de Carga ante contingencias dobles que puedan presentarse en la Red Troncal de Transmisión Oriental (RTTO) a 230 kV, ocasionando que algunos componentes o equipos del sistema queden fuera de servicio, estos equipos pueden ser líneas de transmisión y autotransformadores de potencia, cuya salida pueden perturbar la estabilidad, confiabilidad, calidad o continuidad del servicio eléctrico. La acción de bote de carga en el sistema tiene como finalidad evitar un colapso del Sistema, ya que en condiciones normales de operación en máxima demanda presenta bajos perfiles de tensión y sobrecargas en los autotransformadores, estas acciones son de gran utilidad para la Unidad de Despacho de Carga Oriental de CADAPE, al momento de tener la necesidad de realizar operaciones rápidas en la red de los estados Anzoátegui y Sucre para restablecer el sistema ante la presencia de una contingencia. Para el desarrollo de este proyecto se utilizó el Software con el que cuenta la empresa, llamado DIGSILENT PowerFactory 13.2, el cual es una herramienta importante para las simulaciones de flujo de carga para el sistema en estudio.

INDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
RESUMEN	vii
INDICE GENERAL	viii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	17
1.1 C.A.D.A.F.E.: Antecedentes	17
1.2 Características de la Empresa	20
1.2.1 Naturaleza.....	21
1.2.2 Objetivos	21
1.2.3 Misión	21
1.2.4 Valores	21
1.3 Corporación Eléctrica Nacional	22
1.3.1 Visión	23
1.3.2 Misión	23
1.3.3 Valores.....	23
1.4 Actualidad de CADAFE	24
1.5 Nueva Estructura Organizativa de CADAFE	25
1.6 Despacho de Carga Oriental.....	26
1.6.1 Definición.	26
1.6.2 Actividades.....	26
1.7 Sistema Interconectado Nacional.....	29
1.8 Transición de Opsis al Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico - CNG	31
1.9 Planteamiento del Problema.....	32

1.10	Objetivos	35
1.10.1	Objetivo General	35
1.10.2	Objetivos Específicos.....	35
CAPÍTULO II		
MARCO TEÓRICO		36
2.1	Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)	36
2.1.1	Sistema de Generación.....	40
2.1.2	Sistema de Transmisión.	42
2.1.3	Subestaciones de Distribución	43
2.2	Subestaciones Eléctricas.....	45
2.2.1	Clasificación de las Subestaciones Eléctricas.....	46
2.3	Subestaciones Normalizadas por CADAPE	48
2.4	Esquema de Barra de las Subestaciones Normalizadas Por CADAPE50	
2.5	Líneas de Transmisión.....	51
2.5.1	Parámetros de una Línea de Transmisión.....	52
2.6	Transformadores	56
2.6.1	Transformador de Potencial.	57
2.6.2	Transformadores Trifásicos.....	58
2.6.3	Autotransformadores	58
2.6.4	Transformadores con Cambiador de tomas (TAPS).....	59
2.7	Razones para la Interconexión de los Sistemas Eléctricos de Potencia 60	
2.8	Flujo de Carga	61
2.8.1	Aplicaciones de los estudios de Flujo de Carga	62
2.8.2	Métodos de Solución al Problema de Flujo de Carga	64
2.9	Estabilidad del Sistema.....	69
2.9.1	Límite de Estabilidad	72
CAPÍTULO III		
SISTEMA ELÉCTRICO DE CADAPE ORIENTE		74

3.1	Descripción del Sistema Eléctrico Oriental.....	74
3.1.1	Subestaciones del Sistema.....	75
3.1.2	Líneas de Transmisión del Sistema.	77
3.1.3	Autotransformadores del Sistema.....	77
3.1.4	Cargas Asociadas al Sistema.	79
3.2	Condición Actual del Sistema de Transmisión de C.A.D.A.F.E. Oriente 79	
3.2.1	Premisas a Considerar para la Evaluación del Sistema de Transmisión C.A.D.A.F.E. Oriente	79
3.2.2	Flujo de Potencia de la Red Troncal de Transmisión a 230 kV ..	80
3.3	Condición Actual del Sistema de Transmisión del estado Sucre	85
3.3.1	Características del Sistema Eléctrico del Estado Sucre.....	85
3.3.2	Líneas de Transmisión del Sistema Eléctrico de Sucre.....	86
3.3.3	Autotransformadores del Sistema.....	87
3.3.4	Flujo de Carga del Sistema Eléctrico del Estado Sucre.	87
3.4	Condición Actual del Sistema de Transmisión del Estado Anzoátegui 91	
3.4.1	Características del Sistema Eléctrico del Estado Anzoátegui ...	91
3.4.2	Líneas de Transmisión Eléctrica del Estado Anzoátegui.	93
3.4.3	Autotransformadores del Sistema Eléctrico del Estado Anzoátegui.....	94
3.4.4	Flujo de Carga del Sistema Eléctrico del Estado Anzoátegui ...	95

CAPÍTULO IV

	ANÁLISIS Y RESULTADOS DE CONTINGENCIAS.....	103
4.1	Consideraciones.....	103
4.2	Contingencias a Estudiar	104
4.3	Resultados y Análisis de los casos de Contingencias.	105

CAPÍTULO V

	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	139
5.1	Conclusiones	139

5.2 Recomendaciones.....	141
BIBLIOGRAFÍA	143
ANEXO A	145
ANEXO B.....	195
ANEXO C	200
ANEXO D	212

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. <i>Subestaciones del Sistema por Estados</i>	76
Tabla 3.2. <i>Líneas de Transmisión RTTO 230 kV</i>	77
Tabla 3.3 <i>Características de los Autotransformadores del Sistema Oriental</i>	78
Tabla 3.4 <i>Subestaciones Ubicadas en el Estado Sucre</i>	85
Tabla 3.5. <i>Parámetros de las Líneas de Transmisión del Estado Sucre 230 kV</i>	86
Tabla 3.6. <i>Parámetros de las Líneas de Transmisión del Estado Sucre 115 kV</i>	86
Tabla 3.7. <i>Subestaciones del Estado Anzoátegui (Zona Sur)</i>	91
Tabla 3.8. <i>Subestaciones del Estado Anzoátegui (Zona Norte)</i>	92
Tabla 3.9. <i>Capacidad Instalada en MVA del estado Anzoátegui</i>	92
Tabla 3.10. <i>Características de las Líneas de Transmisión de la Zona Sur del Estado Anzoátegui</i>	93
Tabla 3.11 <i>Características de las Líneas de Transmisión de la Zona Norte del Estado Anzoátegui</i>	94
Tabla 4.1. <i>Descripción de las Contingencias a Analizar en el Sistema</i>	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Nueva Regionalización de C.A.D.A.F.E	20
Figura 1.2. Organigrama de CADAPE	25
Figura 1.3. Estructura Organizativa del Despacho de Carga Oriente	28
Figura. 1.4. Ubicación Geográfica del Despacho de Carga Oriental.....	29
Figura 1.5. Sistema Interconectado Nacional (S.I.N).....	30
Figura 2.1. Diagrama Unifilar de una Subestación Elevadora	46
Figura 2.2. Diagrama Unifilar de una Subestación Reductora	46
Figura 2.3. Diagrama Unifilar de una Subestación de Enlace.....	47
Figura 2.4. Diagrama Unifilar de una Subestación en Anillo.....	47
Figura 2.5. Diagrama Unifilar de una Subestación Radial	47
Figura 2.6. Diagrama Unifilar de una Subestación.....	48
Figura 2.7. Modelo Simplificado del Transformador.....	57
Figura 2.8. El Autotransformador.....	59
Figura 3.1. Situación Actual de las Líneas y Autotransformadores del Sistema	75
Figura 3.2. Perfiles de Voltaje de las Subestaciones de la RTTO.....	81
Figura 3.3. Perfiles de Voltaje de las Subestaciones de la RTTO (Valores p.u.).....	82
Figura 3.4. Nivel de carga de los Autotransformadores de la RTTO.....	83
Figura 3.5. Nivel de carga de las líneas de la RTTO	84
Figura 3.6. Perfiles de Voltaje de las Subestaciones del Estado Sucre (kV)	88
Figura 3.7. Perfiles de Voltaje de las Subestaciones del Estado Sucre (p.u.)	88
Figura 3.8. Nivel de Carga de los Autotransformadores del Estado Sucre. ...	89
Figura 3.9. Nivel de Carga de las Líneas de las SS/EE del estado Sucre	90

Figura 3.10. Perfiles de Voltaje de las SS/EE de la Zona Sur de Anzoátegui (kV)	96
Figura 3.11. Nivel de Voltaje de las SS/EE de la Zona Sur de Anzoátegui (p.u.)	96
Figura 3.12. Nivel de Carga de los Autotransformadores del Sur de Anzoátegui.....	97
Figura 3.13. Niveles de Carga de las Líneas de transmisión del Sur de Anzoátegui.....	98
Figura 3.14. Niveles de Voltaje de las SS/EE del Norte de Anzoátegui (kV)	100
Figura 3.15. Niveles de Voltaje de las SS/EE del Sur de Anzoátegui (p.u.)	100
Figura 3.16. Niveles de Carga de los Autotransformadores del Norte de Anzoátegui.....	101
Figura 3.17. Nivel de Carga de las Líneas de transmisión del Norte de Anzoátegui.....	102
Figura 4.1. Gráfica de Resultados de la contingencia para el Caso N° 1 (kV)	107
Figura 4.2. Gráfica de Resultados de la contingencia para el Caso N° 1 (p.u.)	108
Figura 4.3. Evento simulado de la Contingencia (Caso N° 1)	109
Figura 4.4. Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 1 (kV)	110
Figura 4.5. Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 1 (p.u.)	111
Figura 4.6. Gráfica a detalle del resultado de Bote de Carga para el Caso N° 1.....	111
Figura 4.7. Gráfica de los Resultados del caso N° 2 en el Sistema (kV). ...	114
Figura 4.8. Gráfica de los Resultados del caso N° 2 en el Sistema (p.u.)...	114
Figura 4.9. Evento simulado de la Contingencia (Caso N° 2)	115

Figura 4.10. Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 2 (kV)	116
Figura 4.11. Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 2 (p.u.)	117
Figura 4.12. Gráfica a Detalle del Resultado de Bote de Carga para el Caso N° 2.	118
Figura 4.13. Resultados del Sistema ante la Contingencia del Caso N° 3 (kV)	120
Figura 4.14. Resultados del Sistema ante la Contingencia del Caso N° 3 (p.u.)	120
Figura 4.15. Evento simulado de la Contingencia (Caso N° 3)	121
Figura 4.16. Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 3 (kV)	122
Figura 4.17. Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 3 (p.u.)	123
Figura 4.18. Gráfica a detalle del resultado de Bote de Carga para el Caso N° 3.	124
Figura 4.19. Resultados del Sistema ante la Contingencia del Caso N° 4 (kV)	126
Figura 4.20. Resultados del Sistema ante la Contingencia del Caso N° 4 (p.u.)	127
Figura 4.21. Evento simulado de la Contingencia (Caso N° 4)	128
Figura 4.22. Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 4 (kV)	129
Figura 4.23. Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 4 (p.u.)	130
Figura 4.24. Gráfica a detalle del resultado de Bote de Carga para el Caso N° 4.	131

Figura 4.25. Resultados del Sistema ante la Contingencia del Caso N° 5 (kV)	133
Figura 4.26. Resultados del Sistema ante la Contingencia del Caso N° 5 (p.u.)	133
Figura 4.27. Evento simulado de la Contingencia (Caso N° 5)	135
Figura 4.28. Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 5 (kV)	136
Figura 4.29. Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 5 (p.u.)	136
Figura 4.30. Gráfica a detalle del resultado de Bote de Carga para el Caso N° 5.....	137

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 C.A.D.A.F.E.: Antecedentes

La Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE) es una empresa eléctrica estatal venezolana encargada de la generación, transmisión y distribución del servicio eléctrico.

La empresa fue fundada en 1958 con el fin de optimizar la administración y la operación de las empresas de electricidad dependientes del Estado Venezolano que estaban repartidas en todo el país.

Las operaciones de CADAFE se concentran en la zona occidental, central, oriental y sur de ese país. Para 2005 contaba con 2.534.333 clientes siendo la empresa eléctrica con mayor número de usuarios de Venezuela. Actualmente suministra el servicio de electricidad a más de tres millones de usuarios, atendiendo hoy en día a más del 80 por ciento del territorio nacional.

En 1968 CADAFE y la Electricidad de Caracas (EDC) firman un acuerdo de interconexión eléctrica creando para ello la *Oficina de Operación del Sistema Interconectado (OPSIS)* con el fin de organizar la venta de energía eléctrica de CADAFE a la EDC, luego se sumarían al acuerdo EDELCA y ENELVEN

En 1990 CADAFE inicia el proceso de descentralización de la compañía, creando para ello cinco filiales, el 26 de octubre de ese año inicia operaciones la *Compañía Anónima de Electricidad de los Andes (CADELA)*, concentrada en Barinas, Mérida, Táchira y Trujillo. Luego a partir de 1991 surgen *Electricidad del Centro (ELECENTRO)* el 22 de febrero, para Amazonas, Apure, Aragua, Guárico y Miranda; el 8 de marzo es creada la *Electricidad de Oriente (ELEORIENTE)*, encargada de los estados Anzoátegui, Bolívar y Sucre y el 3 de mayo es establecida la *Electricidad de Occidente (ELEOCCIDENTE)*, en Carabobo, Cojedes, Falcón y Portuguesa; así como *Desarrollo del Uribante Caparo (DESURCA)* cuyo fin era culminar las obras del complejo hidroeléctrico del mismo nombre.

En 1997 *ELEORIENTE* privatizó su participación en Nueva Esparta y se creó la empresa privada *Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta (SENECA)*. Por último se crearía en 1998 el *Sistema Eléctrico de los estados Monagas y Delta Amacuro (SEMDA)* que pertenecía en un principio a *ELEORIENTE* y cuyo objetivo era privatizar la empresa, pero no se efectuó la operación.

En el mes de septiembre de 2005, la asamblea de accionistas de CADAFE acordó unificar la dirección funcional, administrativa y operativa de los entes de la Corporación, mediante la sustitución de los presidentes y juntas directivas de las filiales por el Presidente y Junta Directiva de CADAFE.

En esa dirección, el Ejecutivo Nacional aprobó un Decreto que ordenó la fusión de CADAFE con sus filiales y dejó sin efecto el Decreto que disponía la privatización del Sistema Eléctrico de Monagas y Delta Amacuro.

En 2007 CADAFE se convirtió en una filial de la Corporación Eléctrica Nacional, empresa estatal creada ese año con el fin de agrupar todas las empresas eléctricas del país

Al reunificarse CADAFE, se crearon nueve regiones para atender el servicio en todo el país, bajo un esquema de mayor flexibilidad operativa, desconcentración de su funcionamiento operativo y un control más eficiente:

- **Región 1:** Su área de cobertura geográfica comprende los estados Anzoátegui y Sucre con una superficie de 55.100 Km², tiene su sede en Cumaná.

- **Región 2:** Fue creada en Octubre de 1998, cubre un área geográfica de 69.100 Km², en los estados Monagas y Delta Amacuro, su sede está ubicada en Maturín.

- **Región 3:** Es responsable de suministrar y comercializar la energía eléctrica en los estados Guárico y Apure los cuales tienen una superficie conjunta de 141.486 Km², tienen su sede en San Fernando de Apure.

- **Región 4:** Cubre el área geográfica de 14.964 Km², en los estados Aragua y Miranda. Su sede se ubica en Maracay.

- **Región 5:** Esta región comprende los estados Barinas, Portuguesa y Cojedes con una superficie de 65.200 Km², su sede está en Acarigua.
- **Región 6:** Esta región comprende los estados Carabobo y Yaracuy con una superficie de 11.750 Km²

- **Región 7:** Esta región comprende los estados Táchira, Trujillo y Mérida con una superficie de 29.800 Km², tiene su sede en San Cristóbal.
- **Región 8:** Esta región comprende los estados Bolívar y Amazonas con una superficie de 418.145 Km².
- **Región 9:** Esta región comprende el estado Falcón con una superficie de 24.800 Km².^(*)



Figura 1.1. Nueva Regionalización de C.A.D.A.F.E
 Fuente: http://www.soberania.org/Articulos/articulo_2327.htm

1.2 Características de la Empresa

^(*)Fuente: <http://www.cadafe.com.ve/ns/default.asp>

1.2.1 Naturaleza

A mediano plazo, CADAFE será una empresa nueva de carácter corporativo, no burocrática, organizada tanto funcionalmente como por proyectos y de fácil adaptación a los cambios, dirigida fundamentalmente a prestar un servicio eléctrico integral y eficiente, de calidad comparable a las mejores empresas del sector eléctrico, tanto nacional como internacional, con personal y tecnologías excelentes y financieramente sólida.

1.2.2 Objetivos

El objetivo de CADAFE es prestar un servicio eléctrico integral, de calidad, técnicamente confiable, a precio que permitan cubrir los costos operativos y efectuar las inversiones requeridas para el mantenimiento, mejoramiento y ampliación rentable del sistema, estimulando el desarrollo del país y mejorando la calidad de vida de la población.

1.2.3 Misión

Generar, Transmitir, Distribuir y vender energía eléctrica, en forma efectiva y rentable, para sustituir y promover el desarrollo económico del país y para mejorar el bienestar de la población asociada al uso del servicio eléctrico.

1.2.4 Valores

Los valores de la empresa son: integridad, responsabilidad, el orgullo por la empresa, la honestidad, la mística, la lealtad y la experiencia. Estos

valores están presentes en cada trabajador y con estos se crea un compromiso directo con la empresa, con el desarrollo, con la gente, hacer óptimo el trabajo y así hacer crecer a Venezuela.

1.3 Corporación Eléctrica Nacional

La Corporación Eléctrica Nacional, creada por el Gobierno, mediante decreto presidencial N° 5.330, en julio de 2007. Es la encargada de la realización de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica, la misma tiene un plazo de tres años para fusionar a CADAFE, EDELCA, ENELVEN, ENELCO, ENELBAR, SENECA Y ENAGEN (creada en noviembre de 2006), en una persona jurídica única.

El Estado adquirió las compañías de La Electricidad de Caracas (ELECAR), Yaracuy (CALEY), Valencia (ELEVAL), Puerto Cabello (CALIFE) y Ciudad Bolívar (ELEBOL), así como el Sistema Eléctrico de Nueva Esparta (SENECA) y TURBOVEN.

A partir del primero de enero del 2008, las compañías se fusionaron en seis: ELECAR, CADAFE, EDELCA, ENELVEN, ENELBAR Y ENAGEN. En 2009 se convirtieron en las operadoras de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

El General Hipólito Izquierdo García, asumió la presidencia de la Corporación Eléctrica Nacional, ente que integra a todas las empresas del sector eléctrico, de acuerdo a una decisión de la asamblea extraordinaria de

accionistas dirigida por el Ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

1.3.1 Visión

“Ser una empresa estratégica posicionada en la prestación del servicio de energía eléctrica, con tecnología de punta y un personal calificado, comprometido con el desarrollo económico y social del país, ofreciendo servicios de calidad a sus usuarios, con una gestión transparente y una sostenibilidad financiera”.

1.3.2 Misión

“Prestar un servicio público de energía eléctrica de calidad, con un personal comprometido en la gestión productiva, para satisfacer necesidades de los usuarios, hacer uso eficiente de los recursos, en una Gestión que garantice ingresos suficientes, necesarios a la sostenibilidad financiera de la organización y en concordancia con un Proyecto País expresado en políticas sociales y de desarrollo”.

1.3.3 Valores

- Ética Organizacional
- Responsabilidad por los resultados
- Orientación al usuario/vocación de servicio
- Respeto
- Apoyo Mutuo y Trabajo en Equipo
- Comunicación Efectiva

1.4 Actualidad de CADAFE

CADAFE, a finales del 2007 pasó a convertirse en Filial de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), como es sabido, el Ejecutivo Nacional a través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (Menpet) resolvió reorganizar el territorio nacional para el ejercicio de la actividad de distribución de potencia y energía eléctrica, lo cual quedó establecido en la publicación de la Resolución 190 del Menpet, en la Gaceta Oficial N° 38.785 del día 8 de octubre de 2007. A tales efectos se crean las siguientes regiones operativas:

- **Región Noroeste:** que comprende los estados Zulia, Falcón, Lara y Yaracuy.
- **Región Norcentral:** integrada por los estados Carabobo, Aragua, Miranda Vargas y Distrito Capital
- **Región Oriental:** conformada por los estados Anzoátegui, Monagas, Sucre, Nueva Esparta y Delta Amacuro.
- **Región Central:** que comprende los estados Guárico, Cojedes, Portuguesa, Barinas y Apure.
- **Región Andina:** compuesta por los estados Mérida, Trujillo y Táchira.
- **Región Sur:** integrada por los estados Bolívar y Amazonas.

Esto permitirá que cada una de las regiones tenga respuestas más rápidas a los problemas de servicio y se pueda organizar mejor el crecimiento de la infraestructura, en función de los requerimientos del servicio.

1.5 Nueva Estructura Organizativa de CADAFE

CADAFE, se encuentra estructurada organizacionalmente, según se puede observar en el organigrama anexo:

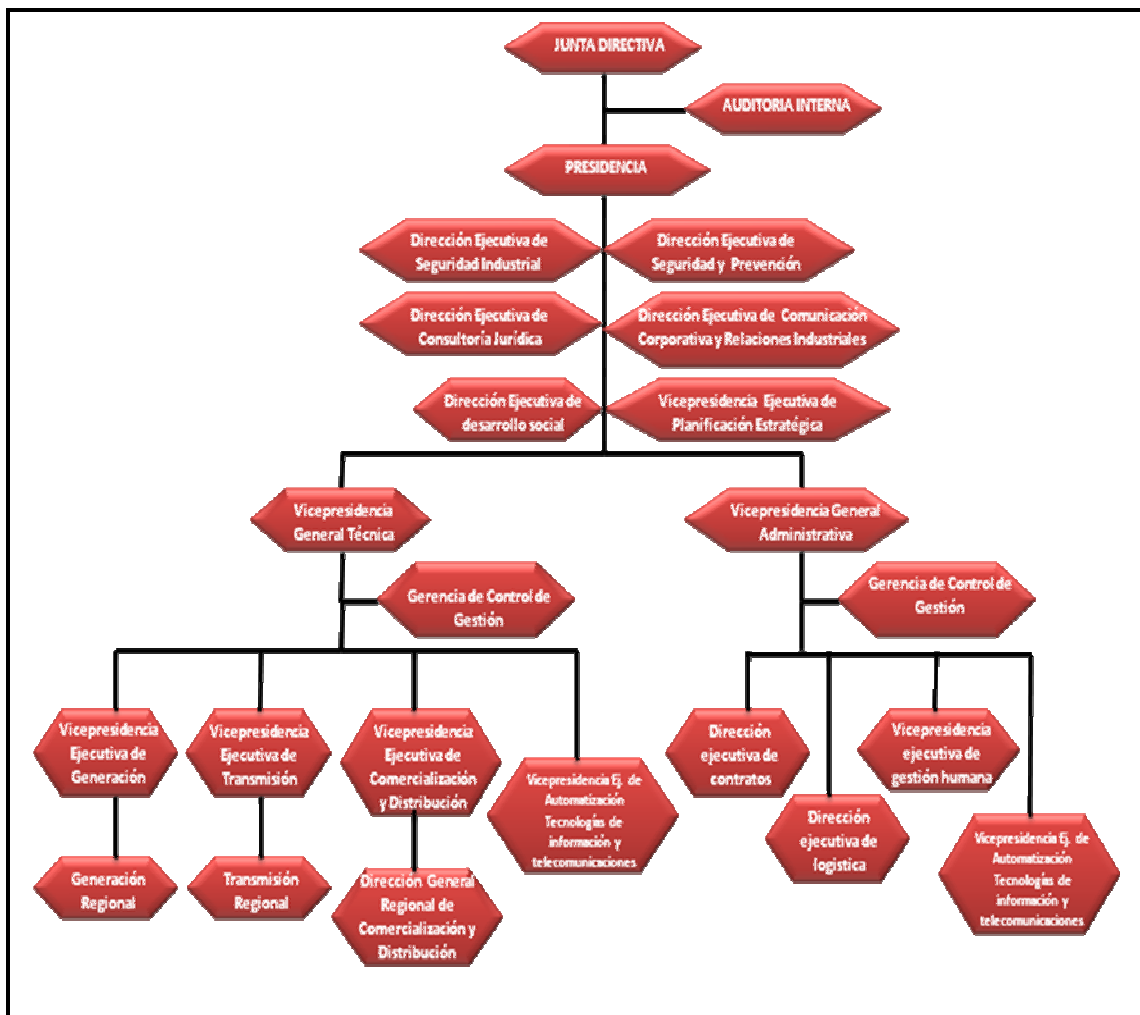


Figura 1.2. Organigrama de CADAFE
Fuente: <http://www.cadafe.com.ve/gente2.html>

1.6 Despacho de Carga Oriental.

1.6.1 Definición.

Unidad encargada de las operaciones de las subestaciones que conforman el sistema eléctrico Oriental. Estas operaciones están basadas en los criterios de estabilidad, confiabilidad y continuidad.

Organismo encargado de coordinar las actividades a realizar en cada una de las subestaciones; con el fin de evitar operaciones no deseadas que pongan en peligro la vida de las personas y la estabilidad del Sistema.

En todo sistema conformado por varias subestaciones interconectadas, debe existir un organismo que se encargue de coordinar las actividades a realizar en cada una de esas subestaciones; con el fin de evitar operaciones no deseadas que pongan en peligro la estabilidad del sistema y permita la rápida normalización del sistema cuando se presenta contingencias. De allí la importancia del despacho de carga.

1.6.2 Actividades.

1.6.2.1 Vigilar.

Constantemente, hay que vigilar el comportamiento de dicho sistema, para así, poder mantener los parámetros (carga, tensión y frecuencia) dentro de los rangos preestablecidos.

1.6.2.2 Mantener.

Un servicio eléctrico que este fuera de los rangos normales de operación es un mal servicio, es por ello; que necesitamos realizar operaciones a lo largo y ancho del sistema para normalizar los rangos y así mantener la estabilidad y confiabilidad.

1.6.2.3 Restablecer.

En todo sistema eléctrico existe falla, lo cual trae como consecuencia la alteración de los parámetros normales. El despacho esta en el deber de realizar las operaciones necesarias para restablecer la normalidad.

1.6.2.4 Coordinar.

El Sistema necesita Mantenimiento, de hecho, cada subestación tiene su programa de mantenimiento. En un sistema interconectado hay actividades que no pueden realizarse paralelamente, ya que, afectaría el sistema general, por eso, la importancia de coordinar cada una de las actividades a realizar.

1.6.2.5 Informar.

En el sistema eléctrico Oriental se involucran varias unidades como son: transmisión, generación y, además, las empresas a las cuales CADAFE vende la energía. Es de gran importancia la información entre todos y cada uno de los involucrados.

1.6.2.6 Responsabilidad Primordial.

Garantizar que la energía entregada reúna las siguientes características, para beneficio del consumidor y de la empresa:

- Continuidad del servicio las 24 horas del día.
- Calidad de Servicio, manteniendo los parámetros del sistema eléctrico de potencia dentro de las condiciones normales de operación.
- Economía de Operación, aplicando métodos y procedimientos de minimización de los costos de producción de energía.

1.6.2.7 Organigrama del Despacho de Carga

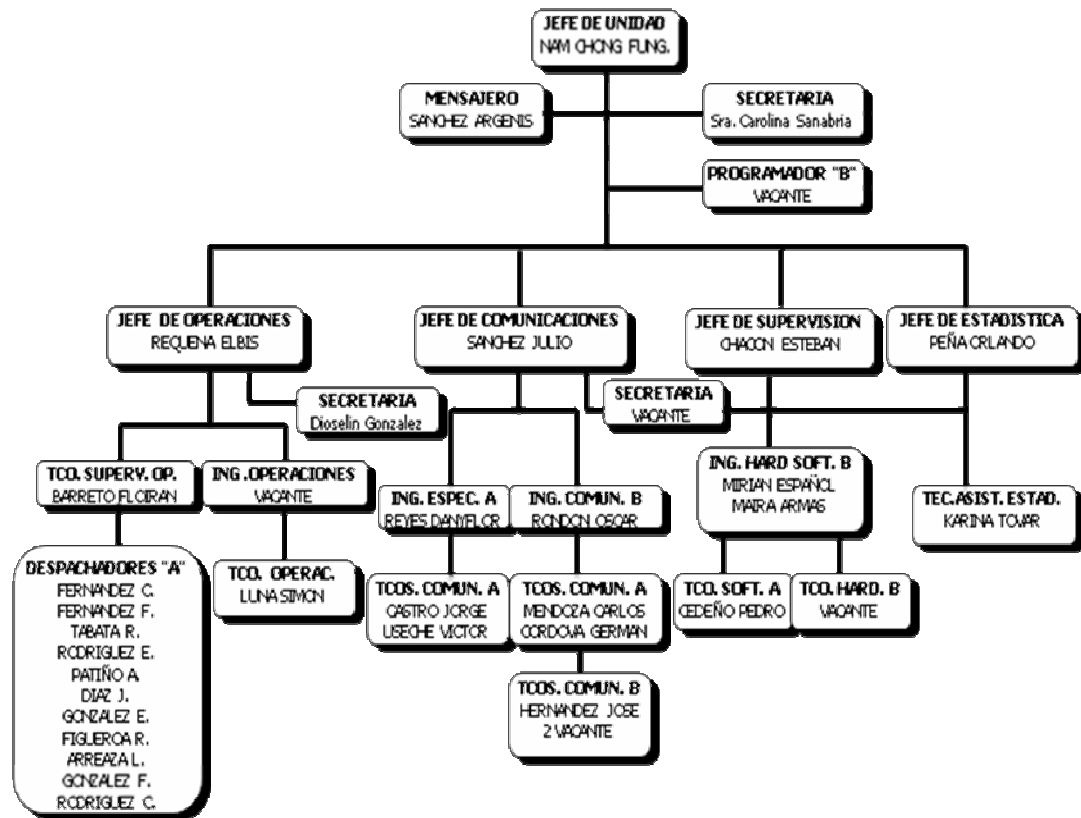


Figura 1.3. Estructura Organizativa del Despacho de Carga Oriente
Fuente: Unidad del Despacho de Carga Oriental

1.6.2.8 Ubicación Geográfica del Despacho de Carga Oriental

Ubicado en el kilómetro 27 carretera Barcelona – Tigre, caserío Barbacoas, Municipio Simón Bolívar, Estado Anzoátegui.



Figura. 1.4. **Ubicación Geográfica del Despacho de Carga Oriental**
Fuente: Unidad del Despacho de Carga Oriental

1.7 Sistema Interconectado Nacional

En 1968 se firma el primer Contrato de Interconexión entre las empresas C.A.D.A.F.E, Electricidad de Caracas y CVG EDELCA con la finalidad de contar con un despacho y una planificación coordinada del Sistema Eléctrico, creándose así la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS), veinte años después se incorpora la empresa ENELVEN, lo que le asigna mayor solidez al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

1.8 Transición de Opsis al Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico - CNG

El 21 de septiembre de 1999 se publicó el Decreto N° 319 con Rango y Fuerza de Ley del Servicio Eléctrico en la Gaceta Oficial de la República N° 36.791, el cual establece en su Artículo 33 la creación del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNG), empresa propiedad de la República, la cual estará supervisada por el Ministerio de Energía y Minas y fiscalizada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), a efecto de establecer su adhesión a esta Ley y a las Normas de Operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

En lo que respecta al CNG, la Ley establece que la gestión del SEN deberá realizarse de manera centralizada, a fin de garantizar la óptima utilización de los recursos de producción y transporte de energía eléctrica, así como también, un suministro de electricidad confiable, económico, seguro y de la mejor calidad posible.

El 1 de diciembre de 2006 se publicó el decreto N° 5026, el cual según la Gaceta oficial N° 38.576, autoriza la creación de la Sociedad Anónima Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNG), teniendo por objeto el control, supervisión y coordinación de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional.

El 21 de octubre de 2009 se publicó el decreto No. 6.991, en el cual según la Gaceta Oficial No. 39.294, se adscribe al Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNG).

1.9 Planteamiento del Problema

La compañía anónima de administración y fomento eléctrico (CADAFE), fue creada en 1958 con el fin de optimizar la administración y la operación de las empresas de electricidad dependientes del Estado Venezolano que estaban distribuidas en todo el país, cuya misión fundamental es generar, Transmitir, Distribuir y vender energía eléctrica, en forma efectiva y rentable, para sustentar y promover el desarrollo económico del país y para mejorar el bienestar de la población asociada al servicio eléctrico. CADAFE actualmente pertenecen a la nueva corporación que busca unificar el sistema eléctrico de Venezuela, como lo es la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC).

CADAFE en su estructura organizacional cuenta con un despacho de carga a nivel oriental que es el encargado de planificar, dirigir, controlar y evaluar las operaciones del sistema eléctrico nacional de CADAFE, este se encuentra ubicado dentro de la subestación Barbacoa 230/115/34.5 kV, localizada en la antigua carretera Barcelona-Anaco, kilómetro 27, Barbacoa, Anzoátegui.

Hoy en día, con las limitaciones de generación eléctrica, la demanda de carga por parte de los usuarios y las exigencias del sistema interconectado, la red eléctrica de CADAFE presenta:

- Perfiles de baja tensión.
- Alto factor de carga en los transformadores.
- Racionamientos diarios.
- Inflexibilidad del sistema a la hora de efectuar mantenimientos.
- Alto grado de envejecimiento de equipos.

Además de estas condiciones de operación, el sistema también presenta sensibilidad ante contingencias simples. Al ocurrir un evento de esta naturaleza, los encargados de controlar el sistema de potencia a nivel oriental en el despacho de carga, cuentan con unas maniobras que no están ajustadas a las nuevas configuraciones y condiciones actuales de operación en el que se encuentra el sistema, por lo que cuentan con la experiencia de años de trabajo en el despacho de carga para actuar y tratar de recuperar el sistema en el menor tiempo posible, tiempo que no es suficiente para evitar que el sistema pierda la estabilidad en cuanto a su operación.

Para mejorar aún más el tiempo de acción y restablecimiento del sistema en caso de una contingencia, es necesario diseñar los esquemas de botes de cargas para los estados Anzoátegui y Sucre con la nueva configuración que posee el sistema a nivel de 230 kV con la incorporación de la línea de transmisión Guanta II – Casanay construida entre los estados Anzoátegui y Sucre respectivamente, estos botes de carga consisten en la desconexión automática al momento de la falla, de circuitos eléctricos del sistema interconectado para aislar bloques de consumo de energía y disminuir la carga (en potencia) exigida al sistema por parte de los usuarios, permitiendo así recuperar el sistema en un tiempo menor.

La acción de botes de carga se planifica e implementa como un complemento de los controles primarios y secundarios ante fallas en la red, aplicables como medida de respaldo en situaciones de emergencia, cuando se presentan deficiencias severas de generación o de inestabilidad del sistema.

Para llevar a cabo el diseño de estos esquemas es necesario hacer estudios de flujo de carga, en condiciones normales de operación y en

condiciones de falla mediante el paquete computacional DIgSILENT PowerFactory versión 13.2. De esta manera se establecen las maniobras necesarias para restablecer el sistema en casos de contingencia y poder dar las recomendaciones precisas para lograr un sistema confiable y flexible, capaz de soportar cualquier situación que ponga en riesgo la calidad del servicio.

Todo esto cumpliendo con los requerimientos que necesita CADAFE, cabe destacar que ya depende de ellos la implementación de dichos esquemas, los cuales se diseñaran cumpliendo las normativas de la empresa.

Estos diseños de bote de carga a la red de transmisión de CADAFE a 230 kV, son los primeros que se le realizará a la red desde la implementación de la línea Guanta II – Casanay entre los estados Anzoátegui y Sucre respectivamente, dado que con esta línea el sistema adoptó una configuración anillada que alivió un poco al sistema en cuanto a sobrecarga de equipos y a mejorar perfiles de tensión. Los esquemas de bote de cargas a diseñar son de gran importancia porque permitirían ayudar a recuperar el sistema en caso de contingencias que se puedan presentar, para lograr un sistema confiable y flexible, capaz de soportar cualquier situación que pueda afectar la estabilidad del servicio eléctrico.

1.10 Objetivos

1.10.1 Objetivo General

Diseñar los esquemas de bote de carga en la red eléctrica de los estados Anzoátegui y Sucre con la incorporación de la línea de transmisión a 230 kV Guanta II – Casanay.

1.10.2 Objetivos Específicos

1. Describir la conformación de la red troncal de transmisión oriental a nivel de 230 kV.
2. Describir el sistema eléctrico de transmisión de los estados Anzoátegui y Sucre.
3. Obtener los flujos de carga del sistema eléctrico a 230 kV y el de los estados Anzoátegui y Sucre.
4. Analizar diferentes esquemas de bote de carga para corregir las consecuencias generadas por los posibles casos de contingencia en estudios.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)

(González, 2008) establece lo siguiente:

Una de las definiciones más aceptadas a escala mundial, es la establecida por el *Institute of Electrical and Electronics Engineer* (IEEE - Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos), este define un sistema de Potencia como: *una red formada por unidades generadoras eléctricas, cargas y/o líneas de transmisión de potencia, incluyendo el equipo asociado, conectado eléctricamente o mecánicamente a la red.*

Un sistema de potencia, de acuerdo con las actividades que realiza, básicamente consta de tres subconjuntos bien específicos y diferenciados que realizan las labores de: Generación, transmisión y Distribución.

(Campos, 2005) establece lo siguiente:

Al realizar estudios de sistemas eléctricos de potencia hay que manejar ciertos términos que de manera global definen el escenario. A continuación figura una lista corta donde se explica cada término:

Demanda: Se denomina demanda a la carga durante un periodo de tiempo determinado. En un ciclo de carga, interesa casi siempre el valor de la

demanda máxima porque, al ser la peor condición de operación normal del sistema, es este valor el que rige la elección de la capacidad de los equipos.

La demanda máxima es la mayor lectura de demanda ocurrida durante un periodo determinado, la demanda promedio es la potencia media medida, mediante algún método o dispositivo integrador de energía, durante un periodo de tiempo definido, y la demanda mínima es la menor lectura de demanda ocurrida durante un periodo determinado.

Carga: Esta expresión puede usarse en distintos sentidos, para indicar un dispositivo o conjunto de estos que consumen electricidad; para indicar la energía eléctrica necesaria para un determinado circuito de suministro de energía: la potencia o corriente que pasa a través de una línea o máquina. Desde el punto de vista general, se puede definir como la población en sus más diversas actividades y en donde se utilizan energía eléctrica. Desde el punto de vista empresarial, la carga es el objetivo de la empresa, es la razón de su existencia, es el retorno financiero a través de la facturación. Desde el punto de vista sistemático, la carga son los puntos del sistema que recibe energía, es decir, para el sistema de generación, el sistema de transmisión es la carga, y para este último, el sistema de distribución es la carga.

También, puede definirse como la capacidad de potencia dada o recibida en un punto sobre un intervalo de tiempo. Este puede aplicarse a un sistema, parte del sistema, consumidor individual o grupos de consumidores.

Bote de Carga: Consiste en la desconexión intencional de circuitos eléctricos del sistema interconectado para aislar bloques de consumo de energía y disminuir la carga (en potencia) exigida al sistema.

Contingencia: En sistemas eléctricos de potencia es una condición en la que uno o más componentes de la red son aislados de la misma, ya sea por falla o por mantenimiento. Es una situación que puede afectar la estabilidad del sistema y es necesario conocer su efecto sobre el mismo.

Barra de distribución: Conexión eléctrica de impedancia cero que une varios aparatos o elementos tales como líneas, cargas, etc. Con frecuencia tiene la forma real de una barra de cobre o de aluminio.

Conexiones: Es el conjunto de conductores y conectores que permiten unir diferentes equipos entre sí y con las barras.

Conexión a Tierra: Se denomina así a la conexión física que se realiza en las partes no conductoras de un equipo eléctrico y tierra, esto se realiza con el fin de limitar la tensión entre las partes metálicas de los equipos para evitar que alcance valores peligrosos para la vida del ser humano.

Falla o avería: Consiste en un mal funcionamiento de la red normalmente debido a corto-circuito de dos conductores o de un conductor a tierra.

T-off: Es una conexión en derivación que se hace a una línea de transmisión de manera temporal para alimentar nuevas subestaciones. En un Sistema Eléctrico de Potencia, un Toff es un punto de unión o conexión, realizado a través de conectores, entre tres Líneas de Transmisión, lo que implica que se encuentra fuera de las subestaciones; eléctricamente se puede representar como un nodo de interconexión de Líneas. Para aislar un T-off del Sistema es necesario abrir los Disyuntores en los extremos opuestos de las Líneas que interconecta.

Equipos de Protección: Son medios automáticos para la detección de corrientes y tensiones anormales, los cuales tienen la misión de enviar una señal de apertura a los equipos de maniobras, para abrir los interruptores del circuito fallado una vez detectados tales valores anormales en el sistema.

Equipos de Maniobra: Son aquellos equipos de potencia que, instalados en una subestación y conectados al sistema, son usados para abrir o cerrar circuitos, interconectar los subsistemas entre sí o aislar de forma total o parcial partes del sistema.

Disyuntor o Interruptor: Básicamente, es un interruptor de potencia, un equipo de maniobra que está destinado a restablecer o interrumpir la continuidad de un circuito eléctrico en condiciones normales de funcionamiento o en condiciones de falla. Es por ello que al interruptor se le atribuyen dos estados estables de funcionamiento que corresponden a interruptor normalmente abierto (NA) e interruptor normalmente cerrado (NC).

Seccionador: Es un equipo de maniobra diseñado para conectar o desconectar, de forma visible, otros equipos del sistema o entre ellos en condiciones energizadas o no, pero solo puede ser operado (puede ser abierto o cerrado) cuando no existe transmisión de energía a través de él.

Sistema de Compensación: Este sistema está conformado básicamente por condensadores estáticos o reactancias, con el objeto controlar la tensión en un circuito o en una barra empleando la potencia reactiva.

Transformador de Potencia: Es un aparato estático que, mediante inducción electromagnética, transfiere la energía eléctrica, en el orden de los MVA, de un punto del sistema a otro con diferente nivel de tensión al

primero. Estos de acuerdo a su aplicación pueden ser elevadores o reductores, y por lo general manejan tensiones nominales de 115, 230, 400 y 765 kV en su lado de alta.

(González, 2008) establece lo siguiente:

A continuación se presenta una descripción de cada una de las partes que constituyen el sistema eléctrico de potencia:

2.1.1 Sistema de Generación.

El sistema de generación es la parte básica del sistema de potencia, éste se encarga de entregar la energía eléctrica al sistema, esto a partir de la transformación de distintos tipos de energía primaria.

El conjunto de unidades generadoras reciben el nombre de *centrales o plantas de generación*, siendo su tarea tomar una fuente primaria de energía y convertirla en energía eléctrica.

El tipo de central de generación y su ubicación depende de las condiciones físicas de la fuente primaria de utilización. La selección del tipo de central de generación eléctrica se realiza por criterios técnicos y económicos, siendo estos últimos lo de mayor importancia.

Según el tipo de servicio que hayan de prestar las centrales eléctricas estas se pueden clasificar:

– **Central de base o centrales principales:** Destinadas a suministrar la mayor parte de la energía en forma continua; son de gran potencia y utilizan

generalmente como máquinas motrices las turbinas hidráulicas de gas o de vapor.

– **Centrales de Reserva:** Tienen por objeto sustituir total o parcialmente a las centrales hidráulicas de base en casos de escasez de agua o avería de algún elemento del sistema eléctrico.

– **Centrales de Socorro o Emergencia:** Tiene igual cometido que las centrales de reserva, pero las instalaciones del conjunto de aparatos y máquinas son móviles y pueden desplazarse al lugar donde sean necesarios sus servicios; además son de pequeña potencia.

– **Centrales de acumulación o de bombeo:** Son siempre hidroeléctricas. Se aprovecha el sobrante de potencia de una central hidroeléctrica en las horas de baja demanda, para elevar el agua de un río mediante bombas centrífugas accionadas por los alternadores de la central.

Existe una gran diversidad de métodos para generar energía eléctrica, de acuerdo a la forma de energía primaria a transformar se pueden distinguir los tipos siguientes:

- ✓ Generación Térmica
 - ✓ Generación Hidráulica
 - ✓ Generación Nuclear
- } **CLÁSICAS**
- ✓ Generación Mareomotrices
 - ✓ Generación Solar
 - ✓ Generación Geotérmica
 - ✓ Generación Eólica
 - ✓ Generación Magneto Hidrodinámica (MHD)
 - ✓ Generación por Biomasa
- } **ALTERNATIVAS**

La ubicación de las grandes centrales de generación eléctrica, obligan a transportar grandes bloques energéticos generados a través de grandes distancias, de manera que lleguen a los centros de consumo, para esto se emplea las redes de transmisión de potencia eléctrica.

2.1.2 Sistema de Transmisión.

Es el sistema encargado de transportar los grandes bloques de energía desde los centros de generación a todos los puntos del sistema, además de interconectar las diferentes centrales y/o diferentes sistemas de potencia.

(EDELCA, 2006) establece lo siguiente:

Generalmente este sistema está compuesto por líneas que operan en muy altas tensiones a fin de permitir el transporte de grandes bloques de energía con el menor índice de pérdidas posible. Los niveles de tensión normalmente usados y normalizados en Venezuela son 765 kV, 400 kV, 230kV. Las líneas de transmisión y las subestaciones representan los principales componentes de un sistema de transmisión.

(Fink & Beaty, 1996) establece lo siguiente:

2.1.2.1 Sistema de Subtransmisión

Para C.A.D.A.F.E y sus filiales el sistema de subtransmisión es la parte del sistema eléctrico que se encarga de transmitir la energía eléctrica a voltajes de 34.5 y 115 kV, de una subestación a otra. Este sistema transporta la energía eléctrica desde las subestaciones de transmisión hasta los centros de carga de las ciudades (subestaciones de distribución).

Generalmente estos sistemas de subtransmisión están constituidos por líneas de transmisión a 115 kV y 34.5 kV, que pueden entrar a las ciudades con bajo índice de peligrosidad y a un costo razonable hasta las subestaciones de distribución, que operan con niveles de tensión de 115/13.8 o 34.5/13.8 kV.

(González, 2008) establece lo siguiente:

2.1.3 Subestaciones de Distribución

El proceso de producción de energía eléctrica se compone de tres etapas sucesivas: generación, transmisión y distribución.

De estas tres fases, la distribución de energía eléctrica comprende las técnicas y sistemas empleados para la conducción de la energía hasta los usuarios dentro del área de consumo.

La energía eléctrica es transmitida frecuentemente en bloques de magnitud considerable y en altas tensiones desde el punto de generación hasta el área donde se pretende distribuirla, de ahí que sea necesario ejecutar uno o más pasos de transformación para llevarla a los niveles de utilización.

El sistema de distribución es el último elemento del sistema de potencia antes de llegar a los consumidores. Esta parte del sistema de potencia está compuesto de líneas y dispositivos para distribuir la energía eléctrica hasta los usuarios.

Estos pasos de transformación dan lugar a las diferentes etapas del sistema de distribución.

Dentro del sistema de distribución se distinguen dos grandes niveles bien diferenciados:

2.1.3.1 Sistema de Distribución Primaria.

El sistema de distribución primario comienza a la salida de las subestaciones de distribución, de este punto los circuitos subtransmisión alimentan a los transformadores de distribución.

Las subestaciones de distribución transforman este voltaje al de los denominados alimentadores primarios, el voltaje de los circuitos generalmente se encuentra entre 2.4 y 13.8 kV.

Los circuitos de distribución primario se caracterizan porque están conectados a un solo punto o subestación de distribución, (Sistemas Radiales), y es muy poco visto solo en casos especiales la conexión a más de una subestación (Sistema en Anillo Múltiple).

Los niveles de potencia manejados en este sistema son modestos, así por ejemplo, para 13.8 kV la capacidad de transporte no supera los 5 MVA

2.1.3.2 Sistema de Distribución Secundario

Los transformadores de distribución reducen el voltaje primario al voltaje secundario o de utilización, la energía se distribuye, por último a través de los circuitos secundarios de distribución hasta las acometidas individuales. Esta

parte del sistema corresponde a los menores niveles de potencia y tensión, estando más cerca del consumidor promedio.

En Venezuela es común que las empresas eléctricas suministren potencia en cuatro niveles de voltaje básicos y sus combinaciones: 120/240V (1 ϕ , 2 ϕ), 208V (2 ϕ , 3 ϕ), 480V y 600V (3 ϕ).

(CADAFE, 1995) establece lo siguiente:

2.2 Subestaciones Eléctricas

Se puede decir que las subestaciones eléctricas representan los cimientos de los Sistemas Eléctricos de Potencia. De acuerdo con las normas del operador de subestaciones de C.A.D.A.F.E. (1995); una subestación de electricidad no es más que una instalación que es utilizada para reducir o elevar los niveles de tensión provenientes de grandes centros de generación de energía eléctrica, para realizar interconexiones, de líneas de transmisión, circuitos de generación, alimentadores o transformadores, en el sistema o para realizar derivaciones de circuitos.

Para realizar la disminución o aumento de los niveles de energía eléctrica, a las subestaciones se les incorporan equipos que facilitan las maniobras y la distribución de la energía eléctrica, por ejemplo transformadores de potencia, transformadores de medida (de potencial y corriente), barras seccionadores, disyuntores, pórticos, servicios auxiliares, celdas, equipos de relés, equipos de comunicaciones y protección, entre otros. La idea fundamental de estas, es la de proporcionar un servicio óptimo, garantizando la confiabilidad, flexibilidad y continuidad del servicio.

(Harper, 2004) establece lo siguiente:

2.2.1 Clasificación de las Subestaciones Eléctricas

De acuerdo al nivel de tensión, potencia, objetivo y tipo de servicio que prestan, las subestaciones se pueden clasificar en:

- ✓ *Subestaciones Elevadoras:* Este tipo de subestación se usa normalmente en las centrales eléctricas cuando se trata de elevar los voltajes de generación a valores de voltajes de transmisión.

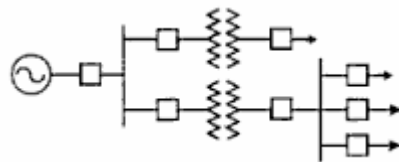


Figura 2.1. Diagrama Unifilar de una Subestación Elevadora
Fuente: "Elementos de diseños de Subestaciones Eléctricas", E. Harper

- ✓ *Subestaciones Reductoras:* En estas subestaciones se reducen los voltajes de transmisión a niveles de subtransmisión o distribución.

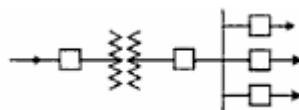


Figura 2.2. Diagrama Unifilar de una Subestación Reductora
Fuente: "Elementos de diseños de Subestaciones Eléctricas", E. Harper

- ✓ *Subestaciones de Enlace:* La utilización de estas subestaciones es con el fin de brindar mayor flexibilidad de operación para incrementar la continuidad del servicio y así la confiabilidad del servicio y así la confiabilidad de los sistemas eléctricos.

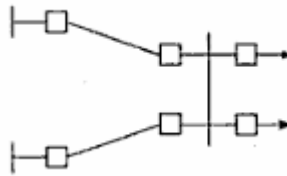


Figura 2.3. Diagrama Unifilar de una Subestación de Enlace
 Fuente: "Elementos de diseños de Subestaciones Eléctricas", E. Harper

- ✓ *Subestaciones en anillo:* Se usan generalmente en los sistemas de distribución para interconectar subestaciones que a su vez están interconectadas con otras subestaciones.

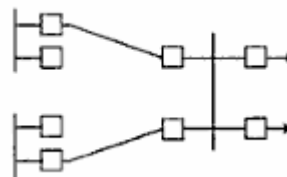


Figura 2.4. Diagrama Unifilar de una Subestación en Anillo
 Fuente: "Elementos de diseños de Subestaciones Eléctricas", E. Harper

- ✓ *Subestaciones radiales:* Son aquellas que tienen un solo punto de alimentación y no se interconectan con otras subestaciones.



Figura 2.5. Diagrama Unifilar de una Subestación Radial
 Fuente: "Elementos de diseños de Subestaciones Eléctricas", E. Harper

- ✓ *Subestaciones de intercambio:* En estas instalaciones no se tienen transformadores de potencia, ya que no se requiere modificar el nivel de voltaje de las fuentes de alimentación y sólo se hacen operaciones de conexión y desconexión (maniobra o switcheo).



Figura 2.6. Diagrama Unifilar de una Subestación
 Fuente: "Elementos de diseños de Subestaciones Eléctricas", E. Harper

(CADAFE, 1995) establece lo siguiente:

2.3 Subestaciones Normalizadas por CADAFE

Subestación Tipo Nodal III D: Es una subestación de interconexión que pueden recibir un máximo de dos líneas de transmisión a 115 kV, y reducir tensión a los niveles de 34,5 kV y 13,8 kV. Se utiliza en zonas relativamente de baja densidad de carga.

Subestación Tipo Nodal 115 TD: Es utilizada cuando existe una interconexión a 115 kV, puede recibir un máximo de cinco líneas de 115 kV, reduciendo las tensiones de subtransmisión y distribución de 34,5 kV y 13,8 kV, pudiendo derivar hasta un total de doce líneas de 13,8 kV y ocho salidas de líneas de 34,5 kV.

Subestación Tipo Nodal 230 T: Es utilizada para interconectar 230 kV y 115 kV, pudiendo recibir un máximo de seis líneas de 230 kV y ocho líneas de 115 kV. En 34,5 kV tiene capacidad para ocho salidas de líneas y 13,8 kV hasta diez salidas de líneas. El diseño de esta subestación permite su uso en una primera etapa como subestación de interconexión a 115 kV.

Subestación Tipo Nodal 400 T: Se usa para intercambiar en 400 kV y 230 kV, puede recibir un máximo de seis líneas a 400 kV y 10 líneas a 230 kV. En diseño esta previsto para realizar construcción en etapas. Debido al

reducido números de subestaciones de este tipo y al poco tiempo previsto para su desarrollo no se justifica una estricta normalización del mismo, por lo cual se diseña un modulo de 400 kV y un modulo de 230 kV que obedece a los mismos conceptos pero con diferentes dimensiones, estos permiten salidas en diferentes direcciones en forma tal que combinando varios módulos de diversas maneras se logran obtener alternativas muy similares, sin embargo reciben la más variada combinaciones de orientaciones de líneas.

Subestación Tipo Nodal 800 T: Es el tipo de subestación de mayor tamaño y envergadura. Se utiliza para interconectar las líneas con niveles de tensiones de 765 kV, 400 kV y 230 kV; a esta subestación se prevé que no llegarán más de ocho líneas de 765 kV, se prevén seis líneas dejando la posibilidad llegar un máximo de ocho líneas. 230 kV se prevén hasta doce salidas de líneas. Los patios de 400 kV y 230 kV siguen el diseño básico de la subestación normalizada 400 T, con la diferencia que se han añadido seccionadores en las salidas de líneas y autotransformadores para darles mayor flexibilidad al esquema. El patio de 800 kV también posee un esquema de disyuntor y medio con tres niveles de barra. Así como otro tipo de subestaciones, está prevista su construcción en etapas.

Subestación Tipo Radial II: Son subestaciones diseñadas fundamentalmente con objeto de suministrar energía a zonas cuyos índices de desarrollos permiten asegurar que en un futuro no habrán interconexiones, o para dar servicios a zonas industriales medianamente pesadas, ubicadas en un área relativamente cercana a una subestación de interconexión. El diseño de este tipo de subestaciones no permite su utilización como subestaciones de interconexión. Existen dos alternativas de selección como lo son las correspondientes al uso de transformaciones de 115/34,5 kV o 115/13.8 kV.

Subestación Tipo Radial 115 D: Es similar a la subestación Radial II, puesto que no se permite su uso como subestaciones de interconexión, posee una llegada de línea en 115 kV y una salida de línea en 115 kV. El patio de 34,5 kV posee una barra principal seccionada y barra de transferencia con un máximo de ocho salidas de líneas en 34,5 kV. En 13,8 kV puede tener hasta 10 salidas de líneas.

(Barria, 2006) establece lo siguiente:

2.4 Esquema de Barra de las Subestaciones Normalizadas Por CADAFE

Un esquema de Barras, es la disposición que presentan las barras o juegos de barras por niveles de tensión y que ofrecen mayor o menor nivel de flexibilidad en una subestación eléctrica.

Dentro de los esquemas existentes en las subestaciones normalizadas de CADAFE, para Transmisión, tenemos:

- ✓ *Esquema de barra simple*: está conformado por una sola barra continua a la cual se conectan directamente los diferentes tramos de la subestación (ejemplo ver Diagrama Unifilar de la S/E Lecherías en Anexo C, Figura 14).

- ✓ *Esquema de barra seccionada por un disyuntor*: está constituido por dos (2) barras principales, con posibilidad de acoplamiento entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados (ejemplo ver Diagrama Unifilar de la S/E Rebombeo I en Anexo C, Figura 9).

- ✓ *Esquema de barra simple con seccionadores en derivación:* similar al esquema de barra simple, y difieren en que los tramos tienen adicionalmente un seccionador en derivación o By-Pass (ejemplo ver Diagrama Unifilar de la S/E Parchita en Anexo C, Figura 11).
- ✓ *Esquema de barra doble (mixta):* está constituido por dos (2) barras principales, las cuales se acoplan entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados (ejemplo ver Diagrama Unifilar de la S/E Barbacoa I en Anexo B, Figura 2).
- ✓ *Esquema de barra principal y transferencia:* está constituido por una barra principal y una de transferencia, que permita la transferencia de tramos (ejemplo ver Diagrama Unifilar de la S/E Barcelona en Anexo C, Figura 18).
- ✓ *Esquema de doble barra con disyuntor y medio de salida:* constituido por dos (2) barras principales interconectadas a través de dos (2) tramos de disyuntor y medio ($1\frac{1}{2}$) a los cuales las salidas están conectadas, es decir, están dispuestas de tal manera que a cada tres (3) Disyuntores les corresponden dos (2) salidas (ejemplo ver Diagrama Unifilar de la S/E Guanta II en Anexo B, Figura 3).

(Weddy, 1978) establece lo siguiente:

2.5 Líneas de Transmisión

Las líneas de transmisión son el medio físico por el cual se transmite la energía eléctrica entre los centros de generación y las subestaciones.

En los comienzos de la transmisión de energía eléctrica, los conductores eran generalmente de cobre, pero actualmente han sido reemplazados completamente por los de aluminio debido a su bajo costo y a su ligero peso comparado con uno de cobre de la misma resistencia. El hecho de que un conductor de aluminio tenga un diámetro mayor que uno de cobre de la misma resistencia es una ventaja ya que, con un diámetro mayor, las líneas de flujo eléctrico originadas sobre el conductor estarán más apartadas de su superficie para una misma tensión. Esto produce una menor tendencia a ionizar el aire alrededor y así evitar el afecto corona.

(Rodriguez, 2001) establece lo siguiente:

2.5.1 Parámetros de una Línea de Transmisión

✓ Inductancia (L)

La inductancia en serie de una línea de transmisión es la autoinductancia de la línea debido al campo magnético, ya que este forma lazos cerrados que encierran el circuito, mientras las líneas de flujo eléctrico tienen su origen en las cargas positivas de un conductor y terminan en las cargas negativas del otro conductor. La inductancia de una línea de transmisión se calcula como enlaces de flujo por amperios.

La inductancia de una línea monofásica de dos conductores se expresa por:

$$L = \frac{\mu_0}{4\pi} \left[1 + 4 \ln \left(\frac{d-r}{r} \right) \right] [H/m] \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

d : Distancia entre los centros de los conductores

r : Radio de los conductores

μ_0 : Constante de permeabilidad relativa del aire

Cuando se realiza un análisis de flujo de carga y desequilibrios en sistemas trifásicos es normal considerar solamente una fase con el ajuste angular apropiado para las otras dos, se utilizan por consiguiente tensiones de fase y las inductancias y capacitancias son las de fase equivalente o valores de línea respecto al neutro. En el caso de líneas trifásicas con disposición equilátera (igual separación entre las tres fases) se utilizan inductancia y Capacitancia con respecto al neutro hipotético y puede demostrarse que esta inductancia es la mitad de la inductancia de la línea monofásica, es decir, la inductancia de un solo conductor, queda expresado entonces por:

$$L = \frac{\mu_0}{8\pi} \left[1 + 4 \ln \left(\frac{d-r}{r} \right) \right] [H/m] \quad (\text{Ec. 2.2})$$

✓ Capacitancia (C)

La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que estos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando existe una diferencia de potencial entre ellas. La Capacitancia entre conductores paralelos es una constante que depende del tamaño y espaciamiento entre ellos. El efecto de la capacitancia puede ser pequeño y muchas veces se desprecia de líneas de potencia menores a 80 Km. de longitud, para líneas de transmisión más largas este parámetro toma mayor importancia.

La capacitancia de una línea monofásica se expresa por:

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{d-r}{r}\right)} [F/m] \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Cuando se tienen conductores trifásicos igualmente espaciados la capacitancia de cada línea respecto al neutro hipotético, es el doble que la correspondiente a un circuito de dos conductores, es decir:

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln(d/r)} [F/m] (d \gg r) \quad (\text{Ec. 2.4})$$

✓ Resistencia (R)

Virtualmente todas las líneas de transmisión de potencia aéreas utilizan conductores de aluminio desnudos, debido a su economía, propiedades de buena conducción eléctrica y poco peso. Algunos diseños incluyen un cable de acero o aleación metálica en el centro, para asegurar alta resistencia a la tracción, cubierta por un cable de aluminio trenzado para alta conductividad eléctrica. Los conductores tipo más usados son:

AAC – Conductor totalmente aluminio

AAAC – Conductor totalmente aleación de aluminio

ACSR – Conductor de aluminio y acero reforzado

ACAR – Conductor de aleación de aluminio reforzado

Estos conductores se clasifican de acuerdo al área de su sección transversal, frecuentemente se dan en “Circular Mils” (área de círculo con diámetro de 10^{-3} pulg.). Los cálculos o mediciones de la resistencia del conductor parecen sencillos, sin embargo, hay varios efectos que complican

el problema y los más importantes son: la temperatura, efecto skin (muy peculiar) y espiralización.

La resistencia de un conductor de material uniforme y área de sección transversal, se expresa por:

$$R_{dc} = \frac{\rho \cdot l}{A} [\Omega] \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

R_{dc} : Resistencia del conductor en Ohms

ρ : Resistividad del conductor en $\Omega\text{-m}$ ($2.83 \times 10^{-8} \Omega\text{-m}$, para conductor de aluminio a 20°C)

l : Longitud del conductor en m

La resistencia de pérdidas es normalmente despreciable para la mayor parte de los cálculos y es muy difícil hallar su valor debido a su dependencia con el ambiente y el clima de la zona donde se encuentre la línea. Esta resistencia representa el efecto combinado de todas las trayectorias posibles desde la hasta tierra.

✓ **Conductancia (G)**

Este parámetro, la conductancia en paralelo, representa la fuga de corriente entre conductores o entre conductores y tierra. También es la fuga en los aisladores de las líneas aéreas y a través del aislamiento de los conductores. Generalmente no se considera la conductancia entre conductores de una línea aérea porque la fuga en los aisladores llega a ser despreciable, otra

razón por la que se desprecia la conductancia es que no hay una buena forma de tomarla en cuenta ya que es bastante variable.

La conductancia y la capacitancia que se presentan entre conductores de una línea monofásica o desde un conductor al neutro de una línea trifásica constituyen la admitancia en paralelo o de dispersión. En algunos cálculos eléctricos se emplea el inverso de la resistencia, $1/R$, que se denomina conductancia y se representa por G . La unidad de conductancia es siemens, cuyo símbolo es S . Aún puede encontrarse en ciertas obras la denominación antigua de esta unidad, mho.

La conductancia viene expresada por:

$$G = \frac{1}{R} [S] \quad (\text{Ec. 2.6})$$

G = Conductancia en siemens (S).

R = Resistencia en ohmios (Ω).

2.6 Transformadores

Es el elemento del sistema de potencia que se encarga de transformar los voltajes y las corrientes de un nivel a otro. El transformador en su forma más simple consiste en dos bobinas o arrollados (primario y secundario) entrelazados por el mismo circuito magnético, bien sea el transformador monofásico o el trifásico estudiado en su equivalente monofásico.

En el circuito equivalente de una fase de un transformador referido al primario (ver figura 2.7), las resistencias y reactancias pueden encontrarse a través de los bien conocidos ensayos en circuito abierto y cortocircuito. En

ausencia de información completa de cada arrollado, puede asumirse que los dos brazos del circuito T (del modelo simplificado del transformador) poseen la mitad de la impedancia total del transformador, además en los transformadores de potencia la corriente que pasa por el circuito magnetizante (rama shunt) es normalmente un porcentaje pequeño por lo que puede despreciarse

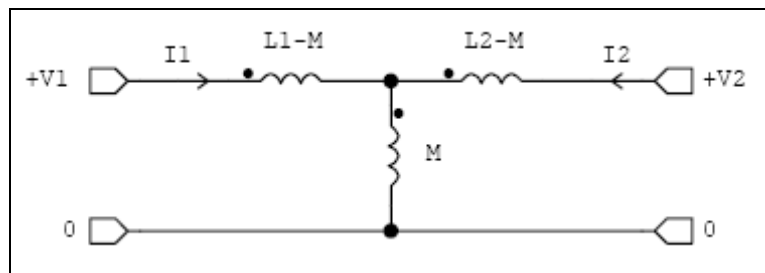


Figura 2.7. **Modelo Simplificado del Transformador**

Fuente: "Determinación de la Confiabilidad del Sistema de transmisión Oriental de la Energía eléctrica Utilizando un Modelo no Paramétrico". Rodríguez, J.

(Weddy, 1978) establece lo siguiente:

2.6.1 Transformador de Potencial.

Es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra del voltaje del sistema de potencia, para que se mida con los instrumentos incorporados. Puesto que el objetivo principal es el muestreo del voltaje, deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores potenciales de varios niveles de precisión, dependiendo de qué tan precisa deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

(Gorss, 1984) establece lo siguiente:

2.6.2 Transformadores Trifásicos.

Casi todos los sistemas importantes de generación y distribución de potencia del mundo son, hoy en día, sistemas de CA, trifásicos. Puesto que los sistemas trifásicos desempeñan un papel tan importante en la vida moderna, es necesario entender la forma como los transformadores se utilizan en ella.

Los transformadores para circuitos trifásicos pueden construirse de dos maneras:

- Tomando tres transformadores monofásicos y conectándolos en un grupo trifásico.
- Haciendo un transformador trifásico que consiste en tres juegos de devanados enrollados sobre un núcleo común.

2.6.3 Autotransformadores

El Autotransformador es un tipo especial de transformador de potencia. Consiste de un solo devanado continuo el cual es derivado en un lado para proporcionar ya sea una función de elevación o una función de reducción, puede ser considerado simultáneamente como un caso particular del transformador o del bobinado con núcleo de hierro. Tiene un solo bobinado arrollado sobre el núcleo, pero dispone de cuatro bornes, dos para cada circuito, y por ello presenta puntos en común con el transformador. (*Ver figura 2.8*)

En la práctica se emplean los autotransformadores en algunos casos en los que presenta ventajas económicas, sea por su menor costo o su mayor eficiencia. Pero esos casos están limitados a ciertos valores de la relación de transformación.

Este tipo de transformador es ventajoso principalmente cuando la relación de transformación es pequeña y se usa ampliamente para interconexión de las redes de suministro que trabajan a diferentes tensiones. El punto neutro está unido a la masa, es decir, está conectado directamente a tierra sin intervención de ninguna resistencia. El autotransformador simétrico puede estudiarse igual que los transformadores de dos y tres arrollados.

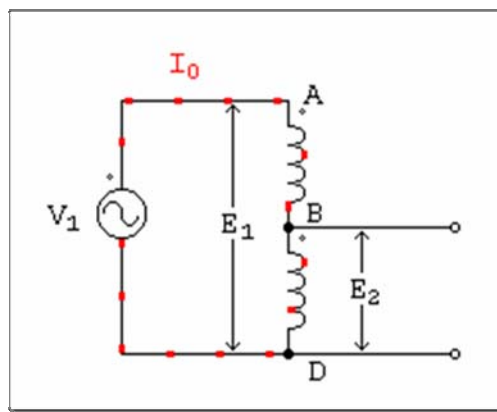


Figura 2.8. **El Autotransformador**
Fuente: "Análisis de Sistemas de Potencia", Gorss, C.

2.6.4 Transformadores con Cambiador de tomas (TAPS)

En los sistemas de potencia comúnmente se da el caso de que aparezcan transformadores en paralelo o formando partes de un anillo y

que sus relaciones de transformación no son iguales, en estos casos algunos transformadores deben salir de su relación de transformación nominal para mantener el mismo nivel de voltaje en los extremos en paralelo. Es un transformador ampliamente usado en los sistemas o redes de distribución de energía, en estos transformadores la relación de vueltas puede cambiarse y ajustarse según los requerimientos, lo que resulta muy práctico e importante al momento de regular tensiones en dichas redes.

(Barria, 2006) establece lo siguiente:

2.7 Razones para la Interconexión de los Sistemas Eléctricos de Potencia

- Las instalaciones generadoras son cada vez más de mayor capacidad, por lo que los costos iniciales por KVA de las centrales muy grandes con respecto a otras pequeñas son inferiores, sino que sus rendimientos son sustancialmente superiores. De aquí que independientemente de su ubicación geográfica, es más económico usar estas centrales de alto rendimiento hasta su capacidad total las 24 horas del día y transmitir la energía a distancias considerables, que utilizar centrales locales, pero de menor rendimiento.
- Con el objeto de poder absorber un aumento repentino de carga se necesita una cierta cantidad de capacidad generadora, conocida como **reserva de energía**.

- Los suministros de electricidad en todo el país están sincronizados y existe una frecuencia común.
- En una red interconectada compuesta esencialmente de mallas, se mantiene una continuidad de suministro puesto que las subestaciones pueden ser alimentadas a partir de otras direcciones.

(Romero, 2004) establece lo siguiente:

2.8 Flujo de Carga

Un flujo de carga es el modo de expresar la solución de estado de régimen de una red en el lenguaje convencional de los sistemas de potencia. El flujo de carga consiste básicamente hacia dónde va la potencia en cada línea y transformador, y la magnitud del voltaje y el ángulo de fase en cada barra del sistema bajo condiciones normales de operación. Los estudios de flujo de carga son muy importantes para la planificación, control y operación de los sistemas existentes, así como para la planificación de expansiones futuras, ya que se trata de obtener una operación satisfactoria de los sistemas ante determinadas situaciones, tales como, aperturas de líneas, salidas de servicio de transformadores, pérdida o disminución de generación, etc., así como tan bien se utiliza para evaluar el impacto de las interconexiones con otras redes, la incorporación de nuevas cargas, nuevas centrales generadoras o nuevas líneas de transmisión antes de que sean instaladas.

Las soluciones a los flujos de carga son relativamente de mucha complejidad, es por eso que en la actualidad (con el avance de la computación) se han desarrollado programas computacionales diseñados

específicamente para la ejecución de cálculos usando métodos iterativos, en este caso se utilizó el programa DigSILENT PowerFactory versión 13.2, el cual realiza iteraciones por el método Newton Raphson desacoplado y el Gauss-Seidel, para hacer los flujos de carga.

Realizar el flujo de carga para diferentes escenarios, requiere primeramente de una configuración del sistema eléctrico de potencia donde se especifiquen las características de cada uno de los componentes que lo integran, así como los niveles de tensión y el consumo de potencia de cada barra. El programa computacional se encarga de distribuir la potencia eléctrica en las ramas hasta que se alcanza un balance en el sistema, de acuerdo a las leyes de Kirchhoff.

El análisis de flujo de carga, además de determinar el estado de los sistemas de potencia para ciertas condiciones dadas, sirve como base para varios tipos de estudio, tales como, estabilidad del sistema, arranque de motores y estudio de armónicos.

2.8.1 Aplicaciones de los estudios de Flujo de Carga

El rango de aplicación de los estudios de flujo de carga es amplio. Generalmente se usan para:

- ✓ Optimizar la generación.
- ✓ Verificar y controlar el flujo de potencia activa y reactiva en cada elemento de la red.
- ✓ Determinar los niveles de tensión en las barras.
- ✓ Seleccionar adecuadamente los “taps” de los transformadores.

- ✓ Determinar las pérdidas del sistema.
- ✓ Determinar la operación de los componentes bajo condiciones de emergencia (contingencias).
- ✓ Crear las bases para determinar la posibilidad de incorporar nuevos equipos al sistema.
- ✓ Evaluar nuevas opciones para resolver deficiencias del sistema.

El flujo de carga o potencia es la denominación que se da a la solución de estado estacionario de un sistema de potencia bajo ciertas condiciones preestablecidas de generación, carga y topología de la red.

Los análisis de flujos de potencia consisten en obtener las condiciones de operación en régimen permanente de un sistema de energía eléctrica, más concretamente dados los consumos en cada nodo, y la potencia generada por los alternadores, se trata de encontrar los voltajes en los nodos y los flujos de potencia por las líneas y los transformadores. En la actualidad el flujo de potencia en las líneas y el voltaje de barra fluctúa constantemente en pequeñas cantidades debido a cambios continuos de la carga, tales como, alumbrado, motores y otras cargas que cambian su condición de encendido y apagado. Sin embargo estas pequeñas fluctuaciones pueden ser ignoradas a efectos del estado estable en sistemas de equipos.

Como la carga, y posiblemente la red, variará considerablemente durante diferentes periodos de tiempo, es necesario para obtener el flujo de carga, representar diferentes condiciones del sistema, como son: el ajuste de los dispositivos de control de voltaje u otros, y ver como el sistema responderá en condiciones anormales (líneas y transformadores fuera de

servicio). El flujo de carga forma las bases para definir cuando la incorporación de nuevos equipos es necesaria, así como la eficiencia de nuevas alternativas para resolver las deficiencias actuales y encontrar los requerimientos futuros del sistema. En los sistemas interconectados cualquier cambio afecta normalmente, en mayor o menor proporción el funcionamiento del mismo, por lo tanto, las soluciones del estudio de flujo de carga deben ser analizadas cuidadosamente a fin de establecer acciones operativas derivadas de dicho análisis.

(Acosta, 2003) establece lo siguiente:

2.8.2 Métodos de Solución al Problema de Flujo de Carga

2.8.2.1 Método de Newton - Raphson

Este método consiste en calcular en cualquier barra k , mediante el uso de los Jacobianos, los valores de potencia activa P_k , potencia reactiva Q_k y voltaje V_k , y compararlos con los valores especificados.

Al aplicar este método se derivan expresiones de P , Q y V en una barra k en función de la magnitud ϵ y la fase (f) de la tensión, con el objeto de calcular los valores P_k , Q_k y V_k , y de conseguir sus derivadas parciales con respecto a las variables ϵ y f . Esas variables serán los elementos del Jacobiano.

La potencia que entra en una barra k, viene dada por la siguiente expresión:

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k \cdot I_k = V_k \cdot \sum_{i=1}^n Y_{ki} \cdot V_i \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde:

$$Y_{ki} = |Y_{ki}| \angle \theta_{ki} = G_{ki} + jB_{ki} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = e_i + jf_k \quad (\text{Ec. 2.9})$$

$$V_k = |V_k| \angle \delta_k = e_k + jf_k \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Por lo tanto:

$$S_k = (e_k + jf_k) \cdot \sum_{i=1}^n (G_{ki} + jB_{ki})(e_i - jf_i) \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Desarrollando:

$$S_k = \sum_{i=1}^n [e_k (e_i G_{ki} - f_i B_{ki}) + f_k (e_i B_{ki} + f_i G_{ki})] \quad (\text{Ec. 2.12})$$

$$S_k = j \sum_{i=1}^n [f_k (e_i G_{ki} - f_i B_{ki}) - e_k (e_i B_{ki} + f_i G_{ki})] \quad (\text{Ec. 2.13})$$

De la ecuación anterior se obtienen los valores de Pk y Qk:

$$P_k = \sum_{i=1}^n [e_k (e_i G_{ki} - f_i B_{ki}) + f_k (e_i B_{ki} + f_i G_{ki})] \quad (\text{Ec. 2.14})$$

$$Q_k = \sum_{i=1}^n [e_k (e_i G_{ki} - f_i B_{ki}) - f_k (e_i B_{ki} + f_i G_{ki})]$$

(Ec. 2.15)

Siendo Δe y Δf el incremento de las variables e y f , para cada tipo de barra se tendrán los siguientes casos:

Caso 1: Para barras PV y barras PQ:

$$\Delta P_k = \frac{\partial P_k}{\partial e_i} \Delta e_i + \frac{\partial P_k}{\partial f_i} \Delta f_i \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Caso 2: Para barras PV:

$$\Delta Q_k = \frac{\partial Q_k}{\partial e_i} \Delta e_i + \frac{\partial Q_k}{\partial f_i} \Delta f_i \quad (\text{Ec. 2.17})$$

Caso 3: Para barras PQ:

$$\Delta |V_k|^2 = \frac{\partial |V_k|^2}{\partial e_i} \Delta e_i + \frac{\partial |V_k|^2}{\partial f_i} \Delta f_i \quad (\text{Ec. 2.18})$$

Los casos pueden ser representados en forma matricial como:

$$\begin{pmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \Delta |V_k|^2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial e_i} & \frac{\partial P_k}{\partial f_i} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial e_i} & \frac{\partial Q_k}{\partial f_i} \\ \frac{\partial |V_k|^2}{\partial e_i} & \frac{\partial |V_k|^2}{\partial f_i} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta e_i \\ \Delta f_i \end{pmatrix} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

La posición en la matriz de los elementos del jacobiano depende del orden de colocación de los elementos en el lado izquierdo de la ecuación y el orden de colocación del vector.

$$\begin{bmatrix} \Delta e_i \\ \Delta f_i \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

2.8.2.2 Método de Gauss – Seidel

El nombre de este método se debe a su creador Gauss-Seidel y se conoce como el método de Gauss-Seidel para soluciones iterativas de ecuaciones simultaneas.

La ecuación básica por el método de Gauss-Seidel es la relacionada con la corriente que entra a cada barra en función de la potencia asociada.

La corriente que entra a una barra k es:

$$I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - Y_{k1}V_1 + Y_{k2}V_2 + \dots + Y_{kn}V_n \quad (\text{Ec. 2.21})$$

Donde:

I_k : Corriente en la barra k.

P_k : Potencia activa en la barra k.

Q_k : Potencia reactiva en la barra k.

V_k^* : Conjugada de la tensión en la barra k.

$Y_{k1}, Y_{k2}, \dots, Y_{kn}$: Admitancia en barras.

V_1, V_2, \dots, V_n : Voltajes en las barras 1, 2, ..., n

La expresión anterior también puede ser escrita como:

$$I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum Y_{ki} V_i \quad (\text{Ec. 2.22})$$

Por lo tanto:

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} * \left(\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n Y_{ki} V_i \right) \quad (\text{Ec.2.23})$$

Donde Y_{ki} son los valores de admitancia de barra.

La ecuación 2.23 será tratada de una forma diferente dependiendo del tipo de barra que se esté estudiando.

✓ **Caso 1: Barra oscilante o de referencia (Slack):**

Es una barra tomada como referencia en la cual se especifica la magnitud y ángulo de la tensión, por lo cual no es necesario hacer ningún cálculo de voltaje.

✓ **Caso 2 : Barra de Carga (PQ):**

Es la barra donde se especifica la potencia activa y reactiva, tales cantidades tendrán valores positivos si se trata de un generador y negativos si hablamos de una carga. Para este tipo de barra se usa directamente la Ecuación 2.23

✓ **Caso 3: Barra de generación (PV):**

Es la barra donde se especifica la potencia activa P y la magnitud del voltaje V, desconociéndose la potencia reactiva Q, por lo que se tiene que calcular esta potencia antes de utilizar la ecuación 2.23. La potencia aparente que entra a la barra k es:

$$S_k^* = P_k - jQ_k = V_k = \sum Y_{ki} V_i \quad (\text{Ec. 2.24})$$

Por lo cual,

$$Q_k = -\Im m \left[V_k^* \sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i \right] \quad (\text{Ec.2.25})$$

Donde \Im significa: para imaginaria.

Una vez que se obtenga Q_k de la ecuación **2.25** se determina la tensión V_k , como la magnitud del voltaje ya se ha especificado, se aprovecha solamente el ángulo, corriendo el valor calculado de la siguiente manera:

$$V_k = \frac{|V_k|_{\text{especificado}}}{|V_k|_{\text{calculado}}} * V_{k \text{ calculado}} \quad (\text{Ec.2.26})$$

(Harper E. , 2003) establece lo siguiente:

2.9 Estabilidad del Sistema.

La estabilidad se conoce como la tendencia de un sistema desarrollar fuerzas para mantener el sincronismo y el equilibrio.

Cuando los generadores de corriente alterna eran accionados por máquinas de vapor alternativas, uno de los problemas fundamentales de servicio era el de las oscilaciones. Las variaciones periódicas en el par aplicado a los generadores originaban variaciones periódicas de velocidad. Las variaciones resultantes en la tensión y la frecuencia se transmitían a los motores conectados al sistema. Las oscilaciones de los motores hacían que perdieran completamente el sincronismo, si su frecuencia natural de oscilación coincidía con la frecuencia de oscilación originada por las máquinas de accionamiento de los generadores. El mantenimiento del sincronismo entre las partes de un sistema se hace cada vez más difícil a medida que crecen las redes y sus interconexiones.

Si se considera un motor sincrónico conectado por un transformador a una fase de energía, la potencia entregada al motor viene determinada por la tensión de la fuente, la tensión interna del motor y el ángulo de fase entre estas dos tensiones. La potencia aplicada al motor cuando marcha a velocidad constante es igual a la proporcionada por el motor más sus pérdidas. Si aumenta la carga mecánica del motor, éste no puede suministrar toda la carga hasta que aumenta la potencia tomada, por lo que el motor marchará más despacio. El desfase entre la tensión interna del motor y la tensión del sistema aumenta hasta que la potencia aplicada al motor sea igual a la suministrada más las pérdidas. Mientras el ángulo aumenta, el exceso de potencia exigida por el motor sobre la tomada de la red se compensa con la energía almacenada por el sistema giratorio.

Al disminuir la velocidad del motor, la energía almacenada suministrada por parte de la carga. Si el motor oscila alrededor del nuevo punto de equilibrio, eventualmente llega al reposo, la aplicación de la carga no ha sido causa de la pérdida de estabilidad del motor. Si el aumento de la carga es

excesivamente grande o se aplica muy bruscamente, el motor puede perder el sincronismo. En este caso se dice que ha sobrepasado el límite de estabilidad. Si aumenta la reactancia del transformador o la de una línea de transmisión entre el motor y la fuente, la probabilidad de mantener la estabilidad disminuye.

La estabilidad entonces es la condición entre máquinas sincrónicas en las cuales las posiciones angulares de los rotores de las máquinas relativas entre sí permanecen constantes cuando no hay perturbaciones o se hacen constantes cuando se presentan una perturbación aperiódica.

Se dice que un sistema es estable cuando todas sus máquinas permanecen en sincronismo o en paso. El estudio de la estabilidad en estado transitorio de información del comportamiento del sistema cuando ocurren fenómenos como: pérdida súbita de carga, pérdida de generación, fallas (cortocircuitos).

La pérdida de sincronismo de las máquinas origina fenómenos desagradables como:

- Una redistribución de la potencia eléctrica en la red, al modificarse sus condiciones normales.
- Una variación de la potencia eléctrica en la red trae consigo una variación de la potencia mecánica de los primos motores, que varían su par mecánico de acuerdo con la variación de la velocidad angular y la inercia propia del motor.
- Si la inestabilidad del sistema fue originada por una falla, la liberación de la falla no hace necesariamente estable al sistema.

- En los generadores puede ocurrir que en lugar de entregar energía eléctrica al sistema, demandan energía eléctrica al sistema, es decir, se comportan como motores.
- Durante el transitorio ocurren fluctuaciones de voltaje que pueda ser que no desaparezcan o no se eliminan con la eliminación de la falla.
- Una máquina o grupo de máquinas pueda quedar en sincronismo o fuera de sincronismo después de la liberación de la falla.

2.9.1 Límite de Estabilidad

El límite de estabilidad es el máximo flujo de energía posible que puede pasar por un punto particular del sistema sin causar pérdidas de estabilidad.

2.9.1.1 Límite de Estabilidad en Régimen Permanente

El límite de estabilidad en régimen permanente es el máximo flujo posible de energía que puede pasar por un punto determinado sin que haya pérdida de estabilidad cuando se aumenta la energía muy gradualmente.

2.9.1.2 Límite de Estabilidad en Régimen Transitorio

El límite de estabilidad en régimen transitorio se refiere al máximo flujo posible por un punto determinado sin pérdida de estabilidad al presentarse una brusca perturbación.

2.9.1.3 DigSILENT PowerFactory versión 13.2

DigSILENT PowerFactory, es un una herramienta líder para las aplicaciones en generación, transmisión, distribución y sistemas industriales. Integra todas

las funciones, es fácil de utilizar, totalmente compatible con Windows y combina una serie de capacidades de modelado confiable y flexible del sistema con algoritmos en el estado-del-arte, y un concepto de base de datos única.

Entre las funciones que posee esta herramienta computacional se encuentran las siguientes: Flujos de carga balanceados y desbalanceados, análisis de fallas, armónicos, barrido de frecuencia, estabilidad, Simulaciones electromagnéticas (EMT) para tres, dos y una fase en sistemas de CA y CD, simulación y coordinación de protecciones, confiabilidad en distribución, transmisión y generación, análisis de pequeñas señales (eigenvalores), estabilidad de voltaje estática y dinámica, despacho de potencia activa y reactiva, estimación de estado, ubicación óptima de capacitores, selección de cables, interfaces para la integración de GIS y SCADA, compatibilidad con PSS/E.

La herramienta computacional **DigSILENT PowerFactory versión 13.2** es parte fundamental para llevar a cabo el desarrollo de esta trabajo de grado, debido a con este simulador fueron realizados los flujos de carga necesarios para el estudio del sistema eléctrico de potencia de CADAPE a nivel oriental a 230 y 115 kV.

CAPÍTULO III

SISTEMA ELÉCTRICO DE CADAFE ORIENTE

3.1 Descripción del Sistema Eléctrico Oriental

El sistema de transmisión de potencia eléctrica de CADAFE a nivel oriental, está conformado por los estados Anzoátegui, Bolívar, Sucre y Monagas. El Sistema de Potencia Eléctrica de C.A.D.A.F.E a 230 kV en la región Oriental o RTTO (*Red Troncal de Transmisión Oriente*) como se conoce internamente, está compuesto por una gran cantidad de subestaciones, Líneas de Transmisión y diversos Equipos.

La red troncal de Transmisión Oriente (RTTO) a 230 kV se origina en la subestación Guayana A (230/115 kV) y se extiende hasta la subestación El Tigre (400/230/115 kV) pasando por la subestación Bolívar (230/115 kV). A su vez, desde la subestación El Tigre se presenta un sistema anillado conformado por dos líneas a 230 kV que llegan hasta la subestación Casanay (230/115 kV) ubicada en la región nor-oriental, específicamente en el estado Sucre, pasando previamente por las subestaciones El Furrial (400/230 kV) y El Indio (230/115 kV) en el estado Monagas, otras dos líneas a 230 kV que parten del Tigre hasta la subestación Casanay, pero esta vez atravesando el estado Anzoátegui a través de las subestaciones Barbacoa I (230/115/34,5 kV), Barbacoa II (400/230 kV) y Guanta II (230/115 kV) respectivamente, completando de esta manera el anillo de la red troncal de transmisión oriente (RTTO) a 230 kV, para atender el crecimiento de la demanda de Energía Eléctrica en las regiones y mejorar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico (*Ver Anexo A. Figura 1*).

Es necesario saber que para efectos de precisión y facilidad de entendimiento, en la presente evaluación, se obvia (**solamente de forma gráfica**) la construcción completa del Sistema Eléctrico de C.A.D.A.F.E Oriente, es decir, se presenta solo la parte de interés puntual (RTTO 230 kV) y los estados Anzoátegui y Sucre, manteniendo la base de datos, del programa, con el sistema completo (para efectos de realizar los cálculos y las simulaciones respectivas).

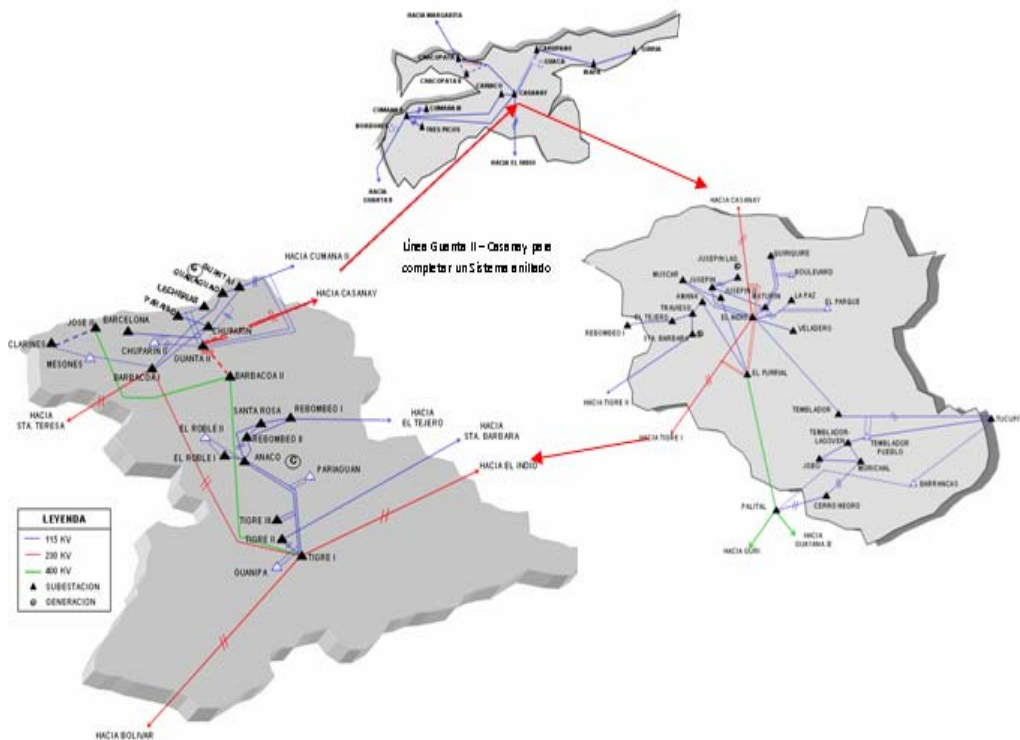


Figura 3.1. **Situación Actual de las Líneas y Autotransformadores del Sistema**
Fuente: <http://www.cadafe.com.ve/ns/inversion.asp?estado=4>

3.1.1 Subestaciones del Sistema.

La red troncal de transmisión a 230 kV está conformada por 8 subestaciones, distribuidas entre los estados antes mencionados. En la tabla 3.1 se

observan las características básicas de cada una de estas subestaciones por estados.

Tabla 3.1. Subestaciones del Sistema por Estados.

<i>Estado</i>	<i>Subestación</i>	<i>Nivel de Voltaje (KV)</i>	<i>Tipo de subestación</i>
Anzoátegui	Barbacoa I	230/115/34,5	Nodal 230 T
	Barbacoa II	400/230/34,5	Nodal 400 T
	Guanta II	230/115/13,8	Nodal 230 T
	El Tigre	400/230/115	Nodal 230 T
	Refinería ⁽¹⁾	230/34,5	Nodal 230 T
Bolívar	Cd. Bolívar ⁽²⁾	230/115	Nodal 230 T
Monagas	El Indio	230/115	Nodal 230 T
	El Furrrial ⁽³⁾	400/230	Nodal 400 T
Sucre	Casanay	230/115	Nodal 230 T

Nota: Datos tomados del DigSILENT

Las subestaciones de la RTTO según lo normalizado por C.A.D.A.F.E, tienen las siguientes características:

- *Barbacoa I, Guanta II y El Tigre I:* Interruptor con doble juego de barras simples.
- *Barbacoa II:* Doble juego de barras con interruptor y medio.
- *El Indio y Casanay:* Barra principal con barra de transferencia.

Según su función todas son subestaciones reductoras.

¹ La subestación Refinería pertenece a PDVSA, pero se toma en cuenta debido a que CADAFE es la encargada de alimentarla.

² La subestación Cd. Bolívar no se toma en cuenta para las simulaciones, a pesar que supe de energía al resto de las SS/EE, porque tiene una disposición radial y no forma parte del sistema anillado

³ La subestación El Furrrial pertenece a la empresa EDELCA, pero es parte fundamental del sistema anillado

3.1.2 Líneas de Transmisión del Sistema.

Actualmente las líneas de la red troncal del sistema eléctrico a 230 kV cuentan con una longitud total de 1.473,7 Km. Estas líneas se encuentran en disposición doble terna, con las siguientes características:

Tabla 3.2. Líneas de Transmisión RTTO 230 kV

NOMBRE	Longitud (Km)	Tipo de Conductor	Calibre (MCM)	I Nominal (Amp)	
				75 ° C	100 ° C
Barbacoa I - Barbacoa II	8	ACAR	1100	829	1062
Barbacoa I - El Tigre	141,34	ACSR	795	781	989
Barbacoa II - Guanta II	20	ACAR	1100	829	1062
El Furrial - EL Indio	38,8	ACAR	1100	829	1062
El Tigre - Ciudad Bolívar	129,21	ACSR	795	829	1062
El Tigre - El Furrial	141,8	ACAR	1100	829	1062
Guanta II - Casanay	137	ACAR	1100	829	1062
Guanta II – Refinería	11,6	ACAR	1100	829	1062
Indio-Casanay	109,1	ACAR	1100	829	1062
Total Km. De Líneas	736,85				

Nota: Datos tomados del DigSILENT

3.1.3 Autotransformadores del Sistema

En el sistema de transmisión de potencia de C.A.D.A.F.E existen 23 autotransformadores. En la tabla 3.3 se muestran las características de estos equipos instalados en las subestaciones del sistema eléctrico oriental.

Tabla 3.3 Características de los Autotransformadores del Sistema Oriental

NOMBRE	Marca	Potencia Aparente Nominal (MVA)	Potencia Activa (MW)	Posición del TAP			Tensión Adicional por TAP (%)
				Min	Max	Actual	
Barbacoa I 230/115 AT 1	FUJI	200	148,71	-12	8	-8	0,92
Barbacoa I 230/115 AT 2	ACEC	100	67,34	-11	6	6	0,83
Barbacoa I 230/115 AT 3	ACEC	100	66,15	-11	6	6	0,83
Barbacoa I 230/115 AT 4	Pauwels	200	137,49	-10	5	-8	1
Barbacoa II 400/230 AT 1	FUJI	450	200,96	-7	9	8	0,89
Barbacoa II 400/230 AT 2	Alstom	450	200,96	-7	9	8	0,89
Casanay 230/115 AT1	Mitsubishi	100	91,87	-10	5	5	1
Casanay 230/115 AT2	Mitsubishi	100	91,87	-10	5	5	1
Casanay 230/115 AT3	FUJI	100	93,24	-10	5	5	1
Furrial 400/115 AT1	Hitachi	200	423,12	-8	4	-8	1,25
Furrial 400/115 AT2	Hitachi	200	139,32	-8	4	-8	1,25
Furrial 400/115 AT3	Hitachi	200	139,32	-8	4	-8	1,25
Furrial 400/230 AT5	ABB	450	139,32	-6	6	6	1,33
El Indio 230/115 AT 1	Mitsubishi	100	59,91	-10	5	5	1
El Indio 230/115 AT 2	Mitsubishi	100	59,91	-10	5	5	1
El Indio 230/115 AT 3	Alstom	100	53,56	-10	5	5	1
El Tigre 230/115 AT 1	FUJI	100	73,52	-10	5	-2	1
El Tigre 230/115 AT 2	PAUWELS	200	151,07	-4	10	-2	1
El Tigre 400/230 AT1	Marelle	450	214,65	-6	6	6	1,33
El Tigre 400/230 AT2	Hitachi	450	222,47	-6	6	6	1,33
Guanta II 230/115 AT 1	Ansaldo	100	81,14	-10	10	-6	1,1
Guanta II 230/115 AT 2	Ansaldo	100	81,14	-10	10	-6	1,1
Guanta II 230/115 AT 3	Ansaldo	100	81,14	-10	10	-6	1,1

Refinería 230/34,5 AT 1	Toshiba	88	25	-24	8	-13	1
Refinería 230/34,5 AT 2	Toshiba	88	25	-24	8	-13	1

Nota: Datos tomados del DIgSILENT.

3.1.4 Cargas Asociadas al Sistema.

Las cargas que posee el RTTO a nivel de 34,5 kV y 13,8 kV están reflejadas en las respectivas barras de 115 kV donde se encuentran los transformadores que las alimentan, pero como el nivel de voltaje a evaluar es de 230 kV se consideran las cargas concentradas, conectadas a las barras de 115 kV y manteniendo sus características de P y Q constantes.

3.2 Condición Actual del Sistema de Transmisión de C.A.D.A.F.E. Oriente

3.2.1 Premisas a Considerar para la Evaluación del Sistema de Transmisión C.A.D.A.F.E. Oriente

3.2.1.1 Perfiles de Voltaje

Se considerarán en condición crítica aquellas barras que resulten con un nivel de tensión por encima de 1,05 p.u. o por debajo de 0,95 p.u., siempre que el Sistema Eléctrico de Potencia se encuentre en condiciones normales de operación. Para estos valores se tomarán aproximaciones de 2 (dos) decimales por exceso.

Se considerarán en condición crítica aquellas barras que resulten con un valor de tensión por encima de 1,1 p.u. o por debajo de 0,9 p.u., siempre que el sistema se encuentre en condición de emergencia o en presencia de

alguna contingencia. Para estos valores se tomarán aproximaciones de 2 (dos) decimales por exceso.

3.2.1.2 Niveles de Carga en los Equipos

Se considerarán sobrecargados aquellos equipos cuya carga sobrepase el 80% de su valor nominal, siempre que el sistema se encuentre en condiciones normales de operación. Para esto se tomarán aproximaciones de 2 (dos) decimales por exceso.

Se considerarán sobrecargados aquellos equipos cuya carga sobrepase el 100% de su valor nominal, siempre que el sistema se encuentre en condiciones de emergencia o en presencia de alguna contingencia. Para estos valores se tomarán aproximaciones de 2 (dos) decimales por exceso.

3.2.2 Flujo de Potencia de la Red Troncal de Transmisión a 230 kV

El flujo de potencia simulado a la red troncal de transmisión a 230 kV mediante el DIgSILENT PowerFactory reflejan la situación actual del sistema, con valores aproximados, en cuanto a su balance de energía, sobrecarga de los diferentes componentes, perfiles de tensión, para así poder realizar el minucioso análisis y saber cuáles son los puntos débiles q posee el sistema. *(Resultados del Flujo de Potencia se muestran en el Anexo A. Figura 5)*

3.2.2.1 Subestaciones de la Red RTTO

Los resultados del estudio a la RTTO a 230 kV mediante el DIgSILENT muestran que la situación actual del sistema de la *RTTO* es deficiente, pues existen subestaciones que son puntos de vital importancia para la

electrificación de algunos estados, operando con un perfil de voltaje por debajo de los valores permitidos en las barras de 230 kV, como son el caso de las siguientes subestaciones: Barbacoa I, Barbacoa II, Casanay, El Indio, Guanta II y Refinería que operan con valores críticos que pueden llegar hasta 203,18 kV (0,88 p.u.) como lo es el caso de S/E Casanay en el Estado Sucre(Ver figura 3.2 y 3.3).

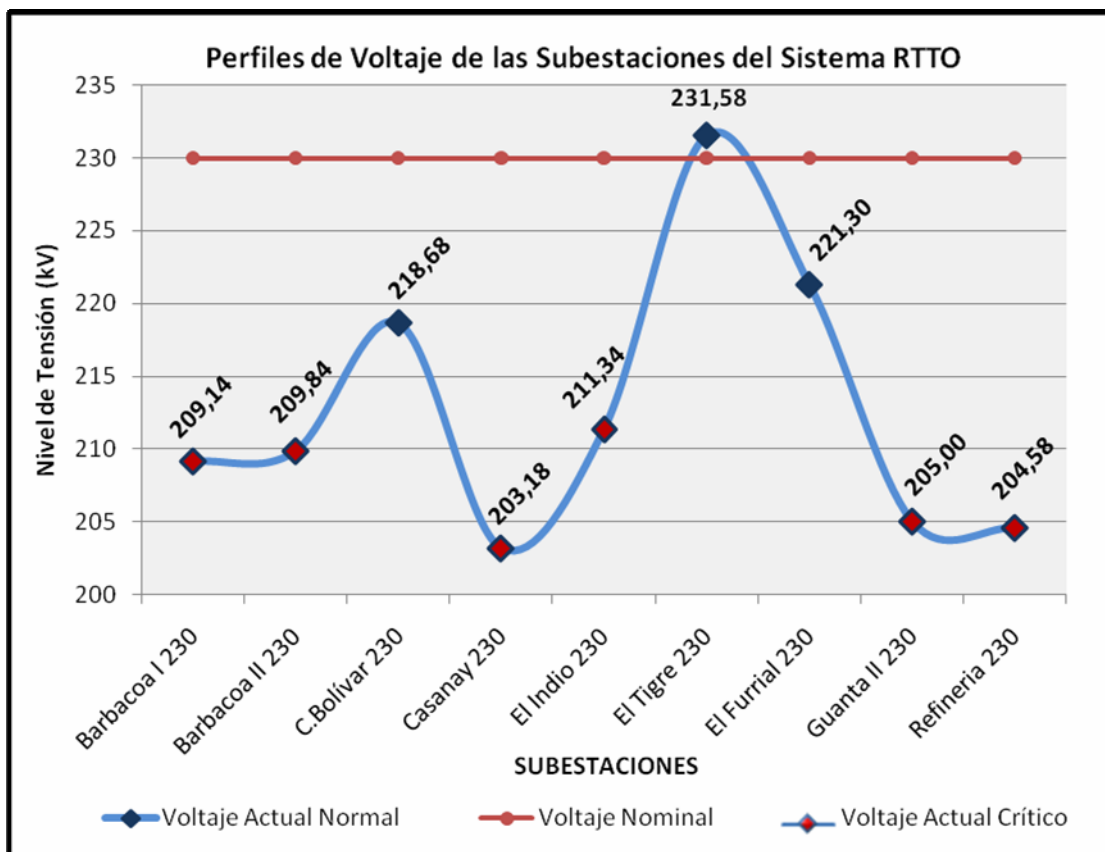


Figura 3.2. **Perfiles de Voltaje de las Subestaciones de la RTTO**
Fuente: Data obtenida del DigSILENT

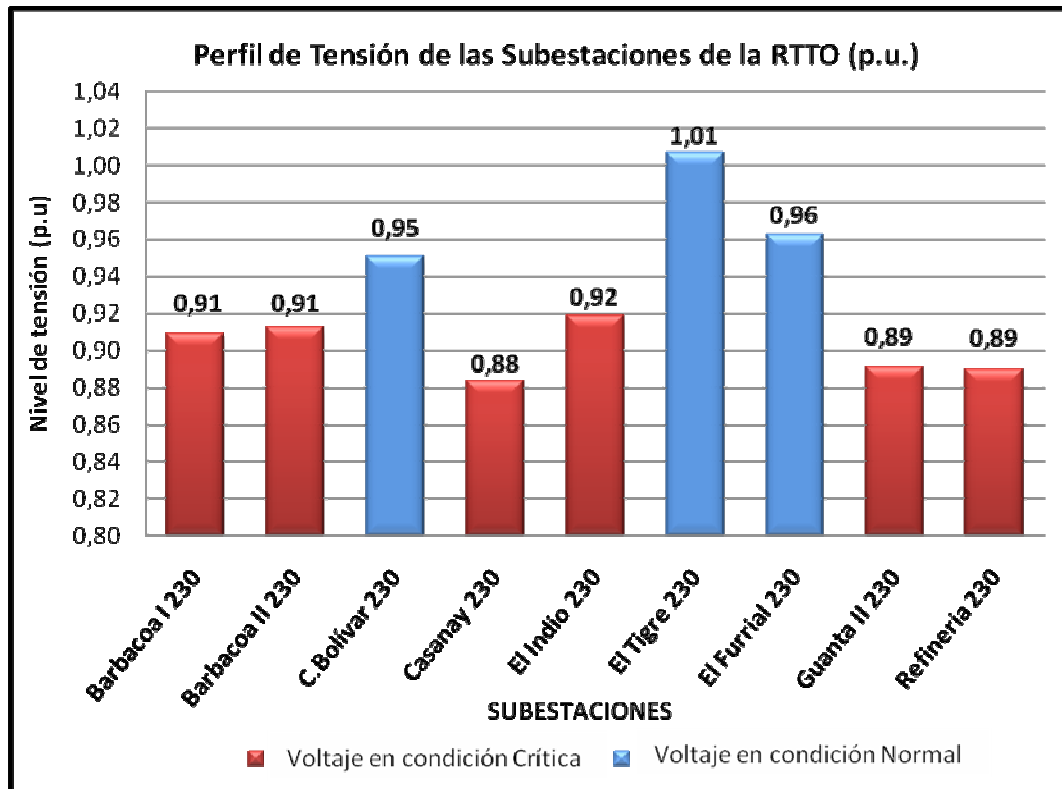


Figura 3.3. **Perfiles de Voltaje de las Subestaciones de la RTTO (Valores p.u.)**
Fuente: Data obtenida del DigSILENT

3.2.2.2 Transformadores de la Red Troncal de Transmisión Oriente

El estudio de flujo de carga simulado refleja una cantidad importante de autotransformadores con niveles de sobrecarga, operando muy por encima de los parámetros que determinan la estabilidad del sistema eléctrico, obligando que los equipos operen con un máximo desempeño reduciendo así su vida útil, y haciendo imposible las operaciones de maniobras en presencia de una contingencia tanto simple como extrema.

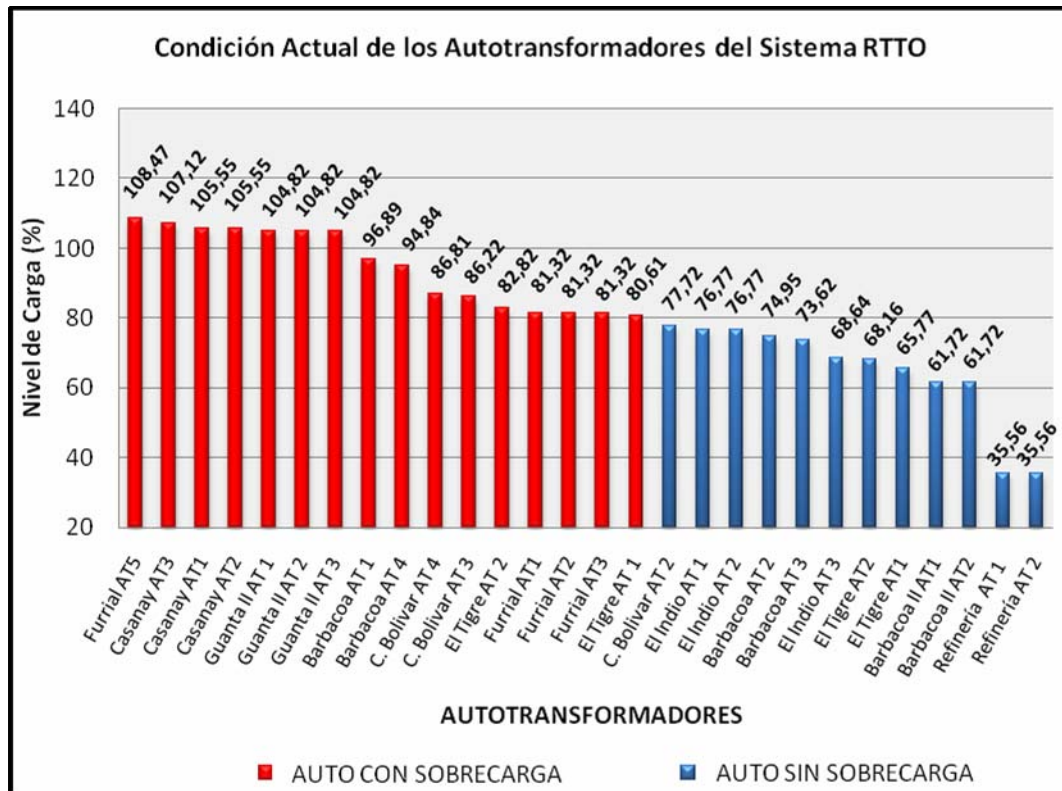


Figura 3.4. Nivel de carga de los Autotransformadores de la RTTO
Fuente: Data obtenida del DlgSILENT

En la figura 3.4 se puede observar que la mayoría de los autotransformadores del sistema de la RTTO en condiciones normales de operación, se encuentran trabajando con un porcentaje (%) de carga por encima del máximo establecido por normas de CADAPE, que permiten a estos operar en condiciones normales con un nivel de carga de 80 %, el caso más crítico es el autotransformador número 5 (AT5) de la S/E El Furrial, el cual posee un nivel de carga de 108,47 % lo que implica una situación de constante alerta.

3.2.2.3 Líneas de Transmisión de la RTTO.

Las líneas de transmisión de la red troncal de transmisión no presentan sobrecarga en ningún tramo, datos que son importantes dado que el sistema de potencia eléctrica de CADAFE no se encuentra en sus mejores condiciones de operación. La disposición de las líneas a continuación son doble terna.

En general, las líneas de transmisión de la RTTO se encuentran con niveles de carga que están dentro de los criterios de operación establecidos por la empresa CADAFE. Las líneas más cercanas a violar el criterio de sobre carga (> 80%) son las líneas El Furrial - El Indio que posee un porcentaje de carga del 70.84 % (Ver Figura 3.5)

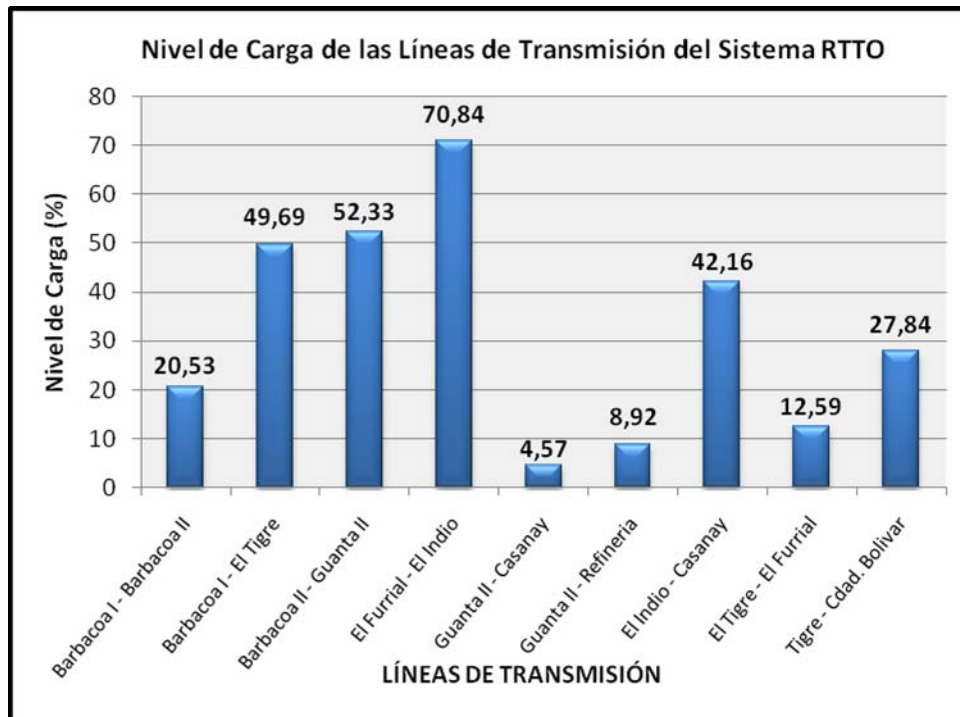


Figura 3.5. Nivel de carga de las líneas de la RTTO
Fuente: Data obtenida del DigSILENT

3.3 Condición Actual del Sistema de Transmisión del estado Sucre

3.3.1 Características del Sistema Eléctrico del Estado Sucre

El sistema eléctrico del estado Sucre abarca una extensión de 11.800 km², representando una demanda máxima de 320 MW. Este sistema comprende 11 subestaciones de las 69 que posee el sistema eléctrico oriental, y operan a un máximo nivel de tensión de 115 kV, excepto la subestación Casanay que posee los siguientes niveles de tensión (230/115/13,8) kV, a demás, la barra de esta subestación es del tipo tendida de 1100 MCM con dos conductores por fase, alimentada por un enlace doble terna proveniente de la subestación El Indio. Actualmente la red eléctrica del estado Sucre cuenta con una capacidad instalada de 300 MVA a nivel de (230/115) kV, y está compuesto por 3 (tres) autotransformadores de 100 MVA cada uno, 112 MVA instalados a nivel de (115/34,5) kV y 374 MVA a nivel de (115/13,8) kV. Los detalles de la subestación Casanay se muestran en el diagrama unifilar del Apéndice A, Figura 5. En la tabla 3.4 se nombran las 11 subestaciones:

Tabla 3.4 Subestaciones Ubicadas en el Estado Sucre

SUBESTACIONES DEL ESTADO SUCRE			
Subestaciones	Niveles de Tensión (kV)	Subestaciones	Niveles de Tensión (kV)
Casanay	230/115/13,8	Manzanares	115/13,8
Cariaco	115/34,5/13,8	Guiria	115/13,8
Carúpano	115/34,5/13,8	Irapa	115/13,8
Cumana II	115	Santa Fe	115/13,8
Cumana III	115/34,5/13,8	Tres Picos	115/34,5/13,8
Bordones	230/13,8		

Nota: Datos tomados del DigSILENT

3.3.2 Líneas de Transmisión del Sistema Eléctrico de Sucre

Este sistema cuenta actualmente con una longitud de 1.233 Km en líneas de transmisión, a niveles de tensión de 230 y 115 kV; En las tablas 3.5 y 3.6, se muestra cada una de las líneas que conforman el sistema de Transmisión del estado Sucre, con sus respectivas características:

Tabla 3.5. *Parámetros de las Líneas de Transmisión del Estado Sucre 230 kV*

NOMBRE	Longitud (Km)	Tipo de Conductor	Calibre (MCM)	I Nominal (Amp)	Voltaje nom. (kV)
				75 ° C	
Guanta II - Casanay	137	ACAR	1100	829	230
Indio-Casanay	109,1	ACAR	1100	829	230
Total Km. De Líneas 230 kV	245,70				

Nota: Datos tomados del DigSILENT

Tabla 3.6. *Parámetros de las Líneas de Transmisión del Estado Sucre 115 kV*

NOMBRE	Longitud (Km)	Tipo de Conductor	Calibre (MCM)	I Nominal (Amp)	Voltaje nom. (kV)
				75 ° C	
Carupano - Irapa	80	ACAR	350	465	115
Casanay - Cumana II	71	ACAR	350	465	115
Cumana II - Cariaco	68	ACSR	336,4	443	115
Casanay - Chacopata	51	ACAR	500	577	115
Casanay - Carupano	33	ACSR	4	298	115
Irapa - Guiria	31	ACAR	350	465	115
Cumana II - Manzanares	10,5	ACAR	500	577	115
Casanay - Cariaco	7	ACSR	4	298	115
Cumana II - Cumana III	7	ACAR	500	577	115
Cumana II - Bordones	5	ACAR	336,4	577	115
Cumana II - Tres Picos	0,3	ACSR	336,4	443	115
Total Km. De Líneas 115 kV	369,8				

Nota: Datos tomados del DIgSILENT

3.3.3 Autotransformadores del Sistema

La transformación de niveles de tensión en el sistema eléctrico de potencia del estado Sucre cuenta esencialmente con tres autotransformadores en la subestación Casanay a nivel de 230/115 kV de 100 MVA cada uno, los cuales se describen en la tabla 3.3 anteriormente mostrada.

3.3.4 Flujo de Carga del Sistema Eléctrico del Estado Sucre.

3.3.4.1 Subestaciones del Sistema

Los resultados obtenidos del flujo de carga realizado muestran que las condiciones de operación del sistema eléctrico del estado Sucre no son las apropiadas, puesto que en situaciones normales presenta problemas de bajo nivel de tensión en las 11 subestaciones que la conforman, violando los criterios establecidos, por cuanto es imposible mantener los perfiles de tensión dentro de un rango aceptable. Lo que implica que durante la ocurrencia de una falla se produzca interacciones del servicio eléctrico, afectando al estado Nueva Esparta.

Este sistema muestra una mayor incidencia de bajo nivel de tensión en las subestaciones de Irapa 115 kV y Guiria 115 kV, que presentan un nivel de 0.81 p.u. y 0.79 p.u. respectivamente. (*Ver figura 3.6 y 3.7*)

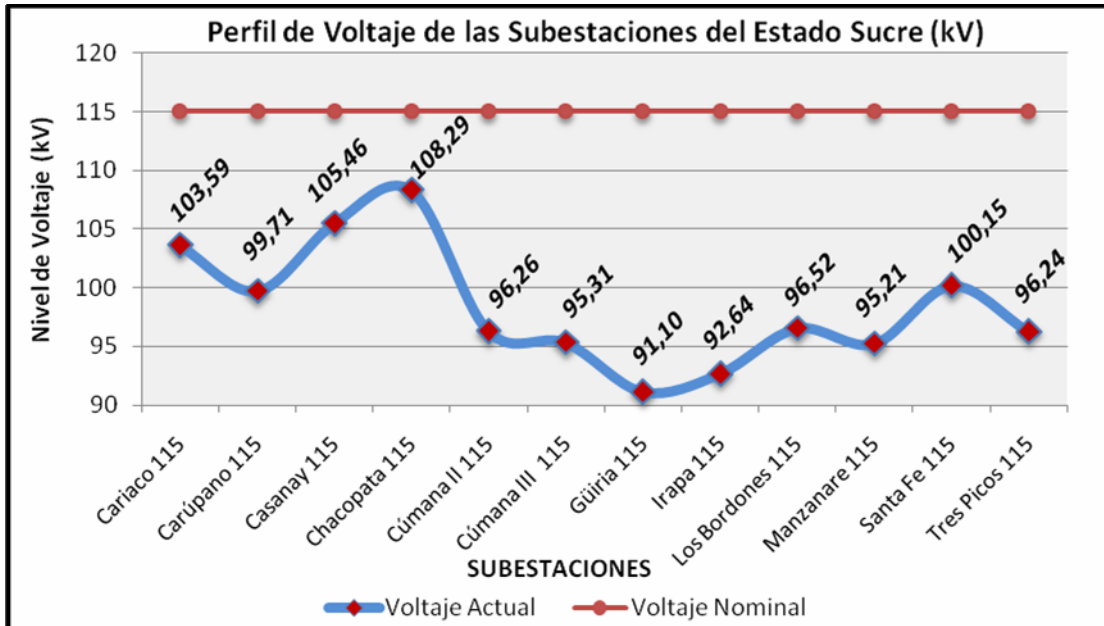


Figura 3.6. Perfiles de Voltaje de las Subestaciones del Estado Sucre (kV)
Fuente: Data obtenida del DigSILENT

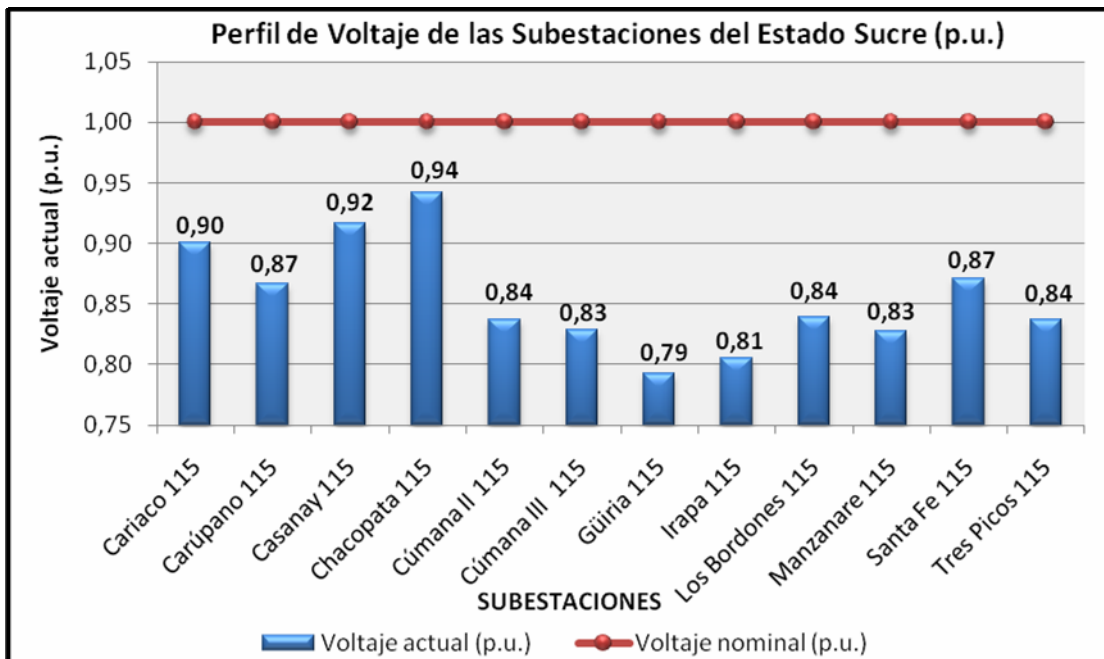


Figura 3.7. Perfiles de Voltaje de las Subestaciones del Estado Sucre (p.u.)
Fuente: Data obtenida del DigSILENT

3.3.4.2 Autotransformadores del Estado Sucre

Actualmente los tres (3) autotransformadores de la subestación Casanay 230/115 kV se encuentran sobrecargados, violando el límite máximo en condiciones normales permitido por CADAFE, en la figura 3.8 se puede observar que los tres autotransformadores se encuentran con valores muy por encima de lo establecido, resultando el valor más crítico el autotransformador N° 3 con un nivel de carga de 107,08 %, también es importante destacar que los Taps de los autotransformadores de la S/E Casanay se encuentran en su posición máxima, por lo que hace imposible mejorar su condición de operación.

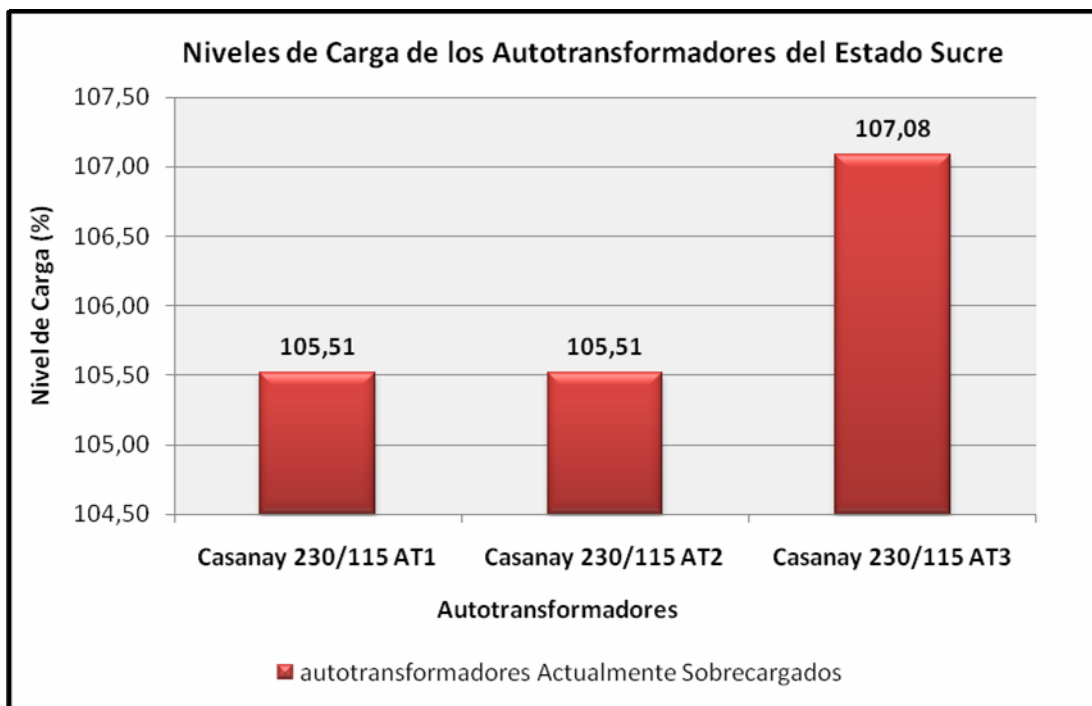


Figura 3.8. Nivel de Carga de los Autotransformadores del Estado Sucre.
Fuente: Data obtenida del DigSILENT

3.3.4.3 Líneas del Sistema del Estado Sucre

Según los valores obtenidos del flujo de carga las líneas de transmisión del estado Sucre presentan sobrecarga en dos de las trece líneas que componen el sistema a nivel de 115 kV, con valores más significativos los presentados por las líneas Casanay – Cariaco y Casanay – Carúpano L1, con un porcentaje de de carga (%) de 113,50 y 84,78 respectivamente, las otras líneas que se encuentran en el sistema del estado Sucre se encuentran dentro de las premisas establecidas por la empresa CADAFE en cuanto a la carga de los equipos en condiciones normales (Ver figura 3.9).

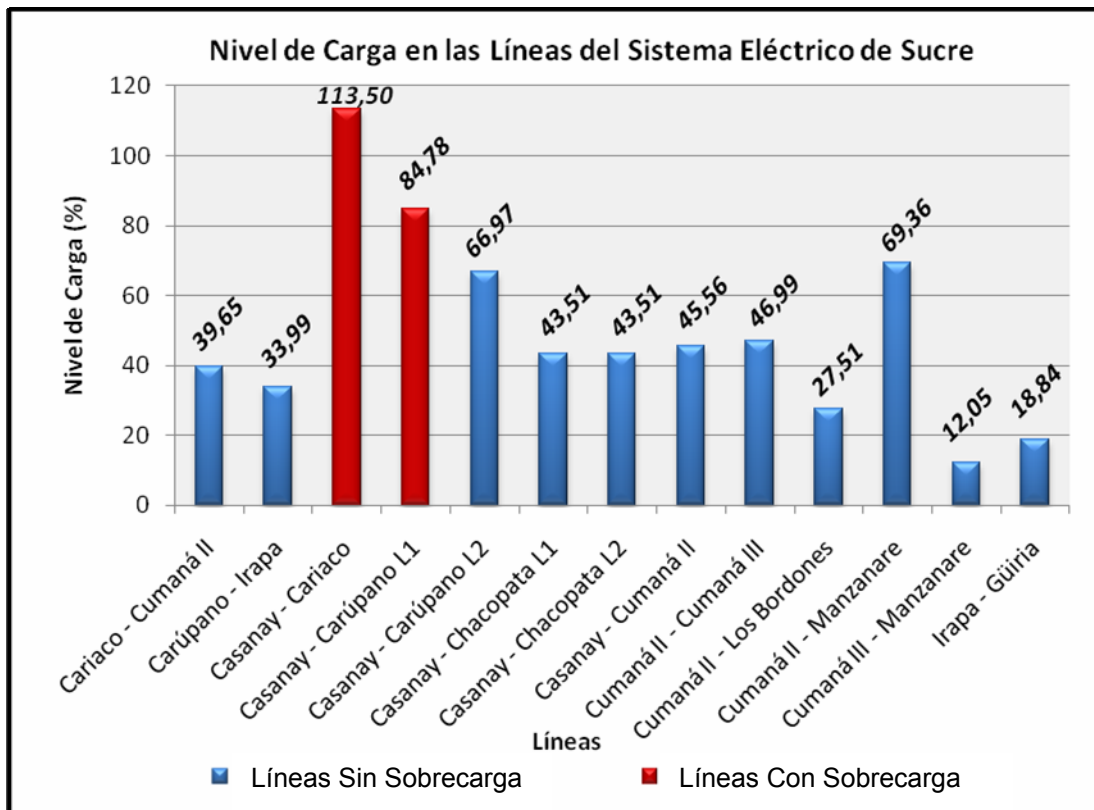


Figura 3.9. Nivel de Carga de las Líneas de las SS/EE del estado Sucre
Fuente: Data obtenida del DigSILENT

3.4 Condición Actual del Sistema de Transmisión del Estado Anzoátegui

3.4.1 Características del Sistema Eléctrico del Estado Anzoátegui

El Sistema de Potencia de CADAPE Anzoátegui representa una demanda máxima de 1111 MW. Este sistema comprende 24 subestaciones de la 69 que posee el sistema eléctrico oriental de CADAPE y operan a niveles de tensiones de 400, 230 y 115 kV. En la tabla 3.7 se nombran las 10 subestaciones pertenecientes a la zona sur del estado Anzoátegui y en la tabla 3.8 se nombran las 14 subestaciones restantes pertenecientes a la zona norte del estado Anzoátegui.

Tabla 3.7. Subestaciones del Estado Anzoátegui (Zona Sur)

SUBESTACIONES DE LA ZONA SUR ESTADO ANZOÁTEGUI			
Subestaciones	Niveles de tensión (kV)	Subestaciones	Niveles de tensión (kV)
<i>El Tigre I</i>	<i>400/230/115</i>	<i>El Tigre II</i>	<i>115/34,5/13,8</i>
<i>Rebombero I</i>	<i>115/13,8</i>	<i>El Roble</i>	<i>115/34,5/13,9</i>
<i>Rebombero II</i>	<i>115/13,8</i>	<i>El Tigre III</i>	<i>115/13,8</i>
<i>Clarines</i>	<i>115/34,5/13,8</i>	<i>Los Pilonos</i>	<i>115/13,8</i>
<i>El Esfuerzo</i>	<i>115/34,5/13,8</i>	<i>Anaco (A. Salazar)</i>	<i>13,8/115</i>

Nota: Datos tomados de Diagramas Unifilares Sistema Oriental

Tabla 3.8. Subestaciones del Estado Anzoátegui (Zona Norte)

SUBESTACIONES DE LA ZONA NORTE ESTADO ANZOÁTEGUI			
Subestaciones	Niveles de tensión (kV)	Subestaciones	Niveles de tensión (kV)
<i>Barbacoa I</i>	<i>230/115/34,5</i>	<i>Isleta</i>	<i>115/13,8</i>
<i>Barbacoa II</i>	<i>400/230/34,5</i>	<i>Lechería</i>	<i>115/13,8</i>
<i>Guanta II</i>	<i>230/115/13,8</i>	<i>Parchitas</i>	<i>115/6,6</i>
<i>Barcelona</i>	<i>115/13,8</i>	<i>Guanta</i>	<i>115/13,8</i>
<i>Chuparin</i>	<i>115/13,8</i>	<i>Cuartel</i>	<i>115/13,8</i>
<i>Guaraguao</i>	<i>115/13,8</i>	<i>Tronconal V</i>	<i>115/13,8</i>
<i>Paraíso</i>	<i>115/13,8</i>	<i>Curaguaro</i>	<i>115/6,6</i>

Nota: Datos tomados de Diagramas Unifilares Sistema Oriental

Actualmente la red eléctrica del estado Anzoátegui cuenta con una capacidad instalada de 3.716 MVA aproximadamente. En la tabla 3.9 se muestran la distribución de MVA, según el nivel de tensión, de los equipos que componen el sistema del estado Anzoátegui.

Tabla 3.9. Capacidad Instalada en MVA del estado Anzoátegui

CAPACIDAD INSTALADA DEL ESTADO ANZOÁTEGUI			
Nivel de Tensión (kV)	Nº de Unidades	Equipo	Capacidad Nominal Total (MVA)
<i>400/230</i>	<i>2</i>	<i>Autotransformador</i>	<i>900</i>
<i>230/115</i>	<i>9</i>	<i>Autotransformador</i>	<i>1200</i>
<i>115/34,5</i>	<i>11</i>	<i>Transformadores</i>	<i>258</i>
<i>115/13,8</i>	<i>37</i>	<i>Transformadores</i>	<i>1330</i>
<i>115/6,6</i>	<i>4</i>	<i>Transformadores</i>	<i>28,2</i>

Nota: Datos tomados de Diagramas Unifilares Sistema Oriental

3.4.2 Líneas de Transmisión Eléctrica del Estado Anzoátegui.

A continuación se presenta un resumen de las características de las líneas de transmisión a 115 kV pertenecientes a CADAFE de la zona sur y norte del estado Anzoátegui. (Ver tabla 3.10 y 3.11 respectivamente)

El estado Anzoátegui también posee líneas de transmisión a 230 kV (RTTO), cuyas características se describen en la tabla 3.2

Tabla 3.10. Características de las Líneas de Transmisión de la Zona Sur del Estado Anzoátegui

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SUR DEL ESTADO ANZOÁTEGUI	Nivel de Tensión (kV)	Longitud (Km)	TIPO	Calibre (MCM)	Carga nominal (Amp)
A. Salazar - El Tigre	115	82	ACAR	350	530
A. Salazar - El Tigre III	115	73	ACAR	350	530
Rebombeo I - Rebombeo II	115	64,5	ACAR	500	660
Rebombeo II - Santa Rosa	115	57	ACAR	750	898
Rebombeo II - Bitor	115	56	ACAR	750	898
A. Salazar - Rebombeo II	115	55,7	ACAR	500	660
Santa Rosa - Anaco	115	25	ACAR	500	720
El Tigre - El Tigre III	115	9,7	ACAR	350	530
El Tigre - El Tigre II	115	8	ACAR	350	528
Tigre I - El Esfuerzo	115	6	ACAR	350	528
Tigre II - El Esfuerzo	115	6	ACAR	350	528
El Roble - Los Pilonos	115	4	ACSR	336,4	530
A. Salazar - El Roble	115	3	ACAR	500	660

Nota: Datos tomados de Diagramas Unifilares Sistema Oriental

Tabla 3.11 Características de las Líneas de Transmisión de la Zona Norte del Estado Anzoátegui

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ESTADO ANZOÁTEGUI	Nivel de Tensión (kV)	Longitud (Km)	TIPO	Calibre (MCM)	Carga nominal (Amp.)
<i>Barbacoa - Isleta</i>	115	47	ACAR	350	530
<i>Curaguaro - Guaraguao</i>	115	25,62	ACAR	350	530
<i>Isleta - Clarines</i>	115	24	ACAR	350	530
<i>Barbacoa - Curaguaro</i>	115	22,3	ACAR	350	530
<i>Chuparín - Barbacoa</i>	115	21	ACSR	336,4	530
<i>Barcelona - Barbacoa I</i>	115	15	ACAR	500	660
<i>Guanta - Guanta II L2</i>	115	13,9	ACSR	336,4	530
<i>Chuparín - Guanta II No.1</i>	115	11,4	ACSR	336,4	530
<i>Chuparín - Paraíso</i>	115	10	ACAR	350	530
<i>Guanta - Guaraguao</i>	115	10	ACSR	336,4	530
<i>Barcelona - Cuartel</i>	115	9,5	ACAR	350	530
<i>Parchita - Barbacoa I</i>	115	9,5	ACAR	500	500
<i>Guanta - Guanta II L1</i>	115	8,9	ACSR	336,4	530
<i>Barcelona - Parchita</i>	115	7,5	ACAR	500	660
<i>Cuartel - Lecherías</i>	115	4	ACAR	350	530
<i>Barcelona - TOFF Tronconal V</i>	115	TOFF con Tronconal V	ACAR	350	561
<i>Guanta II - TOFF Tronconal V</i>	115		ACAR	350	561

Nota: Datos tomados de Diagramas Unifilares Sistema Oriental

3.4.3 Autotransformadores del Sistema Eléctrico del Estado Anzoátegui

La transformación de niveles de tensión en el sistema eléctrico de potencia del estado Anzoátegui cuenta esencialmente con dos (2) autotransformadores a nivel de 400/230 kV con 900 MVA instalados, nueve (9) autotransformadores a nivel de 230/115 kV con 1200 MVA instalados, los cuales se describen en la tabla 4.3.

A nivel de 115/34,5 kV posee instalados 11 transformadores con una capacidad de 258 MVA, Anzoátegui también posee 37 transformadores a nivel de 115/13,8 kV con una capacidad instalada de 1330 MVA y en 115/6,6 kV posee cuatro (4) transformadores con 28,2 MVA instalados.

3.4.4 Flujo de Carga del Sistema Eléctrico del Estado Anzoátegui

3.4.4.1 Zona Sur del Estado Anzoátegui

3.4.4.1.1 Subestaciones

Los resultados obtenidos del flujo de carga realizado muestran que las condiciones de operación del sistema eléctrico de la zona sur del estado Anzoátegui no son las adecuadas en su totalidad, puesto que en situaciones normales presenta problemas de bajo nivel de tensión en 4 de las 9 subestaciones que conforman la zona sur del estado, violando los criterios establecidos por CADAPE, por cuanto es imposible mantener los perfiles de tensión dentro de un rango aceptable.

Este sistema muestra una mayor incidencia de bajo nivel de tensión en las subestaciones de El Roble 115 kV y Los Pilonos 115 kV, que presentan un nivel de 0.81 p.u. y 0.79 p.u. respectivamente.

A continuación, se muestra los resultados del flujo de carga aplicados a las barras de las subestaciones de CADAPE pertenecientes a la zona sur del estado Anzoátegui.

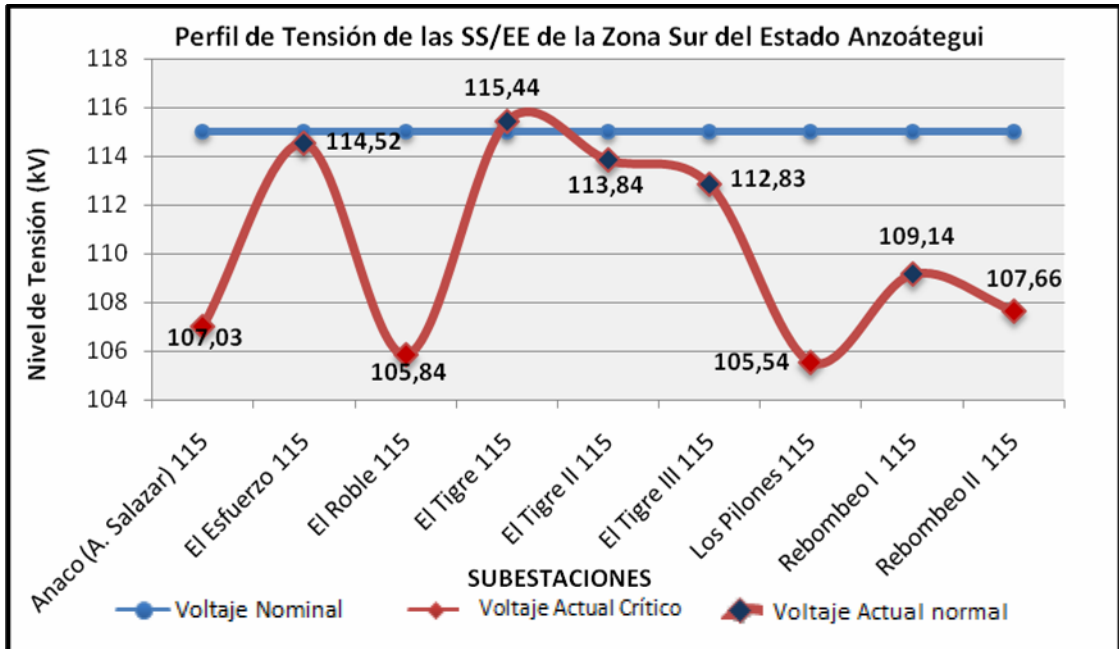


Figura 3.10. **Perfiles de Voltaje de las SS/EE de la Zona Sur de Anzoátegui (kV)**
 Fuente: Data obtenida del DlgSILENT

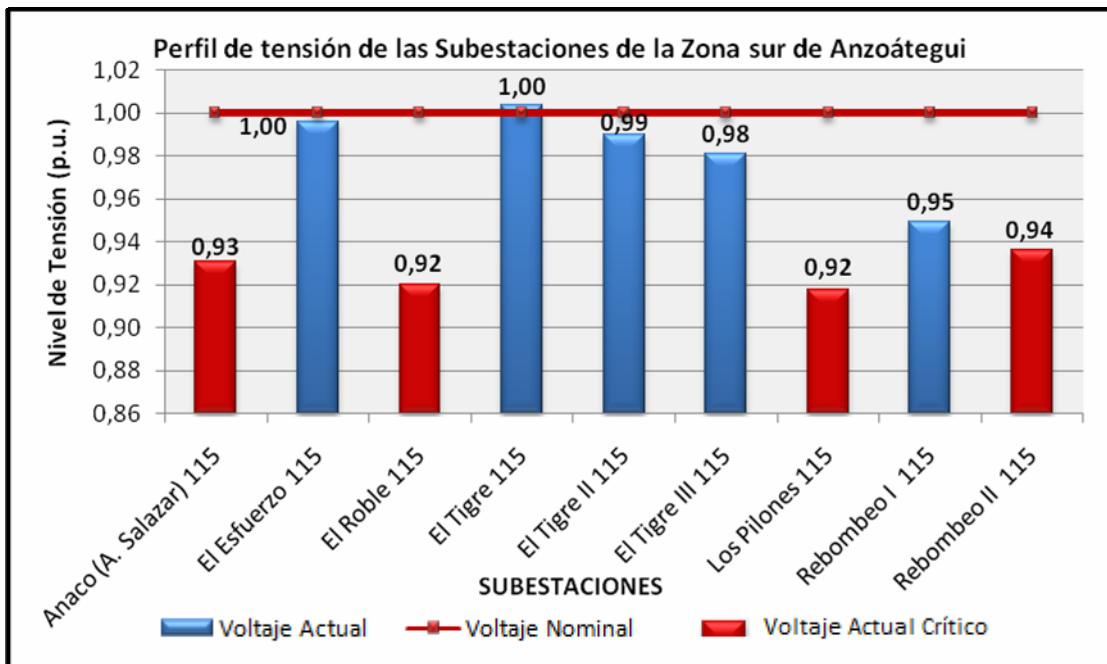


Figura 3.11. **Nivel de Voltaje de las SS/EE de la Zona Sur de Anzoátegui (p.u.)**
 Fuente: Data obtenida del DlgSILENT

3.4.4.1.2 Autotransformadores

Actualmente dos (2) de los cuatro (4) autotransformadores de la subestación El Tigre 400/230/115 kV perteneciente a la zona sur de estado Anzoátegui se encuentran sobrecargados, violando el límite máximo en condiciones normales permitido por CADAFE, en la tabla 4.8 se puede observar que estos autotransformadores se encuentran con valores un poco por encima de lo permitido, resultando el valor más crítico el autotransformador N° 2 a nivel de 230/115 kV con un nivel de carga de 82,81 % (Ver figura 3.12).

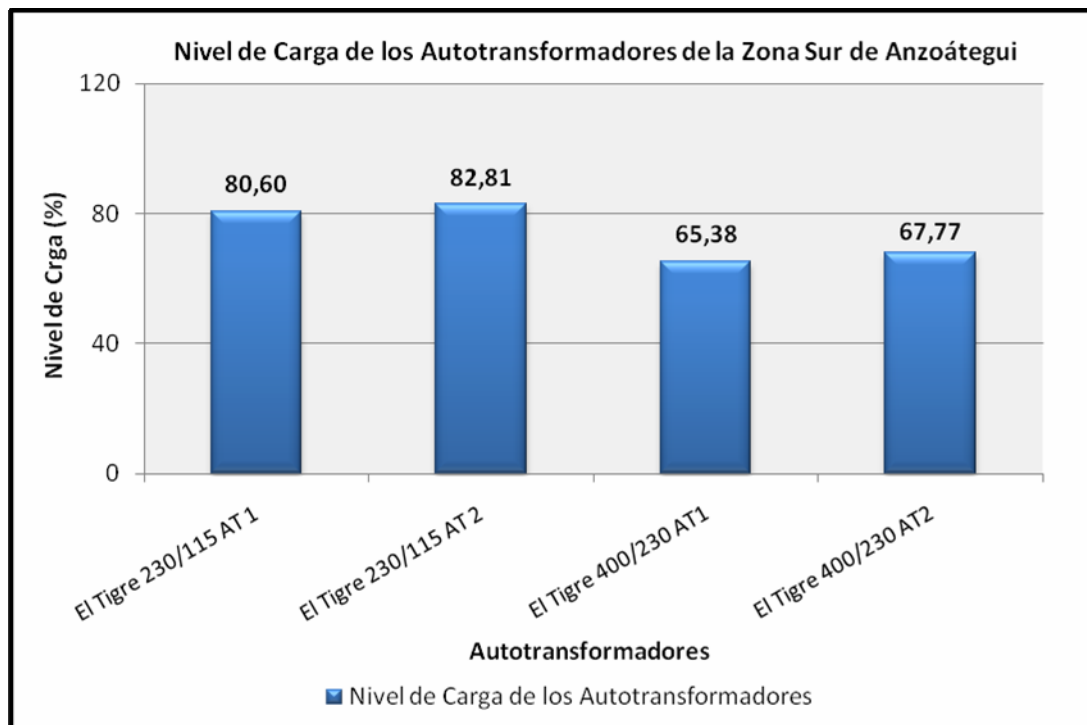


Figura 3.12. Nivel de Carga de los Autotransformadores del Sur de Anzoátegui.
Fuente: Data obtenida del DIgSILENT

3.4.4.1.3 Líneas de Transmisión

Las líneas que componen el sistema de transmisión a nivel de 115 kV de la zona sur de Anzoátegui presentan sobrecarga en tres (3) de las quince (15) líneas del sistema, con valores significativos los presentados por las líneas de Anaco – El Roble que presenta un nivel de carga del 116 %, otras líneas a destacar son las líneas de El Tigre – El tigre III y Jose - Taej que presentan un nivel de carga de 94,81 % y 92,55 % respectivamente, las otras líneas que se encuentran en el sistema de transmisión de la zona sur se encuentran dentro de las premisas establecidas por la empresa CADAFE en cuanto a la carga de los equipos en condiciones normales (*Ver tabla 3.13*).

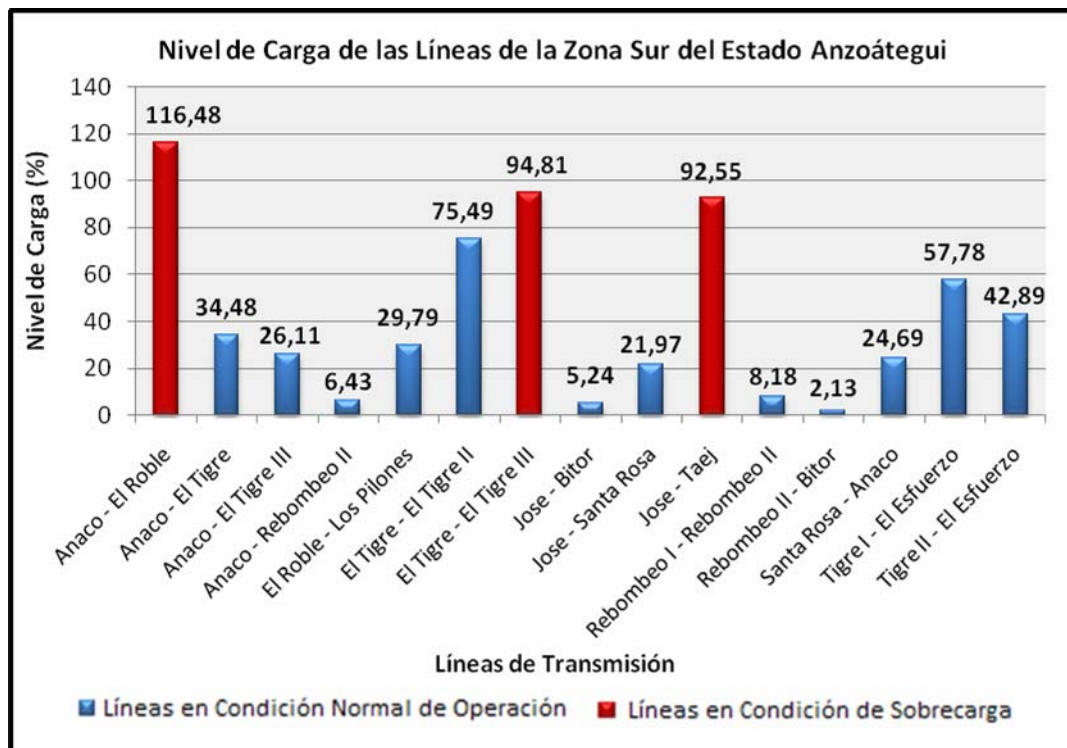


Figura 3.13. Niveles de Carga de las Líneas de transmisión del Sur de Anzoátegui

Fuente: Data obtenida del DIgSILENT

3.4.4.2 Zona Norte del Estado Anzoátegui

3.4.4.2.1 Subestaciones

De los resultados obtenidos de la zona norte del estado Anzoátegui mediante el flujo de carga realizado en el PowerFactory DlgSILENT 13.2 muestra que los perfiles de tensión de las subestaciones de la zona norte presentan niveles de tensión críticos, a excepción de la subestación Barbacoa en 115 kV que presenta un nivel de tensión aproximado de 109 kV (0.95 p.u.), encontrándose exactamente en el límite inferior de tensión permitido por CADAFE que establece un ± 5 % del voltaje nominal en condiciones normales de operación.

Las 13 subestaciones restantes presentan niveles de tensión críticos, entre estos casos, el más críticos que se posee es el de la S/E Clarines que presenta un nivel de tensión de 97 kV (0.84 p.u.) aproximadamente, en las figuras 3.14 y 3.15 se puede observar que el sistema de la zona norte de Anzoátegui presenta un bajo perfil de tensión en las subestaciones a 115 kV.

A continuación, se muestra los resultados del flujo de carga aplicados a las barras de las subestaciones de CADAFE pertenecientes a la zona norte del estado Anzoátegui.

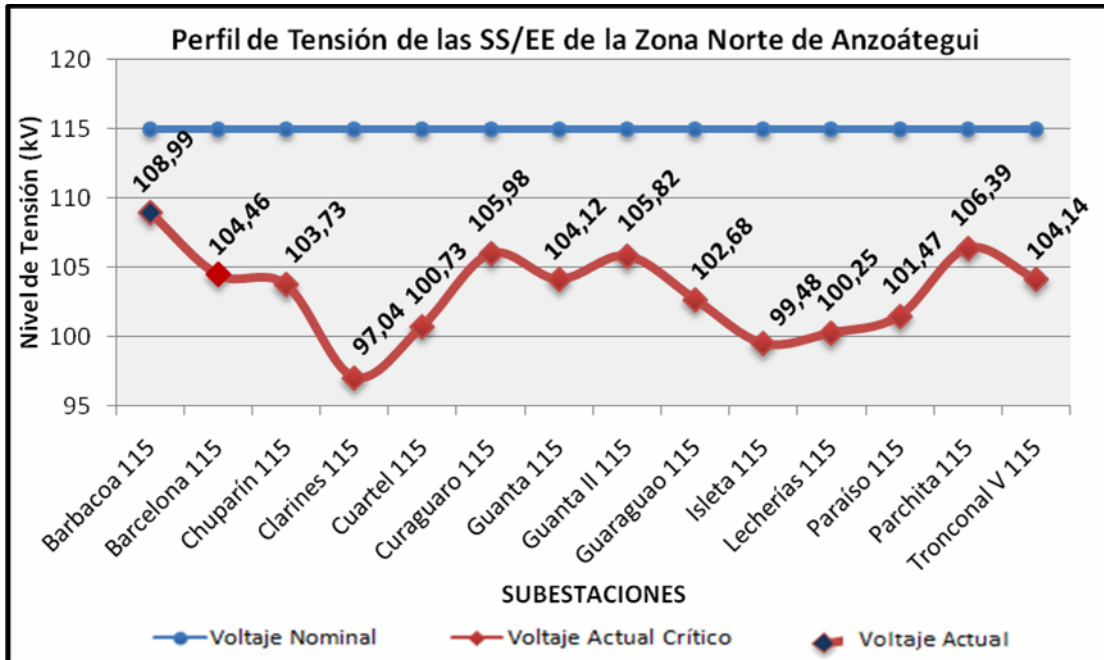


Figura 3.14. Niveles de Voltaje de las SS/EE del Norte de Anzoátegui (kV)
Fuente: Data obtenida del DlgSILENT

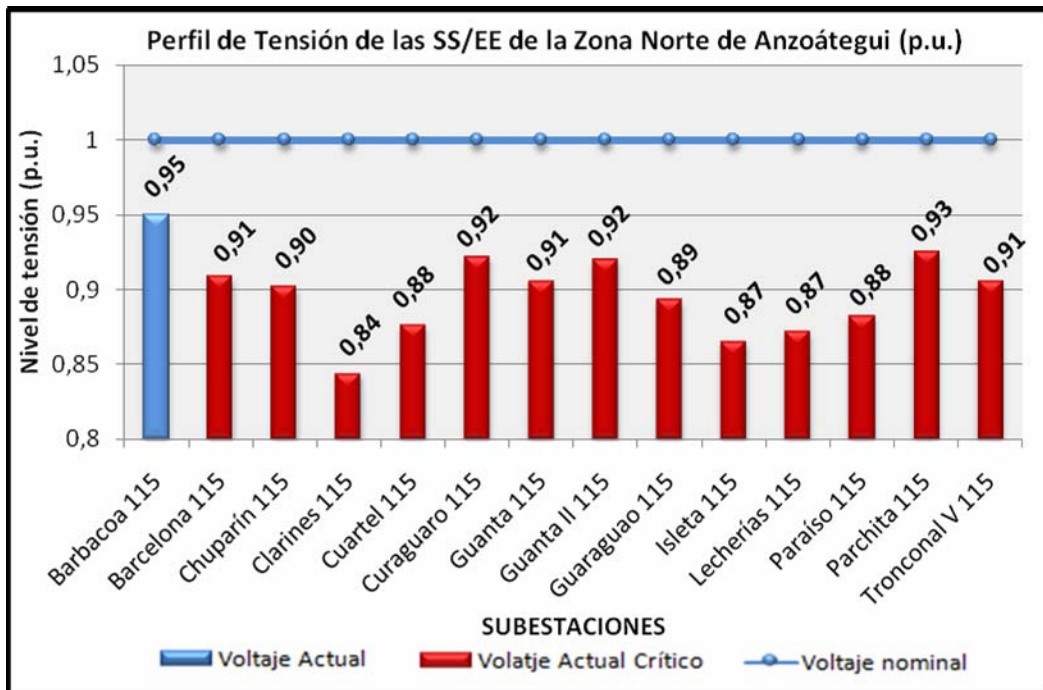


Figura 3.15. Niveles de Voltaje de las SS/EE del Sur de Anzoátegui (p.u.)
Fuente: Data obtenida del DlgSILENT

3.4.4.2.2 Autotransformadores

Según los valores obtenidos por el flujo de carga, muestra que los tres (3) autotransformadores de de la S/E Guanta II (230/115) en condiciones normales de operación presentan un nivel de carga de casi 105 %, es de decir, una sobrecarga de un poco más de 25 %.

Otros autotransformadores que presentan sobrecarga son los autotransformadores 1 y 4 de la S/E Barbacoa 230 / 115, que presentan un nivel de carga de casi 97 % y 95% respectivamente (Ver figura 3.16 y 3.17).

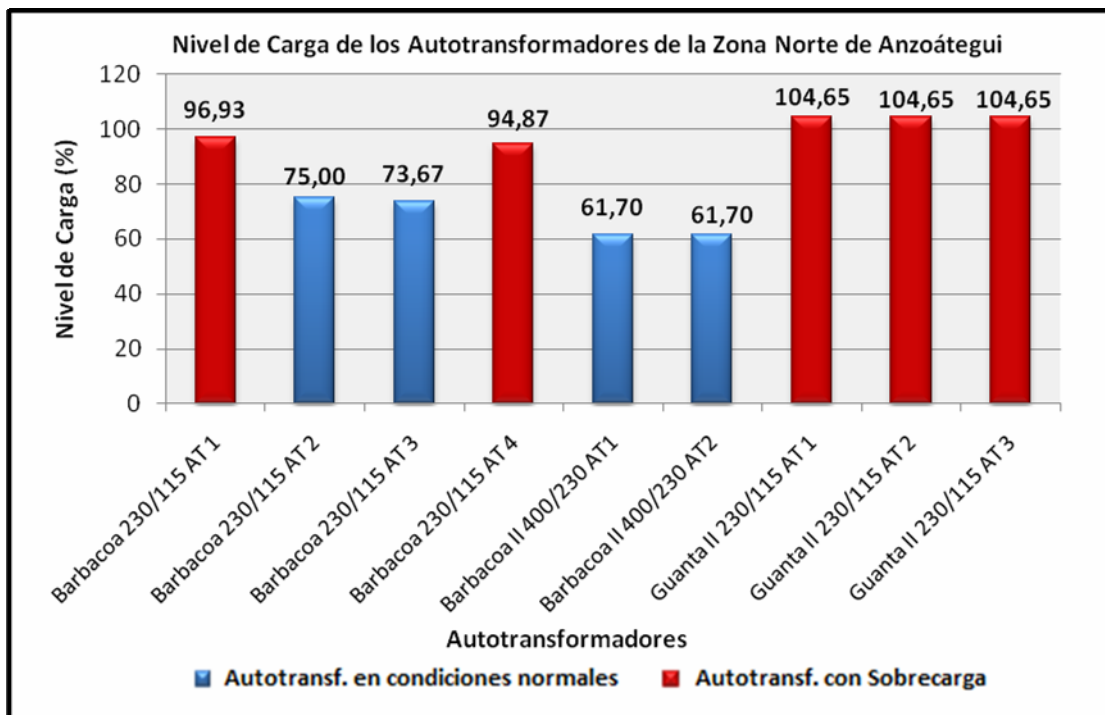


Figura 3.16. Niveles de Carga de los Autotransformadores del Norte de Anzoátegui.

Fuente: Data obtenida del DIGSILENT

3.4.4.2.3 Líneas de Transmisión

Según valores obtenidos del flujo de carga mediante el DigSILENT, las líneas de la zona norte del estado Anzoátegui presentan sobrecarga en cinco (5) de las dieciocho (18) líneas que componen la zona norte de Anzoátegui, con valores significativos los presentados por las líneas Barcelona – Cuartel y Barcelona – Barbacoa, los cuales presentan un nivel de carga de aproximadamente 120 % y 104 % respectivamente, violando muy por encima las normas establecidas por CADAFE. (Ver Figura 3.17)

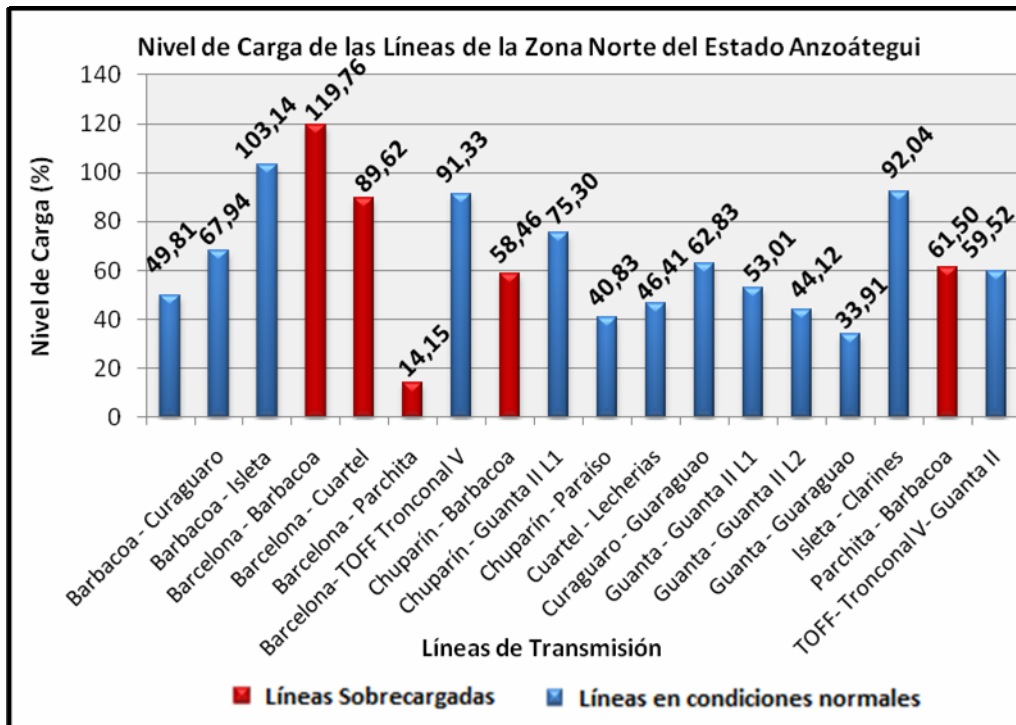


Figura 3.17. Nivel de Carga de las Líneas de transmisión del Norte de Anzoátegui

Fuente: Data obtenida del DigSILENT

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y RESULTADOS DE CONTINGENCIAS

4.1 Consideraciones

Para el análisis de las contingencias, se estudiaron aquellos casos de las líneas dobles terna (circuitos paralelos) a 230 kV del sistema de transmisión perteneciente a la red troncal de transmisión oriental (RTTO), que en un momento determinado pueden interrumpir la continuidad y el buen funcionamiento del mismo.

El análisis de contingencia está basado en el criterio de fallas eléctricas trifásicas de n-2 o contingencia doble, manteniendo en funcionamiento todos los equipos menos dos de las líneas doble terna a 230 kV de la RTTO, específicamente en los estados Anzoátegui y Sucre, las fallas simuladas no necesariamente tienen que ser simultáneas, puede ser considerada entre otras, la salida de la línea N° 1 a 230 kV por una descarga atmosférica y luego la salida de la línea n° 2 a 230 kV por falla de sobrecarga en la misma.

Para observar el comportamiento del Sistema ante las contingencias y hacer los análisis correspondientes, se realizaron simulaciones de Flujo de Carga mediante el simulador DlgSILENT PowerFactory versión 13.2 para condiciones de máxima demanda, por ser esta la condición más crítica de operación y más confiable al momento de establecer los botes de carga

necesarios para restablecer el sistema y evitar el colapso del mismo, según el caso de contingencia en estudio.

Al momento de establecer los botes de carga automáticos dependiendo de la contingencia, se tomaron en cuenta las líneas de transmisión y equipos de maniobras que permitieran una rápida y efectiva acción al desconectar la carga que permitan mantener estable el sistema de potencia de CADAFE.

También es necesario considerar el tiempo de acción de reenganches que poseen las líneas de la RTTO, el cual es de 300 milisegundos (ms) para líneas trifásicas a 230 kV.

4.3 Contingencias a Estudiar

En la tabla 4.1 se presentan los casos de las posibles contingencias que pudiesen ocurrir en la RTTO, estos casos serán las salidas dobles de las líneas de transmisión del sistema de CADAFE, ya sea por presentar fallas, por o cualquier evento que ocasione que el equipo quede fuera de servicio.

No se realizaron contingencias sencillas, es decir, solo un elemento fuera de servicio.

No se tomaron en cuenta para el análisis, las fallas en las líneas que forman circuitos radiales en la RTTO a 230 kV, por no ser de interés para la elaboración de los botes de cargas.

La Evaluación se realizó bajo un escenario de máxima demanda (hora pico de 19:00 y 20:00 horas), obteniéndose así los resultados máximos de potencia a racionar y porcentajes de sobrecarga en equipos.

Tabla 4.1. Descripción de las Contingencias a Analizar en el Sistema.

<i>Caso</i>	<i>Sistema</i>	<i>Descripción</i>
1	RTTO	Fuera de Servicio: Línea Doble Terna Barbacoa II - Guanta II
2		Fuera de Servicio: Línea Doble Terna Barbacoa I - Barbacoa II
3		Fuera de Servicio: Línea Doble Terna Guanta II - Casanay
4		Fuera de Servicio: Línea Doble Terna Indio - Casanay
5		Fuera de Servicio: Línea Doble Terna Tigre I - Barbacoa I

4.3 Resultados y Análisis de los casos de Contingencias.

Los resultados y análisis de las simulaciones de las contingencias previamente mencionadas son detalladas a continuación, así como los botes de carga necesarios para restablecer el sistema según el caso de contingencia en estudio, mediante los criterios técnicos de análisis previamente establecidos por la empresa CADFE en condiciones de contingencia del sistema.

Caso 1: Simulación y Despeje De Cortocircuito Trifásico en la Línea a 230 kV Doble Terna Barbacoa II – Guanta II.

Consecuencias: Al simularse esta contingencia mediante la herramienta computacional PowerFactory versión 13.2, se presenta un colapso de tensión

del sistema de potencia de CADAFE en el estado Sucre y en la zona Norte del estado Anzoátegui, todos con valores por debajo del límite inferior permitido de 207 kV (0.9 p.u.) según las premisas consideradas para valores nominales a 230 kV y 103,2 kV (0.9 p.u.) para los perfiles de tensión a 115 kV, también se presentan sobrecarga en algunas líneas a 115 kV, entre estas se encuentran las líneas Barcelona – Cuartel (103 % de sobrecarga), Barcelona – Barbacoa (165%), Barcelona – T-OFF Tronconal V (115%), Barcelona Chuparín (142%), Barcelona – Parchita (152%) y sobrecarga en autotransformadores de la S/E Barbacoa I que presentan sobrecarga hasta de 150% como son el caso de los autos N° 1 y 4 y en los autos N ° 2 y 3 con 119 %, también se presenta sobrecarga en los autotransformadores de la S/E Casanay que presentan sobrecarga de 112 %, valores estos por encima de las premisas consideradas para los equipos del sistema que permiten trabajar a los mismo con un máximo de 100% de sobrecarga (*Ver Anexo A, Figura 9-12*)

En las figura 4.1 y 4.2 se muestra el colapso de tensión del sistema de potencia de CADAFE en la RTTO ocasionado por la contingencia N° 1, tomando como variables las barras a 230 kV de las S/E Barbacoa II, S/E Guanta II, S/E Casanay y S/E Barbacoa I.

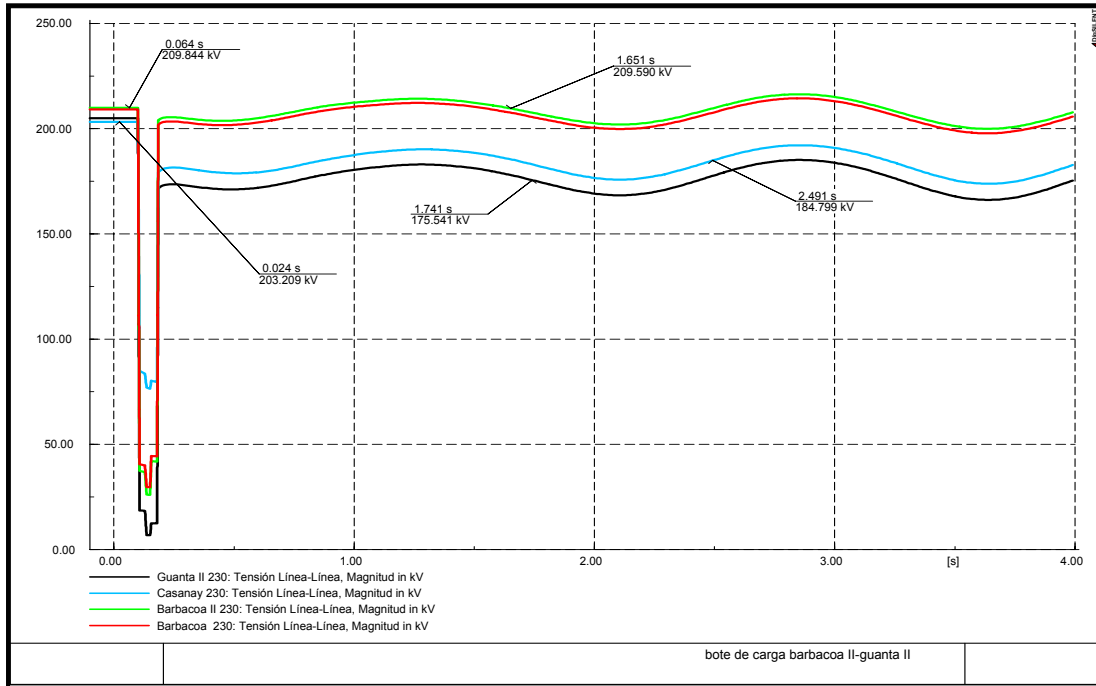


Figura 4.1. Gráfica de Resultados de la contingencia para el Caso N° 1 (kV)
Fuente: Data obtenida del DigSILENT

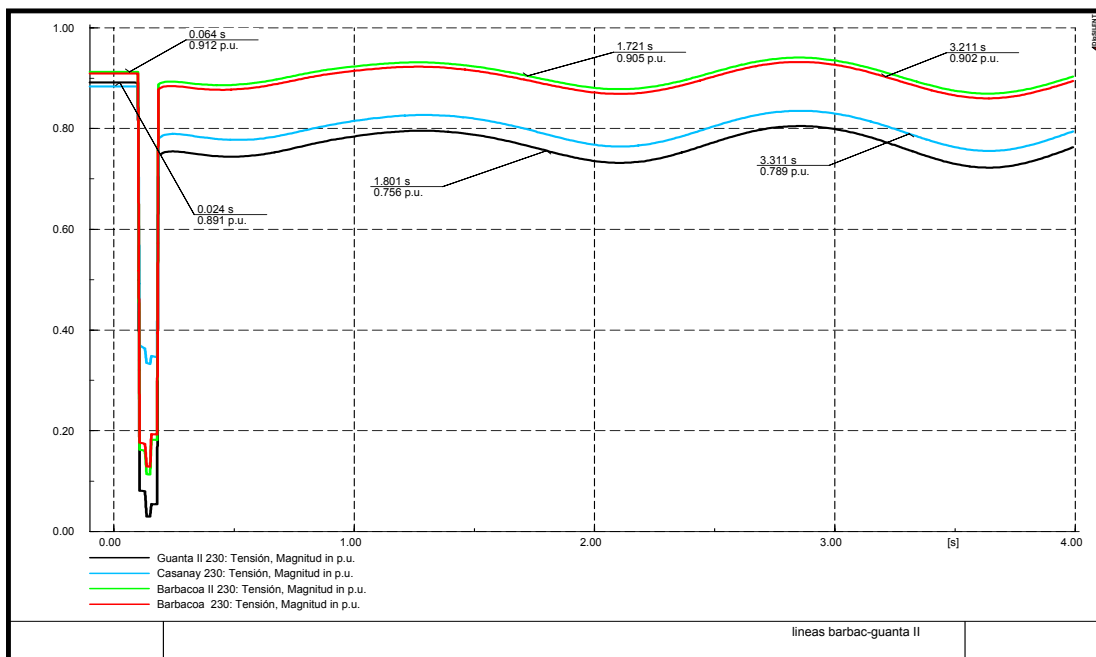


Figura 4.2. **Gráfica de Resultados de la contingencia para el Caso N° 1 (p.u.)**

Fuente: Data obtenida del DIgSILENT

Como medida para evitar las consecuencias originadas por la contingencia N° 1 se propone el bote de carga de aproximadamente de 247 MW, definido de la siguiente manera:

- Abrir el interruptor H105 de la línea a 115 kV Barcelona – Cuartel: abrir la salida Cuartel en la S/E Barcelona 115/13,8 KV, desconectando la carga de las SS/EE Cuartel 115/13,8 kV (80MW) y Lechería 115/13,8 kV (60MW).
- Abrir los interruptores de la línea a 115 kV Guanta II – Barcelona que está en T-OFF- Tronconal V: abrir los interruptores H1320 y H1420 de la salida Barcelona en la S/E Guanta II 230/115 kV y abrir el interruptor H205 salida Guanta II en la S/E Barcelona 115/13,8 kV, despejando de esta manera un bloque de 51 MW en la S/E Tronconal V 115/13,8 kV.
- Abrir el interruptor H205 de la línea a 115 kV Chuparín – Paraíso: abrir la salida Paraíso en la S/E Chuparín 115/13,8 kV para despejar un bloque de 56 MW en la S/E Paraíso 115/13,8 kV. (Ver Anexo A, *Figura 13-16*)

Simulando estas acciones de botes de cargas mediante la herramienta computacional DIgSILENT PowerFactory 13.2, que permite realizarlo mediante un evento (Ver figura 4.3), en el cual se establece de manera precisa los pasos para llevar a cabo la contingencia de las líneas en cuestión

y el despeje necesario de potencia activa (MW) para solventar las consecuencias originadas por la misma.

Nombre	Tiempo	Objeto	Fuera de Ser...
Evento de CortoCircuito L1	0.1	Barbacoa II - Guanta II L1	<input type="checkbox"/>
Evento de CortoCircuito L2	0.13	Barbacoa II - Guanta II L2	<input type="checkbox"/>
Despeje de Corto Circuito L1	0.15	Barbacoa II - Guanta II L1	<input type="checkbox"/>
Apertura de las línea L1	0.15	Barbacoa II - Guanta II L1	<input type="checkbox"/>
Cespeje de Cortocircuito L2	0.18	Barbacoa II - Guanta II L2	<input type="checkbox"/>
Apertura de la líneas L2	0.18	Barbacoa II - Guanta II L2	<input type="checkbox"/>
Apertura de línea q alimenta Tronconal V	0.415	Interruptor	<input type="checkbox"/>
Apertura de la línea en S/E Barcelona	0.415	Switch	<input type="checkbox"/>
Apertura de la línea en S/E Chuparín	0.415	Switch	<input type="checkbox"/>
Apertura de la línea Guanta II-Refine L1	0.415	Interruptor	<input type="checkbox"/>
Apertura de la línea Guanta II-Refine L2	0.415	Interruptor	<input type="checkbox"/>

Figura 4.3. Evento simulado de la Contingencia (Caso N° 1)

Fuente: Data obtenida del DigSILENT

Para observar los resultados del evento antes mencionado se tomaron en consideración las siguientes variables: perfiles de tensión a 230 kV de la S/E Barbacoa II y de la S/E Guanta II por ser éstas el tramo donde están conectadas las líneas donde se presenta la contingencia del caso N° 1 y los perfiles de tensión a 230 kV de la S/E Casanay por estar situada aguas abajo del sitio donde se presenta la falla y el perfil a 230 kV de la S/E Barbacoa I, a pesar que ésta se encuentra aguas arribas de la contingencia (Ver figuras 4.4 y 4.5)

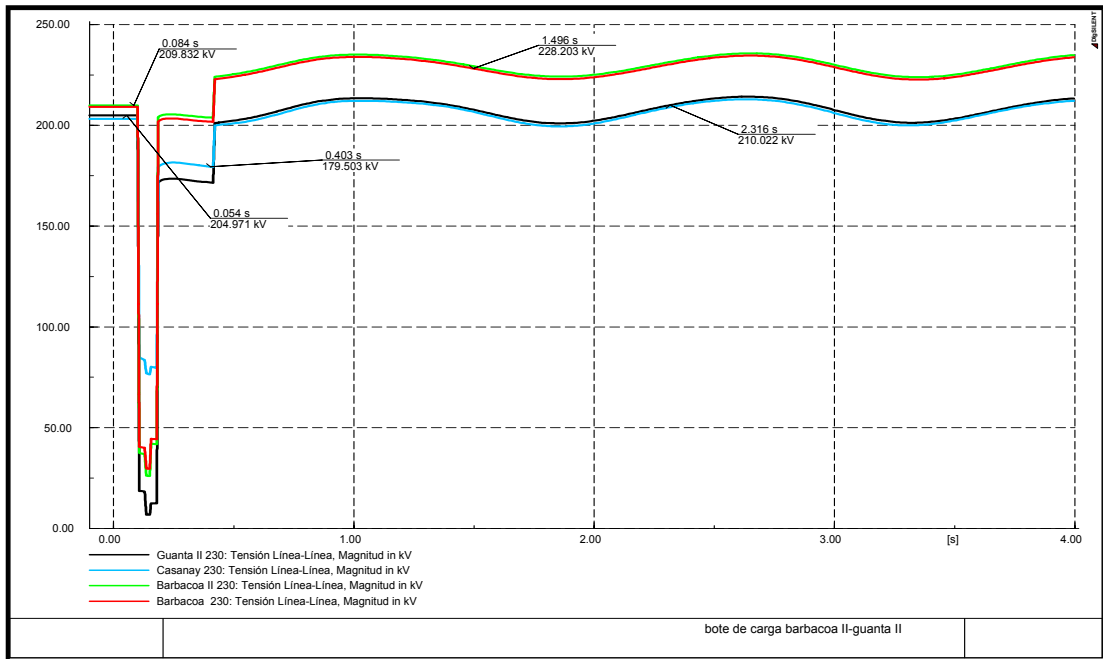


Figura 4.4. Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 1 (kV)
Fuente: Data obtenida del DIgSILENT

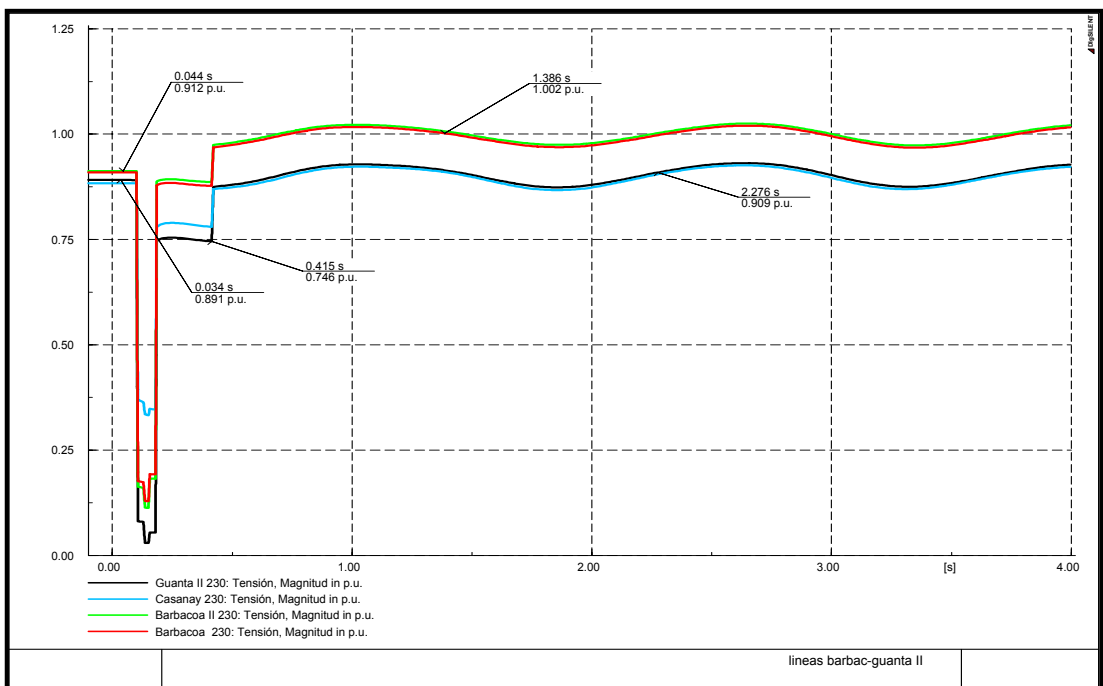


Figura 4.5. **Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 1 (p.u.)**

Fuente: Data obtenida del DigSILENT

En las figuras 4.4 y 4.5 se muestra que el sistema de potencia de CADAFE comienza a estabilizarse a partir de los 415 milisegundos (ms) de manera efectiva, tiempo necesario para la acción del bote de carga una vez ocurrido la contingencia del caso N° 1, considerando los 300 ms del tiempo de espera de reenganche de las líneas trifásicas a 230 kV, una versión más detalla de la gráfica del bote de carga mostrado en las gráficas 4.4 y 4.5, se presenta a continuación en la figura 4.6.

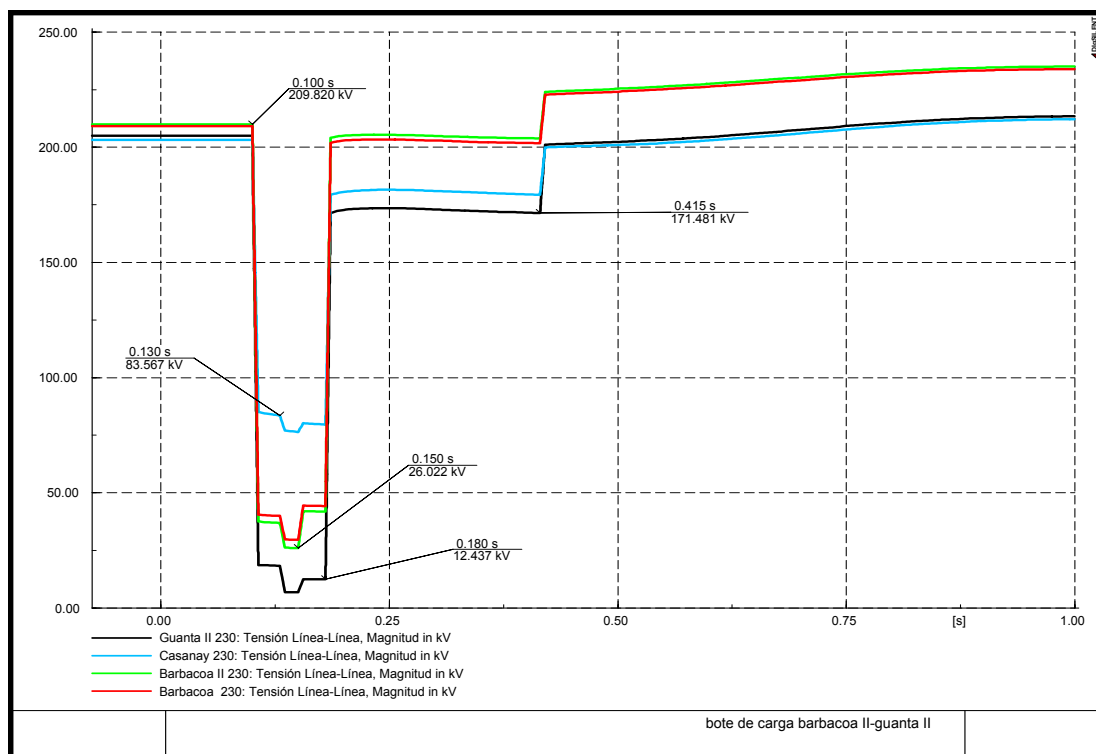


Figura 4.6. **Gráfica a detalle del resultado de Bote de Carga para el Caso N° 1.**

Fuente: Data obtenida del DigSILENT

La figura 4.6 es el resultado amplificado y detallado del evento mostrado en la figura 4.3 en el cual, entre los 0.1 y 0.13 s se le simula un

cortocircuito trifásico a la línea a 115 kV doble terna Barbacoa – Guanta II, ocurriendo un colapso de los perfiles de tensión a 230 kV de las SS/EE Barbacoa II con 26, 022 kV, Guanta II con 12,437 kV, Casanay 83, 567 kV y Barbacoa I con 27 kV por un corto tiempo.

Entre los 0.15 y 0.18 s, se procede al despeje del cortocircuito y de las líneas en cuestión, observándose así una mejoría en los niveles de tensión de las subestaciones mostradas, aunque con esto no es suficiente para alcanzar en el sistema una estabilidad adecuada en cuanto a los perfiles de tensión, por lo que procede a los 0.415 s a realizar el bote de carga automático propuesto mediante el simulador PowerFactory 13.2 y descrito al principio del caso N° 1, a partir de este tiempo se observa la recuperación y estabilidad del sistema que empieza a mostrar valores promedios de 228 KV para los perfiles de tensión a 230 kV de las SS/EE Barbacoa II y Barbacoa I y 210,522 kV para los perfiles de tensión a 230 kV de las SS/EE Guanta II y Casanay, valores que se consideran adecuados dado que se encuentran dentro de las premisas consideradas, las cuales establecen que los perfiles de tensión en condiciones de contingencias pueden presentar $\pm 10 \%$ de su valor nominal, en esta caso a 230 kV el límite inferior sería de 207 kV. (Ver *Figura 4.4 y 4.5*).

Caso N° 2: Simulación y Despeje De Cortocircuito Trifásico en la Línea a 230 kV Barbacoa I – Barbacoa II.

Consecuencias: Mediante la simulación realizada con la herramienta computacional PowerFactory 13.2, se observa un colapso en los niveles de tensión a 230 kV del sistema de potencia de CADAPE en el estado Sucre y en la zona Norte del estado Anzoátegui, en la S/E Casanay presenta un nivel de tensión de 205 kV en su perfil de tensión a 230 kV , mientras que en el

Norte de Anzoátegui la S/E Barbacoa I presentan un nivel de tensión de 201 kV en su perfil de tensión a 230 kV, estando por debajo del mínimo permitido en condiciones de contingencia que permite 207 kV para valores nominales a 230 kV, también se presentan líneas a 115 kV con sobrecarga como son las líneas Anaco – El Roble (A. Salazar) (108% de sobrecarga), Barcelona – Cuartel (101 %), T-OFF Tronconal V- Guanta II con (103%) y en el estado Sucre sobre carga en la línea Casanay – Cariaco con (119%), también se presenta sobrecarga en los tres (3) autotransformadores de la S/E Guanta II 230/115 kV que presentan sobre carga de 131% y el autotransformador N° 3 de la S/E Casanay 230/115 kV que presentan sobrecarga de 102%, valores que están por encima del 100% de la premisa considera para equipos del sistema (*Ver Anexo A, Figura 17-20*).

En las figuras 4.7 y 4.8 se muestra el resultado en el sistema de la contingencia planteada en el caso N° 2, donde las variables mostradas son los perfiles de tensión a 230 kV de las SS/EE Barbacoa II, El Indio, Casanay y Barbacoa I, esta última es la que presenta mayor problema en su nivel de tensión alcanzando 198.799 kV durante la contingencia, cuando venia presentando un nivel de 209.820 kV antes de la misma, mientras q las demás mantuvieron su perfil de tensión o como el caso de la S/E Barbacoa II que alcanzó un nivel de tensión de 212,530 kV durante la contingencia cuando anterior a esta presentaba 209,808 kV.

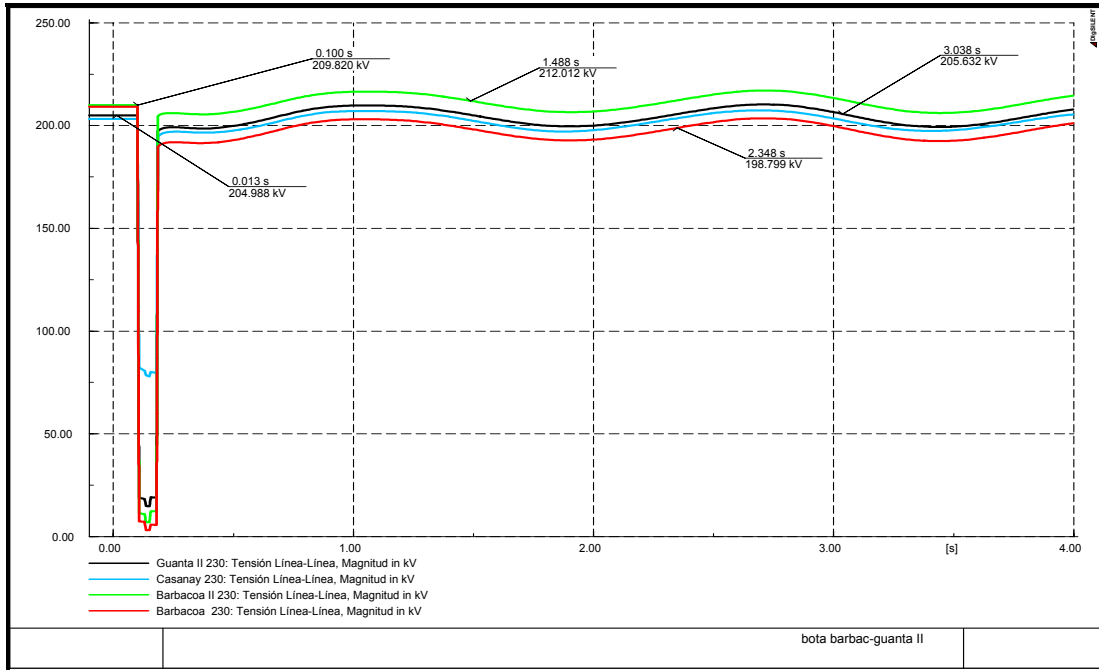


Figura 4.7. Gráfica de los Resultados del caso N° 2 en el Sistema (kV).
Fuente: Data obtenida del DigSILENT.

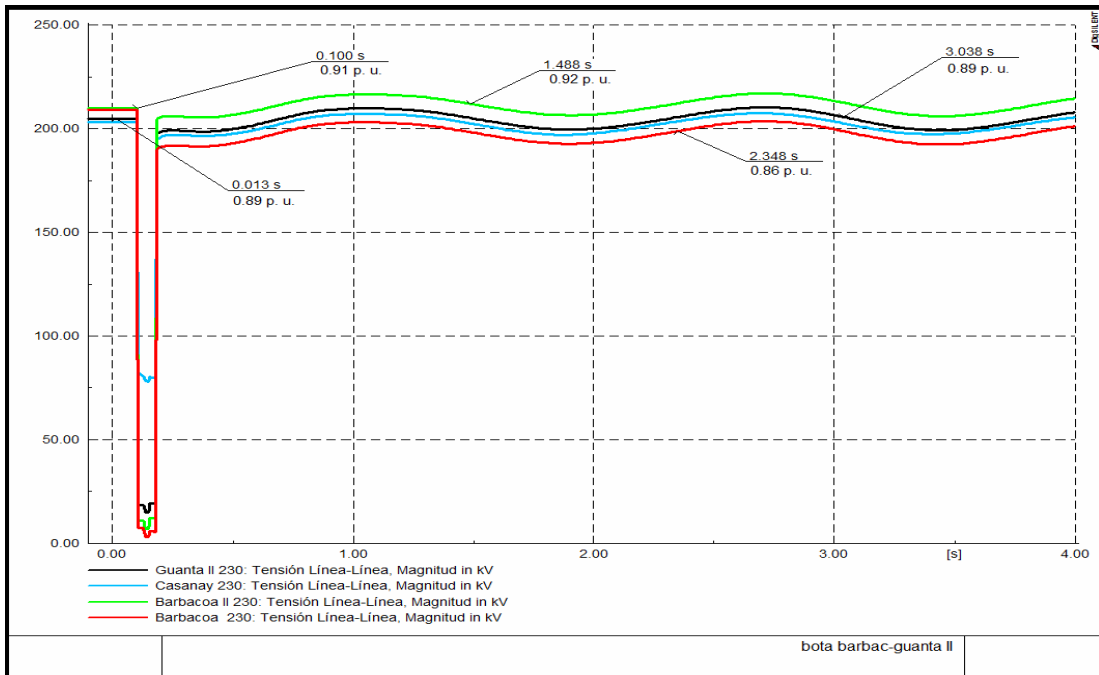


Figura 4.8. Gráfica de los Resultados del caso N° 2 en el Sistema (p.u.).
Fuente: Data obtenida del DigSILENT.

Como medida para evitar las consecuencias originadas por la contingencia N° 2 se propone el bote de carga de aproximadamente de 196 MW, definido de la siguiente manera:

- Abrir el interruptor H105 de la línea a 115 kV Barcelona – Cuartel: abrir la salida cuartel en la S/E Barcelona 115/13,8 KV desconectando la carga de las SS/EE Cuartel 115/13,8 kV (80MW) y Lechería 115/13,8 kV (60MW).
- Abrir el interruptor H205 de la línea a 115 kV Chuparín – Paraíso: abrir la salida Paraíso en la S/E Chuparín 115/13,8 kV para despejar la S/E Paraíso 115/13,8 kV (56 MW) (Ver Anexo A, Figura 21-24).

Simulando estas acciones de botes de cargas mediante la herramienta computacional DigSILENT PowerFactory 13.2, que permite realizarlo mediante un evento (Ver figura 4.9), en el cual se establece de manera precisa desde la contingencia del caso N° 2 y las acciones de bote de carga necesarias para permitir que el sistema alcance niveles de tensión necesario para su estabilidad.

	Nombre	Tiempo	Objeto StaBar*,ElmTerm*,ElmLne,El...	Fu
<input checked="" type="checkbox"/>	Evento de Corto Circuito L1	0.1	Barbacoa - Barbacoa II L1	
<input checked="" type="checkbox"/>	Evento de Corto Circuito L2	0.13	Barbacoa - Barbacoa II L2	
<input checked="" type="checkbox"/>	Despeje de Cortocircuito L1	0.15	Barbacoa - Barbacoa II L1	
<input checked="" type="checkbox"/>	Despeje de la línea L1	0.15	Barbacoa - Barbacoa II L1	
<input checked="" type="checkbox"/>	Despeje de Cortocircuito L2	0.18	Barbacoa - Barbacoa II L2	
<input checked="" type="checkbox"/>	Despeje de la línea L2	0.18	Barbacoa - Barbacoa II L2	
<input checked="" type="checkbox"/>	Abrir en S/E Barcelona salida Cuartel	0.415	Switch	
<input checked="" type="checkbox"/>	Abrir en S/E Chuparín salida Paraíso	0.415	Switch	

Ln 6 8 Objeto(s) de 8 1 Objeto(s) seleccionado(s)

Figura 4.9. Evento simulado de la Contingencia (Caso N° 2)

Fuente: Data obtenida del DigSILENT

Para observar los resultados del evento antes mencionado se tomaron en consideración las siguientes variables: perfiles de tensión a 230 kV de la SS/EE Barbacoa II y Barbacoa I por ser estas el tramo donde están conectadas las líneas donde se presenta la contingencia del caso N° 2 y los perfiles de tensión a 230 kV de la SS/EE Casanay y Guanta II por estar situada aguas abajo del sitio donde se presenta la falla (Ver figuras 4.10 y 4.11)

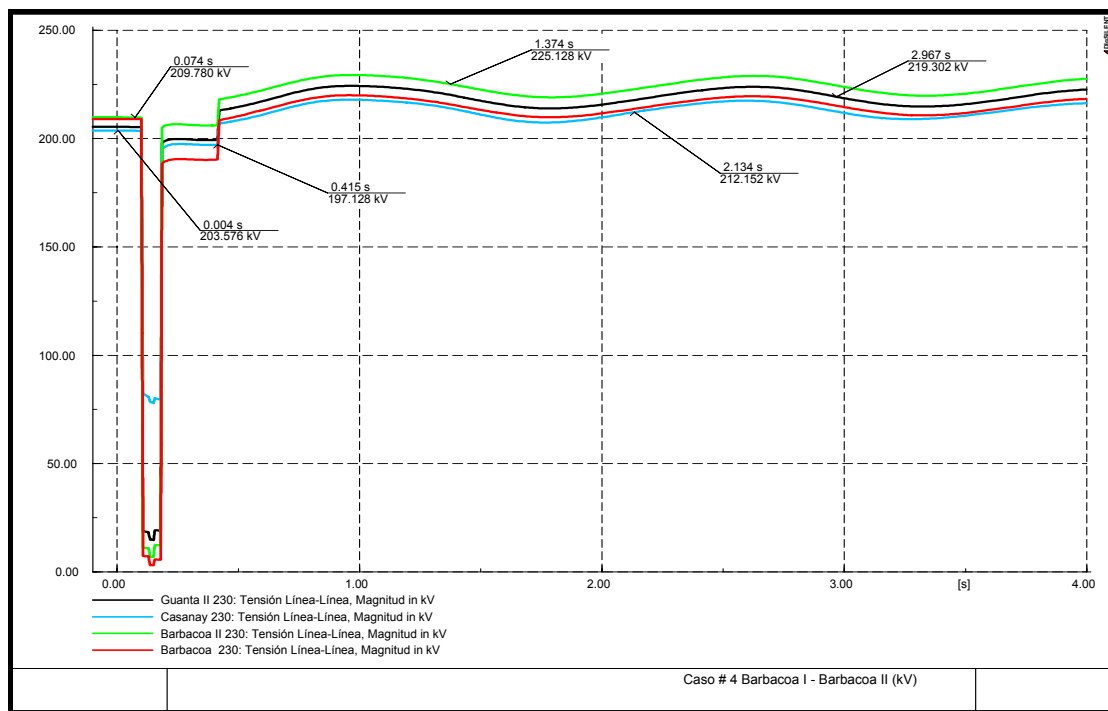


Figura 4.10. Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 2 (kV)
Fuente: Data obtenida del DIgSILENT

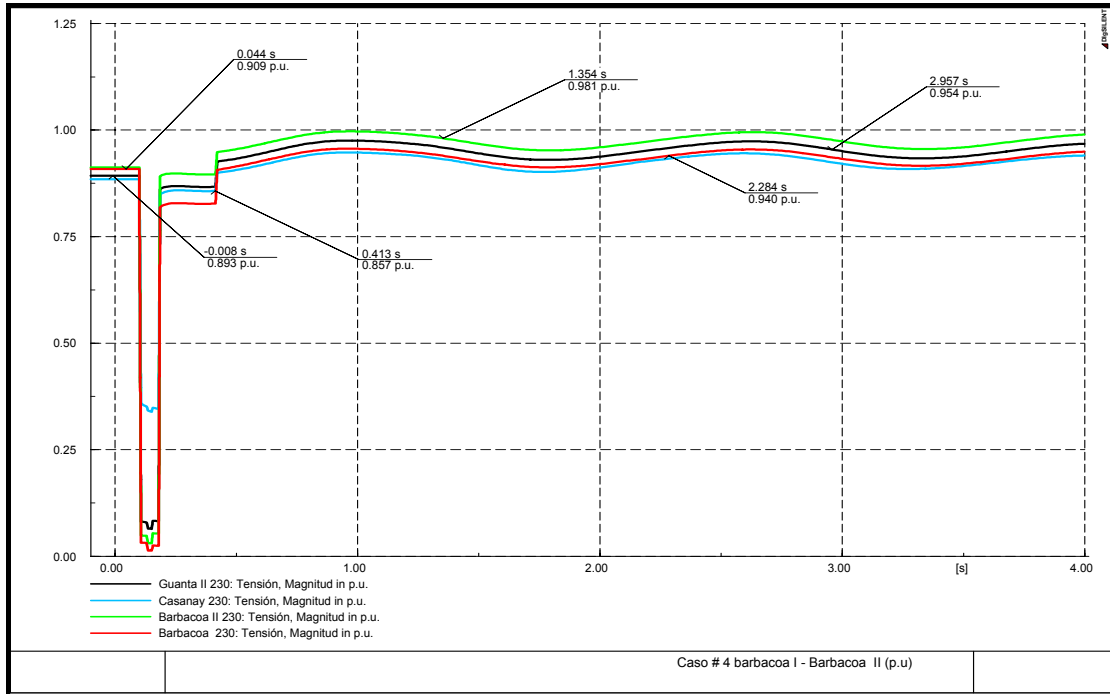


Figura 4.11. **Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 2 (p.u.)**
Fuente: Data obtenida del DigSILENT

En las figuras 4.10 y 4.11 se muestra que el sistema de potencia de CADAFE comienza a estabilizarse a partir de los 0.415 s aproximadamente, tiempo necesario para la realización automática del bote de carga una vez ocurrido la contingencia del caso N° 2, considerando el tiempo de espera del reenganche de las líneas que es de 300 ms para líneas trifásicas a 230 kV, una versión más detallada de la gráfica del bote de carga mostrado en las gráficas anteriores, se presenta a continuación (Ver Figura 4.12).

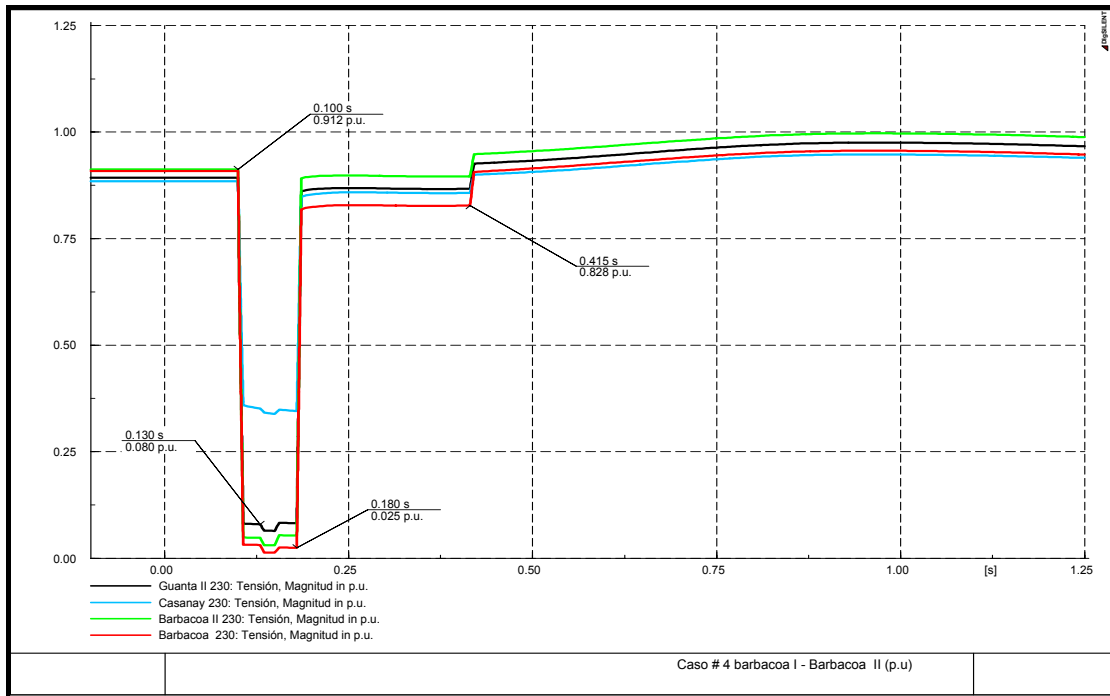


Figura 4.12. Gráfica a Detalle del Resultado de Bote de Carga para el Caso N° 2.
Fuente: Data obtenida del DIgSILENT

La Figura 4.12 es el resultado amplificado y detallado del evento mostrado en la figura 4.9 en el cual, entre los 0.1 y 0.13 s se simula un cortocircuito trifásico a la línea a 115 kV doble terna Barbacoa – Barbacoa II, ocurriendo un colapso en el perfil de tensión a 230 kV de la subestaciones tomadas como variables, alcanzando un nivel de 5.7 kV (0.025 p.u.), como lo es el caso de la S/E Barbacoa I.

Entre los 0.15 y 0.18 s, se procede al despeje del cortocircuito y de las líneas en cuestión, observándose así una mejoría en los niveles de tensión de las subestaciones Barbacoa II, Guanta II, Casanay y Barbacoa I

A los 0.415 se procede a realizar el bote de carga automático propuesto mediante el simulador PowerFactory 13.2 y descrito al principio del caso N° 2, a partir de este tiempo se observa la recuperación y estabilidad del

sistema que empieza a mostrar valores promedios de 225KV (0,981p.u.) para los perfiles de tensión a 230 kV de las SS/EE Barbacoa II, mientras que los valores promedios para las subestaciones tomadas como variables de estudio, arrojados por las gráficas 4.10 y 4.11 son 219.424 kV (0.954 p.u.) para la S/E Guanta II, 212,424 kV (0.94 p.u.) para las subestaciones Barbacoa I y Casanay, valores que se encuentran dentro de los premisas consideradas en condiciones de contingencia que permiten un porcentaje de $\pm 10 \%$ el valor nominal (230 kV).

Caso N° 3: Simulación y Despeje De Cortocircuito Trifásico en la Línea a 230 kV Doble Terna Guanta II – Casanay.

Consecuencias: Al simularse esta contingencia mediante la herramienta computacional PowerFactory 13.2, se presenta un colapso de tensión en la barra a 230 kV de la S/E Guanta II alcanzando un nivel de tensión de 200 kV y en la mayoría de las SS/EE a 115 kV de la zona Norte del estado Anzoátegui, mientras que el colapso es total en el estado Sucre, también se presenta una leve sobrecarga en la línea a 115 kV Barcelona – Cuartel de casi 101 % y la línea Anaco (A. Salazar) – El Roble con 108 % y en los autotransformadores de las SS/EE Guanta II 230/115 kV que presentan sobrecarga de 104 % (*Ver Anexo A, Figura 25-28*).

En las figuras 4.13 y 4.14 se muestran los perfiles de tensión a 230 kV de las SS/EE de la RTTO que se ven afectada de cierta forma por la contingencia N°3, se observa el colapso de tensión en las barras a 230 kV de las SS/EE Guanta II y Casanay que alcanzan niveles de 203,522 kV (0.882 p. u.) y 198,341 kV (0.859 p. u.) respectivamente, aunque las otras SS/EE bajan un poco su nivel de tensión se mantiene dentro de los parámetros considerados en caso de contingencia.

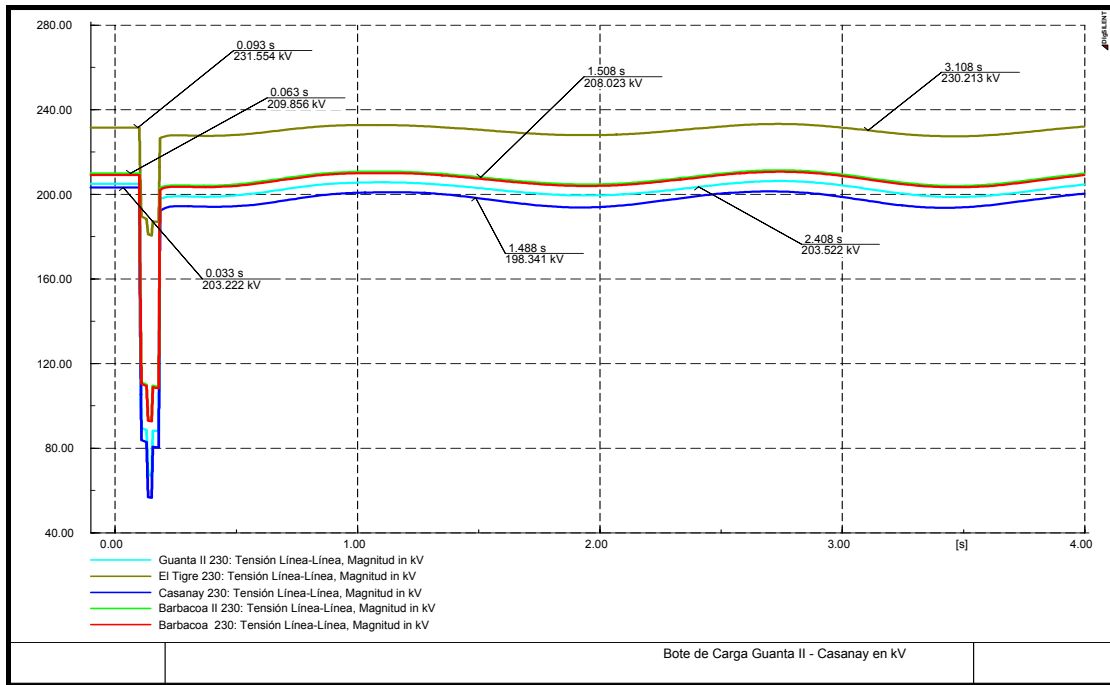


Figura 4.13. Resultados del Sistema ante la Contingencia del Caso N° 3 (kV)
 Fuente: Datos Obtenidos de DigSILENT

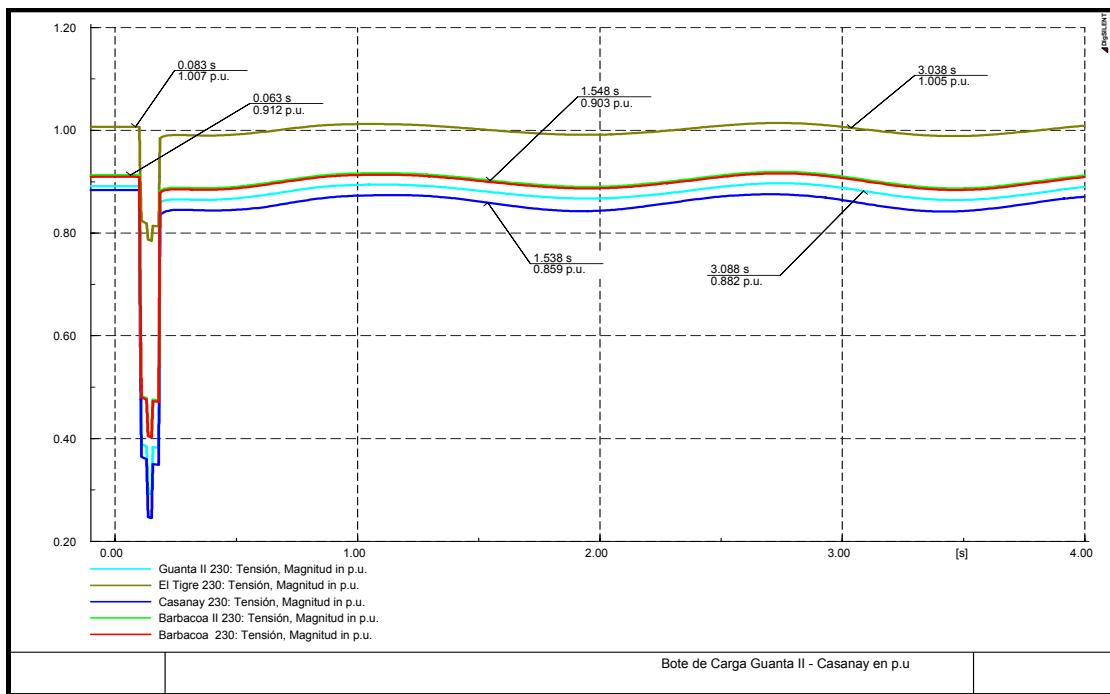


Figura 4.14. Resultados del Sistema ante la Contingencia del Caso N° 3 (p.u.)
 Fuente: Datos Obtenidos de DigSILENT

Como medida para evitar las consecuencias originadas por la contingencia N° 3 se propone el bote de carga de aproximadamente de 98 MW, definido de la siguiente manera:

- Abrir los interruptores H105 y H205 de las líneas a 115 kV Casanay - Carúpano: abrir las salidas Carúpano en la S/E Casanay 230/115 KV desconectando la carga de las SS/EE Carúpano 115/13,8 kV (74MW), la S/E Irapa 115/13,8 kV (11MW) y la S/E Guiria 115/13,8 kV (13MW) (Ver apéndice A, Figura 29-32).

Simulando estas acciones de botes de cargas mediante la herramienta computacional DigSILENT PowerFactory 13.2 (Ver figura 4.15) y tomar algunas variables para mostrar la situación del sistema de potencia en función del tiempo, que pueden ser las barras de las subestaciones a 230 kV aguas debajo y aguas arriba del lugar donde se presente la falla.

	Nombre	Tiempo	Objeto StaBar*,ElmTerm*,ElmLne,El...	Fu
<input checked="" type="checkbox"/>	Cortocircuito a L1	0.1	Guanta II - Casanay L1	
<input checked="" type="checkbox"/>	Cortocircuito a L2	0.13	Guanta II - Casanay L2	
<input checked="" type="checkbox"/>	Despeje de CC a L1	0.15	Guanta II - Casanay L1	
<input checked="" type="checkbox"/>	Despeje de la L1	0.15	Guanta II - Casanay L1	
<input checked="" type="checkbox"/>	Despeje de CC a L2	0.18	Guanta II - Casanay L2	
<input checked="" type="checkbox"/>	Despeje de la L2	0.18	Guanta II - Casanay L2	
<input checked="" type="checkbox"/>	Abrir en S/E Casanay la L2 Carúpano	0.415	Switch	
<input checked="" type="checkbox"/>	Abrir en S/E Casanay la L2 Carúpano	0.415	Switch	

Ln 7 8 Objeto(s) de 8 1 Objeto(s) seleccionado(s)

Figura 4.15. **Evento simulado de la Contingencia (Caso N° 3)**
Fuente: Data obtenida del DigSILENT

Para las variables que se muestran en las gráficas 4.16 y 4.17 como resultado del evento antes mencionado se tomaron: los perfiles de tensión a 230 kV de la SS/EE Guanta II y Casanay por ser estas donde se presenta la contingencia del caso N° 3 y los perfiles de tensión a 230 kV de la SS/EE Barbacoa I, El Indio y Barbacoa II para observar el comportamiento con el caso en estudio

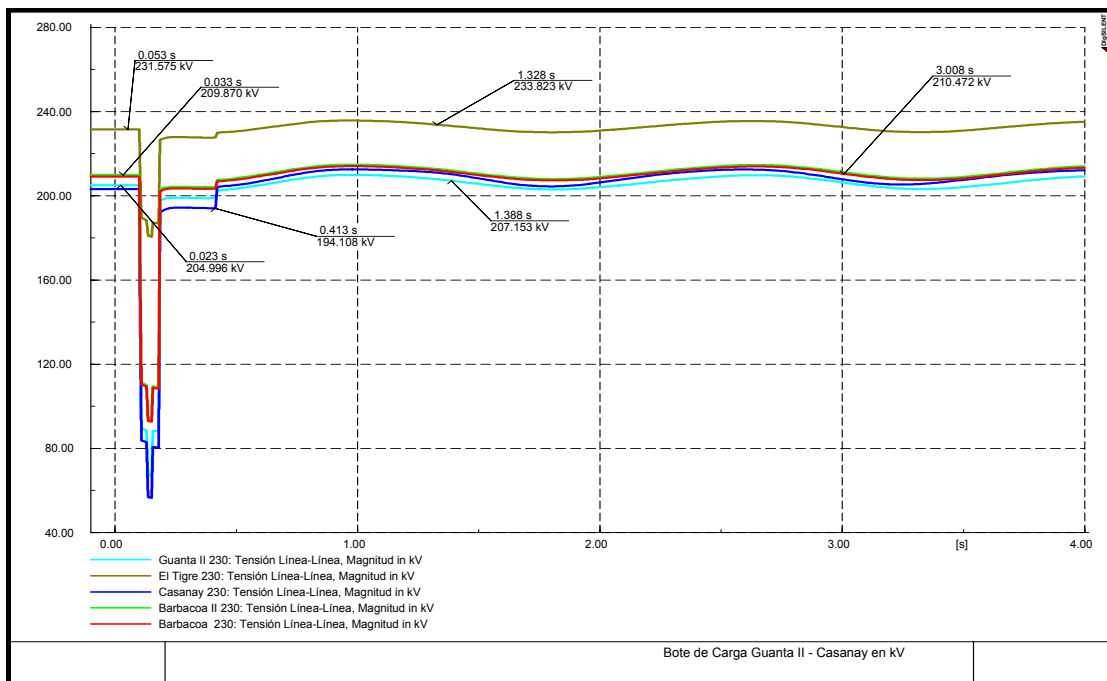


Figura 4.16. Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 3 (kV)
Fuente: Data obtenida del DIgSILENT

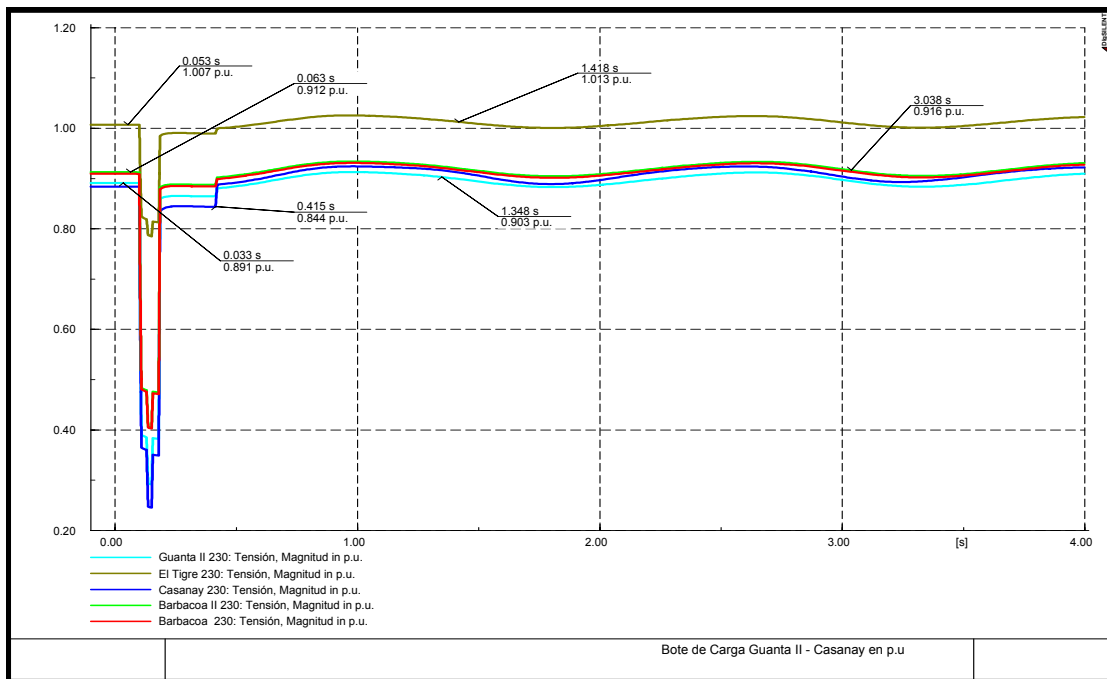


Figura 4.17. **Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 3 (p.u.)**
Fuente: Data obtenida del DIgSILENT

En las figuras 4.16 y 4.17 se muestra que el sistema de potencia de CADAFE comienza a estabilizarse a partir de los 0.415 s, tiempo necesario para la acción del bote de carga una vez ocurrido la contingencia del caso N° 3, una versión más detallada de la gráfica del bote de carga mostrado en las gráficas anteriores, se presenta a continuación (*Ver figura 4.18*).

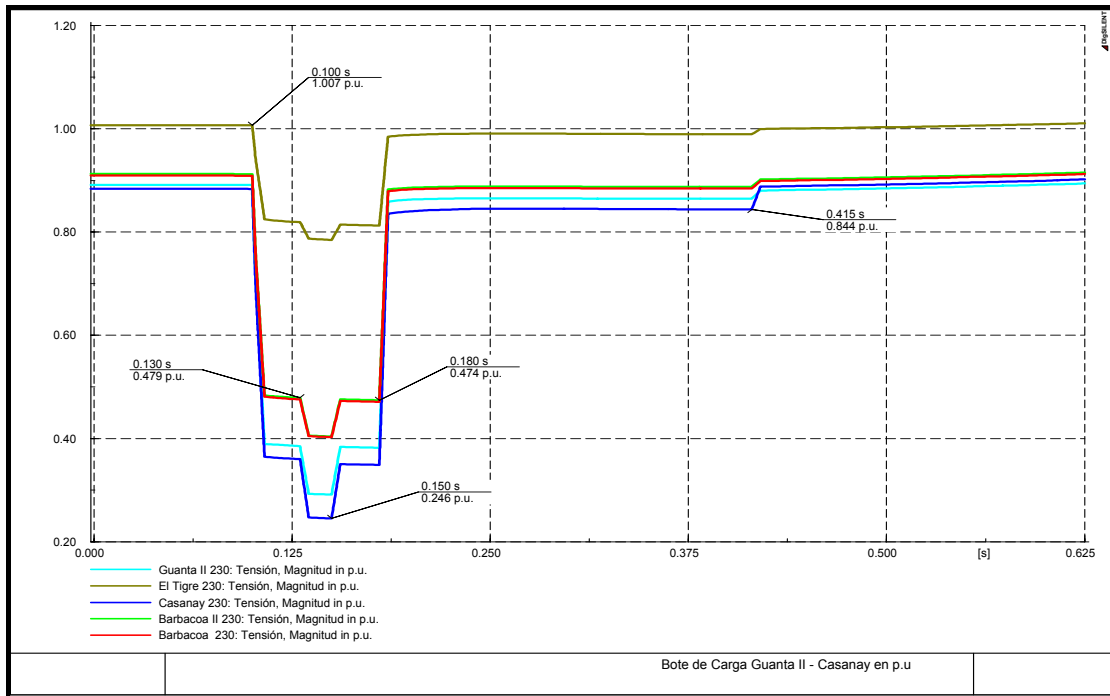


Figura 4.18. Gráfica a detalle del resultado de Bote de Carga para el Caso N° 3.
Fuente: Data obtenida del DIgSILENT

La Figura 4.18 es el resultado amplificado y detallado del evento mostrado en la figura 4.15 en el cual, entre los 0.1 y 0.13 s se le simula un cortocircuito trifásico a la línea a 115 kV doble terna Guanta II - Casanay, ocurriendo un colapso de los perfiles de tensión a 230 kV de las subestaciones mostradas en la figura 4.18.

Entre los 0.15 y 0.18 s, se procede al despeje del cortocircuito y de las líneas en cuestión, logrando de esta manera una mejoría en los niveles de tensión de las subestaciones.

A los 0.415 s se procede a realizar el bote de carga automático propuesto mediante el simulador PowerFactory 13.2 y descrito al principio del caso N° 3, a partir de este tiempo se observa la recuperación y estabilidad en

cuanto a perfiles de tensión del sistema se refiere, que empieza a mostrar valores promedios de 210.472 kV (0,916 p. u.) para los perfiles de tensión a 230 kV de las SS/EE Barbacoa II y Barbacoa I, 207.152 kV (0.903 p. u.) para los perfiles de tensión a 230 kV de las SS/EE Guanta II y 233 kV para el perfil de tensión de la S/E El Tigre (*Ver Figura 4.16 y 4.17*).

Caso N° 4: Simulación y Despeje De Cortocircuito Trifásico en la Línea a 230 kV Doble Terna Indio – Casanay.

Consecuencias: Al simularse esta contingencia mediante la herramienta computacional PowerFactory 13.2, se presenta un colapso de tensión del sistema de potencia de CADAPE para los estados Anzoátegui, Sucre y Nueva Esparta a través del cable submarino a 115 kV que sale de la S/E chacopata 115 kV en el estado Sucre, también se presentan sobrecarga en algunas líneas a 115 kV como son los casos de las líneas Anaco – El Roble (A. Salazar) (110% de sobrecarga), Barcelona – Cuartel (105 %), Barcelona – Barbacoa (111%), Barcelona – Parchita (102%) y sobrecarga en los tres (3) autotransformadores de la S/E Guanta II 230/115 kV que presentan sobrecarga de 108% y los autotransformadores N° 1 y 4 de la S/E Barbacoa 230/115 kV que presentan sobrecarga de 107% y 103% respectivamente (*Ver apéndice A, Figura 33-36*).

En las figuras 4.19 y 4.20 se muestra el colapso de tensión del sistema de potencia de CADAPE ocasionado por la contingencia N° 4, donde las variables mostradas son las barras a 230 kV de las S/E Barbacoa II que durante la contingencia muestran un valor promedio de 190,179 kV (0.801 p. u.), la S/E Guanta II presenta un valor promedio de 174,850 kV (0.793 p. u.), la S/E Casanay un nivel promedio de tensión de 173,190 kV (0.722 p. u.) y

la S/E El Indio que presenta un valor promedio dentro de los parámetros de 216.921 kV (0.94 p. u.), este ultimo debido a que la S/E El Indio se encuentra aguas arriba de la falla simulada.

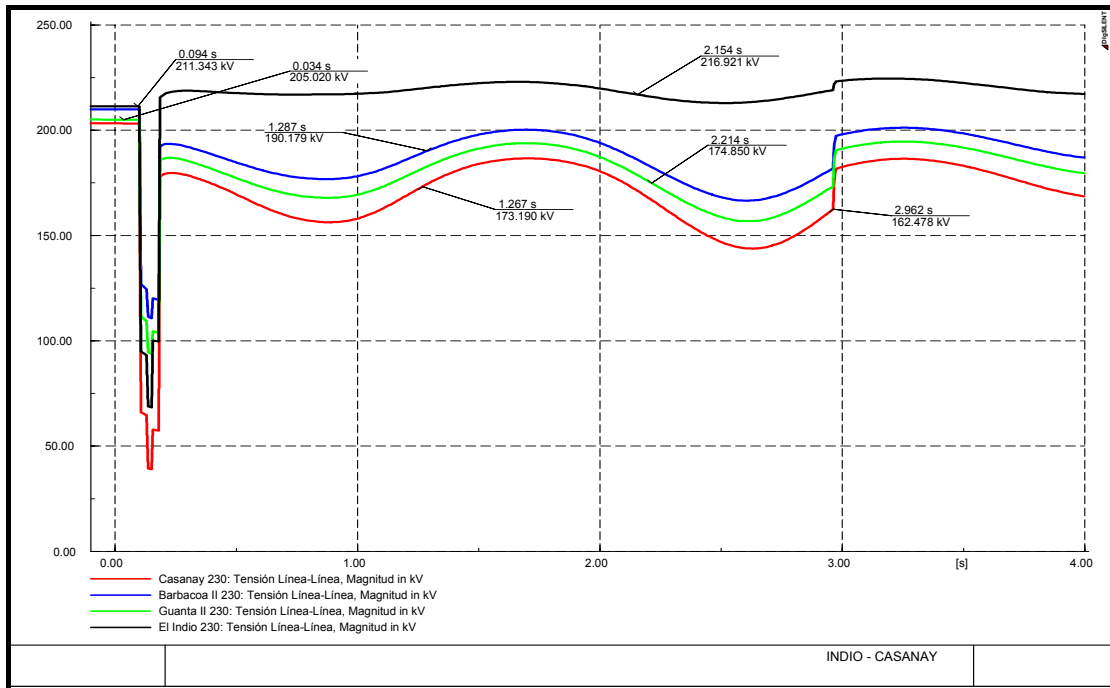


Figura 4.19. Resultados del Sistema ante la Contingencia del Caso N° 4 (kV)
Fuente: Datos Obtenidos de DigSILENT

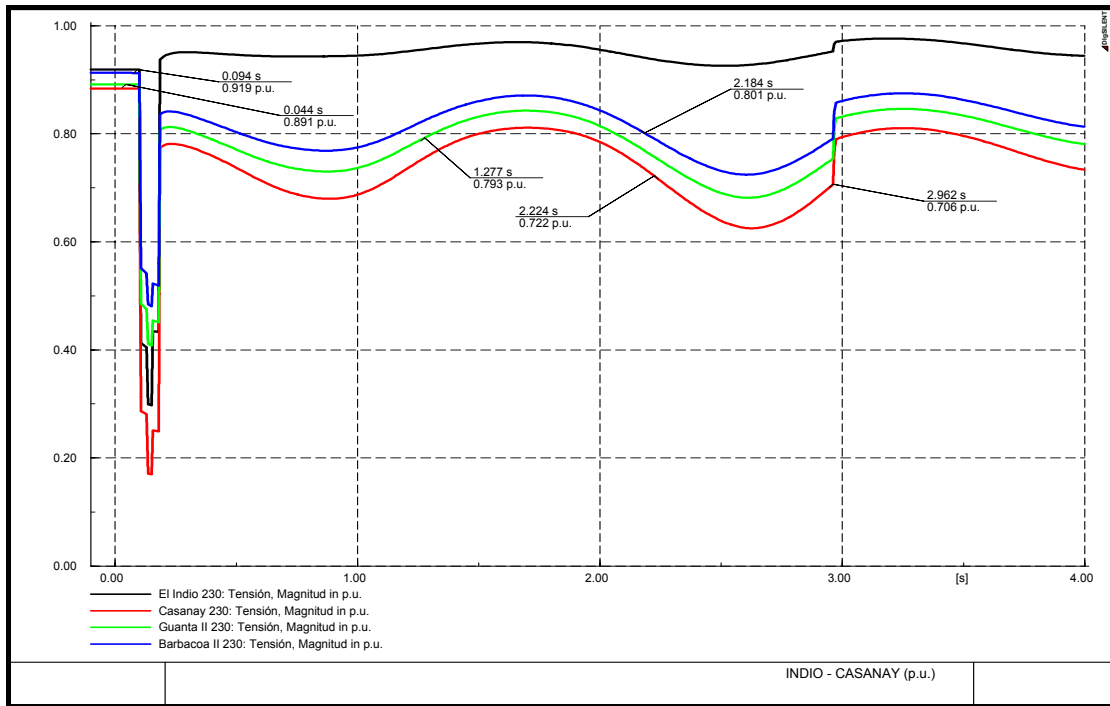


Figura 4.20. **Resultados del Sistema ante la Contingencia del Caso N° 4 (p.u.)**
Fuente: Datos Obtenidos de DlgSILENT

Como medida para evitar las consecuencias originadas por la contingencia N° 4 se propone el bote de carga de aproximadamente de 214 MW, definido de la siguiente manera:

- Abrir los interruptores H105 y H205 de las líneas a 115 kV Casanay - Carúpano: abrir las salidas Carúpano en la S/E Casanay 230/115 KV, desconectando la carga de las SS/EE Carúpano 115/13,8 kV (74MW), la S/E Irapa 115/13,8 kV (11MW) y la S/E Guiria 115/13,8 kV (13MW).
- Abrir los interruptores H705 y H805 de las línea a 115 kV Cumana II – Tres Picos: abrir las salidas Tres Picos en la S/E Cumana II 115 kV despejando de esta manera un bloque de 56 MW en la S/E Tres Picos 115/34,5/13,8 kV.

- Es esta contingencia actúa el esquema de separación área de SENECA (Sistema Eléctrico de Nueva Esparta) desconectando el cable submarino y la compensación de reactivos en la S/E Luisa Cáceres, despejando un bloque de 60 MW que representa la exportación hacia el estado Nueva Esparta (Ver Anexo A, Figura 37-40)

Simulando estas acciones de botes de cargas mediante la herramienta computacional DigSILENT PowerFactory 13.2, que permite realizarlo mediante la programación de un evento (Ver figura 4.21) y tomar algunas variables para mostrar la situación del sistema de potencia en función del tiempo, que pueden ser las barras de las subestaciones a 230 kV aguas debajo y aguas arriba del lugar donde se presente la falla, lo que se muestra lo siguiente evento:

	Nombre	Tiempo	Objeto	Fuera de Ser...
	Evento de Corto Circuito	0.1	Indio - Casanay L1	<input type="checkbox"/>
	Evento de Corto Circuito(1)	0.13	Indio - Casanay L2	<input type="checkbox"/>
	Evento de Switcheo	0.15	Indio - Casanay L1	<input type="checkbox"/>
	Evento de Corto Circuito(3)	0.15	Indio - Casanay L1	<input type="checkbox"/>
	Evento de Switcheo(1)	0.18	Indio - Casanay L2	<input type="checkbox"/>
	Evento de Corto Circuito(2)	0.18	Indio - Casanay L2	<input type="checkbox"/>
	Abrir en S/E Casanay salida Cariaco L1	0.415	Switch	<input type="checkbox"/>
	Desconexión de cable Submarino SENECA	0.415	Switch	<input type="checkbox"/>
	desconexión de Compensación en SENECA	0.415	Switch	<input type="checkbox"/>
	Abrir en S/E Casanay salida Cariaco L2	0.415	Switch	<input type="checkbox"/>
	abrir en S/E Cumana II salida tres picos	0.415	Interruptor	<input type="checkbox"/>

Figura 4.21. Evento simulado de la Contingencia (Caso N° 4)

Fuente: Data obtenida del DigSILENT

Para las variables que se muestran en las gráficas 4.22 y 4.23 como resultado del evento antes mencionados se tomaron las siguientes: perfiles

de tensión a 230 kV de la SS/EE Casanay e Indio por ser estas donde se presenta la contingencia del caso N° 4 y los perfiles de tensión a 230 kV de la SS/EE Guanta II y Barbacoa II para estudiar su comportamiento ante el caso de contingencia en estudio.

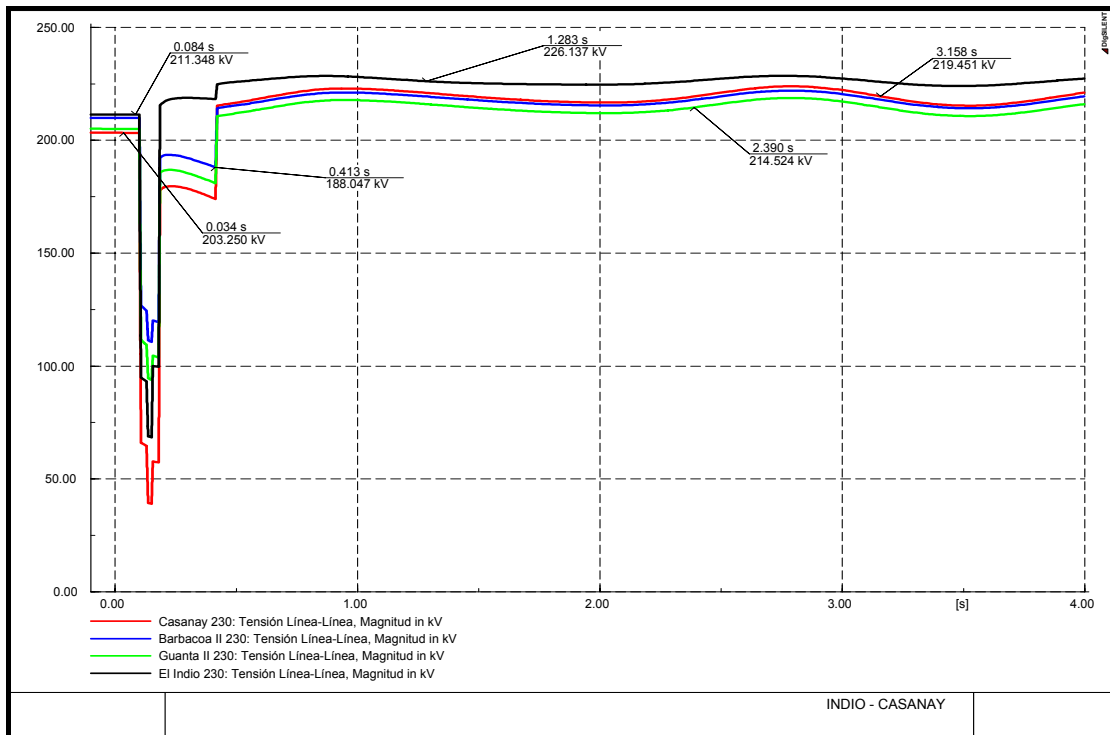


Figura 4.22. Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 4 (kV)
Fuente: Data obtenida del DigSILENT

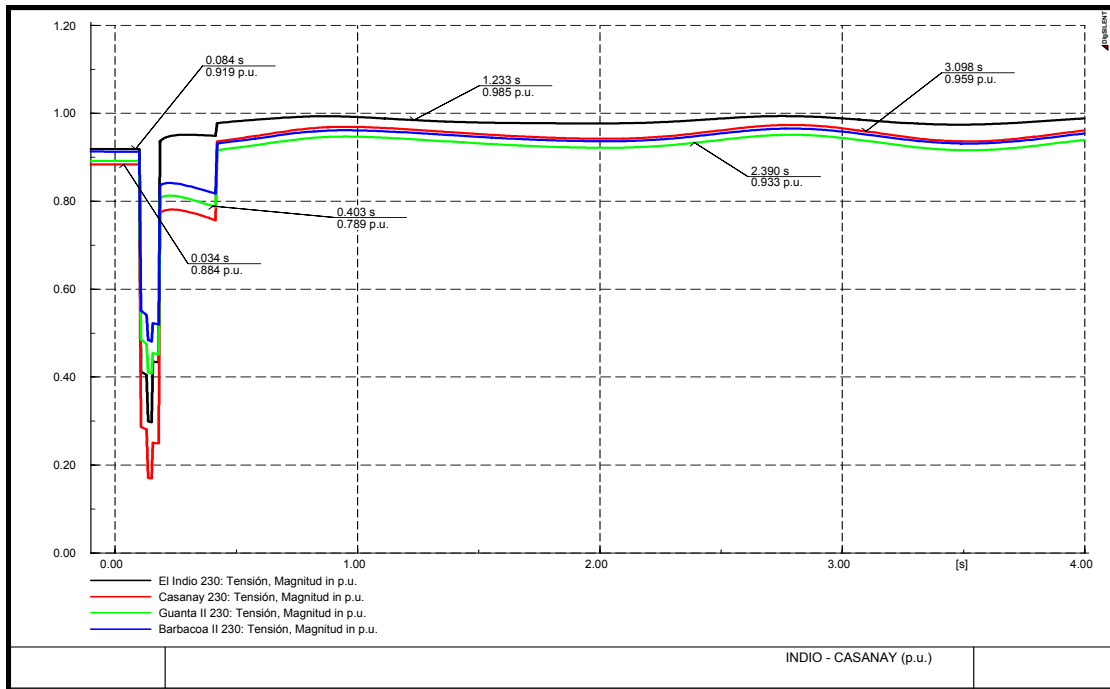


Figura 4.23. **Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 4 (p.u.)**
Fuente: Data obtenida del DigSILENT

En las figuras 4.22 y 4.23 se muestra que el sistema de potencia de CADAFE comienza a estabilizarse a partir de los 0.415 s aproximadamente, tiempo necesario para la acción del bote de carga una vez ocurrido la contingencia del caso N° 4, una versión más detallada de la gráfica del bote de carga mostrado en las gráficas anteriores, se presenta a continuación (*Ver figura 4.24*).

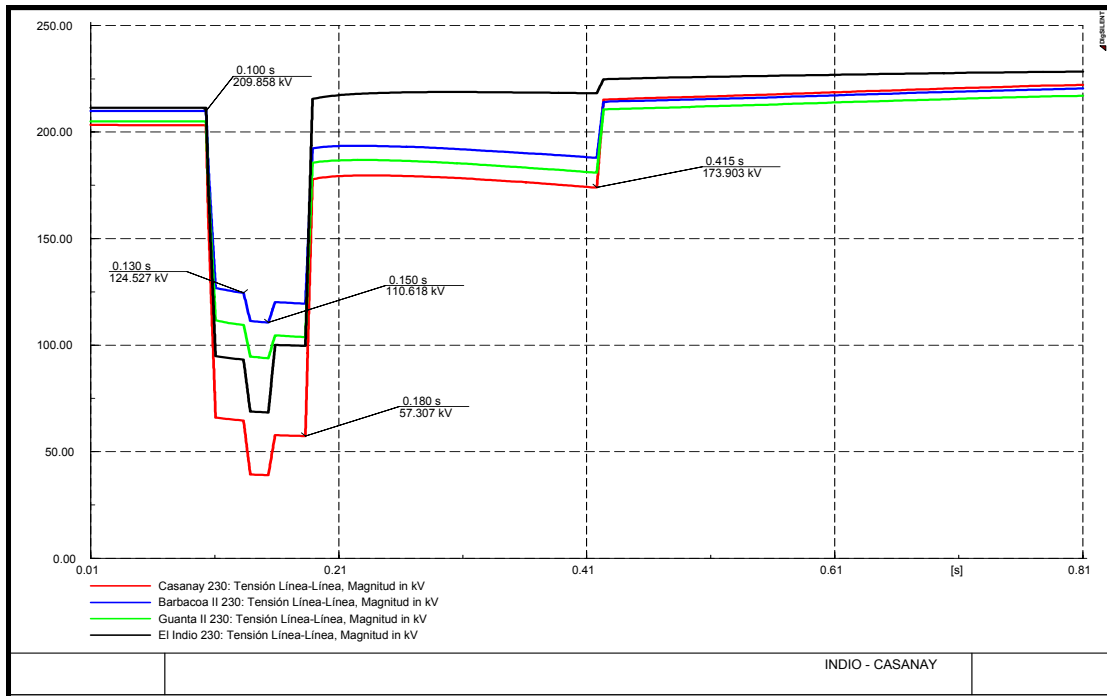


Figura 4.24. Gráfica a detalle del resultado de Bote de Carga para el Caso N° 4.
Fuente: Data obtenida del DlgSILENT

La Figura 4.24 es el resultado amplificado y detallado del evento mostrado en la figura 4.21 en el cual, entre los 0.1 y 0.13 s se le simula un cortocircuito trifásico a la línea a 115 kV doble terna Indio - Casanay, ocurriendo un colapso de los perfiles de tensión a 230 kV de las subestaciones Barbacoa II con 110,618 kV, Guanta II con 90 kV, Casanay 45 kV e Indio con 70 kV.

Entre los 0.15 y 0.18 s, se procede al despeje del cortocircuito y de las líneas en cuestión, logrando de esta manera una mejoría en los niveles de tensión de las subestaciones mostradas.

A los 0.415 s se procede a realizar el bote de carga automático propuesto mediante el simulador PowerFactory 13.2 y descrito al principio del

caso N° 4, a partir de este tiempo se observa la recuperación y estabilidad del sistema que empieza a mostrar valores promedios de 219 kV (0,959 p. u.) para los perfiles de tensión a 230 kV de las SS/EE Barbacoa II y Casanay, 214 kV (0,933 p. u.) para los perfiles de tensión a 230 kV de las SS/EE Guanta II y 226 kV (0,985 p. u.) para el perfil de tensión de la S/E El Indio (Ver Figura 4.22 y 4.23).

Caso N° 5: Simulación y Despeje De Cortocircuito Trifásico en la Línea a 230 kV El Tigre I – Barbacoa I.

Consecuencias: Al simularse esta contingencia mediante la herramienta computacional PowerFactory 13.2, se presenta un colapso total de tensión del sistema de potencia de CADAFE para los estados Anzoátegui y Sucre, pero sin afectar el estado Nueva Esparta dado que la S/E chacopata a 115 kV presenta un nivel de tensión 110 kV (0.95 p.u.) en el momento de la contingencia. También se presenta sobrecarga en la línea a 115 kV Barcelona – Cuartel (103.90 %), Anaco (A. Salazar) – El Roble con (108 %) y en los tres (3) autotransformadores de la S/E Guanta II 230/115 kV que presentan sobre carga de 109% y en los autos de la S/E Casanay 230/115 kV que presentan sobrecarga de 110% (Ver apéndice A, Figura 41-44).

En las figuras 4.25 y 4.26 se muestra el colapso de tensión del sistema de potencia de CADAFE ocasionado por la contingencia N° 5, donde las variables mostradas son las barras a 230 kV de las S/E El Tigre I que durante la contingencia muestran un valor promedio de 229,801 kV (1 p.u.) y las SS/EE Guanta II, Casanay, Barbacoa I y Barbacoa II presentan un nivel de tensión promedio de 188,918 kV (0.822 p.u.)

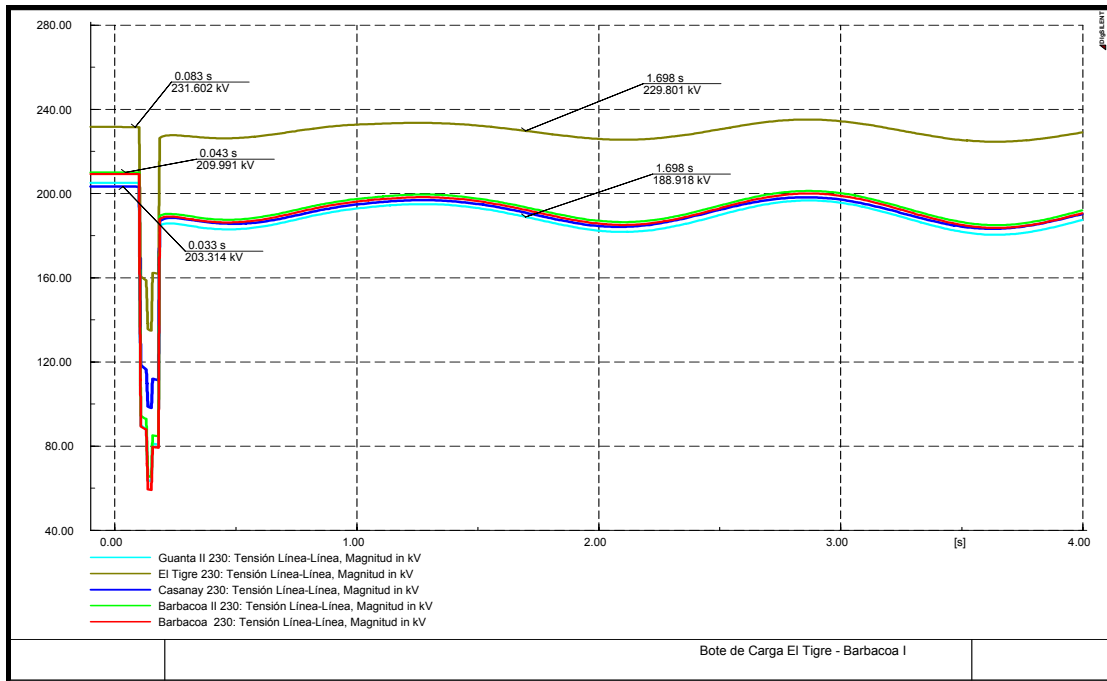


Figura 4.25. Resultados del Sistema ante la Contingencia del Caso N° 5 (kV)
 Fuente: Datos Obtenidos de DIgSILENT

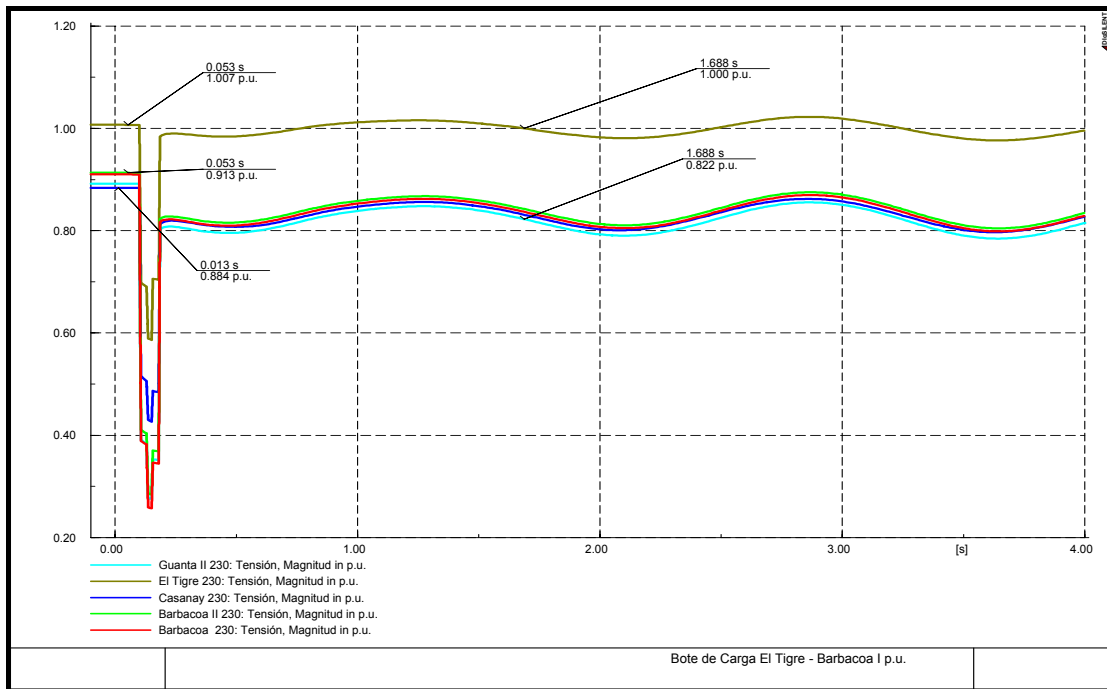


Figura 4.26. Resultados del Sistema ante la Contingencia del Caso N° 5 (p.u.)
 Fuente: Datos Obtenidos de DIgSILENT

Como medida para evitar las consecuencias originadas por la contingencia N° 5 se propone el bote de carga de aproximadamente de 247 MW, definido de la siguiente manera:

- Abrir el interruptor H105 de la línea a 115 kV Barcelona – Cuartel: abrir la salida cuartel en la S/E Barcelona 115/13,8 KV desconectando la carga de las SS/EE Cuartel 115/13,8 kV (80MW) y Lechería 115/13,8 kV (60MW).
- Abrir los interruptores de las línea a 115 kV Guanta II – Barcelona que está en T-OFF- Tronconal V: abrir los interruptor H1320 y H1420 de las salidas Barcelona en la S/E Guanta II 230/115 kV y abrir el interruptor H205 salida Guanta II en la S/E Barcelona 115/13,8 kV, despejando de esta manera un bloque de 51 MW en la S/E Tronconal V 115/13,8 kV.
- Abrir el interruptor H205 de la línea a 115 kV Chuparín – Paraíso: abrir la salida Paraíso en la S/E Chuparín 115/13,8 kV para despejar un bloque de 56 MW en la S/E Paraíso 115/13,8 kV (*Ver Anexo A, Figura 45-48*).

Simulando estas acciones de botes de cargas mediante la herramienta computacional DIgSILENT PowerFactory 13.2, que permite realizarlo mediante la programación de un evento (Ver figura 4.27) y tomar algunas variables para mostrar la situación del sistema de potencia en función del tiempo, que pueden ser las barras de las subestaciones a 230 kV aguas debajo y aguas arriba del lugar donde se presente la falla, lo que se muestra lo siguiente evento:

	Nombre	Tiempo	Objeto	Fu
<input checked="" type="checkbox"/>	Evento de Cortocircuito a la L1	0.1	Barbacoa - El Tigre L1	
<input checked="" type="checkbox"/>	Evento de Cortocircuito a la L2	0.13	Barbacoa - El Tigre L2	
<input checked="" type="checkbox"/>	Despeje de Cortocircuito a la L1	0.15	Barbacoa - El Tigre L1	
<input checked="" type="checkbox"/>	Despeje de la linea L1	0.15	Barbacoa - El Tigre L1	
<input checked="" type="checkbox"/>	Despeje de cortocircuito a la L2	0.18	Barbacoa - El Tigre L2	
<input checked="" type="checkbox"/>	Despeje de la linea L2	0.18	Barbacoa - El Tigre L2	
<input checked="" type="checkbox"/>	Abrir salida Paraiso en Chuparin	0.415	Switch	
<input checked="" type="checkbox"/>	Abrir salida Cuartel en Barcelona	0.415	Switch	
<input checked="" type="checkbox"/>	Abrir salida Tronconal V	0.415	Interruptor	

Figura 4.27. **Evento simulado de la Contingencia (Caso N° 5)**
Fuente: Data obtenida del DIGSILENT

Para las variables que se muestran en las figuras 4.28 y 4.29 a continuación como resultado del evento antes mencionados se tomaron las siguientes: perfiles de tensión a 230 kV de la SS/EE El Tigre I y Barbacoa I por ser estas donde se presenta la contingencia del caso N° 5 y los perfiles de tensión a 230 kV de la SS/EE Guanta II, Barbacoa II y Casanay por estar situadas aguas abajo del lugar donde se presenta la falla.

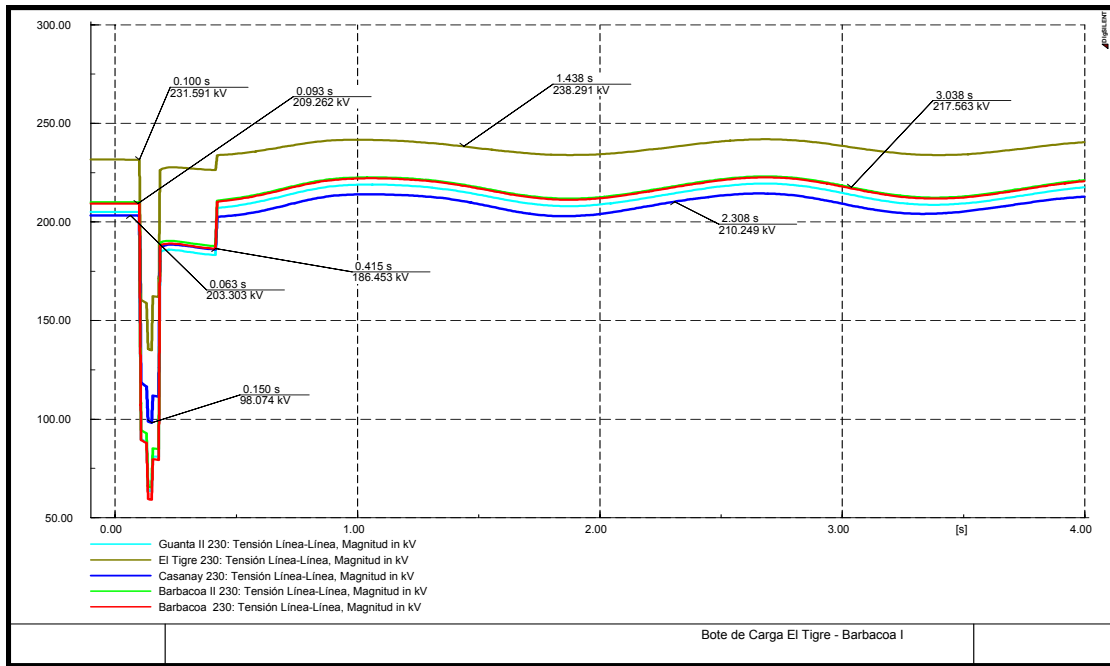


Figura 4.28. Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 5 (kV)
Fuente: Data obtenida del DigSILENT

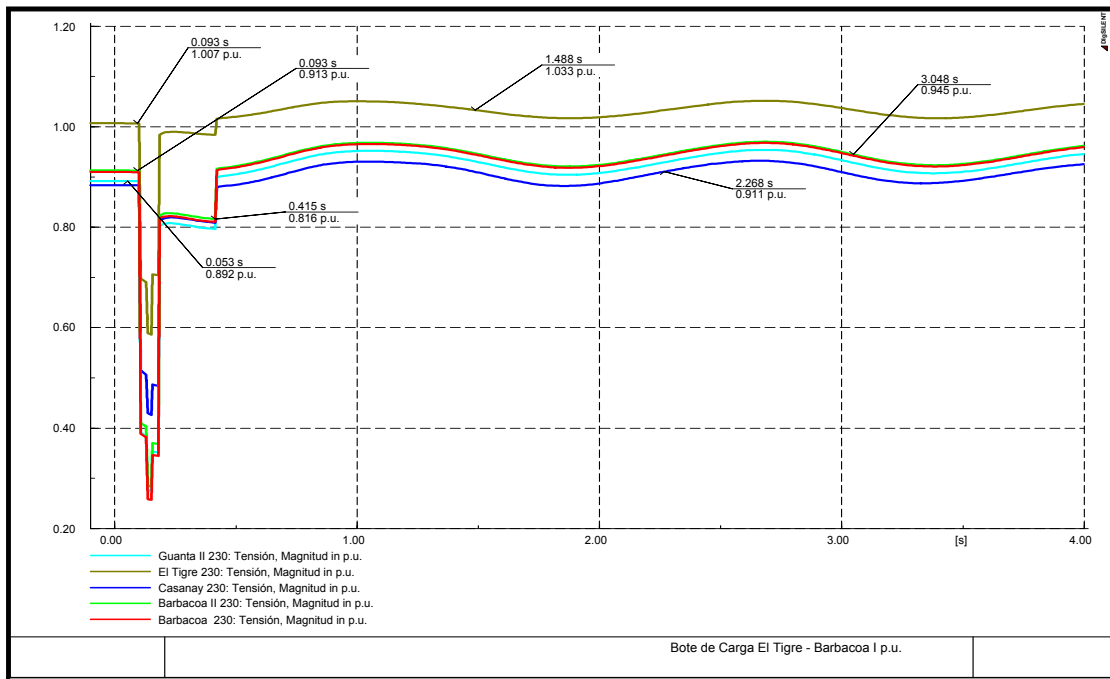


Figura 4.29. Gráfica de Resultados del Bote de Carga para el Caso N° 5 (p.u.)
Fuente: Data obtenida del DigSILENT

En las gráficas 4.28 y 4.29 se muestra que el sistema de potencia de CADAFE comienza a estabilizarse a partir de los 0.415 s aproximadamente, tiempo necesario para la acción del bote de carga una vez ocurrido la contingencia del caso N° 5, una versión más detallada de la gráfica del bote de carga mostrado en las gráficas anteriores, se presenta a continuación.

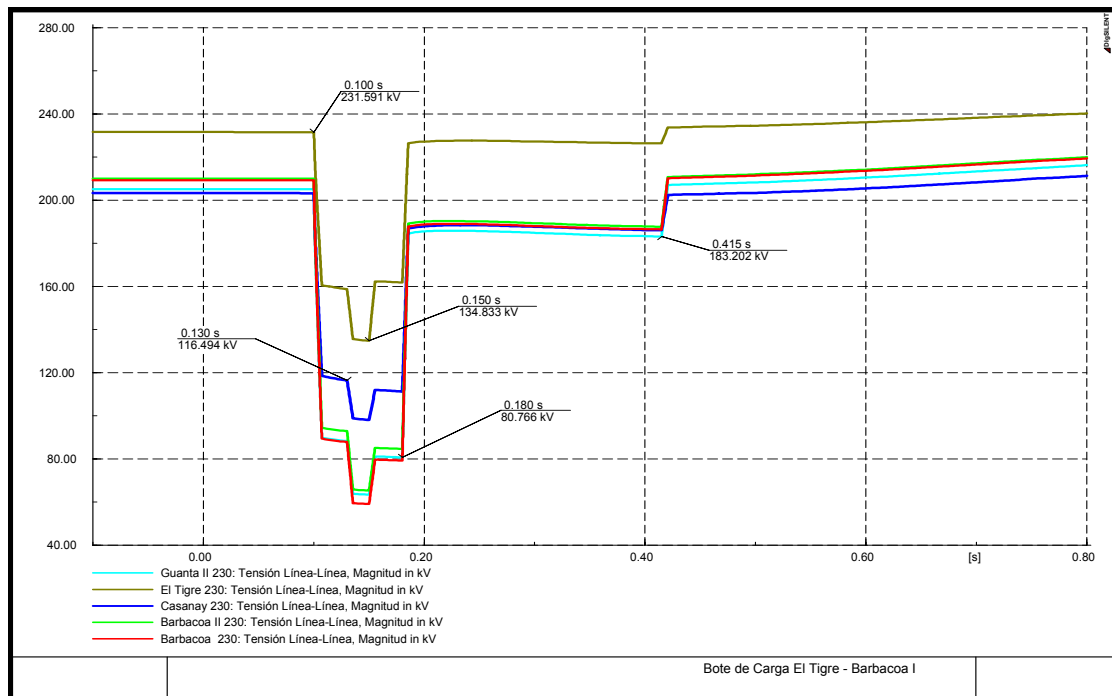


Figura 4.30. Gráfica a detalle del resultado de Bote de Carga para el Caso N° 5.
Fuente: Data obtenida del DIGSILENT

La Figura 4.30 es el resultado amplificado y detallado del evento mostrado en la figura 4.27 en el cual, entre los 0.1 s y 0.13 s se le simula un cortocircuito trifásico a la línea a 115 kV doble terna El Tigre I – Barbacoa I, ocurriendo un colapso de los perfiles de tensión a 230 kV de las subestaciones mostradas.

Entre los 0.15 y 0.18 s, se procede al despeje del cortocircuito y de las líneas en cuestión, logrando de esta manera una mejoría en los niveles de tensión de las subestaciones mostradas.

A los 0.415 s se procede a realizar el bote de carga automático propuesto mediante el simulador Power Factory 13.2 y descrito al principio del caso N° 4, a partir de este tiempo se observa la recuperación y estabilidad del sistema que empieza a mostrar valores promedios de 217 KV (0,945 p. u.) para los perfiles de tensión a 230 kV de las SS/EE Barbacoa II y Barbacoa I, 210 kV (0.911 p. u.) para los perfiles de tensión a 230 kV de las SS/EE Guanta II y Casanay y 238 kV (1,033 p. u.) para el perfil de tensión de la S/E El tigre I (*Ver Figura 4.28 y 4.29*).

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- Actualmente el Sistema Eléctrico de Potencia C.A.D.A.F.E Oriente a 230 kV posee, en condiciones de máxima demanda, equipos que operan sobrecargados o manejando un nivel de carga por encima de los valores máximos establecidos para condiciones normales de operación ($> 80\%$), tal es el caso de los Autotransformadores de las de S/E Guanta II 230/115 kV, los cuales llegan a valores de 104,82 %, el Autotransformador de la S/E El Furrial de 400/230 kV con un valor de 108,47 kV %, los tres de la S/E Casanay con 105,44 %, y los transformadores N° 1 y 4 de la S/E Barbacoa I 230/115 kV con 96,89 % de sobrecarga, lo que los mantiene en una situación de constante alerta pues al momento de una contingencia simple el nivel de sobrecarga en estos aumentaría lo que afectaría en gran medida su vida útil y necesariamente con repercusiones directas en el nivel de voltaje de las SS/EE donde se encuentren en funcionamiento.

- Los niveles de tensión para las SS/EE de la RTTO de los Estados Anzoátegui y Sucre se encuentran operando con niveles de voltajes por debajo del mínimo permitido ($\pm 5\%$ de su tensión nominal) exceptuando la S/E El Tigre 400/230/115 kV que posee un nivel de tensión de 231,58 kV (1 p. u.).

- Todas las SS/EE del estado Sucre y la Zona Norte del Anzoátegui a nivel de 115 kV, exceptuando la S/E Barbacoa I, presentan niveles de tensión por debajo del límite permitidos ($115 \text{ kV} \pm 5 \%$) en condiciones normales de operación, haciendo el sistema susceptible ante una contingencia que pueda ocurrir.
- La Unidad de Despacho de Carga posee un compromiso con el Sistema Interconectado Nacional en cuanto a la continuidad del servicio eléctrico se refiere, por lo que es una necesidad poseer planes estratégicos capaces de restablecer el sistema en el momento de presentarse algún evento capaz de afectar la estabilidad del sistema eléctrico, por lo que los años de experiencia no son suficientes para lograrlo, debido a las condiciones del sistema, los botes de carga son la mejor opción para estos casos, porque su tiempo de acción son extremadamente cortos desde el momento que se presente la contingencia, restableciendo el sistema de manera inmediata.
- Los botes de carga se planifican y definen tomando en cuenta las condiciones del sistema, contingencias aplicadas, equipos y rapidez para la acción efectiva al momento de despejar los bloques de carga necesarios.
- De los casos estudiados, se notó que para los casos de contingencia N° 1 y 5, el bote de carga es el de mayor cantidad con un total de 247 MW en la zona norte de Anzoátegui, a pesar que las contingencias no son aplicadas a las mismas líneas doble terna a 230 kV, esto se debe a que el flujo de potencia es con sentido hacia a la S/E Barbacoa I,

des la S/E El Tigre y desde la S/E Barbacoa II, por lo que se hace necesario definir el bote de carga aguas abajo de la S/E Barbacoa I para solventar las consecuencias originadas por las contingencias en cuestión.

- En el caso N° 4 es necesario realizar el bote de carga de 214 MW en el estado Sucre, debido a que la contingencia evaluada a la líneas doble terna a 230 kV Indio – Casanay, deja prácticamente sin alimentación al estado, esto ocasionado porque estas líneas entregan 134 MW, mientras que por las líneas Guanta II – Casanay solo aportan 5 MW.
- En el caso N° 2 se definió un bote de carga en el norte de Anzoátegui de 194 MW, esto debido a que la contingencia evaluada a las líneas doble terna a 230 kV Barbacoa II – Barbacoa I que aportaban 20 MW a la S/E barbacoa I quedan fuera de servicio, sobrecargando las líneas doble terna El Tigre – Barbacoa I.

5.2 Recomendaciones.

- Efectuar los análisis necesarios para la revisión de los botes de carga, debido a las incorporaciones al sistema de generaciones distribuidas como respuesta a la crisis eléctrica en cuanto a la generación se refiere, ya que estas fueron puestas en marcha tiempo después de haber actualizado el caso de estudio del simulador PowerFactory 13.2.
- Estudiar los requerimientos necesarios para la implementación de los esquemas de bote de carga en los diferentes sistemas de transmisión

de CADAFE para las situaciones de contingencias críticas, con el fin de evitar en todo momento el colapso total del sistema. Lo que trae como consecuencia efectuar un análisis exhaustivo que involucre todos los elementos electromecánicos de las subestaciones, sistemas de transmisión, sistema de protecciones, a fin de ajustarlos no solo a las condiciones de cortocircuito, sino también a las condiciones normales de operación.

- Poner en marcha lo más pronto posible la subestación Cumana II 230/115 kV, con dos autotransformadores de 100 MVA c/u, ubicada en el estado Sucre, la cual se conectará a la subestación Cumana 115 kV y será alimentada a mediante las líneas doble terna a 230 kV. Guanta II – Cumana II y Casanay – Cumana II, lo que permitiría al sistema aumentar la confiabilidad e incrementa el perfil de tensión tanto para el estado Sucre como el estado Monagas.

- Revisar las rutinas de mantenimientos a todos los niveles y adecuarlos a nuevas realidades con el fin de disminuir costos operativos y aumentar la confiabilidad del sistema.

BIBLIOGRAFÍA

Acosta, H. (2003). *Proyecto de Interconexión de 230 kV Tigre I- Indio-Casanay de CADAFE con la Subestación furrrial de EDELCA*. Puerto la Cruz.

Barria, R. (2006). *Evaluar la operación del Sistema Eléctrico de Monagas - Delta Amacuro CADAFE para el periodo 2005-2007*. Puerto la Cruz.

CADAFE. (1995). *Manual del Operador de las Subestaciones de Transmisión*. Barcelona.

Campos, A. (2005). Elaboración de un plan de contingencia para el sistema eléctrico de transmisión de potencia, perteneciente a la Compañía Anonima de Administración y Fomento Eléctrico, en la zona Norte del Estado Anzoátegui, a niveles de 400, 230 y 115 kV. Puerto la Cruz, Anzoátegui, Venezuela.

EDELCA. (2006). Recuperado el 17 de Octubre de 2009, de http://www.Edelca.com.ve/transmision/isis_transmision.html

Fink, D. J., & Beaty, W. (1996). *Manual de Ingeniería Eléctrica*. México: Mc Graw-Hill.

González, F. (2008). *Introducción a los Sistemas de Potencia*. Recuperado el 17 de Octubre de 2009, de <http://www.giaelec.org/fglongatt/SP.htm>

Gorss, C. A. (1984). *Análisis de Sistemas de Potencia*. México: Interamericana.

Harper, E. (2003). *Protección de Instalaciones eléctricas Industriales y Comerciales*. LIMUSA, Segunda edición.

Harper, G. E. (2004). *Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas*. LIMUSA. Segunda Edición.

Rodriguez, J. (2001). *Determinación de la confiabilidad del Sistema de transmisión Oriental de la Energía Eléctrica utilizando un Modelo no Paramétrico*. Puerto la Cruz.

Romero, R. (2004). *Plan de Expansión del Sistema eléctrico de distribución de 115 kV del Estado Sucre periodo 2003-2015*. Puerto la Cruz.

Weddy, B. M. (1978). *Sistemas Eléctricos de Gran Potencia*. España: Reverté. Primera Edición.

ANEXO A

DIAGRAMAS UNIFILARES CON LOS RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE CARGA DE LA RED TRONCAL DE TRANSMISIÓN ORIENTAL Y DE LA RED ELÉCTRICA DE LOS ESTADOS ANZOÁTEGUI Y SUCRE PERTENECIENTES A C.A.D.A.F.E

Información Suministrada por:

Base de Datos DlgSILENT PowerFactory 13.2

C.A.D.A.F.E.

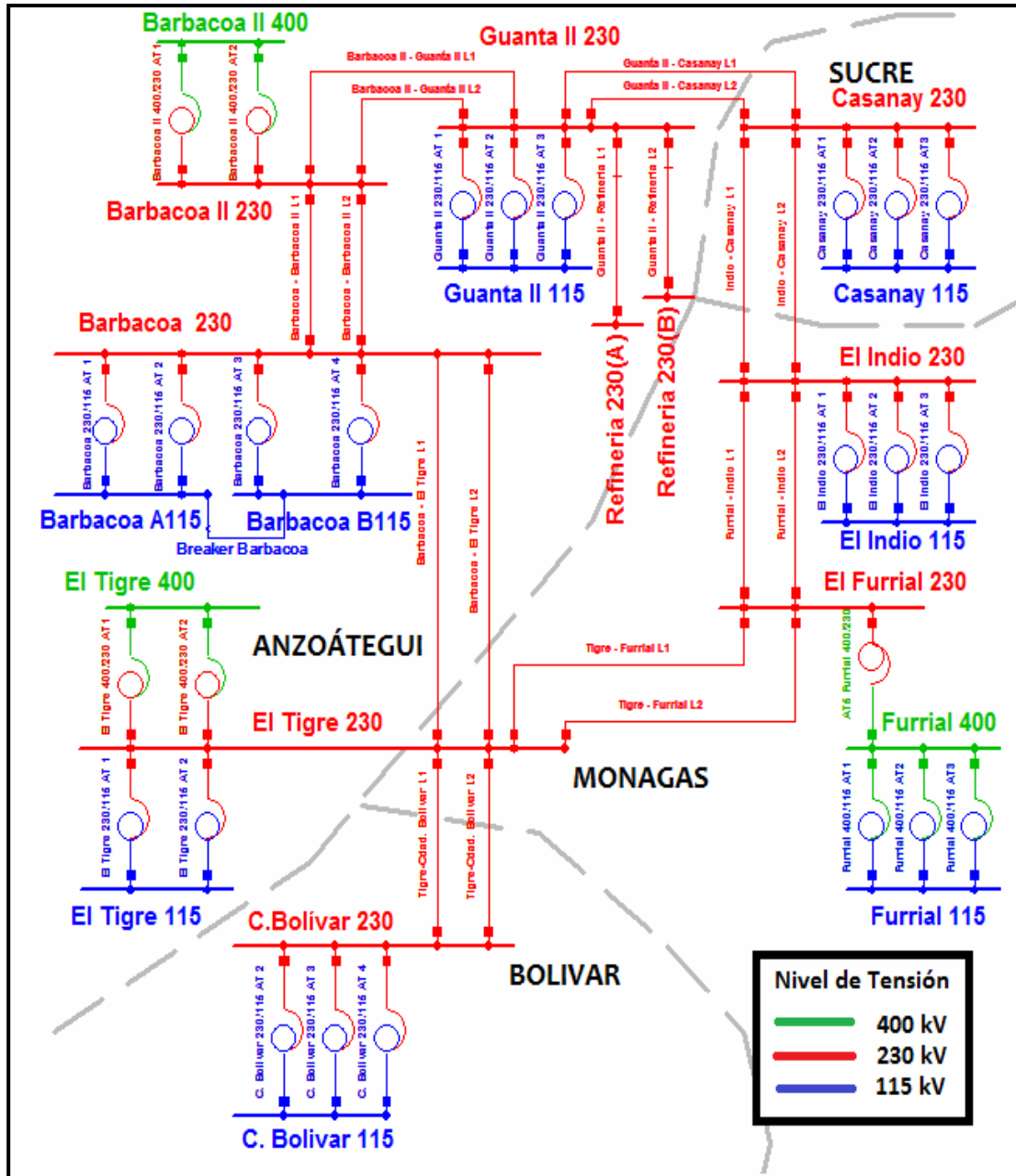


Figura 1. Sistema de Potencia de C.A.D.A.F.E A 230 (RTTO).

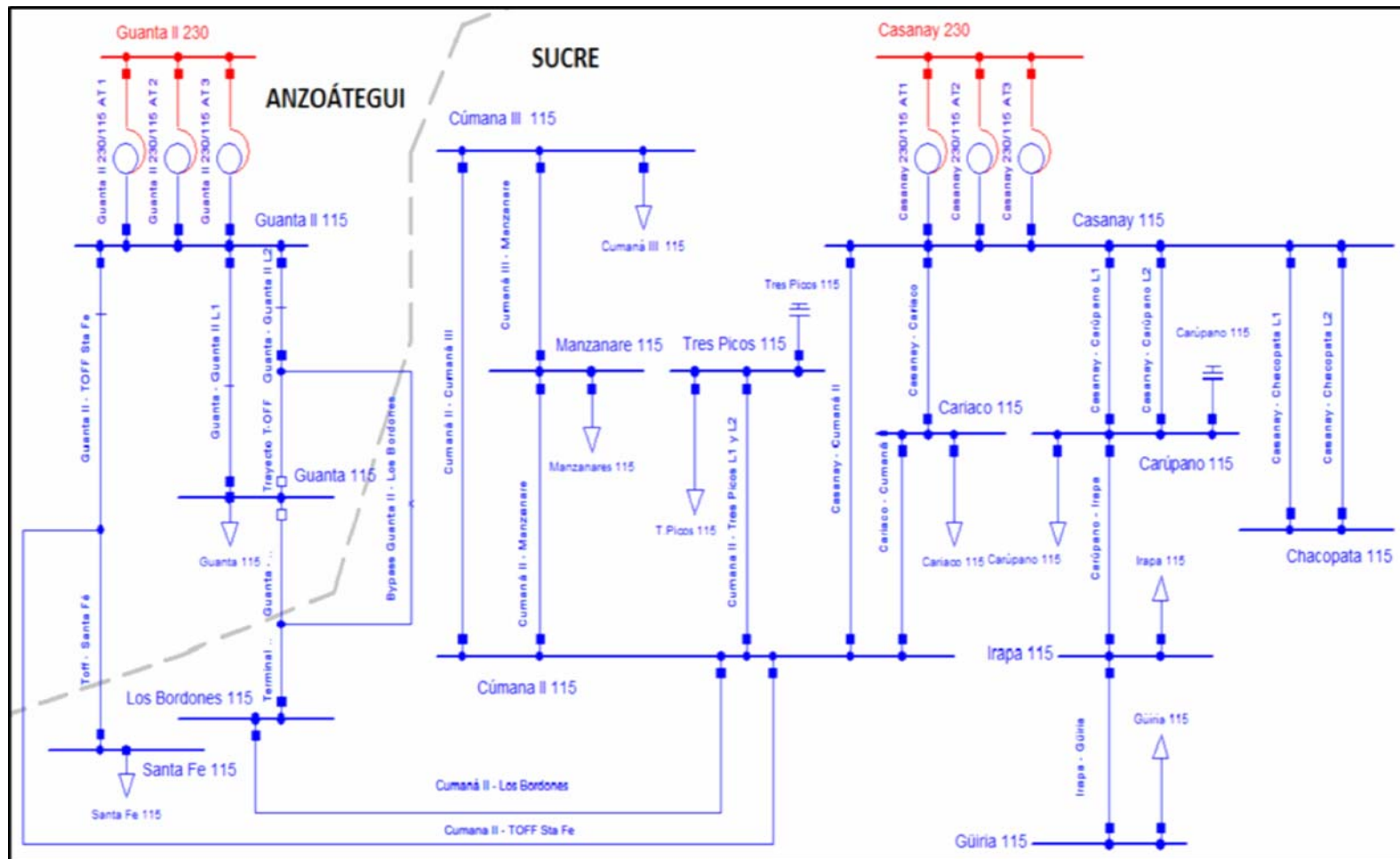


Figura 2. Sistema de Potencia de C.A.D.A.F.E del estado Sucre.

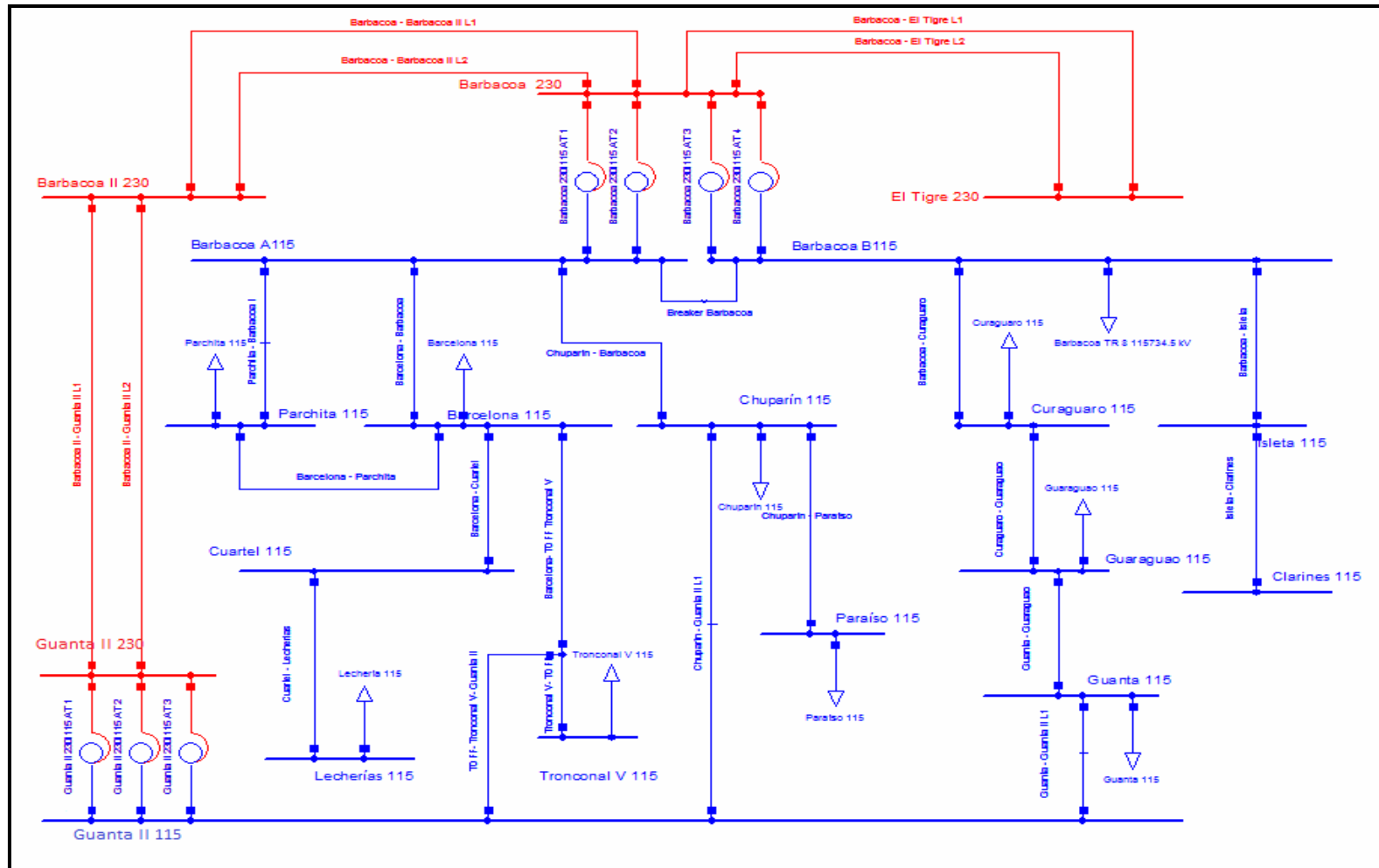


Figura 3. Sistema de Potencia de C.A.D.A.F.E Norte del estado Anzoátegui.

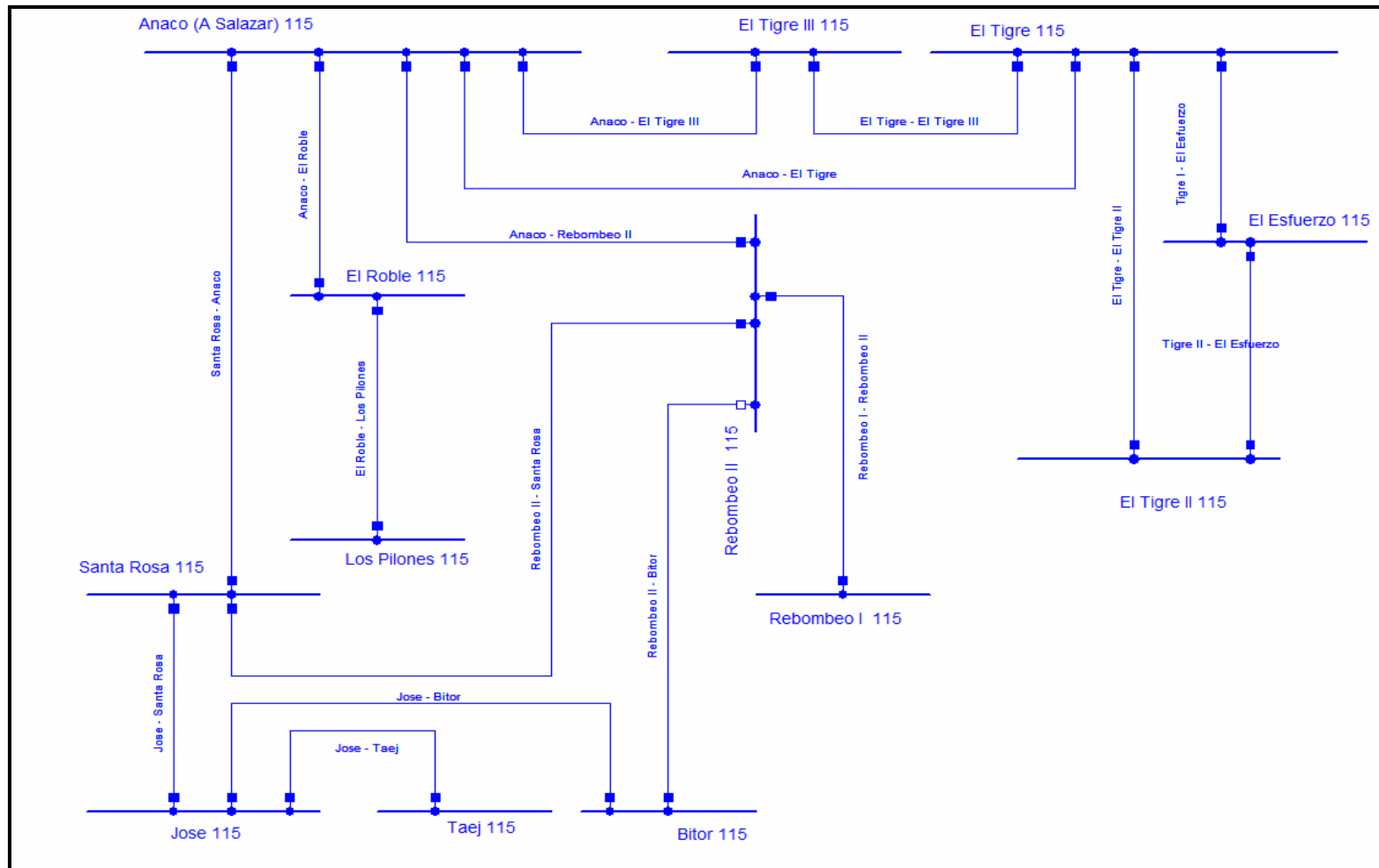


Figura 4. Sistema de Potencia de C.A.D.A.F.E Sur del estado Anzoátegui.

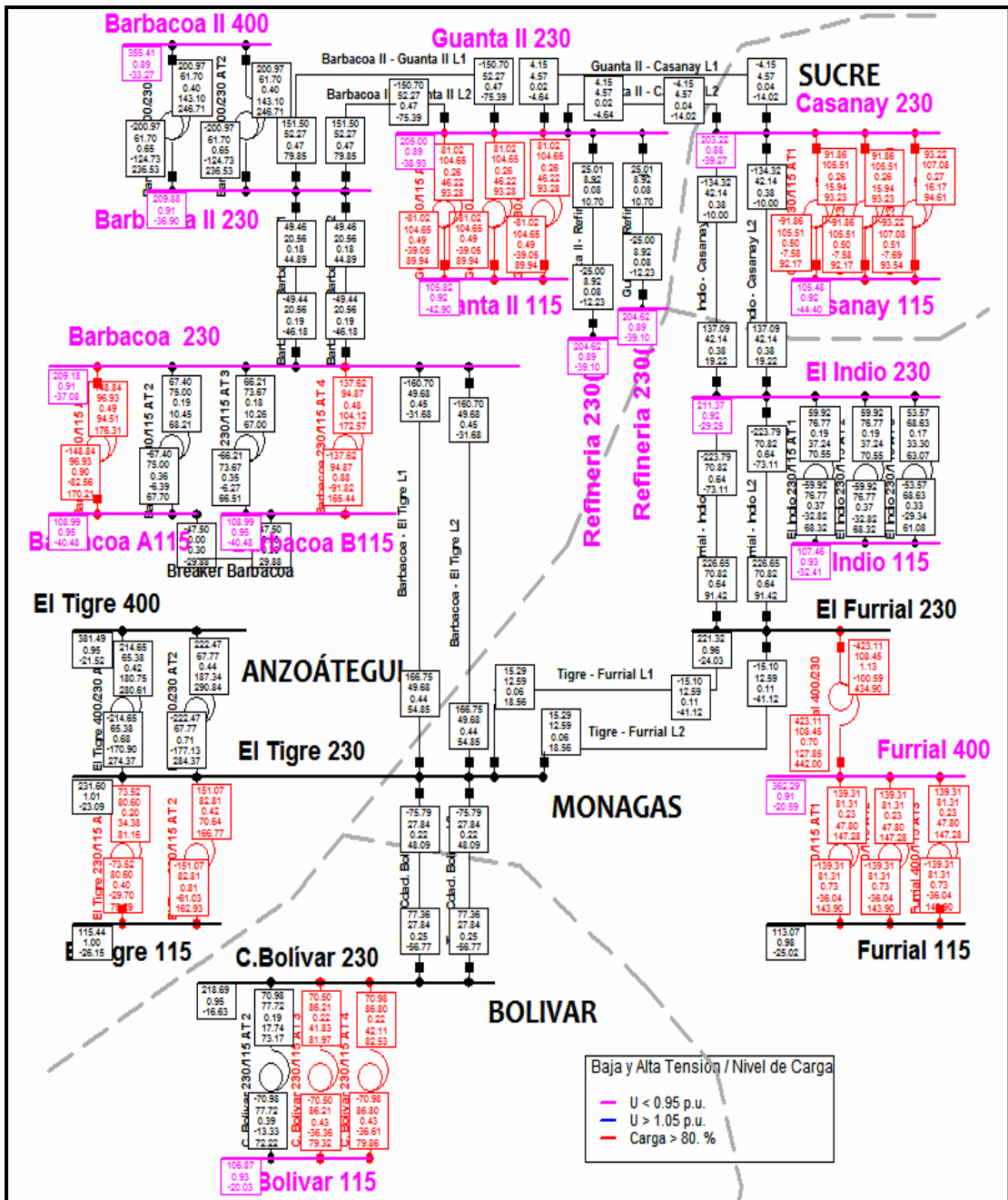


Figura 5. Flujo de Carga del Sistema de la RTTO en condiciones normales.

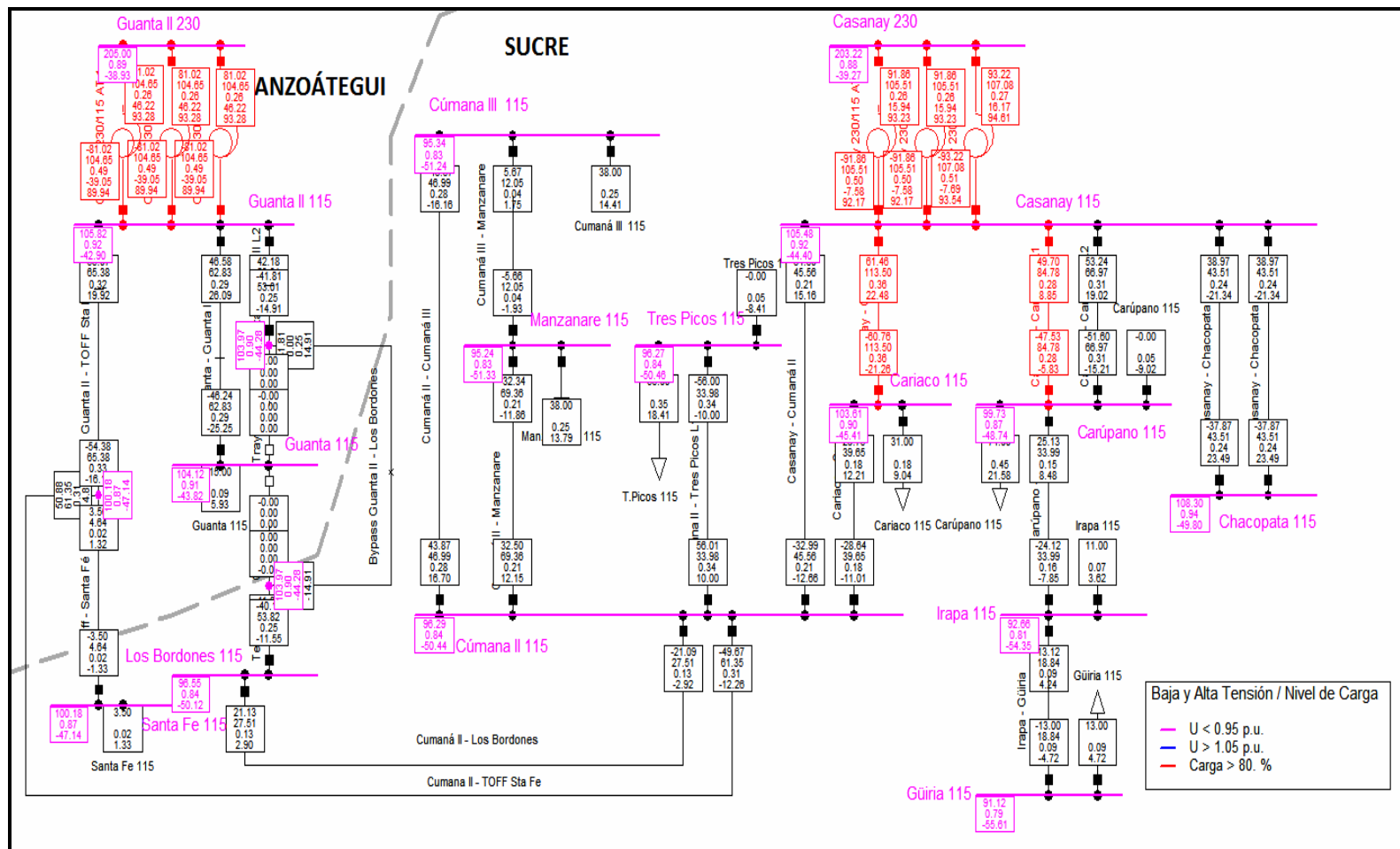


Figura 6. Flujo de Carga del Sistema del estado Sucre en condiciones normales.

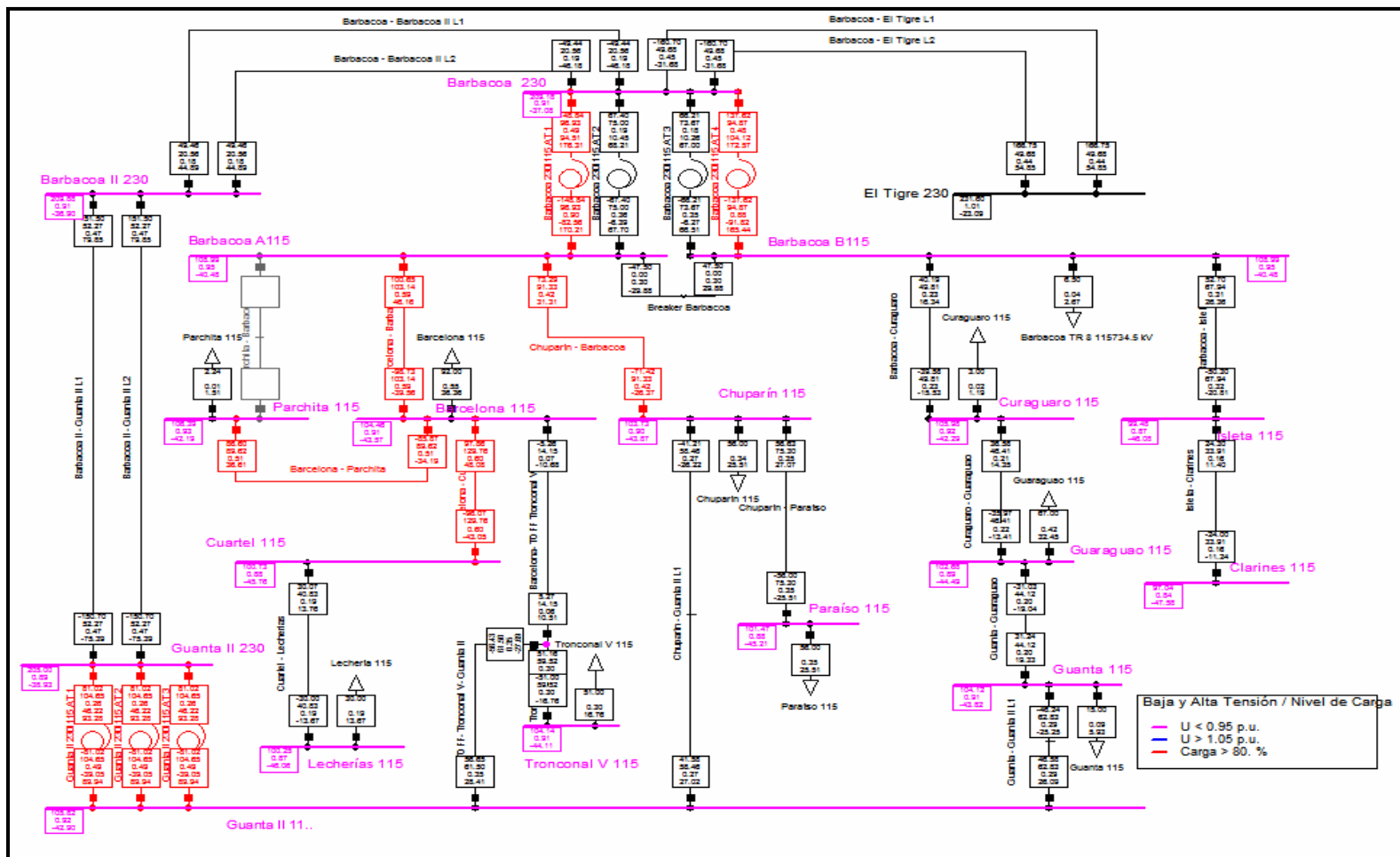


Figura 7. Flujo de Carga del Sistema del Norte del estado Anzoátegui en condiciones normales.

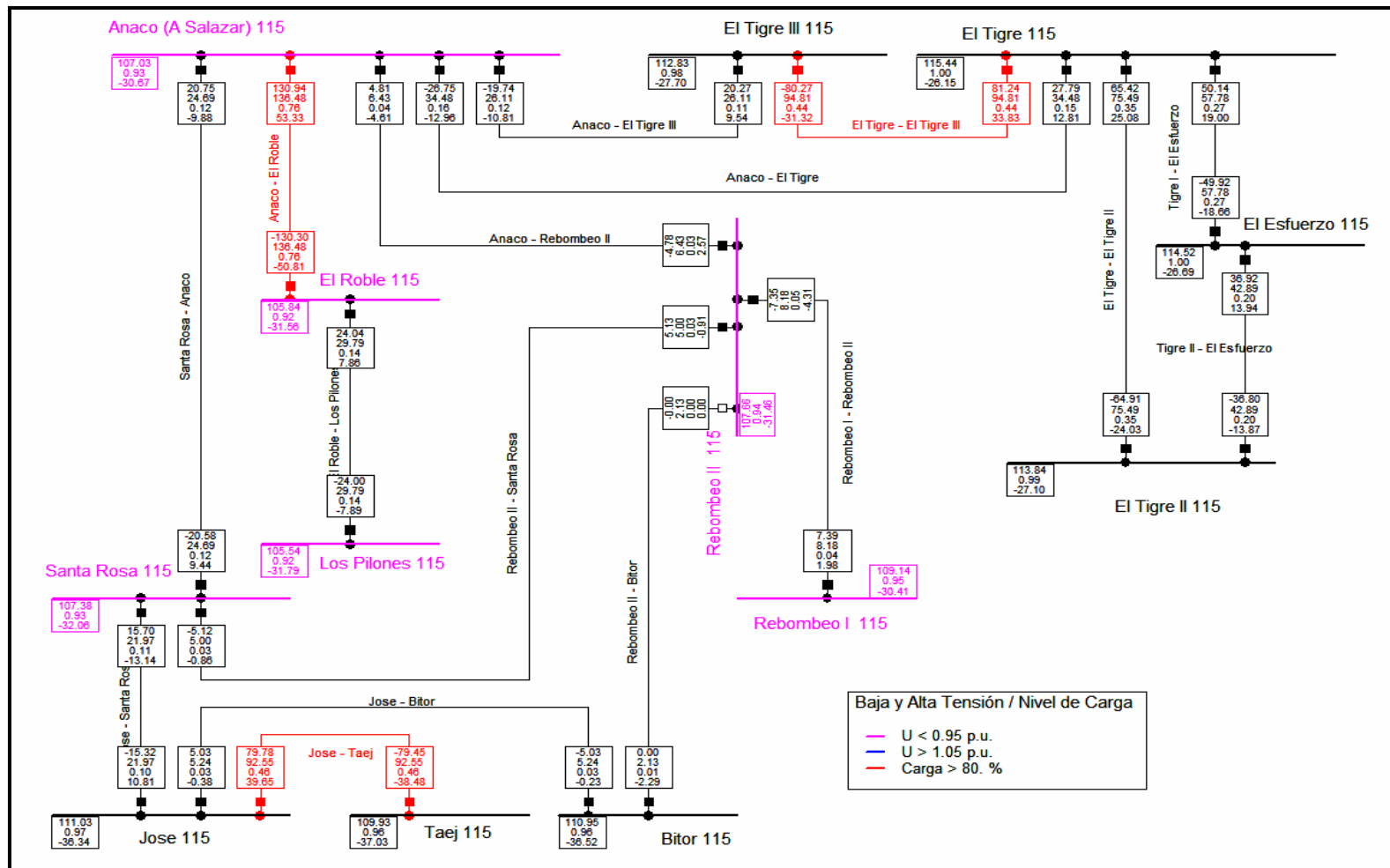


Figura 8. Flujo de Carga del Sistema del Sur del estado Anzoátegui en condiciones normales.

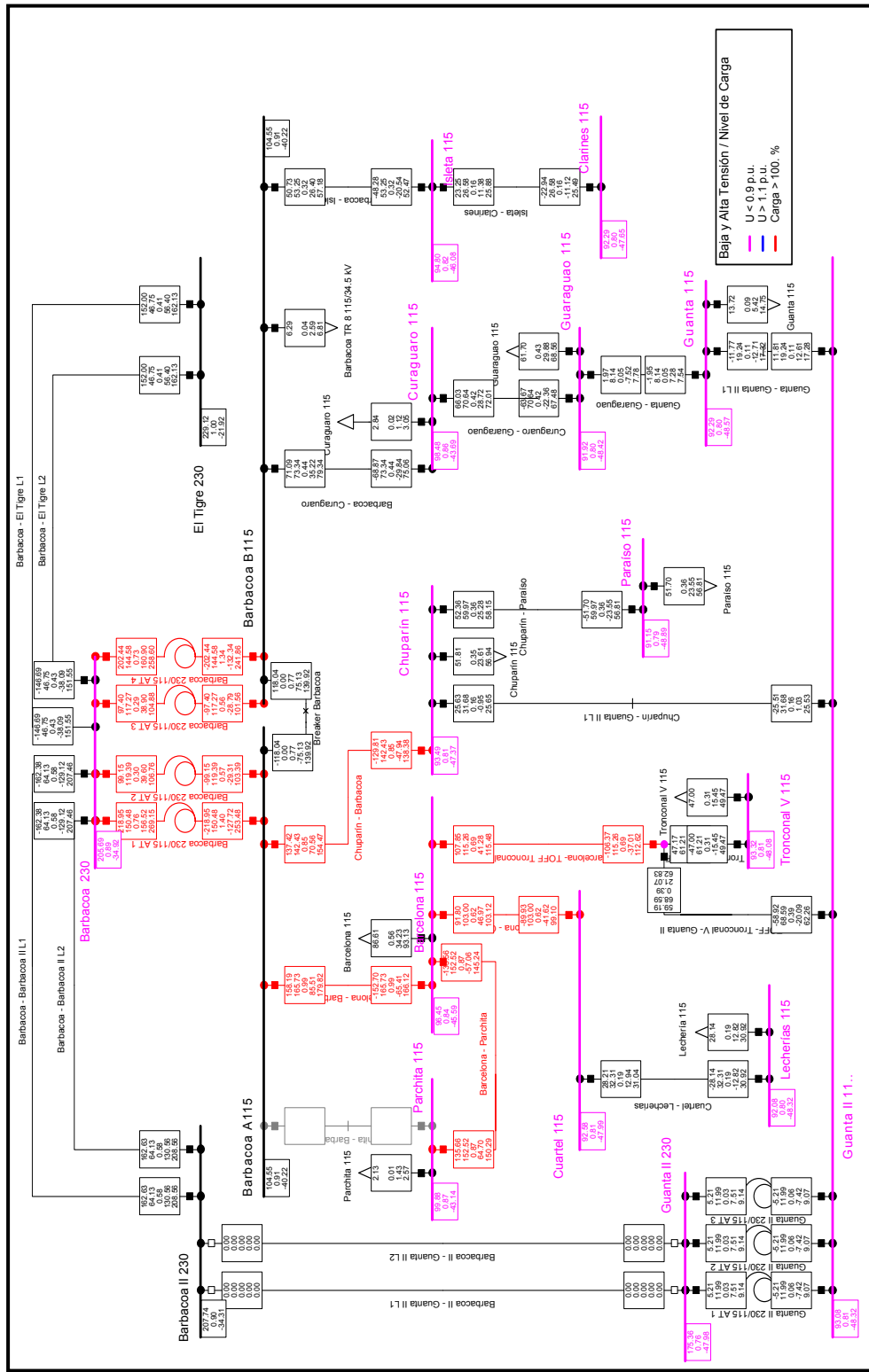


Figura 11. Red Eléctrica de Zona Norte de Anzoátegui con la contingencia para el caso N° 1

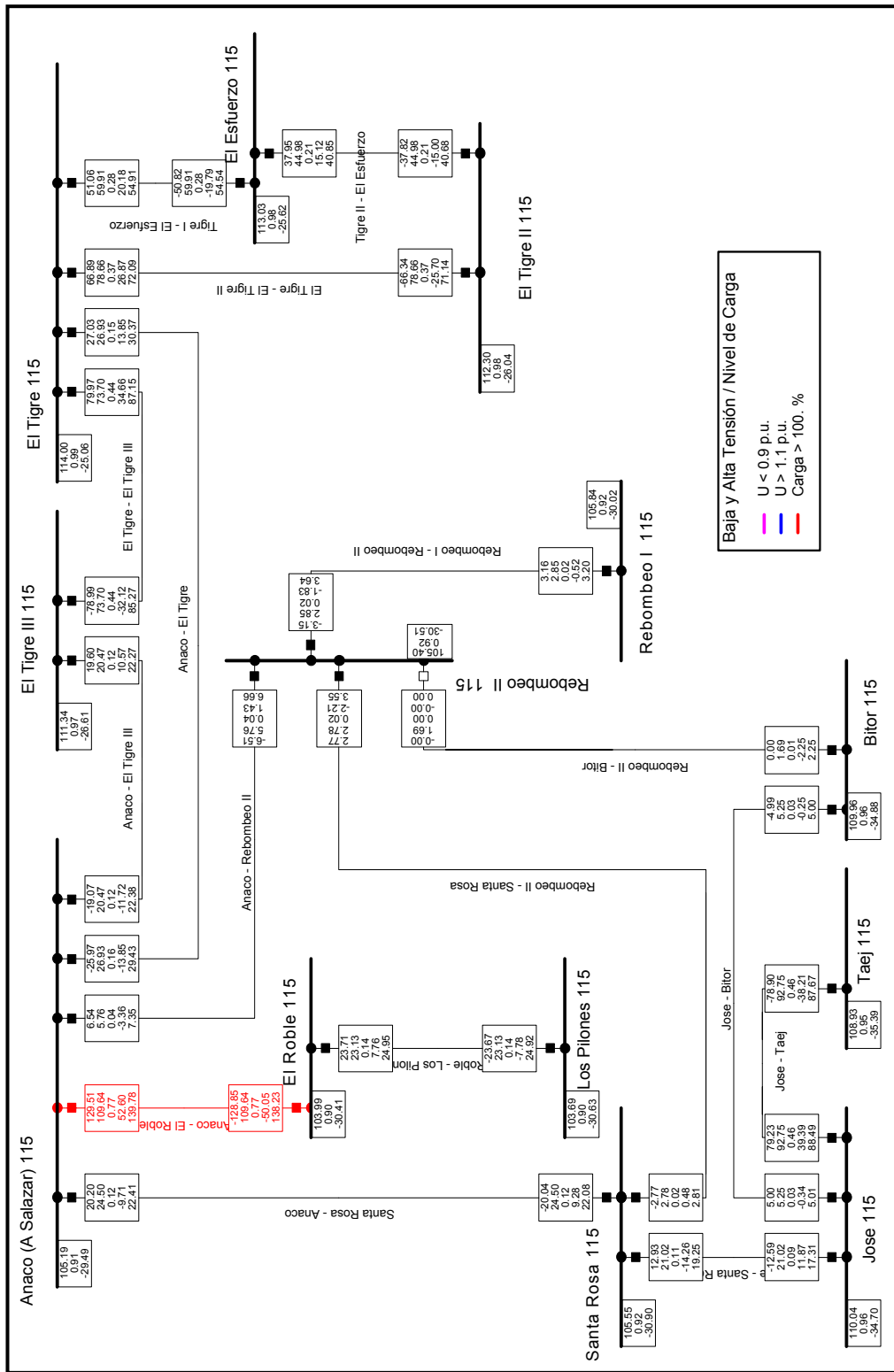


Figura 12. Red Eléctrica de la Zona Sur de Anzoátegui con contingencia para el caso N° 1

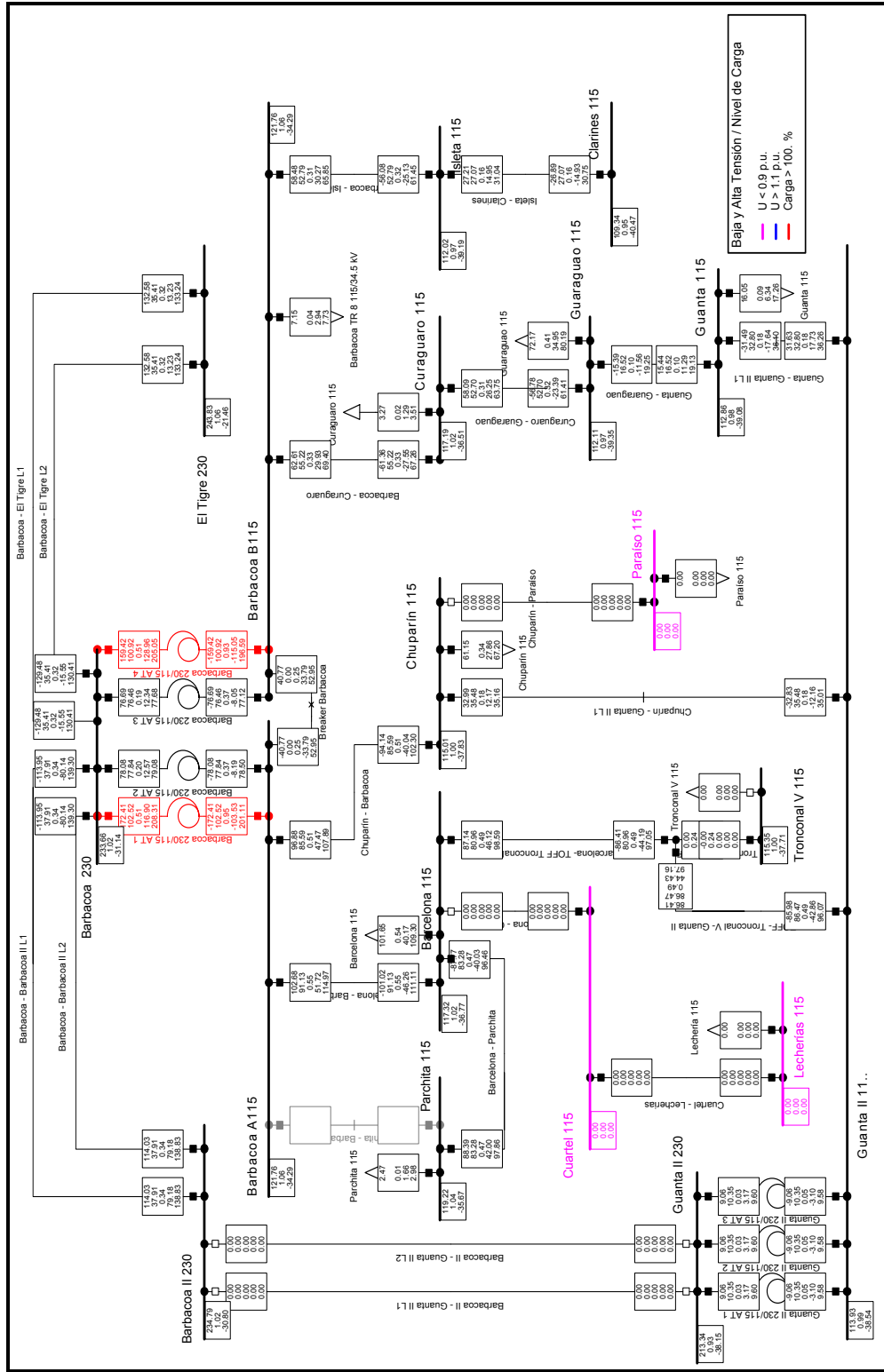


Figura 15.Red Eléctrica de Zona Norte de Anzoátegui con el Bote de Carga realizado para el caso N° 1

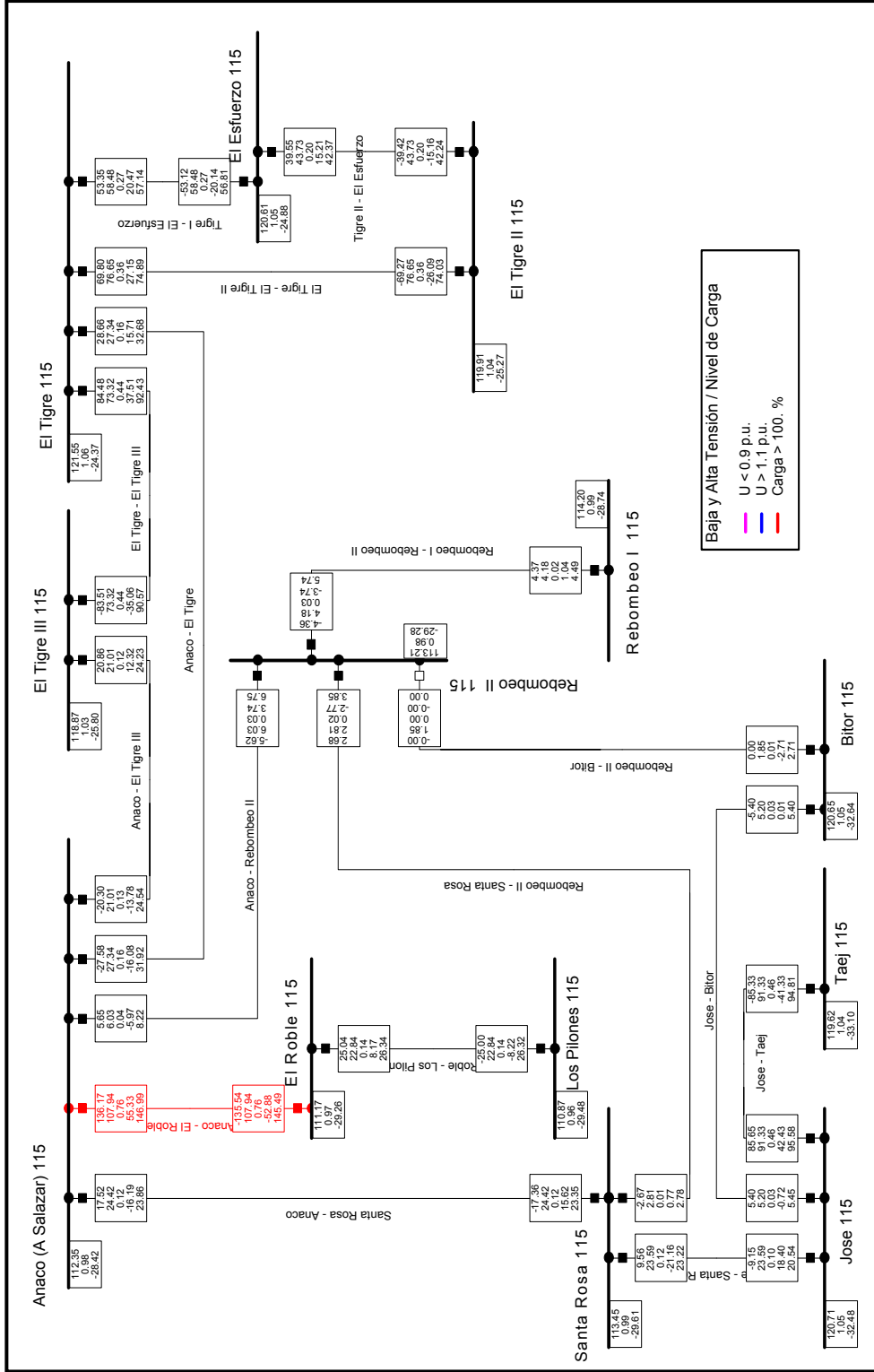


Figura 16. Red Eléctrica de la Zona Sur de Anzoátegui con el Bote de Carga realizado para el caso N° 1

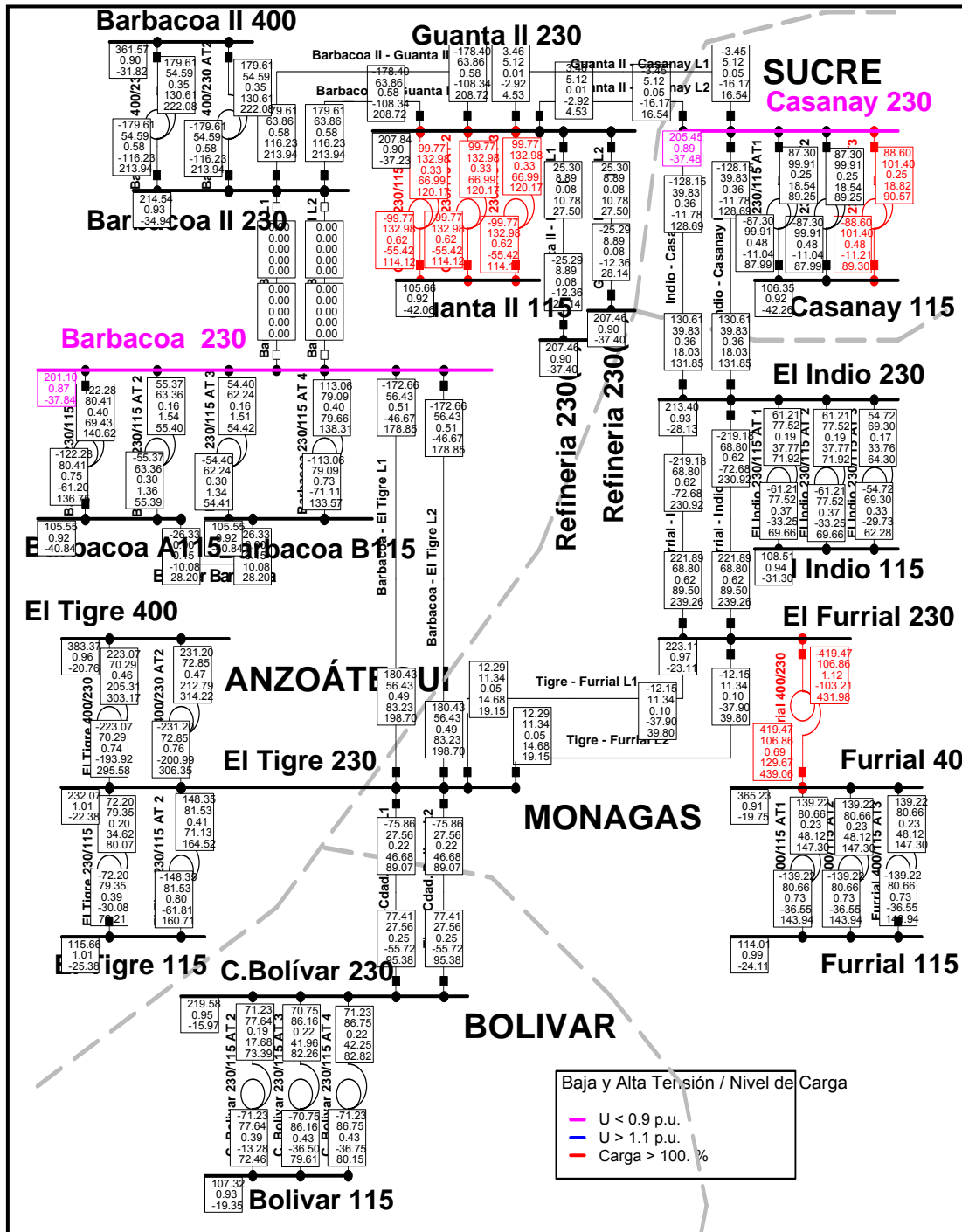


Figura 17. RTTO con la contingencia del caso N° 2

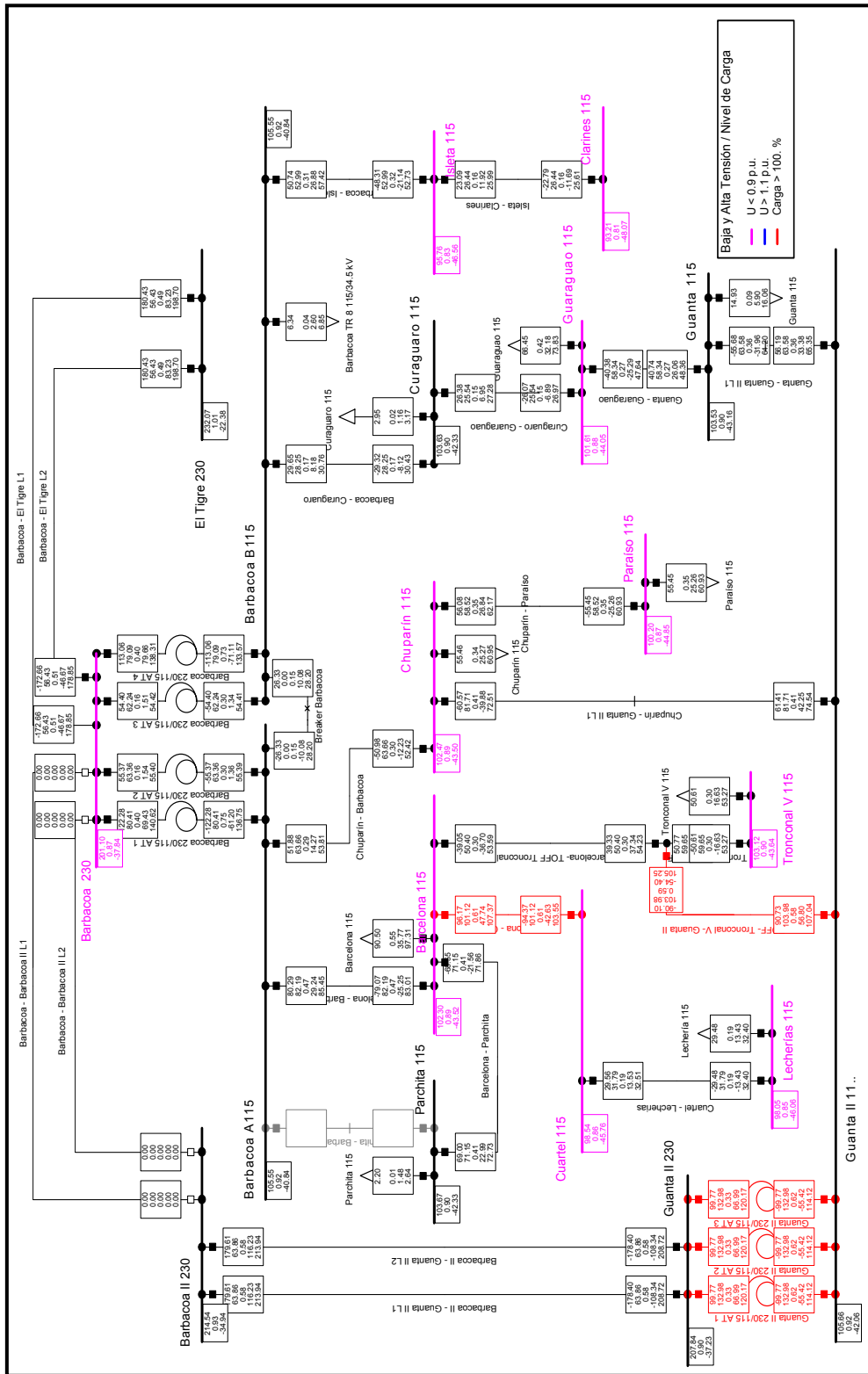


Figura 19. Red Eléctrica de Zona Norte de Anzoátegui con la Contingencia para el caso N° 2

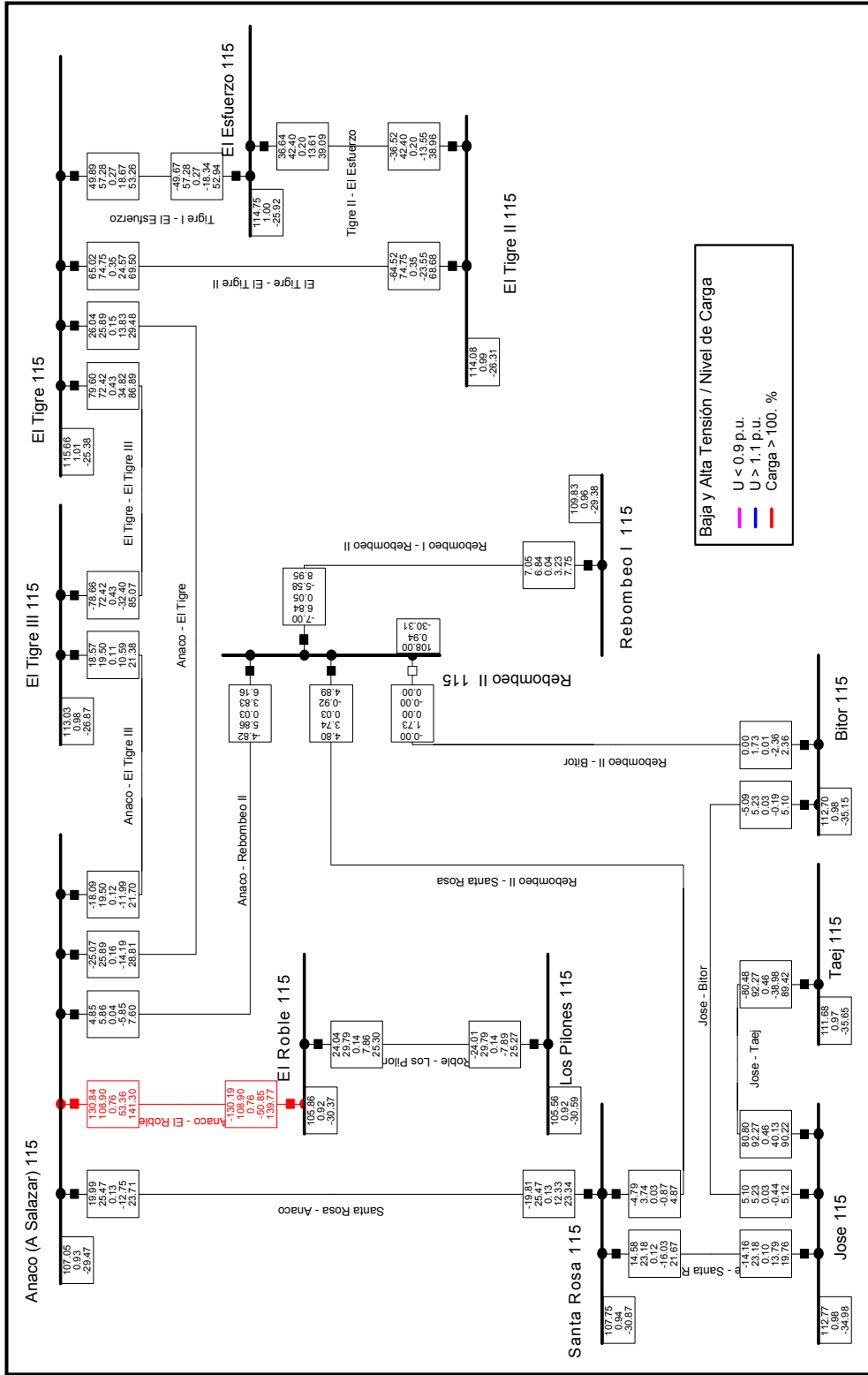


Figura 20. Red Eléctrica de la Zona Sur de Anzoátegui con la Contingencia para el caso N° 2

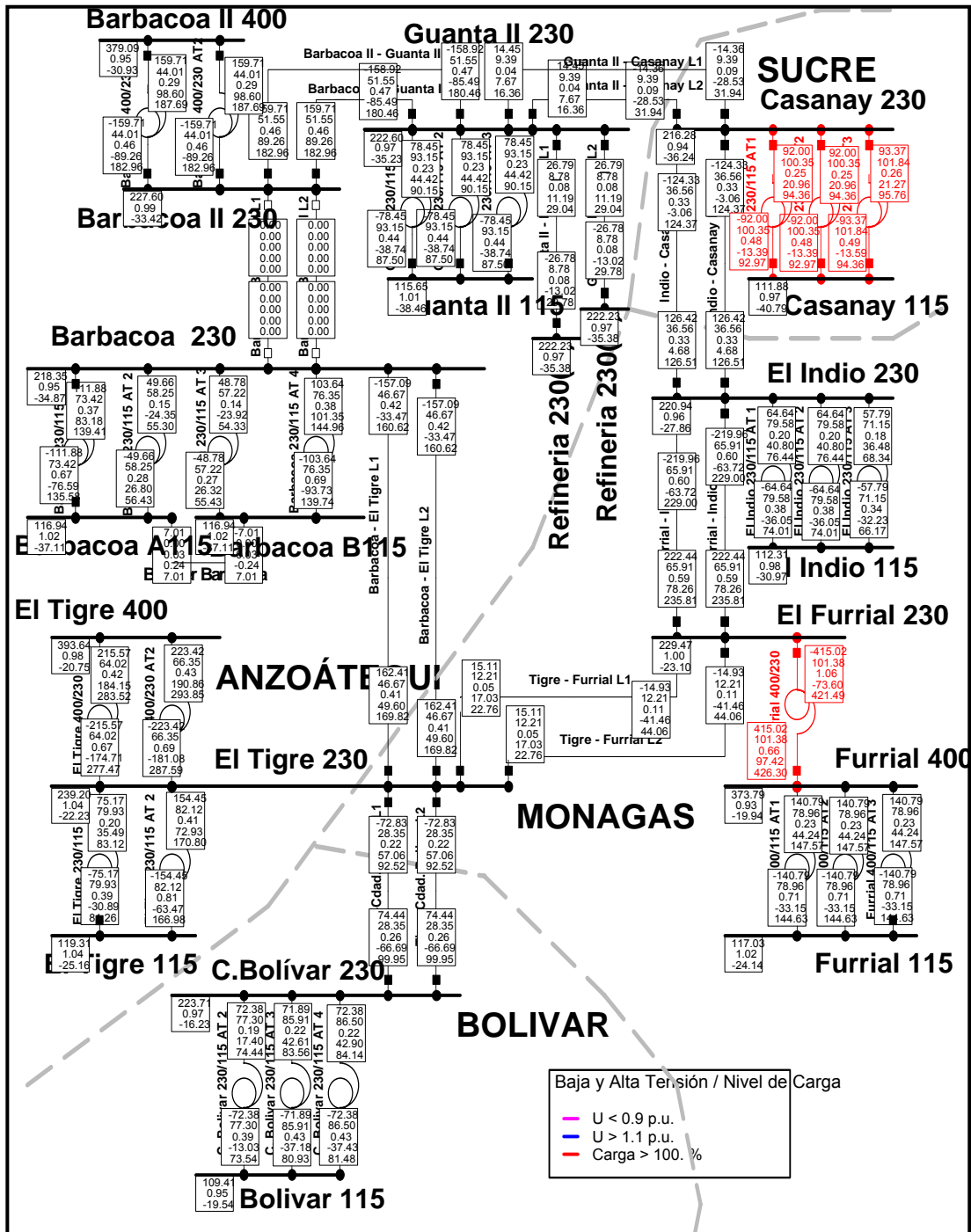


Figura 21. RTTO con el Bote de Carga para el caso N° 2

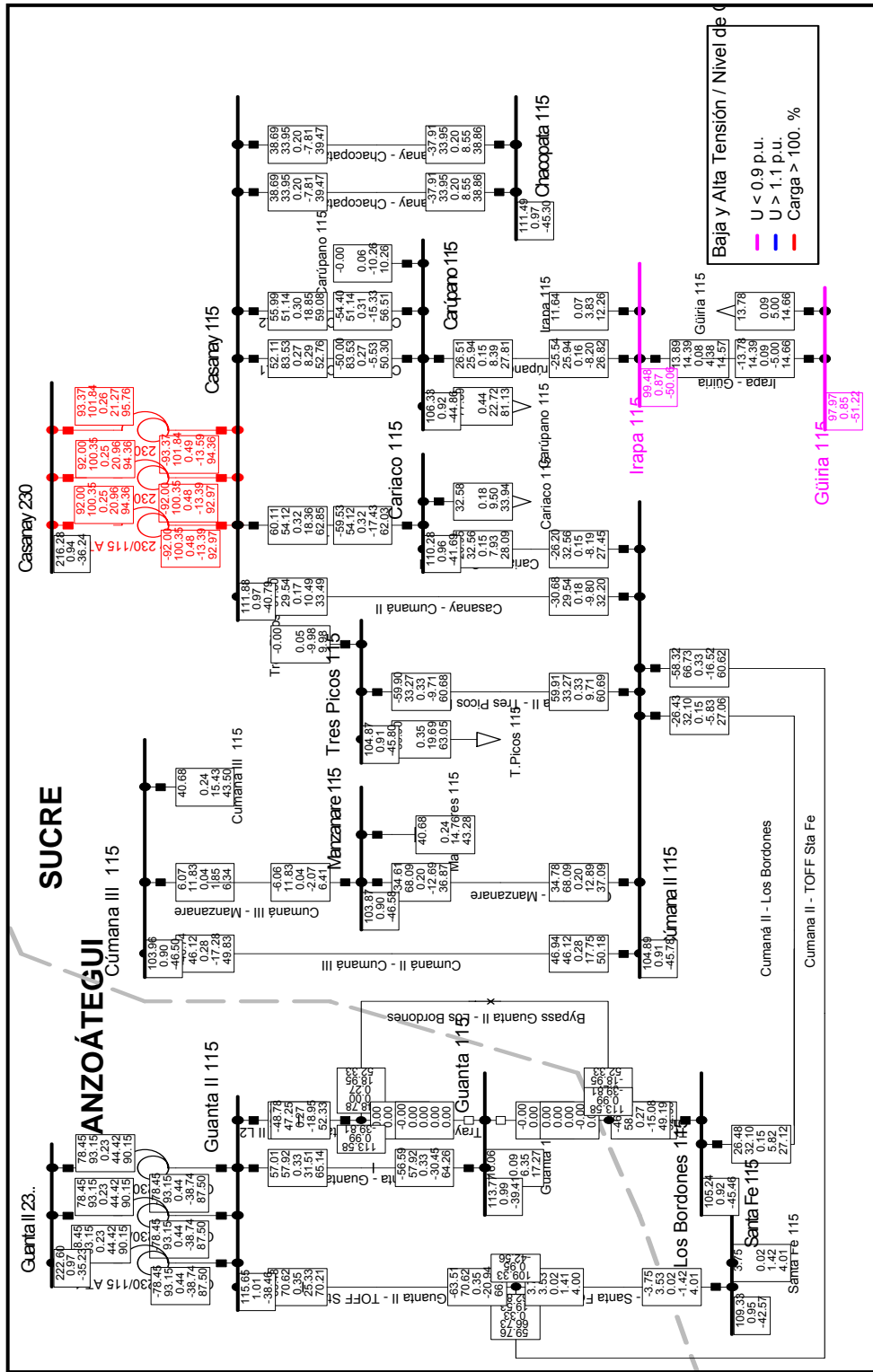


Figura 22. Red Eléctrica del estado Sucre con el Bote de Carga realizado para el caso N° 2

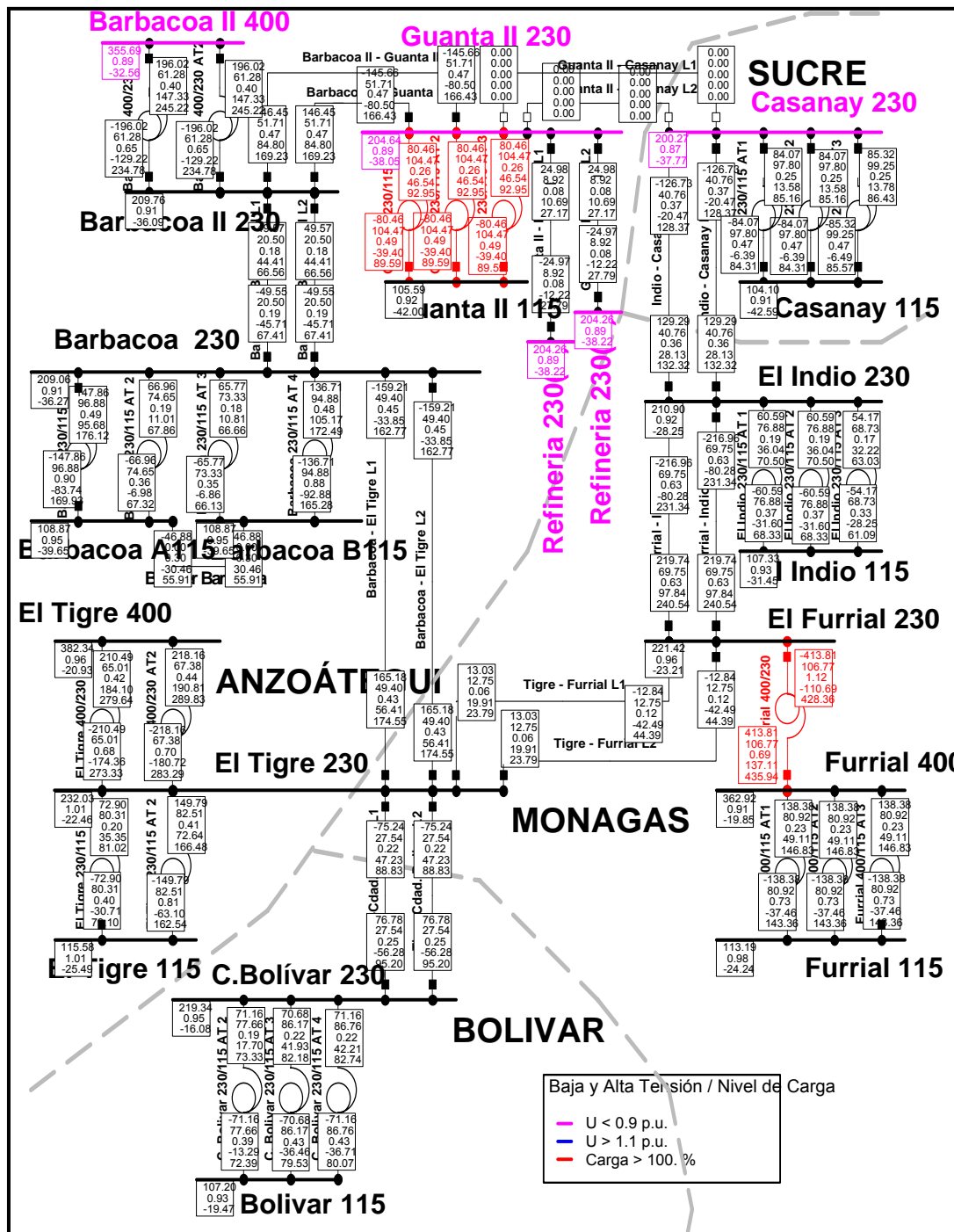


Figura 25. RTTO con la contingencia del caso N° 3

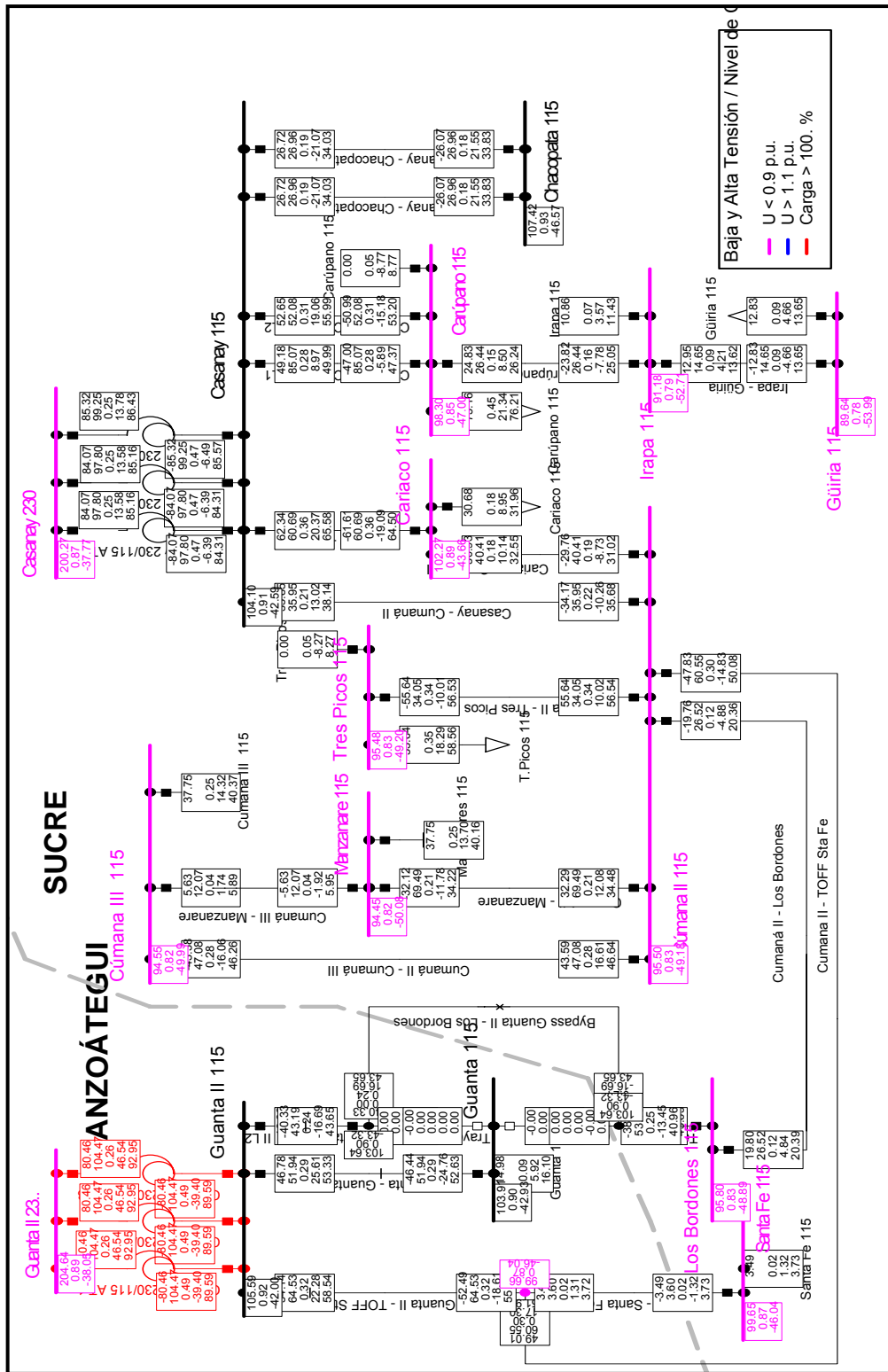


Figura 26. Red Eléctrica del estado Sucre con la Contingencia para el caso N° 3

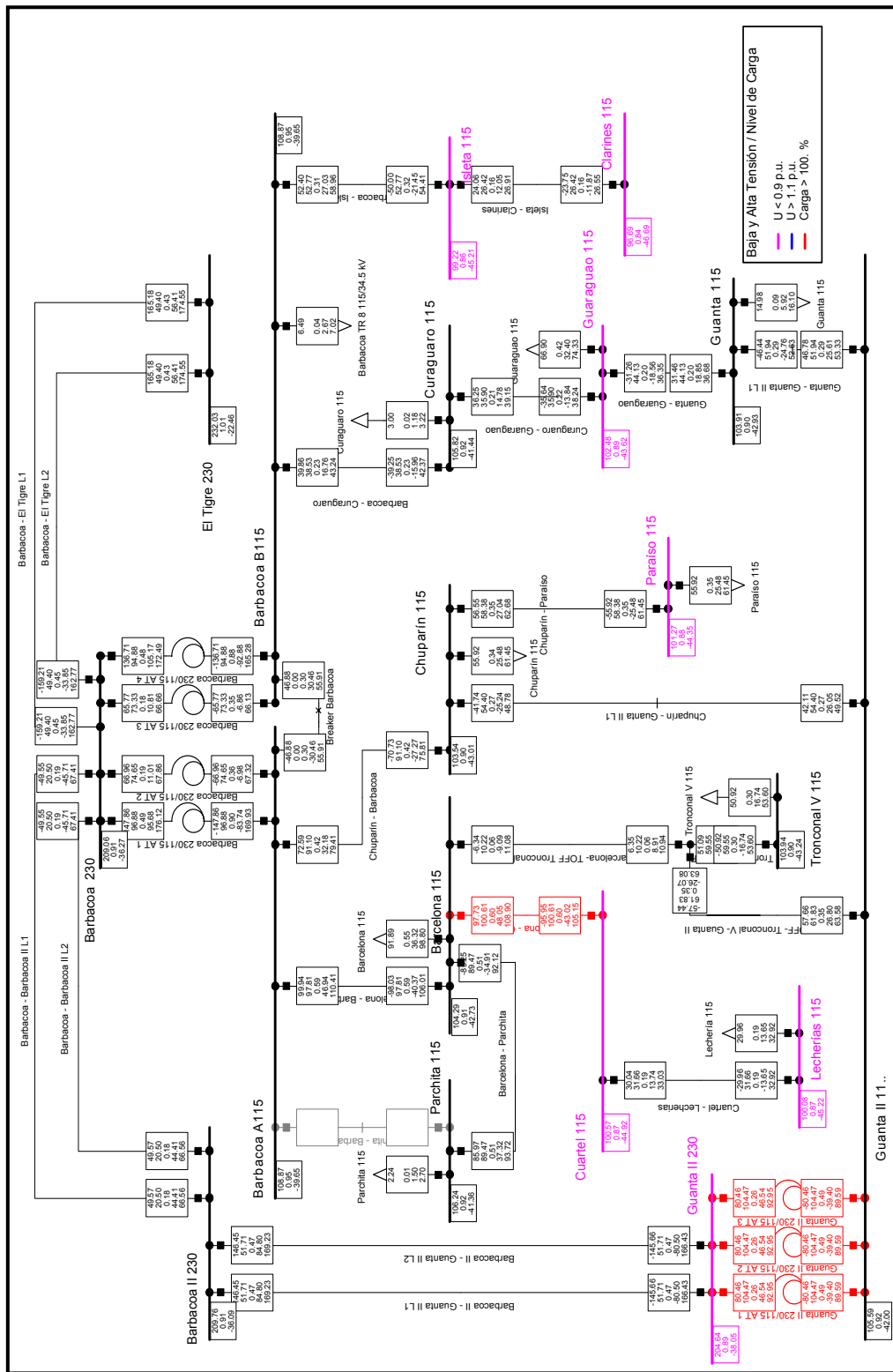


Figura 27. Red Eléctrica de Zona Norte de Anzoátegui con la Contingencia para el caso N° 3

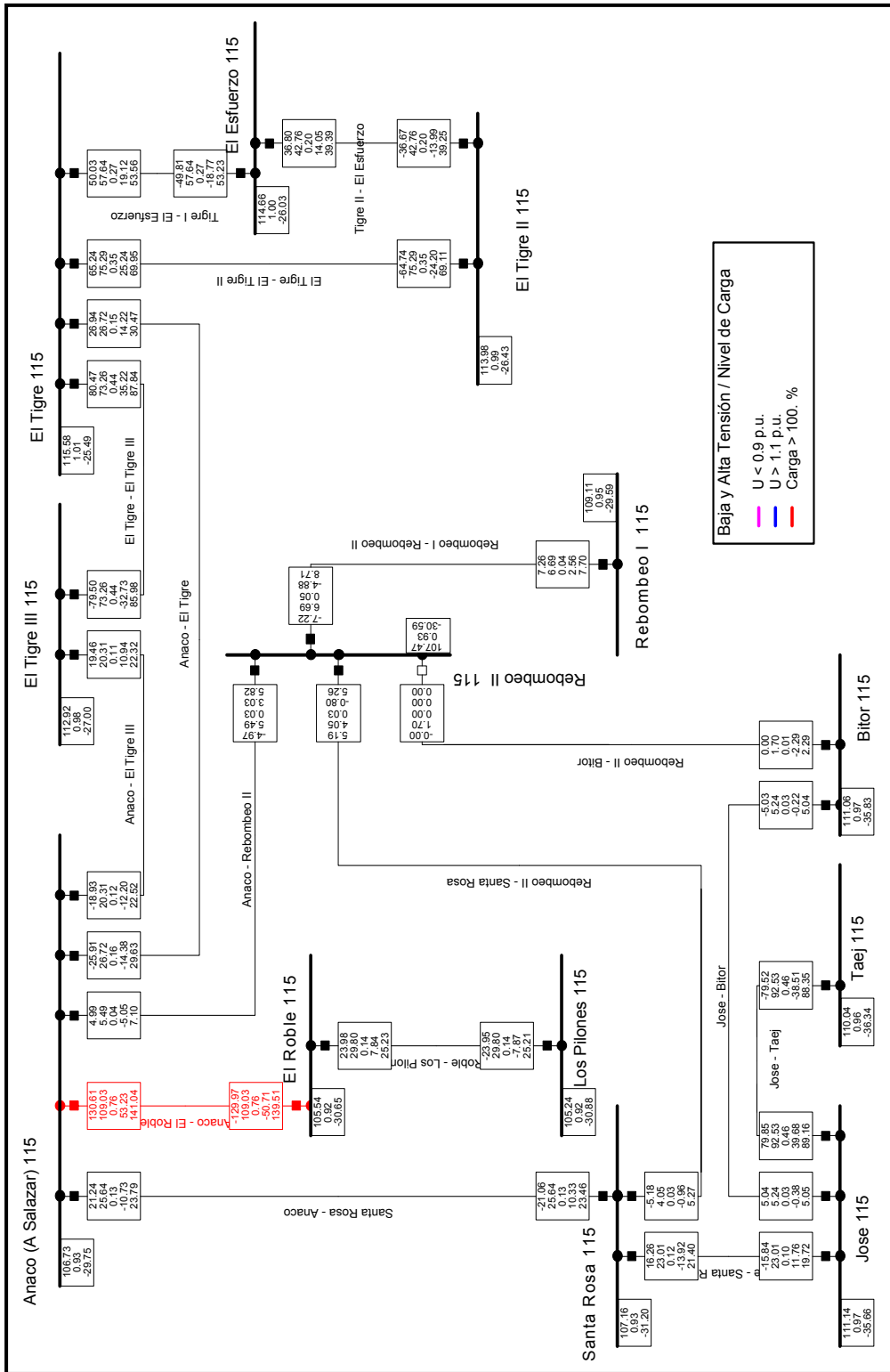


Figura 28. Red Eléctrica de Zona Sur de Anzoátegui con la Contingencia para el caso N° 3

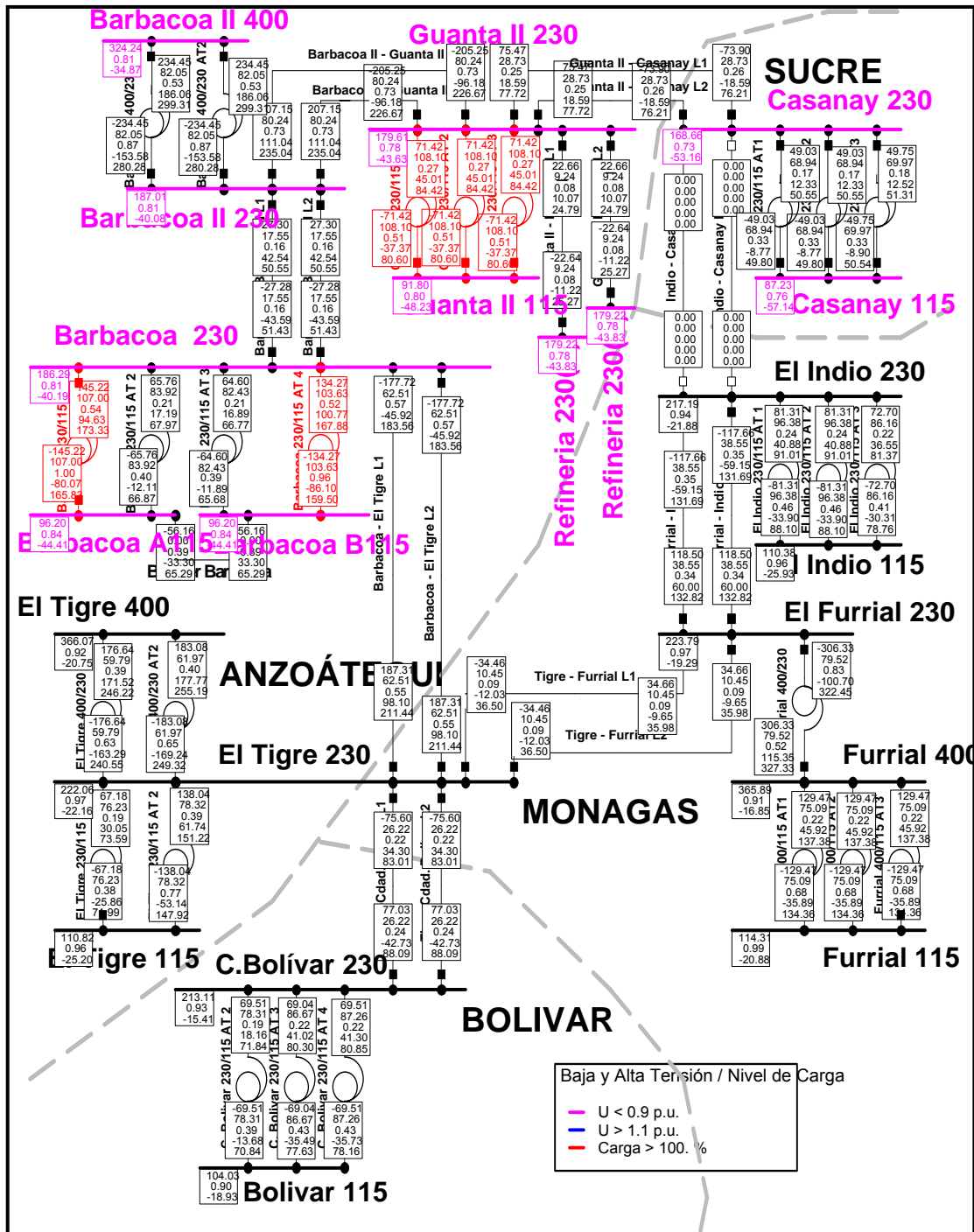
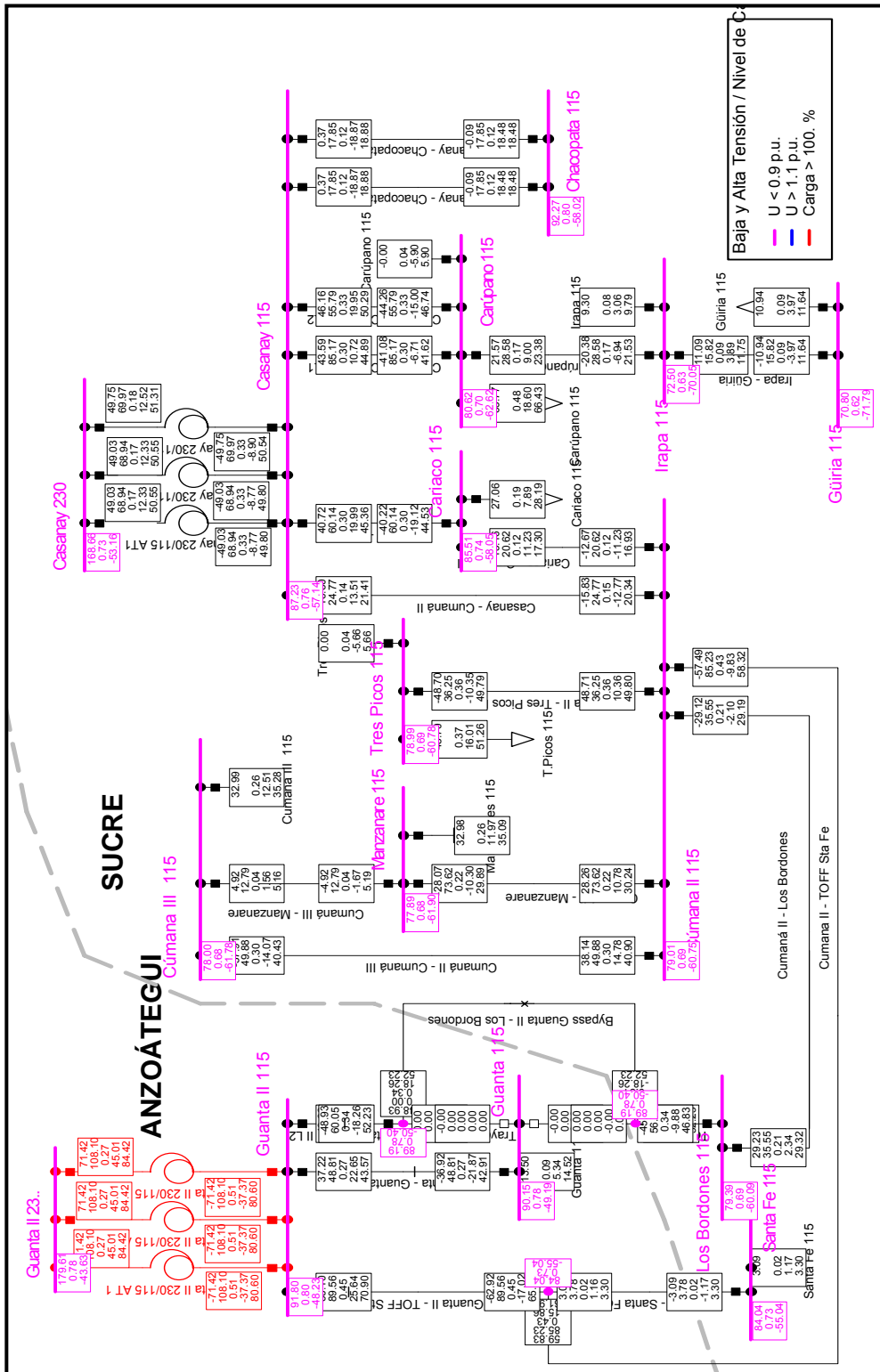
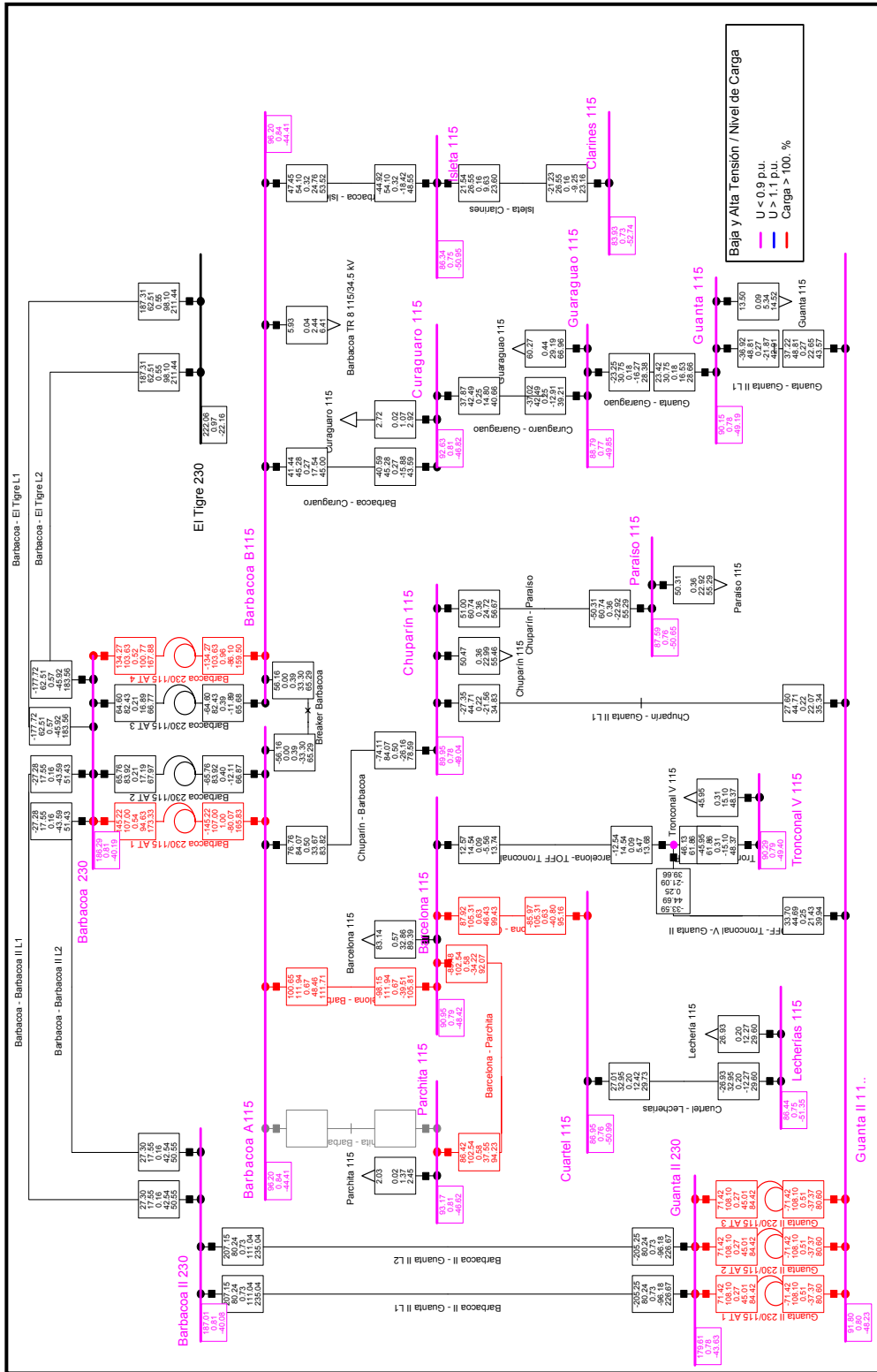
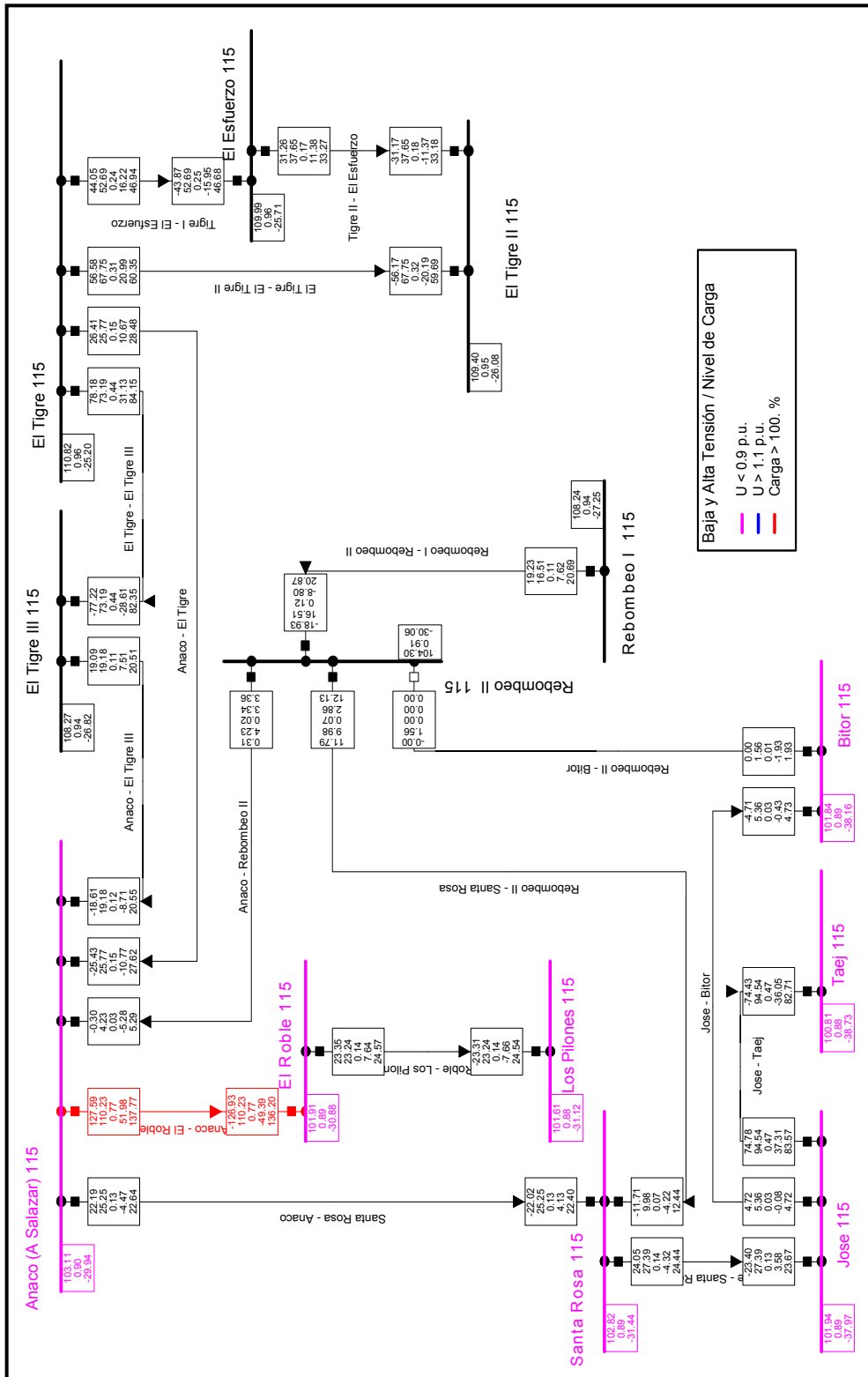


Figura 33. RTTO con la contingencia para el caso N° 4







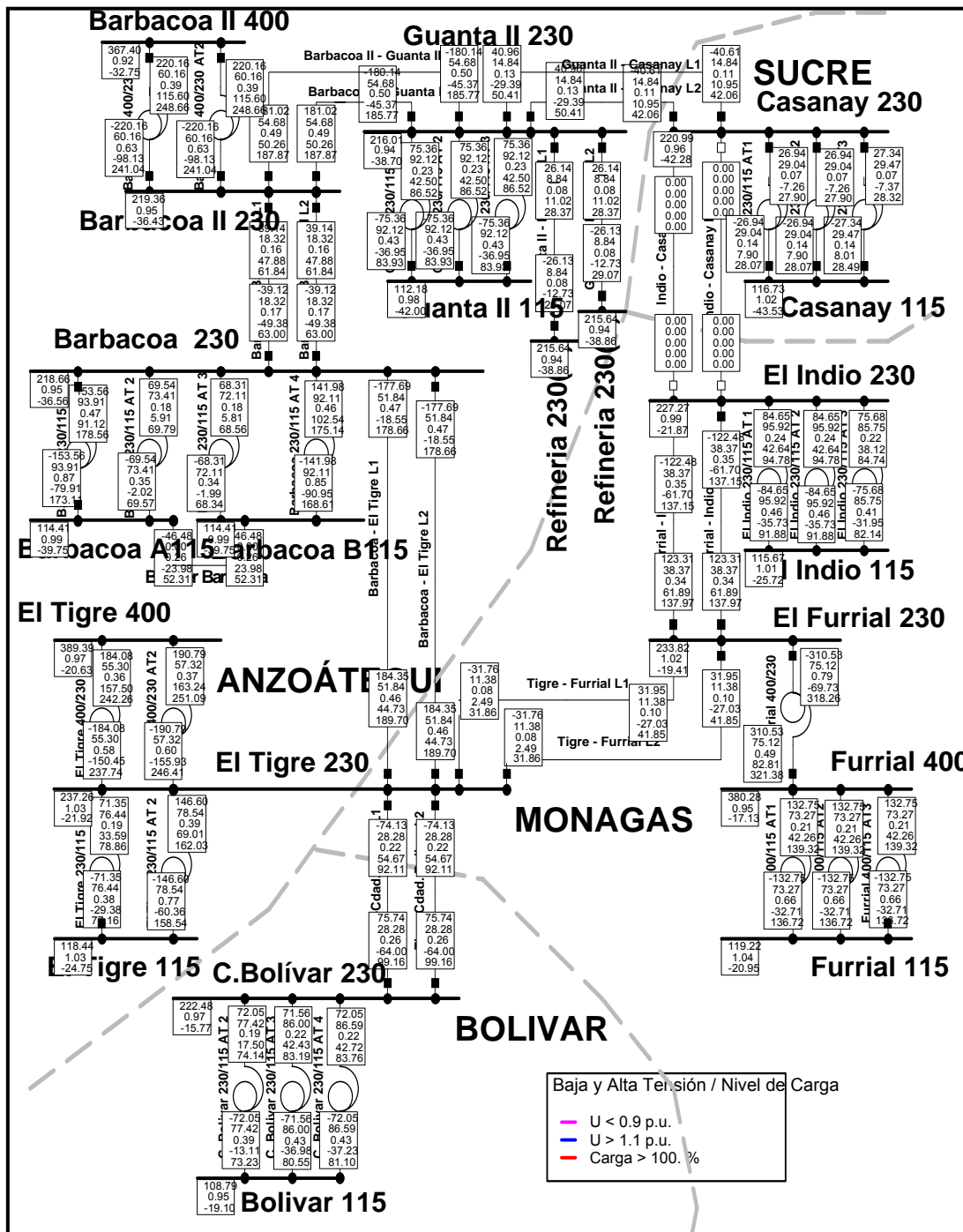
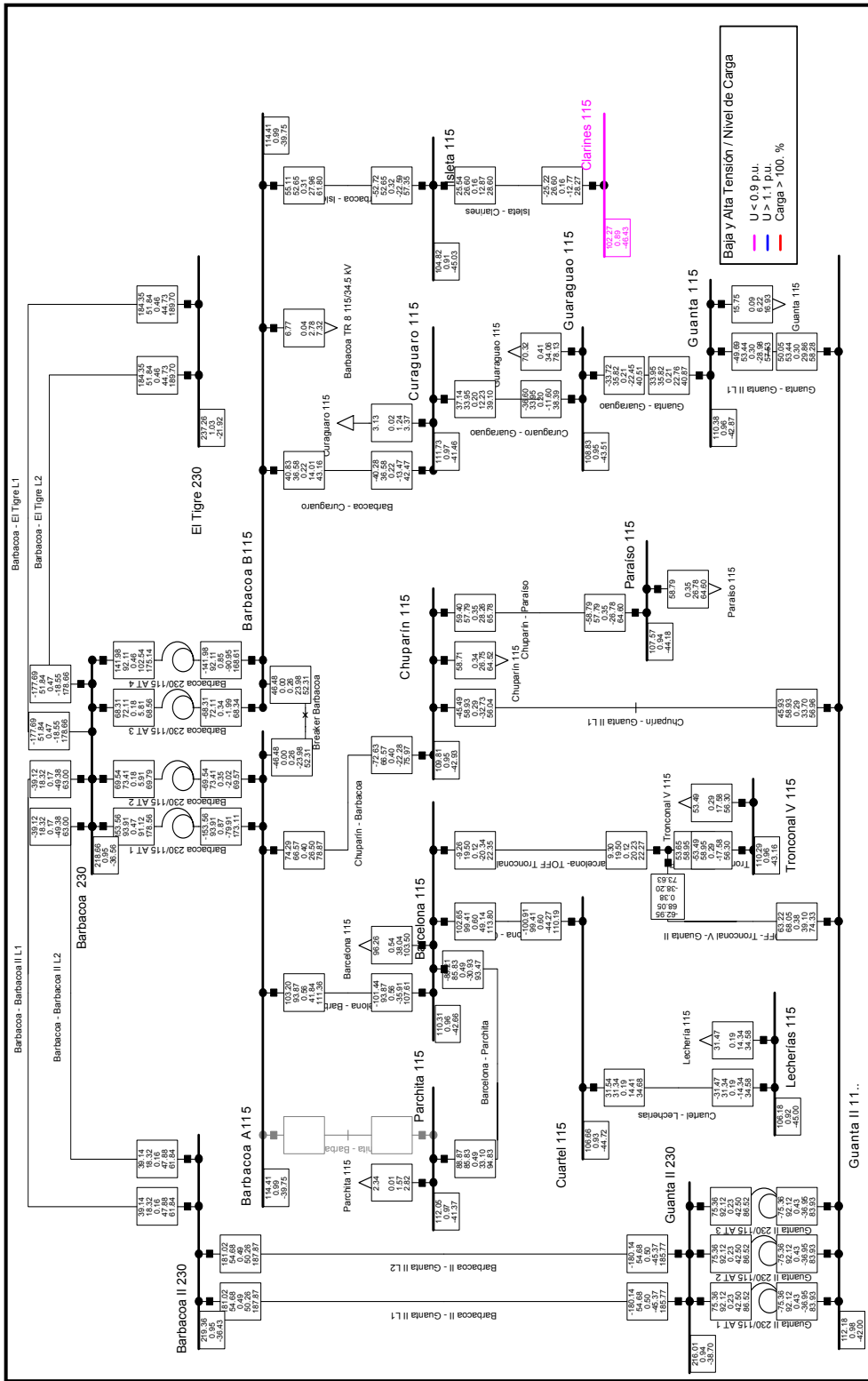
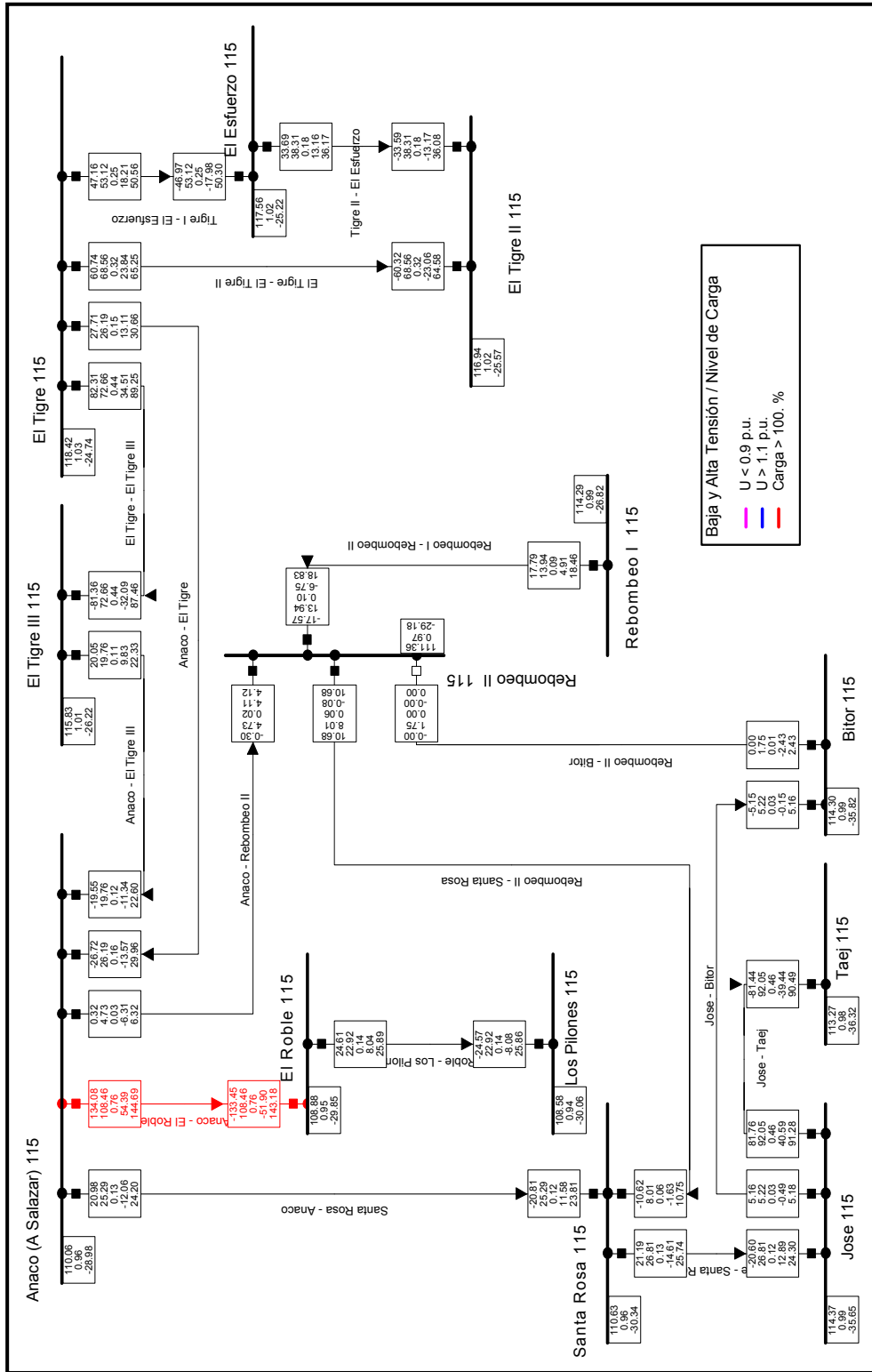
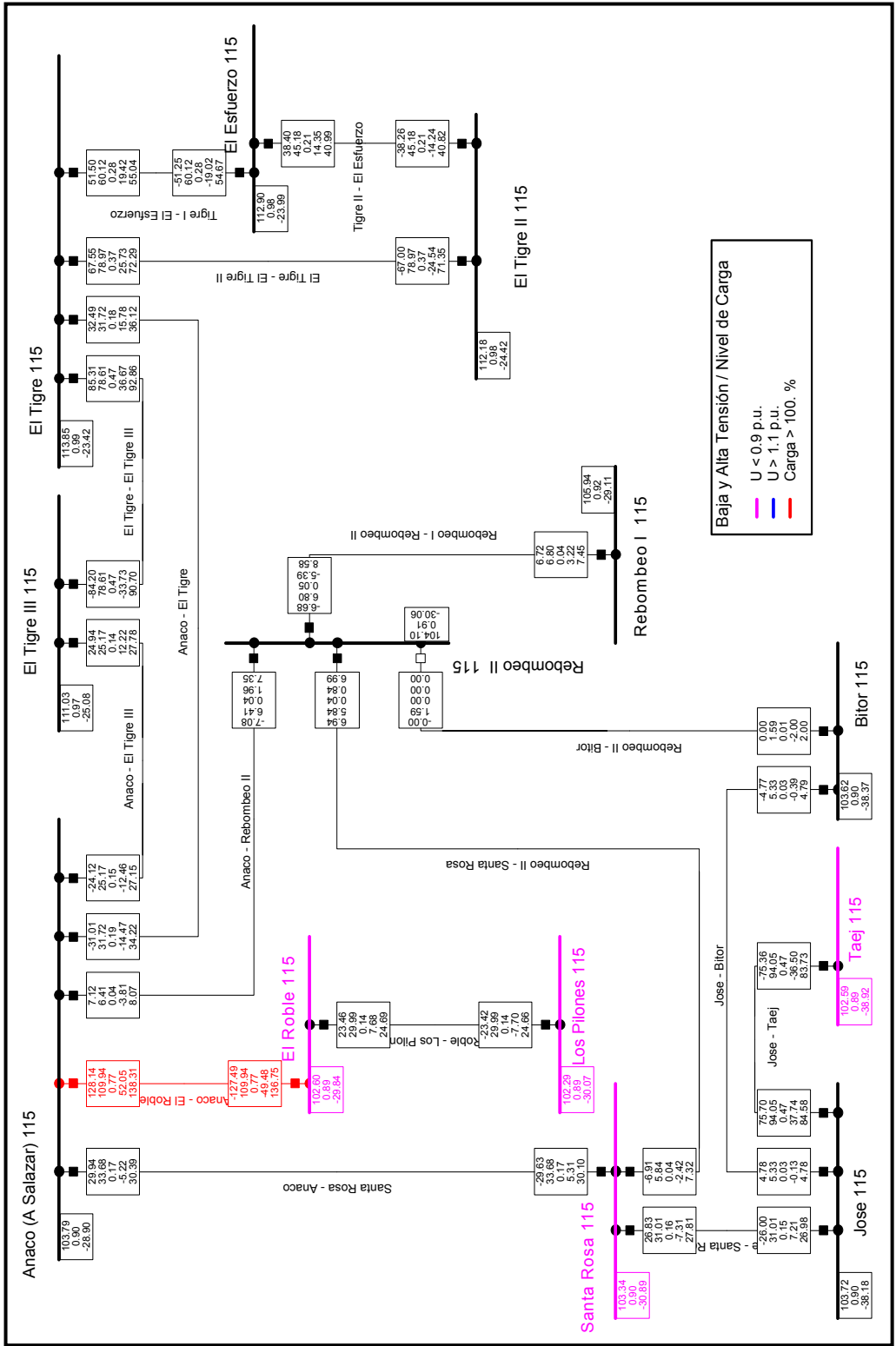


Figura 37. RTTO con el Bote de Carga realizado para el caso N° 4







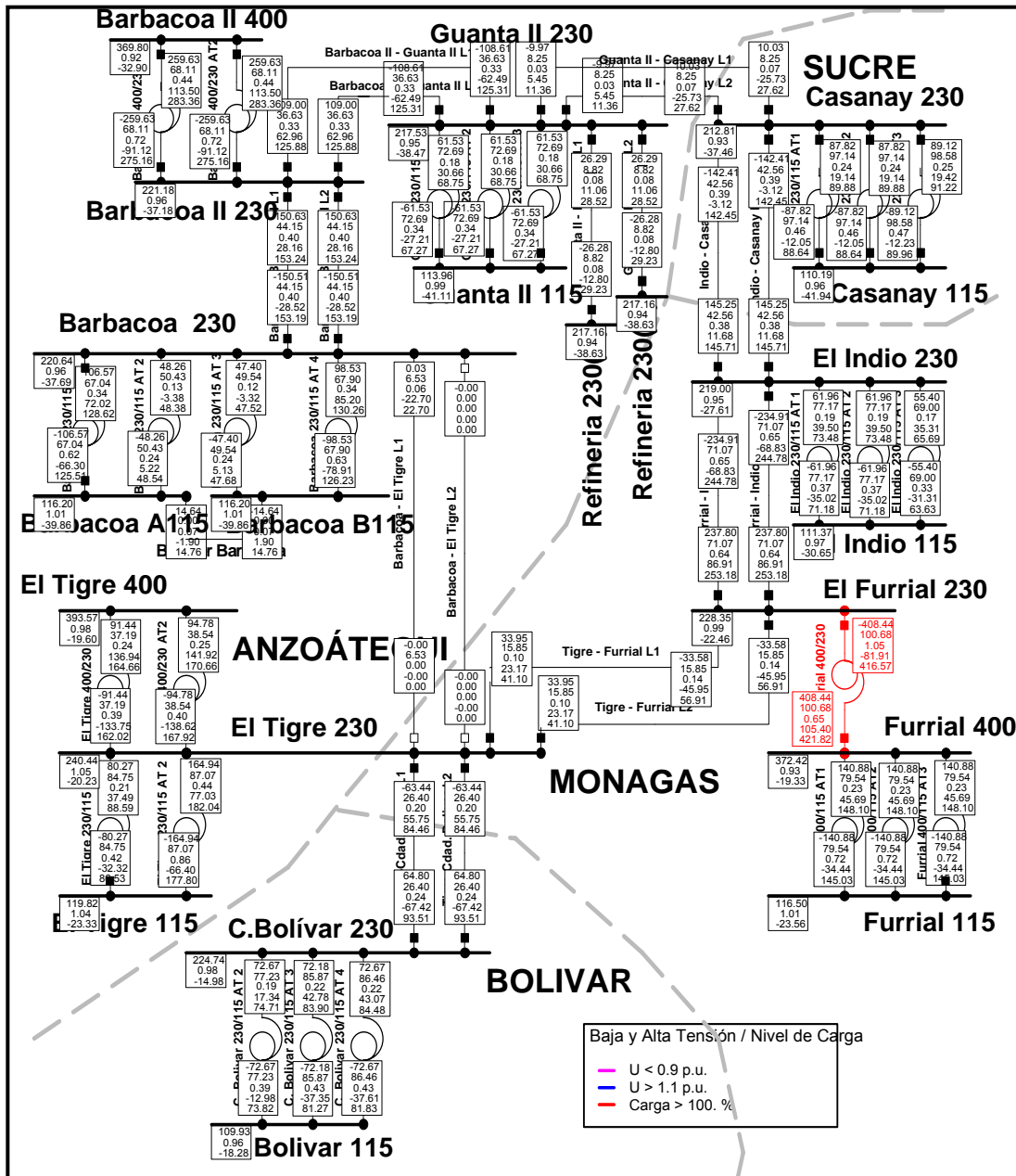
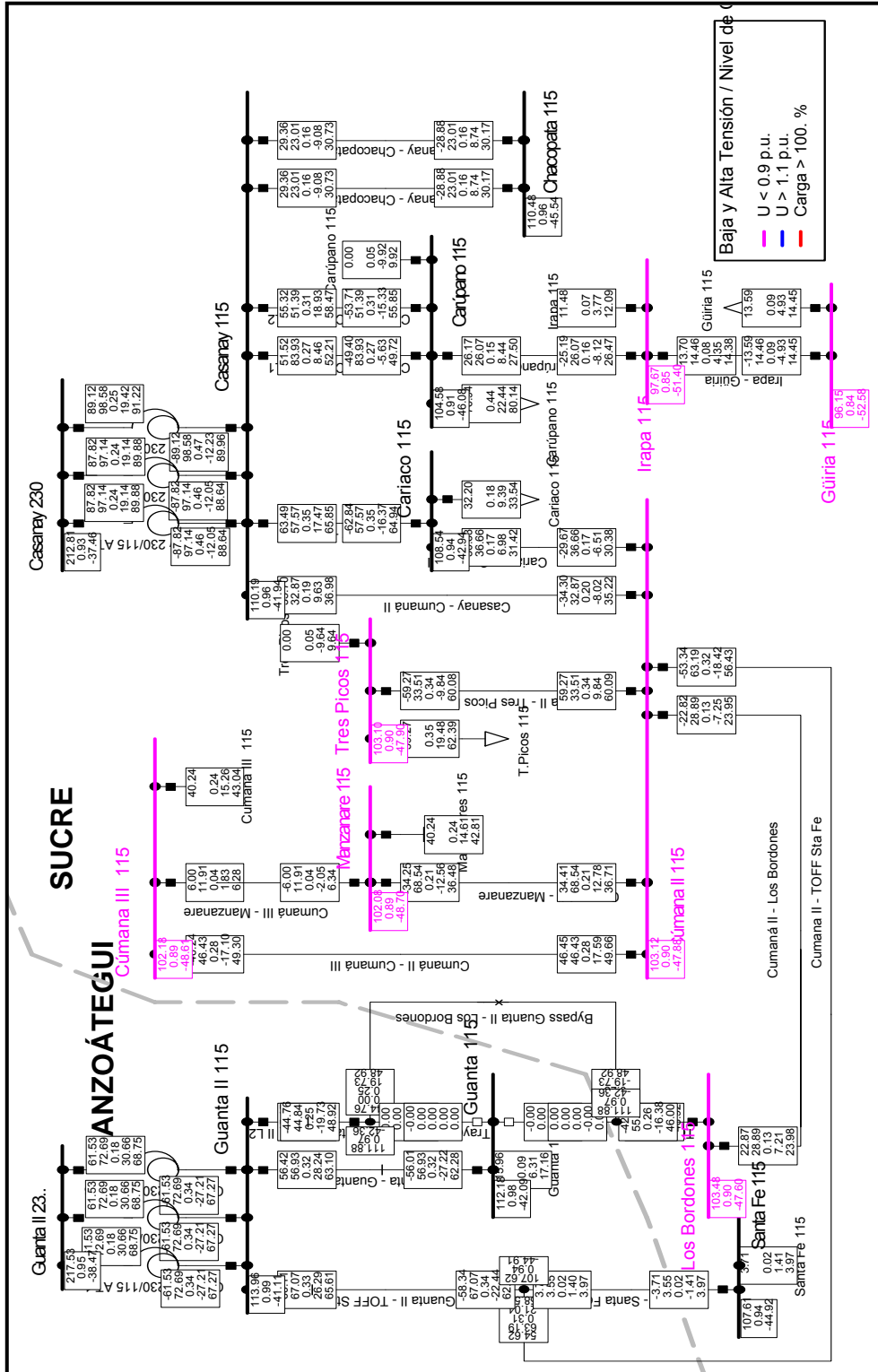


Figura 45. RTTO con el Bote de Carga realizado para el caso N° 5



ANEXO B

***DIAGRAMAS UNIFILARES DE LAS SUBESTACIONES
DE LA RED TRONCAL DE TRANSMISIÓN (RTTO),
PERTENECIENTE A CADAFE***

Información Suministrada por:

Despacho de carga Oriental.

C.A.D.A.F.E.

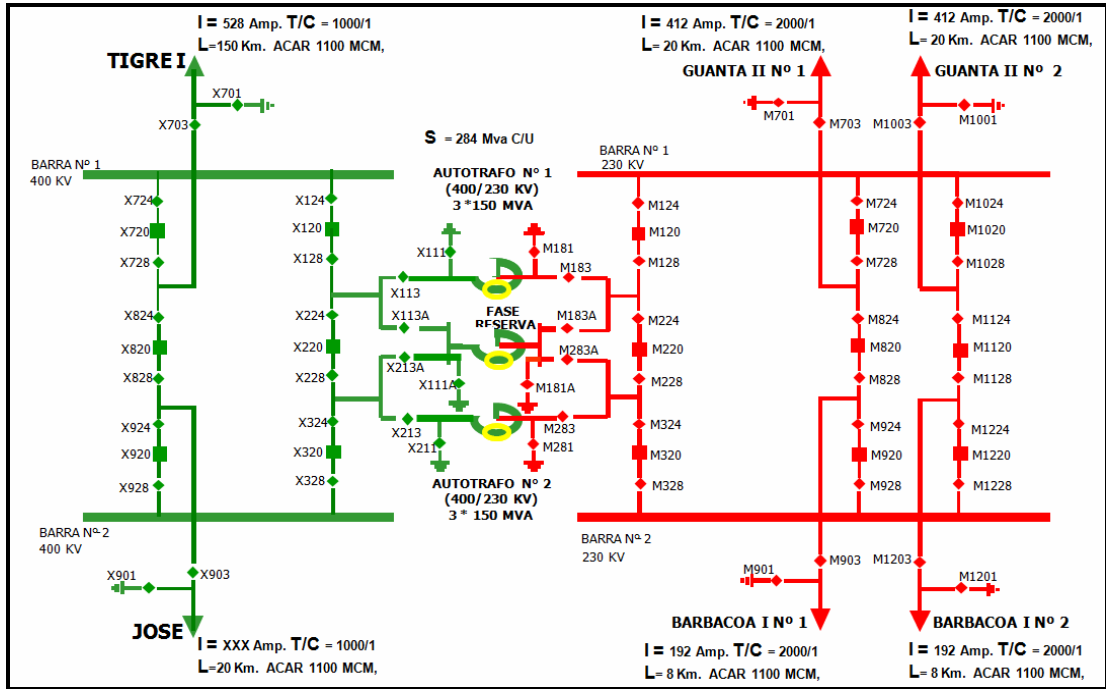


Figura 1. S/E Barbacoa II 400/230/34,5 kV

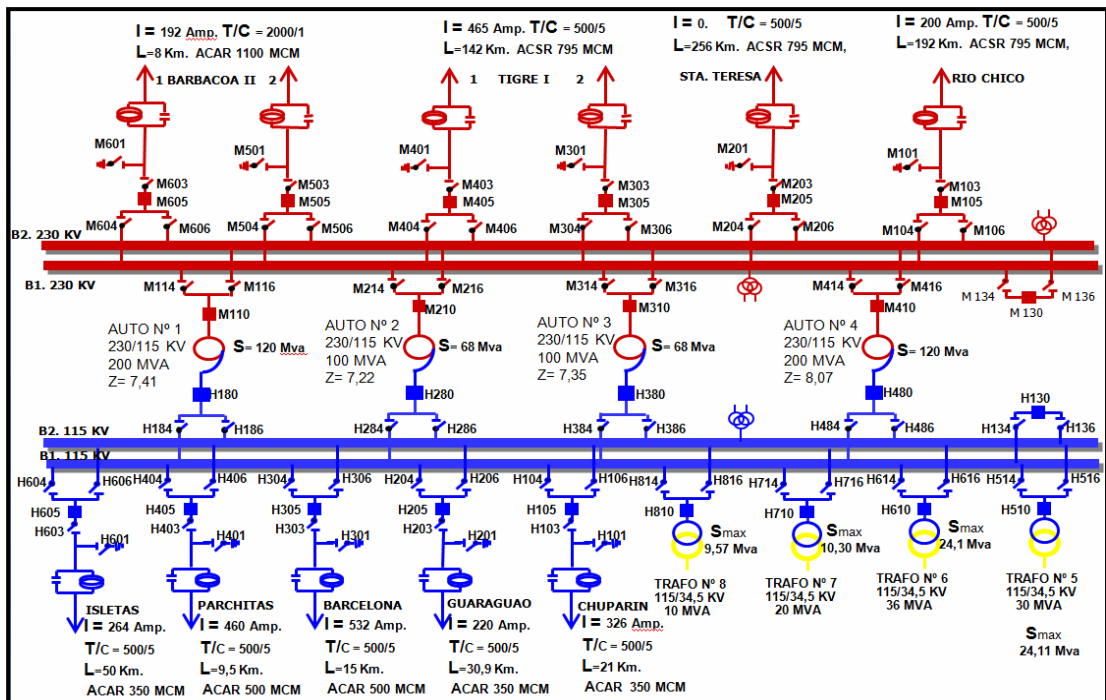


Figura 2. S/E Barbacoa I 230/115/34,5 kV

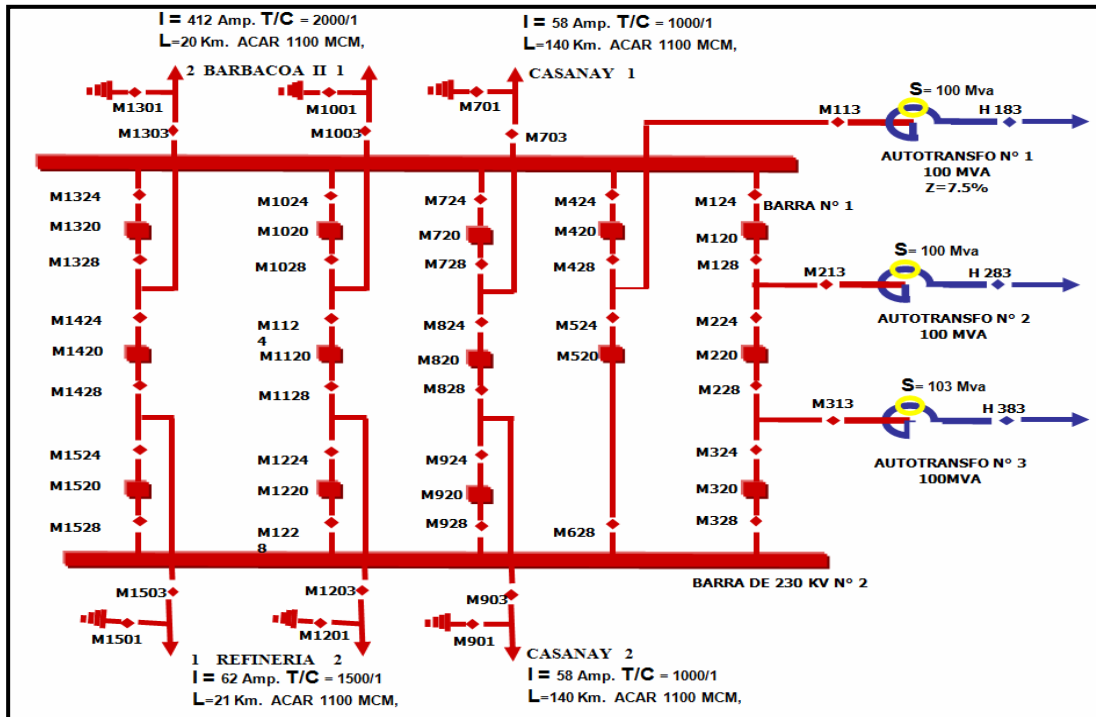


Figura 3. Patio a 230 kV de la S/E Guanta II 230/115/34,5 kV.

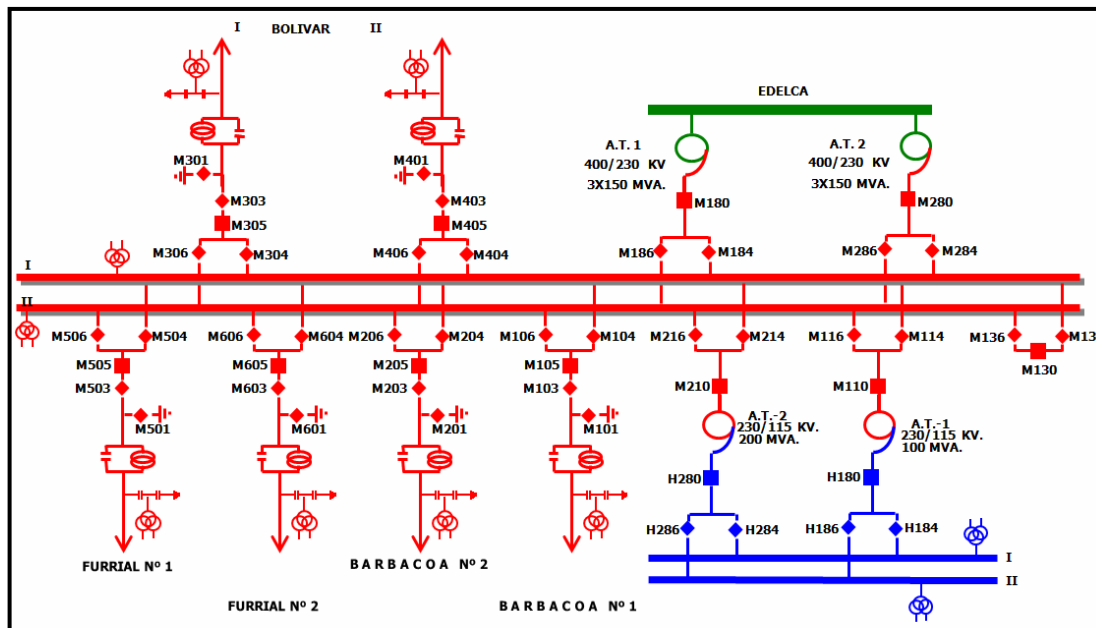


Figura 4. Patio a 230 kV de la S/E El Tigre I 400/230/115 kV.

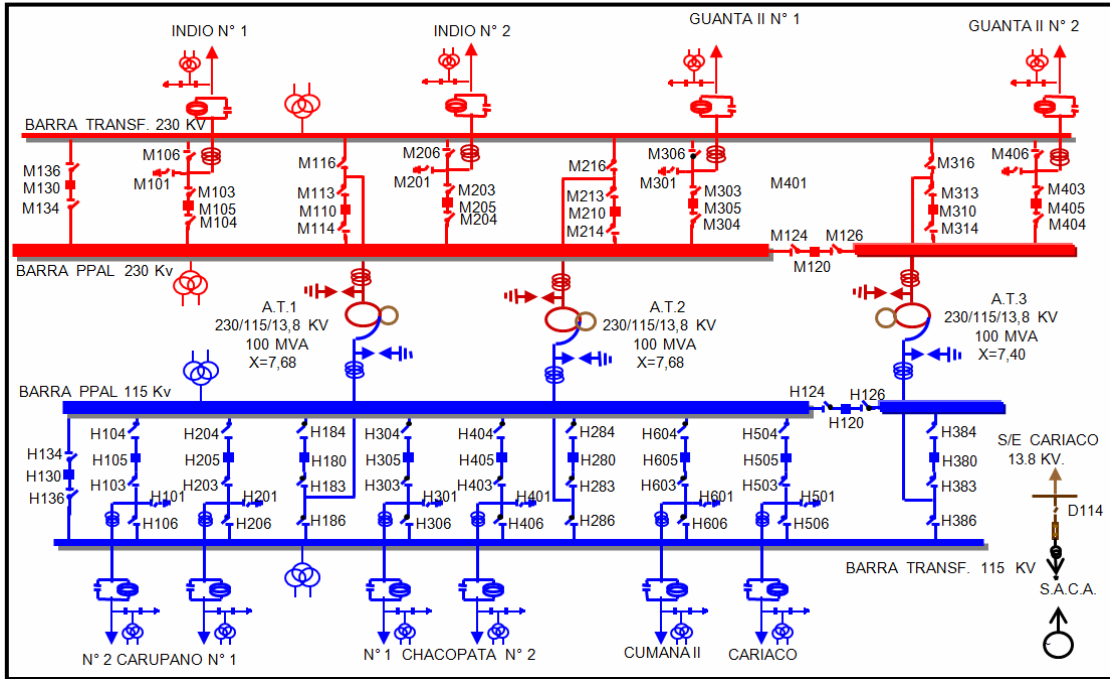


Figura 5. S/E Casanay 230/115/13,8 kV.

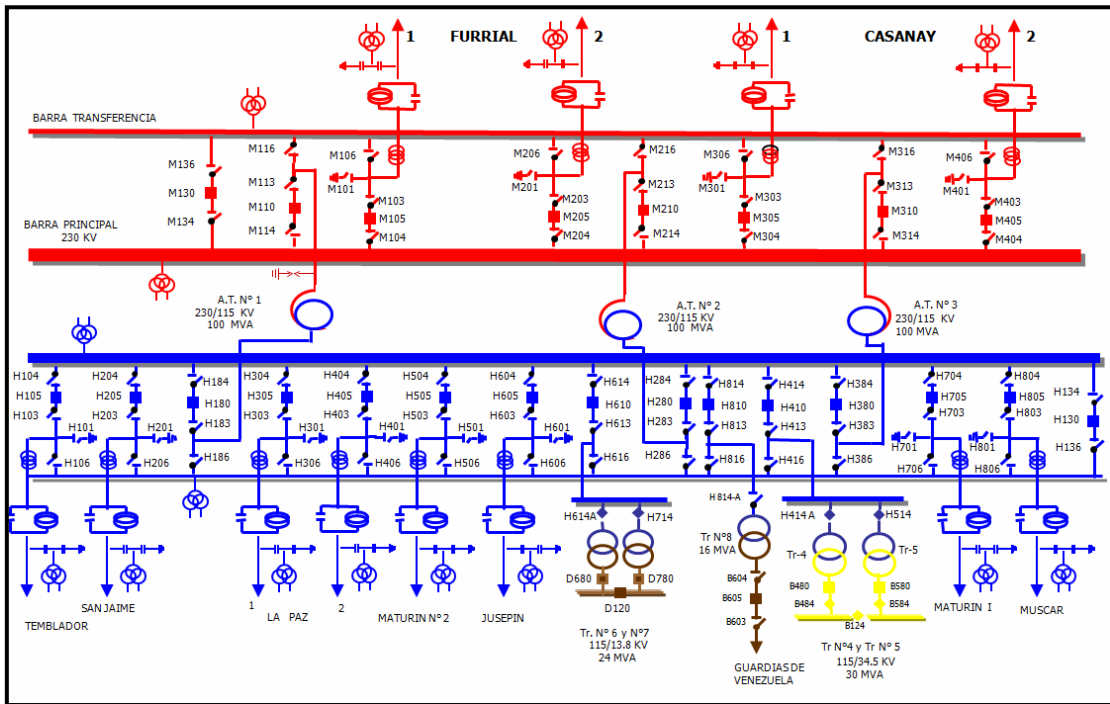


Figura 6. S/E El Indio 230/115/34,5/13,8 kV.

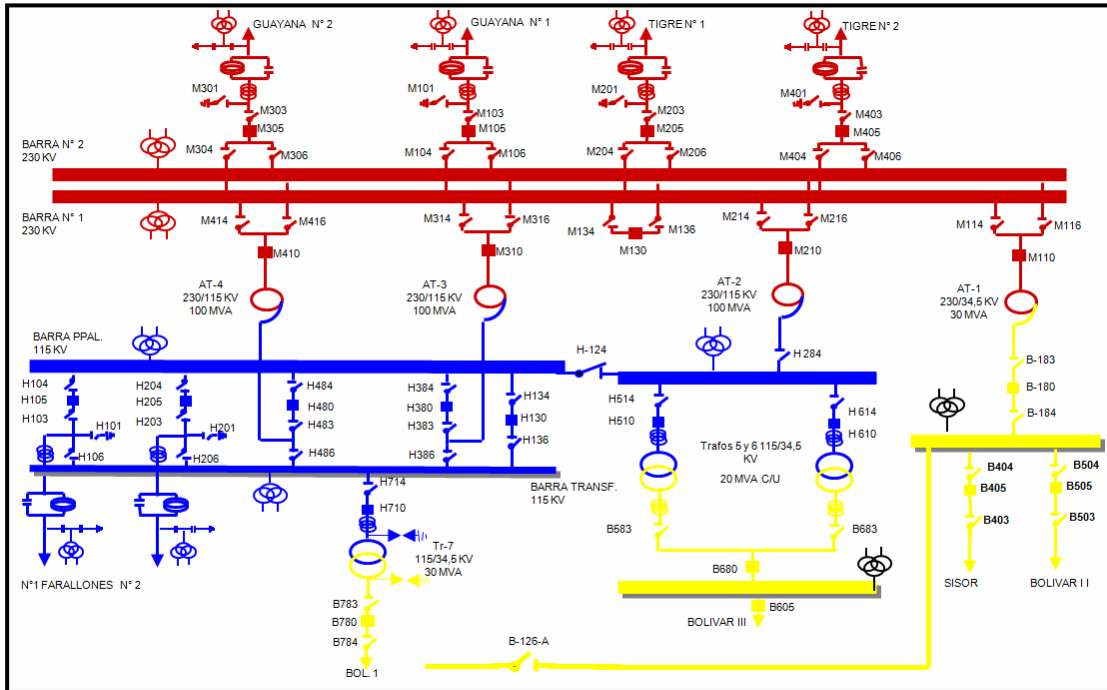


Figura 7. S/E Ciudad Bolívar 230/115/34,5 kV.



ANEXO C

**DIAGRAMAS UNIFILARES DE LAS SUBESTACIONES
DE LA RED ELÉCTRICA DEL ESTADO ANZOÁTEGUI,
PERTENECIENTES A CADAFE**

Información Suministrada por:

Despacho de carga Oriental.

C.A.D.A.F.E.

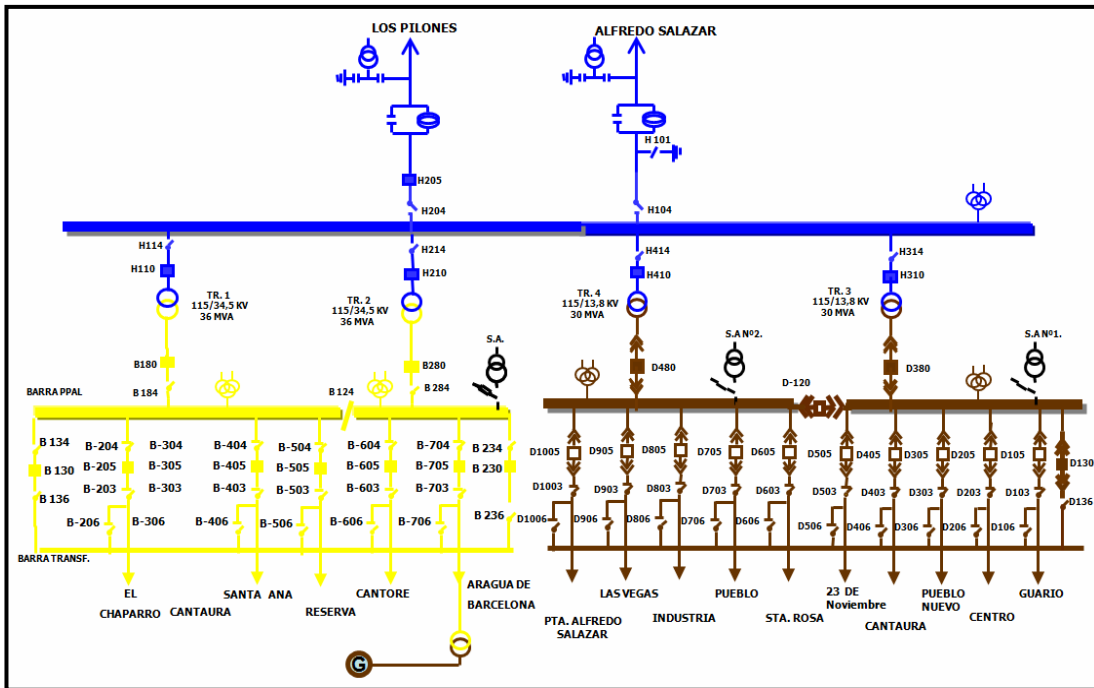


Figura 1. S/E El Roble 115/34,5/13,8 kV.

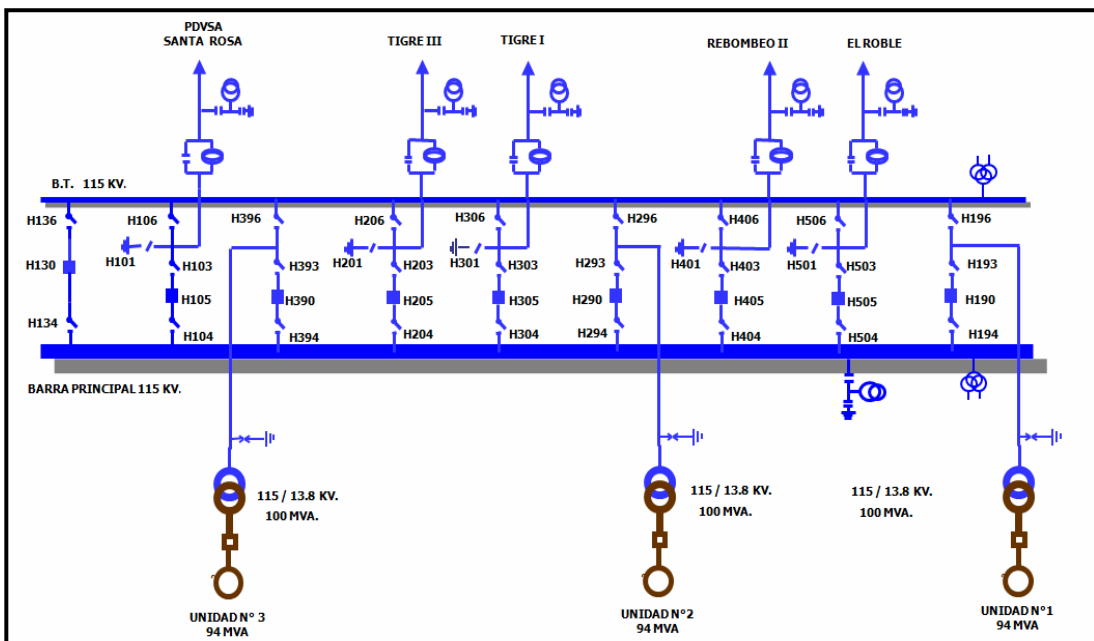


Figura 2. Planta Alfredo Salazar (Anaco) 115/13,8 kV.

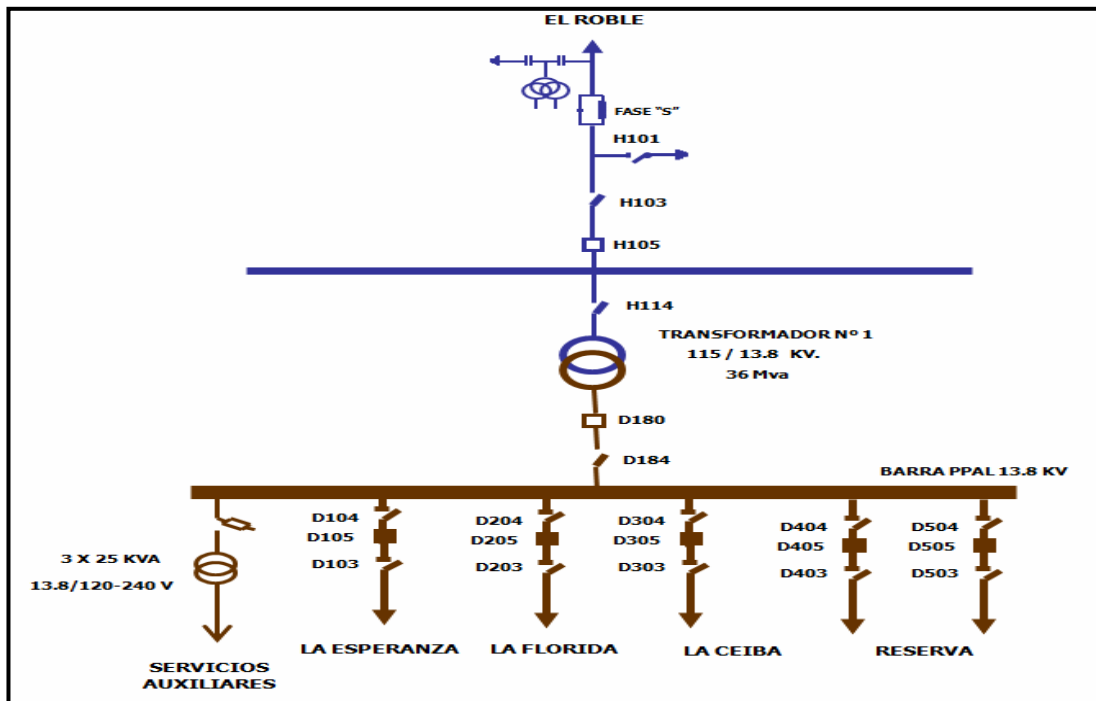


Figura 3. S/E Los Pilonos 115/13,8 kV.

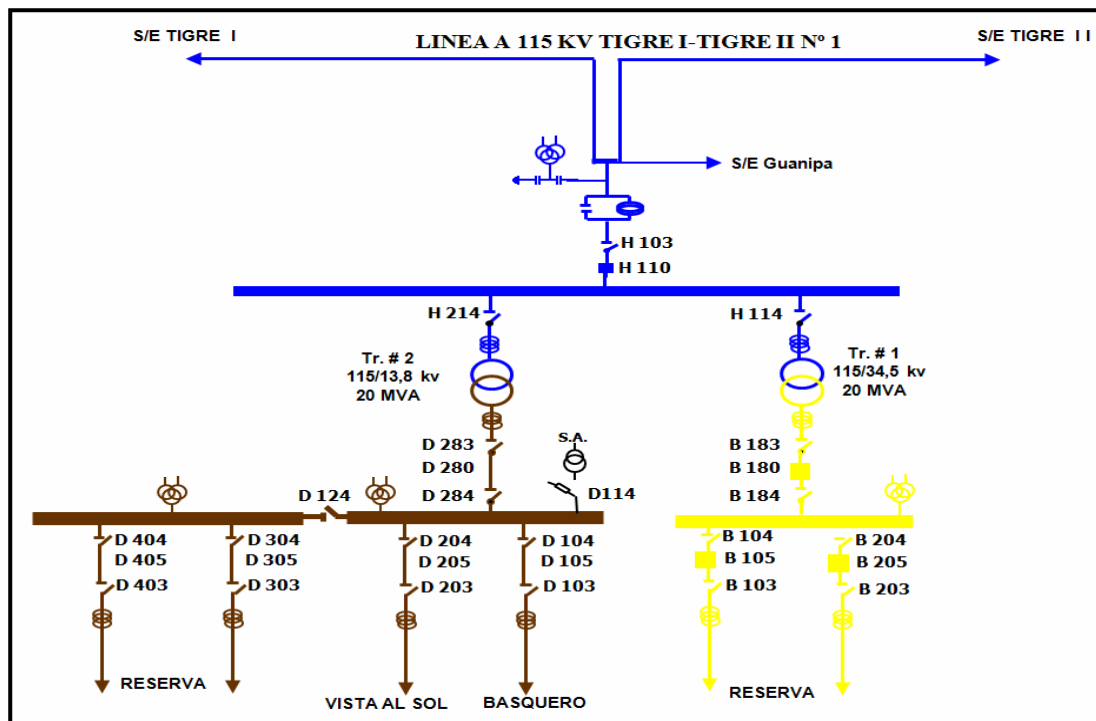


Figura 4. S/E El Esfuerzo 115/34,5/13,8 kV.

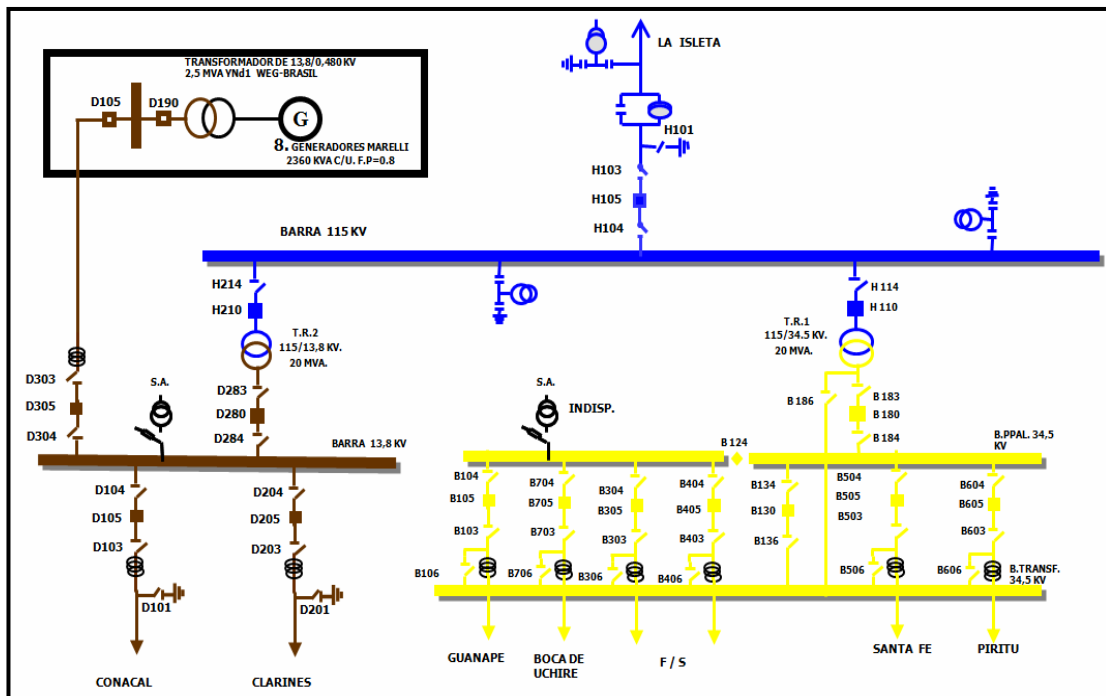


Figura 5. S/E Clarines 115/34,5/13,8 kV.

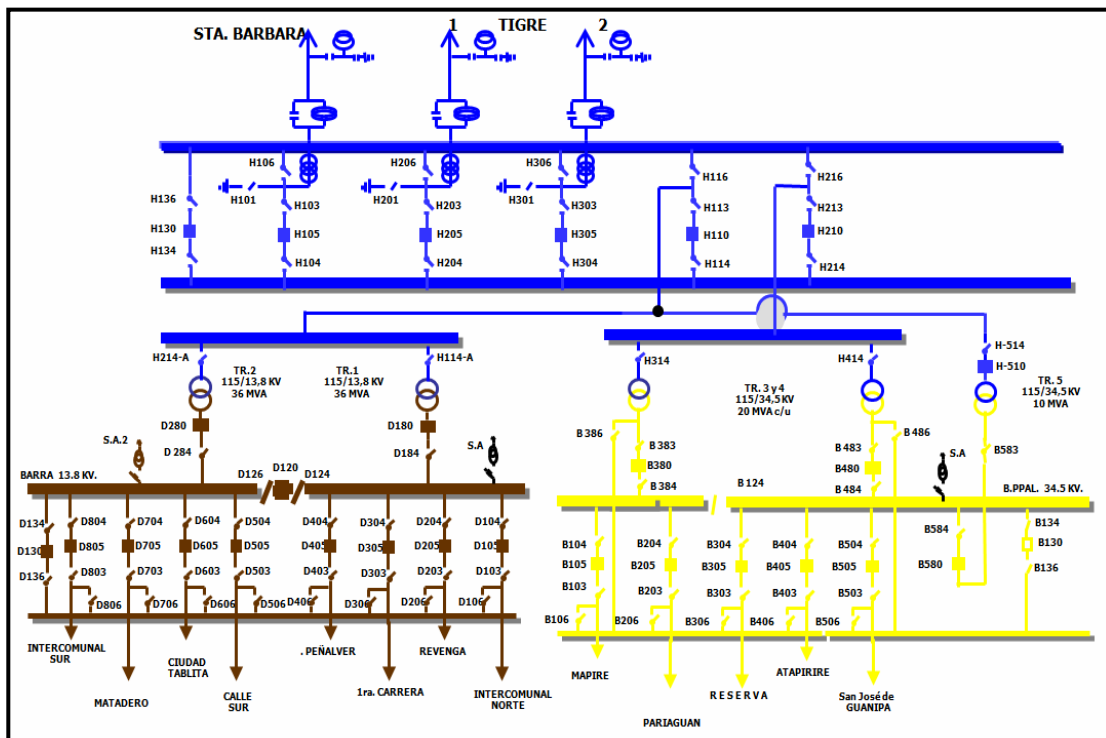


Figura 6. S/E El Tigre II 115/34,5/13,8 kV.

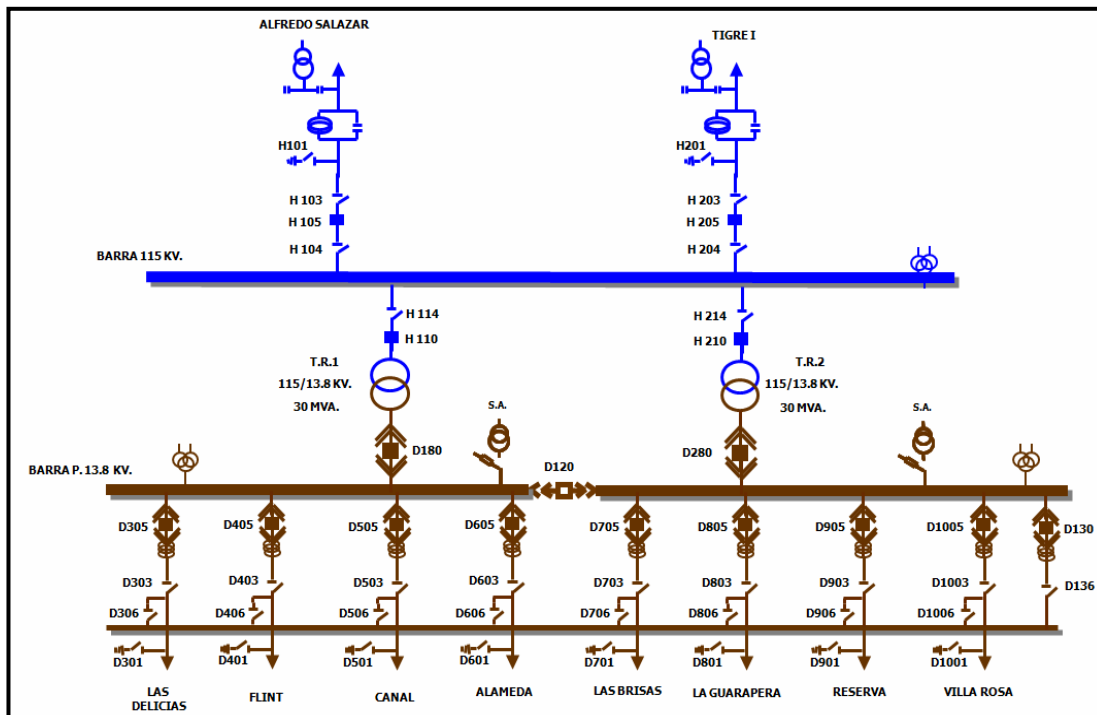


Figura 7. S/E El Tigre III 115/13,8 kV.

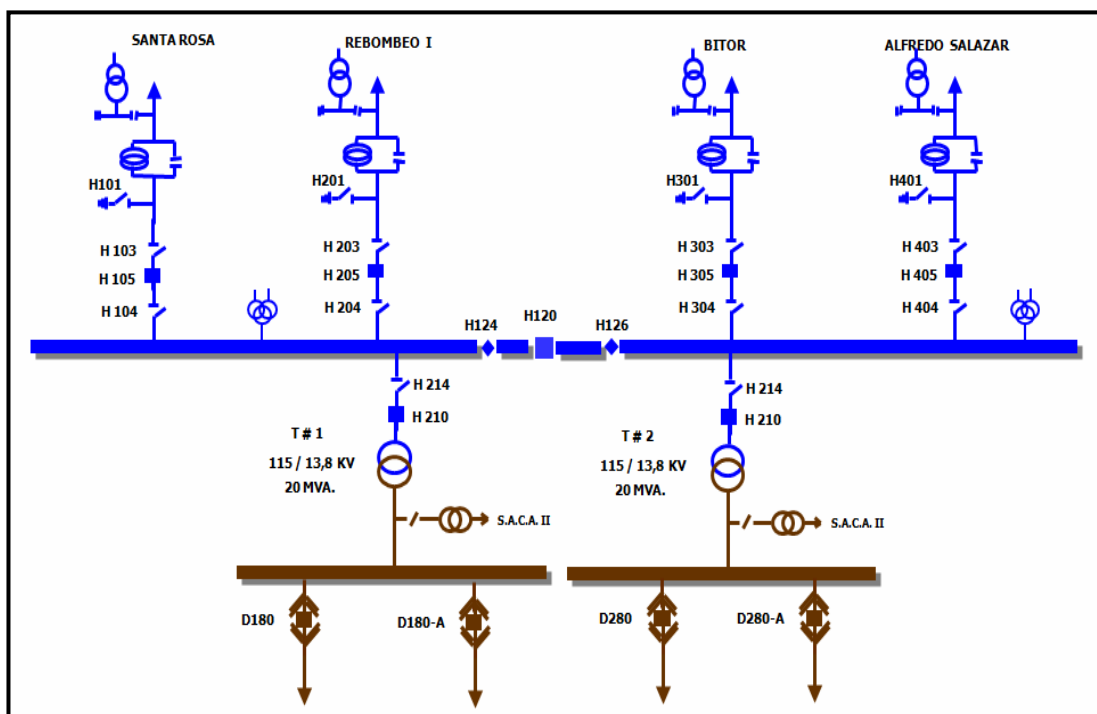


Figura 8. S/E Rebombeco II 115/13,8 kV.

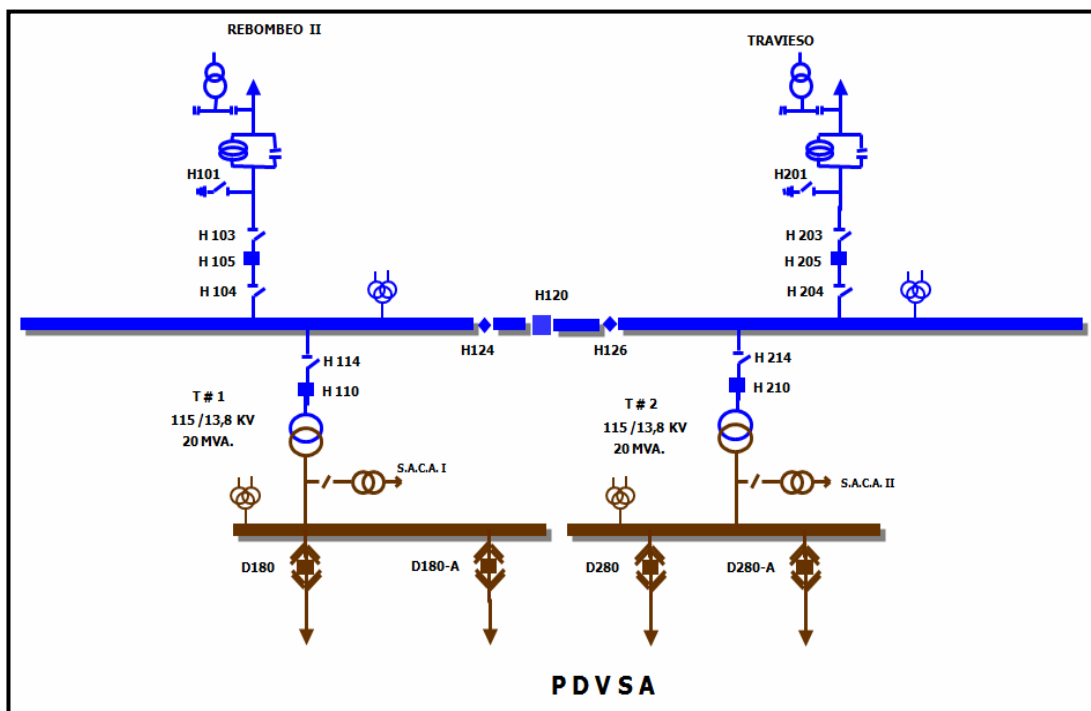


Figura 9. S/E Rebomero I 115/13,8 kV.

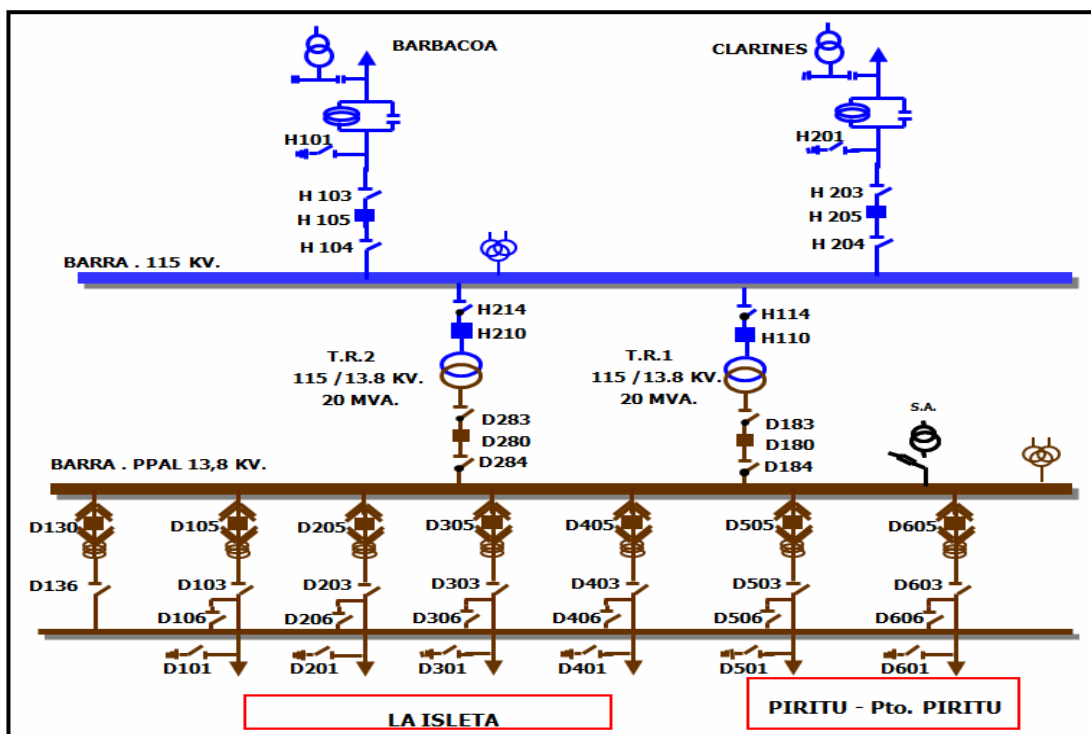


Figura 10. S/E Isleta I 115/13,8 kV.

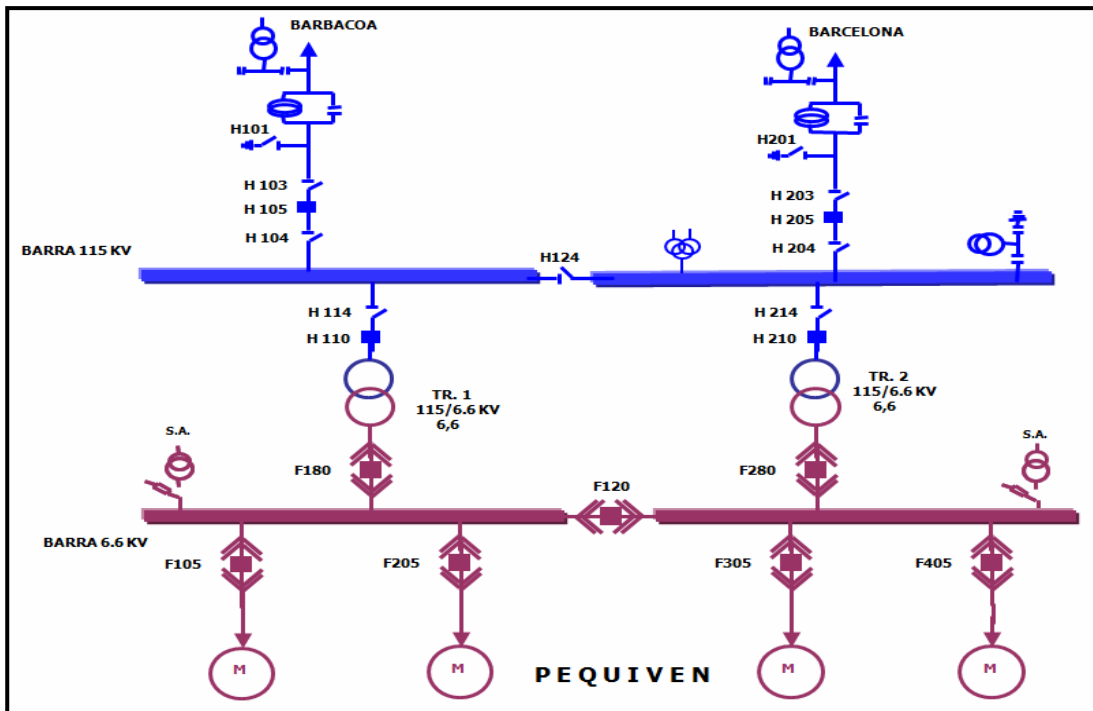


Figura 11. S/E Parchitas 115/6,6 kV.

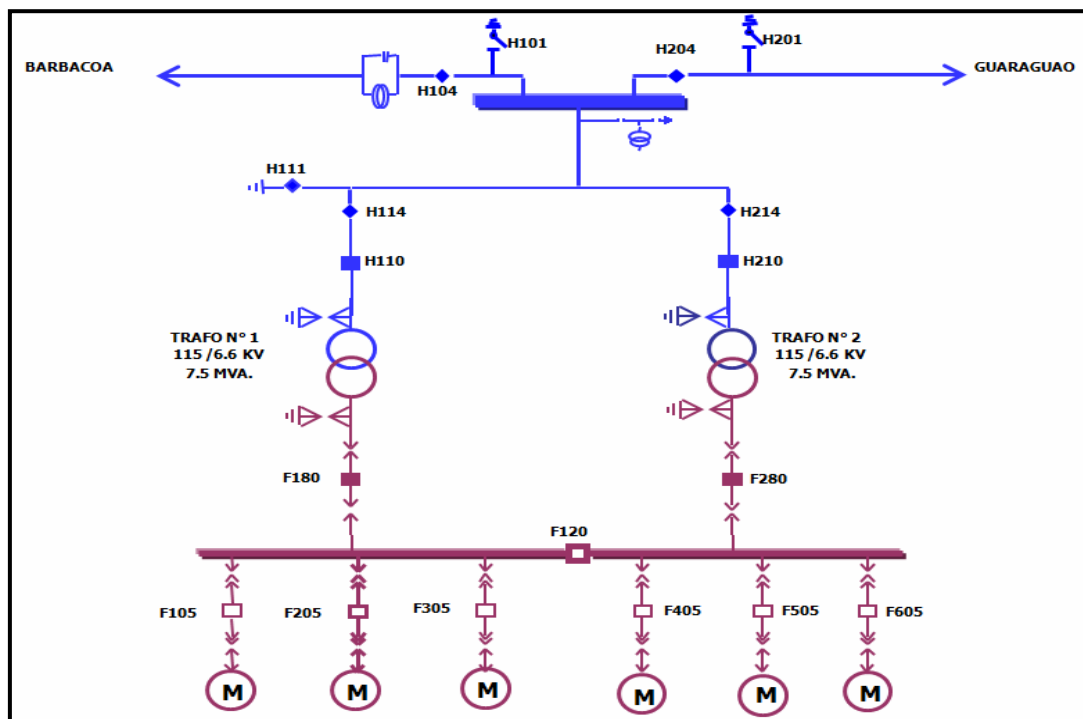


Figura 12. S/E Curaguaro 115/6,6 kV.

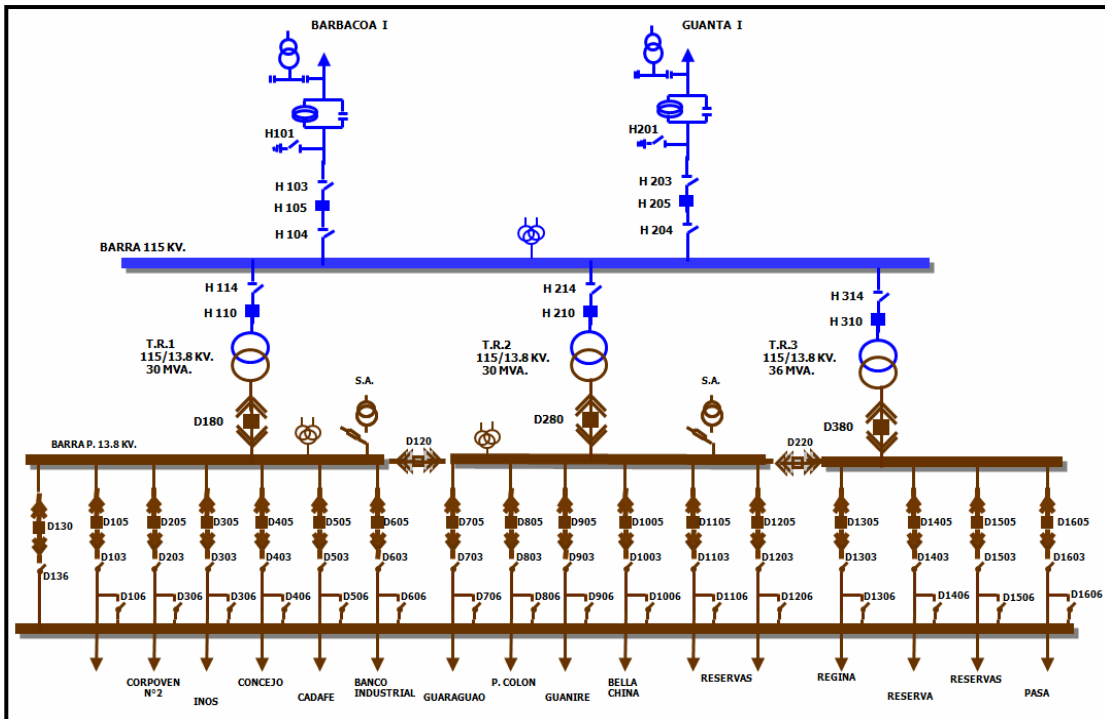


Figura 13. S/E Guaraguao 115/13,8 kV.

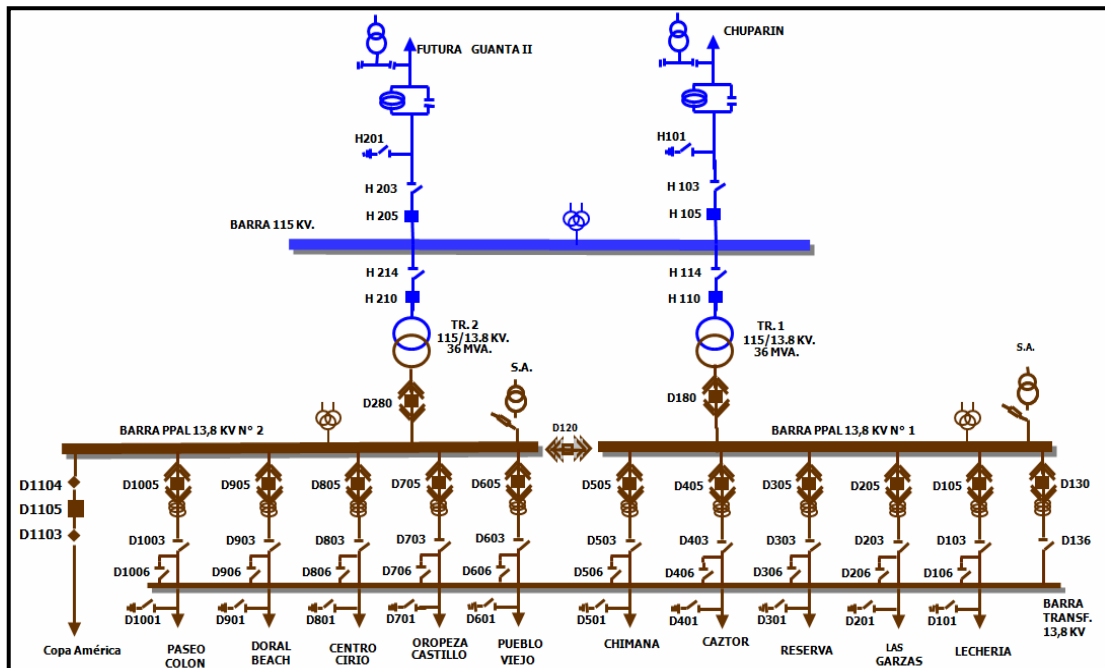


Figura 13. S/E Paraíso 115/13,8 kV.

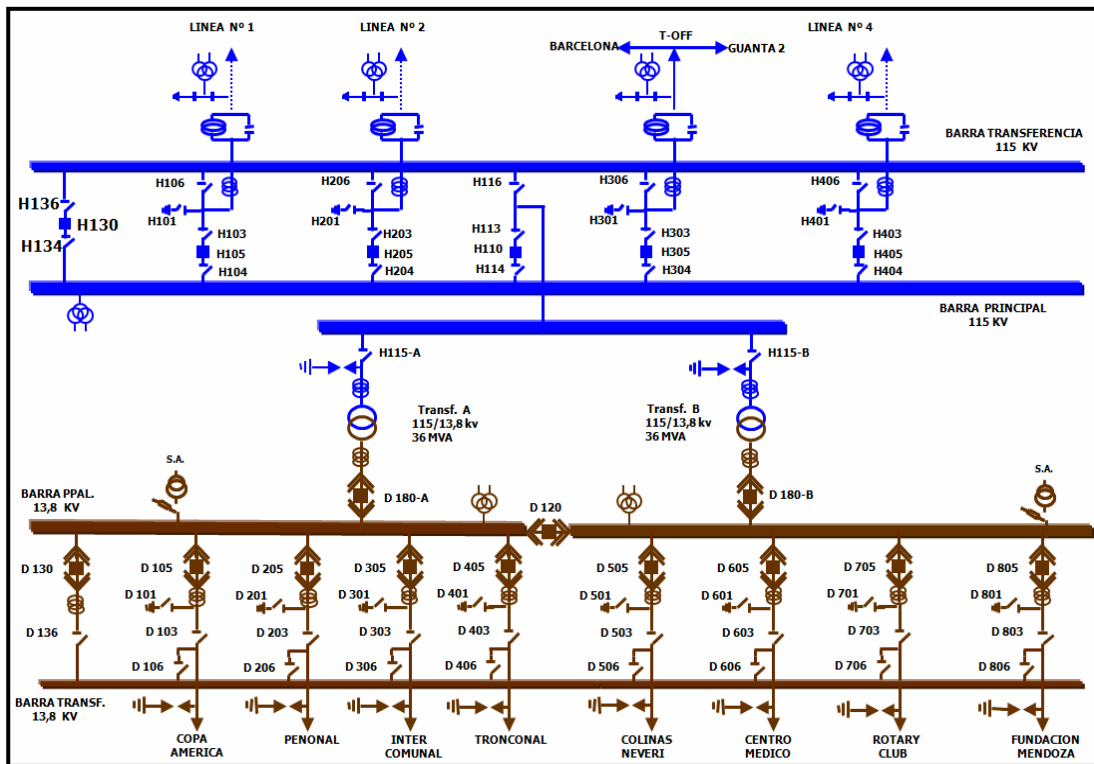


Figura 16. S/E Tronconal V 115/13,8 kV.

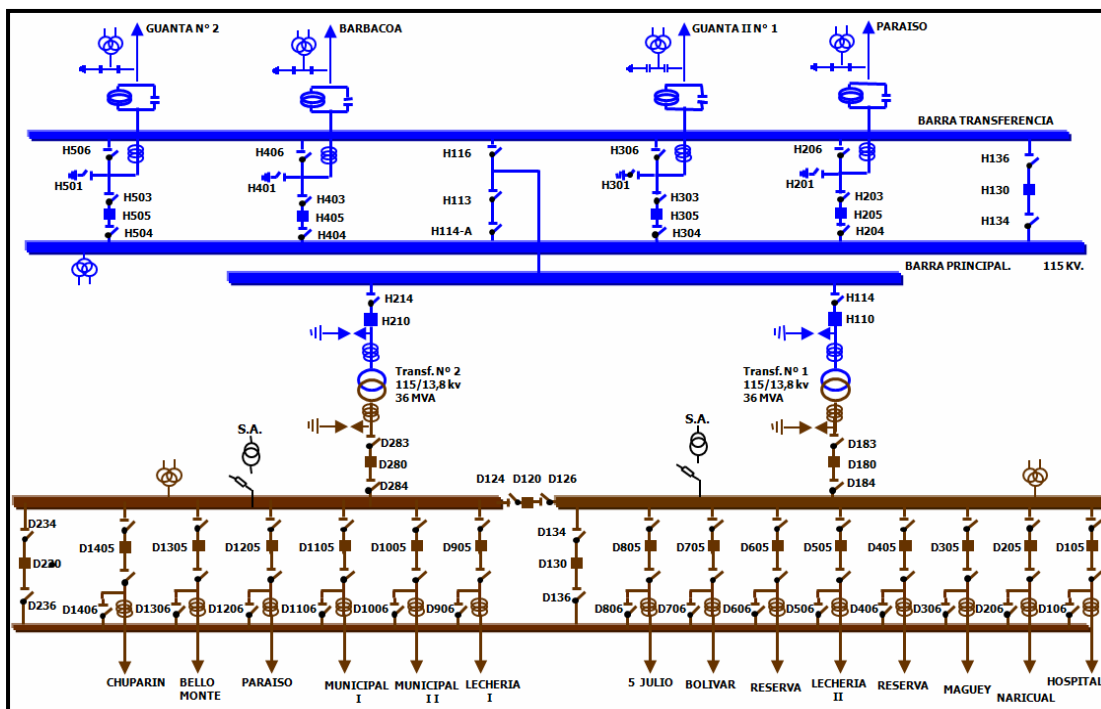


Figura 17. S/E Chuparín 115/13,8 kV.

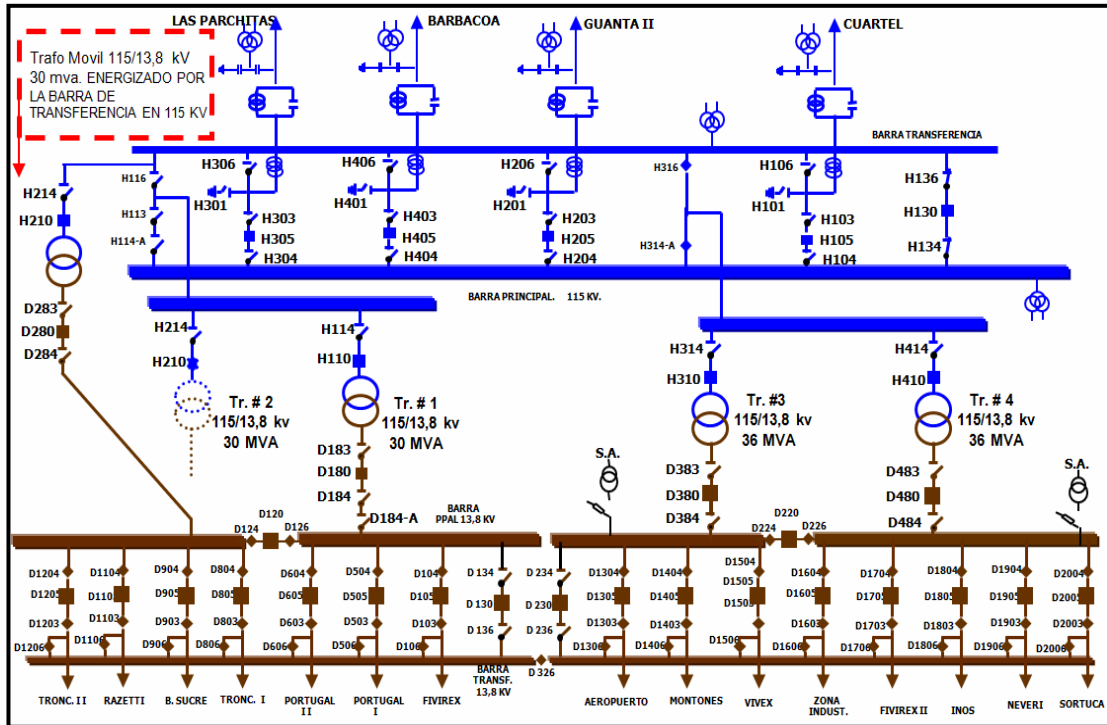


Figura 18. S/E Barcelona 115/13,8 kV.

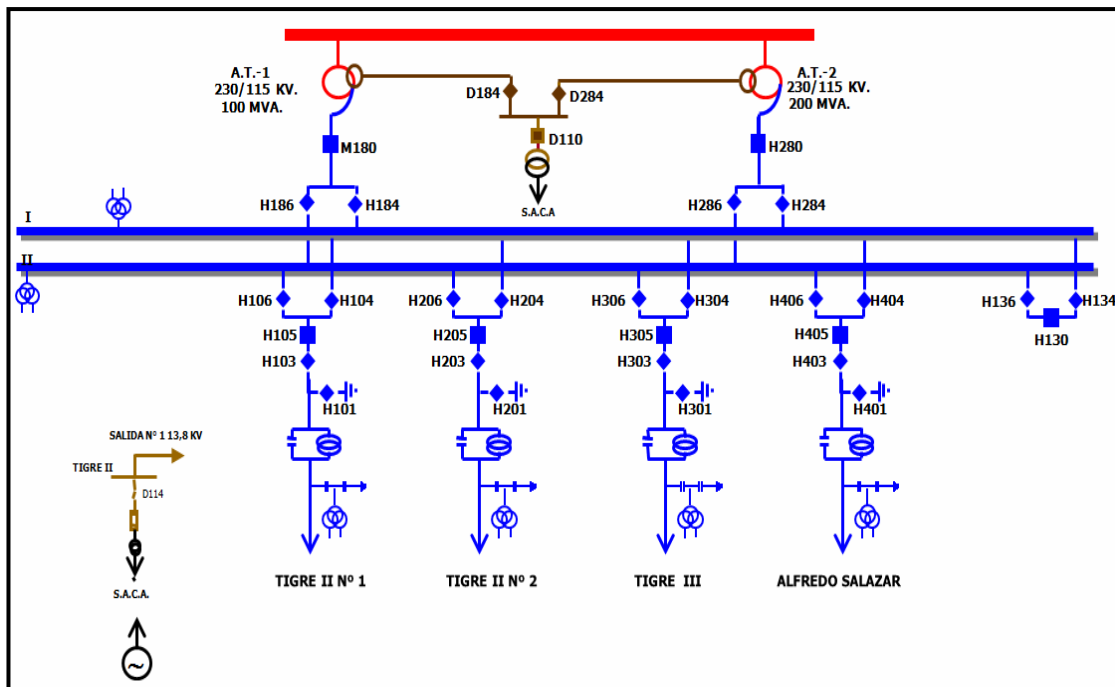


Figura 19. Patio a 115 kV de la S/E El Tigre I 400/230/115 kV.

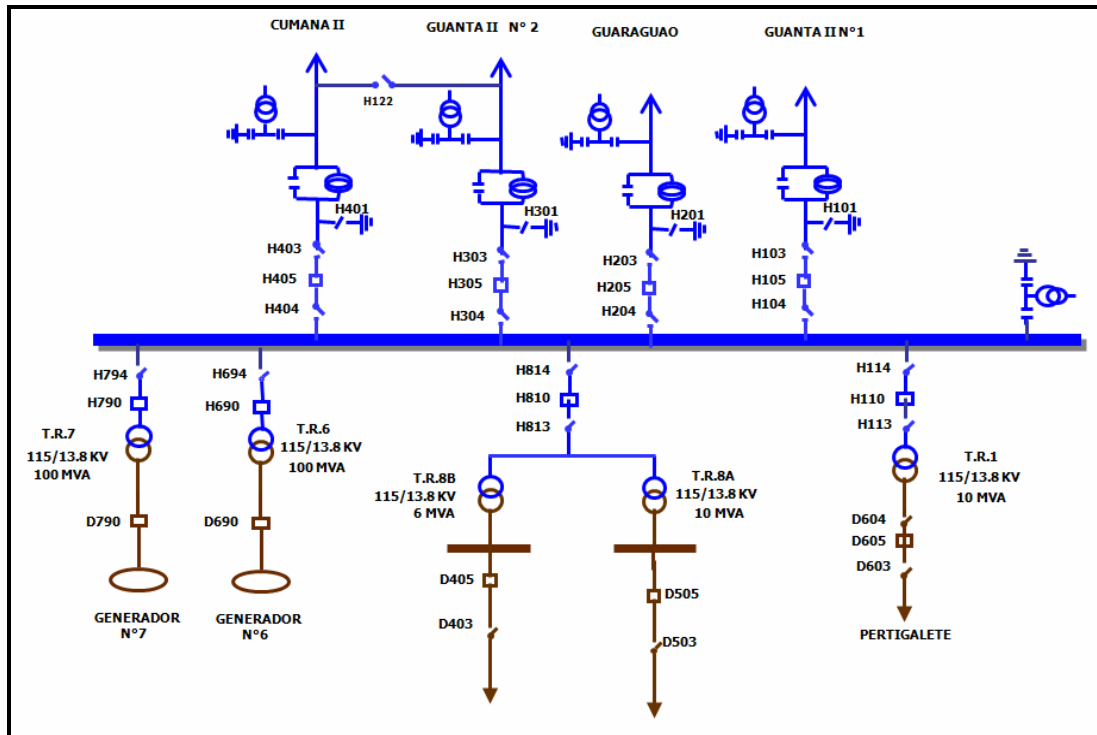


Figura 20. Planta Guanta 115/13,8 kV

ANEXO D
DIAGRAMAS UNIFILARES DE LAS SUBESTACIONES
DE LA RED ELÉCTRICA DEL ESTADO SUCRE,
PERTENECIENTES A CADAFE

Información Suministrada por:

Despacho de carga Oriental.

C.A.D.A.F.E.

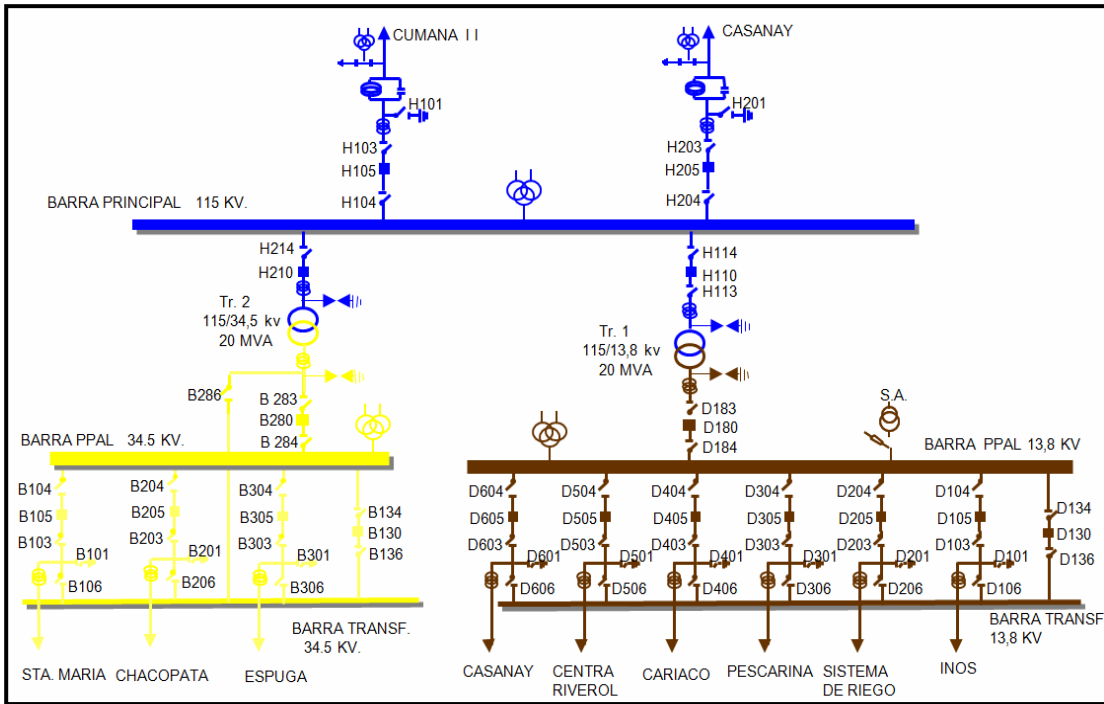


Figura 1. S/E Cariaco 115/34,5/13,8 kV

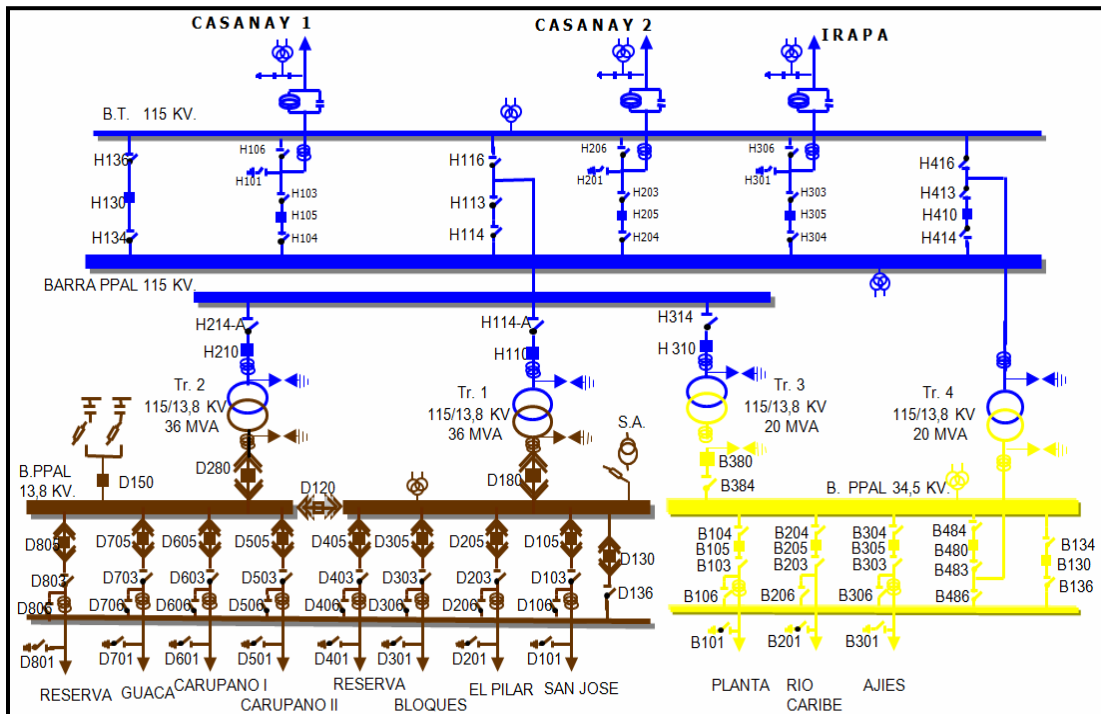


Figura 2. S/E Carúpano 115/34,5/13,8 kV

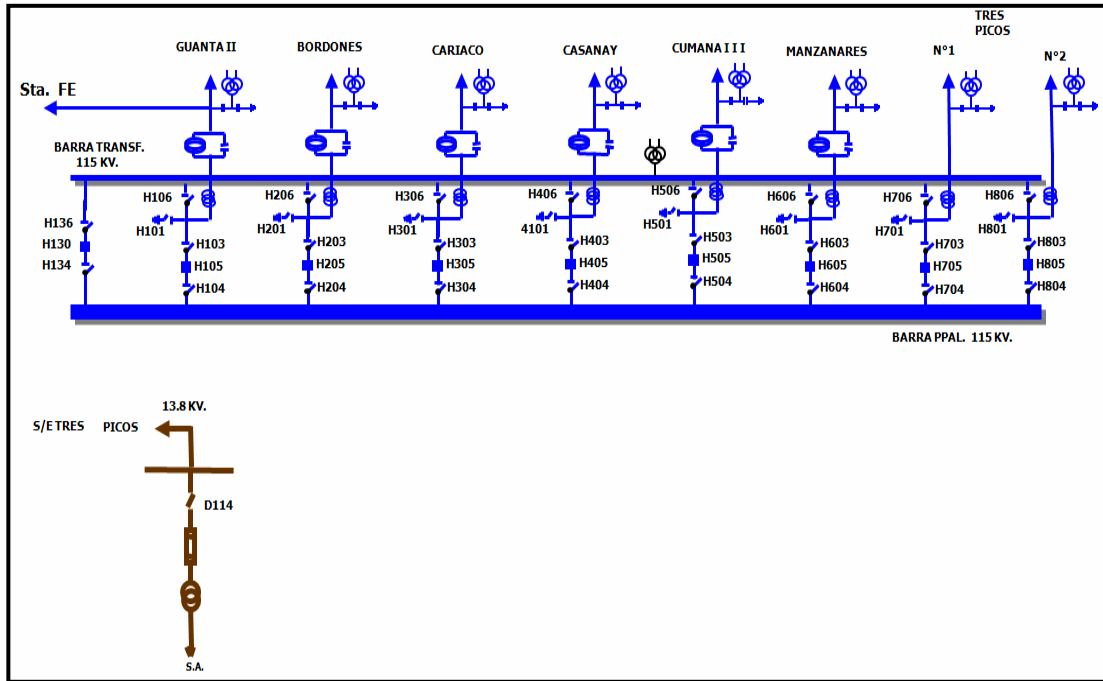


Figura 3. S/E Cumana II 115 kV.

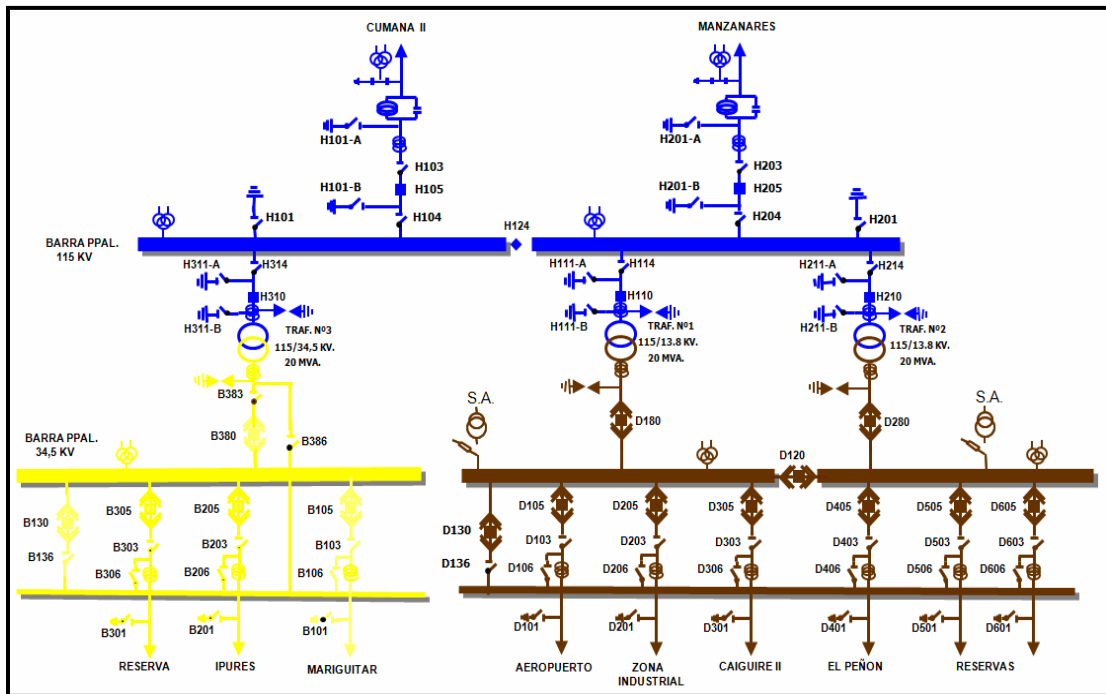


Figura 4. S/E Cumana III 115/34,5/13,8 kV.

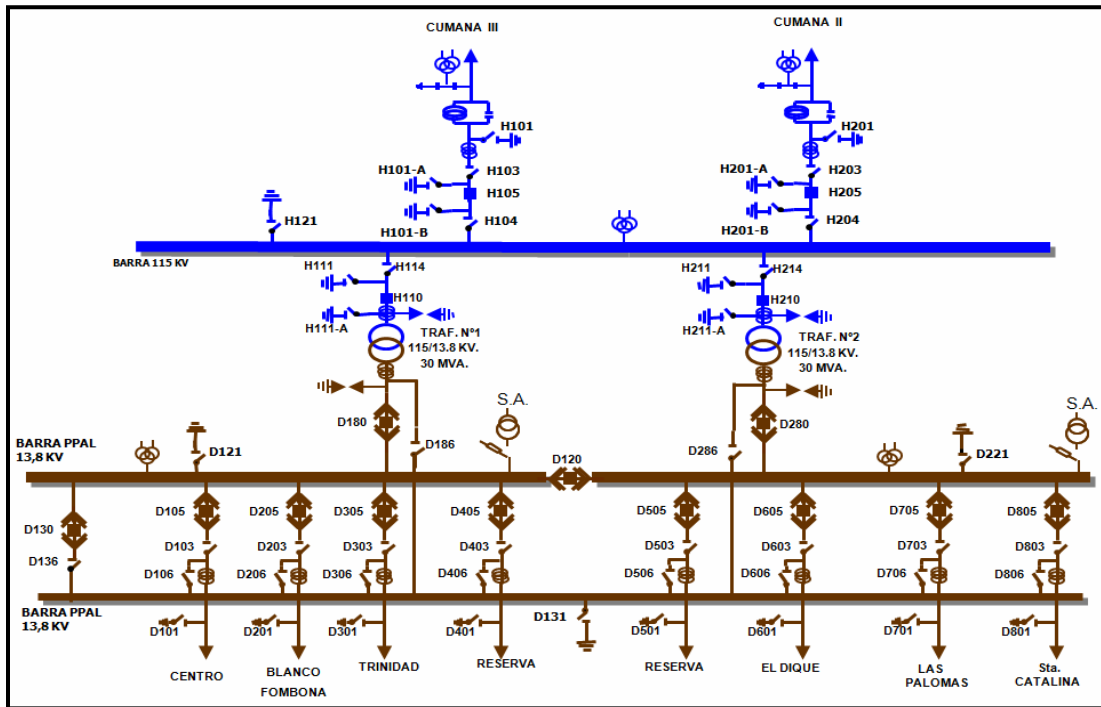


Figura 5. S/E Manzanares 115/13,8 kV

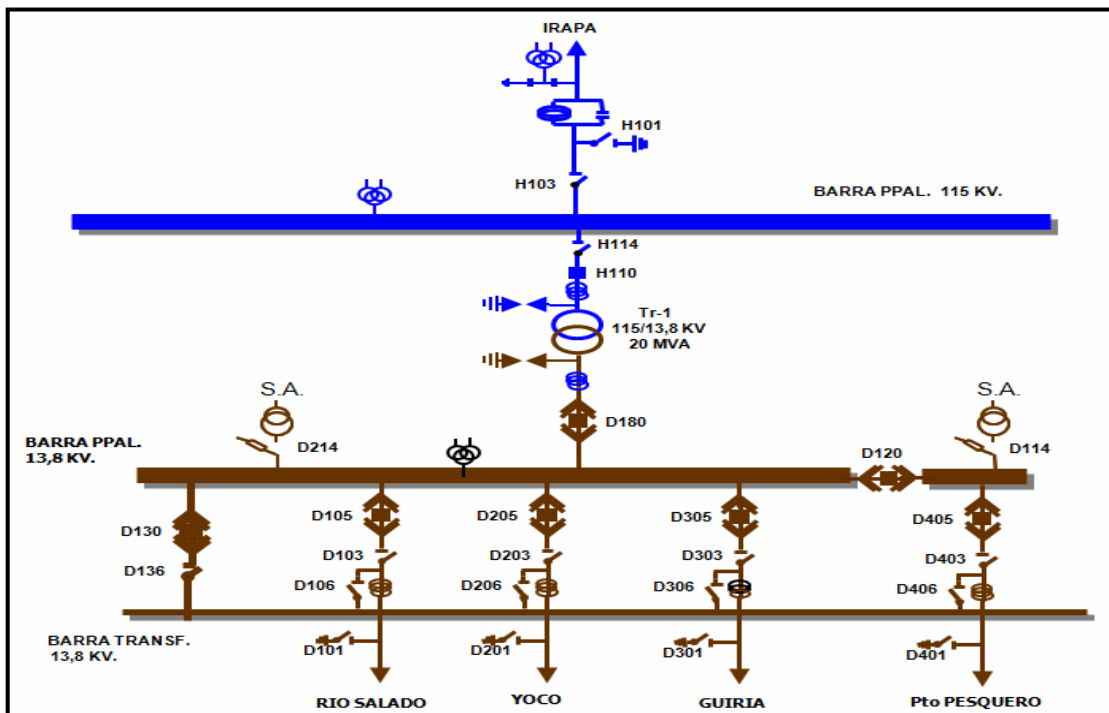


Figura 6. S/E Guiria 115/13,8 kV

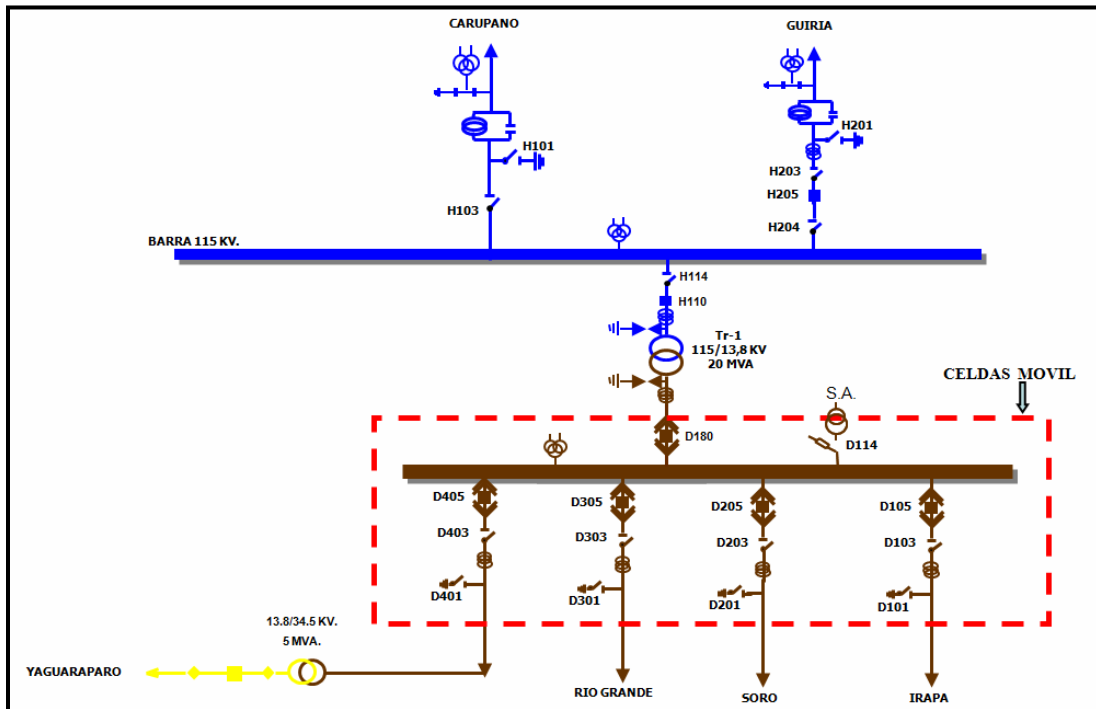


Figura 7. S/E Irapa 115/13,8 kV

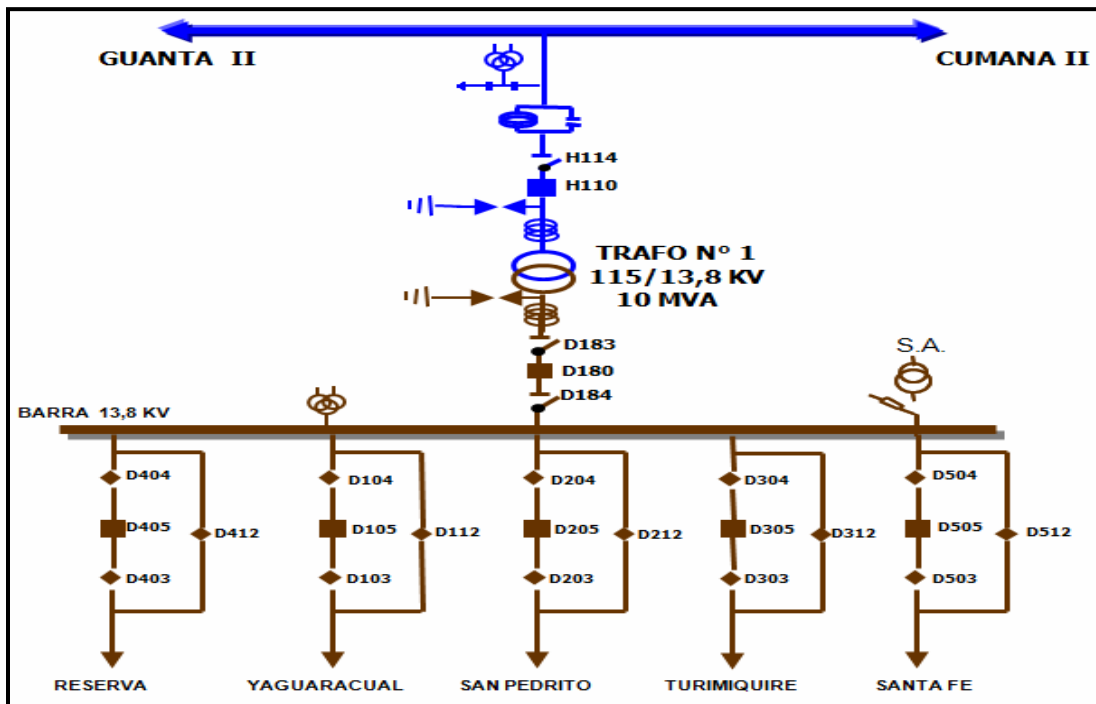


Figura 7. S/E Irapa 115/13,8 kV

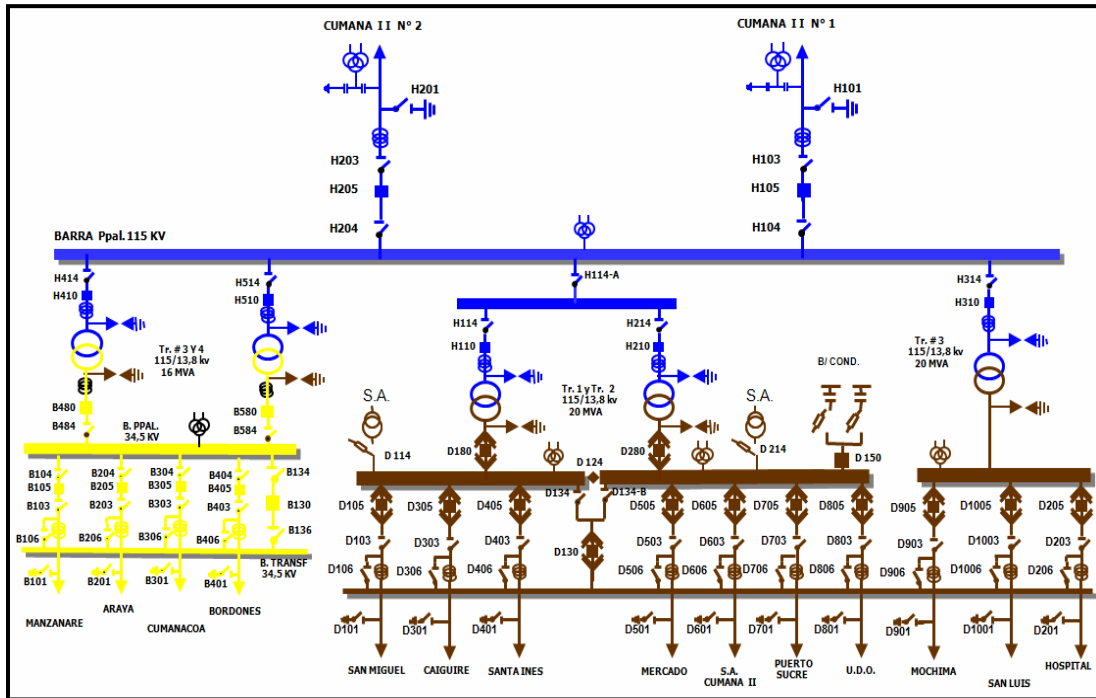


Figura 8. S/E Tres Picos 115/34,5/13,8 kV.

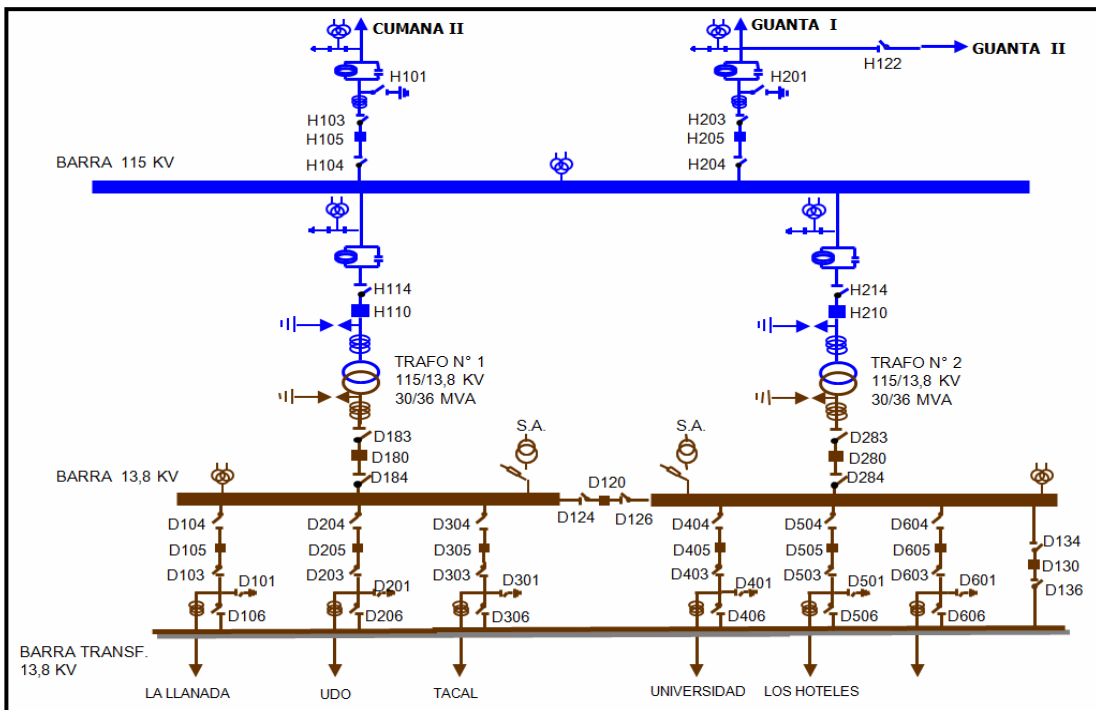


Figura 9. S/E Bordones 115/13,8 kV.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	DISEÑO LOS ESQUEMAS DE BOTE DE CARGA EN LA RED ELÉCTRICA DE LOS ESTADOS ANZOÁTEGUI Y SUCRE CON LA INCORPORACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 230 KV GUANTA II - CASANAY
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
PATIÑO G.,ÁNGEL L.	CVLAC: 17.445.650 E MAIL:angelluispat@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Bote de carga _____

Red eléctrica _____

Línea de transmisión _____

Sistema de potencia _____

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y ciencias aplicadas	Ingeniería Eléctrica

RESUMEN (ABSTRACT):

Este trabajo de grado está orientado hacia la evaluación del comportamiento del Sistema de Potencia Eléctrico de los Estados Anzoátegui y Sucre, perteneciente a la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), usando como alternativa la acción del Bote de Carga ante contingencias dobles que puedan presentarse en la Red Troncal de Transmisión Oriental (RTTO) a 230 kV, ocasionando que algunos componentes o equipos del sistema queden fuera de servicio, estos equipos pueden ser líneas de transmisión y autotransformadores de potencia, cuya salida pueden perturbar la estabilidad, confiabilidad, calidad o continuidad del servicio eléctrico.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS √	TU	JU
BERMUNEZ MELQUÍADES	CVLAC:	3.486.726			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
HERNÁN PARRA	ROL	CA	AS	TU	JU√
	CVLAC:	4.362.464			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
VELÁSQUEZ DANIEL	ROL	CA	AS	TU	JU√
	CVLAC:	16.522.343			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010 AÑO	06 MES	18 DÍA
---------------------------	-------------------------	-------------------------

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Bote de Carga CADAFE.doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H
I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u
v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

____Pre grado_____

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

____Ingeniero_____

ÁREA DE ESTUDIO:

____Departamento de Ingeniería Eléctrica_____

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajo de la Universidad de Oriente:

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al Concejo Universitario”

Ángel Patiño
C.I:17.445.650

AUTOR

Prof. Melquíades
Bermúdez
C.I:3.486.726

TUTOR

AUTOR

Prof. Hernán
Parra
C.I.: 4.362.464

JURADO

AUTOR

Prof. Daniel
Velásquez
C.I.: 16.522.343

JURADO

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

Prof. Verena Mercado