

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



**“EVALUACIÓN DEL IMPACTO OPERATIVO DE LA
NUEVA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA A 115 KV
PROYECTADA PARA LOS ESTADOS MONAGAS Y DELTA
AMACURO”**

Presentado por:

LUIS MANUEL ROMERO MOCHARRAFICH

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

INGENIERO ELECTRICISTA

Barcelona, Junio de 2010

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



**“EVALUACIÓN DEL IMPACTO OPERATIVO DE LA
NUEVA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA A 115 KV
PROYECTADA PARA LOS ESTADOS MONAGAS Y DELTA
AMACURO”**

ASESORES

Ing. Melquiadez Bermudez
Asesor académico

Ing. Elbis Requena
Asesor industrial

Barcelona, Junio de 2010

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



**“EVALUACIÓN DEL IMPACTO OPERATIVO DE LA
NUEVA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA A 115 KV
PROYECTADA PARA LOS ESTADOS MONAGAS Y DELTA
AMACURO”**

JURADOS

Ing. Melquiadez Bermudez

Asesor académico

Ing. Santiago Escalante

Jurado principal

Ing. Hernán Parra

Jurado principal

Barcelona, 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

Dedicada a toda mi familia, a las que considero mis familias, que con su amor, apoyo, fe y alegría, llenan cada sentimiento en mi vida.

Especialmente dedicada a la mujer de vida, a la persona que me llena de dicha y amor, al complemento de mi alma, a la niña de mis ojos que me colma de esperanza y fuerzas para afrontar el día a día a su lado, con la mejor de las compañías y una grandiosa sonrisa. Gracias a ti por orientarme en todo momento, por tu apoyo, por tu presencia, oma et.

AGRADECIMIENTOS

Muchas gracias a todas aquellas personas que me ayudaron en esta travesía universitaria y en parte de mi vida, hicieron que esto se convirtiera en un logro. A todos mis compañeros, amistades y hermanos del alma por compartir tantos momentos, recuerdos y anécdotas que quedarán para toda la vida.

Gracias al apoyo incondicional de los profesores del departamento y por compartir sus conocimientos y consejos de gran sabiduría y enseñanza.

Sin duda un párrafo se queda pequeño para agradecer al personal de la empresa CADAPE, por aceptarme en sus instalaciones y por todas sus explicaciones, información, aparte de su tiempo y paciencia que tuvieron, de verdad muy agradecido por su trato.

Gracias a todos.

RESUMEN

La evaluación operativa del sistema eléctrico de los estados Monagas y Delta Amacuro, se realizó mediante un estudio detallado de los elementos presentes, que describen trece subestaciones, 1228,39 km en líneas de transmisión a 115 kV y 230 kV, una generación de 100 MW a gas y gasoil y una compensación de 87 MVAR. Esta evaluación nació con el propósito de demostrar el comportamiento que presentará el sistema ante la incorporación, de la nueva infraestructura, de siete subestaciones a 115 kV, con una capacidad a instalar de 468 MVA, también cuenta con 363 km en líneas de transmisión de 115 kV. Ante los distintos casos se establecieron escenarios que permitieron separar los sistemas, el sistema actual cuenta con una demanda máxima de 456 MW para el mes de Abril del 2009 y el sistema futuro presenta la nueva infraestructura que trae consigo una absorción parcial de la carga (Agosto 2009), que fueron simulados mediante el programa computacional Power Factory por separados y de cada caso se pudieron extraer los resultados necesarios para lograr un análisis de corto circuito y flujo de carga, donde resaltó los incumplimientos de los criterios técnicos normados por la empresa, de ambos escenarios. Con la incorporación resultó una mejora en los niveles de tensión, porcentaje de carga en: los autotransformadores de la subestación El Indio, la línea Amana-Muscar y en seis líneas que presentaron un decremento notorio, sin embargo ante la mejora todavía no se cumple los criterios, para esto se analizaron las distintas propuestas con el fin mejorar el sistema eléctrico ante su deterioro de la calidad del servicio y así garantizar el crecimiento, expansión rural y empresarial. Como punto final se presentó un plan estratégico de contingencia utilizando el criterio n-1, proponiendo acciones correctivas que establecieron las soluciones y alternativas ante tal situación.

ÍNDICE DE CONTENIDO

	Página
RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN	vii
ÍNDICE DE CONTENIDO	viii
INDICE DE TABLAS	xv
INDICE DE FIGURAS	xvi
CAPITULO I	18
INTRODUCCIÓN	18
1.1 Características de la Empresa	18
1.2.1 Naturaleza	19
1.2.2 Objetivos	19
1.2.3 Misión	19
1.2.4 Valores	19
1.2 Corporación Eléctrica Nacional	20
1.2.1 Visión	21
1.2.2 Misión	22
1.2.3 Valores	22
1.3 Sistema Eléctrico Nacional	22
1.3.1 Operaciones del Sistema	23

1.3.2 Estudios y Transacciones del Sistema.....	23
1.3.3 Información Operativa del SEN.....	23
1.3.4 Empresas Integrantes del SEN.....	24
1.3.5 Dimensiones y Equipamiento.....	24
1.3.5.1 Generación.....	24
1.3.5.2 Transmisión.....	25
1.4 Marco Legal.....	26
1.5 Despacho de Carga Oriental.....	26
1.5.1 Definición.....	26
1.5.2 Actividades.....	27
1.5.2.1 Vigilar.....	27
1.5.2.2 Mantener.....	27
1.5.2.3 Restablecer.....	27
1.5.2.4 Coordinar.....	27
1.5.2.5 Informar.....	28
1.5.2.6 Responsabilidad Primordial.....	28
1.6 Organigrama del Despacho de Carga Oriental.....	29
1.7 Ubicación Geográfica.....	29
1.8 Planteamiento del Problema.....	31
1.9 Objetivos.....	32
1.9.1 Objetivo General.....	32
1.9.2 Objetivos Específicos.....	33
CAPITULO II.....	34

MARCO TEÓRICO	34
2.1 El Sistema Eléctrico de Potencia	34
2.2 Potencia Eléctrica	34
2.3 Topología de Redes	36
2.4 Subestaciones de los Sistemas Eléctricos de Potencia	37
2.5 Cortocircuito	38
2.6 El flujo de Carga.....	39
2.6.1 Métodos de Solución al Problema de Flujo de Carga.....	41
2.6.1.1 Método de Newton - Raphson	41
2.6.1.2 Método de Gauss – Seidel	44
2.7 Contingencia.....	46
2.8 Estabilidad de Sistemas de Potencias	46
2.9 Confiabilidad	48
2.10 El Criterio (n-1)	48
2.11 Perturbaciones	49
2.12 Sobretensión	49
2.13 Sobrecargas.....	49
2.14 Oscilaciones de Potencia	49
2.15 Sistema SCADA	50
2.16 Subestaciones Normalizadas por CADAPE	50
2.16.1.1 Subestación Tipo Nodal.....	50
2.16.1.2 Subestación Nodal III	51
2.16.1.3 Subestación Nodal II (115TD)	52

CAPÍTULO III	54
DESARROLLO DEL PROYECTO	54
3.1. Metodología del Trabajo	54
3.1.1 Sistema Eléctrico Existente	55
3.1.2 Actualización	55
3.1.3 Montaje del Caso Base	55
3.1.4 Mejoras Cadafe	55
3.1.5 Calibración.....	56
3.1.6 Diagnóstico del Sistema	56
3.1.7 Análisis Funcional	56
3.1.8 Plan de Expansión	57
3.1.9 Elaborar Contingencias.....	57
3.1.10 Proponer Plan Estratégico	57
3.2. Recopilación Información Sobre la Topología de la Red Actual y Futura	57
3.2.1 Condición Actual	58
3.2.1.1 Subestaciones.....	59
3.2.1.2 Generación.....	60
3.2.1.3 Transmisión	61
3.2.1.4 Compensación	62
3.2.2 Condición Futura	62
3.2.2.1 Subestaciones.....	63
3.2.2.2 Transmisión	68

3.2.2.3 Trabajos en Subestaciones.....	69
3.3. Determinación las Demandas Máximas del Sistema Eléctrico para la Condición Actual	71
3.3.1 Demanda Máxima de Potencia.....	71
3.3.2 Demanda de Energía Consumida	73
3.3.3 Condición Actual del Sistema Eléctrico de Potencia de Monagas- Delta Amacuro	73
3.4. Modelo de los Escenarios Actuales y Futuros Mediante el Simulador Digsilent Power Factory.....	76
3.4.1 Criterios Técnicos.....	76
3.4.1.1 Perfiles de Voltaje	76
3.4.1.2 Niveles de Carga en los Equipos	77
3.4.1.3 Condiciones de Falla	77
3.4.1.4 Factor de Potencia	78
3.4.1.5 Estudio de Cortocircuito.....	78
3.4.2 Escenario Actual.....	79
3.4.3 Escenario Futuro.....	80
3.5. Calculo de las Condiciones de Cortocircuitos y Flujos de Carga para Ambas Topologías Mediante el Simulador Digsilent Power Factory.....	83
3.6. Análisis las Contingencias de la Nueva Infraestructura Proponiendo Acciones Correctivas	84
CAPÍTULO IV	85
DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	85

4.1	Discusión de Resultados	85
4.1.1	Información Sobre la Topología de la Red Actual y Futura.....	85
4.1.2	Demandas Máximas del Sistema Eléctrico para la Condición Actual	85
4.1.3	Escenarios Actuales y Futuros Mediante el Simulador DIgSILENT POWER FACTORY	86
4.1.3.1	Escenario actual.....	86
4.1.3.2	Escenario Futuro.....	87
4.1.4	Condiciones de Flujos de Carga y Corto Circuitos para Ambas Topologías Mediante el Simulador DIgSILENT POWER FACTORY .	88
4.1.4.1	Topología Actual	88
4.1.4.2	Topología Futura	96
4.1.5	Contingencias de la Nueva Infraestructura Proponiendo Acciones Correctivas	106
4.1.5.1	Fuera de servicio línea Furrial – Indio L1.....	107
4.1.5.2	Fuera de servicio línea Furrial – Amana.....	110
4.1.5.3	Fuera de servicio línea Amana - Muscar	112
4.1.5.4	Fuera de servicio línea Jusepin II – Jusepin.....	115
4.1.6	Propuestas al Sistema Futuro.....	118
4.1.6.1	Propuesta n° 1.....	118
4.1.6.2	Propuesta n° 2.....	119
4.1.6.3	Propuesta n° 3.....	120
4.2	Conclusiones.....	122
4.3	Recomendaciones	123

BIBLIOGRAFÍA.....	124
Anexos.....	126
Anexo A.....	127
Anexo B.....	129
Anexo C.....	131
Anexo D.....	133
Anexo E.....	137
Anexo F.....	142
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:	160

INDICE DE TABLAS

	Página
Tabla 3. 1 Subestaciones Actuales.	1
Tabla 3. 2 Unidades de Generación.....	1
Tabla 3. 3 Sistema de Transmisión - Líneas.....	1
Tabla 3. 4 Compensación del Sistema.....	1
Tabla 3. 5 Subestaciones ELEC NOR.....	1
Tabla 3. 6 Datos Subestaciones Elec nor.....	1
Tabla 3. 7 Nuevo Sistema de Transmisión.....	1
Tabla 4. 1 Niveles de Tensiones Actuales.....	1
Tabla 4. 2 Cargas del Sistema Actual.....	1
Tabla 4. 3 Líneas de Transmisión Actual.....	1
Tabla 4. 4 Cortocircuito Monofásico.....	1
Tabla 4. 5 Cortocircuito Bifásico.....	1
Tabla 4. 6 Cortocircuito Trifásico.....	1
Tabla 4. 7 Niveles de Tensión Futuros.....	1
Tabla 4. 8 Cargas del Sistema Futuro.....	1
Tabla 4. 9 Líneas de Transmisión Futuros.....	1
Tabla 4. 10 Cortocircuito Monofásico.....	1
Tabla 4. 11 Cortocircuito Bifásico.....	1
Tabla 4. 12 Cortocircuito Trifásico.....	1
Tabla 4. 13 Contingencia n#1.....	1
Tabla 4. 14 Contingencia n#2.....	1
Tabla 4. 15 Contingencia n#3.....	1
Tabla 4. 16 Contingencia n#4.....	1

INDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 1. 1 Distribución de la capacidad instalada en Venezuela.	24
Figura 1. 2 Red Nacional troncal de transmisión del sistema interconectado.	1
Figura 1. 3 Estructura Organizativa.	1
Figura 1. 4 Ubicación Geográfica del Despacho de Carga Oriental.	30
Figura 3. 1 Diagrama de Flujo Metodológico.	1
Figura 3. 2 Región 2 de Cadafe.	1
Figura 3. 3 Región 2 de Cadafe con la Incorporación de las Nuevas Subestaciones.	1
Figura 3. 4 Demanda Máxima de Potencia SEN.	1
Figura 3. 5 Demandas Máximas Monagas – Delta Amacuro Abril 2009.	1
Figura 3. 6 Cargas Máximas Monagas – Delta Amacuro.	1
Figura 3. 7 Criterios Técnicos en Colores.	1
Figura 3. 8 Demandas Máximas Agosto 2009.	1
Figura 3. 9 Cargas Máximas Agosto 2009.	1
Figura 3. 10 Cargas Elecnor Agosto 2009.	1
Figura 4. 1 Redistribución de Carga.	1
Figura 4. 2 Perfiles de tensión actuales.	1
Figura 4. 3 Nivel de Carga (%) Actual en los Autotransformadores de la S/E El Indio.	1
Figura 4. 4 Perfiles de Tensión Futuros.	1
Figura 4. 5 Perfiles de Tensión Elecnor.	1
Figura 4. 6 Nivel de Carga en los Autotransformadores de la S/E El Indio Futuro.	1
Figura 4. 7 Tensiones Actuales Contra Futuras.	1

Figura 4. 8 Niveles de Carga Actuales vs Futuros.	1
Figura 4. 9 Niveles de cargas en Líneas Actuales vs Futuras.....	1
Figura 4. 10 Perfiles de Tensión Contingencia N#1.....	1
Figura 4. 11 Porcentaje de Carga en Líneas Contingencia N#1.....	1
Figura 4. 12 Perfiles de Tensión Contingencia N#2.....	1
Figura 4. 13 Porcentaje de Carga en Líneas Contingencia N#2.....	1
Figura 4. 14 Perfiles de Tensión Contingencia N#3.....	1
Figura 4. 15 Porcentaje de Carga en Líneas Contingencia N#3.....	1
Figura 4. 16 Perfiles de Tensión Contingencia N#4.....	1
Figura 4. 17 Porcentaje de Carga en Líneas Contingencia N#4.....	1
Figura 4. 18 Aumento de la Capacidad en la S/E El Indio.....	1
Figura 4. 19 Porcentaje de Carga Ante la Incorporación de un Cuarto A.T.....	1
Figura 4. 20 Perfiles de Tensión con la Incorporación de un Banco de Condensadores.	1
Figura 4. 21 Porcentajes de Carga con la Incorporación de la Doble Terna Amana - Muscar.....	1

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Características de la Empresa

CADAFE, la empresa eléctrica del Estado Venezolano, es la más grande del país y suministra el servicio de electricidad a más de tres millones de usuarios.

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 repartidas en todo el país.

Desde ese momento, desarrolló una infraestructura eléctrica en generación, transmisión y distribución y logró un alto grado de electrificación en Venezuela, lo cual le permite atender, hoy en día a más del 80 por ciento del territorio nacional.

Esta empresa del Estado Venezolano que sirve a más de 2.500.000 suscriptores posee un parque hidrotérmico con una capacidad instalada de 4.307,7 MW, del cual se destaca el complejo termoeléctrico del centro, también conocido como "Planta Centro" con 2.000 MW de generación a vapor. Asimismo, cuenta con 620 MW de capacidad hidroeléctrica instalados en la región Andina, 1.377,7 MW en turbinas a gas distribuidas en todo el país y 310 MW de generación distribuida.

CADAFE posee un sistema de transmisión conformado por niveles de tensión a 400 kV, 230 kV y 115 kV distribuidos en el Oriente, Centro, Occidente y sur del país.

1.2.1 Naturaleza.

A mediano plazo, CADAPE 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 CADAPE 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.

1.2 Corporación Eléctrica Nacional

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.

CADAFE, a finales del 2007 pasó a convertirse en filial de la Corporación Eléctrica Nacional, 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.

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, en una persona jurídica única.

A partir del primero de enero del 2008, las compañías se fusionaron en seis: Elecar, Cadafe, Edelca, Enelven, Enelbar y Enagen. En 2009 se convertirán en las operadoras de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

En el Artículo 2° del documento se define a la Corporación Eléctrica Nacional como una empresa operadora estatal encargada de la realización de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica.

1.2.1 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”.

1.2.2 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”.

1.2.3 Valores

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

1.3 Sistema Eléctrico Nacional

El 23 de agosto de 1968 se firmó un primer contrato de interconexión entre las empresas CADAPE, EDELCA y EDC, dando origen a OPSIS como una organización para la coordinación de la operación y apoyo a la planificación de los sistemas eléctricos del país. Con la finalidad de hacer extensivos los beneficios de la interconexión en el ámbito nacional, el 1º de diciembre de 1988 se firmó un nuevo contrato de interconexión incorporando a la empresa ENELVEN y asignándole a OPSIS nuevas responsabilidades en la coordinación de la operación del SIN.

1.3.1 Operaciones del Sistema

Es responsable de planificar y coordinar la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, SEN, a los fines de mantener la continuidad del servicio de conformidad con los lineamientos de los entes reguladores y dentro de las prioridades y restricciones que definen los criterios de calidad y seguridad.

1.3.2 Estudios y Transacciones del Sistema.

Es responsable de la realización de estudios de operación y de expansión del Sistema Eléctrico Nacional, así como el análisis de las mejores prácticas en el ámbito de la operación; llevando a cabo procesos como el de coordinación hidrotérmica, los análisis de seguridad operativa y la estimación de la demanda a corto plazo. Así mismo esta unidad dentro de sus funciones contempla la cuantificación y calificación de los intercambios de potencia y energía eléctricas que ocurren en el SEN y las interconexiones internacionales, según los acuerdos establecidos en Contratos y Convenios de Interconexión, disposiciones contenidas en la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico y las políticas y lineamientos dictadas por el ente rector del SEN; es por ello que dentro de sus procesos se encuentran la determinación de los intercambios de energía del SEN, garantizar el funcionamiento de los sistemas de medición del SEN y certificar la capacidad de generación del SEN.

1.3.3 Información Operativa del SEN

Es responsable de procesar y difundir toda la información técnica del Sistema Eléctrico Nacional en forma oportuna, confiable y adecuada a los requerimientos de los agentes del SEN; para ello valida y analiza la información operativa del SEN, elabora reportes periódicos y realiza estudios estadísticos relativos a su desempeño.

1.3.4 Empresas Integrantes del SEN

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) lo conforman 11 empresas eléctricas. Las empresas antes privadas, la Electricidad de Caracas con su empresa filial CALEY; ELEBOL, CADAFE, ELEVAl y SENECA fueron nacionalizadas a principios del año 2007.

1.3.5 Dimensiones y Equipamiento.

1.3.5.1 Generación.

La capacidad instalada del SEN alcanza los 23.367,1 MW y está compuesta por un 63% de generación hidráulica (14.622 MW) y el 37% restante de origen térmico, específicamente 4.366,0 mW a vapor, 3.165,3 MW a gas, 443,8 MW en motores diesel y 770,0 MW en ciclo combinado, tal como se muestra en la siguiente gráfica:

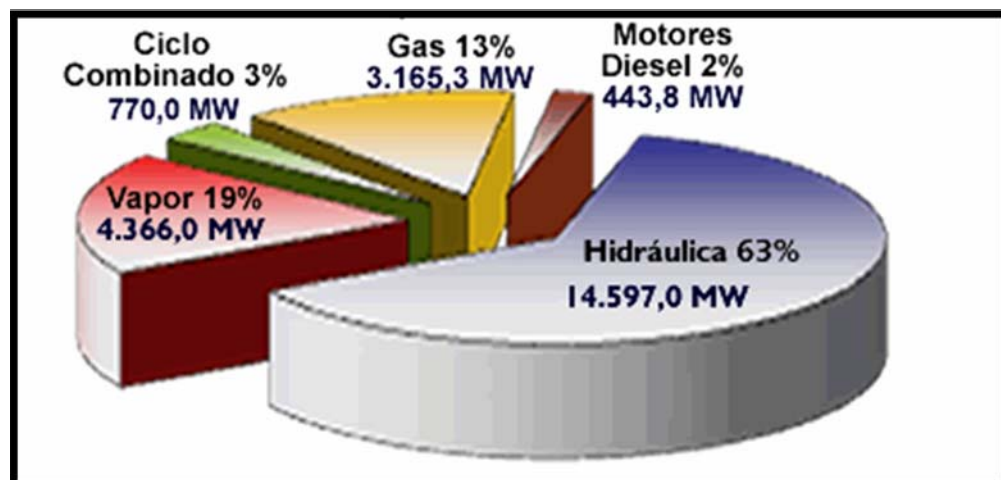


Figura 1. 1 Distribución de la capacidad instalada en Venezuela.

Fuente: Opsis [13].

1.3.5.2 Transmisión.

El sistema de transmisión venezolano abarca casi la totalidad del territorio nacional. Por medio de este sistema se transmiten grandes bloques de energía desde las plantas de generación hacia los principales centros de carga del país.



Figura 1. 2 Red Nacional troncal de transmisión del sistema interconectado.

Fuente: Opsis [13].

1.4 Marco Legal.

Las leyes Venezolanas vigentes son el marco bajo el cual se fundamenta la política gerencial de CADAFE, con el fiel compromiso que tenemos por mantener y mejorar cada día la calidad en la prestación del servicio eléctrico y así garantizar la satisfacción de los usuarios.

- Constitución de la República Bolivariana de Venezuela.
- Ley Orgánica del Servicio Eléctrico.
- Reglamento de Servicio.
- Normas de Calidad del Servicio de Distribución.
- Ley de Metrología.
- Reglamento General de la Ley del Servicio Eléctrico.

1.5 Despacho de Carga Oriental

1.5.1 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.

1.5.2 Actividades.

1.5.2.1 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.

1.5.2.2 Mantener.

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

1.5.2.3 Restablecer.

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

1.5.2.4 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.

1.5.2.5 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.

1.5.2.6 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 Organigrama del Despacho de Carga Oriental

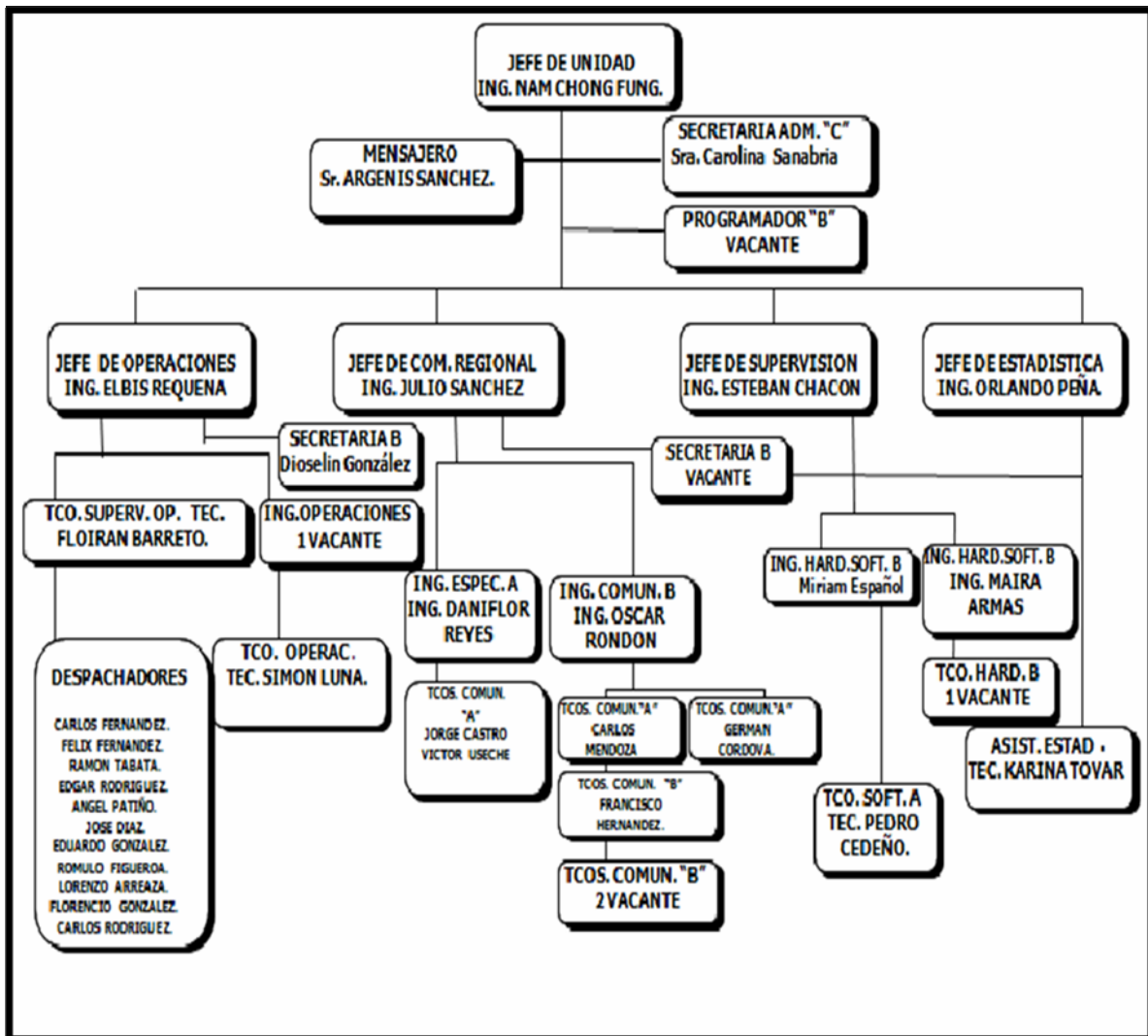


Figura 1. 3 Estructura Organizativa.

Fuente: Despacho de Carga Oriental [9].

1.7 Ubicación Geográfica

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

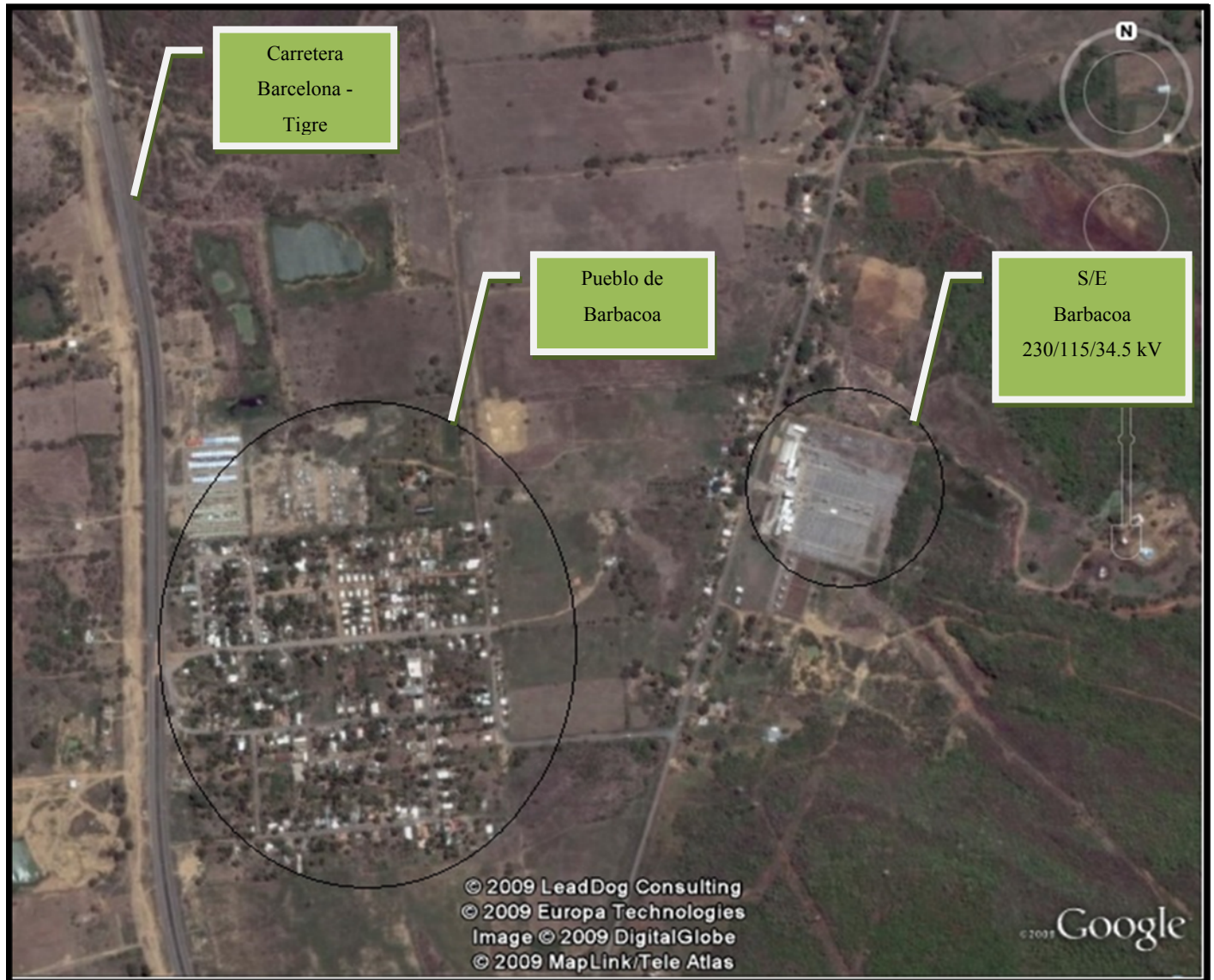


Figura 1. 4 Ubicación Geográfica del Despacho de Carga Oriental.

Fuente: Google Earth .

1.8 Planteamiento del Problema

Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, C.A.D.A.F.E, tiene como objetivo 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.

El despacho de carga Oriental es la unidad encargada de las operaciones de las instalaciones de transmisión y generación de CADAFE y sus filiales, actualmente pertenece a la Corporación Eléctrica Nacional CORPOELEC, bajo los criterios de estabilidad, continuidad y economía, se encuentra dentro de la subestación Barbacoa 230/115/34.5 kV, localizada en la antigua carretera Barcelona-Anaco, kilómetro 27, Barbacoa, Anzoátegui.

Monagas y Delta Amacuro pertenecen al sistema de transmisión región dos de CORPOELEC, anteriormente a SEMDA “Sistema de Electricidad Monagas y Delta Amacuro”, esta región está comprendida por trece (13) subestaciones operando un nivel de tensión de 115 kV.

Como principal objetivo se hace mención a la evaluación del impacto de operativo del sistema eléctrico de los estados Monagas y Delta Amacuro con la incorporación de las subestaciones y líneas contempladas en el proyecto “obras de infraestructura eléctrica requeridas por el sistema de transmisión y distribución de los estados Monagas y Delta Amacuro”, suscrito con la empresa ELEC NOR S. A.

El propósito es dar solución a los problemas del servicio eléctrico que se presentan a lo largo de la región, entre ellos se encuentran:

- 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 obsolescencia o envejecimiento de equipos.
- Sensibilidad ante contingencias simples.
- Incremento de pérdidas en la red eléctrica de transmisión.

Para ello es necesario conocer las condiciones operativas del sistema bajo esta nueva topología, así como sus limitantes, para lo cual es necesario modelar esta red utilizando el paquete computacional DIGSILENT POWER FACTORY, creando así los escenarios y casos que permitan realizar maniobras, análisis de contingencias, cortocircuitos y todas aquellas acciones necesarias para conocer el comportamiento del sistema en caso de que se presenten.

Ante el deterioro de la calidad del servicio eléctrico y con la misión de transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica, en forma efectiva y rentable, nace este proyecto donde se realizara una evaluación de la nueva infraestructura eléctrica prevista en el proyecto, para determinar la capacidad operativa y estudiar la efectividad y confiabilidad de ellas para la red existente en los estados Monagas y Delta Amacuro.

1.9 Objetivos

1.9.1 Objetivo General

Evaluar el impacto operativo de la nueva infraestructura eléctrica a 115 kV proyectada para los estados Monagas y Delta Amacuro.

1.9.2 Objetivos Específicos

1. Recopilar información sobre la topología de la red actual y futura.
2. Determinar las demandas máximas del sistema eléctrico para la condición actual.
3. Modelar los escenarios actuales y futuros mediante el simulador DIgSILENT POWER FACTORY.
4. Calcular las condiciones de cortocircuitos y flujos de carga para ambas topologías mediante el simulador DIgSILENT POWER FACTORY.
5. Analizar las contingencias de la nueva infraestructura proponiendo acciones correctivas.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 El Sistema Eléctrico de Potencia

Un sistema eléctrico de potencia es aquel que se compone de todo un conjunto de instalaciones, equipos e instrumentos empleados para la generación, transformación, transmisión y distribución de energía eléctrica, la cual involucra desde los centros de generación hasta los centros de consumo.

Los sistemas de suministro de energía eléctrica modernos son invariablemente trifásicos. La red de distribución se proyecta de tal forma que su funcionamiento normal es razonablemente próximo al de tres fases equilibradas y con frecuencia, basta estudiar las condiciones eléctricas de una sola fase para obtener un análisis completo. Se asegura la carga igual de las tres fases de una red haciendo, siempre que sea posible, que las cargas domésticas se repartan por igual entre las fases de las líneas de distribución de baja tensión. ^[2]

2.2 Potencia Eléctrica

Se define como la cantidad de energía eléctrica o trabajo, que se transporta o que se consume en una determinada unidad de tiempo. Si la tensión se mantiene constante, la potencia es directamente proporcional a la corriente (intensidad). Ésta aumenta si la corriente aumenta, La representación matemática de la potencia activa en un sistema trifásico equilibrado está dada por la ecuación:

- Potencia activa:

Es la potencia que representa la capacidad de un circuito para realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo. Los diferentes dispositivos eléctricos existentes convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, etc. Esta potencia es, por lo tanto, la realmente consumida por los circuitos. Cuando se habla de demanda eléctrica, es esta potencia la que se utiliza para determinar dicha demanda.

$$P_{3\varphi} = \sqrt{3} \cdot I \cdot V \cdot \cos \theta \quad [\text{Ec. 2.1}]$$

Donde:

$P_{3\varphi}$: Potencia activa [W]

I : Corriente [A]

V : Voltios [V]

$\cos \theta$: Factor de potencia

- Potencia reactiva

Esta potencia no tiene tampoco el carácter realmente de ser consumida y sólo aparecerá cuando existan bobinas o condensadores en los circuitos. La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo útil. Por ello se dice que es una potencia devastada (no produce vatios).

$$Q = \sqrt{3} \cdot I \cdot V \cdot \sin \theta \quad [\text{Ec. 2.2}]$$

Donde:

Q : Potencia reactiva [V.A.R]

I : Corriente [A]

V : Voltios [V]

- Potencia aparente

La potencia aparente (también llamada compleja) de un circuito eléctrico de corriente alterna es la suma (vectorial) de la energía que disipa dicho circuito en cierto tiempo en forma de calor o trabajo y la energía utilizada para la formación de los campos eléctricos y magnéticos de sus componentes que fluctuará entre estos componentes y la fuente de energía.

Esta potencia no es la realmente consumida "util", salvo cuando el factor de potencia es la unidad ($\cos \varphi=1$), y señala que la red de alimentación de un circuito no sólo ha de satisfacer la energía consumida por los elementos resistivos, sino que también ha de contarse con la que van a "almacenar" bobinas y condensadores.

$$S = I \cdot V \quad [\text{Ec. 2.3}]$$

Donde:

S : Potencia aparente [V.A]

I : Corriente [A]

V : Voltios [V]

2.3 Topología de Redes

La topología de una red de distribución se refiere al esquema o arreglo de la distribución, esto es la forma en que se distribuye la energía por medio de la

disposición de los segmentos de los circuitos de distribución. En este sentido se enfoca a la forma como se distribuye la energía a partir de la fuente de suministro.

Llamamos topología eléctrica a la disposición de elementos y equipos eléctricos que transporta el suministro de energía y conforma la infraestructura eléctrica de una instalación determinada. Los distintos elementos y equipos que forman parte de la infraestructura eléctrica de una instalación no operan de forma independiente, sino que la condición de un elemento afecta a la del resto, ya sea parcial o totalmente. De tal manera que una falla en un elemento puede interrumpir procesos completos.

El diseño de topología eléctrica es diferente según la instalación. Cada diseño realizado considera el tipo de proceso, tipo de operación deseada por el cliente, la preparación para el manejo de contingencias etc., procurando así la autonomía y control de calidad de energía en un nivel determinado.

2.4 Subestaciones de los Sistemas Eléctricos de Potencia

Se puede decir que las subestaciones eléctricas representan los cimientos de los Sistemas Eléctricos de Potencia. De acuerdo con las normas del operador de subestación de CADAPE (1994); una subestación de electricidad no es más que una instalación que se utiliza 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.

2.5 Cortocircuito

Un cortocircuito es toda conexión accidentada o intencional que puede aparecer en un circuito cuando se interpone entre dos o más puntos, que se hallan bajo tensiones eléctricas diferentes, una resistencia de valor relativamente bajo o nulo. Los cortocircuitos pueden presentarse de diferentes maneras:

- Cortocircuito trifásico.
- Cortocircuito trifásico a tierra.
- Cortocircuito bifásico.
- Cortocircuito bifásico a tierra.
- Cortocircuito monofásico.

El estudio de corto circuito en un sistema de potencia es importante por la información que se obtiene y que se aplica en la determinación de las capacidades interruptivas de los interruptores, selección y coordinación de protecciones, cálculo de esfuerzos dinámicos y térmicos en las instalaciones, etc.

Los cálculos de cortocircuito se llevan a cabo para determinar las corrientes y tensiones a que se verá sometido el sistema, cuando ocurran estos, en determinados lugares del mismo. Se usan en la planificación de la transmisión para determinar los valores máximos de los esfuerzos mecánicos, térmicos y dieléctricos en los sistemas de potencia. Estos esfuerzos se pueden ver reflejados en las barras, transformadores, interruptores, etc.

Los estudios de cortocircuito en planificación se realizan principalmente para determinar si los dispositivos de interrupción existentes en el sistema son capaces de despejar las fallas más desfavorables sin sufrir daños y asegurar que los futuros

interruptores a instalar tendrán los valores nominales apropiados, de tal manera que sean capaces de efectuar correctamente sus funciones durante toda su vida útil.

Para proteger los equipos y mantener el sistema operando, el cortocircuito debe ser interrumpido tan rápido como sea posible. La apertura en ambos lados del circuito donde se localiza la falla, la aísla y desenergiza.

Los estudios de cortocircuito en general permiten:

- Determinar los niveles de corriente producidas por diferentes tipos de fallas en las principales barras del sistema.
- Determinar valores de las componentes simétricas de las corrientes de fallas.
- Especificar el tamaño de los disyuntores.
- Aumentar la capacidad de ruptura en aquellos disyuntores donde sea posible.
- Programar cambios de disyuntores.
- Cambiar, si es necesario, la configuración del esquema de transmisión.
- Calcular la malla de tierra de las subestaciones.

2.6 El 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, 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.

El problema de flujo de carga consiste en obtener las condiciones de operación en régimen permanente de un sistema de energía eléctrica bajo condiciones previamente establecidas. Más concretamente, dada la carga conectada en cada nodo y la potencia generada por los alternadores del sistema, se busca encontrar las tensiones en los nodos y los flujos de potencia por las líneas y transformadores. Un estudio de flujo de carga permite entre otras cosas estudiar lo siguiente:

- Flujo en MW y MVAR en las ramas de una red.
- Voltaje en las barras.
- Efecto del rearrreglo de circuitos e incorporación de nuevos circuitos de carga.
- Efectos de pérdidas temporales de generación o de circuitos de transmisión sobre las cargas del circuito.
- Condiciones óptimas de operación del sistema y de distribución de cargas.
- Optimización de las pérdidas de transmisión del sistema.
- Influencia del cambio de tamaño de los conductores.
- Posición óptima del cambiador de derivaciones de los transformadores.

2.6.1 Métodos de Solución al Problema de Flujo de Carga

2.6.1.1 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 e y f . Esas variables serán los elementos del Jacobiano.

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

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k \cdot I_k = V_k \cdot \sum_{i=1}^n Y_{ki} \cdot V_i \quad [\text{Ec. 2.4}]$$

Donde:

$$Y_{ki} = |Y_{ki}| \angle \theta_{ki} = G_{ki} + jB_{ki} \quad [\text{Ec. 2.5}]$$

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = e_i + jf_i \quad [\text{Ec. 2.6}]$$

$$V_k = |V_k| \angle \delta_k = e_k + jf_k \quad [\text{Ec. 2.7}]$$

Por lo tanto:

$$S_k = (e_k + jf_k) \cdot \sum_{i=1}^n (G_{ki} + jB_{ki})(e_i - jf_i) \quad [\text{Ec. 2.8}]$$

Desarrollando:

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

$$S_k = j \sum_{i=1}^n [f_k (e_i G_{ki} - f_i B_{ki}) - e_k (e_i B_{ki} + f_i G_{ki})] \quad [\text{Ec. 2.9}]$$

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

$$P_k = \sum_{i=1}^n [e_k (e_i G_{ki} - f_i B_{ki}) + f_k (e_i B_{ki} + f_i G_{ki})] \quad [\text{Ec. 2.10}]$$

$$Q_k = \sum_{i=1}^n [e_k (e_i G_{ki} - f_i B_{ki}) - f_k (e_i B_{ki} + f_i G_{ki})] \quad [\text{Ec. 2.11}]$$

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:

$$\Delta P_k = \frac{\partial P_k}{\partial e_i} \Delta e_i + \frac{\partial P_k}{\partial f_i} \Delta f_i \quad [\text{Ec. 2.12}]$$

Caso 2: Para barras PV:

$$\Delta Q_k = \frac{\partial Q_k}{\partial e_i} \Delta e_i + \frac{\partial Q_k}{\partial f_i} \Delta f_i \quad [\text{Ec. 2.13}]$$

Caso 3 : Para barras PQ:

$$\Delta |V_k|^2 = \frac{\partial |V_k|^2}{\partial e_i} \Delta e_i + \frac{\partial |V_k|^2}{\partial f_i} \Delta f_i \quad [\text{Ec. 2.14}]$$

Los casos pueden ser representados en forma matricial como:

$$\begin{pmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \Delta |V_k|^2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial e_i} & \frac{\partial P_k}{\partial f_i} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial e_i} & \frac{\partial Q_k}{\partial f_i} \\ \frac{\partial |V_k|^2}{\partial e_i} & \frac{\partial |V_k|^2}{\partial f_i} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta e_i \\ \Delta f_i \end{pmatrix} \quad [\text{Ec. 2.15}]$$

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.

$$\begin{bmatrix} \Delta e_i \\ \Delta f_i \end{bmatrix} \quad [\text{Ec. 2.16}]$$

2.6.1.2 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:

$$I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - [Y_{k1}V_1 + Y_{k2}V_2 + \dots + Y_{kn}V_n] \quad [\text{Ec. 2.17}]$$

Donde:

I_k : Corriente en la barra k.

P_k : Potencia activa en la barra k.

Q_k : Potencia reactiva a 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:

$$I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum Y_{ki}V_i \quad [\text{Ec. 2.18}]$$

Por lo tanto:

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} * \left(\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n Y_{ki}V_i \right) \quad [\text{Ec. 2.19}]$$

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

La ecuación **2.19** 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 **Ec. 2.19**.

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 **2.19**. La potencia aparente que entra a la barra k es:

$$S_k^* = P_k - jQ_k = V_k = \sum Y_{ki} V_i \quad [\text{Ec. 2.20}]$$

Por lo cual,

$$Q_k = -\Im \left[V_k^* \sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i \right] \quad [\text{Ec. 2.21}]$$

Donde \Im significa: para imaginaria.

Una vez que se obtenga Q_k de la ecuación **2.21** 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:

$$V_k = \frac{|V_k|_{\text{especificado}}}{|V_k|_{\text{calculado}}} * V_{k \text{ calculado}} \quad \text{[Ec. 2.22]}$$

2.7 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.

La salida de servicio de líneas, transformadores u otros equipos en un sistema eléctrico de potencia puede originar que las tensiones varíen considerablemente. Esto puede causar daños al usuario debido a que los parámetros eléctricos de operación para las cuales fueron diseñados, muchos equipos, estarían por encima ó debajo de su valor nominal, produciendo de esta forma una reducción de su vida útil.

2.8 Estabilidad de Sistemas de Potencias

Denota como la habilidad que tiene un sistema de potencia de tener condiciones iniciales y retomar este equilibrio de operatividad luego de haber sufrido una interrupción física

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.

La estabilidad en un sistema de potencia puede definirse como su capacidad para operar de forma tal que todas sus máquinas sincrónicas se mantengan en sincronismo tanto en estado estacionario como después de la ocurrencia de perturbaciones severas y repentinas. En el primer caso se habla de estabilidad en estado estacionario y las perturbaciones que se consideran se asume que son infinitesimales como por ejemplo las variaciones en el consumo. En el segundo caso se habla de estabilidad transitoria y las perturbaciones que se consideran son

generalmente cortocircuitos y desconexiones repentinas de carga o unidades de generación grandes.

Otra forma de estabilidad es aquella que no está relacionada con la capacidad de los generadores de funcionar en sincronismo, sino con la capacidad del sistema de alimentar una carga a una tensión aceptable. La inestabilidad de tensiones o colapso de tensiones se pone de manifiesto por la caída progresiva e incontrolable de la tensión en la carga tras una perturbación.

Los problemas de estabilidad se van progresivamente haciendo más complejos al crecer los sistemas de energía eléctrica en extensión al producirse la interconexión de sistemas cada vez más distantes.

2.9 Confiabilidad

Es el aseguramiento de una fuente continua de electricidad para los clientes en el voltaje y frecuencia apropiados. Los estudios de confiabilidad facilita la determinación de puntos estructurales débiles de los beneficios que tienes diferentes medidas de expansión de la red en cuanto a la confiabilidad del suministro.

2.10 El Criterio (n-1)

El principio detrás de este criterio es que no se debe permitir que la falla no improbable de cualquier componente o equipo resulte en una interrupción inadmisibles en el suministro de potencia. Además, los límites térmicos de las cargas y los límites de los voltajes no se deben alcanzar, se asume que la falla y pérdida de algunos grupos de elementos es improbable pues tales suposiciones a menudo se hacen para nodos, y por tanto estos son excluidos del estudio de la falla. Por otro lado, el juicio en cuanto a la duración permisible de una interrupción de corto plazo en el contexto

de operaciones de suicheo (re-suministro) depende de la filosofía de la compañía del servicio de energía correspondiente. Por lo tanto, el criterio (n-1) requiere líneas directivas de interpretación específica con el fin de ser aplicadas en la práctica.

2.11 Perturbaciones

Es la condición que permite continuar la operación del sistema, pero que puede dañar ciertos equipos o acortar su vida útil, si se prolonga más allá del tiempo que estos pueden soportar tales perturbaciones.

2.12 Sobretensión

Es cualquier tensión transitoria o permanente entre fase y tierra, con un valor de cresta mayor que la tensión máxima del sistema. Las variaciones de tensión que se presentan por las condiciones de operación, deben mantenerse en ciertos límites, establecidos por el diseño del sistema, pues los equipos poseen su tensión nominal y máxima para operar de forma adecuada y sin afectar su funcionamiento.

2.13 Sobrecargas

Se dice que una línea o equipo se encuentra sobrecargado, cuando su corriente es superior a la nominal, pero sin llegar a niveles de cortocircuito.

2.14 Oscilaciones de Potencia

Esto se refiere a las conexiones y desconexiones de circuitos del sistema, al producirse variaciones de potencia. Esto se debe a que en un sistema al momento de alimentar una carga no se toma de inmediato el ángulo de la misma sino después de

un cierto número de oscilaciones. También puede verse esto al realizar una mala sincronización.

2.15 Sistema SCADA

Los sistemas SCADA (Supervisory Control And Adquisition) o Sistema de Control y Adquisición de Datos, son aplicaciones de software, diseñadas con la finalidad de controlar y supervisar procesos a distancia. Se basan en la adquisición de datos de los procesos remotos. Se trata de una aplicación de software, especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, etc.)

El sistema SCADA sirve de soporte técnico y operativo para efectuar maniobras desde el centro de control (DCO) a través del monitoreo, control y adquisición de datos, de gran importancia para mantener el sistema de transmisión oriental con alto grado de confiabilidad.

2.16 Subestaciones Normalizadas por CADAFE

2.16.1.1 Subestación Tipo Nodal

Son aquellas subestaciones que interconectadas con otras, conforman un anillo en el sistema de transmisión y en el cual el flujo de energía puede ser en uno u otro sentido, dependiendo de las condiciones del sistema.

2.16.1.2 Subestación Nodal III

Son subestaciones con transformadores reductores a las tensiones de 34.5 y 13.8kV.

Tensión de 115kV

- Barra de 115kV con capacidad para 600A
- Máximo número de salidas de línea 115kV: 2
- Máximo número de llegadas de transformadores a barra de 115kV: 4
- Tipo de mando de disyuntores: local-remoto y con posibilidad de telemando.
- Tipo de mando de seccionadores: manual

Tensión de 34.5kV

- Barra seccionada con equipos de maniobra tipo intemperie, con capacidad para 600A
- Máximo número de tramos de 34.5kV: 8
- Máximo número de salidas de línea 34.5kV: 6
- Máximo número de llegadas de transformadores a barra de 34.5kV: 2
- Tipo de mando de disyuntores: local-remoto
- Tipo de mando de seccionadores: manual

Tensión de 13.8kV

- Barra principal con capacidad de 1200A, en celdas metálicas.
- Barra de transferencia con capacidad de 600A, soportada en el pórtico de salidas de línea de 13.8kV
- Máximo número de tramos de 13.8kV: 17

- Máximo número de salidas de línea 13.8kV: 10
- Máximo número de llegadas de transformadores a barra de 13.8kV: 2
- Máximo número de acoplamiento de barra: 1
- Tramo de transferencia: 1
- Salida de transformador elevador: 1
- Tramo para servicios auxiliares: 2
- Mando disyuntores: local-remoto
- Mando seccionadores: manual

2.16.1.3 Subestación Nodal II (115TD)

Es una subestación con transformadores reductores a las tensiones de 34.5 y 13.8kV.

Tensión de 115kV

- Barra principal y de transferencia con capacidad de 600A cada una.
- Máximo número de tramos de 115kV: 9
- Máximo número de salidas de línea de 115kV: 5
- Máximo número de salidas de transformadores: 3
- Tramo de transferencia 115kV: 1
- Tipo de mando de disyuntores: local-remoto desde la sala de mando.
- Tipo de mando de seccionadores: manual

Tensión de 34.5kV

- Barra principal y de transferencia con capacidad de 600A cada una.
- Máximo número de tramos de 34.5kV: 8
- Máximo número de salidas de línea de 34.5kV: 6

- Máximo número de llegada de transformador a barra de 34.5kV: 2
- Tipo de mando de disyuntores: local-remoto.
- Tipo de mando de seccionadores: manual

Tensión de 13.8kV

- Barra principal con capacidad de 1200A, en celdas metálicas.
- Barra de transferencia con capacidad de 600A, soportada en el pórtico de salida.
- Máximo número de tramos de 13.8kV: 18
- Máximo número de salidas de línea 13.8kV: 12
- Máximo número de llegadas de transformadores a barra de 13.8kV: 3
- Máximo número de acoplamiento de barra: 2
- Mando disyuntores: local y remoto desde la casa de mando.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DEL PROYECTO

3.1. Metodología del Trabajo

Se refiere a los métodos de investigación que se siguen para alcanzar una gama de objetivos, por ello, la metodología se entenderá aquí como la parte del proceso de investigación (Método Científico), permite sistematizar los métodos y las técnicas necesarias para llevar a cabo una acción metodológica donde recolecte, ordene y analice el trabajo a desarrollar. A continuación se presenta un diagrama de flujo, donde mostrará la metodología a emplear de manera gráfica, el desarrollo del trabajo.

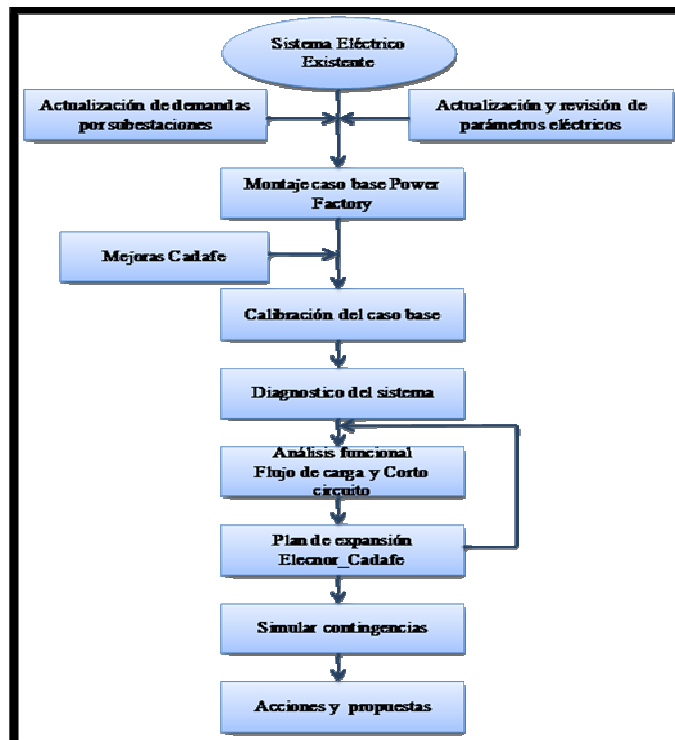


Figura 3. 1 Diagrama de Flujo Metodológico.

Fuente: Luis Romero Mocharrach.

3.1.1 Sistema Eléctrico Existente

Consiste en la búsqueda de información de la topología eléctrica para la descripción de la red troncal de transmisión, que presentan los estados Monagas y Delta Amacuro con sus respectivas redistribuciones de carga, así como también en conocer la interconexión que presenta cada subestación.

3.1.2 Actualización

Se describirán las condiciones operativas y demandas presentes en el sistema eléctrico conformado por los estados Monagas y Delta Amacuro a través del sistema SCADA y las lecturas diarias tomadas en el despacho de carga Oriente.

3.1.3 Montaje del Caso Base

Se modelará el escenario actual y futuro correspondiente a la ampliación del sistema eléctrico utilizando el programa computacional DIGSILENT POWER FACTORY “13.2 (B327)”, manejado por el despacho de carga de Oriente.

3.1.4 Mejoras Cadafe

Consiste en especificar todas aquellas mejoras que presenta la empresa Cadafe a corto plazo, identificando su operación y contribución a la red, entre estas se encuentran: Generación distribuida, Banco de condensadores, Aumentos de los taps de los autotransformadores.

3.1.5 Calibración

A fin de precisar que tan cercano a la realidad está el caso base, se harán comparaciones de los resultados arrojados por el simulador y los valores que se reportan en tiempo real al despacho de carga Oriente de las diferentes subestaciones pertenecientes al sistema.

Cabe destacar si existen variaciones en la carga de los elementos de potencia y generación, puede deberse entre otras cosas al flujo de reactivos a través de los transformadores, así como también que la generación no cubra el punto máximo de la curva de demanda. Otra de las posibles variaciones se puede tener por la elección del factor de potencia ya que nos permitirá identificar la potencia reactiva y real del sistema.

3.1.6 Diagnóstico del Sistema

Es un previo estudio del sistema de potencia donde se especificaran las demandas, niveles de tensión, porcentajes de cargas necesarios para conocer los escenarios y casos y así que permitan realizar maniobras o ajustes necesarios para veracidad de los resultados, de acuerdo a los criterios técnicos que serán definidos por las diferentes normas en las cuales opera la empresa.

3.1.7 Análisis Funcional

Mediante los datos arrojados por el simulador POWER FACTORY se obtendrán las condiciones correspondientes a los flujos de carga y cortocircuitos o utilizando los métodos tradicionales de cálculos, para luego comparar el comportamiento del sistema con la nueva topología.

3.1.8 Plan de Expansión

Será necesario acceder a la información del proyecto de mejora donde se presenta la incorporación de las subestaciones y línea que lleva por nombre “obras de infraestructura eléctrica requeridas por el sistema de transmisión y distribución de los estados Monagas y Delta Amacuro”, suscrito con la empresa ELECNOR S. A.

3.1.9 Elaborar Contingencias

Consiste en la elaboración de contingencias buscando obtener operaciones rápidas que permitan el mínimo racionamiento de carga y garantice el adecuado funcionamiento del sistema mientras dure la contingencia, éstas se analizarán de manera individual, también conocido como criterio n-1, describiendo el comportamiento de la red.

3.1.10 Proponer Plan Estratégico

Establece las soluciones y alternativas más viables de acuerdo a los requerimientos técnicos exigidos dentro de los criterios de operación de CADAPE para garantizar el buen funcionamiento del sistema eléctrico y asegurar el suministro a los usuarios.

3.2. Recopilación Información Sobre la Topología de la Red Actual y Futura

Para recopilación de toda la información de las topologías a estudiar se necesitaron las siguientes fuentes:

1. Atlas CADAFE, Junio 2005.
2. Diagramas unifilares Oriente.
3. Informe OPSIS, 2009.
4. Información de los parámetros del sistema “lecturas diarias”.
5. Manual de operación de los despachadores.
6. Punto de cuenta junta directiva, ELEC NOR S.A - CADAFE

3.2.1 Condición Actual

El sistema eléctrico de Monagas y Delta Amacuro abarca una extensión de 69.100 km², cuenta con las siguientes subestaciones que se describe a continuación, que pertenecen al sistema de transmisión de la Región 2 de Cadafe.



Figura 3. 2 Región 2 de Cadafe.

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

3.2.1.1 Subestaciones

La red eléctrica está compuesta por un total de 13 subestaciones, más otras que tienen enlace con la red que son propiedad de PDVSA, entre las más importantes se nombran las que presentan interconexión con las pertenecientes a Cadafe, entre ellas se encuentran: Amana, Temblador PDVSA, Jusepín II PDVSA.

Tabla 3. 1 Subestaciones Actuales.

Estado	Subestación	Tensión (kV)	Tranformadores de Potencia
Monagas	Boulevard	115	2
	El Indio	230	8
	Jusepín	115	1
	La Paz	115	4
	Maturín	115	4
	Muscar	115	2
	Quiriquire	115	2
	Santa Bárbara	115	2
	Tejero	115	4
	Temblador	115	3
	Travieso	115	2
	Veladero	115	1
	Delta Amacuro	Tucupita	115

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

La transformación en el sistema eléctrico de potencia de SEMDA CADAPE cuenta principalmente con tres autotransformadores en la subestación El Indio a nivel de 230/115 kV de 100 MVA cada uno, tres transformadores de 115/13,8 kV y 3 de 115/34,5 kV. Además el sistema completo cuenta con dos autotransformadores de 400/115/13,8 de 450 MVA en la subestación El Furrial y dos de 400/115 kV de la misma capacidad en Palital.

3.2.1.2 Generación

A lo largo de la región se encontrará una generación distribuida que consta de motores diesel actuando con combustión interna y una generación de turbinas utilizando gasoil.

Tabla 3. 2 Unidades de Generación.

	Nombre de la Planta	Empresa Filial	N° de Unidades	Combustible	Capacidad Nominal Total (MW)	Ubicación
Turbogas	Jusepin	PDVSA	1	Gas	20	Jusepin (Edo. Monagas)
	Santa Bárbara	PDVSA	1	Gas	20	Santa Barbara (Edo. Monagas)
	Tucupita	Cadafé	2	Gas	10	Tucupita (Edo. Delta Amacuro)
Motores Diesel	Cruz Peraza	Cadafé	10	Gasoil	8	Maturin (Edo. Monagas)
	Caripito	Cadafé	10	Gasoil	8	Caripito (Edo. Monagas)
	Temblador	Cadafé	10	Gasoil	8	Estado Monagas
	Universidad	Cadafé	20	Gasoil	18	Maturin (Estado Monagas)
	Barrancas	Cadafé	10	Gasoil	8	Barrancas (Estado Monagas)

Total	64	100	Participacion
Total Turbogas	4	50	50%
Total Motores Diesel	60	50	50%

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

Estas unidades se pusieron en marcha con la única intención de aumentar los niveles de tensión en la subestaciones que presenten bajo perfil de tensión y aliviando

carga en transformadores y líneas sobrecargadas; así como generar en modo isla para alimentar cargas prioritarias, mejorando así el servicio eléctrico en la región.

3.2.1.3 Transmisión

El sistema SEMDA cuenta con 1228,39 km de líneas a niveles de 230 kV y 115 kV.

Tabla 3. 3 Sistema de Transmisión - Líneas.

Línea	Tensión (kV)	Tipo	Calibre	Longitud (km)
El Indio-El Tigre L1	230	ACAR	1100	163
El Indio-El Tigre L2	230	ACAR	1100	163
El Indio-Casanay L1	230	ACAR	1100	109
El Indio-Casanay L2	230	ACAR	1100	109
El Indio-El Furrial L1	230	ACAR	1100	38.8
El Indio-El Furrial L2	230	ACAR	1100	38.8
El Indio-Jusepín	115	ACAR	350	33
El Indio-La Paz L1	115	ACAR	500	12
El Indio-La Paz L2	115	ACAR	500	12
El Indio-Maturín L1	115	ACAR	350	9
El Indio-Maturín L2	115	ACAR	350	9
El Indio-Muscar	115	ACSR	336.4	40.4
El Indio-Temblador L1	115	ACAR	350	94
El Indio-Temblador L2	115	ACAR	350	94
Maturín-Boulevard	115	ACAR	500	13
Maturín-Jusepín	115	ACAR	350	40
Maturín-Quiriquire	115	ACAR	500	28
Muscar-Amana	115	ACAR	500	1.5
Quiriquire-Boulevard	115	ACAR	500	21
Santa Bárbara-Tigre II	115	ARVIDAL	394.5	120
Santa Bárbara-Travieso	115	ACAR	500	21
Tejero-Muscar	115	ACSR	350	7
Tejero-Travieso	115	ARVIDAL	394	8
Temblador-PDVSA	115	ACAR	500	0.7
Temblador-Tucupita	115	ACSR	4/0	98
Travieso-Amana	115	ACAR	500	18
Travieso-Rebombeo I	115	ACAR	500	33

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

3.2.1.4 Compensación

La red eléctrica de Monagas y Delta Amacuro cuenta con sistemas de compensación de reactivos en las subestaciones Tucupita, Travieso, Jusepín. El sistema de compensación (banco de condensadores shunt) es usado con la finalidad de regular el voltaje, y sirve de soporte de tensiones ante contingencias de la red.

Tabla 3. 4 Compensación del Sistema.

Subestación	Nº de Unidades	Unidades Activas	Capacidad en Servicio (MVAR)	Tensión Nominal (kV)	Tipo Shunt
Tucupita	1	1	12	13,8	C
Tucupita	1	1	15	115	C
Travieso	1	1	30	115	C
Jusepín	2	2	30	115	C

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

3.2.2 Condición Futura

La condición futura está descrita por las subestaciones y líneas contempladas en el proyecto “Obras de infraestructura eléctrica requeridas por el sistema de transmisión y distribución de los estados Monagas y Delta Amacuro”, suscrito con la empresa ELEC NOR S. A., el cual cuenta con la construcción de subestaciones, líneas de transmisión, y equipamiento de equipos necesarios para protecciones y comunicación.

3.2.2.1 Subestaciones

Tabla 3. 5 Subestaciones ELEC NOR.

Estado	Subestación	Tensión (kV)	Transformadores de Potencia
Monagas	Cementera	115	2
	Barrancas	115	1
	El Parque	115	2
	Jobo Mocho	115	1
	San Jaime	115	2
	Temblador Pueblo	115	2
Delta Amacuro	Tucupita Nueva	115	3

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

• S/E Cementera Cerro Azul

115/34.5 kV.

72 MVA Capacidad

• S/E Barrancas

Nivel de tensión: 115/13,8 kV

Tipo de subestación: nodal 115TD

Conformada por:

- 4 Salida de líneas 115 kV
- 4 Salida de líneas 13,8 kV
- 1 Transformador de potencia 115/13,8 kV de 36 MVA
- 36 MVA Capacidad

Obras de distribución.

Línea Simple Terna Suspensión a 13,8 kV, Conductor Arvidal 4/0, Disposición Horizontal (2 Km).

• **S/E El Parque**

Nivel de tensión: 115/13,8 kV

Tipo de subestación: Nodal III.

Conformada por:

- 2 Salidas de líneas 115 kV.
- 8 Salidas de líneas 13,8 kV.
- 2 Transformadores de potencia 115/13,8 kV de 36MVA c/u.
- 72 MVA Capacidad.

Obras de distribución.

Línea Doble Terna Suspensión a 13,8 kV, Conductor Arvidal 394, Disposición Horizontal (6 km).

Línea Simple Terna Suspensión a 13,8 kV, Conductor Arvidal 4/0, Disposición Horizontal (6 km).

Adicionalmente la construcción de 0,3 km. de una Línea Doble Terna en Suspensión a 13,8 kV, con conductor arvidal 4/0, en disposición horizontal.

•S/E Jobo Mocho

Nivel de tensión: 115/34,5 kV.

Tipo de subestación: Nodal III.

Conformada por:

- 2 Salidas de líneas 115 kV.
- 4 Salidas de líneas 34,5 kV.
- 1 Transformador de potencia 115/34,5 kV de 36MVA.
- 36 MVA Capacidad.

Obras de distribución.

Línea Simple Terna Suspensión a 34,5 kV, Conductor Arvidal 4/0, Disposición Horizontal (34 km).

Adecuación de Líneas a 34,5 kV (10 km).

•S/E San Jaime

Nivel de tensión: 115/13,8 kV.

Tipo de subestación: Nodal III.

Conformada por:

- 2 Salidas de líneas 115 kV.
- 6 Salidas de líneas 13,8 kV.
- 2 Transformadores de potencia 115/13,8 kV de 36 MVA.
- 72 MVA Capacidad.

Obras de distribución.

Línea Doble Terna Suspensión a 13,8 kV, Conductor Arvidal 394, Disposición Horizontal (7 km).

Línea Simple Terna Suspensión a 13,8 kV, Conductor Arvidal 4/0, Disposición Horizontal (3 km).

Adicionalmente la construcción de 14,7 km. de una Línea Simple Terna en Suspensión a 13,8 kV, con conductor arvidal 394, en disposición horizontal.

•S/E Temblador Pueblo

Nivel de tensión: 115/34,5/13,8 kV.

Tipo de subestación: Nodal III.

Conformada por:

- 2 Salidas de líneas 115 kV.
- 2 Salidas de líneas 34,5 kV.
- 4 Salidas de líneas 13,8 kV.
- 2 Transformadores de potencia, 115/13,8 kV de 36 MVA y otro de 115/34,5 kV de 36MVA.
- 72 MVA Capacidad.

Obras de distribución.

Línea Doble Terna Suspensión a 13,8 kV, Conductor Arvidal 394, Disposición Horizontal (5 km).

Línea Simple Terna Suspensión a 13,8 kV, Conductor Arvidal 4/0, Disposición Horizontal (2 km).

Adicionalmente la construcción de 0,9 km. de una Línea Simple Terna en Suspensión a 34,5 kV, con conductor arvidal 4/0, en disposición horizontal. Además la construcción de 1,2 km. de una Línea Doble Terna en Suspensión a 34,5 kV, con conductor arvidal 4/0, en disposición horizontal.

• **S/E Tucupita Nueva**

Nivel de tensión: 115/34,5/13,8 kV.

Tipo de subestación: Nodal III.

Conformada por:

- 3 Salidas de líneas 115 kV.
- 2 Salidas de líneas 34,5 kV.
- 2 Salidas de líneas 13,8 kV.
- 3 Transformadores de potencia, 2 de 115/34,5 kV de 36MVA y 1 de 115/13,8 kV de 36 MVA.
- 108 MVA Capacidad.

Obras de distribución.

Línea Doble Terna Suspensión a 13,8 kV, Conductor Arvidal 394, Disposición Horizontal (4 km).

Línea Simple Terna Suspensión a 13,8 kV, Conductor Arvidal 4/0, Disposición Horizontal (5 km).

Ampliación y Mejoras S/E Mánamo 34,5/13,8 kV. 1X10 MVA (1,0 SG).

Se adiciona la construcción de 6,7 km. de una Línea Simple Terna en Suspensión a 34,5 kV, con conductor arvidal 4/0, en disposición horizontal.

Tabla 3. 6 Datos Subestaciones Elecnor.

S/E	Tipo	Salidas			Transformación		Capacidad Total (MVA)
		115kV	34,5kV	13,8kV	115/34,5kV	115/13,8kV	
Cementera	Nodal III	2	4	0	2 a 36 MVA	0	72
Barrancas	Nodal 115 TD	4	4	0	1 a 36 MVA	0	36
El Parque	Nodal III	2	0	8	0	2 a 36 MVA	72
Jobo Mocho	Nodal III	2	4	0	1 a 36 MVA	0	36
San Jaime	Nodal III	2	0	6	0	2 a 36 MVA	72
Temblador Pueblo	Nodal III	2	2	4	1 a 36 MVA	1 a 36 MVA	72
Tucupita Nueva	Nodal III	3	2	2	2 a 36 MVA	1 a 36 MVA	108
							$\Sigma = 468$

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

3.2.2.2 Transmisión

Tabla 3. 7 Nuevo Sistema de Transmisión.

Línea	Tensión (kV)	Tipo	Calibre	Longitud (km)
Barrancas-Tucupita	115	ACAR	500	52
Desvio El Indio-La Paz hacia El Parque	115	ACAR	500	9
Desvio El Indio-Temblador hacia San Jaime	115	ACAR	500	9
Jusepín-Cementera	115	ACAR	500	32
Jusepín-Jobo Mocho	115	ACAR	500	42
Palital-Barrancas	115	ACAR	500	99
San Jaime - Temblador	115	ACAR	500	100
Temblador-Temblador Pueblo	115	ACAR	500	20
				$\Sigma = 363$

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

3.2.2.3 Trabajos en Subestaciones

- S/E El Indio: suministro de siete (07) trampas de onda, tres (03) condensadores de acoplamiento, reubicación de una (01) trampa de onda de la San Jaime y dos (02) trampas de onda de la Juana La Avanzadora. Obra civil para ubicar los condensadores de acoplamiento, suministrar estructura metálica. También incluye cinco (05) armarios de protección con protección principal y secundaria de distancia para cada una de las líneas involucradas (San Jaime, El Parque, Temblador en 115 kV y Juana La Avanzadora, Casanay en 230 kV). Equipos de onda portadora digital, centralita telefónica y teleprotecciones (6 órdenes para 230 kV y 4 órdenes para 115 kV).

- S/E La Paz: suministro de dos (02) trampas de onda, un (01) condensador de acoplamiento, obra civil para ubicar el condensador de acoplamiento, suministrar estructura metálica. También incluye un (01) armario de protección con protección principal y secundaria de distancia para la línea involucrada (El Parque en 115 kV). Equipos de onda portadora digital, centralita telefónica y teleprotecciones (4 órdenes para 115 kV).

- S/E Temblador: suministro de tres (03) trampas de onda, tres (03) condensadores de acoplamiento, reubicación de una (01) trampa de onda de la San Jaime y dos (02) trampas de onda de Temblador Pueblo. Obra civil para ubicar los condensadores de acoplamiento, suministrar estructura metálica. También incluye tres (03) armarios de protección con protección principal y secundaria de distancia para cada una de las líneas involucradas (San Jaime, Tucupita El Indio en 115 kV). En dos (02) armarios existentes se cambian protección principal de distancia por protección diferencial de línea (2 líneas Temblador Pueblo). Equipos de onda portadora digital, centralita telefónica, equipo óptico digital y teleprotecciones (4 órdenes para 115 kV).

- S/E Veladero: se toman cuatro (04) trampas de onda de la S/E Jobo Mocho y se instalan en la S/E Veladero para bloquear el paso de la señal de onda portadora.

- S/E Maturín: incluye dos (02) armarios de protección con protección principal diferencial y protección secundaria de distancia para cada una de las líneas involucradas (2 líneas Juana La Avanzadora en 115 kV). Equipo óptico digital y Teleprotecciones (4 órdenes para 115 kV).

- S/E Quiriquire: incluye dos (02) armarios de protección con protección principal diferencial y protección secundaria de distancia para cada una de las líneas involucradas (Juana La Avanzadora y Boulevard en 115 kV). Equipo óptico digital y teleprotecciones (4 órdenes para 115 kV).

- S/E Boulevard: incluye dos (02) armarios de protección con protección principal diferencial y protección secundaria de distancia para cada una de las líneas involucradas (Juana La Avanzadora y Quiriquire en 115 kV). Equipo óptico digital y teleprotecciones (4 órdenes para 115 kV).

- Equipamiento de cuatro (04) equipos ópticos digitales con switch GBE (Jobo Mocho, Jusepín, Temblador Pueblo, Juana La Avanzadora), seis (06) multiplexor de acceso (Jobo Mocho, 2 en Jusepín, Temblador Pueblo y 2 en Juana La Avanzadora).

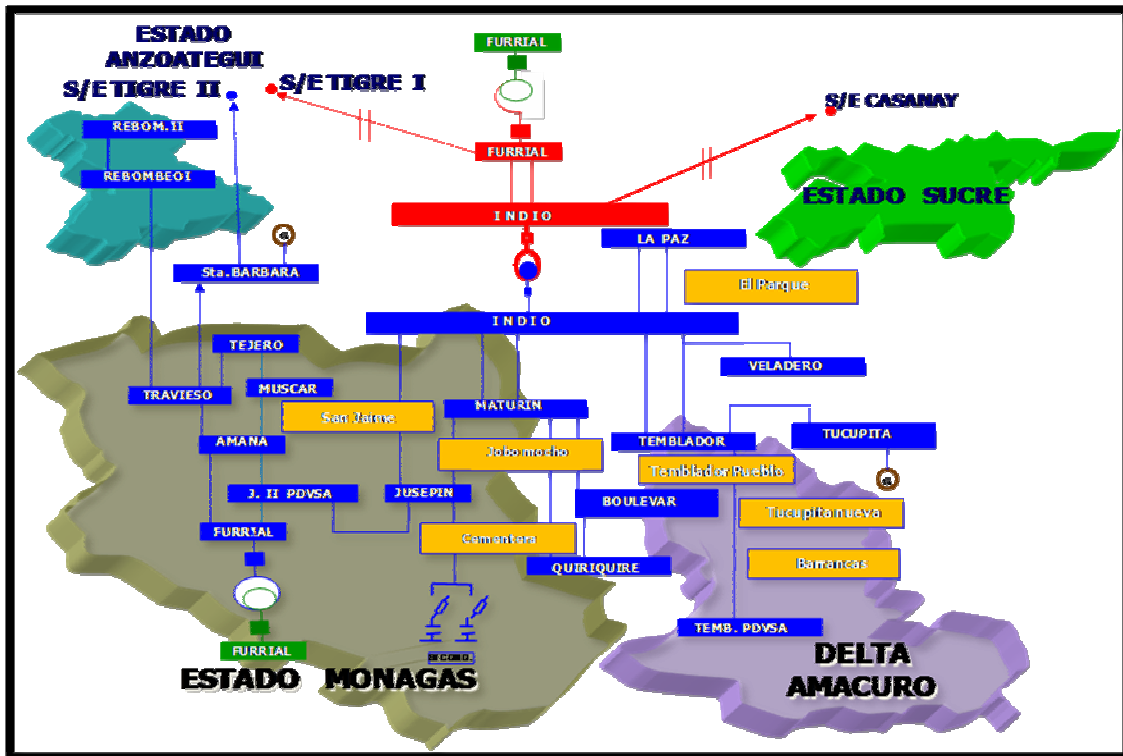


Figura 3. 3 Región 2 de Cadafe con la Incorporación de las Nuevas Subestaciones.
Fuente: Luis Romero Mocharrafiich.

3.3. Determinación las Demandas Máximas del Sistema Eléctrico para la Condición Actual

3.3.1 Demanda Máxima de Potencia

La demanda máxima de potencia requerida del sistema eléctrico nacional (SEN) de Venezuela del mes de Abril 2009 fue de 16.749 MW, creciendo 3,86% con respecto al mismo periodo del año anterior. Este valor de la demanda máxima es un máximo histórico siendo 2,43% superior al anterior máximo histórico. El máximo de potencia requerida acumulada en el año 2009 es de 16.749 MW siendo 3,86% superior al acumulado en 2008.

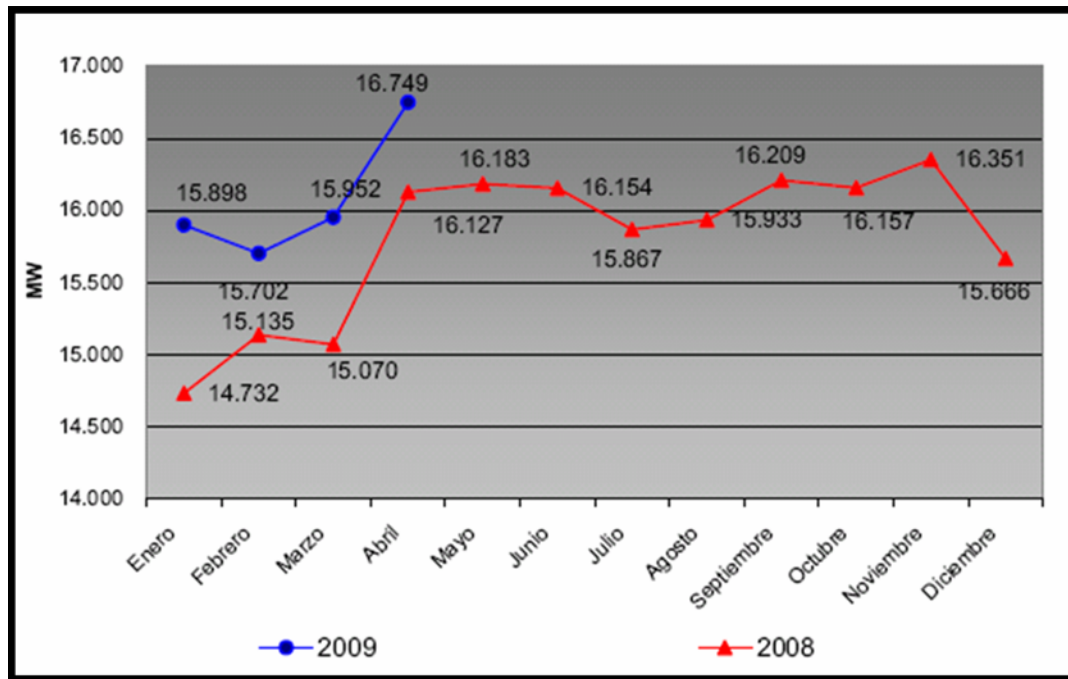


Figura 3. 4 Demanda Máxima de Potencia SEN.

Fuente: Opsis [13].

La demanda máxima de potencia requerida de Cadafé en abril fue 7.046 MW, creciendo con respecto al mismo periodo del año anterior 7,49% siendo este el nuevo valor máximo histórico de Cadafé, superando al anterior en 3,34%, el máximo de potencia acumulada en el 2009 es de 7.046 MW siendo este superior en 7,49% al acumulado en el 2008.

Cadafé Oriente para el mes de abril 2009 fue de 2.023 MW, creciendo con respecto al mismo periodo del año anterior 2,33%, el máximo de potencia requerida acumulada en el año 2009 es de 2.023 MW superando en 2,33% al acumulado en el 2008.

3.3.2 Demanda de Energía Consumida

La energía consumida del SEN durante abril 2009 fue de 10.011,4 GWh. La energía acumulada del SEN en el 2009 es de 38.559,1 Gwh creciendo 3,56% con respecto al mismo periodo del año 2008.

La energía consumida por Cadafé durante abril 2009 fue de 4.108,1 GWh. La energía consumida acumulada en el 2009 es de 9,35% superior a la acumulada durante el año pasado. La energía neta generada por Cadafé durante este mes de abril 2009 fue de 1.076,8% GWh, y la energía neta acumulada creció en un 66,62% con respecto a la acumulada durante el año pasado.

3.3.3 Condición Actual del Sistema Eléctrico de Potencia de Monagas-Delta Amacuro

Con la información de los parámetros del sistema eléctrico de los estados Monagas y Delta Amacuro se procedió a considerar cual fue el día de máxima demanda durante el mes de abril, para esto no se tomaron en cuenta los fines de semanas ya que representan muy bajo factor de demanda, con excepción del día lunes 01, que se originó una falla en el sistema por lo cual no se considera para cotejar el correspondiente día, observando el comportamiento de las demandas se precederá a elegir el día de máxima demanda para ser considerado como el caso base o actual del sistema.

Se especificaran los días que llegaron a tener una demanda mayor 450 MW, se observo que el día de máxima demanda se produjo el martes 28 de abril del 2009 a las 19:00, llegando a 456 MW.

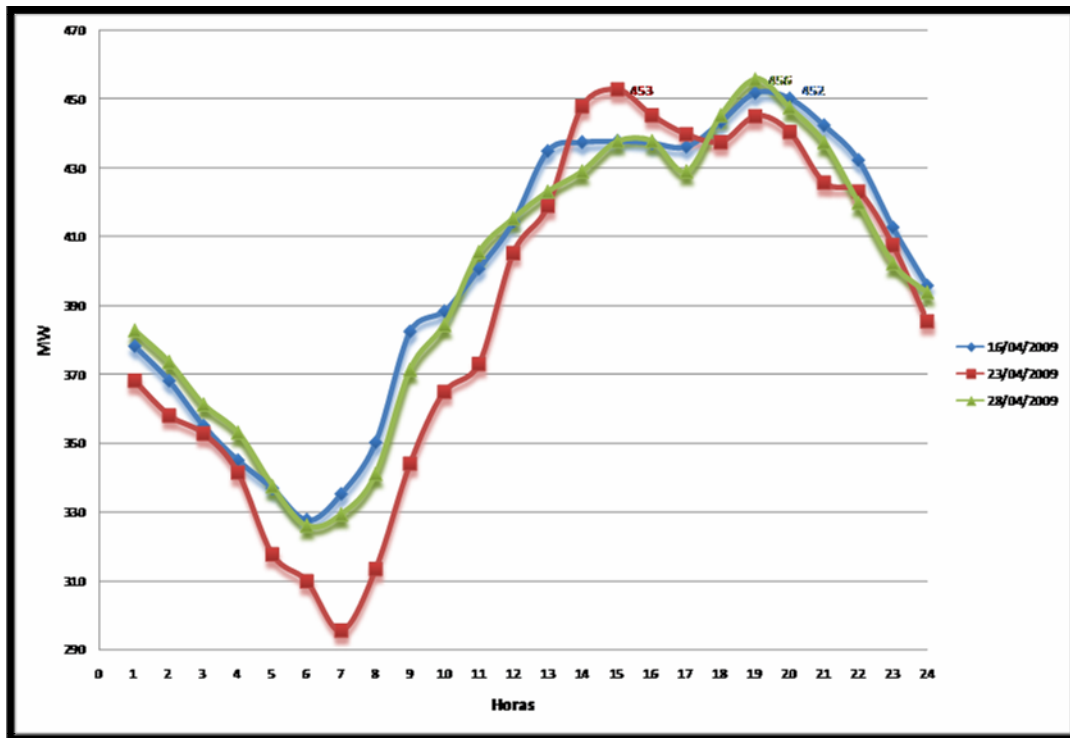


Figura 3. 5 Demandas Máximas Monagas – Delta Amacuro Abril 2009.

Fuente: Luis Romero Mocharrafiich.

En la siguiente gráfica se observa cómo crece la demanda en horas de la tarde, ya que representa para ese instante dado, la máxima coincidencia de cargas eléctricas (motores, compresores, iluminación, equipo de refrigeración, etc.) operando al mismo tiempo.

Durante el día de máxima demanda a las 19:00 se obtuvo los siguientes valores de demandas por subestaciones figura 3.5, utilizando la ecuación 2.1 se representara las cargas asociadas a las subestaciones a nivel de 115 KV en la condición más críticas del sistema eléctrico actual.

Ejemplo:

Carga de la subestación El Indio utilizando la ecuación 2.1

Donde:

$$I_{34,5} = 894 \text{ amp}$$

$$I_{13,8} = 2365 \text{ amp}$$

$$\cos \theta = 0.925$$

$$P_{34,5} = 0,05 \cdot I_{34,5}$$

$$P_{13,8} = 0,02 \cdot I_{13,8}$$

$$P_{\text{Indio}} = P_{34,5} + P_{13,8} = 92 \text{ Mw}$$

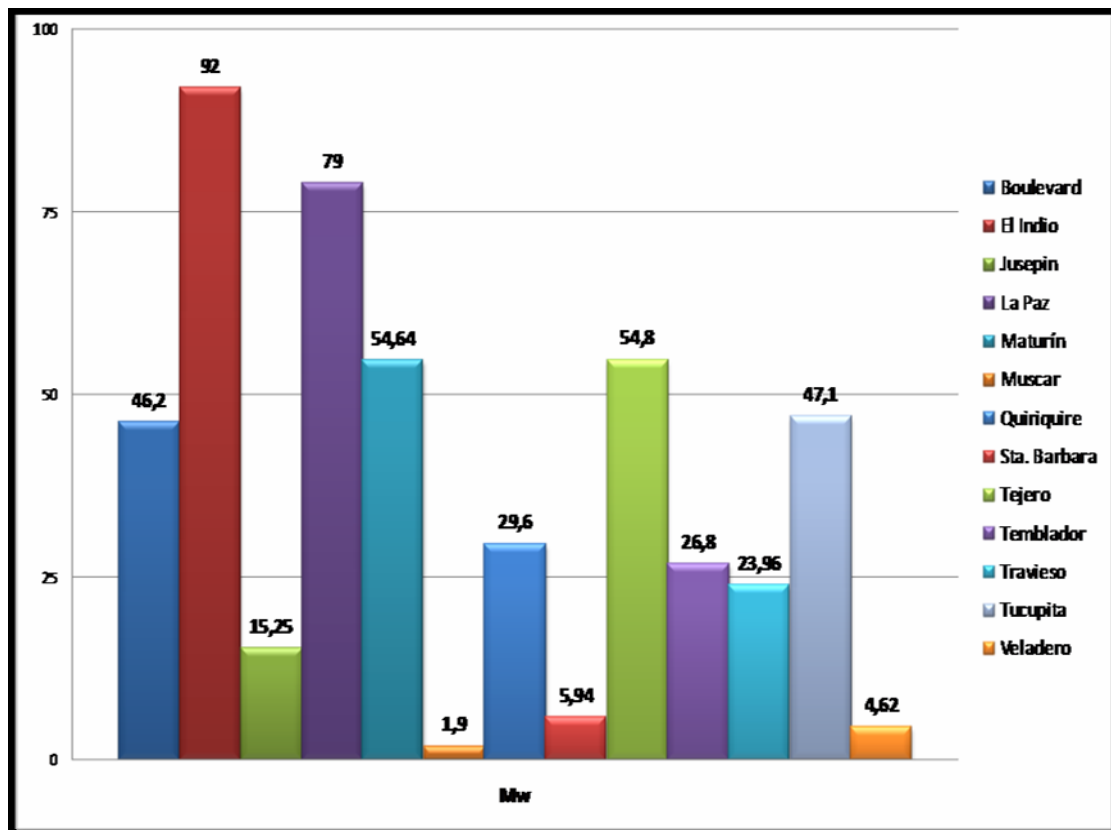


Figura 3. 6 Cargas Máximas Monagas – Delta Amacuro.

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

3.4. Modelo de los Escenarios Actuales y Futuros Mediante el Simulador Digsilent Power Factory

Luego de realizar los análisis y comparaciones respectivas de las variables operacionales, condiciones del sistema y de evaluar su funcionamiento, siguiendo en el orden de ideas se modelaran los escenarios en los cuales nos permitan crear los casos más cercanos a la realidad, ya que los parámetros de estos, fueron tomados detalladamente y técnicamente de la red existente.

La empresa Cadafe cuenta con normativas necesarias para prestar un servicio eléctrico integral, de calidad, técnicamente confiable, las cuales se describen a continuación.

3.4.1 Criterios Técnicos

Para el análisis del régimen permanente se considera los siguientes criterios de operación, basados en normas Cadafe, Covenin, IEEE etc.

En condiciones normales no se permitirá la operación de ningún elemento por encima de sus capacidades nominales, ya sea por capacidad térmica del conductor o por limitación de los transformadores de corrientes.

3.4.1.1 Perfiles de Voltaje

Los equipos y componentes del sistema serán ordenados de acuerdo a su nivel de tensión nominal y por colores, tomando el nivel de 400 kV en verde, el de 230 kV en rojo, el de 115 kV en azul, 34,5 kV en amarillo y el de 13,8 kV en marrón. Los transformadores serán ubicados tomando su nivel de tensión más alto. Según normativa interna de CADAPE.

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 tres decimales por exceso.

3.4.1.2 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 tres decimales por exceso.

En todo momento las estrategias correctivas se seleccionarán, dejando el racionamiento de carga como última alternativa y en caso de ser necesario se buscará el mínimo racionamiento.

3.4.1.3 Condiciones de Falla

Solo se simularán salidas de un elemento del sistema a la vez (criterio N-1), tomando en cuenta líneas, transformadores y unidades de generación.

No se permite sobrecarga en transformadores y líneas mayores del 20% de capacidad nominal.

Se permite una variación de tensión en subestaciones entre 0,92 y 1,07 p.u.

Ante contingencias simples de alguno de los elementos del sistema, las tensiones en todas las barras del sistema deben ser mayores o iguales al 95% de la tensión nominal en carga máxima.

Se considerarán sobrecargados aquellos equipos cuya carga sobrepase el 110% 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 tres 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 tres decimales por exceso.

3.4.1.4 Factor de Potencia

El valor del factor de potencia viene determinado por el tipo de cargas conectadas en una instalación, de acuerdo con su definición, es adimensional, por lo tanto ya que depende directamente del consumidor, este valor no siempre es constante por lo tanto la empresa considera un valor estadístico.

$$Fp = 0,925$$

3.4.1.5 Estudio de Cortocircuito

Con el estudio de cortocircuito se busca conocer la máxima corriente que los dispositivos de protección pueden interrumpir sin que sufran esfuerzos térmicos o mecánicos que ocasionen su ruptura. VER ANEXO A

$$Ik_{max} = 40 \text{ kA}$$

3.4.2 Escenario Actual

Para la evaluación de este escenario, se utilizó la herramienta computacional Digsilent Power Factory, ya que es un programa especializado en el campo de la electricidad y de los sistemas de potencia, tanto para la generación, transmisión y distribución, presenta veracidad en las operaciones y cálculos rutinarios de un sistema eléctrico de potencia, como los son los análisis de flujo de carga, análisis de corto circuitos, cálculos de protecciones, etc.

El escenario actual está compuesto por todas las subestaciones descritas en la tabla 3.1 y las líneas de transmisión que integran la tabla 3.3, con respecto a la demanda se decidió tomar un caso de máxima carga ya que nos permite analizar la red y tomar acciones, en los momentos más críticos que presente el sistema, para esto se utilizó el procedimiento que define la sección 3.4.3, donde se obtuvieron las cargas máximas que muestra la figura 3.5.

Las cargas fueron tomadas como generales, es decir no se especificó el sistema de distribución si no que se generalizó la carga a nivel de transmisión únicamente, por consecuente las cargas van a estar conectadas directamente a las barras de 115 kV del sistema.

Los "taps", derivación en español, no son más que derivaciones de alguno de los bobinados del transformador, a veces para cambiar el voltaje de entrada, o para escoger distintos voltajes de salida en el secundario, o para variar la impedancia de carga. Los taps de los autotransformadores 1, 2 y 3 de la subestación El Indio se encuentran en su máxima posición (posición 16).

Se tomaron en cuenta las subestaciones de PDVSA que presentan interconexión con la empresa CADAFE, ya que representa una carga considerable en el sistema,

entre estas subestaciones se encuentran: Amana, Temblador PDVSA y Jusepín II PDVSA.

La leyenda usada por el simulador nos permite diferenciar los criterios ya establecidos con anterioridad.

Verificar Dispositivos			
Límite Inferior de Tensión Permitido	0.95	p.u.	■ 7
Límite Superior de Tensión Permitido	1.05	p.u.	■ 4
Máx. Nivel de Carga de los Elementos Frontera	80.	%	■ 2

Figura 3. 7 Criterios Técnicos en Colores.

Fuente: Digilent Power Factory.

Los datos arrojados por el simulador serán presentados en el siguiente capítulo, en donde se procederá a evaluar todas sus variables de operación realizando los análisis de flujos de carga y estudios de corto circuito.

3.4.3 Escenario Futuro

El sistema eléctrico de los estados Monagas y Delta Amacuro cuenta con la incorporación de las subestaciones y líneas contempladas en el proyecto “obras de infraestructura eléctrica requeridas por el sistema de transmisión y distribución de los estados Monagas y Delta Amacuro”, suscrito con la empresa ELEC NOR S. A., este proyecto será previamente evaluado de manera operacional, su funcionalidad, ya que nos permitirá realizar un análisis de su beneficio a la red existente.

Las nuevas condiciones están descritas en la sección 3.2.2, donde se presentan las nuevas subestaciones y líneas de transmisión necesarias para ser interconectadas con la red ya existente. Serán agregadas al caso base actual ya simulada, pero será

necesario especificar nuevamente las máximas cargas que presentan, así como también las redistribuciones de cargas que se realizaron con la puesta en servicio de las nuevas subestaciones.

Actualizando las cargas iremos al mes de Agosto del año 2009, donde se realizó el mismo procedimiento descrito en la sección 3.3.3. Para este mes se representaron los días mayores a 450 MW, donde los seleccionados fueron los días 17 y 24, dando como mayor demanda el día 24 llegando a 459 MW a las 20:00 horas.

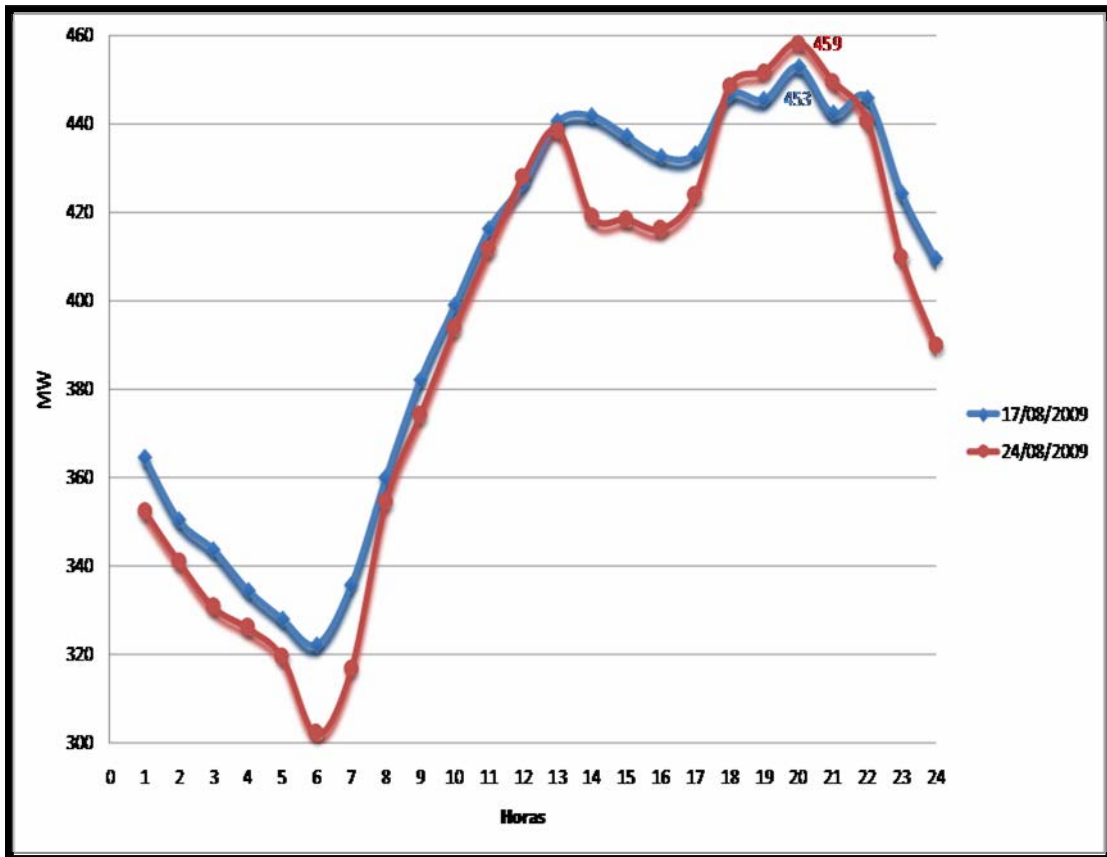


Figura 3. 8 Demandas Máximas Agosto 2009.

Fuente: Luis Romero Mocharrachich.

Una vez ya seleccionado el día de máxima demanda y hora, se procede a realizar el cálculo de máxima carga que representa cada subestación al sistema eléctrico para la condición futura que incorpora las subestaciones y líneas de transmisión para el mes de Agosto del 2009.

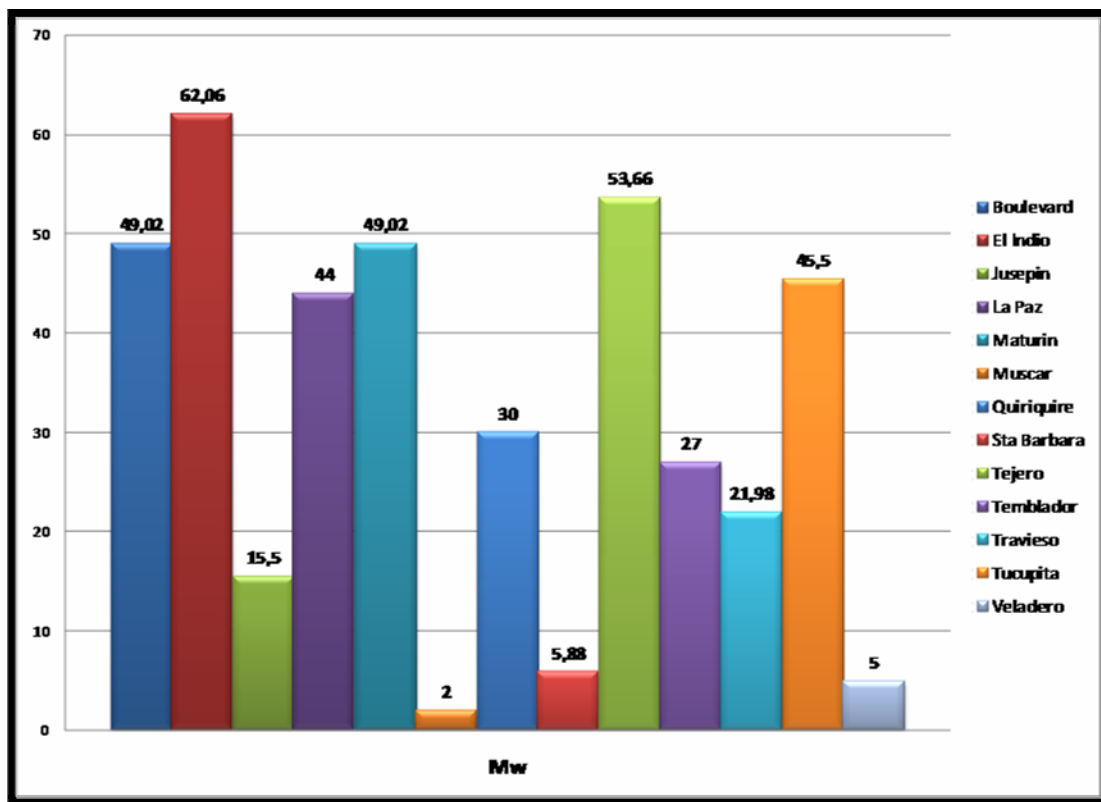


Figura 3. 9 Cargas Máximas Agosto 2009.

Fuente: Luis Romero Mocharrafiich.

Para este escenario se incorporaran las subestaciones Elecnor, con una carga inicial poco considerable ya que servirán de alivio para las subestaciones ya existente y a medida de la evolución de la demanda en el sistema se irán adaptando la carga a estas subestaciones, a continuación se representaran la carga inicial en la siguiente figura.

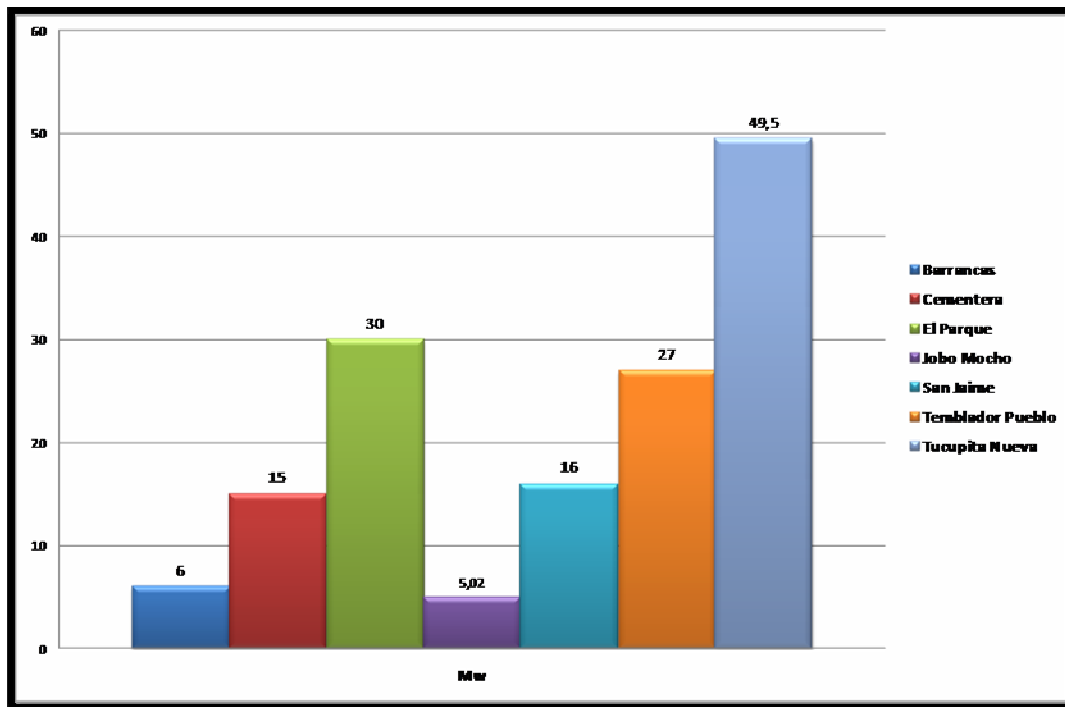


Figura 3. 10 Cargas Elecnor Agosto 2009.

Fuente: Luis Romero Mocharrach.

3.5. Calculo de las Condiciones de Cortocircuitos y Flujos de Carga para Ambas Topologías Mediante el Simulador Digsilent Power Factory

Durante la simulación de las topologías, se procederá a realizar los cálculos de flujos de carga y corto circuito respectivamente, ya que permitirá visualizar el aprovechamiento que presenta el sistema eléctrico de los estados Monagas y delta Amacuro con las incorporaciones de la nueva infraestructura proyecta, con estos resultados analizaremos de manera práctica los principales factores que describen un buen servicio eléctrico continuo y estable.

3.6. Análisis las Contingencias de la Nueva Infraestructura Proponiendo Acciones Correctivas

Ya que el sistema eléctrico está expuesto a fallas tanto eléctricas como a errores humanos, se pretende realizar un análisis de las contingencias más críticas que presente el sistema en caso de ocurrir alguna de esta fallas, donde sin una buena acción correctiva o una mala maniobra puede perjudicar mucho mas el sistema eléctrico, teniendo como consecuencia, caos en la sociedad, muchas horas sin servicio eléctrico, poniendo en riesgo el buen funcionamiento en los equipos. Las acciones correctivas darán los pasos a seguir o las acciones a tomar en caso de que se presente alguna contingencia, para así tratar de reponer el servicio eléctrico lo antes posible.

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Discusión de Resultados

4.1.1 Información Sobre la Topología de la Red Actual y Futura

Fue necesario recopilar toda la información sobre las topologías, la descripción de la red troncal de transmisión, subestaciones y elementos presentes en el sistema eléctrico los estados Monagas y Delta Amacuro, para lograr crear así los escenarios que permitan evaluar las situaciones planteadas.

Todos los datos están descritos en la sección 3.2, donde se describe ambas topologías para cada condición, para luego poder comparar los resultados y poder llegar a una evaluación operativa.

4.1.2 Demandas Máximas del Sistema Eléctrico para la Condición Actual

Una vez identificados cada uno de los equipos asociados al sistema de potencia y con la ayuda de las lecturas diarias emitidas por las subestaciones que componen el sistema eléctrico, se realizó el cálculo de las demandas de la condición actual para una condición de máxima carga o máxima demanda, como lo especifica el procedimiento descrito en la sección 3.3, en la cual se presentan las curvas de máximas demandas, especificando la hora y día de la máxima carga del sistema, el resultado fue el día martes 28 de abril del 2009 a las 19:00.

El sistema eléctrico actual de los estados Monagas y Delta Amacuro presenta la carga principal conectada a la subestación El Indio, que opera a un nivel de tensión de 230 kV con una capacidad instalada de 300 MVA y es alimentada por una doble terna desde la subestación Furrial, la cual es servida por EDELCA a nivel de 400kV.

4.1.3 Escenarios Actuales y Futuros Mediante el Simulador DIGSILENT POWER FACTORY

4.1.3.1 Escenario actual

La simulación de este escenario está presente en el anexo b.

Donde se puede observar que la mayoría de las barras de las subestaciones se encuentran violando los criterios técnicos de niveles de tensión, dos de los tres autotransformadores de la subestación El Indio 230/115 kV se encuentran cargados en un 82 %, así como también la interconexión entre Muscar-Amana en un 110%. Las tensiones más críticas del sistema se encuentran en las subestaciones Tucupita con nivel de tensión de 90 kV y Temblador con 100 kV, siendo estas subestaciones de tensión nominal 115 kV.

La subestación El Indio presenta niveles de tensión mínimas para el mes de Abril 2009, día de máxima demanda, que están violando los criterios, que establecen un máximo de variación de tensión de 5% por encima y por debajo de la nominal. Esta situación provoca bajo perfil de tensiones en toda la carga asociada a El Indio, lo que trae como consecuencia una mala calidad del servicio eléctrico y racionamientos diarios.

4.1.3.2 Escenario Futuro

En el escenario futuro con la incorporación de las nuevas subestaciones, las cargas presentes en la subestaciones actuales fueron absorbidas parcialmente por estas, lo cual permitirá al sistema ser más robusto y soportar contingencias simples ya que permite tanto a las líneas como equipos tener un margen más amplio de operación, por lo general cuando se presentan estos caso de absorción de carga se denota como redistribución de la carga, lo cual lo describe la siguiente gráfica.

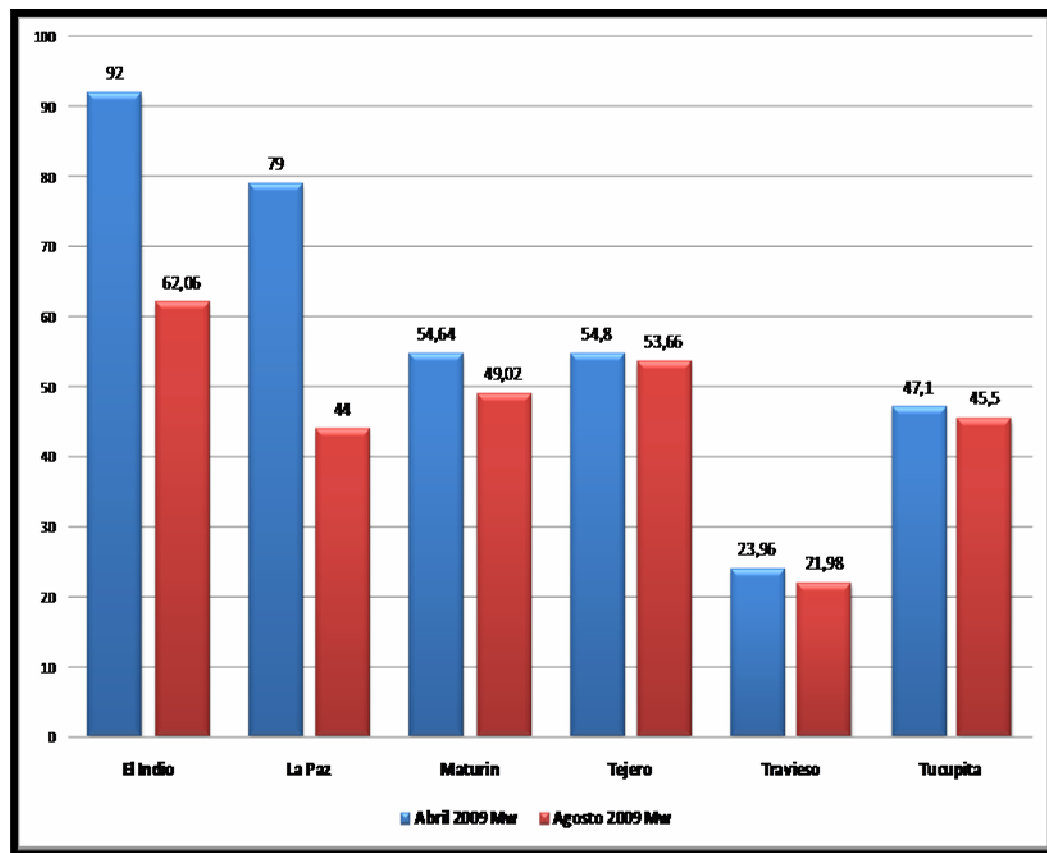


Figura 4. 1 Redistribución de Carga.

Fuente: Luis Romero Mocharrafiich.

Describiendo la condición futura observamos el alivio de los autotransformadores de la subestación El Indio de un 82% a un 77%.

La carga de la subestación Temblador, fue absorbida en su totalidad por la subestación Temblador Pueblo, que actualmente está como subestación de paso y se están efectuando trabajos de ampliación.

Se mejoró considerablemente las tensiones en el sistema por ejemplo en las subestaciones Tucupita de 90 kV a 105 kV, Temblador de 101 kV a 103 kV y entre las más notables. A pesar de esto todavía se encuentran violando los criterios técnicos establecidos por Cadafe.

Se incorporo en el T-OFF de El Indio - Veladero la subestación San Jaime, alimentado desde El Indio, se observa que tenemos como fuentes principales del sistema la subestación Palital (Edelca), El Indio y Amana (PDVSA).

4.1.4 Condiciones de Flujos de Carga y Corto Circuitos para Ambas Topologías Mediante el Simulador DIGSILENT POWER FACTORY.

Todas las condiciones a continuación son los resultados arrojados por el simulador, que una vez calibrados detalladamente serán tomados como reales ya que presentan una gran similitud con las condiciones reales.

4.1.4.1 Topología Actual

- **Flujo de carga**

Comprende el análisis de la topología actual del sistema (Abril 2009), donde presentan niveles de tensión, porcentajes de cargas tanto de líneas como la de los autotransformadores de la subestación El Indio.

Tabla 4. 1 Niveles de Tensiones Actuales.

Subestaciones	L-L Volt.Nom. (kV)	UI, Magnitud (kV)	u, Magnitud (p.u)
Muscar 115	115,000	110,011	0,957
Santa Bárbara 115	115,000	109,993	0,956
Travieso 115	115,000	109,587	0,953
Tejero 115	115,000	109,039	0,948
Jusepín 115	115,000	108,435	0,943
El Indio 115	115,000	105,619	0,918
Veladero 115	115,000	104,640	0,910
Maturín 115	115,000	104,084	0,905
La Paz 115	115,000	104,019	0,905
Boulevard 115	115,000	102,184	0,889
Quiriquire 115	115,000	102,088	0,888
Temblador A 115	115,000	101,805	0,885
Tucupita 115	115,000	90,815	0,790

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

Se encuentran condiciones críticas que sobrepasan los límites de los parámetros que determinan la estabilidad del sistema eléctrico, lo cual es muy delicado ya que esta condición trae como consecuencia que los equipos operen en un máximo desempeño reduciendo su vida útil, y haciendo imposible operaciones de maniobras en presencia de una contingencia tanto simple como extrema.

Comparando la tensión nominal con las presentes en cada subestaciones, observamos como existen tales condiciones que violan todos los criterios establecidos anteriormente.

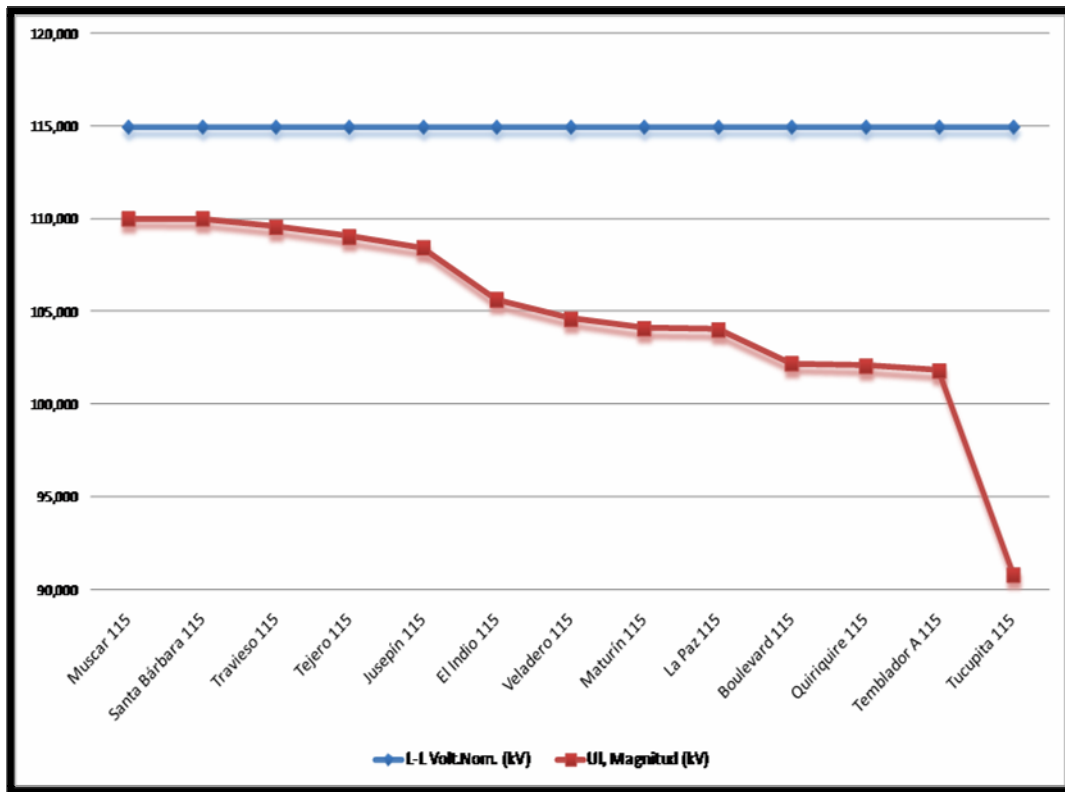


Figura 4. 2 Perfiles de tensión actuales.

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

Partiendo de la subestación Tejero hasta la subestación Tucupita se encuentran por debajo de los criterios de tensión normados por la empresa.

Las cargas de las subestaciones son generalizadas en las barras de 115 kV sin especificar el sistema de distribución, solo se calcularon la potencia activa de acuerdo a las corrientes de los transformadores como se describió en la sección 3.3, ahora el simulador arroja la potencia reactiva que representa esta carga para el sistema lo cual es muy importante para poder estudiar más a detalle o de ser necesario para implementar algún sistema de compensación.

Tabla 4. 2 Cargas del Sistema Actual.

Subestaciones	Carga General, Potencia Activa (MW)	Carga General, Potencia Reactiva (Mvar)
Boulevard 115	46,200	18,978
El Indio 115	92,000	37,791
Jusepín 115	15,280	6,277
La Paz 115	74,000	30,397
Maturín 115	59,000	21,414
Muscar 115	1,900	0,780
Quiriquire 115	29,600	12,159
Santa Bárbara 115	5,940	2,440
Tejero 115	54,800	22,510
Temblador A 115	26,800	11,009
Travieso 115	23,960	9,842
Tucupita 115	26,000	10,680
Veladero 115	4,620	1,898

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

Se observa que la mayor carga está representada por la subestación El Indio ya que es una subestación de primordial interconexión en el sistema eléctrico de 230 kV y 115 kV, y de allí son alimentadas la mayoría de las subestaciones del sistema.

Las líneas de transmisión del sistemas conformado por Monagas y Delta Amacuro, tienen como características la tabla a continuación donde se observa el sentido del flujo, la corriente por línea, el porcentaje de carga, etc.

Tabla 4. 3 Líneas de Transmisión Actual.

Fuente: Luis Romero Mocharrafiich.

Linea	Potencia Activa Mw	Nivel de Carga	Corriente Nominal	Glibre	Codigo	Corrientes	
		%	kA			75°C	100°C
Anana-Muscar	111.641	117.672	0.500	500	ACAR	577	720
Boulevard- Quiquire	1.529	2.577	0.400	500	ACAR	577	720
El Indo- Jusepín	-35.455	65.279	0.301	350	ACAR	465	551
El Indo- LaPazL1 yL2	74.611	47.746	0.930	500	ACAR	577	720
El Indo- MaturínL1	43.462	56.663	0.465	350	ACAR	465	551
El Indo- MaturínL2	-43.141	56.663	0.465	350	ACAR	465	551
El Indo- TentadorL2	14.535	18.462	0.451	350	ACAR	465	551
El Indo- Tentador	14.534	18.104	0.451	350	ACAR	465	551
Jusepín II FD\SA- Jusepín	91.893	48.865	1.001	226.8	PARTRIDGE	384	485
Jusepín II- Anana	-93.750	32.754	1.600	1024.5	ACAR	884	1104
Maturín- Boulevard	48.135	72.661	0.400	500	ACAR	577	720
Maturín- Jusepín	40.405	74.473	0.301	350	ACAR	465	551
Maturín- Quiquire	23.505	36.697	0.400	500	ACAR	577	720
Muscar- Indo	50.009	62.683	0.422	336.4	MERLIN	443	559
Tejero- Muscar	-59.012	74.470	0.422	350	ACAR	465	551
Tentador- Tucupita	-26.000	52.392	0.316	4/0	PENGUIN	298	376
TentadorFD\SA- Tentador A	29.172	30.180	0.541	500	ACAR	577	720
Traveso- Anana	-36.019	36.077	0.541	500	ACAR	577	720
Traveso- Tejero	-4.176	20.965	0.422	350	ACAR	465	551

La tabla presenta resultados muy importantes para estudiar el sistema de transmisión, como lo son la corriente del conductor, el porcentaje de carga de la línea, y también presenta la potencia que se transporta y la dirección, donde el signo menos “-” indica entrando y el signo positivo “+” saliendo.

La línea Anana-Muscar presenta una sobre carga de 40 %, llegando a 117%, lo que es perjudicial al sistema ya que puede presentar fallas por sobre carga como lo son puntos calientes, caída de la cadena de aisladores, en el caso de llegar al 120% de sobrecarga trae como consecuencias que la línea quede fuera de servicio.

Los autotransformadores del indio son unos de los principales equipos de transformación del sistema de potencia, este equipo a las horas de alta carga puede ser aprovechado por la multiplicidad de tomas para variar el voltaje de alimentación para compensar las apreciables caídas de tensión en los extremos de la línea y así evitar una desconexión de una línea o racionamiento de cierto circuito. Es importante que estos autotransformadores presenten un nivel de carga bajo para poder lograr un funcionamiento adecuado, por esto se presenta la siguiente grafica donde se muestra el porcentaje que presentan para la condición actual.

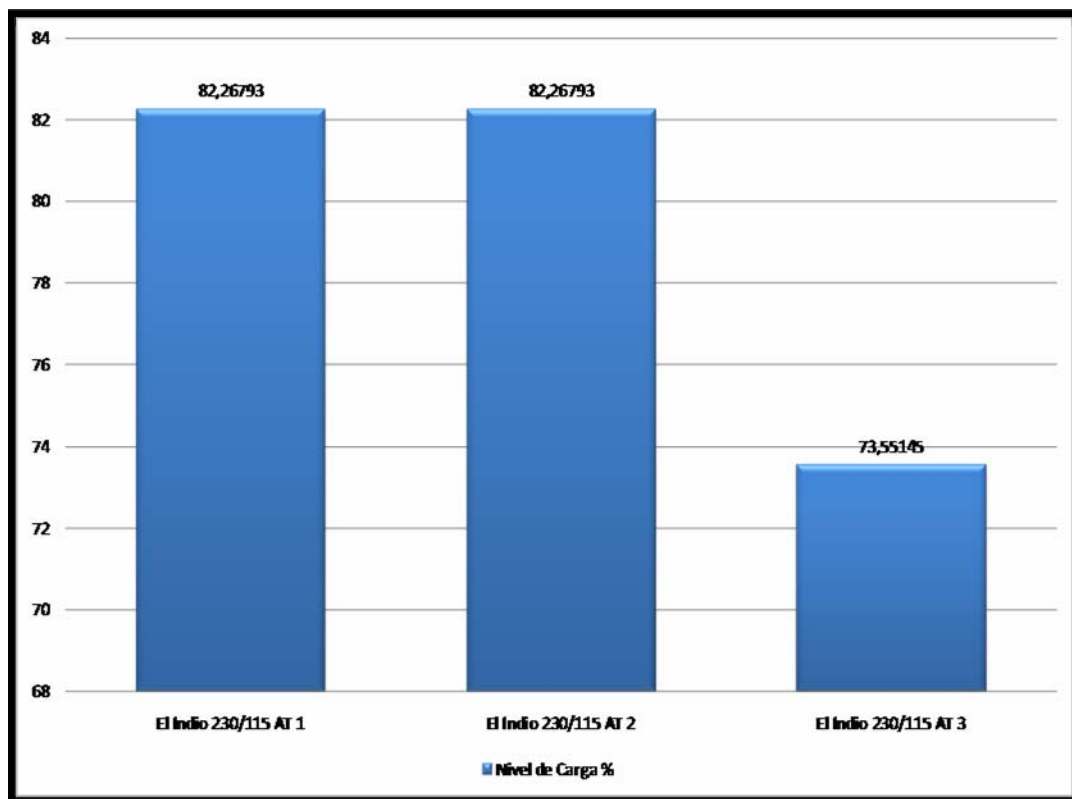


Figura 4. 3 Nivel de Carga (%) Actual en los Autotransformadores de la S/E El Indio.

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

- **Cortocircuitos**

A continuación se presentan los resultados arrojados por el simulador al calcularse las condiciones de cortocircuitos, los corto circuitos estudiados son monofásico, bifásico y trifásico.

Tabla 4. 4 Cortocircuito Monofásico.

Subestaciones	I_k''	I_k'' , Ángulo	S_k''	R_{k0} , $Im(Z_{k0})$	X_{k0} , $Im(Z_{k0})$
	kA	deg	MVA	Ohm	Ohm
Boulevard 115	4,672	-76,481	310,168	6,161	22,357
El Indio 115	14,962	-83,927	993,375	0,307	3,779
Jusepín 115	9,374	-80,140	622,380	2,455	10,473
La Paz 115	6,362	-76,331	422,437	5,135	16,506
Maturín 115	9,669	-79,851	641,947	1,684	8,413
Muscar 115	10,518	-79,043	698,349	2,478	9,534
Quiriquire 115	3,757	-75,923	249,424	8,241	29,051
Santa Bárbara 115	3,173	-75,428	210,696	10,512	36,913
Tejero 115	6,937	-76,348	460,595	4,415	15,571
Temblador A 115	1,695	-71,837	112,526	23,355	68,923
Travieso 115	6,498	-76,621	431,427	4,724	16,958
Tucupita Nueva 115	0,457	-70,625	30,315	74,711	246,799
Veladero 115	5,005	-74,795	332,312	6,177	20,291

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

Tabla 4. 5 Cortocircuito Bifásico.

Subestaciones	Rk0, Im(Zk0)	Xk0, Im(Zk0)
	Ohm	Ohm
Boulevard 115	6,161	22,357
El Indio 115	0,307	3,779
Jusepín 115	2,455	10,473
La Paz 115	5,135	16,506
Maturín 115	1,684	8,413
Muscar 115	2,478	9,534
Quiriquire 115	8,241	29,051
Santa Bárbara 115	10,512	36,913
Tejero 115	4,415	15,571
Temblador A 115	23,355	68,923
Travieso 115	4,724	16,958
Tucupita Nueva 115	74,711	246,799
Veladero 115	6,177	20,291

Fuente: Luis Romero Mocharrafi

Tabla 4. 6 Cortocircuito Trifásico.

Subestaciones	Ik"	Ik", Ángulo	Sk"	ip	Rk, Re(Zk)	Xk, Im(Zk)
	kA	deg	MVA	kA	Ohm	Ohm
Boulevard 115	6,156	-78,149	1226,130	13,503	2,437	11,612
El Indio 115	13,445	-83,290	2678,146	32,947	0,635	5,395
Jusepín 115	11,540	-82,846	2298,661	27,936	0,788	6,279
La Paz 115	8,588	-78,666	1710,533	19,098	1,671	8,339
Maturín 115	10,377	-80,286	2067,036	23,802	1,188	6,937
Muscar 115	13,254	-82,127	2639,990	31,564	0,755	5,458
Quiriquire 115	5,190	-77,641	1033,680	11,267	3,012	13,747
Santa Bárbara 115	4,773	-76,561	950,767	10,146	3,556	14,882
Tejero 115	9,481	-78,312	1888,476	20,883	1,561	7,544
Temblador A 115	2,585	-72,478	514,992	5,135	8,505	26,937
Travieso 115	9,063	-78,627	1805,152	20,084	1,589	7,901
Tucupita 115	0,655	-67,330	130,502	1,204	42,965	102,861
Veladero 115	6,465	-76,336	1287,788	13,752	2,668	10,977

Fuente: Luis Romero Mocharrafi

En ningún momento ninguno de los tres casos de cortocircuitos sobrepasa la corriente de ruptura de los disyuntores asociados al sistema, esta corriente fue establecida con los criterios técnicos de cortocircuito.

4.1.4.2 Topología Futura

- **Flujo de carga**

Comprende el análisis de la topología actual del sistema (Agosto 2009), donde se presentan niveles de tensión, porcentajes de cargas tanto de líneas como la de los autotransformadores de la subestación El Indio.

Tabla 4. 7 Niveles de Tensión Futuros.

Nombre	L-L Volt.Nom.	UI, Magnitud	u, Magnitud
	kV	kV	p.u.
Barrancas 115	115	107.610	0.936
Boulevard 115	115	103.637	0.901
Cementera	115	108.705	0.945
El Indio 115	115	107.137	0.932
El Parque 115	115	105.506	0.917
Jobo Mocho	115	109.105	0.949
Jusepín 115	115	109.251	0.950
La Paz 115	115	105.532	0.918
Maturín 115	115	105.605	0.918
Muscar 115	115	110.825	0.964
Quiriquire 115	115	103.571	0.901
San Jaime 115	115	106.882	0.929
Santa Bárbara 115	115	110.818	0.964
Tejero 115	115	109.859	0.955
Temblador A 115	115	103.079	0.896
Temblador Pueblo 115	115	102.268	0.889
Traveso 115	115	110.439	0.960
Tucupita 115	115	105.426	0.917
Veladero 115	115	107.078	0.931

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

Se mejoran las tensiones del sistema, a pesar de las nuevas incorporaciones hechas al sistema para la condición futura, pero con respecto a los criterios técnicos establecidos existen subestaciones que se encuentran violando esta condición.

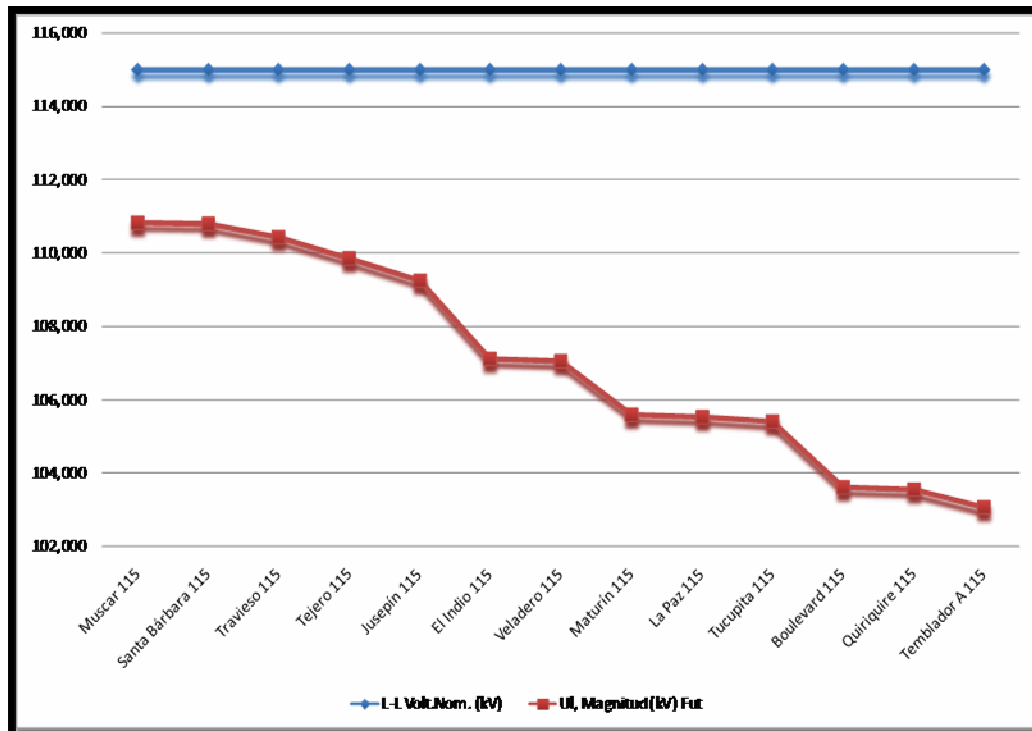


Figura 4. 4 Perfiles de Tensión Futuros.
Fuente: Luis Romero Mocharráwich.

Observando la figura y ordenando en orden descendente, se puede decir que hasta la subestación Jusepín se presentan niveles de tensión aceptables para garantizar la calidad del servicio eléctrico.

Las subestaciones descritas en el proyecto de Elecnor S.A, como mejoras al sistema, se unen a ella con los perfiles de tensión que se muestran a continuación.

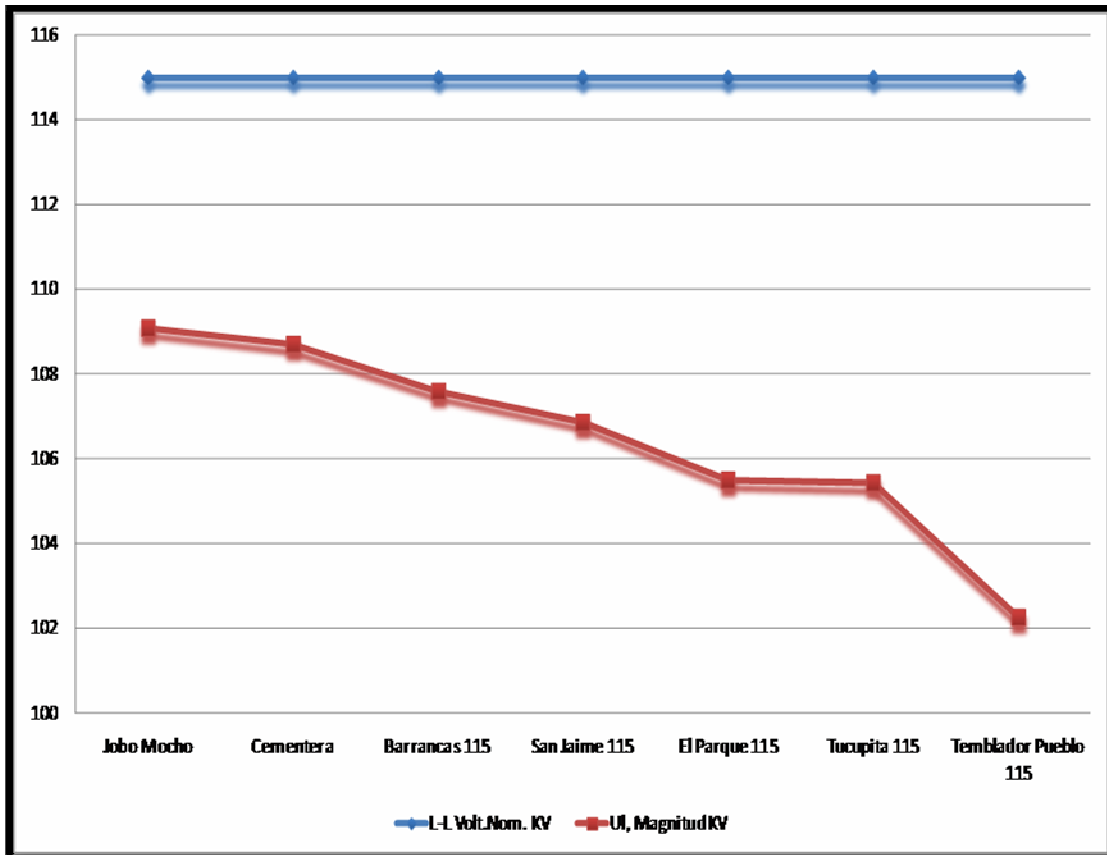


Figura 4. 5 Perfiles de Tensión Elecnor.

Fuente: Luis Romero Mocharráwich.

Todas las subestaciones nuevas incorporadas al sistema presentan niveles de tensión no aceptables por la empresa, o mejor dicho se encuentran incumpliendo los criterios técnicos de la empresa, el mínimo establecido por los criterios de tensión es de 110 kV y ninguna de la subestaciones alcanza esta condición.

Tabla 4. 8 Cargas del Sistema Futuro.

Nombre	Carga General, Potencia Activa (MW)	Carga General, Potencia Reactiva (Mvar)
Barrancas 115	6	2,465
Boulevard 115	49,02	20,136
Cementera	15	6,162
El Indio 115	64,64	26,553
El Parque 115	30	12,323
Jobo Mocho	5,02	2,062
Jusepín 115	15,5	6,367
La Paz 115	44	18,074
Maturín 115	49,02	20,136
Muscar 115	2	0,822
Quiriquire 115	30	12,323
San Jaime 115	16	6,572
Santa Bárbara 115	5,88	2,415
Tejero 115	56,1	23,044
Temblador Pueblo 115	27	11,091
Travieso 115	21,98	9,029
Tucupita 115	49,5	20,333
Veladero 115	5	2,054

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

Las cargas del sistema futuro fueron actualizadas al mes de Agosto como fue descrito anteriormente y cabe acotar nuevamente que las nuevas incorporaciones absorbieron parcialmente la carga de algunas subestaciones.

Tabla 4. 9 Líneas de Transmisión Futuros.

Nombre	Potencia Activa MW	Nivel de Carga	Corriente Nominal	Calibre	Codigo	Corrientes	
		%	kA			75 °C	100 °C
Amana - Muscar	107.707	112.968	0.500	500	ACAR	577	720
Barrancas - Tucupita Nueva L1	25.064	24.382	0.563	500	ACAR	577	720
Barrancas - Tucupita Nueva L2	25.086	24.401	0.563	500	ACAR	577	720
Boulevard - Quiriquire	1.116	1.934	0.400	500	ACAR	577	720
El Indio - El Parque	28.957	30.357	0.563	500	ACAR	577	720
El Indio - Jusepín	-28.629	52.085	0.301	350	ACAR	465	561
El Indio - La Paz	45.564	47.942	0.559	500	ACAR	577	720
El Indio - Maturín L1	42.936	55.825	0.465	350	ACAR	465	561
El Indio - Maturín L2	-42.624	55.825	0.465	350	ACAR	465	561
El Indio - San Jaime	16.033	15.604	0.563	500	ACAR	577	720
El Parque - La Paz	-1.246	1.307	0.563	500	ACAR	577	720
Jusepín - Cementera	-15.000	7.678	1.126	500	ACAR	577	720
Jusepín - Jobo Mocho	-5.020	2.560	1.126	500	ACAR	577	720
Jusepín II PDVSA - Jusepín	99.150	52.557	1.001	226.8	PARTRIDGE	384	485
Jusepín II- Amana	-98.119	33.973	1.600	1024.5	ACAR	884	1104
Maturín - Boulevard	50.575	75.598	0.400	500	ACAR	577	720
Maturín - Jusepín	34.429	63.215	0.301	350	ACAR	465	561
Maturín - Quiriquire	24.326	36.570	0.400	500	ACAR	577	720
Muscar - El Indio	46.051	57.279	0.422	336.4	MERLIN	443	559
Palital - Barrancas L1	28.848	27.138	0.563	500	ACAR	577	720
Palital - Barrancas L2	28.874	27.159	0.563	500	ACAR	577	720
Tejero - Muscar	-58.965	74.181	0.422	1024.5	ACAR	884	1104
Temblador - Tucupita	0.000	8.334	0.316	4/0	PENGUIN	298	376
Temblador Nueva - Temblador Pueblo	27.098	14.649	1.126	500	ACAR	577	720
TembladorPDVSA - Temblador A	24.286	25.663	0.541	500	ACAR	577	720
Traveso - Amana	-35.054	34.002	0.541	500	ACAR	577	720
Traveso - Tejero	-2.829	20.737	0.422	350	ACAR	465	561

Fuente: Luis Romero Mocharrach.

La línea que presenta un nivel de carga por encima de los criterios sigue siendo la línea Amana-Muscar a pesar de ser aliviada en un 5%, lo cual conlleva a un estudio más detallado para determinar cuál es la razón por la que se encuentra operando a tal nivel, también podemos destacar que existen casi líneas que se encuentran cercanas las 80% de carga lo cual iniciaría la condición de sobrecargada, las demás líneas se encuentran operando con nivel de carga estable.

Los autotransformadores de la subestación El Indio fueron aliviados considerablemente, haciendo así la subestación más capaz de soportar contingencias simples y de ser operados manualmente para ajustar sus taps o bien de dejarlo fuera de funcionamiento por un mantenimiento preventivo.

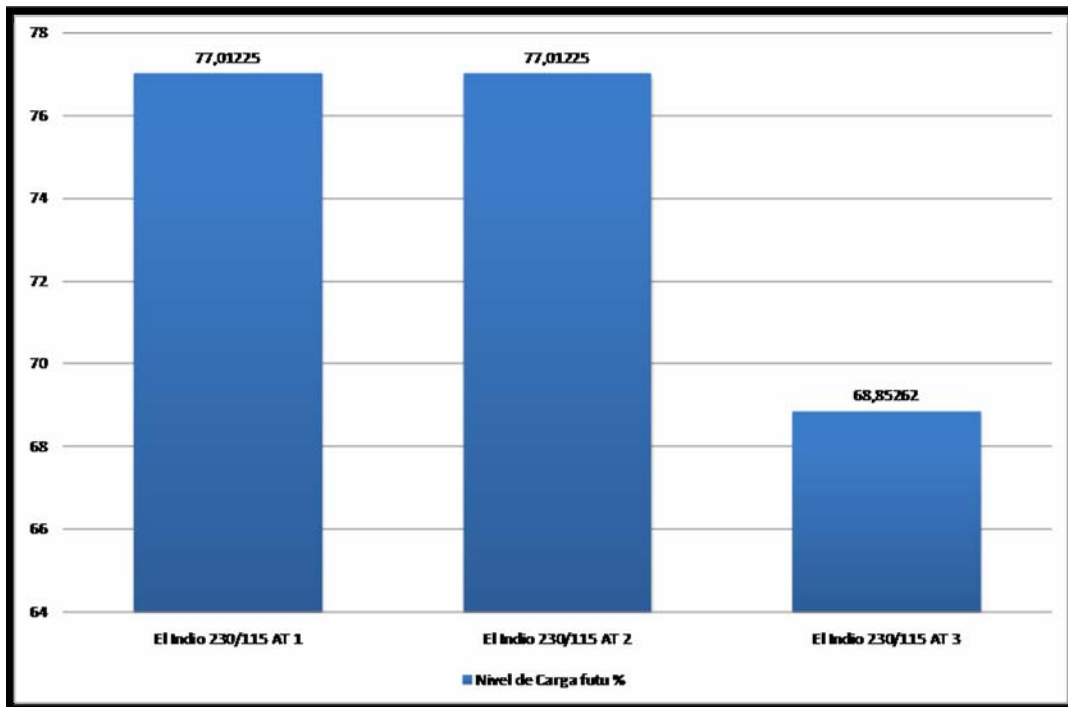


Figura 4. 6 Nivel de Carga en los Autotransformadores de la S/E El Indio Futuro.

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

Tabla 4. 10 Cortocircuito Monofásico.

Nombre	Ik"	Ik", Ángulo	Sk"	Rk0, Im(Zk0)	Xk0, Im(Zk0)
	kA	deg	MVA	Ohm	Ohm
Barrancas 115	1,331	-72,207	88,401	38,770	102,097
Boulevard 115	4,640	-76,579	308,100	6,160	22,366
Cementera	3,177	-75,498	210,945	13,056	40,049
El Indio 115	14,598	-84,073	969,240	0,307	3,790
El Parque 115	5,611	-77,622	372,552	4,731	17,557
Jobo Mocho	2,386	-74,868	158,443	18,411	54,902
Jusepín 115	9,311	-80,237	618,213	2,465	10,497
La Paz 115	6,232	-78,206	413,796	4,016	15,303
Maturín 115	9,533	-80,007	632,932	1,684	8,422
Muscar 115	10,469	-79,131	695,124	2,479	9,539
Quiriquire 115	3,737	-76,003	248,113	8,241	29,060
San Jaime 115	5,969	-77,769	396,317	4,319	16,258
Santa Bárbara 115	3,171	-75,448	210,514	10,513	36,916
Tejero 115	6,918	-76,409	459,343	4,415	15,575
Temblador A 115	1,557	-76,474	103,354	24,116	81,688
Temblador Pueblo 115	1,264	-75,822	83,935	31,728	102,860
Travieso 115	6,483	-76,673	430,449	4,725	16,962
Tucupita 115	0,905	-71,914	60,108	57,823	151,391
Veladero 115	2,960	-73,077	196,550	12,089	36,828

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

Tabla 4. 11 Cortocircuito Bifásico.

Nombre	Rk0, Im(Zk0)	Xk0, Im(Zk0)
	Ohm	Ohm
Barrancas 115	38,770	102,097
Boulevard 115	6,160	22,366
Cementera	13,056	40,049
El Indio 115	0,307	3,790
El Parque 115	4,731	17,557
Jobo Mocho	18,411	54,902
Jusepín 115	2,465	10,497
La Paz 115	4,016	15,303
Maturín 115	1,684	8,422
Muscar 115	2,479	9,539
Quiriquire 115	8,241	29,060
San Jaime 115	4,319	16,258
Santa Bárbara 115	10,513	36,916
Tejero 115	4,415	15,575
Temblador A 115	24,116	81,688
Temblador Pueblo 115	31,728	102,860
Travieso 115	4,725	16,962
Tucupita 115	57,823	151,391

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

Tabla 4. 12 Cortocircuito Trifásico.

Nombre	Ik"	Ik", Ángulo	Sk"	ip	Rk, Re(Zk)	Xk, Im(Zk)
	kA	deg	MVA	kA	Ohm	Ohm
Barrancas 115	2,618	-78,079	521,450	5,704	5,763	27,297
Boulevard 115	6,077	-78,322	1210,497	13,371	2,433	11,769
Cementera	5,507	-79,197	1096,845	12,314	2,486	13,028
El Indio 115	13,023	-83,522	2593,924	32,049	0,633	5,572
El Parque 115	7,000	-79,704	1394,234	15,846	1,865	10,266
Jobo Mocho	4,372	-78,464	870,827	9,632	3,341	16,368
Jusepín 115	11,420	-83,030	2274,684	27,722	0,776	6,348
La Paz 115	7,575	-80,021	1508,871	17,265	1,671	9,495
Maturín 115	10,152	-80,532	2022,117	23,387	1,183	7,096
Muscar 115	13,143	-82,269	2617,859	31,367	0,748	5,507
Quiriquire 115	5,135	-77,790	1022,781	11,177	3,008	13,902
San Jaime 115	7,330	-79,942	1460,065	16,677	1,740	9,810
Santa Bárbara 115	4,764	-76,606	948,989	10,133	3,551	14,913
Tejero 115	9,430	-78,428	1878,402	20,806	1,554	7,587
Temblador A 115	2,616	-80,860	521,116	6,033	4,434	27,562
Temblador Pueblo 115	2,225	-80,078	443,199	5,050	5,656	32,333
Traveso 115	9,021	-78,727	1796,949	20,020	1,583	7,939
Tucupita 115	1,813	-77,584	361,173	3,915	8,660	39,336

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

Una vez presentado los resultados arrojados por el simulador para ambos escenarios, proseguiremos en realizar las comparaciones respectivas para detallar el cambio que se generan al incorporarse las nuevas obras de infraestructura eléctrica.

En la siguiente figura se encuentra cotejado los niveles de tensión de las subestaciones del sistema actual, para su condición actual y futura, haciendo mención en que no se podrán comparar los niveles de tensión de las nuevas subestaciones.

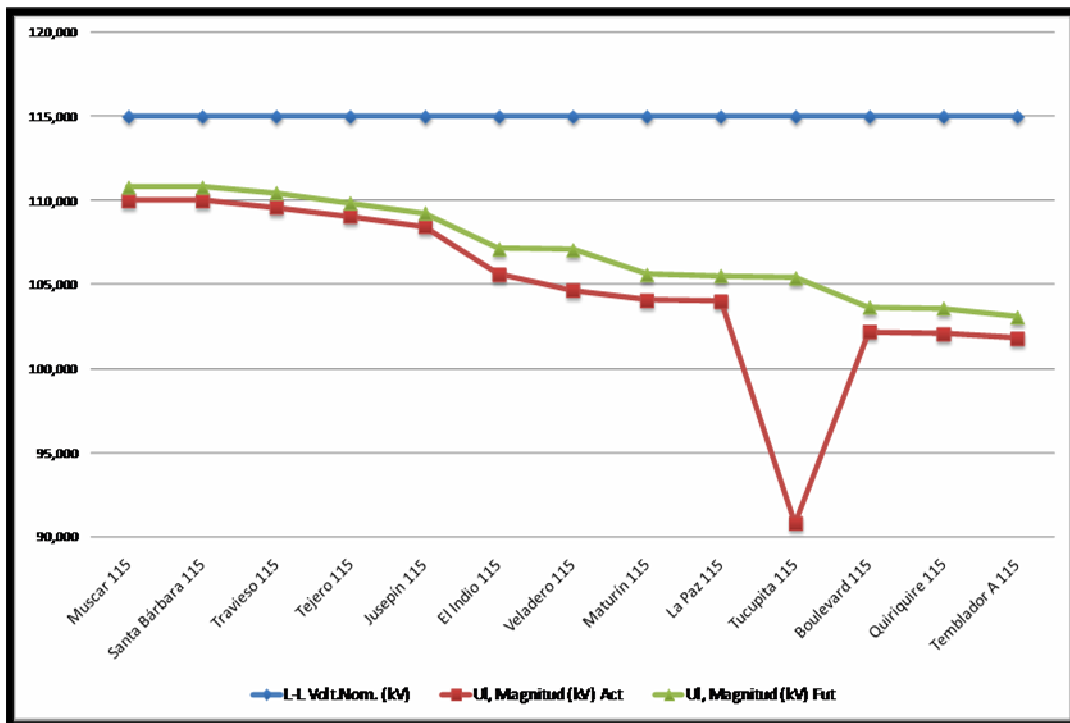


Figura 4. 7 Tensiones Actuales Contra Futuras.

Fuente: Luis Romero Mocharrafigh.

Se observar una mejora de los niveles de tensión a pesar del alivio de carga considerable. Esta mejora es poco notable pero toda mejora es importante para el sistema, ya que así se podrá satisfacer las necesidades del consumidor y lograr un servicio estable continuo y de calidad. Cabe de destacar que todavía siguen incumpliendo los criterios de tensión normados por la empresa.

El alivio en los transformadores es de gran importancia, ya que tendremos tanto en las líneas como la subestaciones mayor capacidad de operación, se podrá desconectar una autotransformador en caso de mantenimiento entre otras.

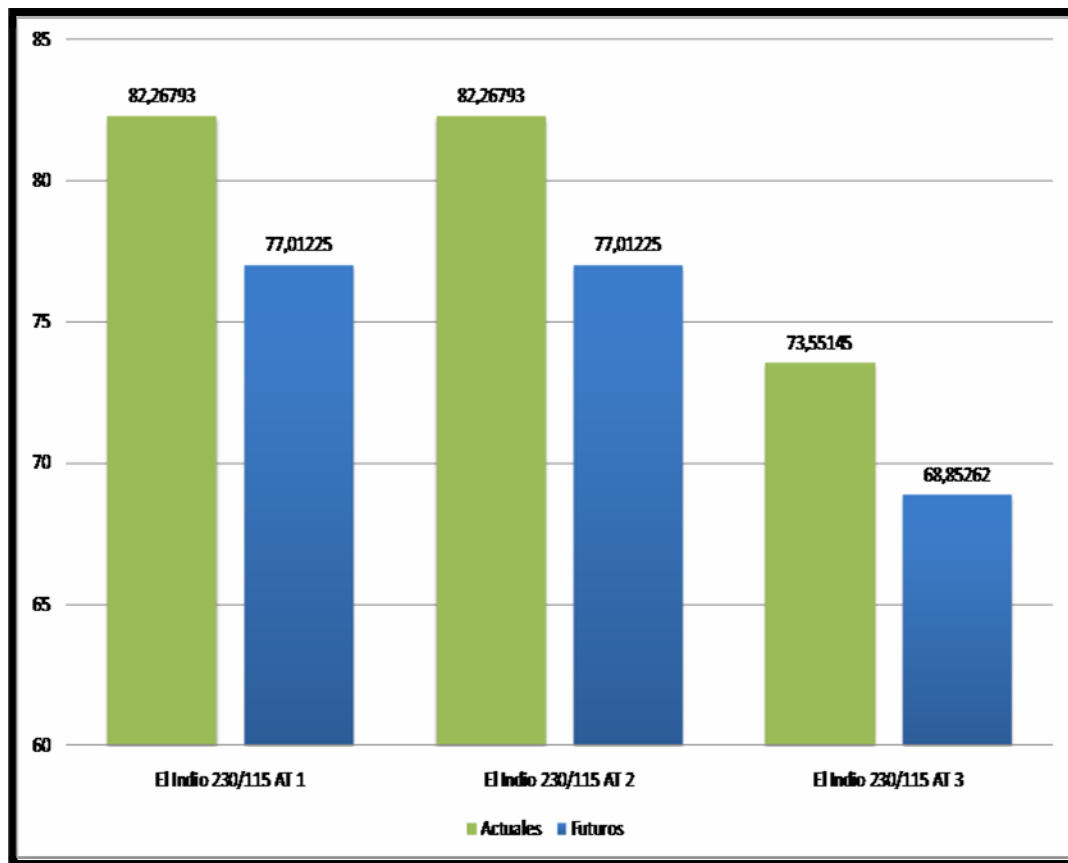


Figura 4. 8 Niveles de Carga Actuales vs Futuros.

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

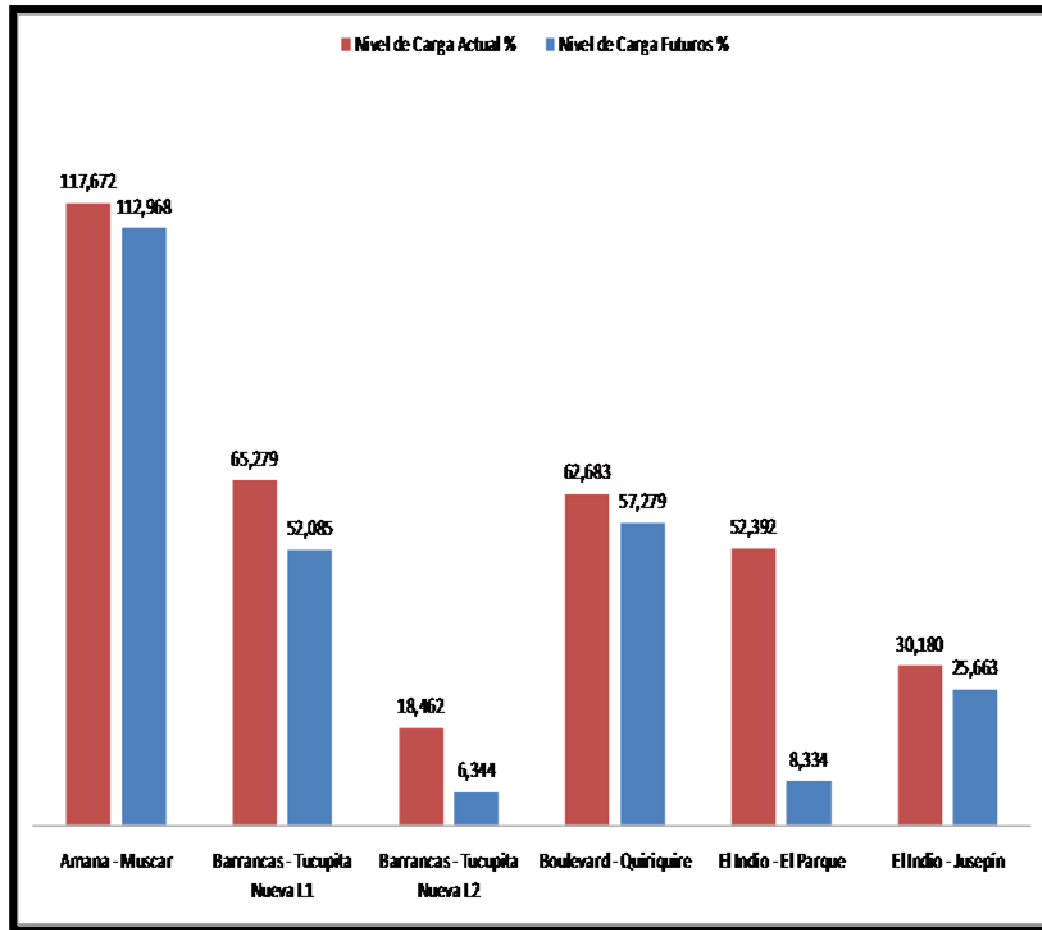


Figura 4. 9 Niveles de cargas en Líneas Actuales vs Futuras.

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

4.1.5 Contingencias de la Nueva Infraestructura Proponiendo Acciones Correctivas

Las contingencias a estudiar son aquellas que presentaron un colapso en el sistema siendo estas unas de las más críticas para el sistema.

4.1.5.1 Fuera de servicio línea Furrial – Indio L1.

Características:

- 38,8 km
- ACAR 110 MCM
- 230 kV

Ante la contingencia se presentan:

- La línea Maturin - Jusepin 82 % de carga.
- La línea Amana - Muscar 123 % de carga.
- La línea Furrial - Indio 118,56 % de carga.
- S/E Temblador Pueblo 102,77 kV.
- S/E Quiriquire 103,23 kV.

Racionamientos:

RN#1: Por mínimo de tensión originado ante la contingencia

RN#2: Por liberar mayor cantidad de carga posible

Tabla 4. 13 Contingencia n#1.

RN#1		RN#2	
S _e /E _e	kV	S _s /E _e	MW
Temblador Pueblo	102,77	El Indio	64,64
Quiriquire	103,29	Tejero	56,1
Boulevard	103,35	Boulevard	49,02

Fuente: Luis Romero Mocharrafi.

- RN#1

Racionando por mínimo de tensión el bote de carga contempla las 3 Ss/Ee presentes en la tabla anterior para qué converja el flujo de carga, el bote representa 106,02 MW.

- RN#2

Es suficiente con la S/E El Indio.

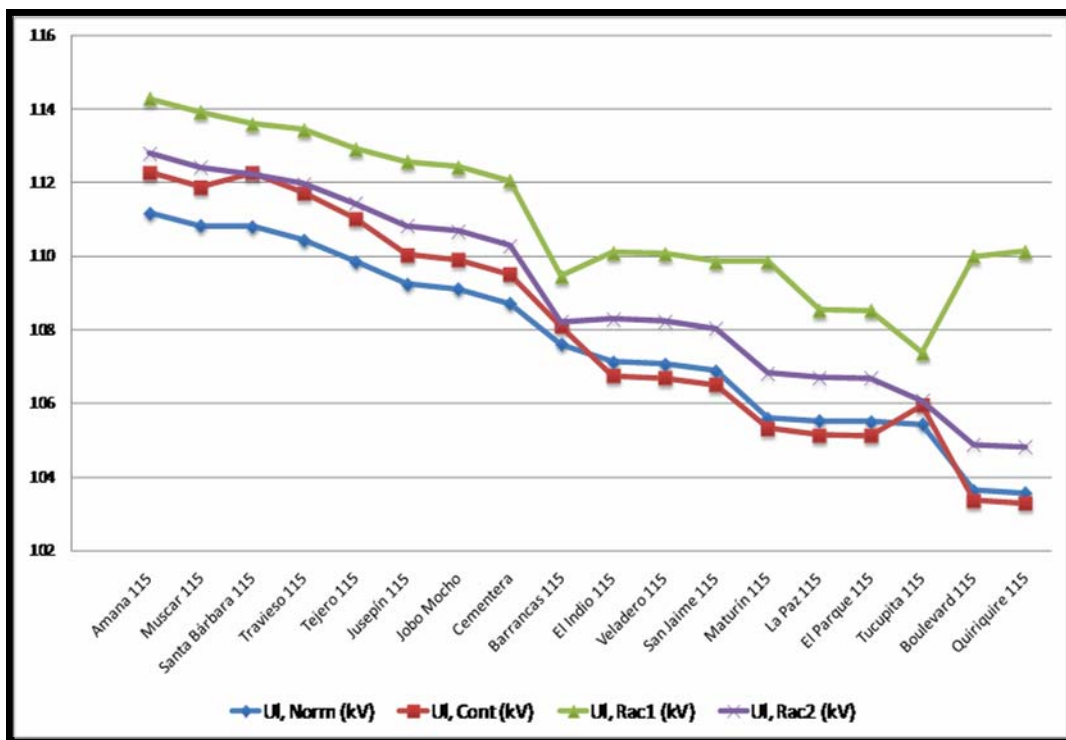


Figura 4. 10 Perfiles de Tensión Contingencia N#1.

Fuente: Luis Romero Mocharrach.

En la figura 4.10 se observan los diferentes perfiles de tensiones de acuerdo a los distintos escenarios, entre ellas se encuentra la condición normal de operación para distinguir como varían los voltajes ante estos escenarios de incertidumbre, se observa como la mejor condición se presenta efectuando el racionamiento N#1.

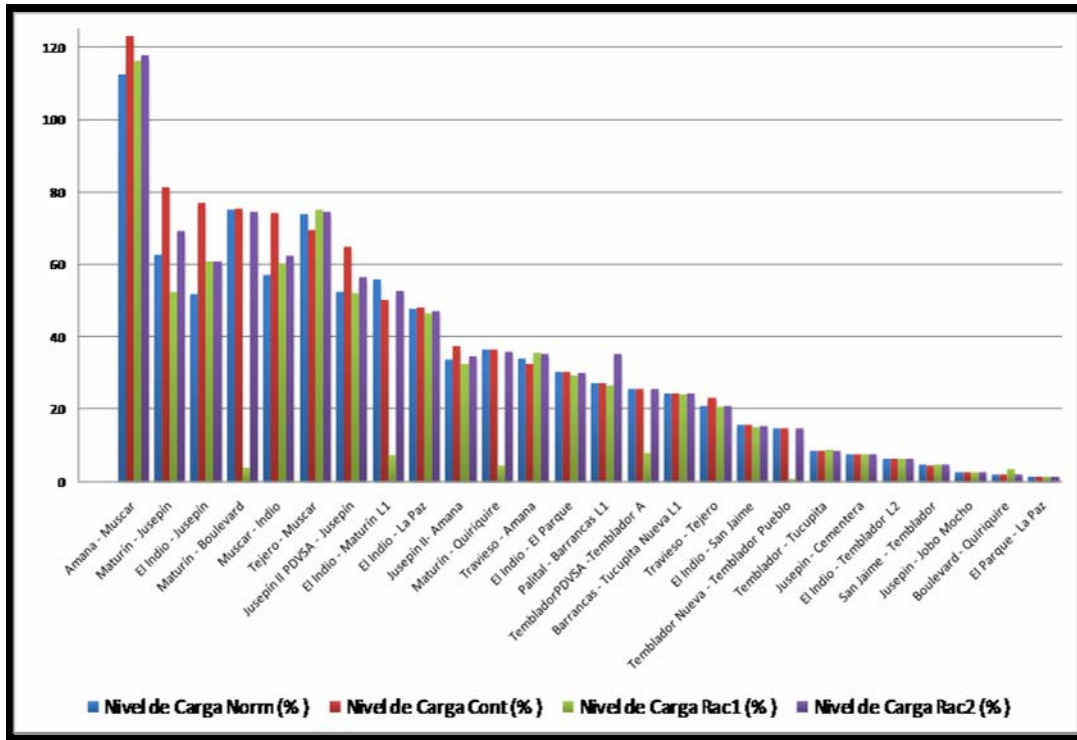


Figura 4. 11 Porcentaje de Carga en Líneas Contingencia N#1.

Fuente: Luis Romero Mocharráich.

En la figura 4.11 se encuentran los niveles de carga porcentuales de las líneas, durante los distintos escenarios. Se destaca la línea Amana - Muscar que se encuentra sobrecargada en un 120 % siendo esta una situación crítica que trae como acción la apertura de la misma para ser resguardada, las otras líneas se encuentran operando a un porcentaje permisible ante la contingencia.

4.1.5.2 Fuera de servicio línea Furrial – Amana.

Características:

- 7 km
- ACAR 500 MCM
- 115 kV

Ante la contingencia se presentan:

- Sobrecarga en los 3 autotransformadores de la S/E El Indio.
- La línea Amana - Muscar 44,77 % de carga.
- S/E Boulevard 102,2 kV.

Tabla 4. 14 Contingencia n#2.

RN#1		RN#2	
Ss/ Ee	kV	Ss/ Ee	MW
Boulevard	102,2	El Indio	64,64
Quiriquire	102,13	Tejero	56,1

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

- RN#1

Racionando por mínimo de tensión el bote de carga contempla las 2 Ss/Ee presentes en la tabla anterior, el bote representa 79,02 MW.

- RN#2

Bote S/E El Indio.

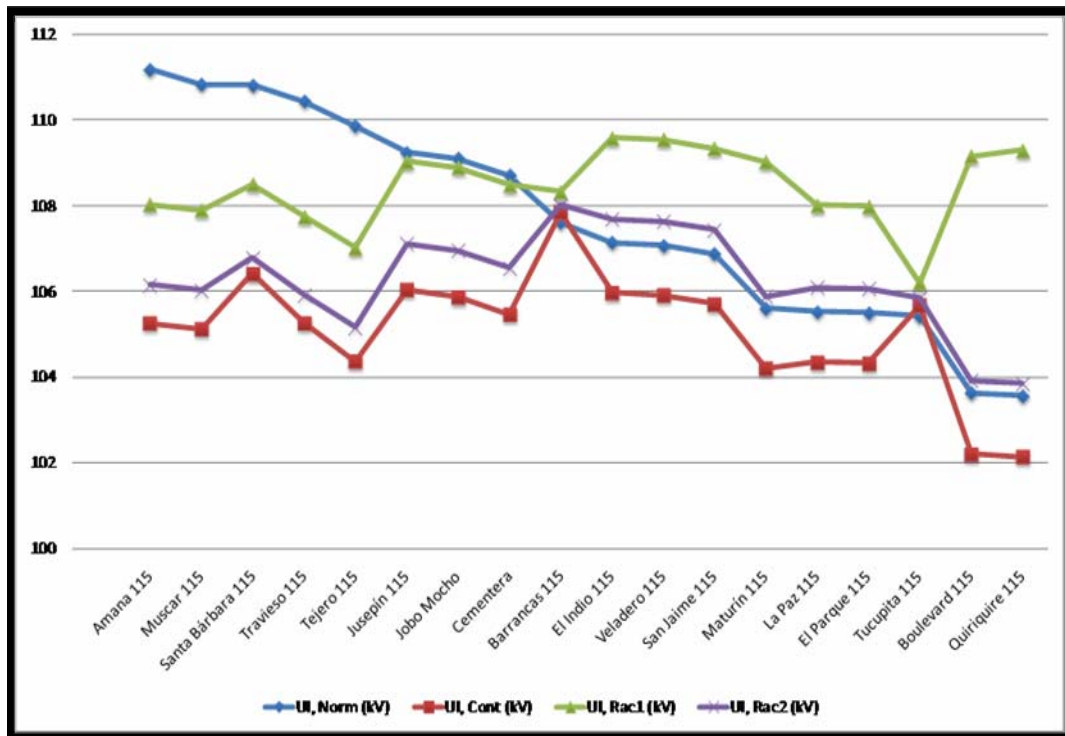


Figura 4. 12 Perfiles de Tensión Contingencia N#2.

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

Se distingue claramente como el mejor de perfil de tensión se presente durante la acción del racionamiento número uno, durante la contingencia se presentan tensiones muy bajas lo cual puede ser muy peligroso para el sistema pero se observa como con el bote de carga se corrige esa situación.

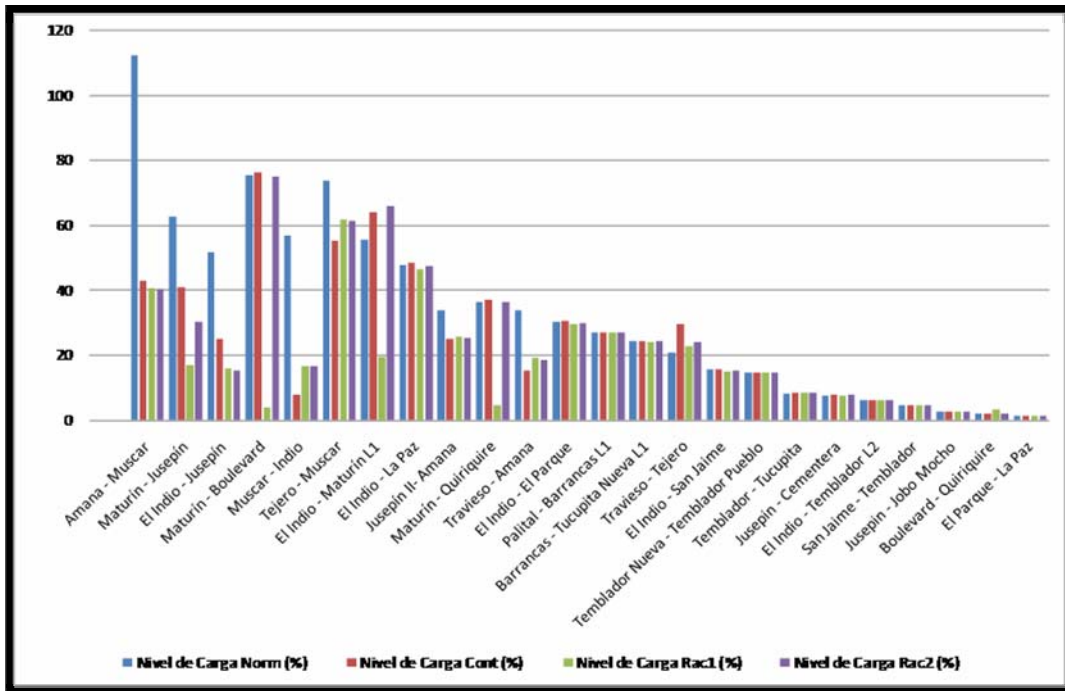


Figura 4. 13 Porcentaje de Carga en Líneas Contingencia N#2.

Fuente: Luis Romero Mocharrach.

Para los porcentajes de carga no se tiene ninguna novedad las líneas operan con gran libertad, es destacable como se aligera la línea Amana – Muscar con la contingencia lo cual indica que la línea en condiciones normales está sobre los límites operando.

4.1.5.3 Fuera de servicio línea Amana - Muscar

Características:

- 1,5 km
- ACSR 336,4 MCM
- 115 kV

Ante la contingencia se presentan:

- Sobrecarga en los 2 de los 3 autotransformadores de la S/E El Indio.
- La línea Travieso - Tejero 85 % de carga.
- La línea Travieso - Amana 85 % de carga.
- S/E Temblador Pueblo 102,97.

Tabla 4. 15 Contingencia n#3.

RN#1		RN#2		RN#3	
Ss/Ee	kV	Ss/Ee	MW	Ss/Ee	MW
Temblador Pueblo	102,97	El Indio 50%	32,32	El Indio 25%	16,16
Quiriquire	106,37				

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

- RN#1

Racionando por mínimo de tensión el bote de carga contempla las 2 Ss/Ee presentes en la tabla anterior, el bote representa 79,02 MW.

- RN#2

Bote 50 % S/E El Indio.

- RN#3

Bote 25 % S/E El Indio.

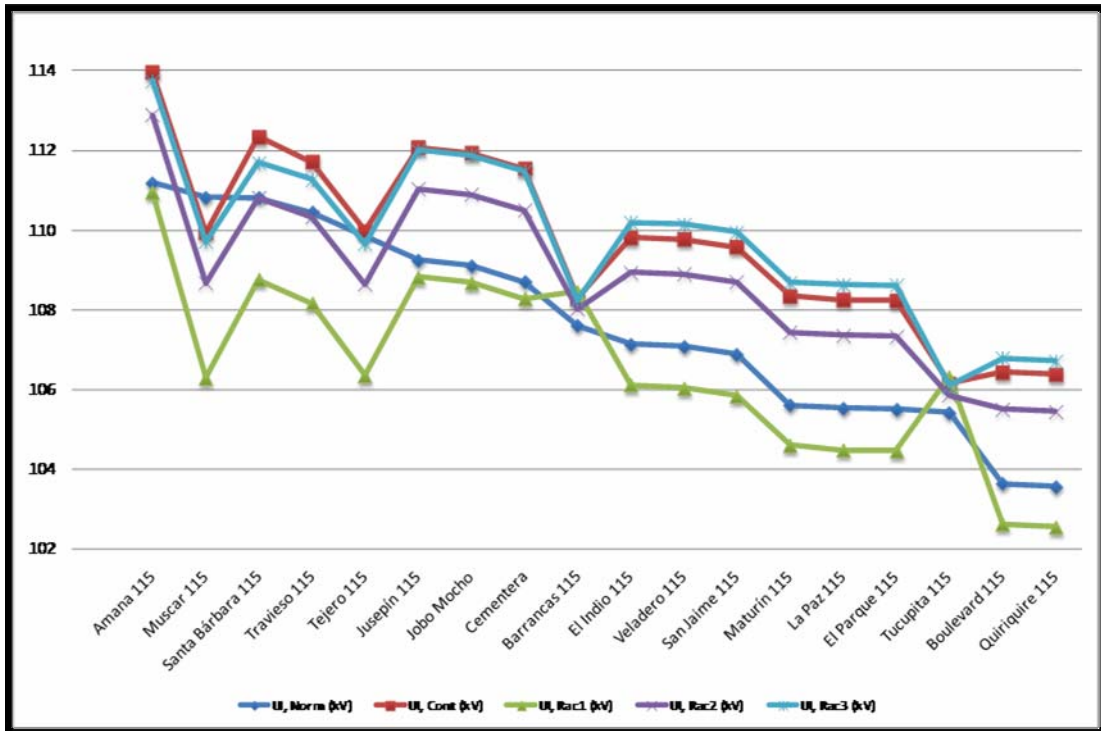


Figura 4. 14 Perfiles de Tensión Contingencia N#3.

Fuente: Luis Romero Mocharráwich.

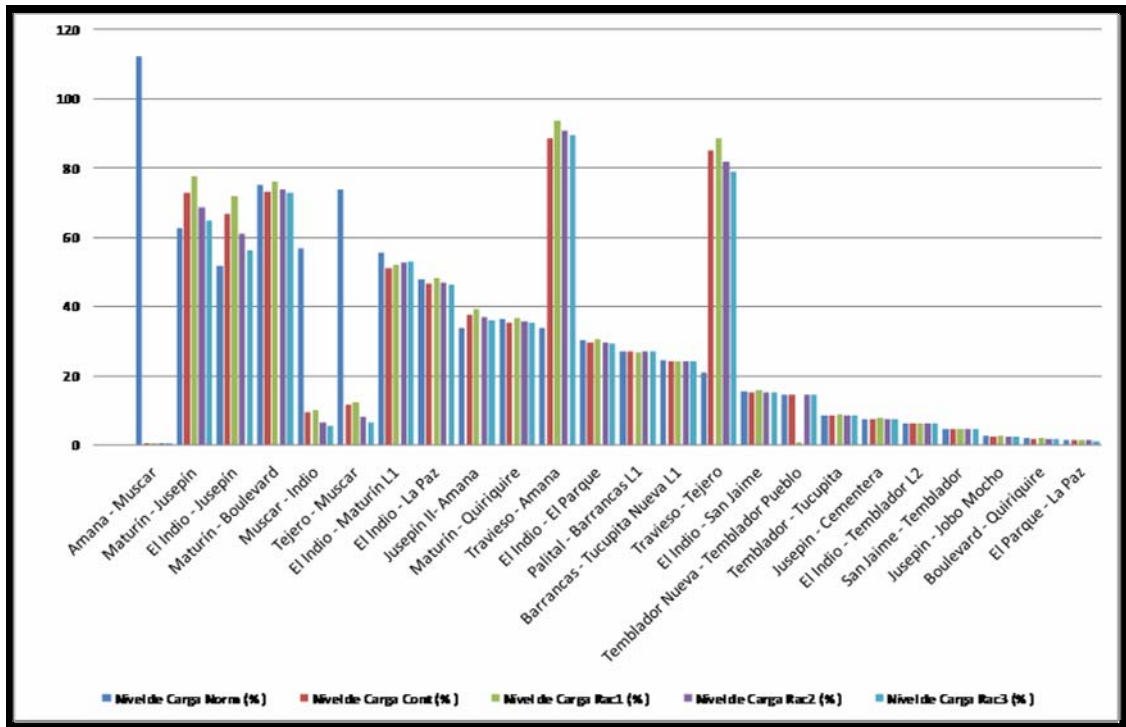


Figura 4. 15 Porcentaje de Carga en Líneas Contingencia N#3.

Fuente: Luis Romero Mocharrafiich.

4.1.5.4 Fuera de servicio línea Jusepin II – Jusepin.

Características:

- ACSR 266.8
- 115 kV
- 0,6 km

Ante la contingencia se presentan:

- Sobrecarga en los 3 autotransformadores de la S/E El Indio.
- La línea El Indio - Muscar 102 % de carga.

- La línea Amana - Muscar 144 % de carga.
- S/E Temblador Pueblo 102,403 kV.
- S/E Boulevard 102,726 kV.
-

Tabla 4. 16 Contingencia n#4.

RN#1		RN#2		RN#3	
Se/ Ee	kV	Ss/ Ee	MW	Ss/ Ee	MW
Boulevard	102,403	Tejero 50%	28	El Indio 50 %	32,32
Temblador Pueblo	102,726	Linea Muscar- Tejero		Tejero 50 %	28
				Linea Muscar- Tejero	

Fuente: Luis Romero Mocharrafiich.

- RN#1

Racionando por mínimo de tensión el bote de carga contempla las S/E Boulevard que representa 49,02 MW.

- RN#2

Se cumple el racionamiento de la tabla anterior.

- RN#3

Se cumple el racionamiento de la tabla anterior.

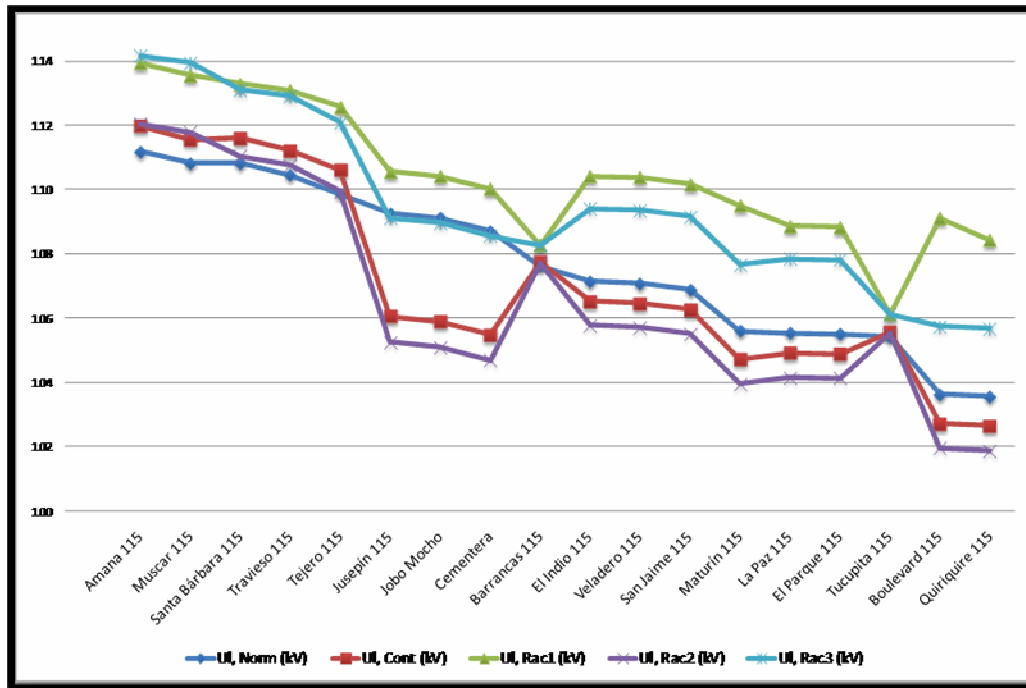


Figura 4. 16 Perfiles de Tensión Contingencia N#4.

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

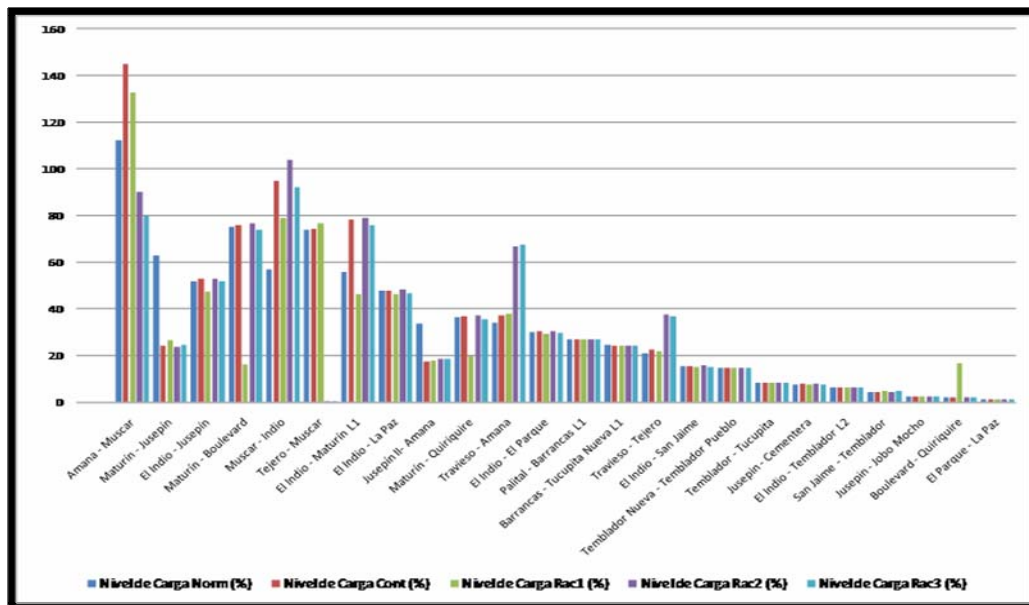


Figura 4. 17 Porcentaje de Carga en Líneas Contingencia N#4.

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

4.1.6 Propuestas al Sistema Futuro

4.1.6.1 Propuesta n° 1

Aumento de la capacidad de la subestación El indio 230/115 kV con la incorporación de un cuarto autotransformador de 100 MVA

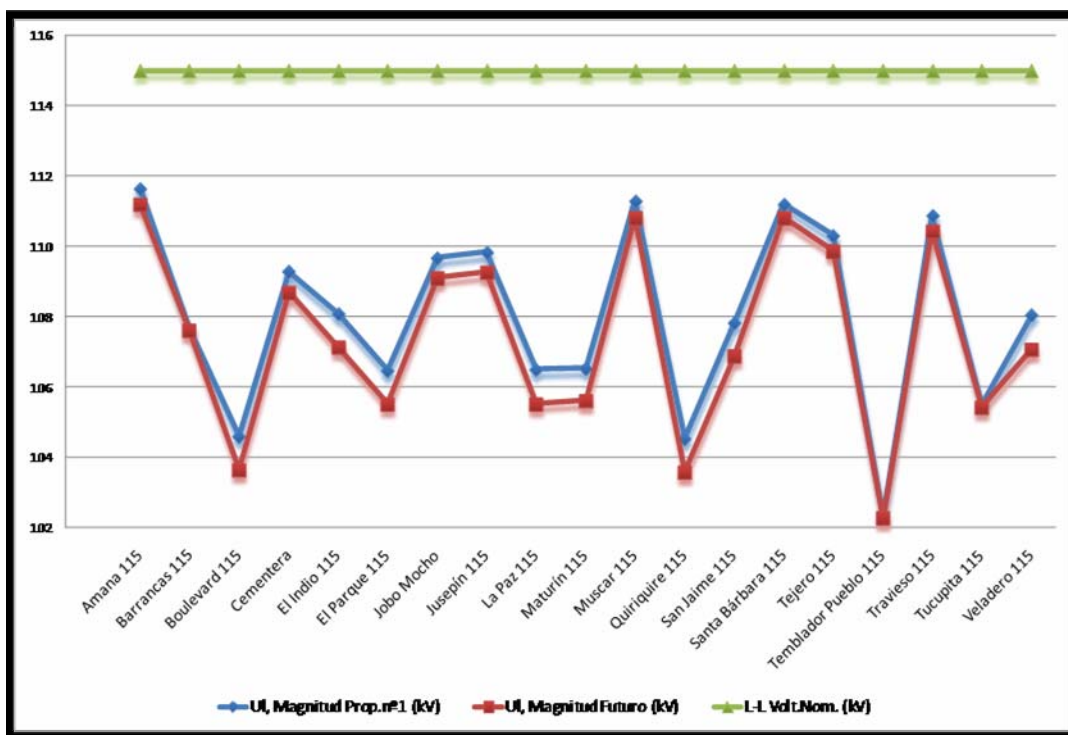


Figura 4. 18 Aumento de la Capacidad en la S/E El Indio.

Fuente: Luis Romero Mocharrafiich.

Aunque los perfiles de tensión no presentan gran variación esta propuesta va directamente relacionada con el aumento de la capacidad de transformación de la subestación. Este aumento permite aliviar los otros 3 autotransformadores, presenta flexibilidad ante una contingencia o un mantenimiento y se pueden maniobrar los taps de los A.T para ser utilizados en horas de alta carga. En la siguiente figura

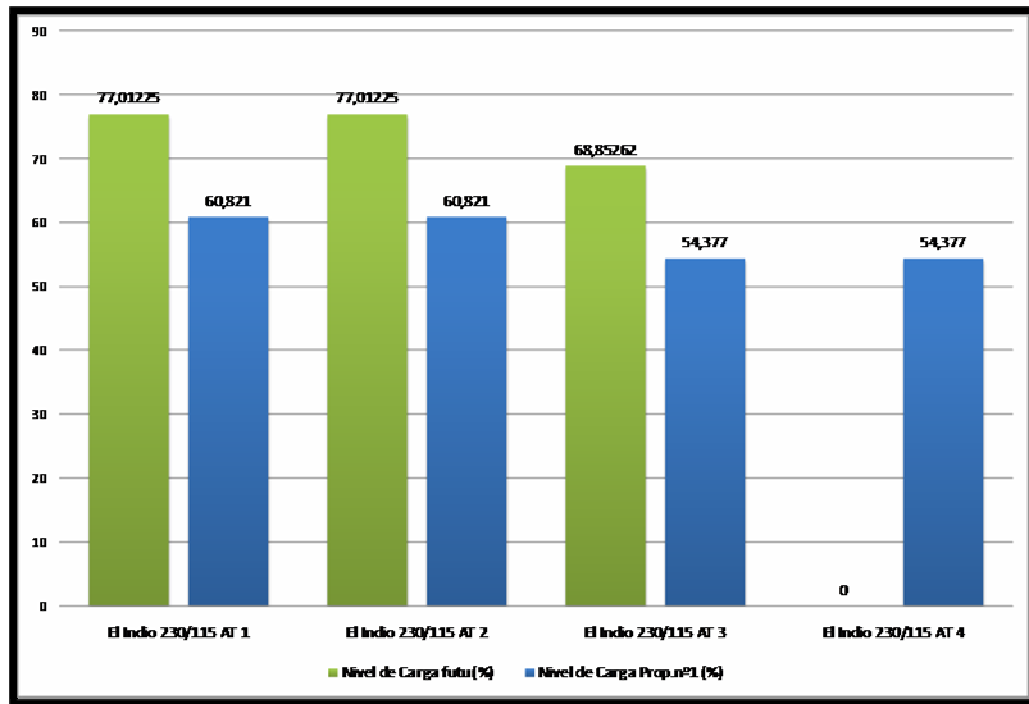


Figura 4. 19 Porcentaje de Carga Ante la Incorporación de un Cuarto A.T.

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

4.1.6.2 Propuesta n° 2

Instalación de una banco de condensadores tipo C de 100 MVAR en la S/E Maturín.

Esta instalación fue colocada sin ningún criterio en la S/E Maturín a 115 kV, aunque estas instalaciones por lo general se encuentra en el sistema de distribución, tomando en cuenta que compensar las barras también es una opción en los sistemas eléctricos.

En la siguiente figura observamos como se mejoran los niveles de tensión en la mayoría de las subestación el cual puede ser índice de que para este sistema esta seria la opción más conveniente.

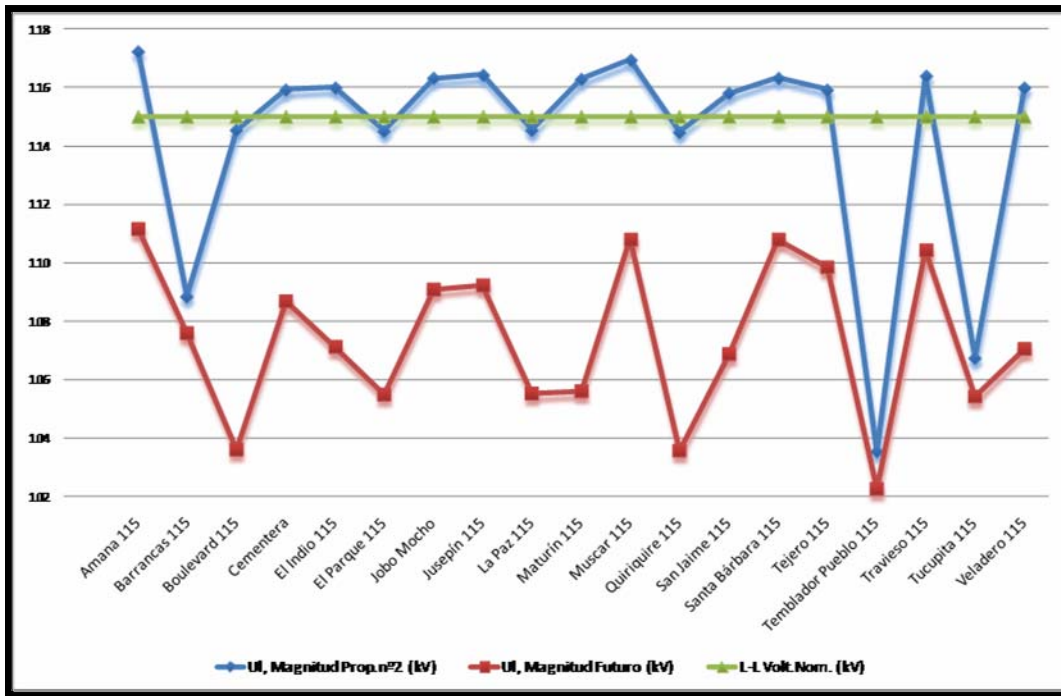


Figura 4. 20 Perfiles de Tensión con la Incorporación de un Banco de Condensadores.

Fuente: Luis Romero Mocharrach.

4.1.6.3 Propuesta n° 3

Incorporación de una línea paralela entre las subestaciones Amaná y Muscar, haciendo una doble terna.

Esta propuesta nace ante la condición crítica de operación que presenta la línea, para esto se evaluaron los circuitos de la subestación para poder determinar si esta propuesta se podrá realizar lo cual resulto positivo ya que presento bahías disponibles.

Aunque los perfiles de voltajes se mantuvieron la línea presento un decremento muy notorio el cual presenta la siguiente grafica.

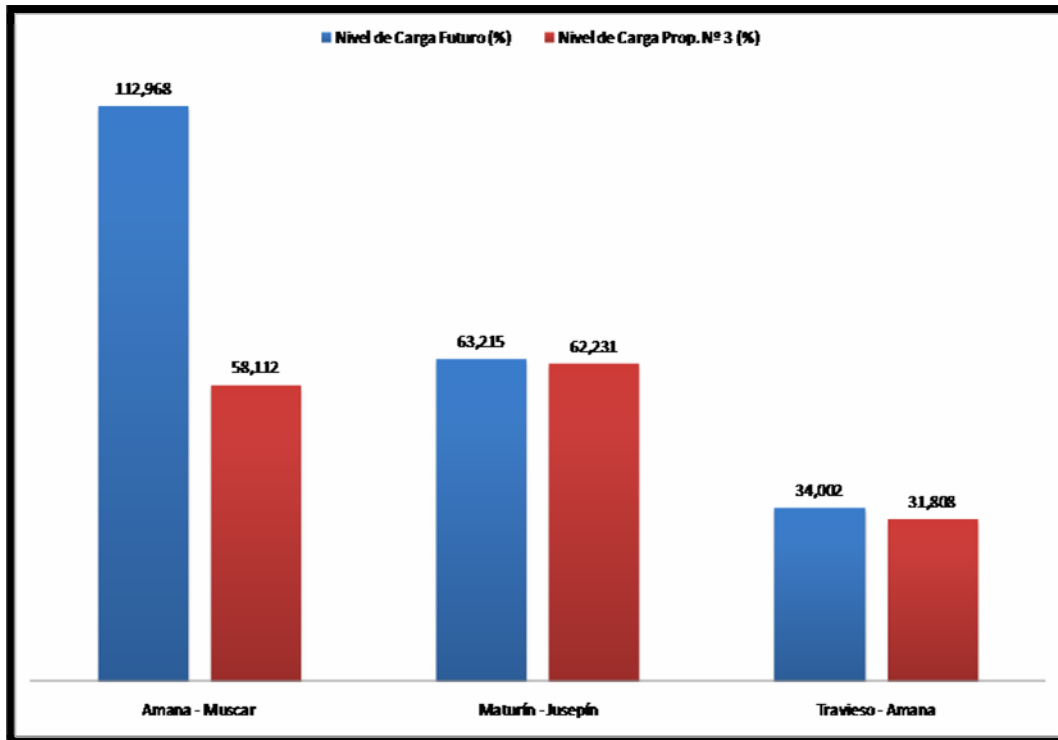


Figura 4. 21 Porcentajes de Carga con la Incorporación de la Doble Terna Amana - Muscar

Fuente: Luis Romero Mocharrafich.

4.2 Conclusiones

1. El sistema actual cuenta con 13 S/E a 115 kV; 1228,39 km en líneas de transmisión a 115 kV y 230 kV; una generación de 100 MW a gas y gasoil; compensación de 87 MVAR.
2. La nueva infraestructura describe a 7 Ss/Ee a 115 kV; 363 km en líneas de transmisión a 115 kV, con una capacidad instalada total de 468 MVA.
3. Demanda máxima de Cadafe región 2 es de 481,83 MW.
4. La incorporación de infraestructura Elecnor absorbe 148,7 MW de la demanda máxima representando un 30,86%.
5. Las condiciones de cortocircuito no se vieron alteradas por la incorporación de la nueva infraestructura soportando los datos técnicos de los interruptores de potencia.
6. La condición actual se observa, el nivel de mayor tensión en la S/E Muscar 110,011 kV y S/E Santa Barbará 109,993 kV; la menor de las tensiones se encuentran S/E Tucupita 90,82 kv y S/E Veladero 104,64 kV.
7. La condición actual presentó una línea sobrecargada (Amana-Muscar 117,67%) y dos líneas cerca de la sobrecarga (Tejero-Muscar 74,470 % y Maturin-Jusepin 74,473 %); las subestaciones con mayor carga asociada fueron la S/E El Indio 98 MW y S/E La Paz 74 MW.
8. La condición actual presenta 2 de los 3 autotransformadores 230/115 kV de la S/E El Indio operando a un 82,26% de carga.
9. La condición futura muestra como tensión mayor S/E Muscar 110,825 kV y la S/E Santa Barbara 110,818 kV; las tensiones criticas comprenden la S/E Quiriquire 103,571 kV y la S/E Temblador 103,079 kV.
10. La condición futura presentó una línea sobrecargada (Amana-Muscar 112 %) y una línea cerca de la sobrecarga (Maturin-Boulevard 75,598%); la subestaciones con mas carga asociada fueron la S/E El Indio 64,64 MW y S/E Tejero 56 MW.

11. Con la incorporación de la nueva infraestructura no se presentan sobrecargas en los autotransformadores 230/115 kV de la S/E El Indio, operando bajo 77 % de carga.

12. La nueva infraestructura ayudo a mejorar todos los voltajes en un 2,198 % y se aliviaron considerablemente 6 líneas de trasmisión.

4.3 Recomendaciones

1. Ubicar óptimamente un sistema de compensación reactiva capacitiva.
 - 1.1 Compensar barras 115, 34,5, 13,8 kV
 - 1.2 Compensar Alimentadores (Circuitos)
 - 1.3 Compensar a nivel de distribución 13,8 kV (Software)
2. Aumentar la capacidad de transformación 230/115 kV en la S/E El Indio de 300 MVA a 400 MVA con la incorporación de un cuarto autotransformador de 100 MVA.
3. Incorporar un autotransformador en la S/E Furrial 430/230 kV.
4. Aumentar la generación interna de la región.
5. Aumentar la capacidad firme de las subestaciones.
6. Reforzar el anillo Amana-Muscar.
7. Reemplazar los equipos obsoletos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Hernández J. **“Aplicación del software digilent power factory en el análisis de sistemas de potencia”** Tesis de Grado. Universidad de los Andes. (2003).
- [2] Carrillo A. **“Elaborar un plan de contingencia para el sistema eléctrico de transmisión de potencia, de la zona norte del estado Anzoátegui, perteneciente a la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico”** Tesis de Grado. Departamento de Electricidad. Universidad Nacional Experimental de la Fuerza Armada Nacional. (2005).
- [3] Barría R. **“Evaluar la operación del sistema eléctrico de Monagas-Delta Amacuro CADAFE para el período 2005-2007”** Tesis de Grado. Departamento de Electricidad. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz (2006).
- [4] Requena G. **“Evaluar el sistema eléctrico de transmisión de CADAFE de los Estados Sucre y Monagas con la incorporación de la línea de 230 kV. Guanta II-Casanay”** Tesis de Grado. Departamento de Electricidad. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz (2007).
- [5] Amundaray F. **“Estudio y coordinación de las protecciones de distancias de la red de 115 kV asociadas a las subestaciones pertenecientes a CADAFE en el sistema troncal de transmisión”** Tesis de Grado. Departamento de Electricidad. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz (2009).
- [6] Harper E. **“Análisis Moderno de Sistemas de Potencia”** Editorial LIMUSA. Primera edición. México (1977).
- [7] **“Guía al usuario NEPLAN”** Electricidad (Análisis de Sistemas de Potencia), Optimal Power Flow. (2004).
- [8] Luna S. “Corto Circuito en los Sistemas de Potencia”. CADAFE. (2005).
- [9] Requena E. “Charla a los Operadores”. CADAFE. (2009).

- [10] Armas M. “Sistema de Supervisión Despacho de Carga Oriente”. CADAFE. (2009).
- [11] Kundur P. “Estabilidad y Control de Sistemas de Potencia”. [En línea]. Disponible: <http://www.ieeevirtual.org/campus/>.
- [12] Stevenson W, Grainer J. “Análisis de Sistemas de Potencia” Editorial Mc Graw Hill. Primera edición. México (1996).
- [13] Oficina de Operación de Sistemas Interconectados Venezuela OPSIS. [En Línea]. Disponible: <http://opsis.org.ve/home3.html>

ANEXOS

Anexo A

Data Sheet del interruptor Siemens de potencia modelo 3AP1 FG

3 Descripción

3.1 Datos técnicos

El interruptor de potencia 3AP1 FG es un interruptor tripolar de autocompresión, en versión para intemperie y emplea el gas SF₆ como medio aislante y de extinción.

El interruptor de potencia está equipado con un accionamiento por acumulador de resorte, común a las 3 fases, de manera que es apropiado para auto-reclosión tripolar.

3.1.1 Normas, disposiciones

El interruptor de potencia, junto con los dispositivos y las herramientas especiales suministrados, cumplen con los requerimientos de las leyes, normas y disposiciones vigentes a la hora de ser suministrados.

- Las reglamentaciones de la publicación 62271-100 de la IEC.
- Las reglamentaciones de la publicación 60694 de la IEC.

3.1.2 Temperaturas de servicio

El interruptor de potencia está diseñado para operar en una gama de temperaturas ambiente de -25°C a 40°C.

3.1.3 Capacidad de aislamiento

Tensión nominal	123 kV
Tensión de ensayo soportada a frecuencia industrial respecto a tierra	230 kV
a través de la distancia entre contactos abiertos	265 kV
entre los polos	230 kV
Tensión de ensayo soportada a impulso tipo rayo respecto a tierra	550 kV
a través de la distancia entre contactos abiertos	630 kV
entre los polos	550 kV
Distancia disruptiva en el aire respecto a tierra	1250 mm
a través de la distancia entre contactos abiertos	1200 mm
entre los polos	1360 mm
Línea de fuga mínima a través de los aisladores respecto a tierra	3625 mm
a través de la distancia entre contactos	3625 mm

3.1.4 Datos eléctricos

Tensión nominal	123 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Corriente nominal de servicio	3150 A
Corriente nominal de corte en caso de cortocircuito	40 kA
Corriente nominal de corte de línea aérea (1,4 p.u.)	50 A
Corriente nominal de corte de cable (1,4 p.u.)	160 A
Tensión transitoria de restablecimiento para fallos en los bornes	según IEC
Corriente nominal de cierre en cortocircuito	104 kA
Duración nominal del cortocircuito	3 s
Secuencia nominal de maniobra	A-0,3s-CA-3min-CA

Tabla 2 Datos eléctricos

3.1.5 Tiempos de conmutación

Duración mínima de la orden (cierre)	80 ms
Duración mínima de la orden (apertura)	80 ms
Tiempo de cierre	57 ms ± 6 ms
Tiempo de apertura	31 ms ± 3 ms
Tiempo de interrupción nominal	≤ 60 ms
Tiempo de cierre/apertura	30 ms ± 10 ms
Tiempo muerto	300 ms

Tabla 3 Tiempos de conmutación

3 Description

3.1 Technical Data

The 3AP1 FG circuit-breaker is of the self-compression type and uses SF₆-gas for insulation and arc-quenching purposes. It is of triple-pole outdoor design.

The circuit-breaker has for all three phases a common operating mechanism and is therefore suitable for triple-polar auto-reclosing.

3.1.1 Standards, Regulations

The circuit-breaker, together with the equipment and special tools supplied, is in conformity with the statutory laws, rules and standards applying at the time of delivery.

- The specifications in IEC Publications 62271-100.
- The specifications in IEC-Publications 60694.

3.1.2 Operating Temperatures

The circuit-breakers are designed for operation in an ambient temperature range from -25°C to 40°C.

3.1.3 Insulation Rating

Rated voltage	123 kV
Rated short-duration power-frequency withstand voltage to earth	230 kV
across the open circuit-breaker	265 kV
between phases	230 kV
Rated lightning impulse withstand voltage to earth	550 kV
across the open circuit-breaker	630 kV
between phases	550 kV
Flashover distance in air to earth	1250 mm
across the open circuit-breaker	1200 mm
between phases	1360 mm
Minimum creepage distance over the insulators' surfaces to earth	3625 mm
across the open circuit-breaker	3625 mm

3.1.4 Electrical Data

Rated voltage	123 kV
Rated frequency	60 Hz
Rated normal current	3150 A
Rated short-circuit breaking current	40 kA
Rated line-charging breaking current (1.4 p.u.)	50 A
Rated cable-charging breaking current (1.4 p.u.)	160 A
Transient recovery voltage under terminal fault conditions	acc. to IEC
Rated short-circuit making current	104 kA
Rated short-circuit duration	3 s
Rated operating sequence	O-0.3s-CO-3min-CO

Table 2 Electrical data

3.1.5 Operating Times

Minimum command duration (Closing command)	80 ms
Minimum command duration (Opening command)	80 ms
Closing time	57 ms ± 6 ms
Opening time	31 ms ± 3 ms
Rated break time	≤ 60 ms
Close-open-time	30 ms ± 10 ms
Dead time	300 ms

Table 3 Operating times

Figura A. Datos Técnicos Interruptor de Potencia Modelo.

Anexo B

Escenario actual arrojador por simulador Digsilent Power Factory.

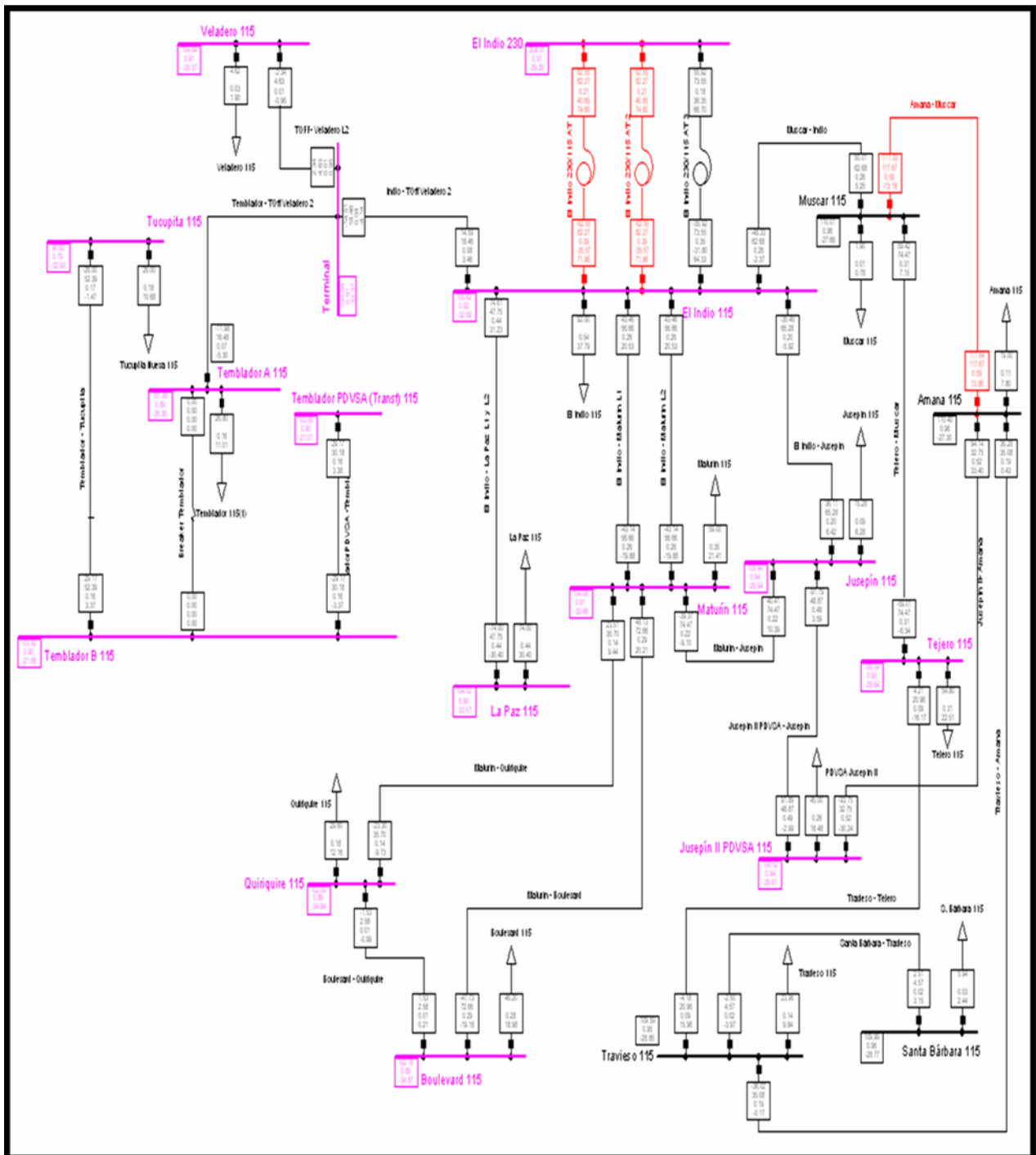


Figura B. Caso Base Actual Abril (2009).

Anexo C

Escenario futuro arrojador por simulador Digsilent Power Factory.

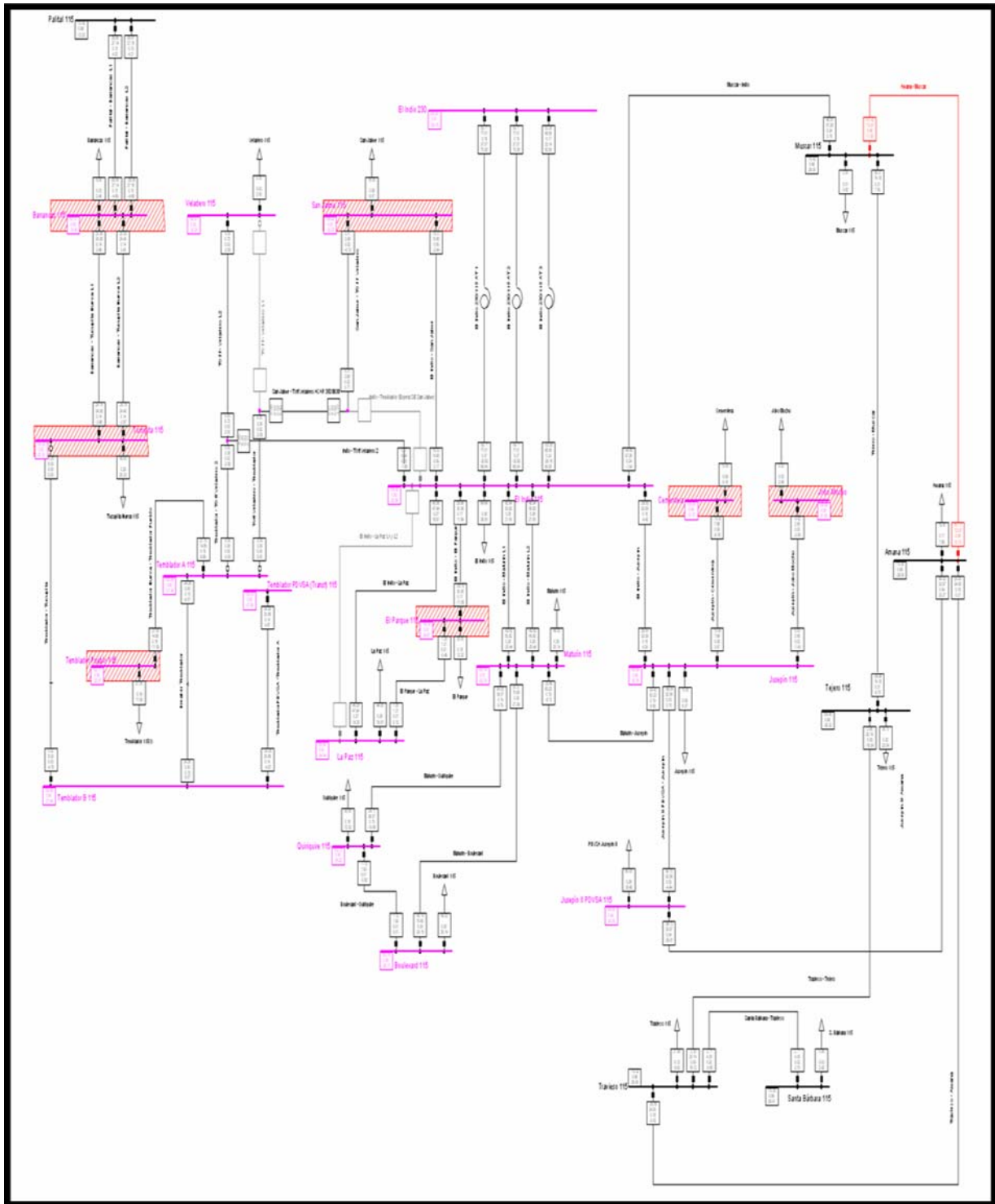


Figura C. Caso Base Futuro Agosto (2009).

Anexo D

Control de lecturas diarias emitidas al despacho de carga día de máxima carga

28 de Abril 2009.

**Tabla D. Lecturas Diarias (Abril 2009) Emitidas al Despacho de Carga
Oriente.**

S/E	INDIO 261,266							S.BARBARA 347 0291 6608451			TRAVIESO 356 0292-3411296						
	KV		FURRIAL	A.TRAFO	TRAFOS 115/13, 8	TRAFOS 115/34, 5	LA PAZ	KV	TIGRE II	TRAFOS 115/13, 8	KV	EBOMBEO	TRAFOS 115/13, 8	STA. BARBARA		AMANA	
HORA	230	115	MW	MW	AMP.	AMP.	MW	115	MW	AMP.	115	MW	AMP.	MW	AMP.	MW	AMP.
01	228	114	446	180	2097	628	66	114	-6	298	114	10	1070	0,34	2	31	180
02	229	114	432	175	2004	676	64	114	-6	294	114	10	1063	0,34	2	31	180
03	230	115	418	172	1911	664	62	115	-7	292	114	8	1057	0,34	2	27	160
04	230	115	404	169	1818	652	60	115	-7	290	113	8	1051	0,34	2	27	160
05	231	116	390	164	1725	640	56	115	-7	294	113	6	1044	0,34	2	24	140
06	232	116	366	160	1624	620	40	115	-7	297	113	6	1038	0,34	2	24	140
07	231	115	364	160	1611	600	40	114	-7	290	113	6	1035	0,34	2	24	140
08	230	114	364	160	1597	600	40	113	-6	290	112	6	1035	0,34	2	26	150
09	223	111	392	174	1628	600	70	112	-6	290	113	8	1040	0,34	2	26	150
10	223	110	412	180	1760	640	74	112	-6	290	112	10	1044	0,34	2	32	186
11	222	110	424	188	1874	680	78	111	-6	290	110	6	1073	0,34	2	32	190
12	28	108	426	191	1994	720	80	110	-6	290	109	6	1080	0,34	2	34	198
13	27	107	448	194	2094	760	82	111	-6	291	109	8	1086	0,34	2	34	198
14	215	107	450	194	2194	720	74	111	-6	291	108	8	1090	0,34	2	35	208
15	218	108	460	200	2134	700	86	110	-4	288	108	8	1090	0,34	2	37	215
16	219	108	450	202	2130	684	84	110	-5	286	108	8	1092	0,34	2	38	222
17	222	110	442	198	2159	650	81	110	-5	291	109	8	1126	0,34	2	36	210
18	222	110	450	206	2238	696	60	110	-4	295	108	10	1150	0,34	2	37	220
19	217	107	484	206	2365	894	79	109	-4	297	108	12	1198	0,34	2	39	228
20	216	107	482	197	2391	883	76	108	-6	298	107	12	1206	0,34	2	39	228
21	219	108	476	192	2378	802	73	109	-6	298	108	12	1210	0,34	2	39	228
22	220	109	466	189	2335	796	69	111	-6	303	110	12	1196	0,34	2	37	220
23	224	112	448	183	2188	748	66	113	-6	307	110	12	1192	0,34	2	36	210
24	224	112	432	180	2071	720	64	113	-6	299	111	10	1188	0,34	2	32	190

**Tabla D. Lecturas Diarias (Abril 2009) Emitidas al Despacho de Carga
Oriente. (Continuación)**

S/E	MUSCAR 377 0291-6607350					JUSEPIN 264			TEMBLADOR 320			TUCUPITA 321 - 322-323-324-326								
	NVELES	KV	TRAFOS 115/13, 8	AMANA	INDIO	KV	TRAFOS 115/13,8	JUSEPIN PDVSA	KV	TRAFOS 115/34, 5	TUCUPIT A	KV	TRAFOS 115/13, 8	TRAFOS 115/34, 5	UNIDADES GENERADOS # 1 Y 2				TOTAL GENERADO	
HORA	115	AMP.	MW	AMP.	AMP.	115	AMP.	MW	115	AMP.	AMP.	115	AMP.	AMP.	M.W	MVAR	M.W	MVAR	M.W	MVAR
01	117	90	80	470	220	116	630	-70	0	0	37	113	1440	164	0	0	0	0	0	0
02	117	90	80	470	220	116	612	-66	0	0	36	114	1400	157	0	0	0	0	0	0
03	117	93	77	450	220	117	595	-62	0	0	34	114	1300	154	0	0	0	0	0	0
04	117	93	77	450	200	117	578	-58	0	0	32	114	1240	147	0	0	0	0	0	0
05	117	95	71	420	200	117	561	-54	0	0	31	115	1200	144	0	0	0	0	0	0
06	117	92	68	400	190	117	547	-51	0	0	26	115	950	138	0	0	0	0	0	0
07	117	92	68	400	190	115	555	-55	0	0	27	115	1020	128					0	0
08	115	93	74	435	210	114	558	-59	0	0	33	116	1320	130					0	0
09	115	93	81	475	218	113	583	-69	0	0	36	115	1460	133					0	0
10	116	92	83	490	225	111	506	-69	0	0	39	113	1560	146					0	0
11	113	93	86	503	230	112	613	-74	0	0	40	115	1600	152					0	0
12	113	95	88	520	240	109	635	-76	0	0	43	112	1740	162					0	0
13	113	95	92	540	260	109	645	-79	0	0	45	112	1810	185					0	0
14	113	94	92	540	270	108	648	-80	0	0	46	112	1840	192	0	0	0	0	0	0
15	113	94	92	540	270	110	648	-84	0	0	44	113	1720	183	0	0	0	0	0	0
16	113	93	92	540	270	109	647	-80	0	0	43	113	1720	177	0	0	0	0	0	0
17	114	94	90	530	250	112	670	-79	0	0	43	114	1700	170	0	0	0	0	0	0
18	113	93	95	560	270	111	721	-83	0	0	45	114	1780	196	0	0	0	0	0	0
19	113	95	101	595	290	109	764	-88	0	0	47	112	1840	206	0	0	0	0	0	0
20	113	95	101	595	290	108	761	-87	0	0	46	112	1800	208	0	0	0	0	0	0
21	112	95	99	580	280	110	709	-85	0	0	43	109	1700	172	0	0	0	0	0	0
22	113	94	94	550	270	111	679	-78	0	0	42	110	1660	166	0	0	0	0	0	0
23	115	94	87	510	240	111	643	-76	0	0	40	113	1560	185	0	0	0	0	0	0
24	116	94	85	500	240	112	636	-74	0	0	39	112	1520	173	0	0	0	0	0	0

**Tabla D. Lecturas Diarias (Abril 2009) Emitidas al Despacho de Carga
Oriente. (Continuación)**

S/E	TEJERO 379 0292-4144217			MATURIN 263		QUIRIQUIRE 268	BOULEVARD 260	
NIVELES	KV	TRAFOS 115/13, 8	TRAFOS 115/34, 5	KV	TRAFOS 115/13, 8	TRAFOS 115/34,5	KV	TRAFOS 115/13, 8
HORA	115	AMP.	AMP.	115	AMP.	AMP.	115	AMP.
01	117	1190	396					
02	117	1174	390					
03	117	1150	390					
04	117	1144	388					
05	117	1140	384					
06	118	1100	384					
07	117	1068	384	111	2044		111	1470
08	115	1190	392	111	2260		110	1570
09	115	1260	400	108	2581		109	1850
10	114	1310	415	107	2664		107	1930
11	114	1360	417	107	2886		107	2070
12	113	1390	430	104	2742		105	2250
13	113	1390	430	105	2853		103	2330
14	113	1390	430	102	2896	NO ESTAN	103	2370
15	113	1375	425	102	2892	PASANDO LECTURA	104	2370
16	114	1375	425	103	2886	POR QUE ESTA	104	2330
17	114	1395	415	104	2762	DAÑADO EL BAÑO	106	2280
18	113	1430	506	105	2765	FALTA DE AIRE	106	2230
19	111	1450	516	106	2732	ACONDICIONADO	103	2310
20	111	1450	516	102	2683		104	2230
21	113	1390	484	103	2616		105	2190
22	114	1410	472	105	2508		106	2130
23	114	1330	455	108	2544		108	2020
24	116	1260	432	109	2408		110	1900

Anexo E

Control de lecturas diarias emitidas al despacho de carga día de máxima carga

24 Agosto 2009.

**Tabla E. Lecturas Diarias (Agosto 2009) Emitidas al Despacho de Carga
Oriente.**

S/E	INDIO 261 - 266 0291-8085851						S.B A R B A R A 347 0291 6608451			
NIVELES	KV		FURRIAL	A.TRAFO	TRAFOS 115/13, 8	TRAFOS 115/34, 5	LA PAZ	KV	TIGRE II	TRAFOS 115/13, 8
HORA	230	115	MW	MW	AMP.	AMP.	MW	115	MW	AMP.
01	230	115	412	177	1205	484	72	114	-7	302
02	230	115	398	174	1168	466	70	115	-7	300
03	231	115	390	172	1142	450	68	115	-8	298
04	231	115	384	172	1118	450	68	115	-8	294
05	233	116	386	171	1110	432	68	115	-8	291
06	233	116	370	161	1066	312	66	115	-8	288
07	232	116	376	169	1064	376	67	115	-8	291
08	227	113	402	180	1125	400	75	112	-8	292
09	223	111	472	188	1178	420	84	112	-8	290
10	220	110	444	194	1240	466	90	111	-7	290
11	218	109	456	203	1262	600	98	111	-7	290
12	221	110	472	211	1359	612	102	111	-6	292
13	219	109	482	217	1446	620	104	110	-6	292
14	217	107	474	206	1064	440	107	110	-5	286
15	220	110	444	209	1409	560	100	110	-4	270
16	222	110	454	202	1010	580	102	110	-4	270
17	221	110	462	209	1012	600	102	112	-4	273
18	220	109	476	223	1419	632	104	112	-6	278
19	218	108	496	215	1533	684	106	112	-6	283
20	220	109	504	217	1552	672	106	112	-6	294
21	221	110	496	209	1580	640	93	112	-6	294
22	220	110	484	209	1562	592	98	112	-7	293
23	223	111	470	203	1481	560	89	112	-7	293
24	224	112	454	200	1454	520	86	114	-7	293

**Tabla E. Lecturas Diarias (Agosto 2009) Emitidas al Despacho de Carga
Oriente. (Continuación)**

S/E	TRAVIESO 356 0292-3411296							MUSCAR 377 0291-6607350 00001376				
NIVELES	KV	EBOMBEO	TRAFOS 115/13, 8	STA. BARBARA		AMANA		KV	TRAFOS 115/13, 8	AMANA		INDIO
HORA	115	MW	AMP.	MW	AMP.	MW	AMP.	115	AMP.	MW	AMP.	AMP.
01	113	6	945	0	0	19	110	116	0	82	485	230
02	113	6	941	0	0	17	100	116	0	80	470	220
03	113	6	939	0	0	15	90	117	0	77	450	215
04	114	4	937	0	0	15	90	117	0	74	435	210
05	114	4	934	0	0	14	80	117	0	72	425	210
06	114	4	930	0	0	14	80	117	0	68	400	198
07	113	6	1021	0	0	20	120	117	0	70	410	200
08	112	8	1024	0	0	27	160	116	0	78	460	220
09	110	12	1077	0	0	31	180	114	0	83	490	230
10	110	12	1088	0	0	34	200	114	0	90	530	250
11	109	12	1093	0	0	34	200	113	0	94	550	260
12	109	12	1095	0	0	37	220	113	0	95	560	270
13	109	16	1098	0	0	37	220	113	0	99	585	280
14	107	16	1105	0		36	210	113	0	100	590	285
15	110	8	1127	0		34	200	113	0	99	580	270
16	110	8	1121	0		34	200	114	0	99	580	270
17	109	6	1127	0		31	180	114	0	97	570	265
18	109	6	1098	0		27	160	112	0	104	610	290
19	108	6	1099	0		27	160	112	0	111	650	300
20	108	6	1099	0		27	160	112	0	114	670	315
21	109	4	1099	0		27	160	112	0	116	680	310
22	109	4	1114	0		26	150	113	0	111	650	300
23	111	4	1128	0		14	80	114	0	102	600	289
24	111	4	1128	0		14	80	115	0	88	520	240

**Tabla E. Lecturas Diarias (Agosto 2009) Emitidas al Despacho de Carga
Oriente. (Continuación)**

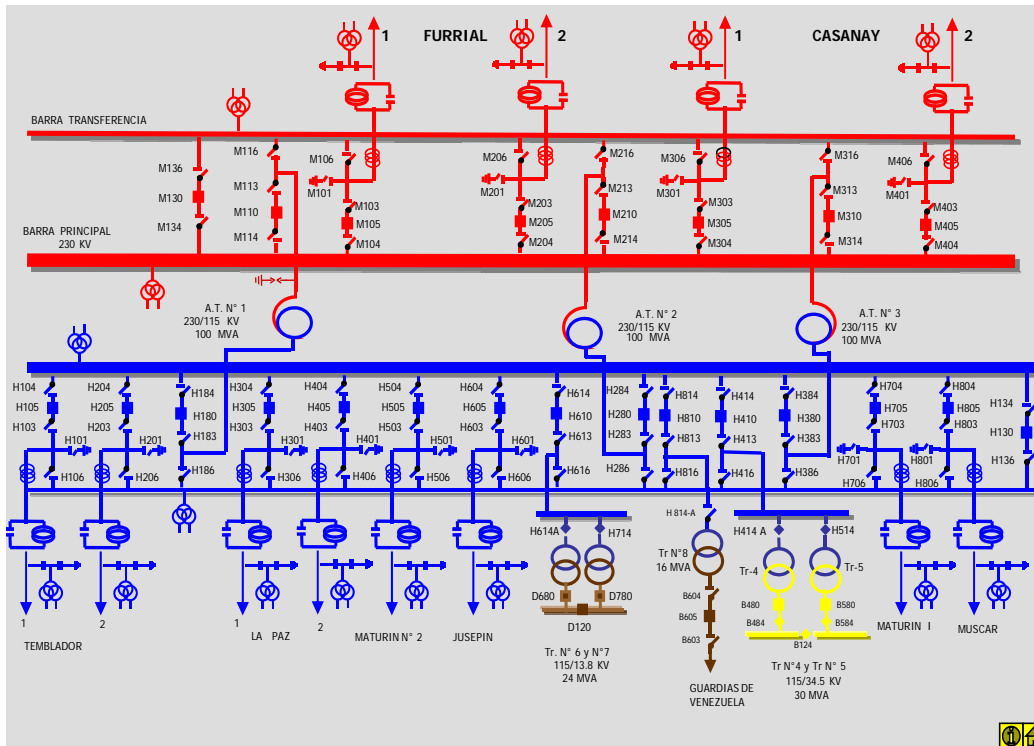
S/E	JUSEPIN 264 0291- 6405423			TEMBLADOR 320			TUCUPITA 321 - 322 -323-324-326 0287-4149583								
	NIVELES	KV	TRAFOS 115/13,8	JUSEPIN PDVSA	KV	TRAFOS 115/34, 5	TUCUPIT A	KV	TRAFOS 115/13, 8	TRAFOS 115/34, 5	UNIDADES GENERADOS # 1 Y 2				TOTAL GENERADO
HORA	115	AMP.	MW	115	AMP.	AMP.	115	AMP.	AMP.	M.W	MVAR	M.W	MVAR	M.W	MVAR
01	113	561	-67	0	0	38	114	1400	192	0	0	0	0	0	0
02	114	552	-63	0	0	37	115	1360	187	0	0	0	0	0	0
03	115	540	-59	0	0	36	115	1320	184	0	0	0	0	0	0
04	115	529	-55	0	0	35	116	1280	180	0	0	0	0	0	0
05	115	524	-53	0	0	34	117	1240	176	0	0	0	0	0	0
06	115	515	-50	0	0	33	117	1200	172	0	0	0	0	0	0
07	114	545	-50	0	0	34	115	1240	175	0	0	0	0	0	0
08	114	563	-63	0	0	36	116	1370	173	0	0	0	0	0	0
09	114	597	-70	0	0	37	116	1420	172	0	0	0	0	0	0
10	112	626	-74	0	0	40	114	1540	182	0	0	0	0	0	0
11	112	635	-79	0	0	43	114	1670	191	0	0	0	0	0	0
12	112	648	-83	0	0	45	114	1720	204	0	0	0	0	0	0
13	112	662	-87	0	0	46	113	1760	220	0	0	0	0	0	0
14	113	632	-80	0	0	48	111	1800	238	0	0	0	0	0	0
15	113	607	-73	0	0	47	112	1760	227	0	0	0	0	0	0
16	113	654	-78	0	0	46	112	1740	220	0	0	0	0	0	0
17	112	699	-82	0	0	45	114	1700	217	0	0	0	0	0	0
18	111	746	-87	0	0	46	114	1720	233	0	0	0	0	0	0
19	111	680	-91	0	0	49	112	1820	252	0	0	0	0	0	0
20	111	775	-92	0	0	50	113	1820	262	0	0	0	0	0	0
21	113	740	-88	0	0	47	113	1740	245	0	0	0	0	0	0
22	113	705	-85	0	0	47	113	1720	245	0	0	0	0	0	0
23	114	672	-81	0	0	44	113	1600	230	0	0	0	0	0	0
24	114	627	-78	0	0	41	114	1520	221	0	0	0	0	0	0

**Tabla E. Lecturas Diarias (Agosto 2009) Emitidas al Despacho de Carga
Oriente. (Continuación)**

S/E	TEJERO 379 0292- 4144217			MATURIN 263 0291- 6517636		QUIRIQ UIRE 268	BOULEVARD 260	
NIVELES	KV	TRAFOS 115/13, 8	TRAFOS 115/34, 5	KV	TRAFOS 115/13, 8	TRAFOS 115/34, 5	KV	TRAFOS 115/13, 8
HORA	115	AMP.	AMP.	115	AMP.	AMP.	115	AMP.
01	114	1170	397	112	2148	0	110	1550
02	115	1140	378	112	2104	0	111	1510
03	115	1110	368	112	2058	0	111	1470
04	115	1090	364	113	2010	0	111	1450
05	115	1090	359	113	1962	0	112	1430
06	115	1065	342	114	1916	0	113	1410
07	115	1070	344	112	1974	0	112	1480
08	113	1240	374	110	2239	0	108	1860
09	112	1300	400	108	2484	0	107	1910
10	112	1400	410	106	2629	0	105	2070
11	109	1430	422	106	2538	0	105	2080
12	110	1460	414	106	2624	0	105	2300
13	110	1480	407	104	2714	0	103	2370
14	111	1480	417	104	2721	0	107	1670
15	111	1480	417	107	2811	0	106	1690
16	111	1470	429	107	2742	0	106	2220
17	112	1560	439	106	2717	0	106	2200
18	110	1590	491	104	2705	0	104	2270
19	111	1590	486	105	2509	0	104	2300
20	111	1590	486	106	2451	0	105	2300
21	111	1410	475	106	2505	0	105	2250
22	113	1330	456	106	2512	0	106	2220
23	113	1265	427	107	2483	0	107	2180
24	113	1350	433	109	2363		110	1890

Anexo F

Diagramas unifilares.



GERENCIA DE OPERACIONES
DESPACHO DE CARGA
SISTEMA ORIENTAL

S/E INDIO
230/115/34,5/13,8 KV
Enero-2009

ELABORADO: FROILAN BARRETO
REVISADO: NAM CHONG FUNG



S/E INDIO										
LINEA	KV	LONGITUD KM	T.C. AMP	ESQUEMA DE PROT.	CARGA (Amp)		DISYUNTOR MARCA	TIPO	CONDUCTOR	
					MAXIMA	MINIMA			TIPO	CALIBRE
CASANAY N°1	230	109	500/5	LBA LZ32			SIEMENS	FX-12	ACAR	1100 MCM
CASANAY N°2	230	109	500/5	LBA LZ32			GEC	3AS2	ACAR	1100 MCM
FURRIAL N° 1	230	163	1500/1	LBA LZ32			ALSTHOM	F1-245F3	ACAR	911 MCM
FURRIAL N° 2	230	163	1500/1	LBA LZ32			SIEMENS	3AS2	ACAR	911 MCM
MATURIN N°1	115	9	500/5	LZ32 LI41A			AEG	S1-145	ACAR	350 MCM
MATURIN N°2	115	9	600/5	LZ32 LI41A			SIEMENS	H-801	ACAR	350 MCM
LA PAZ N°1	115	12	500/5	LZ96 BAR2006			COSCRU ZIONI	AGV145	ACAR	500 MCM
LA PAZ N°2	115	12	600/5	LZ96 BAR2006			SIEMENS	H-801	ACAR	500 MCM
TEMBLADOR N°1	115	94	300/5	LZ32 LI41A			SIEMENS	H-801	ACAR	350 MCM
TEMBLADOR N°2	115	94	300/5	LZ32 LI41A			SIEMENS	H-801	ACAR	350 MCM
JUSEPIN	115	33	600/5	LZ32 LI41A			SIEMENS	H-801	ACAR	350 MCM
MUSCAR	115	40,4	500/5	LZ316			AEG	S1-145	ACSR	336,4

AUTO-TRANSFORMADOR DE POTENCIA									
N°	MARCA	RELACION KV	CAPACID. MVA	BAJA T. T.C.	IMP.	DEMANDA		DISYUNTOR (B.T.)	
						MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO
1	MITSUBISHI	230/115	100	500/5	7,52			SIEMENS	H-801
2	MITSUBISHI	230/115	100	500/5	7,49			SIEMENS	H-801
3	ALSTHOM	230/115	100	500/5	8,4			AEG	S1-145
4	ALSTHOM	115/34,5	30	500/5				TABLECER	OX-36
5	ALSTHOM	115/34,5	30	500/5	10,2			TABLECER	OX-36
6	MITSUBISHI	115/13,8	20	800/5	6,3			G.E	EXTRAIBLE
7	PAUWELS	115/13,8	20	800/5	6,7			G.E	EXTRAIBLE
8	G.E	115/13,8	16	400/5	6,9			BRUXELLS	AE-36

Figura F.1. Datos Técnicos S/E El Indio 230 kV.

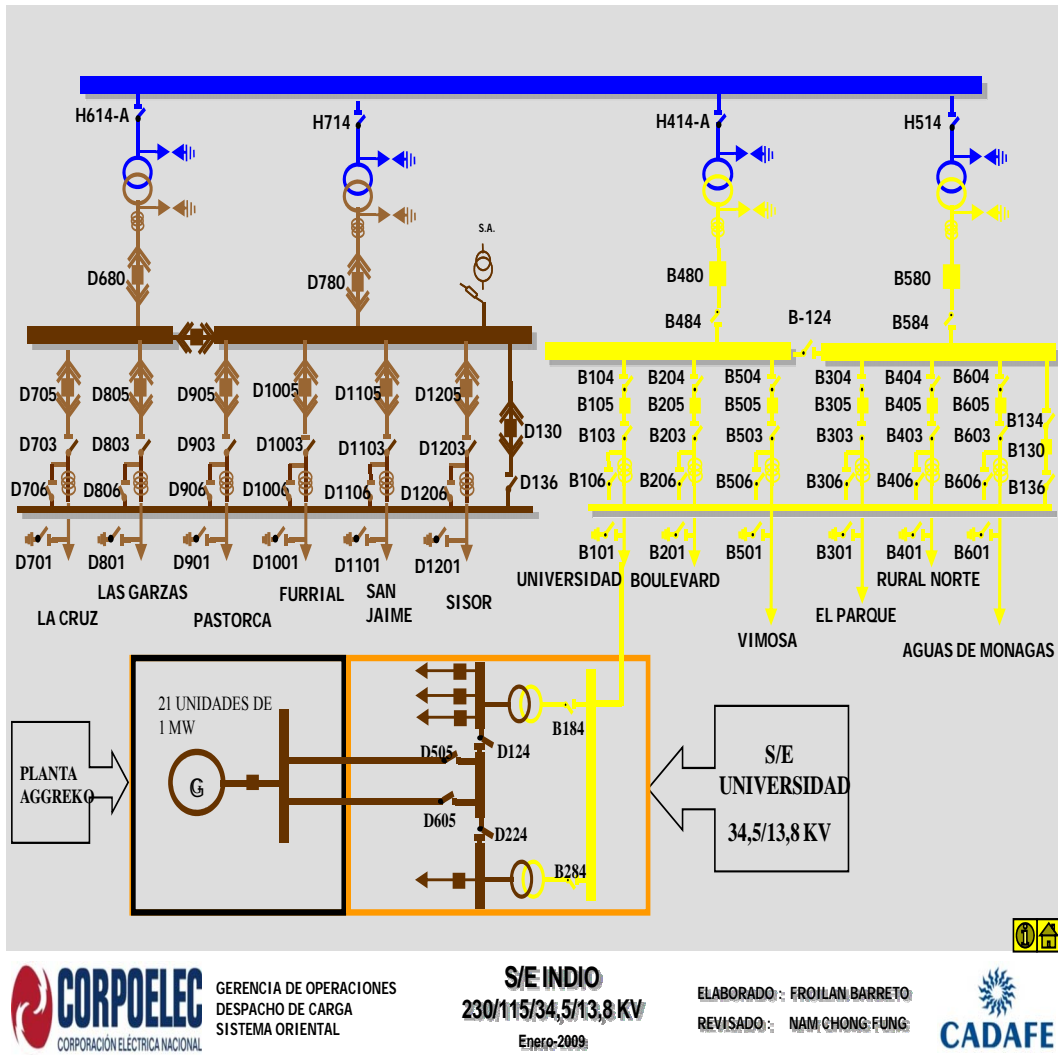
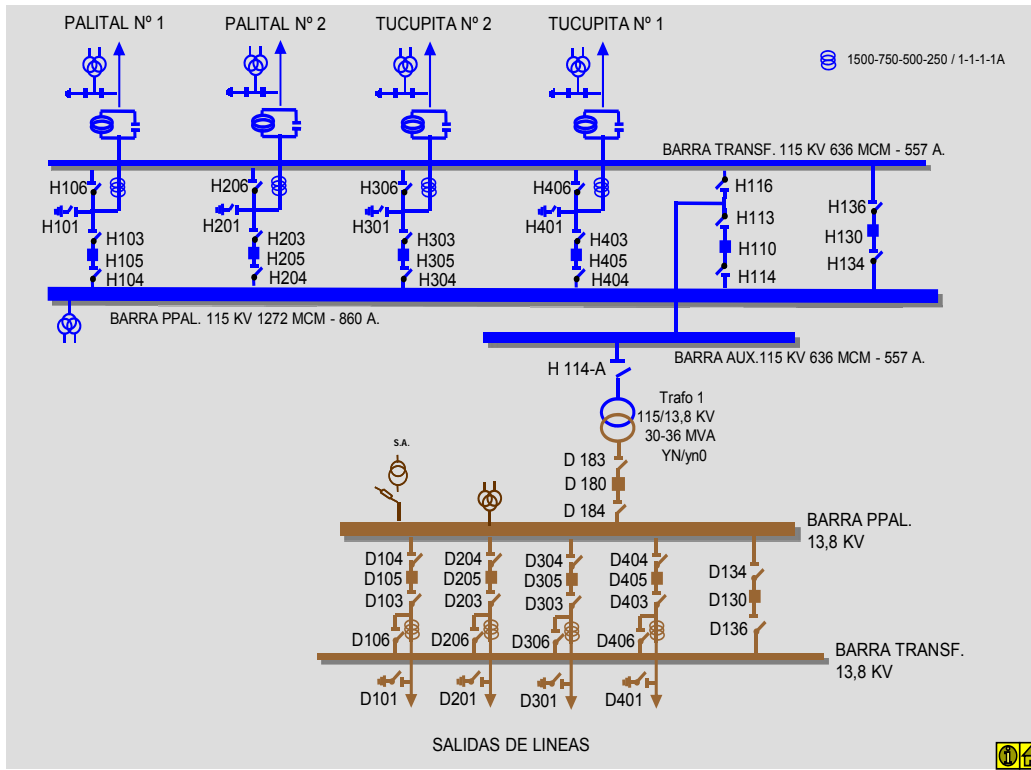


Figura F.2. Datos Técnicos S/E El Indio 115 kV.



GERENCIA DE OPERACIONES
DESPACHO DE CARGA
SISTEMA ORIENTAL

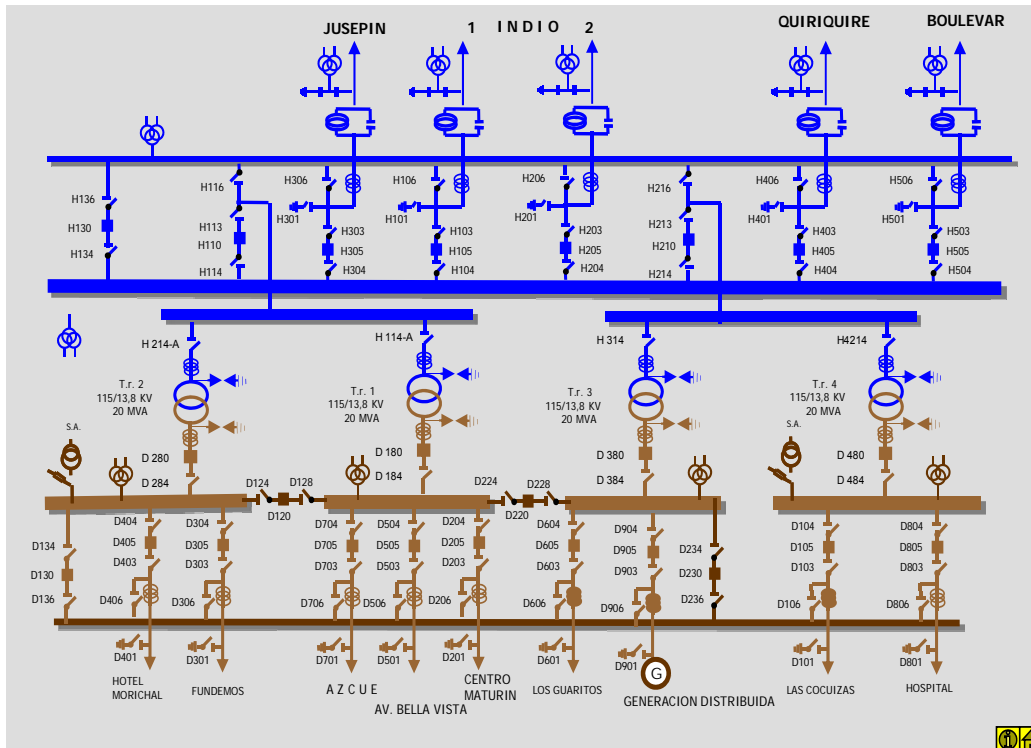
S/E BARRANCAS
115/13,8 KV
JUNIO-2009

ELABORADO : FROILAN BARRETO
REVISADO : NAM CHONG FUNG



S/E BARRANCAS										
LINEA	KV	LONGITUD KM	T.C. AMP	ESQUEMA DE PROT.	CARGA (Amp)		DISYUNTOR		CONDUCTOR	
					MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	TIPO	CALIBRE
TUCUPITA N° 1	115	93,22	750/1	SIEMENS	115		SIEMENS	3AP1 FG	ACAR	500
TUCUPITA N° 2	115	93,22	750/1	SIEMENS	115				ACAR	500
PALITAL N° 1	115	47,24	750/1	SIEMENS	140				ACAR	500
PALITAL N° 1	115	47,24	750/1	SIEMENS	140				ACAR	500
TRANSFORMADOR DE POTENCIA										
N°	MARCA	RELACION KV	CAPACID. MVA	BAJA T. T.C.	IMP.	DEMANDA (MVA)		DISYUNTOR		
						MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	
1	AREVA	115/13,8	36	1500		8		SIEMENS	3AF 03	

Figura F.3. Datos Técnicos S/E Barrancas.



GERENCIA DE OPERACIONES
DESPACHO DE CARGA
SISTEMA ORIENTAL

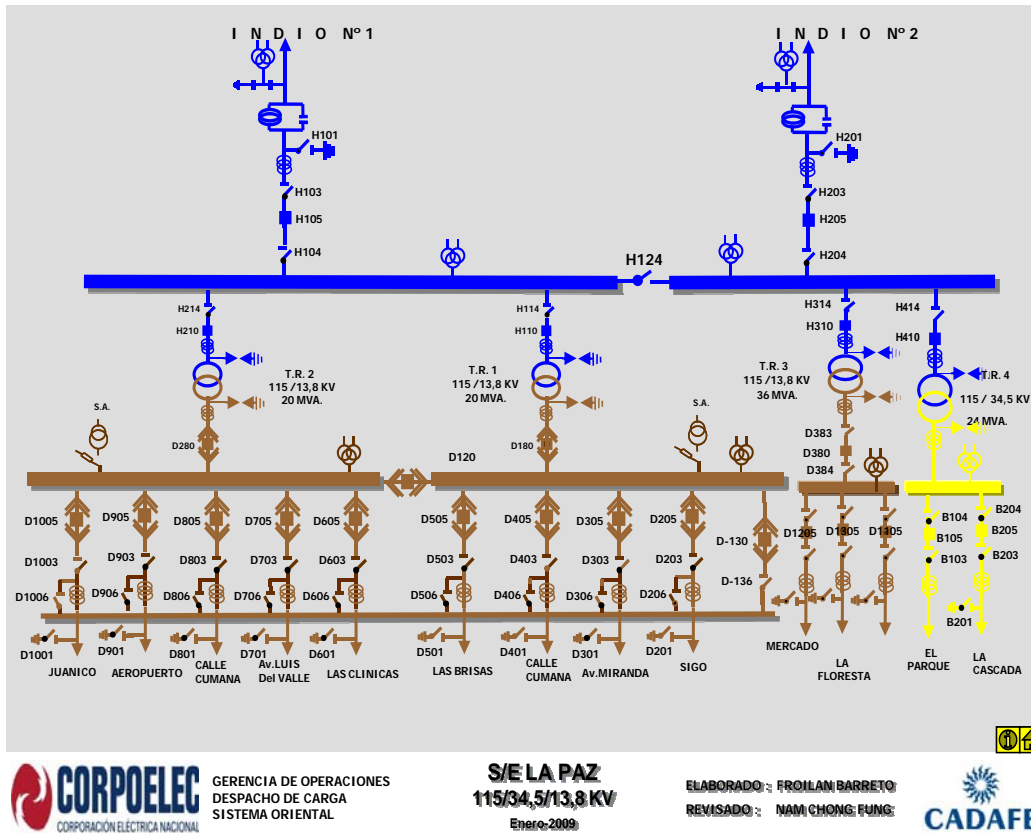
S/E MATORIN
115/13,8 KV
Enero-2009

ELABORADO: FROILAN BARRETO
REVISADO: NAM CHONG FUNG



S/E MATORIN										
LINEA	KV	LONGITUD KM	T.C. AMP	ESQUEMA DE PROT.	CARGA (Amp)		DISYUNTOR		CONDUCTOR	
					MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	TIPO	CALIBRE
INDIO N° 1	115	9	600/5	LZ32 LI41A			SIEMENS	H 801-110N/800-400EG	ACSR	336 MCM
INDIO N° 2	115	10	300/5	LZ32 LI41A			SIEMENS	H 801-110N/800-400EG	ACAR	350 MCM
JUSEPIN	115	40	600/5	LZ32 LI41A			SIEMENS	H 801-110N/800-400EG	ACAR	350 MCM
QUIRIQUIRE	115	28	300/5	LZ32 LI41A			SIEMENS	H 801-110N/800-400EG	ACAR	500 MCM
BOULEVAR	115	12,5	300/5	LZ32 LI41A			SIEMENS	H 801-110N/800-400EG	ACAR	500 MCM
TRANSFORMADOR DE POTENCIA										
N°	MARCA	RELACION KV	CAPACID. MVA	BAJA T. T.C.	IMP.	DEMANDA		DISYUNTOR (B.T.)		
						MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	
1	UNION	115/13,8	20	800/5	9,45			TABLECEL	0X 15	
2	UNION	115/13,8	20	800/5	10,7			TABLECEL	0X 15	
3	TOSHIBA	115/13,8	20	800/5	9,87			TABLECEL	0X 15	
4	STROMBERG	115/13,8	20	800/5	7,26			TABLECEL	0X 15	

Figura F.4. Datos Técnicos S/E Maturín.



GERENCIA DE OPERACIONES
DESPACHO DE CARGA
SISTEMA ORIENTAL

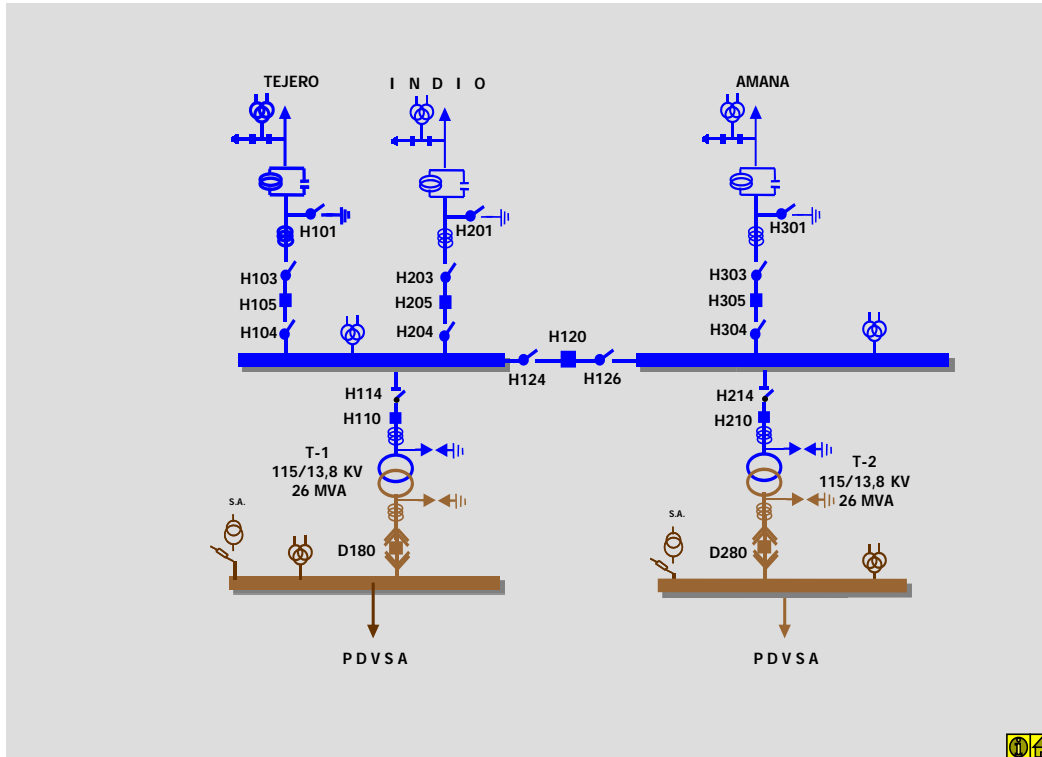
S/E LA PAZ
115/34,5/13,8 KV
Enero-2009

ELABORADO: FROILAN BARRETO
REVISADO: NAM CHONG FUNG



S/E LA PAZ										
LINEA	KV	LONGITUD KM	T.C. AMP	ESQUEMA DE PROT.	CARGA (Amp)		DISYUNTOR		CONDUCTOR	
					MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	TIPO	CALIBRE
INDIO N° 1	115	12	500/5	LZ92 LZ92			ALTOHN	FG-1	ACAR	350 MCM
INDIO N° 2	115	12	500/5	LZ92 LZ92			ALTOHN	FG-1	ACAR	350 MCM
AUTO-TRANSFORMADOR DE POTENCIA										
N°	MARCA	RELACION KV	CAPACID. MVA	BAJA T. T.C.	IMP.	DEMANDA		DISYUNTOR (B.T.)		
						MAXIMA	MINIMA	MARCA	MN	
1	UNION	115/13,8	20	100/5	12,6			SF6	HMX 15/25-630	
2	UNION	115/13,8	20	100/5	12,6			SF6	HMX 15/25-630	
3	SIEMENS	115/13,8	36	1500/5	10,45			GEC	ELMX-36-FP36	
4	SCHNEIDER	115/34,5	24	600/5	10,45			GEC	ELMX-36-FP36	

Figura F.5. Datos Técnicos S/E La Paz.



GERENCIA DE OPERACIONES
DESPACHO DE CARGA
SISTEMA ORIENTAL

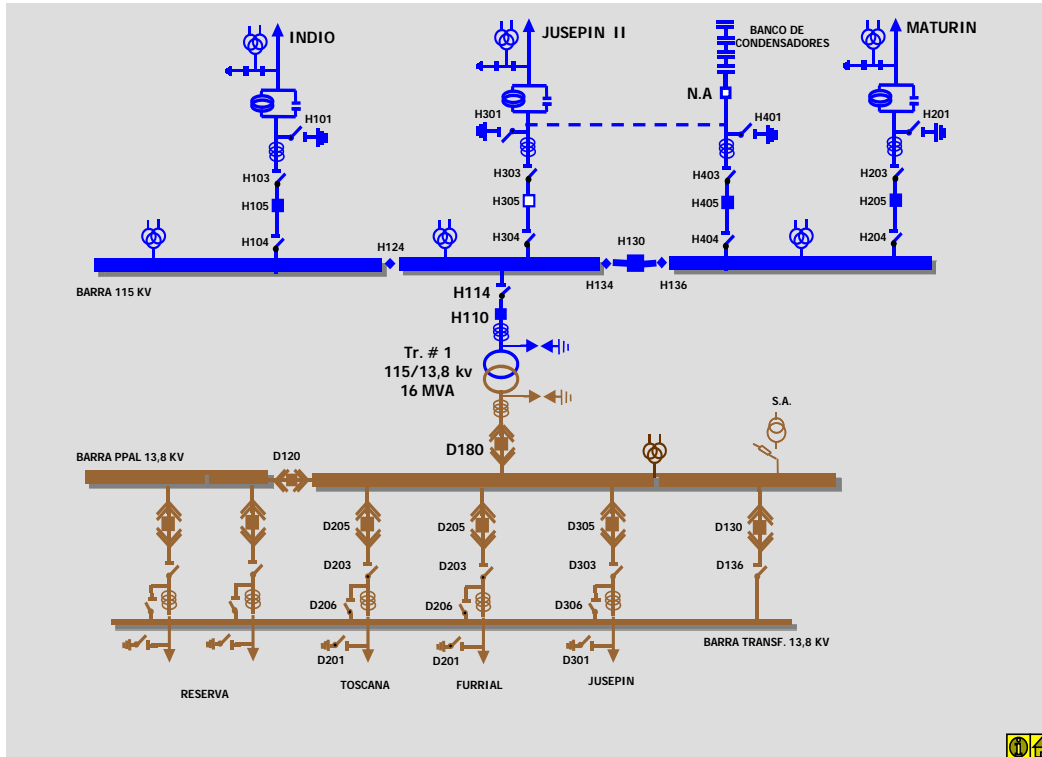
S/E MUSCAR
115/13,8 KV
Enero-2009

ELABORADO: FROILAN BARRETO
REVISADO: NAM CHONG FUNG



S/E MUSCAR										
LINEA	KV	LONGITUD KM	T.C. AMP	ESQUEMA DE PROT.	CARGA (Amp)		DISYUNTOR		CONDUCTOR	
					MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	TIPO	CALIBRE
TEJERO	115	7	300/5	RAZOA RAZOA			AEG	F1-145	ACSR	336 MCM
INDIO	115	24	500/5	RAZOA RAZOA			AEG	F1-145	ACSR	336 MCM
AMANA	115	2	600/5	RAZOA RAZOA			AEG	F1-145	ACAR	500 MCM
AUTO-TRANSFORMADOR DE POTENCIA										
N°	MARCA	RELACION KV	CAPACID. MVA	BAJA T. T.C.	IMP.	DEMANDA			DISYUNTOR	
						MAXIMA	MINIMA		MARCA	TIPO
1	IEM	115/13,8	16	600/5	6				EIB	VB5
2	IEM	115/13,8	16	600/5	6				AEG	VB5

Figura F.6. Datos Técnicos S/E Muscar.



GERENCIA DE OPERACIONES
DESPACHO DE CARGA
SISTEMA ORIENTAL

S/E JUSEPIN
115/13,8 KV
Enero-2009

ELABORADO: FROILAN BARRETO
REVISADO: NAM CHONG FUNG

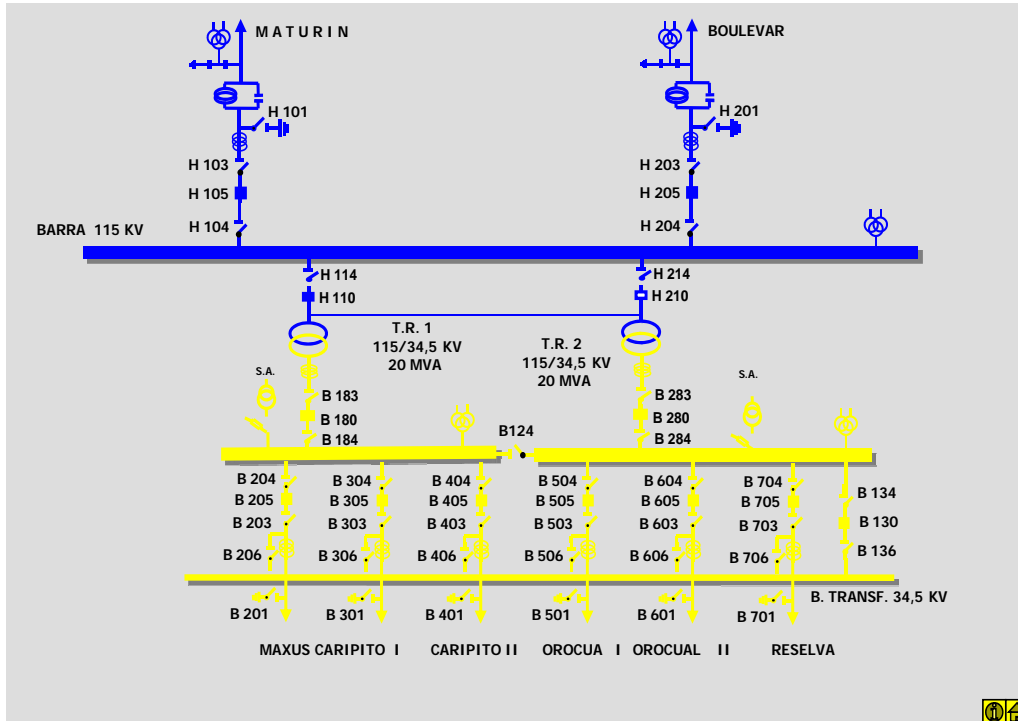


S/E JUSEPIN											
LINEA	KV	LONGITUD KM	T.C. AMP	ESQUEMA DE PROT.	CARGA (Amp)		DISYUNTOR		CONDUCTOR		
					MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	TIPO	CALIBRE	
INDIO	115	33	600/5	LZ32 LI41A			ISODEL	HF-55/2F	ACAR	350 MCM	
MATORIN	115	40	600/5	LZ32 LI41A			ISODEL	HF-55/2F	ACAR	350 MCM	
PDVSA N° 1	115	2	1000/1	SIEMENS			AEG	SI-145	ACAR	1100 MCM	
BANCO COND.	2X 15MVAR			LZ32 LI41A			AEG	SI-145	ACAR	500 MCM	

AUTO-TRANSFORMADOR DE POTENCIA

N°	MARCA	RELACION KV	CAPACID. MVA	BAJAT. T.C.	IMP.	DEMANDA		DISYUNTOR (B.T.)	
						MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO
1	S.W	115/13,8	20	800/5	11,56			GEC	HMX-15/25- 630

Figura F.7. Datos Técnicos S/E Jusepin.



GERENCIA DE OPERACIONES
DESPACHO DE CARGA
SISTEMA ORIENTAL

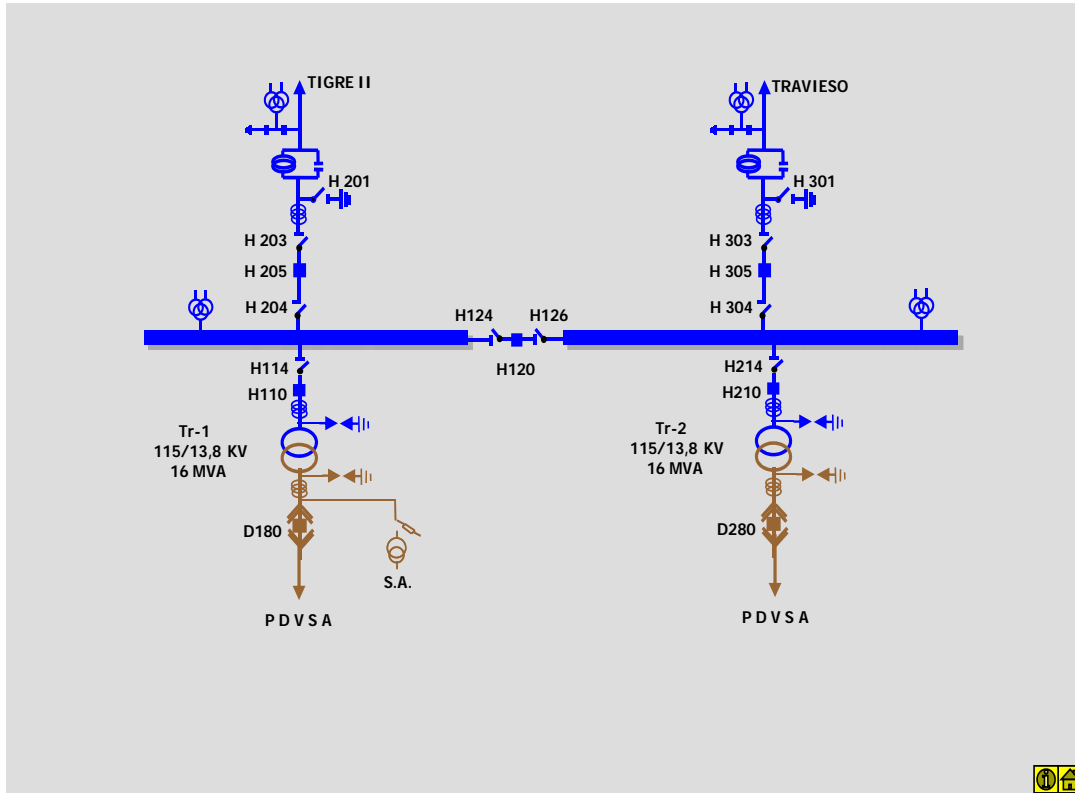
S/E QUIRIQUIRE
115/34,5 KV
Enero-2009

ELABORADO: FROILAN BARRETO
REVISADO: NAM CHONG FUNG



S/E QUIRIQUIRE										
LINEA	KV	LONGITUD KM	T.C. AMP	ESQUEMA DE PROT.	CARGA (Amp)		DISYUNTOR		CONDUCTOR	
					MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	TIPO	CALIBRE
MATURIN	115	28	300/5	LZ92 LZ92			GEC	FG1	ACAR	500 MCM
BOULEVAR	115	23,5	300/5	LZ92 LZ92			AEG	SI-145	ACAR	500 MCM
AUTO-TRANSFORMADOR DE POTENCIA										
N°	MARCA	RELACION KV	CAPACID. MVA	BAJAT. T.C.	IMP.	DEMANDA		DISYUNTOR (B.T.)		
						MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	
1	EE	115/34,5	20	800/5	7,48			TABLECEL	OX	
2	SCHNEIDER	115/34,5	20	800/5	10,98			TABLECEL	OX	

Figura F.8. Datos Técnicos S/E Quiriquire.



GERENCIA DE OPERACIONES
DESPECHO DE CARGA
SISTEMA ORIENTAL

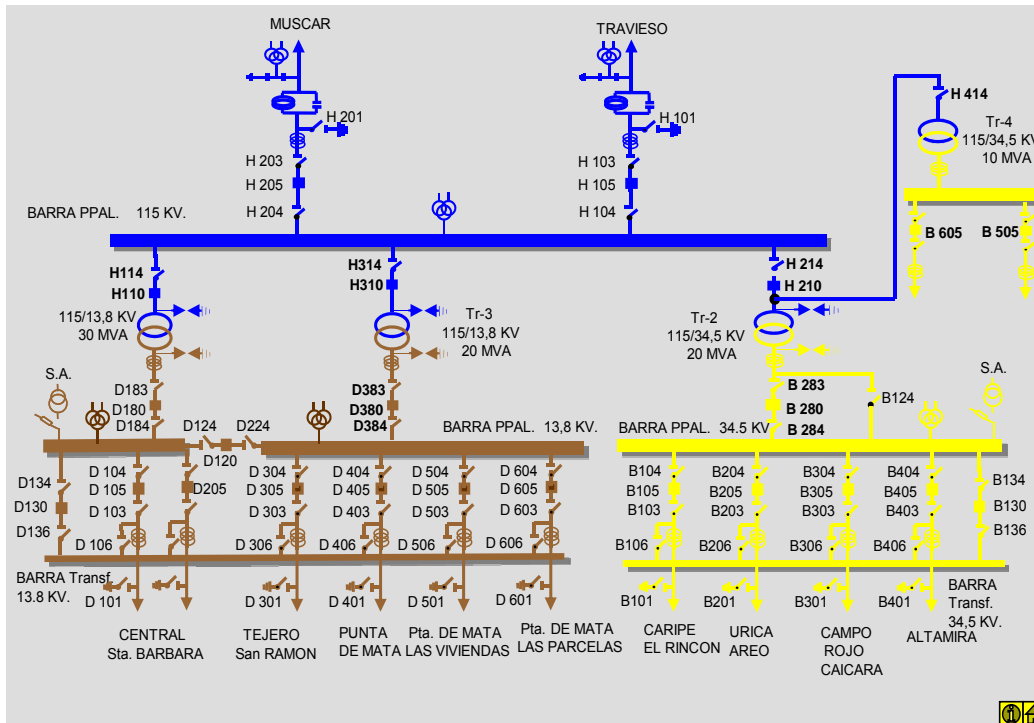
S/E SANTA BARBARA
115/13,8 KV
Enero-2009.

ELABORADO: FROILAN BARRETO
REVISADO: NAM CHONG FUNG



S/E SANTA BARBARA										
LINEA	KV	LONGITUD KM	T.C. AMP	ESQUEMA DE PROT.	CARGA (Amp)		DISYUNTOR		CONDUCTOR	
					MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	TIPO	CALIBRE
TIGRE II N° 1	115	110	600/5	RAZOA			AEG	SI-145	ARVIDA	10 KM 500 110 KM 350 MCM
TRAVIESO	115	21	600/5	RAZOA			AEG	SI-145	ACAR	500 MCM
AUTO-TRANSFORMADOR DE POTENCIA										
N°	MARCA	RELACION KV	CAPACID. MVA	BAJA T. T.C.	IMP.	DEMANDA		DISYUNTOR (B.T.)		
						MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	
1	IEM	115/13,8	16	600/5	9,8			AEG	VAA-6312	
2	IEM	115/13,8	16	600/5	9,8			AEG	VAA-6312	

Figura F.9. Datos Técnicos S/E Santa Barbara.



GERENCIA DE OPERACIONES
DESPACHO DE CARGA
SISTEMA ORIENTAL

S/E TEJERO
115/34.5/13.8 KV
Enero-2009

ELABORADO: FROILAN BARRETO
REVISADO: NAM CHONG FUNG

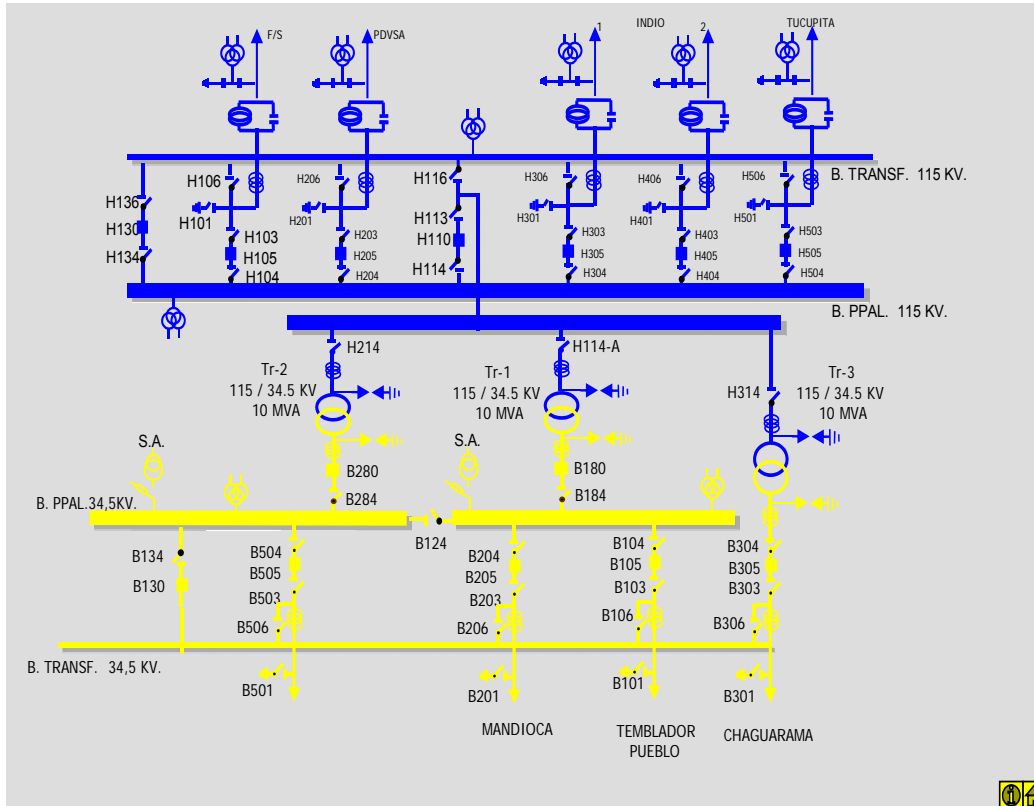


S/E TEJERO										
LINEA	KV	LONGITUD KM	T.C. AMP	ESQUEMA DE PROT.	CARGA (Amp)		DISYUNTOR		CONDUCTOR	
					MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	TIPO	CALIBRE
MUSCAR	115	7	300/5	LZ32 LI41A			GEC	FG1	ACSR	336,4 MCM
TRAVIESO	115	8	300/5	LZ32 LI41A			GEC	FG1	ARVIDAL	394,5 MCM

AUTO-TRANSFORMADOR DE POTENCIA

N°	MARCA	RELACION KV	CAPACID. MVA	BAJA T. T.C.	IMP.	DEMANDA		DISYUNTOR (B.T.)	
						MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO
1	AEG	115/13,8	10	400/5	8,35			TABLECEL	OX
2	EE	115/34,5	20	300/5	7,48			ISODEL	HDF 307
3	PAUWELS	115/13,8	20	800/5	7,26			TABLECEL	OX
4		115/34,5	20	400/5					

Figura F.10. Datos Técnicos S/E Tejero.



GERENCIA DE OPERACIONES
DESPACHO DE CARGA
SISTEMA ORIENTAL

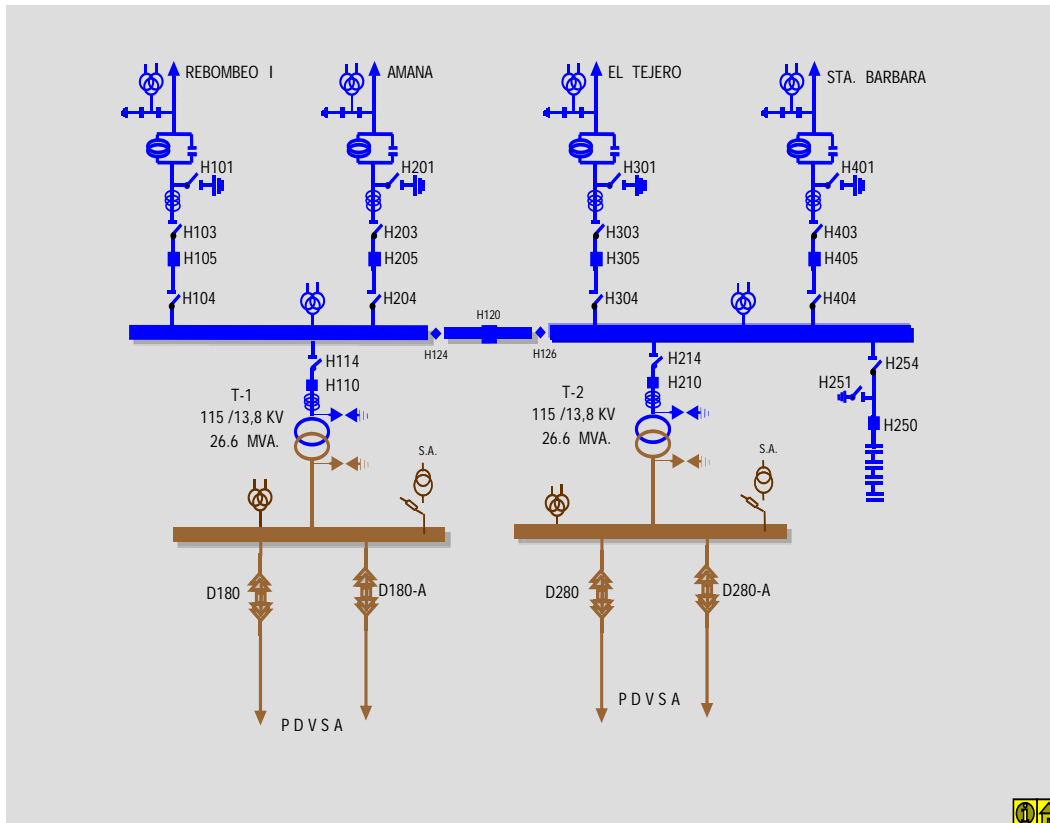
S/E TEMBLADOR
115/34,5 KV
Enero-2009

ELABORADO: FROILAN BARRETO
REVISADO: NAM CHONG FUNG



S/E TEMBLADOR										
LINEA	KV	LONGITUD KM	T.C. AMP	ESQUEMA DE PROT.	CARGA (Amp)		DISYUNTOR		CONDUCTOR	
					MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	TIPO	CALIBRE
SAN JAIME	115	103	300/5	LZ32 LI41A			SIEMENS	H801-110N/800-400EG	ACAR	350 MCM
INDIO N° 2	115	94	300/5	LZ32 LI41A			SIEMENS	H801-110N/800-400EG	ACAR	350 MCM
PDVSA	115	0,7	600/5	REL-316 RET-316			SIEMENS	H801-110N/800-400EG	ACAR	500 MCM
TUCUPITA	115	98	300/5	LZ32 LI41A			SIEMENS	H801-110N/800-400EG	ACSR	56 KM DE 4/O 42 KM DE 350 MCM
AUTO-TRANSFORMADOR DE POTENCIA										
N°	MARCA	RELACION KV	CAPACID. MVA	BAJA T. T.C.	IMP.	DEMANDA		DISYUNTOR		
						MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	
1	UNION	115/34,5 KV	10	150/5	8,2			SIEMENS	AEZ61100018	
2	UNION	115/34,5 KV	10	150/5	8,2			SIEMENS	AEZ61100018	
3	TOSHIBA	115/34,5 KV	10	150/5	8,2			SIEMENS	AEZ61100018	

Figura F.11. Datos Técnicos S/E Temblador.



GERENCIA DE OPERACIONES
DESPECHO DE CARGA
SISTEMA ORIENTAL

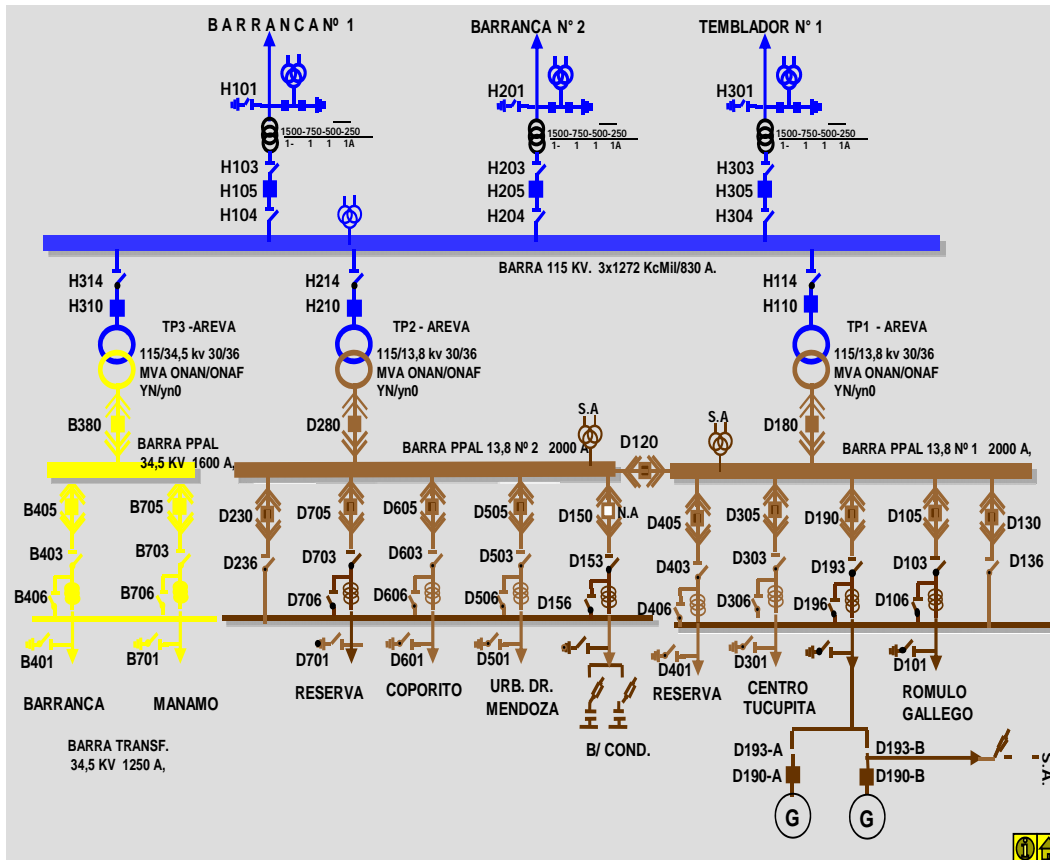
S/E TRAVIESO
115/13,8 KV
Enero-2009

ELABORADO: FROILAN BARRETO
REVISADO: NAM CHONG FUNG



S/E TRAVIESO										
LINEA	KV	LONGITUD KM	T.C. AMP	ESQUEMA DE PROT.	CARGA (Amp)		DISYUNTOR		CONDUCTOR	
					MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	TIPO	CALIBRE
REBOMBEO I	115	33	600/5	RAZOA RAZOA			AEG	SI-145	ACAR	500 MCM
AMANA	115	18	600/5	RAZOA RAZOA			AEG	SI-145	ACAR	500 MCM
TEJERO	115	8	300/5	RAZOA RAZOA			AEG	SI-145	ARVIDAL	394,5 MCM
STA. BARBARA	115	21	600/5	RAZOA RAZOA			AEG	SI-145	ACAR	500 MCM
AUTO-TRANSFORMADOR DE POTENCIA										
N°	MARCA	RELACION KV	CAPACID. MVA	BAJA T. T.C.	IMP.	DEMANDA		DISYUNTOR (B.T.)		
						MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	
1	IEM	115/13,8	20	800/5	9,8			EIB	VB5	
2	IEM	115/13,8	20	800/5	9,8			EIB	VB5	

Figura F.12. Datos Técnicos S/E Travesio.



GERENCIA DE OPERACIONES
DESPECHO DE CARGA
SISTEMA ORIENTAL

S/E TUCUPITA
115/34,5/13,8 KV
Enero-2009

ELABORADO: FROILAN BARRETO
REVISADO: NAM CHONG FUNG



S/E TUCUPITA										
LINEA	KV	LONGITUD KM	T.C. AMP	ESQUEMA PROT.	CARGA (Amp)		DISYUNTOR		CONDUCTOR	
					MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	TIPO	CALIBRE
TEMBLADOR	115	98					SIEMENS	H801-110N/800-400EG	ACSR	56 KM DE 4/0 42 KM DE 350 MCM
BARRANCA N° 1										
BARRANCA N° 2										

AUTO-TRANSFORMADOR DE POTENCIA

N°	MARCA	RELACION KV	CAPACID. MVA	BAJA T. T.C.	IMP.	DEMANDA		DISYUNTOR	
						MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO
1	AREVA	115/34,5	36						
2	AREVA	115/13,8	36	1500/5					
	AREVA	115/13,8	36	1500/5					

Figura F.13. Datos Técnicos S/E Tucupita.

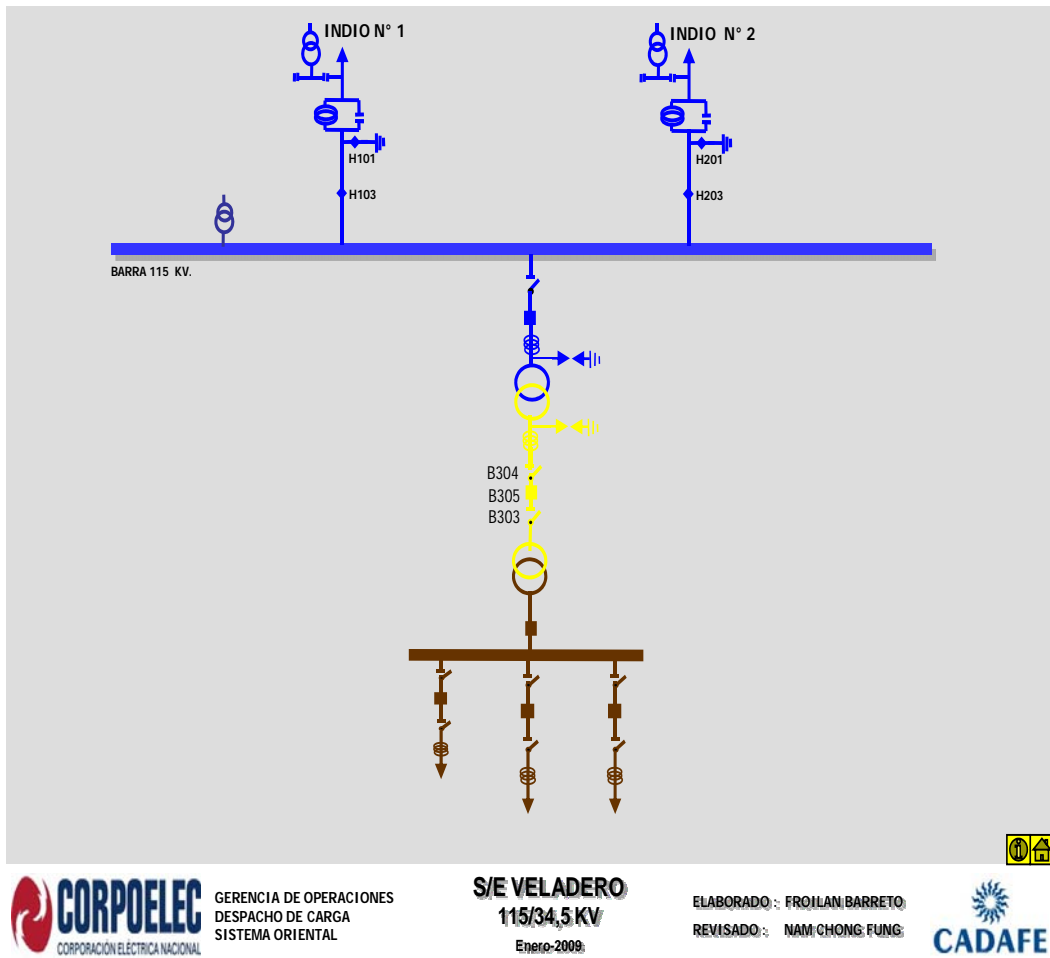
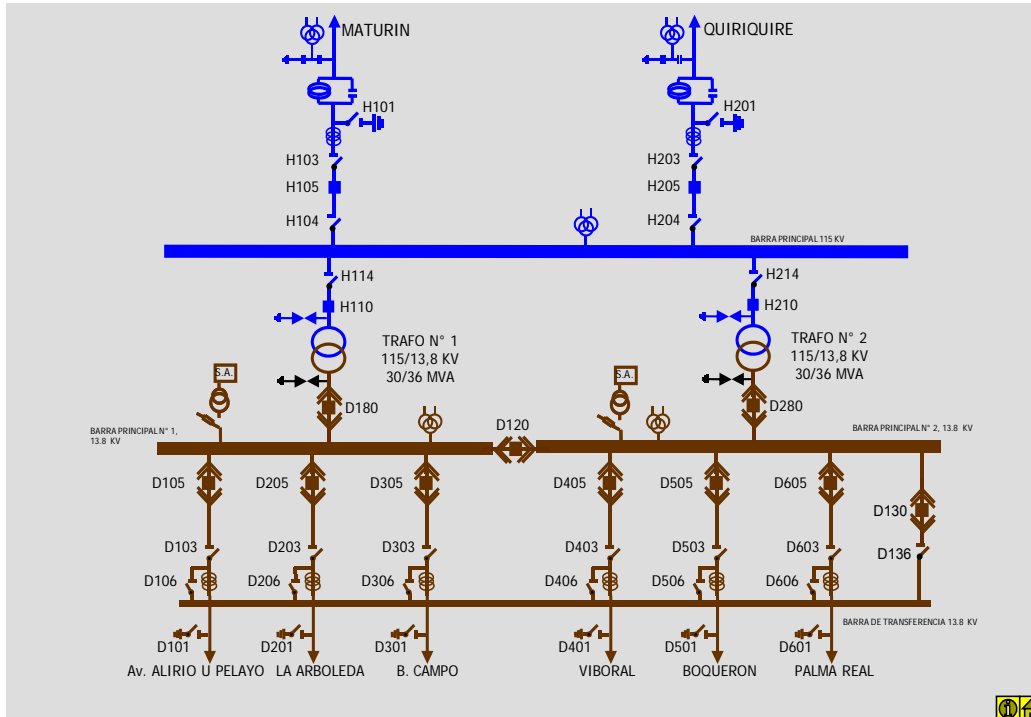


Figura F.14. Datos Técnicos S/E Veladero.



GERENCIA DE OPERACIONES
DESPACHO DE CARGA
SISTEMA ORIENTAL

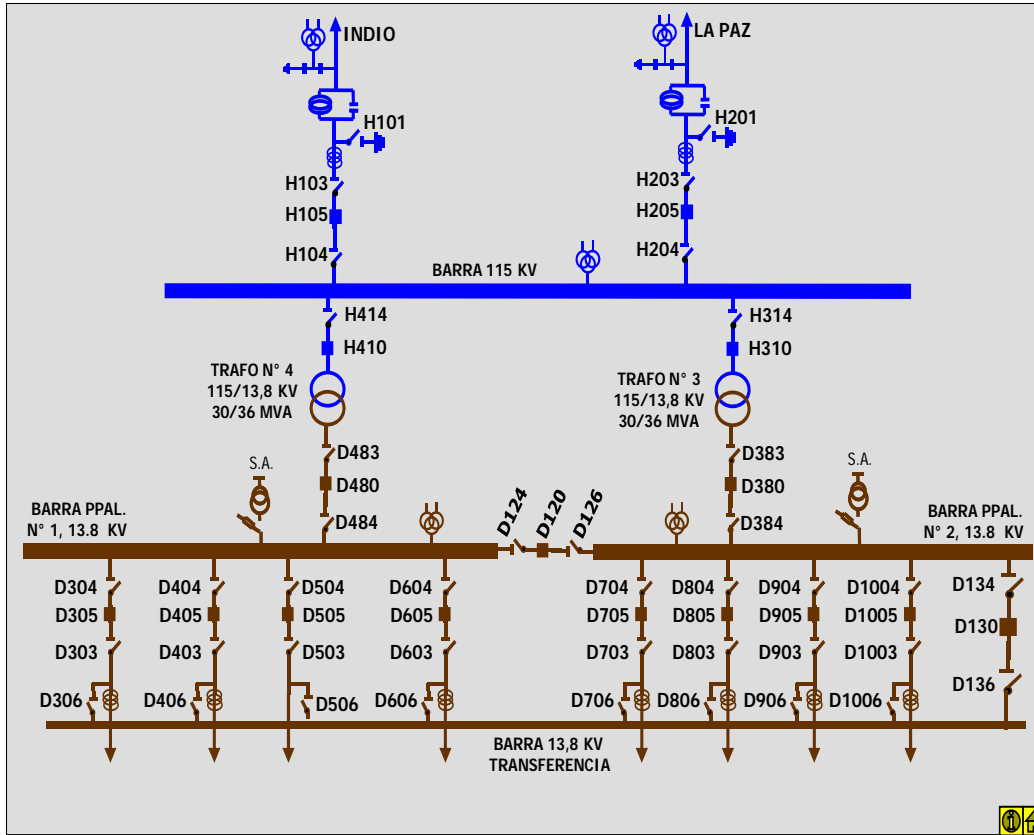
S/E BOULEVARD
115/13,8 KV
Enero-2009

ELABORADO: FROILAN BARRETO
REVISADO: NAMI CHONG FUNG



S/E BOLUEVARD										
LINEA	KV	LONGITUD KM	T.C. AMP	ESQUEMA PROT.	CARGA (Amp)		DISYUNTOR		CONDUCTOR	
					MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	TIPO	CALIBRE
QUIRIQUIRE	115	23,5	600/5	SIEMENS					ACAR	350 MCM
MATURIN		12,5	600/5	SIEMENS	250				ACAR	350 MCM
AUTO-TRANSFORMADOR DE POTENCIA										
N°	MARCA	RELACION KV	CAPACID. MVA	BAJA T. T.C.	IMP.	DEMANDA		DISYUNTOR		
						MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	
1	SIEMENS	115/13,8	36	1500/5				SF6	HMX 15/25-630	
2	SIEMENS	115/13,8	36	1500/5				SF6	HMX 15/25-630	

Figura F.15. Datos Técnicos S/E Boulevard.



GERENCIA DE OPERACIONES
DESPACHO DE CARGA
SISTEMA ORIENTAL

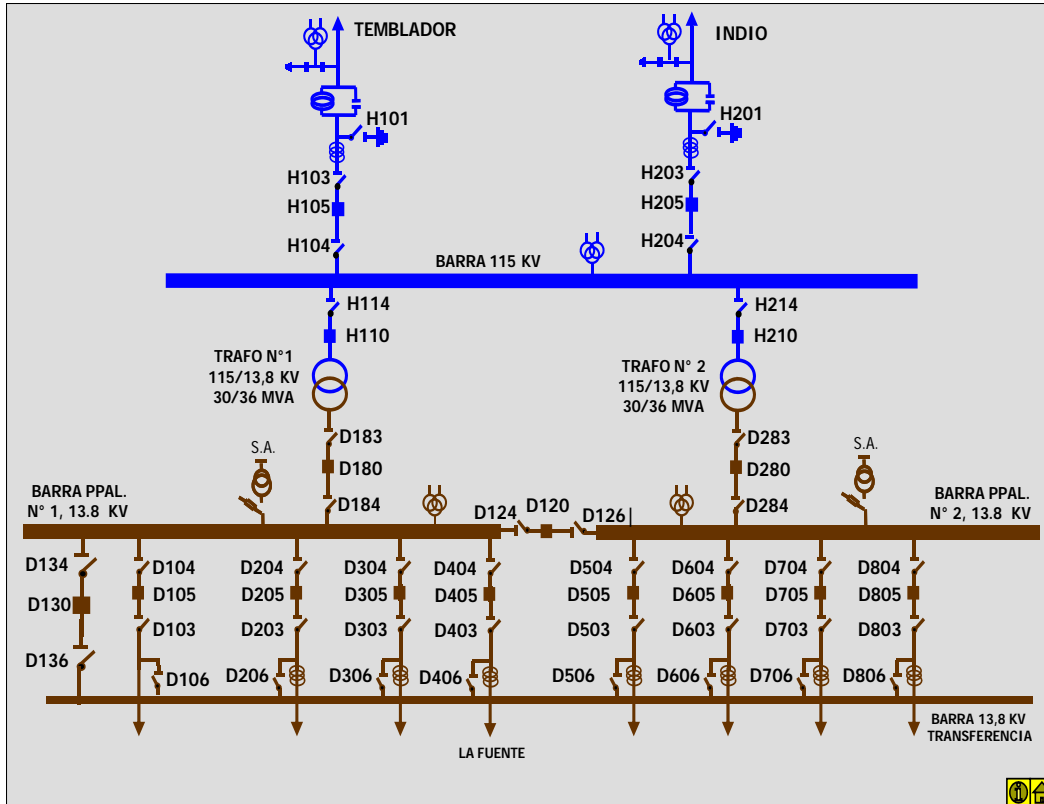
S/E EL PARQUE
115/13,8 KV
Enero-2009

ELABORADO : FROILAN BARRETO
REVISADO : NAM CHONG FUNG



S/E EL PARQUE 115/13,8 KV										
LINEA	KV	LONGITUD KM	T.C. AMP	ESQUEMA DE PROT.	CARGA (Amp)		DISYUNTOR		CONDUCTOR	
					MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	TIPO	CALIBRE
INDIO	115	11,22	750/5	G.E D60	200				ACAR	500
LA PAZ	115	9,22	750/5	G.E D60	90				ACAR	500
TRANSFORMADOR DE POTENCIA										
N°	MARCA	RELACION KV	CAPACID. MVA	BAJA T. T.C.	IMP.	DEMANDA (MVA)		DISYUNTOR		
						MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	
1	SIEMENS	115/13,8	36	1200/5	9,75	20		SIEMENS	3AS1	
2	SIEMENS	115/13,8	36	1200/5	9,75	20		SIEMENS	3AS1	

Figura F.16. Datos Técnicos S/E El Parque.



GERENCIA DE OPERACIONES
DESPACHO DE CARGA
SISTEMA ORIENTAL

S/E SAN JAIME
115/13,8 KV
Junio-2009

ELABORADO : FROILAN BARRETO
REVISADO : NAM CHONG FUNG



S/E SAN JAIME										
LINEA	KV	LONGITUD KM	T.C. AMP	ESQUEMA DE PROT.	CARGA (Amp)		DISYUNTOR		CONDUCTOR	
					MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	TIPO	CALIBRE
INDIO	115	9	750/1	G.E D60	90				ACAR	500
TEMBLADOR N° 1	115	103	750/1	G.E D60					ACAR	500
TRANSFORMADOR DE POTENCIA										
N°	MARCA	RELACION KV	CAPACID. MVA	BAJA T. T.C.	IMP.	DEMANDA (MVA)		DISYUNTOR		
						MAXIMA	MINIMA	MARCA	TIPO	
1	AREVA	115/13,8	36	1500		7				
2	AREVA	115/13,8	36	1500		7				

Figura F.17. Datos Técnicos S/E San Jaime.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

TÍTULO	EVALUACIÓN DEL IMPACTO OPERATIVO DE LA NUEVA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA A 115 KV PROYECTADA PARA LOS ESTADOS MONAGAS Y DELTA AMACURO.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
ROMERO MOCHARRAFICH LUIS MANUEL	CVLAC: 17.535.534 EMAIL: mocharrafich_luis@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Flujo de carga
Cortocircuito
Demanda
Carga
Monagas
Delta Amacuro

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Eléctrica

RESUMEN (ABSTRACT):

La evaluación operativa del sistema eléctrico de los estados Monagas y Delta Amacuro, se realizó mediante un estudio detallado de los elementos presentes, que describen trece subestaciones, 1228,39 km en líneas de transmisión a 115 kV y 230 kV, una generación de 100 MW a gas y gasoil y una compensación de 87 MVAR.. Esta evaluación nació con el propósito de demostrar el comportamiento que presentará el sistema ante la incorporación de la nueva infraestructura que denota siete subestaciones a 115 kV, con una capacidad a instalar de 468 MVA, también cuenta con 363 km en líneas de transmisión de 115 kV. Ante los distintos casos se establecieron escenarios que permitieron separar los sistemas, el sistema actual cuenta con una demanda máxima de 456 MW para el mes de Abril del 2009 y el sistema futuro presenta la nueva infraestructura que trae consigo una absorción parcial de la carga (Agosto 2009), para luego ser simulados mediante el programa computacional Power Factory por separados y de cada caso extraer los resultados necesarios para lograr un análisis de corto circuito y flujo de carga, donde resaltó los incumplimientos de los criterios técnicos normados por la empresa, de ambos escenarios. Con la incorporación resultó una mejora en los niveles de tensión, porcentaje de carga en: los autotransformadores de la subestación El Indio, la línea Amaná-Muscar y en seis líneas que presentaron un decremento notorio, sin embargo ante la mejora todavía no se cumple los criterios, para esto se analizaron las distintas propuestas con el fin mejorar el sistema eléctrico ante su deterioro de la calidad del servicio y así garantizar el crecimiento, expansión rural y empresarial. Como punto final se presento un plan estratégico de contingencia utilizando el criterio n-1, proponiendo acciones correctivas que establecieron las soluciones y alternativas ante tal situación.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación a 115 kV .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: Despacho de carga Oriente. CADAFE (OPCIONAL)

TEMPORAL: 6 meses (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Electricista

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre-grado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Electricidad

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente- Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Melquiadez, Bermudez	ROL	CA	AS	TU	JU
				x	
	CVLAC:	3.486.726			
	E_MAIL				
Requena, Elbis	ROL	CA	AS	TU	JU
			x		
	CVLAC:	4.125.624			
	E_MAIL				
Escalante, Santiago	ROL	CA	AS	TU	JU
					x
	CVLAC:	3.198.012			
	E_MAIL				
Parra, Hernán	ROL	CA	AS	TU	JU
					x
	CVLAC:	4.362.464			
	E_MAIL				
E_MAIL					

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	06	18
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**DERECHOS**

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de grado: "Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario."

AUTOR

Luis Manuel Romero Mocharrafich

TUTOR

Melquiadez Bermudez

JURADO

Santiago Escalante

JURADO

Hernán Parra

COORDINACIÓN DE LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Verena Mercado