

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



**“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE
C.A.D.A.F.E EN EL ESTADO MONAGAS CON LA INCORPORACIÓN DE
LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA 230/115 KV; 400 MVA.”**

Realizado por:

AMILCAR ALONSO CANACHE OROCOPEY

CI: 17.729.828

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 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE
C.A.D.A.F.E EN EL ESTADO MONAGAS CON LA INCORPORACIÓN DE
LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA 230/115 KV; 400 MVA.”**

REVISADO Y APROBADO POR:

Ing. Melquiades Bermúdez
Asesor Académico

Ing. Nam Chong Fung
Asesor Industrial

Barcelona, Junio de 2010

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



**“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE
C.A.D.A.F.E EN EL ESTADO MONAGAS CON LA INCORPORACIÓN DE
LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA 230/115 KV; 400 MVA.”**

JURADO CALIFICADOR

El Jurado hace constar que asignó a esta tesis la calificación de

Ing. Melquiades Bermúdez
Asesor Académico

Ing. Pedro López
Jurado Principal

Ing. Manuel Maza
Jurado Principal

Barcelona, Junio de 2010.

RESOLUCIÓN.

De acuerdo con el Artículo 41 del reglamento de trabajos de Grado:

“Los trabajos son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA.

Dedico este trabajo indiscutiblemente a mis padres, Amílcar Canache y Belkys Orocopey, y a todo aquel que de una u otra manera creyó y sigue creyendo en mí...

AGRADECIMIENTOS.

Le agradezco fundamentalmente a mis padres, a mi mamá: Belkys Orocopey, por toda su comprensión y amor, porque sé que aun cansada tu sonrisa no se marcharía, y a mi papá: Amílcar A Canache, por querer siempre lo mejor para mi, y por ese infaltante: ¿Y cuánto te falta? Jajajaja.

A mi hermano: Roger Canache por comprender que tenía que usar la computadora para terminar la tesis jejejeje. Te quiero mucho Bro.

Le agradezco a mi Tía Marlene Orocopey, por haberme conseguido las pasantías y por siempre ser como una madre. Al igual que a mi Tío Leo por sonsacarnos para ir todos los días a la playa!!.

Agradezco al personal de C.A.D.A.F.E, específicamente al de la unidad de despacho de carga oriental por haber estado siempre a la orden, con la mejor disposición. Agradecimientos especiales para el técnico Simón Luna, pues sin usted no hubiese sido posible ni comenzar este trabajo.

Gracias al Profesor Guillermo Imery por haberme adoptado como uno más de sus hijos, pues supo apoyarme y guiarme a lo largo de este camino. Más que un profesor es un gran amigo. También agradezco a toda la familia de introducción a la programación, porque hicimos un gran equipo.

Al profesor Melquiades le doy las gracias por ser un excelente asesor, pues tiene lo que se necesita para enseñar, ganas de transmitir conocimientos.

Del mismo modo, le agradezco a la Profesora Margarita Heraoui por ser una extraordinaria guía y por alentar ese incentivo de no decaer, de echar pa adelante.

Al profesor Luis Parraguez le hago llegar mi agradecimiento, por ser un ejemplo a seguir, por su ética, humildad y ese espíritu de justicia e igualdad que lo caracterizan. Es más, hoy mismo le escuché decir que aun cuando su conocimiento es limitado la idea era transmitirlo para hacerlo parte de un crecimiento, para que los demás también pudiesen cosechar éxitos.

También le agradezco a mis compinches, que estaban allí para las buenas y para las malas, porque dicen que el estrés según y que mata, entonces no se puede estar corriendo ese riesgo jeje gracias a: Virginia Núñez, Gabriela Hernández, Ángel Patiño, Oriana Castillo, Carlo Vivas, Luis Jesús Rodríguez, Linoska Ugas, Oscaris Ugas, Alexis Perales, Adriana Romero, Victoria Guerra, José Armenda y Rolando Hernández. Además a mis panas José González, Ronald Quijada, Esteban Piñero, Freds Amundarain, César Salazar, Jonathan Jennings, Luis Mocharrachich. También especial agradecimiento a mis primos Marlen Escobar, Marco Álvarez y Leoneth Escobar por unas de la mejores vacaciones!! You Rock!

RESUMEN.

En el presente trabajo de grado, en línea general, se realizó la evaluación del comportamiento del sistema eléctrico de C.A.D.A.F.E en el Estado Monagas 115 kV y del sistema en anillo de C.A.D.A.F.E oriente en 230 kV, con la incorporación de la subestación Juana la Avanzadora 230/115 kV; 400 MVA, utilizando la herramienta computacional DigSILENT Power Factory. Para esto, primeramente, se llevó a cabo la descripción de la red de 230 kV de la zona oriental, luego se prosiguió a efectuar el modelado de la red eléctrica en el simulador ya mencionado, para hacer un análisis de la situación actual. Seguidamente, se incorporó la subestación Juana la Avanzadora para analizar el impacto que ésta ejercía, para ello se calcularon flujos de cargas y niveles de cortocircuito de ambos sistemas, analizando los resultados obtenidos. Posteriormente se hizo una evaluación de ciertos casos de contingencias que podrían afectar de forma severa al sistema, y se brindaron acciones correctivas para las mismas. Por último, se ofertaron y aplicaron algunas propuestas que ayudarían a mejorar el funcionamiento y operación de estos sistemas.

ÍNDICE GENERAL.

RESOLUCIÓN.....	IV
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTOS.....	VI
RESUMEN.....	VIII
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIV
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XVII
CAPÍTULO I.....	19
DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA C.A.D.A.F.E E IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	19
1.1 RESEÑA HISTÓRICA DE C.A.D.A.F.E:	19
1.1.1 <i>El Programa de Inversiones:</i>	21
1.1.2 <i>El Plan de Cien Días:</i>	21
1.1.3 <i>El Proyecto de Telecontrol y Telemida:</i>	21
1.1.4 <i>El Proyecto de Telecomunicaciones para Venezuela, TICET:</i>	21
1.1.5 <i>Proyecto Participa:</i>	21
1.2 CORPORACIÓN ELÉCTRICA NACIONAL:	23
1.2.1 <i>Junta Directiva de La Corporación Eléctrica Nacional:</i>	24
1.3 CARACTERÍSTICAS DE LA EMPRESA:.....	25
1.3.1 <i>Ubicación geográfica:</i>	26
1.3.2 <i>Naturaleza:</i>	26
1.3.3 <i>Objetivos:</i>	26
1.3.4 <i>Misión:</i>	26
1.3.5 <i>Valores:</i>	27
1.4 NIVELES DE AUTORIDAD:	27

1.5 ACTIVIDADES DEL DESPACHO DE CARGA:	28
1.5.1 <i>Vigilar:</i>	28
1.5.2 <i>Mantener:</i>	28
1.5.3 <i>Restablecer:</i>	29
1.5.4 <i>Coordinar:</i>	29
1.5.5 <i>Informar:</i>	29
1.6 DESPACHO DE CARGA ORIENTAL:	30
1.6.1 <i>Estructura Organizacional del Despacho de Carga Oriental:</i>	30
1.6.2 <i>Ubicación Geográfica del Despacho de Carga Oriental:</i>	32
1.7 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA:	32
1.8 OBJETIVOS:	34
1.8.1 <i>Objetivo General:</i>	34
1.8.2 <i>Objetivos Específicos:</i>	34
CAPÍTULO II.....	36
MARCO TEÓRICO	36
2.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP):	36
2.1.1 <i>La Generación:</i>	37
2.1.2 <i>Líneas de Transmisión:</i>	38
2.1.2.1 Tipos de Líneas de Transmisión:	39
2.1.2.2 Parámetros de una Línea de Transmisión:	42
2.1.3 <i>Subestaciones Eléctricas:</i>	45
2.2 SUBESTACIONES NORMALIZADAS POR C.A.D.A.F.E:	47
2.3 ESQUEMA DE BARRAS DE LAS SUBESTACIONES NORMALIZADAS POR C.A.D.A.F.E:	50
2.4 TIPOS DE SUBESTACIONES DE C.A.D.A.F.E SEGÚN SU FUNCIÓN:	58
2.5 FLUJO DE CARGA:	58
2.5.1 <i>Planteamiento del Flujo de Potencia:</i>	60
2.5.2 <i>Método de Newton – Raphsón Clásico:</i>	65
2.6 CORTOCIRCUITO:	68
2.6.1 <i>Tipos de Cortocircuitos:</i>	71
2.6.2 <i>Consecuencias de los Cortocircuitos:</i>	72
2.7 LA CONFIABILIDAD Y LA SEGURIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA:..	73
2.8 CONTINGENCIAS:	76
2.8.1 <i>El Criterio N-1:</i>	78

2.9 DIGSILENT POWER FACTORY:	78
CAPÍTULO III.....	81
SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE C.A.D.A.F.E ORIENTE.....	81
3.1 EL SISTEMA ELÉCTRICO DE C.A.D.A.F.E EN 230 kV A NIVEL ORIENTAL:.....	81
3.1.1 <i>Subestaciones Eléctricas del Sistema:</i>	82
3.1.2 <i>Líneas de Transmisión del Sistema:</i>	83
3.1.3 <i>Autotransformadores del Sistema:</i>	83
3.1.4 <i>Cargas Asociadas al Sistema:</i>	85
3.2 PREMISAS ESTABLECIDAS PARA EVALUAR EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE C.A.D.A.F.E ORIENTE:	85
3.3 FLUJO DE CARGA DEL SISTEMA EN ANILLO DE C.A.D.A.F.E ORIENTE EN 230 kV:....	86
3.4 NIVELES DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA EN ANILLO DE C.A.D.A.F.E ORIENTE EN 230 kV:.....	89
3.5 EL SISTEMA ELÉCTRICO DE C.A.D.A.F.E MONAGAS EN 115 kV:.....	91
3.5.1 <i>Subestaciones Eléctricas de C.A.D.A.F.E Monagas:</i>	91
3.5.2 <i>Líneas de Transmisión del Sistema:</i>	92
3.5.3 <i>Transformadores del Sistema:</i>	94
3.6 FLUJO DE CARGA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE C.A.D.A.F.E MONAGAS EN 115 kV: 96	
3.7 NIVELES DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE C.A.D.A.F.E MONAGAS EN 115 kV:.....	100
CAPÍTULO IV	102
SITUACIÓN FUTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE C.A.D.A.F.E ORIENTE CON LA INCORPORACIÓN DE LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA.....	102
4.1 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA:.....	102
4.2 NUEVA SITUACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE C.A.D.A.F.E EN 230 kV A NIVEL ORIENTAL CON LA INCORPORACIÓN DE LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA:	102
4.2.1 <i>Flujo de Carga del Sistema en Anillo de C.A.D.A.F.E Oriente en 230 kV:</i> 104	
4.2.2 <i>Niveles de Cortocircuito del Sistema en Anillo de C.A.D.A.F.E Oriente en 230 kV:</i>	108
4.3 NUEVA SITUACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE C.A.D.A.F.E MONAGAS A NIVEL DE 115 kV CON LA INCORPORACIÓN DE LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA:	110

4.3.1 Flujo de Carga del Sistema Eléctrico de C.A.D.A.F.E Monagas en 115 kV:	111
4.3.2 Niveles de Cortocircuito del Sistema Eléctrico de C.A.D.A.F.E Monagas en 115 kV:	115
CAPÍTULO V	117
ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	117
5.1 CONSIDERACIONES:	117
5.2 CONTINGENCIAS A ESTUDIAR:	118
5.3 ANÁLISIS Y RESULTADOS DE LOS CASOS CRÍTICOS DE LAS CONTINGENCIAS EVALUADAS:	120
CAPÍTULO VI	125
PROPUESTAS PARA LA SITUACIÓN FUTURA.	125
6.1 PROPUESTAS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO DE C.A.D.A.F.E EN 230 kV A NIVEL ORIENTAL Y EL SISTEMA ELÉCTRICO DE C.A.D.A.F.E MONAGAS A NIVEL DE 115 kV UNA VEZ INCORPORADA LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA:	125
6.2 FLUJO DE CARGA DEL SISTEMA EN ANILLO DE C.A.D.A.F.E ORIENTE EN 230 kV UNA VEZ INCORPORADAS LAS PROPUESTAS:	128
6.3 FLUJO DE CARGA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE C.A.D.A.F.E MONAGAS A NIVEL DE 115 kV UNA VEZ INCORPORADAS LAS PROPUESTAS:	133
CAPÍTULO VII	137
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	137
7.1 CONCLUSIONES:	137
7.2 RECOMENDACIONES:	139
BIBLIOGRAFÍA CITADA.	141
APÉNDICE A	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

ÍNDICE DE TABLAS.

TABLA 3.1 SUBESTACIONES DEL SISTEMA POR ESTADOS.....	82
TABLA 3.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA RED EN ANILLO.....	83
TABLA 3.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DEL SISTEMA. ..	84
TABLA 3.4 SUBESTACIONES DEL SISTEMA C.A.D.A.F.E MONAGAS.....	92
TABLA 3.5 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA RED MONAGAS 115 KV.	93
TABLA 3.6 CARACTERÍSTICAS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES MONAGAS 115 KV.	94
TABLA 3.7 INTERRUPTORES DE POTENCIA DE LA RED C.A.D.A.F.E PARA 115 KV..	100
TABLA 4.1 NUEVAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA RED EN ANILLO.....	103
TABLA 4.2 NUEVAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN C.A.D.A.F.E MONAGAS 115 KV.....	111
TABLA 5.1 DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS DE CONTINGENCIA EVALUADAS.	119
TABLA 6.1 NUEVA POSICIÓN DE TAP'S DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE LA SUBESTACIÓN CASANAY.	126
TABLA 6.2 NUEVA POSICIÓN DE TAP'S DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE LA SUBESTACIÓN GUANTA II.	126
TABLA 6.3 NUEVA POSICIÓN DE TAP'S DE LOS AUTOTRANSFORMADORES 400/230 KV DE LA SUBESTACIÓN EL FURRIAL.	127
TABLA 6.4 NUEVA POSICIÓN DE TAP'S DE LOS AUTOTRANSFORMADORES 1 Y 4 DE LA SUBESTACIÓN BARBACOA I.....	127
TABLA 6.5 CARACTERÍSTICAS NUEVA LÍNEA DEL TRAMO AMANA - MUSCAR.....	128

ÍNDICE DE FIGURAS.

FIGURA 1.1 ORGANIZACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA ORIENTAL.	31
FIGURA 1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DESPACHO DE CARGA ORIENTAL.	32
FIGURA 2.1 ESQUEMA DE BARRA SIMPLE.	51
FIGURA 2.2 ESQUEMA DE BARRA SECCIONADA POR UN DISYUNTOR.	52
FIGURA 2.3 ESQUEMA DE BARRA SIMPLE CON SECCIONADORES EN DERIVACIÓN.	54
FIGURA 2.4 ESQUEMA DE BARRA DOBLE (MIXTA).	55
FIGURA 2.5 ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA.	56
FIGURA 2.6 ESQUEMA DE BARRA DOBLE CON DISYUNTOR Y MEDIO DE SALIDA.	57
FIGURA 3.1 NIVELES DE VOLTAJE ACTUALES DEL SISTEMA EN ANILLO.	86
FIGURA 3.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS LÍNEAS DEL SISTEMA EN ANILLO.	87
FIGURA 3.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DEL SISTEMA EN ANILLO.	88
FIGURA 3.4 NIVELES DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA EN ANILLO.	90
FIGURA 3.5 NIVELES DE VOLTAJE ACTUALES DE C.A.D.A.F.E MONAGAS 115 KV.	97
FIGURA 3.6 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS LÍNEAS DE C.A.D.A.F.E MONAGAS 115 KV.	98
FIGURA 3.7 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE C.A.D.A.F.E MONAGAS.	99
FIGURA 3.8 NIVELES DE CORTOCIRCUITO DE LAS SS/EE DE C.A.D.A.F.E MONAGAS.	101
FIGURA 4.1 NIVELES DE VOLTAJE DE LA SS/EE DEL SISTEMA EN ANILLO CON LA INCORPORACIÓN DE LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA.	105
FIGURA 4.2 NIVELES DE VOLTAJE DE LAS SS/EE DEL SISTEMA EN ANILLO CON LA INCORPORACIÓN DE LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA (CONDICIÓN ACTUAL VS CONDICIÓN FUTURA).	106

FIGURA 4.3 SITUACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA EN ANILLO CON LA INCORPORACIÓN DE LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA.	107
FIGURA 4.4 SITUACIÓN DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DEL SISTEMA EN ANILLO CON LA INCORPORACIÓN DE LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA.	108
FIGURA 4.5 NIVELES DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA EN ANILLO CON LA INCORPORACIÓN DE LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA.....	109
FIGURA 4.6 NIVELES DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA EN ANILLO CONDICIÓN ACTUAL VS CONDICIÓN FUTURA.....	110
FIGURA 4.7 NIVELES DE VOLTAJE DE LA SS/EE DE C.A.D.A.F.E MONAGAS 115 KV CON LA INCORPORACIÓN DE LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA.	112
FIGURA 4.8 NIVELES DE VOLTAJE DE LA SS/EE DE C.A.D.A.F.E MONAGAS 115 KV CON LA INCORPORACIÓN DE LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA (CONDICIÓN ACTUAL VS CONDICIÓN FUTURA).....	113
FIGURA 4.9 SITUACIÓN DE LAS LÍNEAS DE C.A.D.A.F.E MONAGAS 115 KV CON LA INCORPORACIÓN DE LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA.....	114
FIGURA 4.10 SITUACIÓN DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE C.A.D.A.F.E MONAGAS CON LA INCORPORACIÓN DE LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA.	115
FIGURA 4.11 NIVELES DE CORTOCIRCUITO DE LAS SS/EE DE C.A.D.A.F.E MONAGAS CON LA INCORPORACIÓN DE LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA.	116
FIGURA 5.1 PORCENTAJE DE CARGA DE LOS AUTOTRANSFORMADORES SOBRECARGADOS. CONTINGENCIA # 8 VS ACCIÓN CORRECTIVA.	121
FIGURA 5.2 PORCENTAJE DE CARGA DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON SOBRECARGA. CONTINGENCIA # 8 VS ACCIÓN CORRECTIVA.	122
FIGURA 5.3 SITUACIÓN DE LOS AUTOTRANSFORMADORES CON SOBRECARGA. CONTINGENCIA # 17 VS ACCIÓN CORRECTIVA.....	124
FIGURA 6.1 NIVELES DE VOLTAJE DE LA SS/EE DEL SISTEMA EN ANILLO CON LA INCORPORACIÓN DE LAS PROPUESTAS.....	129
FIGURA 6.2 SITUACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA EN ANILLO CON LA INCORPORACIÓN DE LAS PROPUESTAS.	130

<i>FIGURA 6.3 SITUACIÓN DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DEL SISTEMA EN ANILLO CON LA INCORPORACIÓN DE LAS PROPUESTAS.</i>	<i>131</i>
<i>FIGURA 6.4 SITUACIÓN DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DEL SISTEMA EN ANILLO. PROPUESTA VS SITUACIÓN FUTURA.....</i>	<i>132</i>
<i>FIGURA 6.5 NIVELES DE VOLTAJE DE LA SS/EE DE C.A.D.A.F.E MONAGAS 115 KV CON LA INCORPORACIÓN DE LAS PROPUESTAS.</i>	<i>133</i>
<i>FIGURA 6.6 SITUACIÓN DE LAS LÍNEAS DE C.A.D.A.F.E MONAGAS 115 KV CON LA INCORPORACIÓN DE LAS PROPUESTAS.....</i>	<i>134</i>
<i>FIGURA 6.7 SITUACIÓN DE LAS LÍNEAS DE C.A.D.A.F.E MONAGAS 115 KV. PROPUESTA VS SITUACIÓN FUTURA.....</i>	<i>135</i>
<i>FIGURA 6.8 SITUACIÓN DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE C.A.D.A.F.E MONAGAS CON LA INCORPORACIÓN DE LAS PROPUESTAS.....</i>	<i>136</i>

LISTA DE SÍMBOLOS.

S/E: Subestación eléctrica.

SS/EE: Conjunto de subestaciones eléctricas.

kV: Kilovoltios.

MW: Megavatios.

MVA: Megavoltio/amperios.

AT: Autotransformador.

TAP: Cambiador de tomas del Autotransformador.

P.U: Valor en por unidad.

ACAR: Conductor de aleación de aluminio reforzado.

ACSR: Conductor de aluminio y acero reforzado.

MCM: Mil Circular mils.

CC: Cortocircuito.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content;"> V (kV) Q(Mvar) Cosphi </div>	Cuadro de Resultados de una Barra.		Línea de Interconexión con otro Sistema.
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content;"> P (MW) I (Amp). %Carga </div>	Cuadro de Resultados de Elementos.		Autotransformador de Potencia.
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content;"> P Q </div>	Cuadro de Resultados de las Cargas.		Transformador de Potencia.
	Color Indicativo Violación de Límites Establecidos.		Carga.
	Color Indicativo que el Equipo está Fuera de Servicio.		Barra de Subestación.
	Color Indicativo que la S/E Presenta Bajo Perfil de Voltaje.		Interruptor Abierto.
	Color Indicativo que la S/E Presenta Alto Perfil de Voltaje.		Interruptor Cerrado.
			Nivel de 400 kV.
			Nivel de 230 kV.
			Nivel de 115 kV.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA C.A.D.A.F.E E IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

1.1 Reseña Histórica de C.A.D.A.F.E:

La historia de la electrificación en Venezuela se inicia en el año 1888, cuando se instaló en Maracaibo el primer sistema regular de alumbrado público. Un año después, Valencia pasa a ser la segunda ciudad del país en disfrutar de este tipo de servicio. Para 1946, año de la creación de la Corporación Venezolana de Fomento (CVF), el sistema eléctrico venezolano se encontraba fraccionado, evidenciando la necesidad de emprender de inmediato un estudio a fondo de las posibilidades y potencialidades del sector.

En 1958 se creó la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (C.A.D.A.F.E), como parte de un esfuerzo de la CVF para nacionalizar la administración y la operación de las 15 empresas dependientes del Estado que estaban repartidas en todo el país, durante sus primeros 30 años, C.A.D.A.F.E obtuvo logros importantes y desarrolló una infraestructura eléctrica en generación, transmisión y distribución que permitió alcanzar un alto grado de electrificación del territorio nacional.

Gracias a su presencia a nivel nacional, se ha hecho posible el funcionamiento de empresas vitales y estratégicas para el país, como la

industria siderúrgica, metalmecánica, del aluminio, manufacturera, alimentos, petroquímica y telecomunicaciones, entre otras.

Además, presta un servicio público, ya que suministra electricidad a hogares, hospitales, centros de enseñanzas, sistemas de protección, seguridad ciudadana, investigaciones científicas, entretenimiento y alumbrado público, garantizando la calidad de vida de los venezolanos. Prácticamente está presente en todas las actividades del ser humano.

Enmarcado en el proceso revolucionario están en ejecución una serie de proyectos denominados “Plan de los 100 días” por un monto cercano a los mil millones de dólares, que permitirán incrementar la capacidad de transmisión y de transformación eléctrica, mejorando la confiabilidad y la calidad del servicio. En el mes de septiembre de 2005, la asamblea de accionistas de C.A.D.A.F.E 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 C.A.D.A.F.E.

En esa dirección, el Ejecutivo Nacional aprobó un Decreto que ordenó la fusión de C.A.D.A.F.E con sus filiales y dejó sin efecto el Decreto que disponía la privatización del Sistema Eléctrico de Monagas y Delta Amacuro. Al reunificarse C.A.D.A.F.E, se crearon nueve regiones para atender el servicio en todo el país, bajo un esquema de mayor flexibilidad operativa, desconcentración de su funcionamiento operativo y un control más eficiente.

El fortalecimiento es una meta que se espera alcanzar a través de varios proyectos que están en marcha, como son:

1.1.1 El Programa de Inversiones:

Con el objetivo de ampliar la infraestructura de generación y mejorar las redes de transmisión y distribución.

1.1.2 El Plan de Cien Días:

Ejecuta 176 proyectos a un costo de 97,4 millardos de bolívares con la finalidad de corregir problemas inmediatos en el sector que en la actualidad atiende más de 4,2 millones de suscriptores residenciales, comerciales e industriales. Este número crecerá 8% los próximos años.

1.1.3 El Proyecto de Telecontrol y Telemedida:

En los Despachos de Carga para mejorar el funcionamiento de la transmisión y distribución.

1.1.4 El Proyecto de Telecomunicaciones para Venezuela, TICET:

Consiste en la instalación de una red de fibra óptica a nivel nacional, utilizando las redes de transmisión y distribución de C.A.D.A.F.E, que permitirá mejorar la gestión integral de C.A.D.A.F.E, así como ofrecer una plataforma de telecomunicaciones a los usuarios del servicio eléctrico.

1.1.5 Proyecto Participa:

Plantea la optimización de los procesos, mediante la implementación de tecnología informática para el control de gestión en Comercial, Distribución,

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

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

El artículo 6 de la Resolución señala que cuando por la naturaleza de las acciones a implementar sea requerida la participación de la Compañía Anónima de Distribución y Fomento Eléctrico (C.A.D.A.F.E) ésta ejecutará las instrucciones del área a cargo del área respectiva. El Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, ha hecho hincapié en que el proceso iniciado tiene como objetivo redistribuir las cargas de manera que cada empresa de la Corporación Eléctrica Nacional (ELECAR, EDELCA; ENELBAR Y CADAPE) asuma el liderazgo en función de su potencial y fortalezas. El objetivo es reagruparse como equipos de gestión bajo una gran

Corporación Eléctrica Nacional aprovechando los valiosos equipos existentes en cada región.

Esto permitirá que cada una de las regiones tenga respuestas más rápidas a los problemas de servicio y se pueda organizar mejor el crecimiento de la infraestructura, en función de los requerimientos del servicio y sobre todo del pueblo de la República Bolivariana de Venezuela que merece ser iluminado con una Energía óptima que responda a sus intereses y necesidades.

1.2 Corporación Eléctrica Nacional:

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

Por ser la calidad del servicio uno de los mayores inconvenientes, en la iniciativa se asignan 35 millardos y 20,9 millardos de bolívares a las regiones Oriental y Andina, respectivamente, seguidas por la Noroeste (15,4 millardos), Central (10,8 millardos), Norcentral (10,2 millardos) y Sur (4,8 millardos de bolívares). El Estado adquirió las compañías de La Electricidad de Caracas (ELECAR), Yaracuy (CALEY), Valencia (ELEVVAL), Puerto Cabello (CALIFE) y Ciudad Bolívar (ELEBOL), así como el Sistema Eléctrico de Nueva Esparta (SENECA) y TURBOVEN.

Estas empresas se sumaron a las estatales: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), Electrificación del Caroní (EDELCA), Energía Eléctrica de Venezuela (ENELVEN) y de la Costa Oriental (ENELCO), Energía Eléctrica de Barquisimeto (ENELBAR) y Empresa Nacional de Generación (ENAGEN), esta última creada en noviembre de 2006. A partir del primero de enero del 2008, las compañías se fusionaron en seis: ELECAR, CADAFE, EDELCA, ENELVEN, ENELBAR y ENAGEN. Desde el 2009 son las operadoras de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

1.2.1 Junta Directiva de La Corporación Eléctrica Nacional:

El 18 de Febrero del 2008 se realizó la publicación en Gaceta Oficial N° 38.872 de la junta directiva de La Corporación Eléctrica Nacional. El General Hipólito Izquierdo García, asumirá la presidencia de la Corporación Eléctrica Nacional, ente que integra a todas las empresas del sector eléctrico, de acuerdo a una decisión de la asamblea extraordinaria de accionistas dirigida por el Ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo, Rafael Ramírez.

El resto del equipo de la Junta Directiva de La Corporación Eléctrica Nacional está integrada por Jesús Rangel (presidente de ENELVEN), como Director de Generación; quien ejerza el cargo de presidente de CADAFE, será el Director de Transmisión: Khaled Ortiz (presidente de ENELBAR), es el Director de Distribución: Aníbal Rosas, como Director de Apoyo Corporativo: Javier Alvarado (presidente de La Nueva Electricidad de Caracas), es el Director de Comercialización: Luis Castillo, como Director de Talento Humano: Héctor Navarro (Ministro del Poder Popular para la Ciencia y Tecnología) y William Contreras (Ministro del Poder Popular para las Industrias Ligeras y Comercio), como Director Externo.

Cabe recordar que a través del Decreto Ley N° 5.330 publicado en Gaceta Oficial N° 38.736 el 31 de julio de 2007, el Presidente de la República, Hugo Chávez Frías, estableció la reorganización del sector eléctrico nacional con la finalidad de mejorar el servicio en todo el país.

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.

Desde que se publicó el decreto de creación de La Corporación Eléctrica Nacional, todas las empresas del sector: EDELCA, La Nueva Electricidad de Caracas, ENELVEN, ENELCO, ENELBAR, CADAPE, GENEVAPCA, ELEBOL, ELEVAL, SENECA, ENAGEN, CALEY, CALIFE Y TURBOVEN; vienen trabajando en sinergia para atender el servicio y avanzar en el proceso de integración, con la finalidad de garantizar y facilitar la transición armoniosa del sector.

1.3 Características de la Empresa:

Siendo C.A.D.A.F.E, la mayor empresa prestadora de servicio eléctrico en Venezuela, en el año 1.984, acogió el reto de búsqueda de la excelencia en su gestión global tomando en cuenta su misión y naturaleza y la experiencia desarrollada por empresas corporativas de otros países los cuales habían basado su éxito en la consolidación y desarrollo hacia el mercado.

Significa esto que C.A.D.A.F.E, con base en una serie de estudios realizados que señalan la necesidad de cambios en su organización actual,

decidió reorganizar, descentralizar y regionalizar sus funciones y responsabilidades.

1.3.1 Ubicación geográfica:

C.A.D.A.F.E, en el estado Anzoátegui se encuentra ubicada en la Av. José Antonio Anzoátegui, sector Guanire, diagonal al Instituto Venezolano del Seguro Social.

1.3.2 Naturaleza:

C.A.D.A.F.E es una empresa 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.

1.3.3 Objetivos:

El objetivo de C.A.D.A.F.E 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.

1.3.4 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.

1.3.5 Valores:

- Ética organizacional.
- Responsabilidad por los resultados.
- Orientación al usuario/vocación de servicio.
- Respeto.
- Apoyo mutuo y trabajo en equipo.
- Comunicación efectiva.

1.4 Niveles de Autoridad:

En lo que se refiere a la operación de las instalaciones el despacho de carga, es la máxima autoridad de la empresa en todos los sistemas de generación y transmisión.

Ante cualquier evento que ocurra en las instalaciones, el operador tiene la obligación de notificar al despachador de turno las características del mismo, quien a su vez es el encargado de dictar las operaciones para restablecer el sistema eléctrico a su cargo, a las condiciones normales.

Los despachos de carga de C.A.D.A.F.E son los siguientes:

- Despacho de carga central.
- Despacho de carga oriental.

- Despacho de carga occidental.

C.A.D.A.F.E, a través de sus despachos de carga central, oriental y occidental, coordina la operación de sus sistemas de generación y transmisión de energía eléctrica, lo que permite cumplir objetivos de seguridad y economía para garantizar:

- Continuidad de 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 la energía.
- Acciones correctivas en condiciones de emergencia.

1.5 Actividades del Despacho de Carga:

1.5.1 Vigilar:

Cada uno de los equipos que conforman el sistema eléctrico posee rangos nominales de operación, criterios de operación y límites operacionales. Hay que vigilar el comportamiento de dicho sistema constantemente, para así poder mantener los parámetros (carga, tensión y frecuencia) dentro de los rangos preestablecidos.

1.5.2 Mantener:

Un servicio eléctrico que esté fuera de los rangos normales de operación representa un mal servicio, es por ello que se requiere realizar

operaciones a lo largo y ancho del sistema para normalizar los rangos y así mantener la estabilidad y confiabilidad.

1.5.3 Restablecer:

Es poco probable que un sistema eléctrico esté libre de fallas y perturbaciones, lo cual trae como resultado la variación de los parámetros normales y en la mayoría de los casos, la interrupción del servicio. El despacho está en el deber de realizar las maniobras necesarias para la recuperación del sistema eléctrico.

1.5.4 Coordinar:

Todo sistema necesita mantenimiento para poder operar y brindar buenos resultados. En un sistema interconectado hay actividades que no pueden efectuarse simultáneamente, ya que afectaría el sistema general, por eso, los despachos de carga de cada zona se encargan de coordinar cada una de las actividades a realizarse.

1.5.5 Informar:

El sistema eléctrico oriental está constituido por varias unidades como la de generación, transmisión, y otras empresas a las cuales C.A.D.A.F.E vende energía. La información periódica entre todos los componentes que forma el sistema es vital para poder realizar operaciones con el previo conocimiento de los demás. El despacho de carga está en el obligación de informar toda actividad realizada entre cada uno de los entes involucrados. [1]

1.6 Despacho de Carga Oriental:

Es la unidad encargada de las operaciones de las instalaciones de transmisión y generación de C.A.D.A.F.E en la zona oriental, bajo los criterios de estabilidad, continuidad y economía.

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 la normalización del mismo cuando se presentan contingencias.

1.6.1 Estructura Organizacional del Despacho de Carga Oriental:

Todo organigrama empresarial constituye un sistema, los cuales deben estar claramente definidos y delimitados. A continuación se presenta el de la Gerencia de Transmisión Oriental de C.A.D.A.F.E:

- Gerente general.
- Unidad de sistema.
- Control administrativo.
- Asesoría jurídica.
- División de generación.
- División de transmisión.
- División administrativa.
- Unidad de obras y proyectos.
- División de relaciones industriales.
- División de medición y protección.

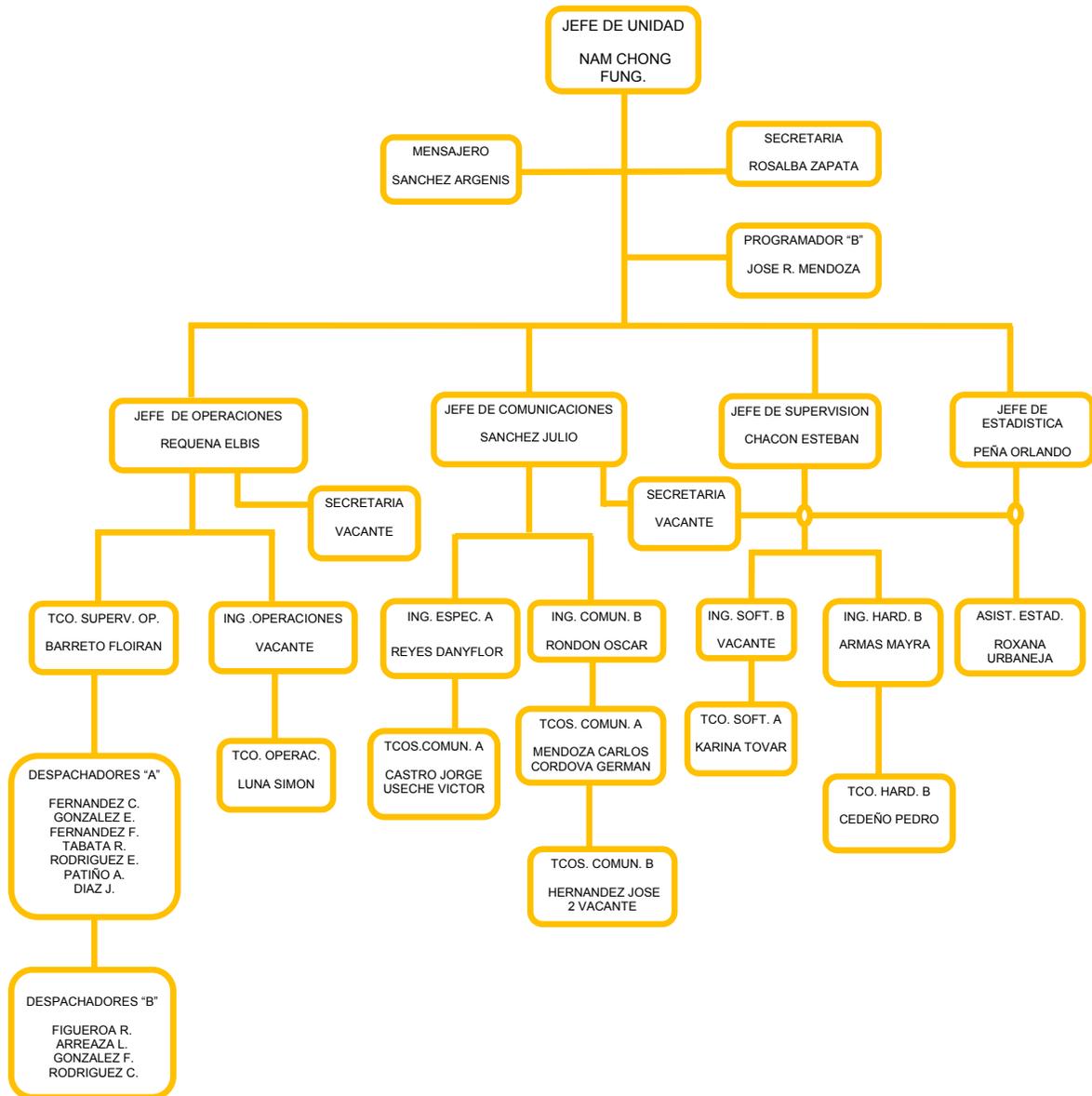


Figura 1.1 Organización del Despacho de Carga Oriental.

Fuente: Unidad de despacho de carga oriental.

1.6.2 Ubicación Geográfica del Despacho de Carga Oriental:

El despacho de carga oriental se encuentra ubicado en el kilómetro 27 de la carretera vieja Barcelona - Tigre, específicamente en el Caserío Barbacoas, Municipio Simón Bolívar, Estado Anzoátegui.

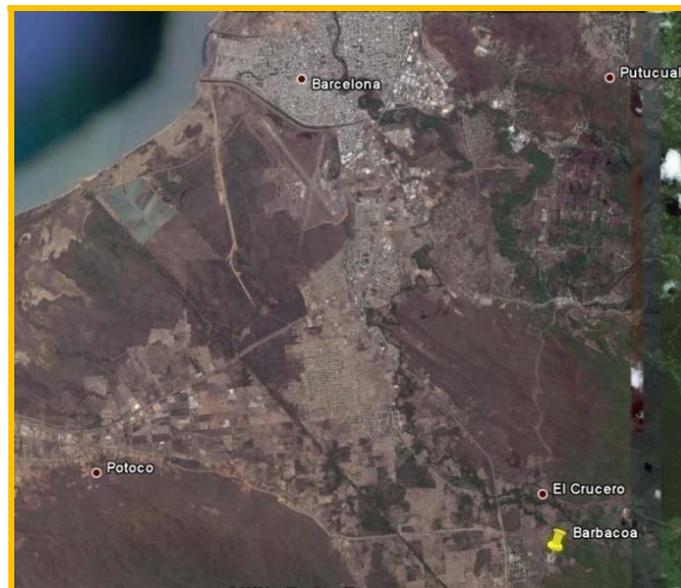


Figura 1.2 Ubicación Geográfica del Despacho de Carga Oriental.

Fuente: Unidad de despacho de carga oriental.

1.7 Planteamiento del Problema:

La Compañía Anónima De Administración y Fomento Eléctrico, C.A.D.A.F.E, fue creada 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 amplia infraestructura eléctrica y alcanzó un alto grado de

electrificación en Venezuela, lo cual le permite atender, hoy en día a más del 80% del territorio nacional. C.A.D.A.F.E, 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.

Por otro lado, el Estado Venezolano ha emprendido el diseño de un Plan Energético Nacional como parte fundamental del plan económico, con la finalidad de asegurarle al país la prestación de un servicio eléctrico al menor costo posible y con la mayor calidad, que permita la óptima utilización de los recursos disponibles y que, al mismo tiempo, garantice continuidad, seguridad y eficiencia.

En este contexto, resulta necesario que las infraestructuras del sistema eléctrico sean capaces de atender a una demanda cambiante, así pues, el sector eléctrico requiere una planificación de corto, mediano y largo plazo a través de una programación integral para garantizar la calidad del servicio.

A corto plazo, es la operación del sistema la que permite alcanzar este objetivo y hacerlo compatible con los resultados de la demanda. A largo plazo, hace falta que las decisiones sobre la ampliación de las infraestructuras del sector se tomen teniendo en cuenta esos mismos condicionantes. Por tanto, la forma en que se organicen las actividades de operación del sistema y transporte de electricidad a alta tensión resulta muy relevante.

Es por esta razón que se pondrán en marcha una serie de obras que ayudarán a mejorar la problemática que aqueja al sistema eléctrico oriental, siendo uno de estos trabajos la construcción de la subestación Juana la Avanzadora. En consecuencia, en este proyecto se evaluará el

comportamiento del sistema eléctrico de C.A.D.A.F.E, específicamente en el Estado Monagas, con la incorporación de la subestación Juana la Avanzadora, la misma contará con una relación de 230/115 kV, una potencia de 400 MVA y estará ubicada entre el tramo Indio - Casanay, concretamente en la Parroquia Boquerón. Por consiguiente, se realizarán análisis de flujos de cargas, condiciones de cortocircuito y casos de contingencias usando la herramienta computacional DIgSILENT Power Factory, tanto para el funcionamiento actual y futuro de la red. Todo esto con el fin de poder determinar los posibles inconvenientes y presentar las acciones correctivas más acertadas.

1.8 Objetivos:

1.8.1 Objetivo General:

- Evaluar el comportamiento del sistema eléctrico de C.A.D.A.F.E en el Estado Monagas con la incorporación de la subestación Juana la Avanzadora 230/115 kV; 400 MVA.

1.8.2 Objetivos Específicos:

1. Describir la red de 230 kV de la zona oriental.
2. Efectuar el modelado de la red eléctrica usando la herramienta computacional DIgSILENT Power Factory.
3. Calcular los flujos de carga del sistema en condiciones actuales y los producidos por la incorporación de la subestación Juana la Avanzadora.
4. Obtener las condiciones de cortocircuito actuales y futuras del sistema.

5. Realizar diagnóstico de la red eléctrica.
6. Analizar las contingencias del sistema tomando en cuenta la incorporación de la subestación Juana la Avanzadora.
7. Determinar las acciones para el mejor funcionamiento del sistema.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Sistema Eléctrico de Potencia (SEP):

Un sistema eléctrico de potencia, es el conjunto de centrales generadoras, de líneas de transmisión interconectadas entre sí y de sistemas de distribución esenciales para el consumo de energía eléctrica.

La función principal del SEP es garantizar el abastecimiento del suministro de energía eléctrica dentro de su área de aplicación, operando de forma técnica y económicamente óptima, con el aprovechamiento de todas las fuentes de energía y garantizando el abastecimiento al mínimo costo, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente.

La correcta operación del sistema de potencia dependerá principalmente de la habilidad de los operadores, de proveer de forma ininterrumpida y segura, el servicio a cada una de las cargas conectadas al sistema. La confiabilidad de que la potencia pueda ser abastecida, implica mucho más que el mero hecho de que esté disponible. Idealmente, las cargas deben ser alimentadas con voltaje y frecuencia constante a todo momento. En términos prácticos esto significa, que tanto el voltaje y la frecuencia deben estar dentro de los límites de tolerancia, para que los equipos de los consumidores puedan operar de forma satisfactoria.

Debido a lo acotado anteriormente, un sistema de potencia debe ser capaz de operar en cualquier instante, de tal forma que ante la presencia de una perturbación, el sistema no llegue a condiciones delicadas que atenten su confiabilidad. Es por esta razón que los equipos que posee un sistema de potencia son diseñados para operar dentro de ciertos límites; la mayoría de sus componentes están protegidos por elementos automáticos, que pueden operar de tal forma que los equipos se desconecten del sistema si sobrepasan sus límites. [2]

De esta manera, el sistema eléctrico de potencia está formado por tres partes principales: generación, transmisión y distribución; siendo:

2.1.1 La Generación:

Es donde se produce la energía eléctrica, por medio de las centrales generadoras, las que representan el centro de producción, y dependiendo de la fuente primaria de energía, se pueden clasificar en:

- Centrales hidroeléctricas.
- Centrales termoeléctricas.
- Centrales geotermoeléctricas.
- Centrales nucleoeléctricas.
- Centrales de ciclo combinado.
- Centrales de turbo-gas.
- Centrales eólicas.
- Centrales solares.

Las centrales generadoras se construyen de tal forma, que por las características del terreno se adaptan para su mejor funcionamiento, rendimiento y rentabilidad.

En régimen normal, todas las unidades generadoras del sistema se encuentran en "sincronismo", es decir, mantienen ángulos de cargas constantes. En este régimen, la frecuencia debe ser nominal (60 Hz) o muy cercana a ésta. Los voltajes de generación varían de 2.4 a 24 kV, dependiendo del tipo de central.

Las características de las centrales eléctricas se relacionan con la subestación y la línea de transmisión en función de la potencia, la distancia a que se transmite y al área por servir.

2.1.2 Líneas de Transmisión:

Son los elementos encargados de transmitir la energía eléctrica, desde los centros de generación a los centros de consumo, a través de distintas etapas de transformación de voltaje; las cuales también se interconectan con el sistema eléctrico de potencia (SEP).

Los voltajes de transmisión utilizados en el país son: 115, 230, 400 y 800 kV.

Una de las formas de clasificar las líneas de transmisión, es de acuerdo a su longitud, siendo:

- Línea corta de menos de 80 Km.
- Línea media de entre 80 y 240 Km.

- Línea larga de 240 Km y más.

La línea de transmisión de potencia trifásica constituye el corredor principal de energía en un sistema de potencia. Se podría suponer sencillo el modelo de circuito (conductores ideales), pero tres fenómenos diferentes producen efectos imposibles de ignorar. Por su orden de importancia son: los voltajes en serie producidos por los campos magnéticos que rodean los conductores, las corrientes de desplazamiento en paralelo, que resultan de los campos eléctricos entre los conductores y la resistencia óhmica del conductor, considerando el material del que está hecho. Un cuarto efecto, aunque menor, es la corriente de conducción por fugas, que fluye a través de las películas contaminadas de las cadenas de aisladores, este efecto no se puede omitir. [3]

2.1.2.1 Tipos de Líneas de Transmisión:

- Líneas de transmisión de conductor paralelo:

Línea de transmisión de cable abierto: una línea de transmisión de cable abierto es un conductor paralelo de dos cables espaciados muy cerca y solo separados por aire. Los espaciadores no conductivos se colocan a intervalos periódicos para apoyarse y mantenerse a la distancia. La distancia entre los dos conductores generalmente está entre 2 y 6 pulgadas.

El dieléctrico es simplemente el aire, entre y alrededor de los dos conductores en donde se propaga la onda TEM. La única ventaja real de este tipo de línea de transmisión es su construcción sencilla. Ya que no hay cubiertas, las pérdidas por radiación son altas y es susceptible a recoger ruido.

Estas son las desventajas principales de una línea de transmisión de cable abierto. Por lo tanto, las líneas de transmisión de cable abierto normalmente operan en el modo balanceado.

Cables gemelos (doble terminal): los cables gemelos son otra forma de línea de transmisión para un conductor paralelo de dos cables. Los cables gemelos frecuentemente son llamados cable de cinta.

Los cables gemelos esencialmente son igual que una línea de transmisión de cable abierto, excepto que los espaciadores que están entre los dos conductores se reemplazan con un dieléctrico sólido continuo. Esto asegura los espacios uniformes a lo largo de todo el cable, que es una característica deseable. Típicamente, la distancia entre los dos conductores es de 5/16 de pulgada, para el cable de transmisión de televisión. Los materiales dieléctricos más comunes son el teflón y el polietileno.

Cable de par trenzado: Un cable de par trenzado se forma doblando ("trenzando") dos conductores aislados. Los pares se trenzan frecuentemente en unidades y las unidades, a su vez, están cableadas en el núcleo. Estas se cubren con varios tipos de fundas, dependiendo del uso que se les vaya a dar. Los pares vecinos se trenzan con diferente inclinación (el largo de la trenza) para poder reducir la interferencia entre los pares debido a la inducción mutua.

Par de cables protegido con armadura: para reducir las pérdidas por radiación e interferencia, frecuentemente se encierran las líneas de transmisión de dos cables paralelos en una malla metálica conductiva. La malla se conecta a tierra y actúa como una protección. La malla también

evita que las señales se difundan más allá de sus límites y evita que la interferencia electromagnética llegue a los conductores de señales. Consiste de dos conductores de cable paralelos separados por un material dieléctrico sólido. Toda la estructura está encerrada en un tubo trenzado conductivo y luego cubierto con una capa protectora de plástico.

- Líneas de transmisión de conductor coaxial o concéntrico:

El cable coaxial: las líneas de transmisión de conductores paralelos son apropiadas para las aplicaciones de baja frecuencia. Sin embargo, en las frecuencias altas, sus pérdidas por radiación y pérdidas dieléctricas, así como su susceptibilidad a la interferencia externa son excesivas. Por lo tanto, los conductores coaxiales se utilizan extensamente, para aplicaciones de alta frecuencia, para reducir las pérdidas y para aislar las trayectorias de transmisión. El cable coaxial básico consiste de un conductor central rodeado por un conductor exterior concéntrico (distancia uniforme del centro). A frecuencias de operación relativamente altas, el conductor coaxial externo proporciona una excelente protección contra la interferencia externa. Sin embargo, a frecuencias de operación más bajas, el uso de la protección no es estable.

Esencialmente, hay dos tipos de cables coaxiales: líneas rígidas llenas de aire y líneas sólidas flexibles. El material aislante es un material de polietileno sólido no conductivo que proporciona soporte, así como aislamiento eléctrico entre el conductor interno y el externo. El conductor interno es un cable de cobre flexible que puede ser sólido o hueco.

Los cables coaxiales rígidos llenos de aire son relativamente caros de fabricar y el aislante de aire tiene que estar relativamente libre de humedad

para minimizar las pérdidas. Los cables coaxiales sólidos tienen pérdidas menores y son más fáciles de construir, de instalar, y de dar mantenimiento. Ambos tipos de cables coaxiales son parcialmente inmunes a la radiación externa, ellos en si irradian muy poca, y pueden operar a frecuencias más altas que sus contrapartes de cables paralelos. Las desventajas básicas de las líneas de transmisión coaxial es que son caras y tienen que utilizarse en el modo desbalanceado.

2.1.2.2 Parámetros de una Línea de Transmisión:

Los cuatro parámetros primarios de la línea de transmisión son los siguientes:

R.- Resistencia en serie de la línea. Unidades: Ohms/metro. Existe pérdida de potencia a medida que las corrientes de línea fluyen por los conductores. La resistencia distribuida de la línea es una medida de la pérdida de potencia en la unidad de longitud de la línea y por unidad de corriente.

Así mismo, la resistencia de un conductor de material uniforme y área de sección transversal, es expresa por:

$$R_{dc} = \frac{\rho \cdot l}{A} [\Omega] \quad [\text{Ec 2.1}]$$

Donde:

- R_{dc} : Resistencia del conductor en Ohms.
- ρ : Resistividad del conductor en $\Omega\text{-m}$ ($2.83 \times 10^{-8} \Omega\text{-m}$, para conductor de aluminio a 20°C).
- l : Longitud del conductor en mts.

Cualquier conjunto consistente de unidades puede ser utilizado en el cálculo de la resistencia. En el sistema internacional de unidades (SI), ρ se mide en Ohms-metro, la longitud en metros y el área de sección transversal en metros al cuadrado. Un sistema comúnmente usado por los ingenieros de sistemas de potencia expresa la resistividad en Ohms circular mils por pie, longitud en pies y el área en circular mils.

L.- Inductancia en serie de la línea, incluyendo la inductancia debida al flujo magnético interno y externo a los conductores de la línea. Unidades: Henrios/metro. Las corrientes en la línea están acompañadas de un campo magnético. La inductancia distribuida de la línea es una medida de la energía almacenada en este campo magnético en una unidad de longitud de línea y por unidad de corriente.

Por lo tanto, la inductancia de una línea monofásica de dos conductores se expresa:

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

Donde:

- d : Distancia entre los centros de los conductores.

- r : Radio de los conductores.
- μ_0 : Constante de permeabilidad relativa del aire.

En el caso de líneas trifásicas con disposición equilátera (igual separación entre las tres fases) se utilizan inductancia y capacitancia con respecto al neutro hipotético y puede demostrarse que esta inductancia es la mitad de la inductancia de la línea monofásica, es decir, la inductancia de un solo conductor, queda expresado entonces por:

$$L = \frac{\mu_0}{8\pi} \left[1 + 4 \ln \left(\frac{d-r}{r} \right) \right] [H/m] \quad [\text{Ec 2.3}]$$

G.- Conductancia en paralelo de la línea. Unidades: Siemens/metro.

Es una representación de las pérdidas que son proporcionales al cuadrado de la tensión entre los conductores o al cuadrado del campo eléctrico en el medio. Generalmente G representa una pérdida interna molecular de los materiales aislantes dieléctricos. La conductancia distribuida de la línea es una medida de esta pérdida, en la unidad de longitud de la línea por unidad de tensión.

La conductancia viene expresada por:

$$G = \frac{1}{R} [S] \quad [\text{Ec 2.4}]$$

- G: Conductancia en siemens (S).
- R: Resistencia en ohmios (Ω)

C.- Capacitancia en paralelo de la línea. Unidades: Farads/metro. La diferencia de potencial de la línea está asociada a un campo eléctrico. La capacitancia distribuida es una medida de la energía almacenada en este campo, en la unidad de longitud de la línea por unidad de diferencia de potencial. [4]

La capacitancia de una línea monofásica es expresada por:

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{d-r}{r}\right)} [F/m] \quad [\text{Ec 2.5}]$$

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

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln(d/r)} [F/m] (d \gg r) \quad [\text{Ec 2.6}]$$

2.1.3 Subestaciones Eléctricas:

En función a su diseño son las encargadas de interconectar líneas de transmisión de distintas centrales generadoras y transformar los niveles de voltajes para su transmisión o consumo.

Las subestaciones eléctricas por su tipo de servicio se clasifican en:

- Subestaciones elevadoras.

- Subestaciones reductoras.
- Subestaciones compensadoras.
- Subestaciones de maniobra o switcheo.
- Subestación principal del sistema de distribución.
- Subestación de distribución.
- Subestaciones rectificadoras.
- Subestaciones inversoras.

Sin duda la denominación de una subestación como transmisión o distribución es independiente de las tensiones involucradas, y está determinada por el fin a que se destinó.

El objetivo a cumplir por una subestación es determinante en su ubicación física. Para esto, las subestaciones de transmisión están ubicadas alejadas de los centros urbanos, esto facilita, el acceso de líneas de alta tensión y la localización de terrenos lo suficientemente grandes para albergar en forma segura los delicados equipos para el manejo de alta tensión.

Por otra parte las subestaciones de distribución deben construirse en función del crecimiento de la carga, es decir, deben estar ubicadas en los centros de carga de áreas urbanizadas para, de esta forma, asegurar la calidad y continuidad del servicio al usuario.

Es claro que por las características funcionales de cada subestación, no deben mezclarse en una instalación, equipos de transmisión y distribución. La utilización de este tipo de subestaciones debe limitarse exclusivamente a aquellos casos de claras justificaciones técnico-económicas.

Los niveles de tensión para su aplicación e interpretación se consideran conforme lo indican las tarifas para la venta de energía eléctrica en su sección de aspectos generales, siendo:

- Baja Tensión: 120, 208 y 220 V.
- Media Tensión: 4.8, 6.9, 8, 12.47 y 13.8 kV.
- Alta Tensión: 24, 30, 34.5, 69, 115, 138, 230 y 400 kV.
- Extra Alta tensión: 765 y 800 kV.

En transmisión se utiliza: 115, 138, 230, 400, 765 y 800 KV.

2.2 Subestaciones Normalizadas por C.A.D.A.F.E:

La normalización de subestaciones persigue, como objetivo primordial, cubrir las necesidades de las unidades de la Empresa que tienen relación con este tipo de instalaciones de alta tensión.

Al disponer de diseños tipo, es posible:

- Agilizar programas de construcción.
- Tener uniformidad de criterios de diseño, lo cual trae como consecuencia inmediata la unificación de criterios de operación y mantenimiento, con lo que se logra economía y lo que es más importante, seguridad en las instalaciones.
- Facilitar las ampliaciones futuras de las instalaciones, ya que los diseños tipos contemplan las provisiones necesarias para el crecimiento futuro.

Las subestaciones normalizadas por C.A.D.A.F.E son:

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

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

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

Subestación Tipo Nodal 400 T: se usa para intercambiar en 400 kV y 230 kV, puede recibir un máximo de seis líneas de 400 kV y 10 líneas de 230 kV. El diseño esta previsto para realizar construcción en etapas. Debido al reducido números de subestaciones de este tipo y al poco tiempo previsto para su desarrollo no se justifica una estricta normalización del mismo, por lo cual se diseña un modulo de 400 kV y un modulo de 230 kV que obedece a los mismos conceptos pero con diferentes dimensiones, estos permiten salidas en diferentes direcciones en forma tal que combinando varios módulos de diversas maneras se logran obtener alternativas muy similares, sin embargo reciben la más variada combinaciones de orientaciones de líneas.

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

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

Subestación Tipo Radial 115 D: es similar a la subestación Radial II, puesto que no se permite su uso como subestaciones de interconexión, posee una llegada de línea en 115 kV y una salida de línea en 115 kV. El patio de 34,5 kV posee una barra principal seccionada y barra de transferencia con un máximo de ocho salidas de líneas en 34,5 kV. En 13,8 kV puede tener hasta 10 salidas de líneas. [1]

2.3 Esquema de Barras de las Subestaciones Normalizadas por C.A.D.A.F.E:

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

Dentro de los esquemas existentes en las subestaciones normalizadas de C.A.D.A.F.E, para transmisión, tenemos:

Esquema de Barra Simple: está conformado por una sola barra continua a la cual se conectan directamente los diferentes tramos de la subestación.

Utilización:

- Aéreas donde los cortes de servicio afectan a cargas poco importantes.
- En el diseño normalizado de las subestaciones tipo: Radial I, Radial II y Nodal III.

Ventajas:

- Fácil operación e instalación simple.
- Costo reducido.
- Requiere poco espacio físico para su construcción.
- Mínima complicación en la conexión de los equipos y el esquema de protecciones.

Desventajas:

- No existe flexibilidad en las operaciones (El mantenimiento de un disyuntor exige la salida completa del tramo involucrado).
- Falla en barra interrumpe el servicio totalmente.
- Las ampliaciones de barra exigen la salida de la subestación en su totalidad.

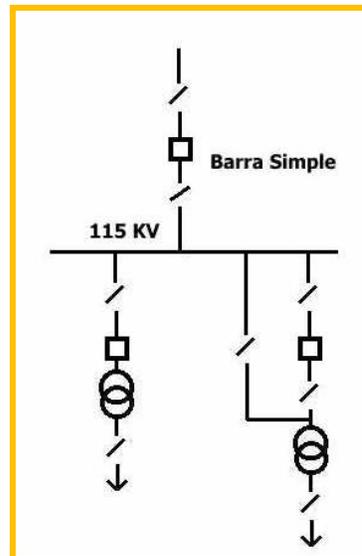


Figura 2.1 Esquema de Barra Simple.

Fuente: http://jaimevp.tripod.com/Electricidad/Esquema_Barras_en_SE.HTM.

Esquema de barra seccionada por un disyuntor: está constituido por dos (2) barras principales, con posibilidad de acoplamiento entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados.

Utilización:

- En el diseño normalizado de las subestaciones tipo: Nodal III con acoplador de barra.

Ventajas:

- Mayor continuidad del servicio.
- Fácil mantenimiento de los tramos conectados a la barra.
- Requiere poco espacio físico para su construcción.
- Para fallas en barra, queda fuera de servicio el tramo de la sección de barra afectada.

Desventajas:

- Falla en barra puede originar racionamiento.
- El mantenimiento de un disyuntor deja fuera de servicio el tramo al cual está asociado.

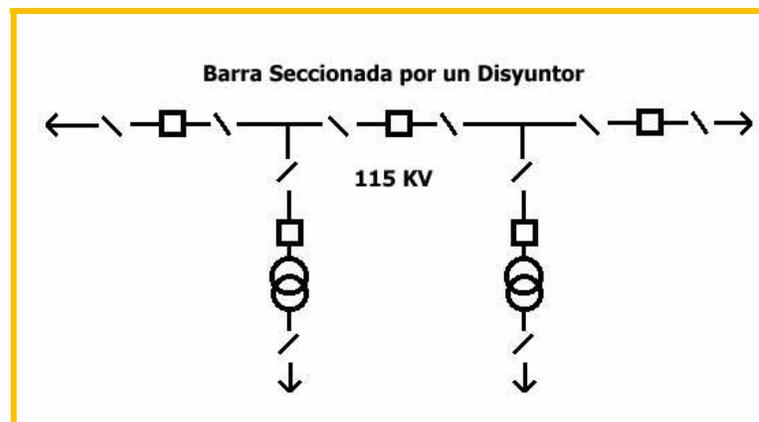


Figura 2.2 Esquema de Barra Seccionada por un Disyuntor.

Fuente: http://jaimevp.tripod.com/Electricidad/Esquema_Barras_en_SE.HTM.

Esquema de barra simple con seccionadores en derivación: similar al esquema de barra simple, y difieren en que los tramos tienen adicionalmente un seccionador en derivación (By-Pass).

Utilización:

- En el diseño normalizado de las subestaciones tipo: Radial II.

Ventajas:

- Similar al esquema de barra simple, pero permite realizar labores de mantenimiento en los tramos sin interrumpir el servicio, a través del seccionador en derivación (By-Pass).
- Requiere poco espacio físico para su construcción.

Desventajas:

- Falla en barra interrumpe totalmente el suministro de energía.
- Las ampliaciones de barra exigen la salida de la subestación en su totalidad.

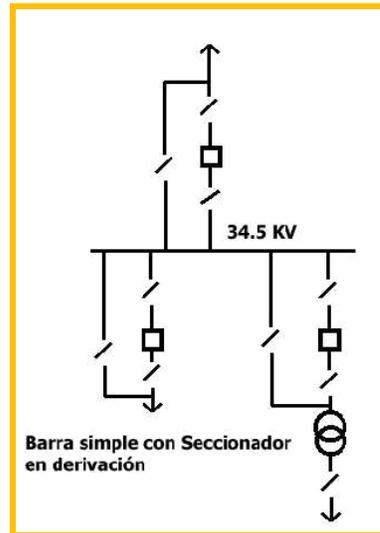


Figura 2.3 Esquema de Barra Simple con Seccionadores en Derivación.

Fuente: http://jaimevp.tripod.com/Electricidad/Esquema_Barras_en_SE.HTM.

Esquema de barra doble (mixta): está constituido por dos (2) barras principales, las cuales se acoplan entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados.

Utilización:

- En las instalaciones relacionadas directamente con la red troncal del sistema interconectado.

Ventajas:

- Las labores de mantenimiento pueden ser realizadas sin interrupción del servicio.
- Facilita el mantenimiento de seccionadores de barra, afectando únicamente el tramo asociado.

Desventajas:

- La realización del mantenimiento en un disyuntor de un tramo, requiere la salida del tramo correspondiente.
- Requiere de gran espacio físico para su construcción.

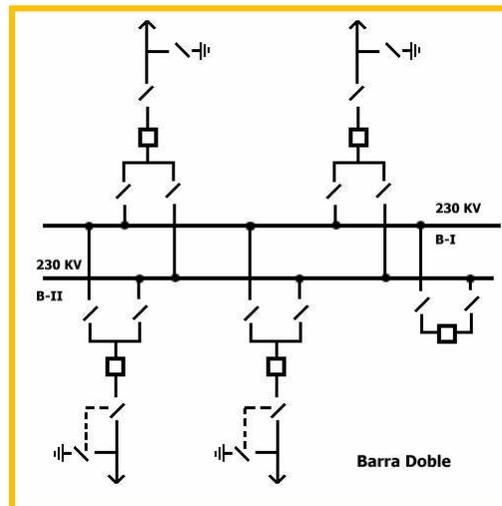


Figura 2.4 Esquema de Barra Doble (mixta).

Fuente: http://jaimevp.tripod.com/Electricidad/Esquema_Barras_en_SE.HTM.

Esquema de barra principal y transferencia: está constituido por una barra principal y una de transferencia, que permita la transferencia de tramos.

Utilización:

- En el diseño normalizado de las subestaciones tipo: Nodal I y Nodal II.

Ventajas:

- Permite la transferencia de carga de un tramo, durante el mantenimiento del disyuntor correspondiente.
- Facilita el mantenimiento de seccionadores de línea y transferencia, afectando únicamente el tramo asociado.
- Requiere de poco espacio físico para su construcción.

Desventajas:

- Para la realización del mantenimiento de la barra y los seccionadores asociados, es necesario desenergizar totalmente la barra.

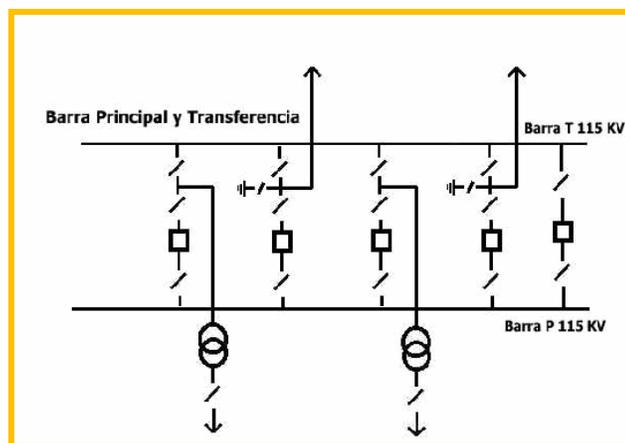


Figura 2.5 Esquema de Barra Principal y Transferencia.

Fuente: http://jaimevp.tripod.com/Electricidad/Esquema_Barras_en_SE.HTM.

Esquema de barra doble con disyuntor y medio de salida:

constituido por dos (2) barras principales interconectadas a través de dos (2) tramos de disyuntor y medio (1-1/2) a los cuales las salidas están conectadas.

Utilización:

- En el diseño normalizado de las subestaciones tipo: Nodal 400 T.

Ventajas:

- No necesita tramo de enlace de barra.
- El mantenimiento de un disyuntor se puede realizar sin sacar de servicio el tramo correspondiente.

Desventajas:

- Para la realización del mantenimiento de los seccionadores conectados directamente al tramo, es necesario dejar fuera de servicio el tramo correspondiente.
- Requiere gran espacio físico para su construcción.^[3]

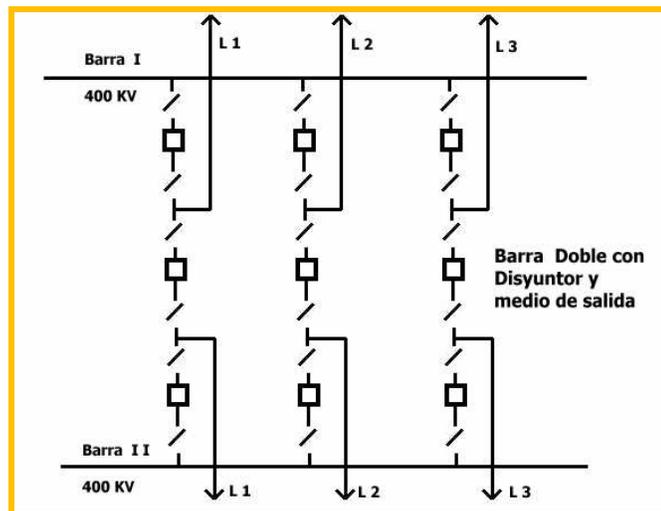


Figura 2.6 Esquema de Barra Doble con Disyuntor y Medio de Salida.

Fuente: http://jaimevp.tripod.com/Electricidad/Esquema_Barras_en_SE.HTM.

2.4 Tipos de Subestaciones de C.A.D.A.F.E según su función:

Subestaciones elevadoras: son las que permiten elevar la tensión que entregan los generadores de electricidad, para facilitar la transmisión y la interconexión que se hace con el sistema nacional.

Subestaciones reductoras: estas subestaciones son las que reciben la tensión de la transmisión, que ha sido elevada por la anterior subestación y la reducen a un nivel, que permite entregar el servicio al sistema de distribución, industrial o residencial según el caso, se manejan diferentes niveles de tensión.

Subestaciones de enlace o interconexión: son subestaciones que el mismo sistema de interconexión las hace necesarias para tener flexibilidad y confiabilidad en el servicio, permiten ejecutar maniobras de conexión y de apertura de circuitos según las necesidades que requiera el servicio.

2.5 Flujo de Carga:

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

Los análisis de flujos de potencia consisten en obtener las condiciones de operación en régimen permanente de un sistema de energía eléctrica, más concretamente dados los consumos en cada nodo, y la potencia generada por los alternadores, se trata de encontrar los voltajes en los nodos y los flujos de potencia por las líneas y los transformadores.

En la operación diaria, constituye la base del análisis de seguridad del sistema, los análisis de flujos de carga se ejecutan periódicamente para identificar posibles problemas de sobrecargas o voltajes inaceptables, como consecuencia del crecimiento de la carga o cuando ocurre algún cambio brusco en la topología de la red.

La planificación permite simular el estado en que se encontrarían los distintos escenarios que se estén analizando ante una demanda estimada. Los análisis de los flujos de potencia son de gran importancia en la planificación y diseño de los futuros proyectos de expansión del sistema de potencia como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas ya existentes. En el estudio de los flujos de potencia se tiene en cuenta la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra, la potencia activa y reactiva que fluyen en cada línea. [5]

Sin embargo, se puede obtener gran cantidad de información adicional que es valiosa, a través de la salida impresa de los programas de computadora que usan las compañías eléctricas de generación [6]. En este proyecto se usará el programa DlgSILENT Power Factory versión 13.2.

Así pues, algunos de los usos de los estudios de flujo de potencia son determinar lo siguiente:

- Componente o carga de circuitos.
- Voltajes de barra de régimen permanente.
- Flujo de potencia reactiva.
- Ajuste de Tap's de transformadores.
- Pérdidas del sistema.
- Ajustes de voltaje de excitación del generador/regulador.

- El rendimiento en condiciones de emergencia.

La formulación matemática del problema de flujo de potencia, para determinar el estado del sistema resulta en un sistema de ecuaciones no lineales y, debido a esto, la solución del sistema de ecuaciones está basada en técnicas iterativas. Comúnmente se usan dos métodos para la aplicación de estas técnicas: el método de Gauss-Seidel y el método de Newton-Raphsón, pero para el estudio en el DigSILENT se va a determinar el flujo de potencia mediante el método de Newton Raphsón clásico. [6][7]

2.5.1 Planteamiento del Flujo de Potencia:

En el análisis del flujo de potencia se asume una red trifásica balanceada, de tal manera que se lo represente por un diagrama de secuencia positiva con parámetros serie lineales concentrados y ramas en derivación.

La ecuación de equilibrio del sistema se plantea utilizando el sistema de referencia nodal:

$$\overline{IB} = [YB] \cdot \overline{EB} \quad [\text{Ec 2.7}]$$

En la que:

IB = corrientes netas inyectadas a las barras.

YB = matriz admitancia de barras.

EB = voltaje de barra medido a la referencia.

La ecuación (2.7) es un sistema de ecuaciones lineales, del cual fácilmente se podría determinar las variables de estado EB para ciertas corrientes netas inyectadas a la red IB.

Pero en la situación real de un sistema de potencia, no se conocen las corrientes inyectadas a cada una de las barras, sino las potencias en varias de ellas y no en todas, debido a que no se conocen las pérdidas de la red.

Es por ello que el planteamiento analítico del flujo de potencia requiere de cuatro variables en cada barra del sistema, las cuales son:

- P_p = potencia activa neta inyectada.
- Q_p = potencia reactiva inyectada neta.
- V_p = magnitud de voltaje.
- δ_p = ángulo de voltaje.

Solamente dos de estas variables pueden definirse o conocerse a priori, el problema del flujo de potencia es el de encontrar las dos restantes para cada barra.

De esta forma, haciendo correspondencia con el sistema físico es posible catalogar a las barras en los siguientes tipos o clases:

Barra de carga o de voltaje no controlado PQ: es aquella barra en la que se puede definir o especificar la potencia inyectada $P_p + jQ_p$, en el sistema físico ésta corresponde a un centro de carga tal como una ciudad, una subestación que alimenta una industria, y en las que la demanda del consumo es predecible. Además, se asume que P_p y Q_p no son afectadas

por variaciones pequeñas de voltaje, que es lo normal en condiciones de estado estable. Las incógnitas de esta barra son V_p y δ_p .

Barra de generación o de voltaje controlado PV: es aquella barra en la que se puede definir o especificar la potencia activa neta inyectada P_p y el voltaje V_p que se puede mantener en esa barra mediante inyección o soporte de potencia reactiva.

Estas barras son aquellas en las que existe generación y en las cuales P_p se puede fijar a cierto valor mediante el regulador de velocidad, ejecutando control sobre la potencia mecánica de la turbina y, V_p mediante el regulador que controla la corriente de excitación, pero también puede ser una barra en la que se pueda controlar la potencia reactiva para mantener el voltaje V_p , tal como aquella en que existan motores sincrónicos o compensadores en general, las incógnitas de esta barra son Q_p, δ_p .

Barra oscilante V, δ_p : esta es una barra que hay que seleccionar en el sistema y en la que se especifica el voltaje en magnitud y ángulo V_p, δ_p . Ésta es una barra única y su necesidad aparece porque las pérdidas no pueden conocerse de antemano y por lo tanto la potencia activa no puede especificarse en todas las barras, es común tomar una de las barras de generación del sistema oscilante. Las incógnitas de esta barra son P_p y Q_p .

Las barras mencionadas son los tres tipos de barras que se definen en el flujo de potencia, siendo además la potencia neta la diferencia entre la potencia de generación y la carga que exista en dicha barra.

Con estas consideraciones mencionadas, se observa cómo se transforma el sistema de ecuaciones de equilibrio de la red.

$$\overline{IB} = [YB] \cdot \overline{EB}$$

De la ecuación de equilibrio, la corriente inyectada en cualquier barra p es:

$$I_p = \sum_q Y_{pq} \cdot E_q \quad [\text{Ec 2.8}]$$

Donde los términos de la matriz admitancia de barra son:

$$Y_{pp} = \sum_p Y_{pq} \quad [\text{Ec 2.9}]$$

$$Y_{pq} = -Y_{pq} \quad [\text{Ec 2.10}]$$

Y_{pq} son las admitancias de los elementos entre las barras p y q.

Y por definición:

$$S_p = P_p + jQ_p = E_p \cdot I_p^* = E_p \sum_q Y_{pq} \cdot E_q^* \quad [\text{Ec 2.11}]$$

Donde:

$$E_q = V_q \cos \delta_q + jV_q \text{sen } \delta_q \quad [\text{Ec 2.12}]$$

Entonces las ecuaciones de potencia para la barra p son:

$$P_p = \sum_q V_p V_q (G_{pq} \cdot \cos \delta_{pq} + B_{pq} \text{sen } \delta_{pq}) \quad [\text{Ec 2.13}]$$

$$Q_p = \sum_q V_p V_q (G_{pq} \cdot \text{sen } \delta_{pq} - B_{pq} \cos \delta_{pq}) \quad [\text{Ec 2.14}]$$

$$\delta_{pq} = \delta_p - \delta_q \quad [\text{Ec 2.15}]$$

Las ecuaciones (2.13) y (2.14) se denominan forma polar de las ecuaciones de potencia, debido a que el voltaje se expresa en coordenadas polares.

Por lo tanto, el sistema de ecuaciones a resolver para la solución de un flujo de potencia, cuando existen (n) barras de las cuales existen (m) barras de carga y una oscilante, y (**n-m**) barras de generación se expresa:

$$P_p = P_p(\bar{V}, \bar{\delta}) \quad p=2, \dots, n. \quad [\text{Ec 2.16}]$$

$$Q_q = Q_q(\bar{V}, \bar{\delta}) \quad p=2, \dots, n. \quad [\text{Ec 2.17}]$$

El sistema de ecuaciones (Ec 2.16; Ec 2.17) se lo expresa mediante las ecuaciones (2.13) y (2.14), estas ecuaciones son un sistema de ecuaciones no lineales y requieren de técnicas iterativas de solución tales como de Gauss o Newton Raphsón.

La solución de este sistema de ecuaciones es la solución del flujo de potencia, ya que se determinan las variables de estado de la red EB, con lo cual es posible luego calcular fácilmente los flujos de potencia por los

elementos, las pérdidas en la generación de la barra oscilante y la generación reactiva en las barras de voltaje controlado, así el flujo de potencia conectado entre una barra p y q es:

$$S_{pq} = E_p \cdot I_{pq}^* = E_p [(E_p^* - E_q^*) Y_{pq}^* + E_p^* \cdot Y_{po}^*] \quad [\text{Ec 2.18}]$$

La potencia generada por una barra oscilante es:

$$S_1 = E_1 \cdot I_1^* = E_1 \cdot \sum_q Y_{1q}^* E_q^* \quad [\text{Ec 2.19}]$$

La potencia reactiva generada en las barras de tensión controlada:

$$Q_p = I_m (E_q \cdot I_p^*) = I_m (E_p \cdot \sum_q Y_{pq}^* E_q^*) \quad [\text{Ec 2.20}]$$

La potencia activa de pérdidas:

$$P_L = \sum_p P_p \quad [\text{Ec 2.21}]$$

La potencia reactiva de pérdidas es la sumatoria de todas las fuentes de potencia reactiva (generadores, líneas, condensadores), menos el sumatorio de la potencia activa de la carga.

2.5.2 Método de Newton – Raphsón Clásico:

El método de Newton Raphsón transforma el sistema no lineal de ecuaciones en un conjunto de ecuaciones lineales y mediante un proceso iterativo se llega a la solución del problema.

La linealización de las ecuaciones se basa en la expansión de las funciones no lineales en series de Taylor alrededor del punto de solución.

Así el sistema no lineal de ecuaciones en forma polar se transforma en:

$$\Delta P_p = \sum_q \frac{\partial P_p}{\partial \delta_q} \cdot \Delta \delta_q + \sum_q \frac{\partial P_p}{\partial V_q} \cdot \Delta V_q \quad p=2, \quad [\text{Ec 2.22}]$$

$$\Delta Q_p = \sum_q \frac{\partial Q_p}{\partial \delta_q} \cdot \Delta \delta_q + \sum_q \frac{\partial Q_p}{\partial V_q} \cdot \Delta V_q \quad p=2,\dots,n. \quad [\text{Ec 2.23}]$$

Estas ecuaciones en forma matricial nos dan las ecuaciones de flujo de potencia por el método de Newton Raphsón.

$$\begin{bmatrix} \Delta \bar{P} \\ \Delta \bar{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\Delta \bar{\delta}}{V} \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \quad [\text{Ec 2.24}]$$

El objetivo de la división de $\Delta V_p/V_q$ no afecta numéricamente el algoritmo pero es de mucha ayuda para simplificar términos del Jacobiano, (matriz formada por H, N, J, L).

Los términos de la diagonal principal son:

$$H_{pp} = \frac{\partial P_p}{\partial \delta_p} = -Q_p - B_{pp} \cdot V_p^2 \quad p = 2, \dots, n. \quad [\text{Ec 2.25}]$$

$$N_{pp} = \frac{\partial P_p}{\partial V_p} \cdot V_p = P_p + G_{pp} \cdot V_p^2 \quad p = 2, \dots, n. \quad [\text{Ec 2.26}]$$

$$J_{pp} = \frac{\partial Q_p}{\partial \delta_p} = P_p - G_{pp} \cdot V_p^2 \quad p = 2, \dots, m. \quad [\text{Ec 2.27}]$$

$$L_{pp} = \frac{\partial Q_p}{\partial V_p} \cdot V_p = Q_p - B_{pp} \cdot V_p^2 \quad p = 2, \dots, m. \quad [\text{Ec 2.28}]$$

Los elementos fuera de la diagonal son:

$$H_{pq} = \frac{\partial P_p}{\partial \delta_q} = V_p \cdot V_q (G_{pq} \cdot \text{sen } \delta_{pq} - B_{pq} \cdot \text{cos } \delta_{pq}) \quad [\text{Ec 2.29}]$$

$$N_{pq} = \frac{\partial P_p}{\partial V_q} \cdot V_q = V_p \cdot V_q (G_{pq} \cdot \text{cos } \delta_{pq} + B_{pq} \cdot \text{sen } \delta_{pq}) \quad [\text{Ec 2.30}]$$

$$J_{pq} = \frac{\partial Q_p}{\partial \delta_q} = -V_p \cdot V_q (G_{pq} \cdot \text{cos } \delta_{pq} + B_{pq} \cdot \text{sen } \delta_{pq}) \quad [\text{Ec 2.31}]$$

$$L_{pq} = \frac{\partial P_p}{\partial V_q} \cdot V_q = V_p \cdot V_q (G_{pq} \cdot \text{sen } \delta_{pq} - B_{pq} \cdot \text{cos } \delta_{pq}) \quad [\text{Ec 2.32}]$$

Una observación que se debe tener muy en cuenta es que los términos, $H_{pq} = L_{pq}$ y que $N_{pq} = -J_{pq}$. Los subíndices p, q varían para H_{pq} ($p; q=2, \dots, n$), N_{pq} ($p=2, \dots, n; q=2, \dots, m$), J_{pq} ($p=2, \dots, m; q=2, \dots, n$), L_{pq} ($p; q = 2, \dots, m$); en todos los casos $p \neq q$. [8]

2.6 Cortocircuito:

Un cortocircuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla. [9]

Las corrientes de cortocircuito son muy superiores a las corrientes de carga en condiciones normales de servicio, y producen esfuerzos térmicos y electrodinámicos muy importantes sobre los distintos componentes de las instalaciones, pudiendo provocar daños irreparables sobre los componentes de las instalaciones sino son eliminadas rápidamente. Por lo tanto, el conocimiento de las mismas, en los distintos puntos de la instalación, será indispensable para el diseño de los distintos componentes, como: barras, cables, dispositivos de maniobra y protección, etc.

Para el diseño de una instalación y elegir adecuadamente los dispositivos de protección es necesario conocer las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas en los distintos niveles.

Corrientes de cortocircuito máximas: Estas corrientes corresponden a un cortocircuito en los bornes de salida del dispositivo de protección, considerando la configuración de la red y al tipo de cortocircuito de mayor aporte.

Corrientes de cortocircuito mínimas: Estas corrientes corresponden a un cortocircuito en el extremo del circuito protegido, considerando la configuración de la red y al tipo de cortocircuito de menor aporte. [10]

Principalmente el propósito del estudio de cortocircuito es:

- Determinar el esfuerzo impuesto sobre los dispositivos de interrupción, tales como interruptores y fusibles.
- Aplicar los resultados a relevadores y dispositivos de protección.
- Coordinar los dispositivos de protección.
- Determinar los esfuerzos mecánicos y térmicos sobre cables, barras, ductos, entre otros.
- Determinar las características de operación de los grandes convertidores estáticos.
- Determinar la mínima corriente de cortocircuito.

Asimismo, los cortocircuitos pueden originarse por múltiples causas, como pueden ser:

Origen puramente eléctrico: provienen del deterioro de un aislador, que se vuelve incapaz de soportar la tensión.

Origen mecánico: se debe a la ruptura de conductores o de aisladores (ej. Caída de ramas de árbol sobre líneas aéreas o golpe de pico sobre cables subterráneos).

Origen atmosférico: son causados por eventos atmosféricos (ej. Un rayo que cae sobre una línea de AT, vientos extremos que acercan los conductores, humedad elevada).

Originados por transitorios: los transitorios pueden producir sobretensiones elevadas que ocasionen la perforación de aisladores.

Originados por falsas maniobras: por ejemplo, la apertura en carga de un seccionador.

Otras causas: vandalismos, incendios, inundaciones, etc. [11]

Una parte esencial en el diseño de un sistema de potencia es el cálculo de las corrientes que fluyen en sus componentes cuando ocurren fallas de varios tipos [12]. La corriente que fluye durante un cortocircuito en cualquier punto de un sistema está limitada por la impedancia de los circuitos y equipos desde la fuente o fuentes al punto de falla y pueden llegar a ser entre 5 y 20 veces la corriente máxima de carga en el punto de falla. No está directamente relacionada al tamaño de la carga en el sistema. Sin embargo, adiciones al sistema que incrementan su capacidad para manejar una carga en crecimiento, pueden incrementar drásticamente la corriente de cortocircuito en esas partes del sistema. [13]

Asimismo, al momento de determinar la intensidad de cortocircuito, en un punto cualquiera del sistema de potencia, pareciera que con solo realizar, simplemente, el cociente entre la tensión existente en dicho punto y la impedancia interpuesta, en el momento de producirse la falla, ya se tiene tal intensidad. Pero no es tan sencillo como parece, pues qué valor de intensidad tendríamos si la impedancia interpuesta fuese nula para cualquier nivel de tensión; evidentemente ésta tendería a un valor infinitamente grande, cuestión que en la práctica no ocurre, ya que existen limitaciones técnicas impuestas, no sólo por la generación de energía eléctrica sino también por otros elementos existentes en el sistema como son: conductores, transformadores y todos los que se encuentren entre las fuentes de energía existentes y el punto en consideración, los cuales deberán tenerse en cuenta en el momento de su determinación.

La capacidad de cortocircuito trifásico en una barra se define como $\sqrt{3}$ veces el producto de la tensión de línea, previa a la falla en el punto de falla, por la corriente de cortocircuito en dicho punto. Lo que da como resultado una potencia aparente.

$$MVA_{CC(3\phi)} = \sqrt{3} \cdot V_{(L-L)_{PPF}} \cdot I_{CC_{PF}} \quad [\text{Ec 2.33}]$$

Esta capacidad de cortocircuito en una barra indica la fortaleza de la misma, lo cual se refiere a la habilidad para mantener su tensión cuando un cortocircuito toma lugar en otro punto.

2.6.1 Tipos de Cortocircuitos:

Un cortocircuito se manifiesta por la disminución repentina de la impedancia de un circuito determinado, lo que produce un aumento de la corriente. En sistemas eléctricos se pueden producir distintos tipos de fallas, entre las cuales tenemos:

Cortocircuito tripolar o simétrico: las fallas entre las tres fases, trifásicos o tripolares (cortocircuitos simétricos) son aquellos en los que las tres tensiones correspondientes al punto del cortocircuito son nulas y las tres fases presentan cargas de cortocircuito simétricas. Aunque este tipo de falla no se suele presentar a menudo, estos cortocircuitos suelen ser debido a: fenómenos mecánicos o caídas directas de un rayo sobre una fase.

Cortocircuito bipolar sin falla a tierra: los cortocircuitos entre dos fases o bipolares sin falla a tierra, aparecen excepcionalmente y son debidos

prácticamente a causas mecánicas. Cuando aparecen lo hacen con corrientes simétricas de cortocircuito menores, en un principio, que las que se presentan en los cortocircuitos tripolares.

Cortocircuito bipolar con falla a tierra: se produce en las mismas circunstancias y las mismas características que los anteriores, pero son menos frecuentes.

Cortocircuito unipolares a tierra: este tipo es el más frecuente en redes con puesta a tierra a través de una impedancia de bajo valor óhmico, la corriente de cortocircuito dirigida a tierra puede superar la mayor corriente que aparezca en un cortocircuito tripolar.

Cortocircuito de doble contacto a tierra: se presenta en redes con neutro aislado o en aquellas con puesta a tierra compensante. Esta corriente no puede ser mayor que la correspondiente a un cortocircuito bipolar con o sin contacto a tierra. [14]

2.6.2 Consecuencias de los Cortocircuitos:

Las consecuencias de los cortocircuitos son variables dependiendo de la naturaleza y duración de los defectos, el punto de la instalación afectado y la magnitud de las corrientes.

En general podemos considerar algunos de los siguientes efectos:

En el punto de defecto: la presencia de arcos con deterioro de los aislantes, fusión de los conductores, principio de incendio y riesgo para las personas.

Para el circuito o equipo defectuoso:

- Esfuerzos electrodinámicos, con deformación de los juegos de barras, deslaminamiento de los cables, rotura de aisladores, averías en bobinados de transformadores o máquinas eléctricas rotativas.
- Esfuerzos térmicos, con sobrecalentamientos con riesgo de deterioros de los aislantes.

Para el resto de la instalación: disminución de la tensión durante el tiempo de eliminación del defecto, inestabilidad dinámica y/o pérdida de sincronismo de las máquinas; puesta fuera de servicio de una parte de la instalación, perturbaciones en los circuitos de control y comunicaciones. [10]

2.7 La Confiabilidad y la Seguridad en los Sistemas Eléctricos de Potencia:

La confiabilidad corresponde básicamente a un adecuado funcionamiento del sistema y la entrega de un suministro eléctrico ininterrumpido en todo instante, tomando en cuenta las fallas a las cuales está sujeto el sistema.

La confiabilidad se la subdivide en seguridad y suficiencia como aspectos que forman parte de ésta.

Seguridad: Aspecto relacionado con la capacidad de respuesta del sistema frente a determinada contingencia o a un conjunto de éstas. La seguridad se puede asociar con el cumplimiento de criterios como el N-1, que corresponde a un factor estático. Así la seguridad existente en el suministro

energético vendrá dada por el tipo de respuesta que tenga el sistema ante distintas contingencias y eventualidades.

Suficiencia: Este término guarda relación con la existencia de instalaciones suficientes para satisfacer la carga total y las restricciones operacionales del sistema. Esto incluye la necesidad por contar con unidades generadoras para suplir la demanda y la existencia de redes de transmisión y distribución adecuadas para efectuar el transporte de energía hasta los puntos de consumo.

Debido a que para realizar el análisis de contingencia en el sistema eléctrico, el cual depende directamente de las acciones de control y en particular de los procedimientos adoptados en la operación, se debe describir la operación del sistema en los llamados estados de operación del mismo.

Los estados de operación dependen de las restricciones asociadas a la transición entre los distintos estados.

Los estados de operación son cinco:

- Estado normal.
- Estado de alerta.
- Estado de emergencia.
- Estado de extrema emergencia.
- Estado de restauración.

Los cuales se definen a continuación:

Estado Normal: en el estado normal, todos los equipos y las restricciones de operación están dentro de sus límites, incluyendo el hecho de que la generación es adecuada para suministrar la carga (total de la demanda), sin equipos sobrecargados. El margen de reserva se encuentra disponible en su totalidad.

Estado de Alerta: se llega a este estado cuando hay una disminución del margen de reserva, provocado por la pérdida de cualquier equipo. Aquí no hay violación de algún límite o sobrecarga de algún equipo. En este estado el sistema tiene apenas suficiente margen de reserva para satisfacer las restricciones de seguridad.

Estado Emergencia: si el sistema entra en una condición en que la pérdida de un componente, resultara en una violación de voltaje de barra o sobrecarga de alguna línea o transformador, entonces el sistema está en el estado de emergencia.

La pérdida del componente también puede disminuir el margen de reserva. En el estado de emergencia se requiere la intervención del operador debido a que las condiciones de operación de los equipos son violados.

El objetivo en este estado es remover las restricciones violadas sin cortar carga, mediante acciones como el redespacho de unidades generadoras o la puesta en funcionamiento de otras, lo que disminuirá el margen de reserva.

Estado de Extrema Emergencia: en el estado de extrema emergencia, las restricciones de los límites de los equipos de operación han sido violadas y hay carga que no está siendo suministrada; es decir el margen de reserva

es insuficiente para satisfacer la demanda o por la configuración del sistema no puede abastecerla.

Estado de Restauración: el objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del sistema.

A partir de lo mencionado hasta esta parte, queda clara la incorporación de la seguridad como un aspecto relacionado de manera importante con la operación del sistema. Consecuentemente, la seguridad queda determinada básicamente por los siguientes aspectos:

- Por una parte, por los márgenes de reserva que presenta el sistema, como podría ser los márgenes de transmisión o flujos por las líneas respecto de su capacidad o el margen de generación de acuerdo a los distintos requerimientos de reservas y su incidencia en la toma de acciones de control (disponibilidad).
- Por la probabilidad de ocurrencia de cierta contingencia, ante determinadas condiciones.
- Por último, la importancia de los procedimientos y criterios adoptados en la operación del sistema.^[15]

2.8 Contingencias:

Parte importante en el análisis de seguridad de los sistemas eléctricos de potencia es el estudio de contingencias. Se puede definir una contingencia como el evento que ocurre cuando un elemento de la red es retirado o sale de servicio por causas imprevistas o programadas. En los análisis de contingencias se estudian los efectos sobre el sistema y su capacidad de permanecer en operación normal sin un elemento. También se

analizan los problemas que estas salidas producen como por ejemplo: sobrecarga térmica, pérdida de carga, corrientes de cortocircuito excesivas, entre otras.

Cada vez que se presenta la salida de un elemento en el sistema, las corrientes en las líneas se redistribuyen a través de la red y los voltajes de las barras cambian. Como consecuencia de esto, pueden aparecer sobrecargas en líneas o transformadores. En los estudios de contingencias se consideran las salidas de: líneas de transmisión, transformadores, generadores y cargas. Las salidas de los elementos pueden ser programadas o ser forzadas por condiciones ambientales o fallas. Así pues, la salida de un elemento puede dar origen a la salida de otros elementos, pudiéndose producir un efecto en cascada que eventualmente conduce al colapso del sistema. Cuando se realizan estudios de contingencias se puede considerar la salida de un elemento o la salida simultánea de varios. En este último caso, nos encontramos en un problema de contingencias múltiples. Independiente de sí la contingencia es simple o múltiple se debe definir el nivel y el tipo de contingencia que vamos a manejar como aceptable para el sistema. Podemos considerar que el sistema debe poder operar normalmente ante una contingencia simple (salida de un elemento) y que ante una segunda contingencia o ante contingencias múltiples, el sistema opere en condiciones anormales.

Los análisis en estado estable para contingencias se realizan generalmente resolviendo muchos flujos de carga sobre los sistemas. A través de estos se pueden conocer las condiciones de estado post-transitorio que el sistema adquiere después de la salida de cada elemento del sistema. Además, los estudios de contingencias deben ser acompañados por otros

estudios, por ejemplo, de confiabilidad, con el fin de plantear soluciones técnicamente adecuadas y económicamente factibles. [16]

2.8.1 El Criterio N-1:

En este proyecto se usó el criterio determinístico N-1 para evaluar las contingencias que más afectan al sistema eléctrico, según el criterio:

Un sistema cumple con el criterio N-1 si al aplicarle la contingencia simple más severa, el sistema sigue en condiciones aceptables de funcionamiento considerando que los flujos en las líneas se mantienen dentro de límites normales de operación, los voltajes en las barras no superan sus niveles mínimos-máximos de variación, no existen actuaciones de protecciones y no existen desconexiones forzadas de carga o equipos. La aplicación del criterio N-1 consiste en la simulación de una pérdida de un componente de la red (línea de transmisión, transformador, o un generador). [15]

2.9 DlgSILENT Power Factory:

El programa de cálculo DlgSILENT Power Factory es una herramienta computarizada de asistencia de ingeniería para el análisis de sistemas eléctricos de potencia a nivel comercial, industrial y a gran escala. Este paquete computacional tiene un gran número de avanzadas características que proporcionan gran flexibilidad.

Está concebido como un solo programa ejecutable, y es completamente compatible con Windows 95/98/NT/2000/XP. El método de programación empleado permite una rápida ejecución, y elimina la necesidad de volver a

ejecutar módulos para actualizar o transferir resultados entre diferentes aplicaciones del mismo programa. Como ejemplo, el análisis de flujos de potencia, análisis de falla y flujos armónicos pueden ser ejecutados subsecuentemente sin tener que volver a ejecutar el programa, habilitando módulos adicionales o permitiendo la lectura de archivos de datos externos.

Una característica especial de Power Factory es el concepto único de modelo verticalmente integrado. Esto permite que los modelos se puedan compartir para cualquier función y tipo de análisis. Así como para categorías de análisis en diferentes sistemas, tales como generación, transmisión, distribución e industrial. Es decir, con DlgSILENT Power Factory no se necesitan otros programas para analizar aspectos separados de un sistema eléctrico, ya que se puede acomodar a cualquier sistema gracias a un marco y base de datos totalmente integrados.

Igualmente, DlgSILENT Power Factory incorpora una lista de funciones de simulación muy variada, en ésta se incluyen:

- Flujos de carga y análisis de fallas de una red con una representación completa en CA y CD conforme a: IEC 909, VDE 102/103, ANSI C37.
- Optimización de redes de distribución.
- Dimensionamiento de cables según IEC.
- Simulación Dinámica.
- Simulación electromagnética (EMT).
- Análisis del comportamiento de protecciones.
- Análisis armónico.
- Análisis de confiabilidad.
- Análisis de estabilidad de voltaje.
- Análisis de contingencias.

- Modelado de dispositivos de electrónica de potencia.
- Interfaz para SCADA/GIS/NIS.
- Compatibilidad con otros programas como PSS/E y PSS/U.
- Base de datos multi-usuarios.
- Herramientas avanzadas: Flujos óptimos de potencia.

El programa proporciona una organización óptima de datos y definiciones para realizar cualquier tipo de cálculos, memorizando los ajustes y las opciones del cálculo. No es necesaria la tediosa organización de diferentes archivos para definir varios tipos de análisis. El ambiente de la base de datos de Power Factory integra totalmente todos los datos requeridos para definir casos, escenarios, diagramas unifilares, resultados, condiciones de simulación, graficas, modelos de usuario, etc. [17]

CAPÍTULO III

SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE C.A.D.A.F.E ORIENTE.

3.1 El Sistema Eléctrico de C.A.D.A.F.E en 230 kV a Nivel Oriental:

El sistema eléctrico de C.A.D.A.F.E en la zona oriental, a nivel de 230 kV, actualmente cuenta con una disposición de alimentación en anillo, la cual, es una configuración económica, segura además de confiable y permite continuidad del servicio por falla o durante mantenimiento. Así pues, el anillo une a las subestaciones Casanay, El Indio, El Tigre, Barbacoa, Barbacoa II, Ciudad Bolívar y Guanta II. A dicha red también pertenece la subestación El Furrial, pero la misma corresponde a E.D.E.L.C.A.

Por otro lado, es importante acotar que no se realizará, de forma gráfica, la construcción completa de todo el sistema eléctrico de C.A.D.A.F.E oriente, sino que se representará solo la parte de interés a evaluar, pero para realizar los cálculos y las simulaciones pertinentes si se tomará en cuenta la base de datos del programa con el sistema completo.

Igualmente, el sistema eléctrico de C.A.D.A.F.E a nivel oriental está constituido por los estados: Anzoátegui, Monagas y Sucre. Los mismos se encuentran interconectados por una serie de subestaciones, líneas de transmisión y demás equipos que hacen posible el disfrute del servicio eléctrico. A lo largo de este capítulo se describirán algunas de sus características, para así constatar el estado en que operan actualmente.

3.1.1 Subestaciones Eléctricas del Sistema:

El sistema eléctrico a nivel de 230 kV dispone de 8 subestaciones repartidas por los diferentes estados. Dichas subestaciones según lo normalizado por C.A.D.A.F.E poseen las siguientes características:

- Barbacoa I, Guanta II y El Tigre I: Nodal 230 T. Interruptor con doble juego de barras simples.
- Barbacoa II: Nodal 400 T. Doble juego de barras con interruptor y medio.
- El Indio y Casanay: Nodal 230 T. Barra principal con barra de transferencia. Según su función son subestaciones reductoras.

Tabla 3.1 Subestaciones del Sistema por Estados.

Estado	Subestación	Nivel de Voltaje (kV)
Anzoátegui	Barbacoa I	230/115
	Barbacoa II	400/230
	Guanta II	230/115
	El Tigre	400/230/115
Bolívar	Cd Bolívar	230/115
Sucre	Casanay	230/115
Monagas	El Indio	230/115
	El Furrial	400/230/115

Fuente: Datos Obtenidos del DIgSILENT.

Es necesario señalar que la subestación Ciudad Bolívar no será tomada en cuenta para la realización de la gráficas, pues su alimentación es de forma radial, lo que la hace quedar fuera del sistema en anillo.

3.1.2 Líneas de Transmisión del Sistema:

En este momento el sistema de transmisión de la red en anillo a nivel de 230 kV cuenta con una longitud de 1450,3 Km de líneas, en disposición de doble terna, presentando las siguientes características:

Tabla 3.2 Líneas de Transmisión de la Red en Anillo.

Nombre	Longitud (Km.)	Tipo de Conductor	Calibre (MCM)	I Nominal (Amp)	
				75 °C	100 °C
Barbacoa I - El Tigre I	141,34	ACSR	795 (26/7)	781	989
Barbacoa I - Barbacoa II	8	ACAR (Duplex)	1100 (18/19)	829	1062
Barbacoa II - Guanta II	20	ACAR	1100 (18/19)	829	1062
El Tigre I - El Furrial	141,8	ACAR	1100 (18/19)	829	1062
El Furrial - El indio	38,8	ACAR	1100 (18/19)	829	1062
El Indio - Casanay	109	ACAR	1100 (18/19)	829	1062
El Tigre I - Cd. Bolívar	129,21	ACSR	795 (26/7)	829	1062
Guanta II - Casanay	137	ACAR	1100 (18/19)	829	1062
Total Km. de Líneas	1450,3				

Fuente: Datos Obtenidos del DlgSILENT.

3.1.3 Autotransformadores del Sistema:

Hoy por hoy el sistema cuenta con 23 autotransformadores de potencia, los cuales presentan las siguientes características:

Tabla 3.3 Características de los Autotransformadores del Sistema.

Nombre	Marca	Potencia Aparente Nominal (MVA)	Potencia Activa (MW)	Posición del TAP			Tensión Adicional por TAP (%)
				Min	Max	Actual	
Barbacoa I 230/115 AT1	Fuji	200	148,90	-12	8	-8	0,92
Barbacoa I 230/115 AT2	Acec	100	67,43	-11	6	6	0,83
Barbacoa I 230/115 AT3	Acec	100	66,23	-11	6	6	0,83
Barbacoa I 230/115 AT4	Pauwels	200	137,68	-10	-5	-8	1
Barbacoa II 400/230 AT 1	Fuji	450	202,48	-7	9	8	0,89
Barbacoa II 400/230 AT 2	Alstom	450	202,48	-7	9	8	0,89
Casanay 230/115 AT 1	Mitsubishi	100	92,03	-10	5	5	1
Casanay 230/115 AT 2	Mitsubishi	100	92,03	-10	5	5	1
Casanay 230/115 AT 3	Fuji	100	93,40	-10	5	5	1
El Indio 230/115 AT 1	Mitsubishi	100	59,79	-10	5	5	1
El Indio 230/115 AT 2	Mitsubishi	100	59,79	-10	5	5	1
El Indio 230/115 AT 3	Alstom	100	53,46	-10	5	5	1
El Tigre 230/115 AT 1	Fuji	100	73,55	-10	5	-2	1
El Tigre 230/115 AT 2	Pauwels	200	151,14	-4	10	-2	1
El Tigre 400/230 AT1	Marelli	450	215,23	-6	6	6	1,33
El Tigre 400/230 AT 2	Hitachi	450	223,07	-6	6	6	1,33
Furrial 400/115 AT 1	Hitachi	200	139,46	-8	4	-8	1,25
Furrial 400/115 AT 2	Hitachi	200	139,46	-8	4	-8	1,25
Furrial 400/115 AT 3	Hitachi	200	139,46	-8	4	-8	1,25
Furrial 400/230 AT 1	ABB	450	424,03	-6	6	6	1,33
Guanta II 230/115 AT 1	Ansaldo	100	80,92	-10	10	-6	1,1
Guanta II 230/115 AT 2	Ansaldo	100	80,92	-10	10	-6	1,1
Guanta II 230/115 AT 3	Ansaldo	100	80,92	-10	10	-6	1,1

Fuente: Datos obtenidos del DigSILENT.

3.1.4 Cargas Asociadas al Sistema:

Las cargas que tiene el anillo a nivel de 34,5 kV y 13,8 kV están reflejadas en las respectivas barras de 115 kV, donde se encuentran los elementos de transformación, que las alimentan, pero como el nivel de voltaje empleado para las simulaciones es de 230 kV, se consideran las cargas concentradas, conectadas a las barras de 115 kV y manteniendo sus características de P y Q constantes.

3.2 Premisas Establecidas para Evaluar el Sistema de Transmisión de C.A.D.A.F.E Oriente:

Perfiles de Voltaje: se establecerán 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.

Se considerarán en condición crítica aquellas barras que reflejen 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.

Niveles de Carga en los Equipos: se considerarán sobrecargados aquellos equipos cuya carga sobrepase el 80% de su valor nominal, siempre que el sistema se encuentre en condiciones normales de operación. Para esto se tomarán aproximaciones de tres decimales por exceso.

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

3.3 Flujo de Carga del Sistema en Anillo de C.A.D.A.F.E Oriente en 230 kV:

La aplicación del flujo de carga al sistema en anillo dará a conocer la situación actual en la que se encuentran las barras, líneas y autotransformadores, dándonos una visión precisa de los niveles de voltaje y factores de carga a los que están sometidos dichos elementos.

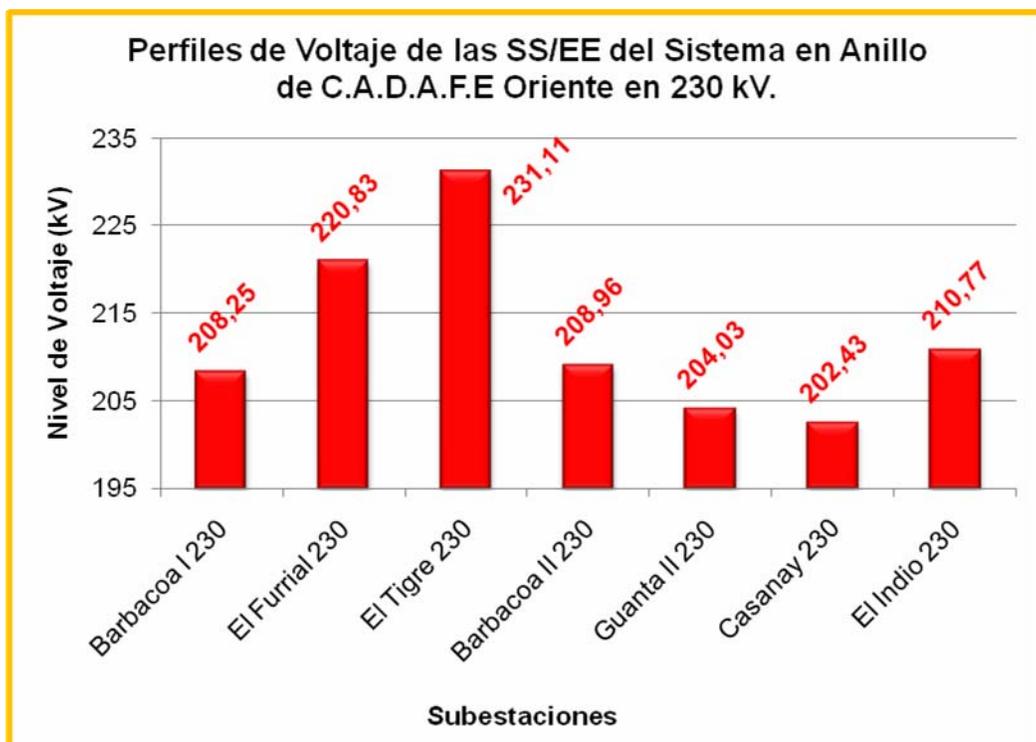


Figura 3.1 Niveles de Voltaje Actuales del Sistema en Anillo.

Fuente: Datos obtenidos del DIgSILENT.

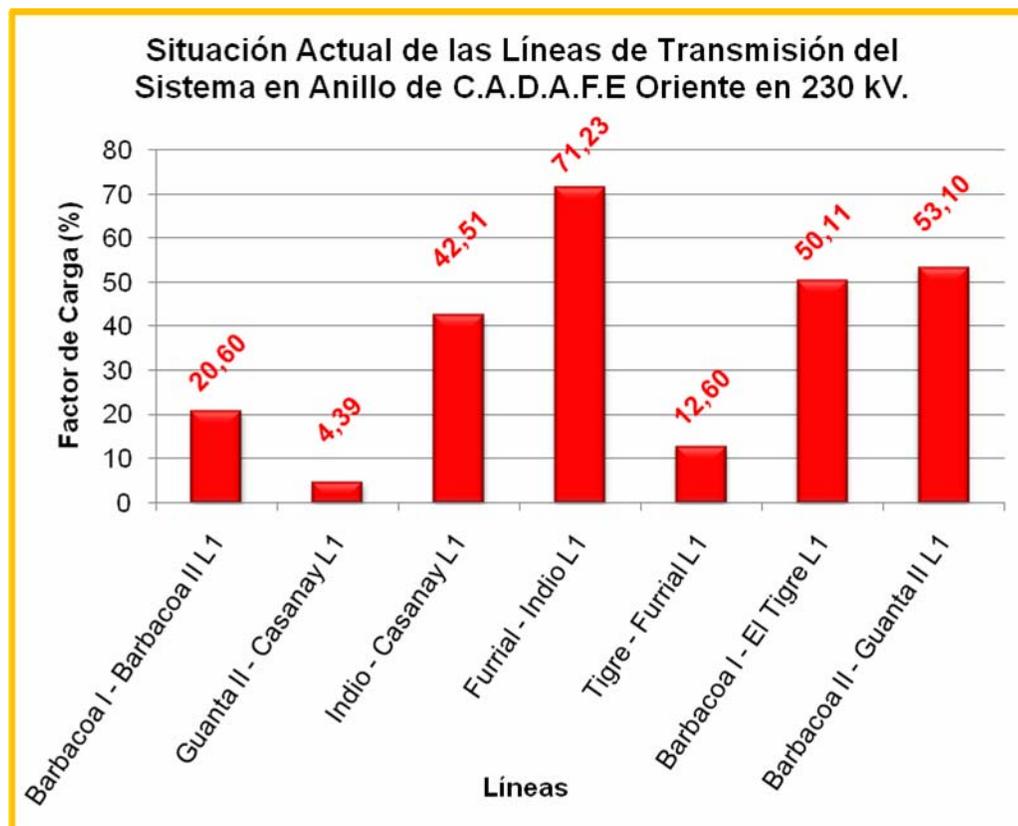


Figura 3.2 Situación Actual de las Líneas del Sistema en Anillo.

Fuente: Datos obtenidos del DIgSILENT.

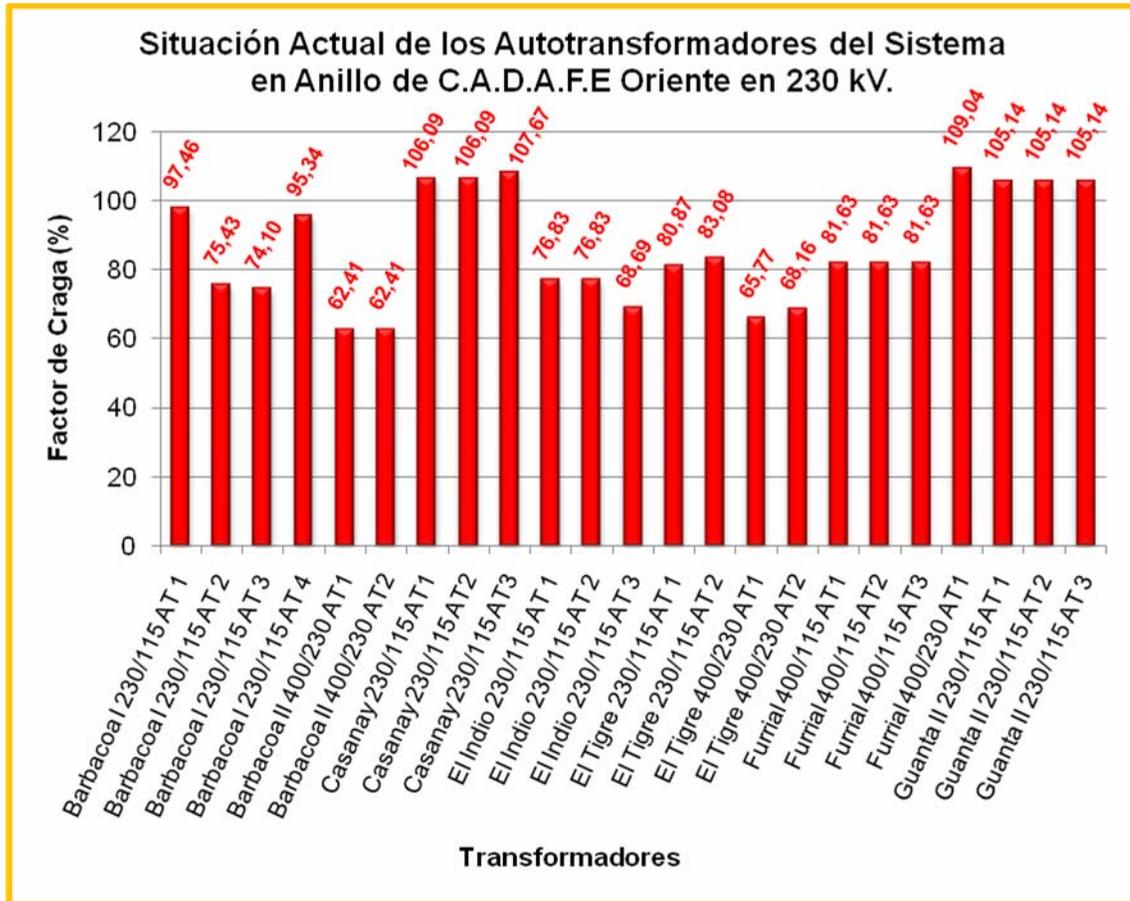


Figura 3.3 Situación Actual de los Autotransformadores del Sistema en Anillo.

Fuente: Datos obtenidos del DigSILENT.

Con estas gráficas podemos constatar que el sistema no se encuentra en condición óptima de operación, pues es evidente que existen barras con bajo niveles de voltaje, es decir, con un nivel de tensión por debajo de 0,95 p.u. Entre ellas tenemos las pertenecientes a las subestaciones: Barbacoa I, Barbacoa II, Guanta II, Casanay y El Indio, siendo la más crítica la subestación Casanay con 202,43 kV (0,88 p.u). En relación a los autotransformadores tenemos que en 14 de ellos se observa sobrecarga, siendo los más afectados los pertenecientes a las subestaciones de Casanay, Guanta II y El Furrial, mostrándose así valores de hasta 109,04 %,

como es la situación del AT1 400/230 kV de la S/E El Furrial. Por otro lado, las líneas de transmisión si se hallan en buenas condiciones de trabajo, pues están dentro de los límites de operación establecidos. (Véase *Apéndice A Pág. 145*)

3.4 Niveles de Cortocircuito del Sistema en Anillo de C.A.D.A.F.E Oriente en 230 kV:

Para el análisis de los niveles de cortocircuito se realizaron simulaciones con la herramienta computacional DlgSILENT, obteniendo entonces los niveles en cada una de las barras del sistema, tanto para el cortocircuito trifásico como para el monofásico. Una vez obtenidos estos valores se prosiguió a ejecutarse una comparación con los niveles nominales de dichas barras para poder así ejercer una evaluación de su situación.

Entre las características de las barras incluidas en el sistema en anillo tenemos:

Barbacoa I y El Tigre I: Barra soportada. Cobre para 230 kV con un diámetro de 2" $\frac{1}{4}$ y aluminio para 115 kV con 4" de diámetro, ambas poseen un espesor de $\frac{1}{4}$ ".

Barbacoa II, Guanta II, Casanay y El Indio: Barra tendida de 1100 MCM, 2 Conductores/Fase.

Así pues, aplicando la Ec 2.33 se puede obtener la corriente de cortocircuito en una barra, tomando en cuenta la tensión nominal del sistema y la capacidad de cortocircuito:

$$MVA_{CC(3\phi)} = \sqrt{3} \cdot V_{(L-L)_{PFPF}} \cdot I_{CC_{PF}}$$

Por consiguiente, como es un sistema de 230 kV la capacidad estimada es de 15.000 MVA*, obteniendo entonces el valor de I_{CC} en las barras:

$$I_{CC} = 15.000 \text{ MVA} / \sqrt{3} \cdot 230 \text{ kV} = 37,65 \text{ kA}$$

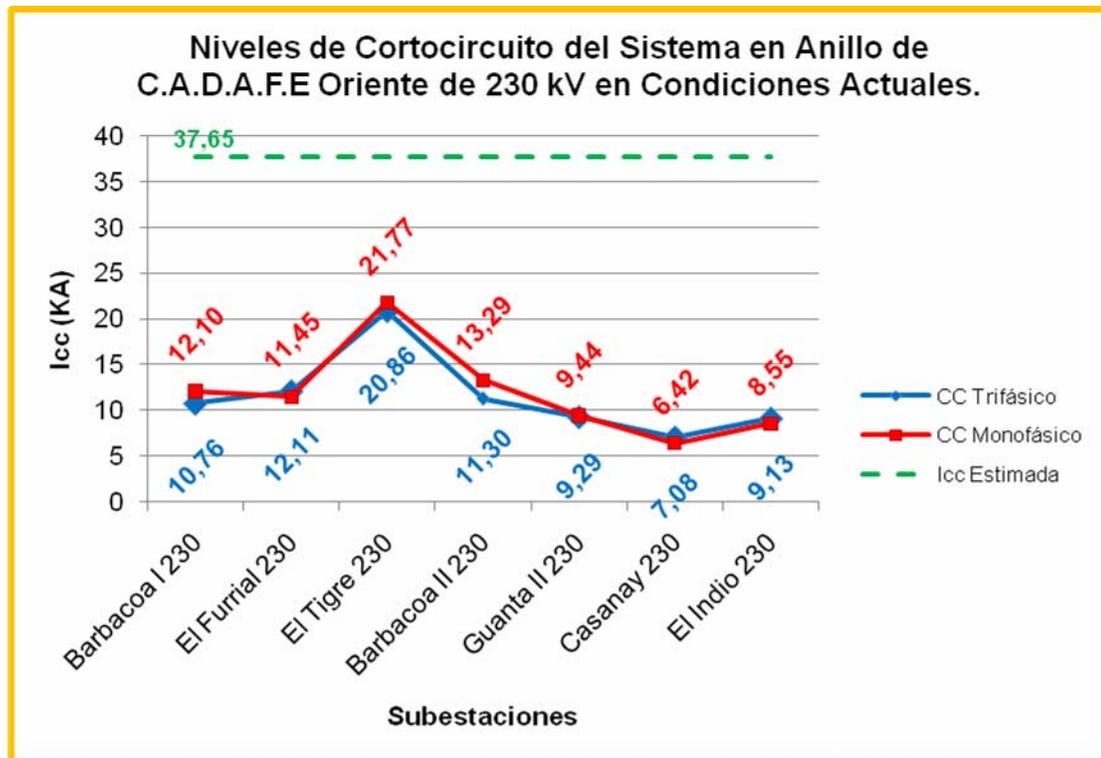


Figura 3.4 Niveles de Cortocircuito del Sistema en Anillo.

Fuente: Datos obtenidos del DigSILENT.

Se observa en la figura 3.4 que los niveles actuales de cortocircuito que presentan las subestaciones del sistema en anillo, no alcanzan un valor que

* Según: Martín, José R. Diseño de Subestaciones Eléctricas. Mc Graw Hill. México. Mayo 1992.

afecte a dichas barras, pues se encuentran muy por debajo del valor estimado. (Véase Apéndice A Pág. 148)

3.5 El Sistema Eléctrico de C.A.D.A.F.E Monagas en 115 kV:

El estado Monagas tiene una superficie de 28.900 km cuadrados aproximadamente y cuenta, a nivel de 115 kV, con una serie de subestaciones, líneas de transmisión y autotransformadores que hacen posible la existencia de esta parte del sistema de potencia de la región 2. Asimismo, en páginas siguientes se describirán las características de estos elementos para así tener una descripción del área a evaluar.

3.5.1 Subestaciones Eléctricas de C.A.D.A.F.E Monagas:

Actualmente el sistema cuenta con 22 subestaciones repartidas por todo el estado Monagas, entre las cuales tenemos:

Tabla 3.4 Subestaciones del Sistema C.A.D.A.F.E Monagas.

Subestación	Nivel de Voltaje (kV)
Cementera	115
El Indio	230/115
Quiriquire	115
Boulevard	115
Maturín	115
Jusepín II PDVSA	115
Jusepín I	115
Muscar	115
Amana	115
Travieso	115
Santa Barbará	115
El Tejero	115
El Furrial	230/115
Veladero	115
Temblador CADAPE	115
La Paz	115
Tucupita	115
Jobo Mocho	115
El Parque	115
Temblador Pueblo	115
Barrancas	115
San Jaime	115

Fuente: Datos Obtenidos del DigSILENT.

3.5.2 Líneas de Transmisión del Sistema:

En este momento el sistema de transmisión de C.A.D.A.F.E Monagas a nivel de 115 kV cuenta con una longitud de 1447,44 Km de líneas, en disposición de doble terna, presentando las siguientes características:

Tabla 3.5 Líneas de Transmisión de la Red Monagas 115 kV.

Nombre	Longitud (Km.)	Tipo de Conductor	Calibre (MCM)	I Nominal (Amp)
				75 °C
Muscar - Amana	1,5	ACAR	600	577
Amana - Travieso	18	ACAR	600	577
Temblador -Tucupita	98	ACSR	4	298
Indio - Muscar	40,4	ACSR	350	465
Tejero - Muscar	7	ACSR	350	465
Tejero - Travieso	8	ACSR	350	465
Indio - Jusepín I	33	ACAR	350	465
Indio - Maturín L1	9	ACAR	350	465
Indio - Maturín L2	9	ACAR	350	465
Indio - Temblador	94,6	ACAR	350	465
Maturín - Jusepín I	40	ACAR	350	465
Indio - La Paz	12	ACAR	500	577
Maturín - Boulevard	13	ACAR	500	577
Maturín - Quiriquire	28	ACAR	500	577
Quiriquire - Boulevard	21	ACAR	500	577
Santa Barbará - Travieso	21	ACAR	500	577
El Parque - La Paz	9,22	ACAR	500	577
El Indio - El Parque	19,22	ACAR	500	577
Jusepín II PDVSA - Jusepín I	2	ACAR	1100	925
El Furrial - Jusepín II PDVSA	23	ACAR	1100	925
Amana - Jusepín II PDVSA	16	ACAR	1100	925
Furrial - Amana	7	ACAR	500	577
Barrancas - Tucupita L1	47,34	ACAR	500	577
Barrancas - Tucupita L2	47,34	ACAR	500	577
Temblador - Temblador Pueblo	20	ACAR	500	577
El indio - San Jaime	9,1	ACAR	500	577
Jusepín I - Jobo Mocho	42	ACAR	500	577
Jusepín I - Cementera	28	ACAR	500	577
Total Km. de Líneas	1447,44			

Fuente: Datos Obtenidos del DigSILENT.

3.5.3 Transformadores del Sistema:

En la siguiente tabla se muestran las características de los autotransformadores del sistema de C.A.D.A.F.E Monagas:

Tabla 3.6 Características de los Autotransformadores Monagas 115 kV.

Subestación	Nº	Marca	Relación de Transformación kV/kV	Capacidad Nominal MVA	Factor de carga (%)
El Indio	1	Mitsubishi	230/115	100	98,2
El Indio	2	Mitsubishi	230/115	100	98,2
El Indio	3	Alsthom	230/115	100	93,9
El Indio	4	Alsthom	115/34,5	30	86,5
El Indio	5	Alsthom	115/34,5	30	86,5
El Indio	6	Mitsubishi	115/13,8	20	95,3
El Indio	7	Pauwels trafo	115/13,8	24	97
El Indio	8	Trafo Union	115/13,8	16	100,3
Maturín	1	Trafo Union	115/13,8	20	88,9
Maturín	2	Trafo Union	115/13,8	20	85,4
Maturín	3	Toshiba	115/13,8	20	103,5
Maturín	4	Stromberg	115/13,8	20	87,1
La Paz	1	Trafo Union	115/13,8	20	94,9
La Paz	2	Trafo Union	115/13,8	20	94,9
La Paz	3	Siemens	115/13,8	36	112,9
La Paz	4	Schneider	115/34,5	24	0
Boulevard	1	Siemens	115/13,8	36	59,9
Boulevard	2	Siemens	115/13,8	36	59,3
Jusepín	1	SW	115/13,8	16	118,8
Tejero	1	Hawker Siddeley	115/13,8	16	95,2
Tejero	2	Equip. Elec.	115/34,5	20	109,6
Tejero	3	Pauwels	115/13,8	20	105
Tejero	4	Pauwels	115/34,5	10	109,2

Tabla 3.6 Características de los Autotransformadores Monagas 115 kV.
(Continuación).

Subestación	Nº	Marca	Relación de Transformación kV/kV	Capacidad Nominal MVA	Factor de carga (%)
Muscar	1	I.E.M	115/13,8	16	0
Muscar	2	I.E.M	115/13,8	16	0
Travieso	1	I.E.M	115/13,8	20	61,6
Travieso	2	I.E.M	115/13,8	20	94,2
Santa Barbará	1	I.E.M	115/13,8	16	0
Santa Barbará	2	I.E.M	115/13,8	16	46,8
Temblador	1	Trafo Union	115/34,5	10	93,4
Temblador	2	Trafo Union	115/34,5	10	93,4
Temblador	3	Toshiba	115/34,5	10	102,5
Tucupita	1	Areva	115/13,8	36	64,4
Tucupita	2	Areva	115/13,8	36	64,4
Tucupita	3	Areva	115/34,5	36	35,2
San jaimé	1	Areva	115/13,8	36	12,5
San jaimé	2	Areva	115/13,8	36	12,5
El parque	1	Areva	115/13,8	36	73,2
El parque	2	Areva	115/13,8	36	74,5
Barrancas	1	Areva	115/13,8	36	22,2
Quiriquire	1	Equip. Elec.	115/34,5	20	76,5
Quiriquire	2	Schneider	115/34,5	20	86,3
Quiriquire	3	Hawker Siddeley	115/13,8	16	0
Veladero	1	S/M	115/34,5	10	50,4
El Furrial	1	Hitachi	400/115	200	78,2
El Furrial	2	Hitachi	400/115	200	78,2
El Furrial	3	Hitachi	400/115	200	78,2
El Furrial	4	ABB	400/230	450	105

Fuente: Datos Obtenidos del DigSILENT.

3.6 Flujo de Carga del Sistema Eléctrico de C.A.D.A.F.E Monagas en 115 kV:

Con la ejecución de la simulación de flujo de carga en el estado Monagas, se pudo observar que existen bajos niveles de voltajes en las barras, es decir, perfiles de voltaje inferiores al 95% de su valor nominal, de tal manera en esta situación entran las siguientes subestaciones: Barrancas, Tucupita, Temblador Pueblo, Temblador, Veladero, San Jaime, El Indio, El Parque, La Paz, Maturín, Quiriquire, Boulevard, Cementera y Jobo Mocho. Por otra parte, también se observan sobrecargas en algunas líneas de transmisión como es el caso de la línea Muscar - Amana 115 kV que presenta un valor de 112,33% y la línea Furril - Amana 115 kV con una sobrecarga del 86,15%. En lo que concierne a los autotransformadores, los mismos se encuentran en un nivel aceptable de operación, pues no presentan sobrecarga. (*Véase Apéndice A Pág. 150*).

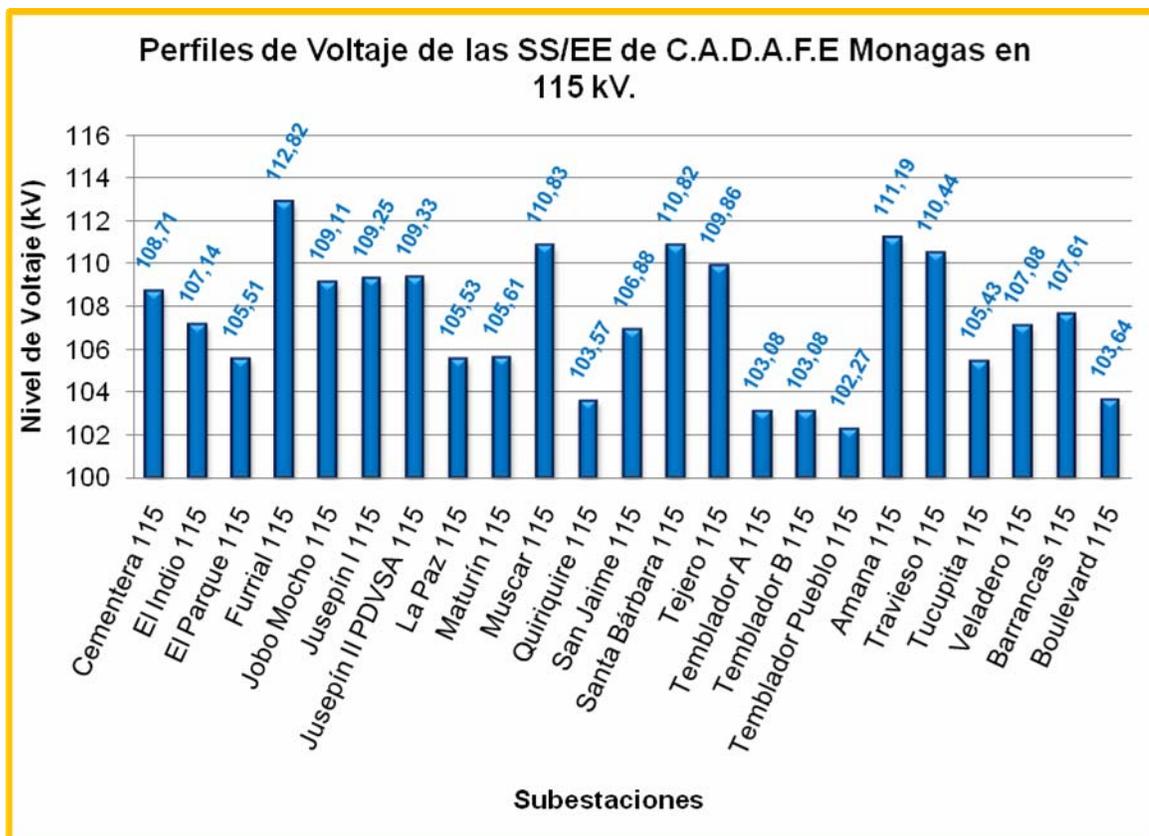


Figura 3.5 Niveles de Voltaje Actuales de C.A.D.A.F.E Monagas 115 kV.

Fuente: Datos obtenidos del DlgSILENT.

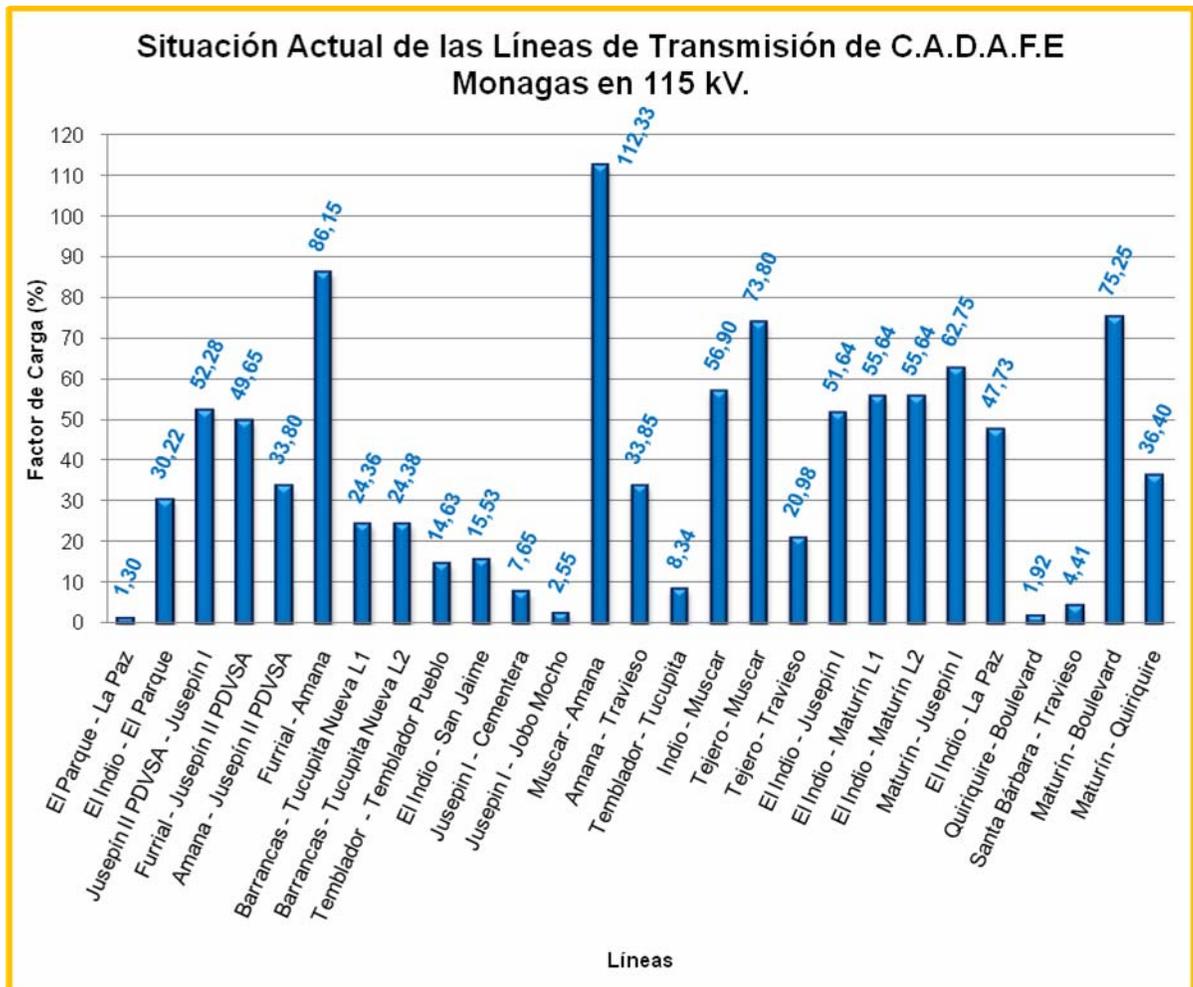


Figura 3.6 Situación Actual de las Líneas de C.A.D.A.F.E Monagas 115 kV.

Fuente: Datos obtenidos del DlgSILENT.

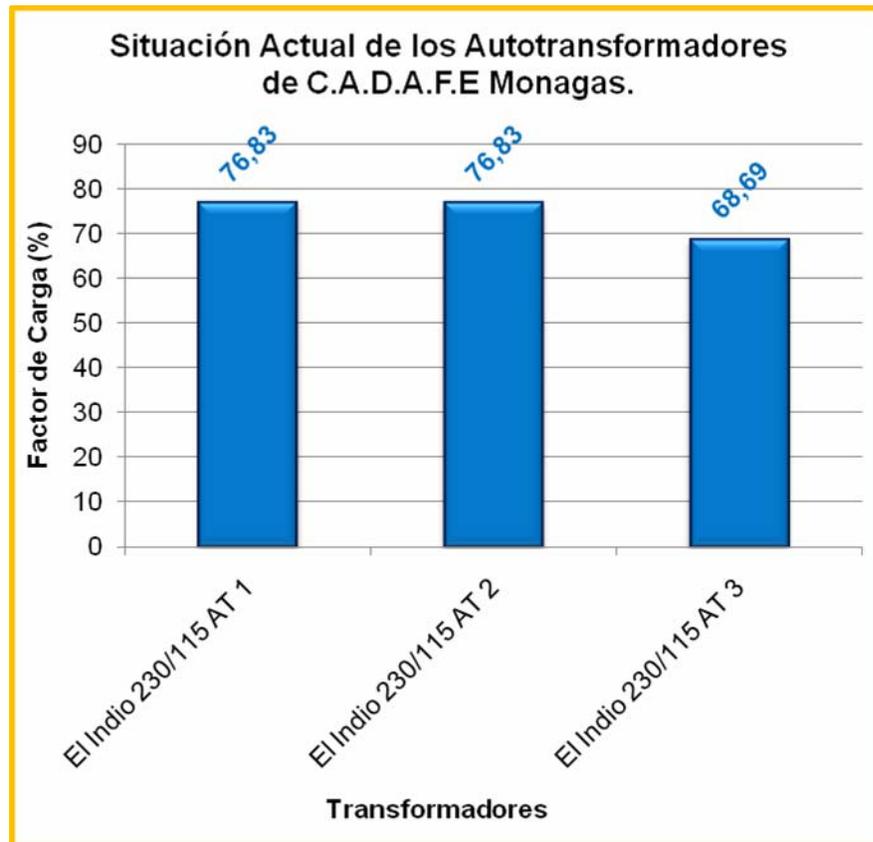


Figura 3.7 Situación Actual de los Autotransformadores de C.A.D.A.F.E Monagas.

Fuente: Datos obtenidos del DlgSILENT.

Es indiscutible que el sistema no se encuentran es sus mejores condiciones de operación, provocando así problemas en la eficiencia, calidad y continuidad del servicio.

3.7 Niveles de Cortocircuito del Sistema Eléctrico de C.A.D.A.F.E Monagas en 115 kV:

Se puede decir que a nivel de 115 kV se emplean una gran variedad de interruptores de potencia, cada uno con sus características propias, pero con una innegable semejanza y es por ello que algunos serán tomados como patrón principal para formar un criterio de evaluación y así constatar la situación de los niveles de cortocircuito de la red. Entre estos tenemos a los siguientes:

Tabla 3.7 Interruptores de Potencia de la Red C.A.D.A.F.E para 115 kV.

Modelo	Vn (kV)	In (A)	Capacidad de Ruptura (kA)		Operación	Medio Aislante	Accionamiento
			Simétrica	Asimétrica			
LTB-145-D1	145	3150	40	-	Carga	SF6	Tripolar
S1-145-F1	145	3150	31,5	7,9	Carga	SF6	Tripolar
FX-11	115	3150	31,5	37,1	Carga	SF6	Tripolar
S1-123	123	3150	31,5	-		SF6	Tripolar
GL-312	123	3150	40	-	Carga	SF6	Tripolar
HPL - 145	145	3150	63	-	Carga	SF6	Tripolar

Fuente: Requena F, Gherwin J. (2007). "Evaluar el sistema eléctrico de transmisión de C.A.D.A.F.E de los estados Sucre - Monagas con la incorporación de la línea de 230 kV. Guanta II - Casanay".

Del mismo modo que en el caso del sistema en anillo, los valores obtenidos mediante la simulaciones de los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico no superan los límites máximos de cortocircuito permitidos por los equipos de interrupción. (Véase Apéndice A Pág. 153).

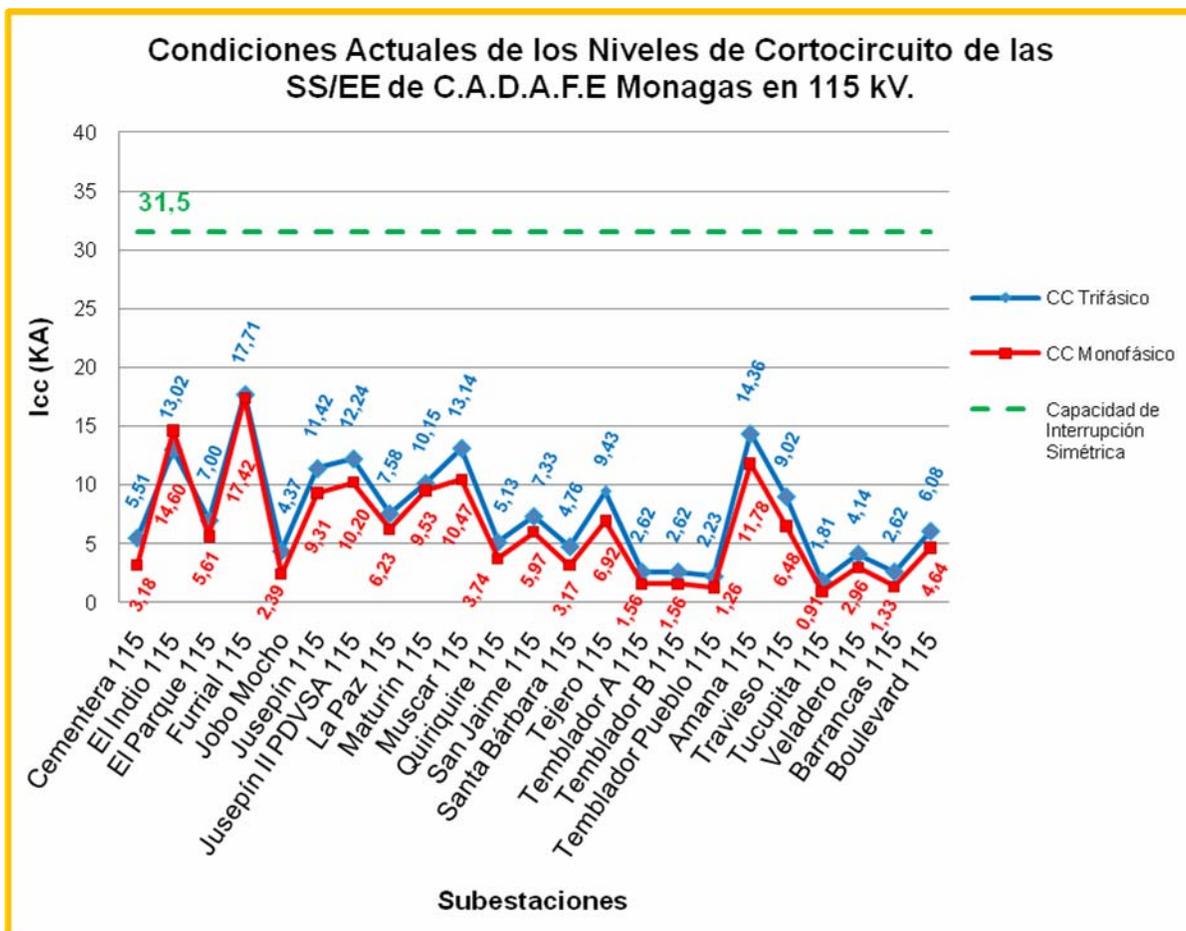


Figura 3.8 Niveles de Cortocircuito de las SS/EE de C.A.D.A.F.E Monagas.

Fuente: Datos obtenidos del DigSILENT.

CAPÍTULO IV

SITUACIÓN FUTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE C.A.D.A.F.E ORIENTE CON LA INCORPORACIÓN DE LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA.

4.1 Descripción de la Subestación Juana la Avanzadora:

La subestación Juana la Avanzadora estará ubicada entre el tramo Indio - Casanay, concretamente en la Parroquia Boquerón, estado Monagas.

La misma estará constituida por un patio en 230 kV con esquema de barras a interruptor y medio, con equipamiento para dos (2) salidas de líneas en 230 kV, dos (2) salidas de autotransformador de potencia lado 230 kV y dos (2) autotransformadores de potencia trifásico 230/115/13,8 - 120/160/200 MVA. De igual modo, contará con un patio en 115 kV con esquema de barras principal y de transferencia, con equipamiento para cuatro (4) salidas de líneas 115 kV, dos (2) llegadas de autotransformador lado 115 kV, un (1) tramo de transferencia, con espacio físico para desarrollar en el futuro una (1) salidas de líneas en 115 kV y un (1) tramo de transformador de potencia 115/34,5 kV, lado 115 kV. Se desarrollan los servicios auxiliares (dos fuentes) del terciario de los autotransformadores de potencia en 13,8 kV.

4.2 Nueva Situación del Sistema Eléctrico de C.A.D.A.F.E en 230 kV a Nivel Oriental con la Incorporación de la Subestación Juana la Avanzadora:

Es significativo mencionar que la subestación Juana la Avanzadora será incluida en el anillo de 230 kV a través de un desvío en el tramo Indio - Casanay, para de esta forma hacer uso de las líneas ya existentes (El Indio - Casanay L1 y L2).

Con el objetivo de tener más confiabilidad y acciones de maniobras más amplias, la subestación Juana la Avanzadora tendrá un esquema de sub anillo a nivel de 230 kV con las subestaciones El Furrial, El Indio y El Tigre. Trayendo como consecuencia que la línea El Tigre - El Indio, que se encuentra deshabilitada, sea activada nuevamente para tal fin.

Con la inclusión de la subestación se tienen nuevos tramos de líneas, estos son:

Tabla 4.1 Nuevas Líneas de Transmisión de la Red en Anillo.

Nombre	Nivel de Tensión (kV)	Longitud (Km.)	Tipo de Conductor	Calibre (MCM)
Juana la Avanzadora - Casanay L1	230	100	ACAR	1100
Juana la Avanzadora - Casanay L2	230	100	ACAR	1100
El Indio - Juana la Avanzadora	230	9	ACAR	1100
Juana la Avanzadora - El Furrial	230	45	ACAR	1100
El Furrial - El Indio (Juana)	230	42	ACAR	1100
El Tigre - El Indio	230	163	ACAR	1100

Fuente: Datos Obtenidos de la Gerencia de Planificación de Sistemas Eléctricos.

4.2.1 Flujo de Carga del Sistema en Anillo de C.A.D.A.F.E Oriente en 230 kV:

Con la realización de las simulaciones se puede observar que la inclusión de la subestación Juana la Avanzadora logra una sustancial mejoría en los niveles de voltaje de todas las subestaciones que constituyen dicho sistema, obteniéndose valores muy aceptables, tanto así, que ninguna subestación se halla con bajo nivel de voltaje. En relación a líneas de transmisión ninguna se encuentra en estado de sobrecarga, lo cual indica que se mantienen por debajo de los límites de operación. En lo que concierne a los autotransformadores se puede constatar que todos bajaron sus niveles de sobrecarga y hasta algunos salieron de dicho estado, como es el caso de los AT1 y AT2 230/115 kV de la subestación El Tigre y los AT1, AT2 y AT3 400/115 kV de la subestación El Furrial, a pesar de que las sobrecargas disminuyeron aun existen 9 elementos afectados, siendo los más críticos los pertenecientes a las subestaciones de Casanay, Guanta II y El Furrial, mostrándose así valores de hasta 110,38 %, como es la condición del AT1 400/230 kV de la subestación El Furrial. (*Véase Apéndice A Pág. 155*).

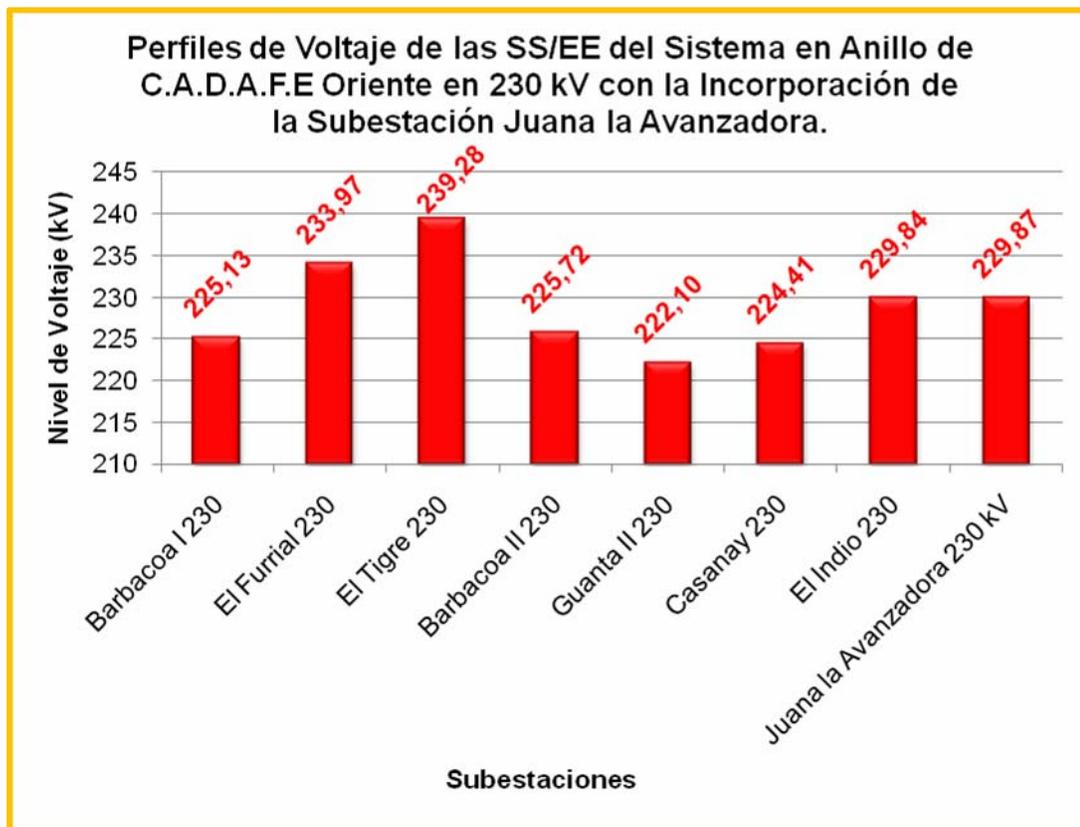


Figura 4.1 Niveles de Voltaje de la SS/EE del Sistema en Anillo con la Incorporación de la Subestación Juana la Avanzadora.

Fuente: Datos obtenidos del DlgSILENT.

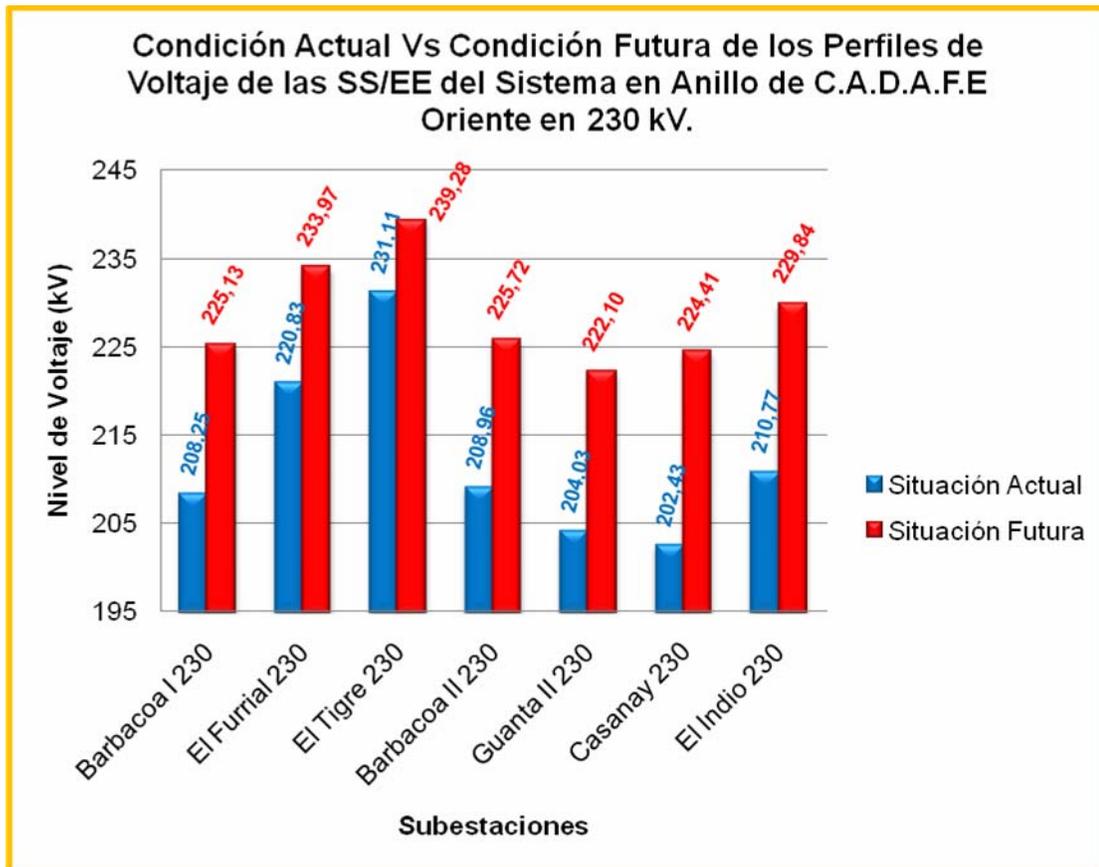


Figura 4.2 Niveles de Voltaje de las SS/EE del Sistema en Anillo con la Incorporación de la Subestación Juana la Avanzadora (Condición Actual Vs Condición Futura).

Fuente: Datos obtenidos del DIgSILENT.

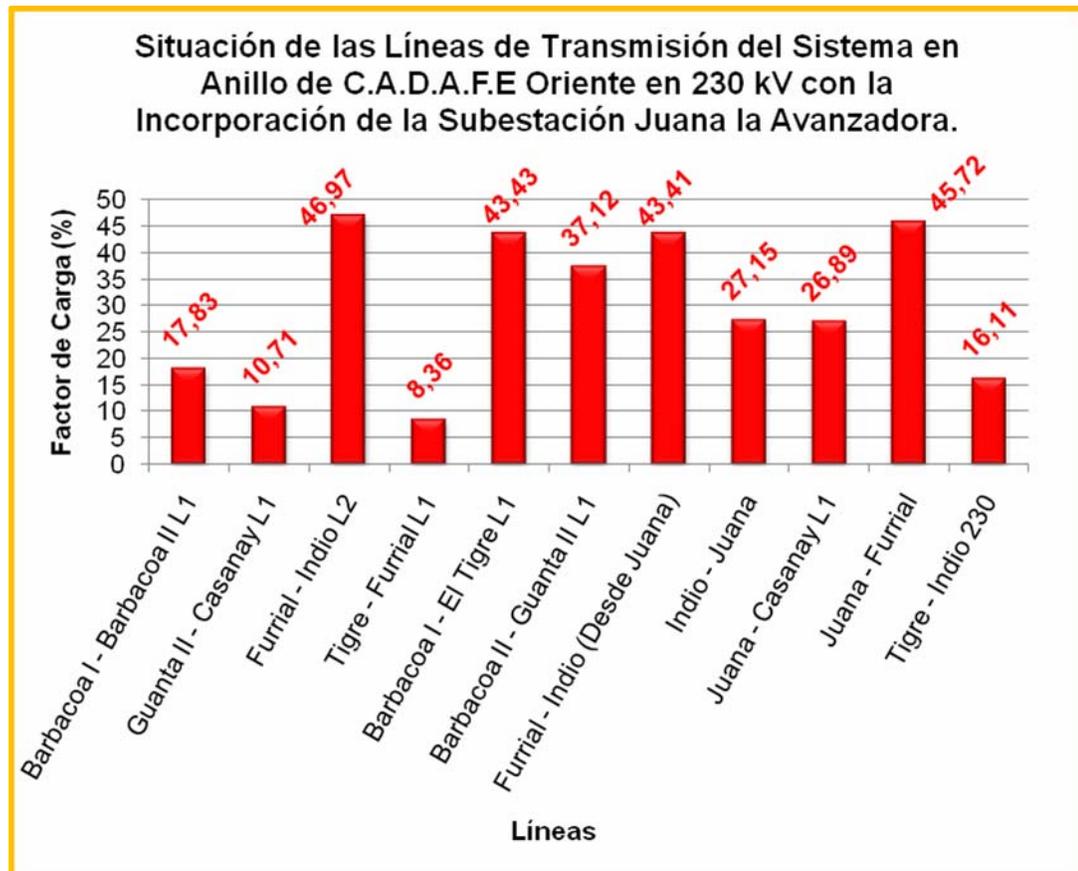


Figura 4.3 Situación de las Líneas de Transmisión del Sistema en Anillo con la Incorporación de la Subestación Juana la Avanzadora.

Fuente: Datos obtenidos del DlgSILENT.

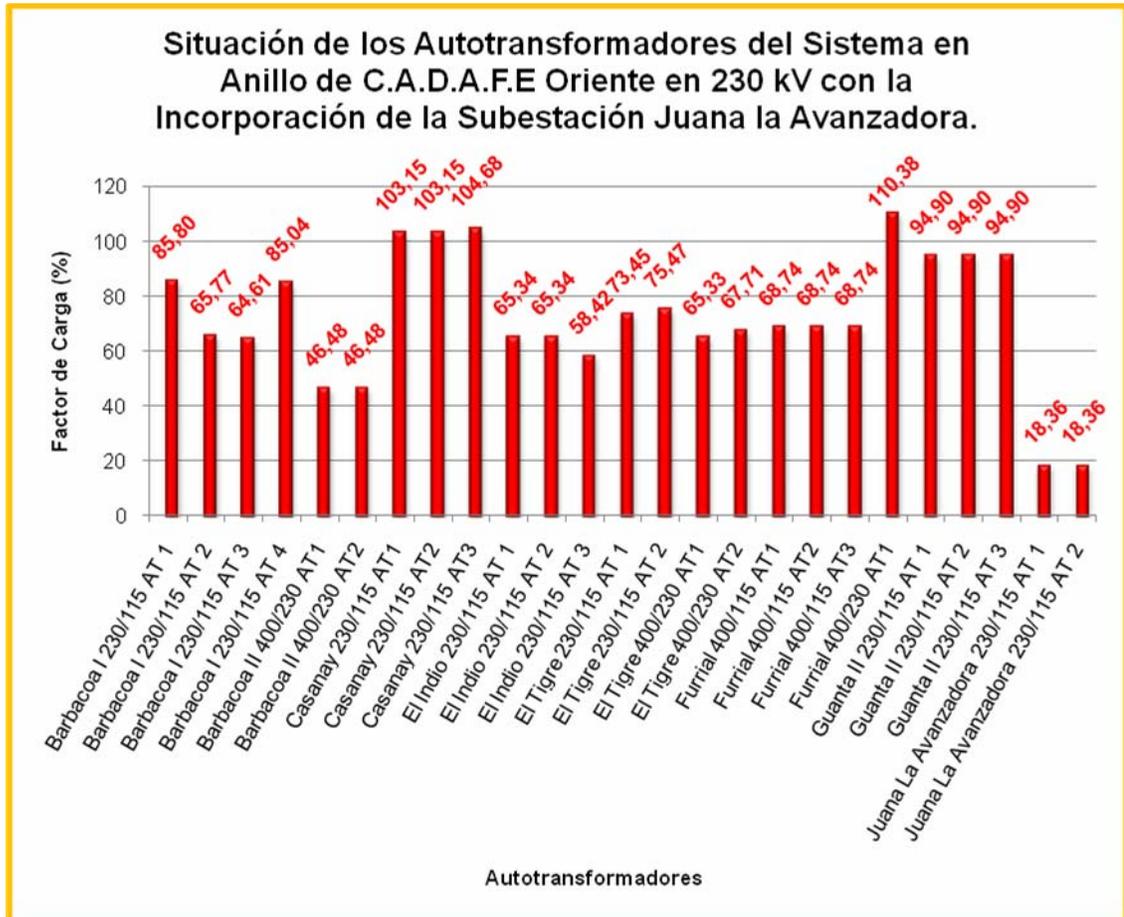


Figura 4.4 Situación de los Autotransformadores del Sistema en Anillo con la Incorporación de la Subestación Juana la Avanzadora.

Fuente: Datos obtenidos del DIgSILENT.

4.2.2 Niveles de Cortocircuito del Sistema en Anillo de C.A.D.A.F.E Oriente en 230 kV:

Con la figura 4.5 se evidencia que los niveles de cortocircuito obtenidos con la incorporación de la subestación Juana la Avanzadora no superan ni se aproximan al nivel máximo de cortocircuito estimado para las barras de las subestaciones de la red analizada. (Véase Apéndice A Pág. 158).

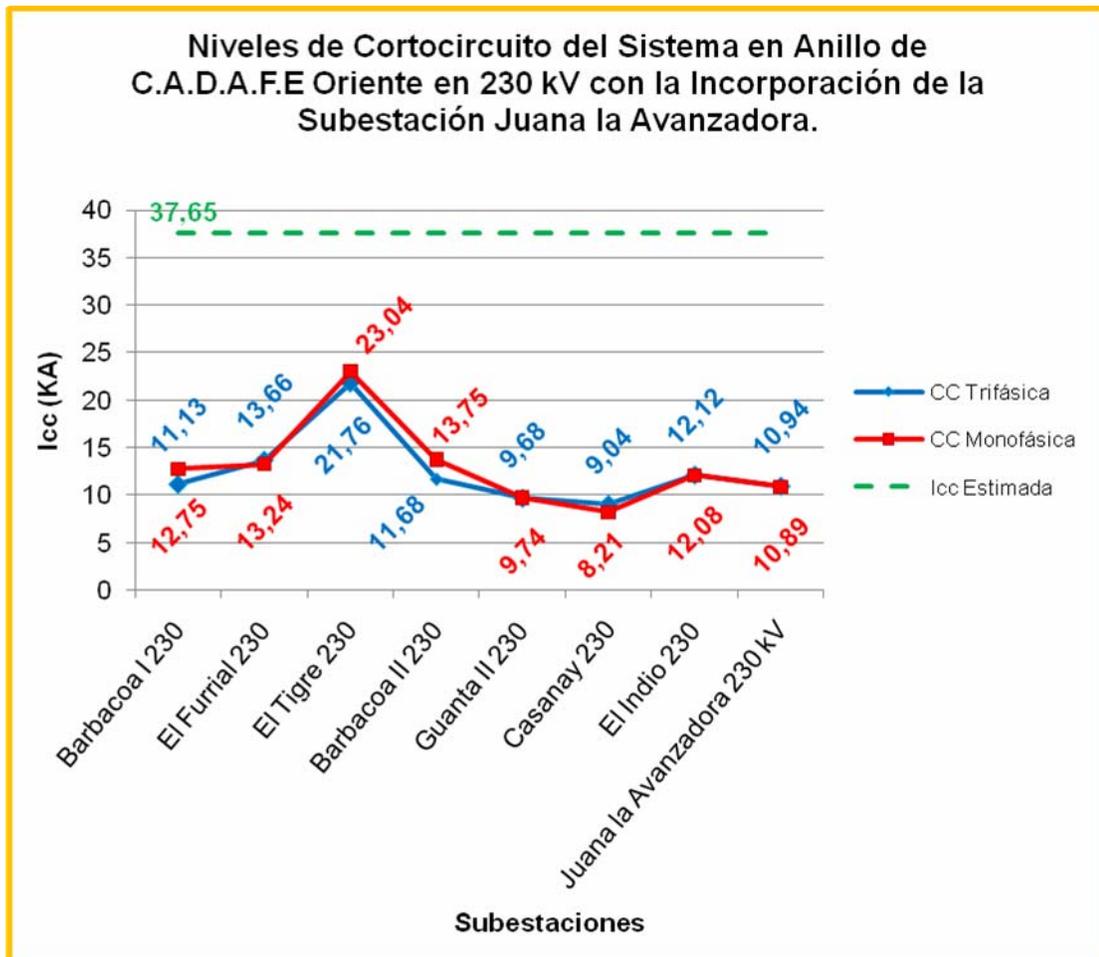


Figura 4.5 Niveles de Cortocircuito del Sistema en Anillo con la Incorporación de la Subestación Juana la Avanzadora.

Fuente: Datos obtenidos del DigSILENT.

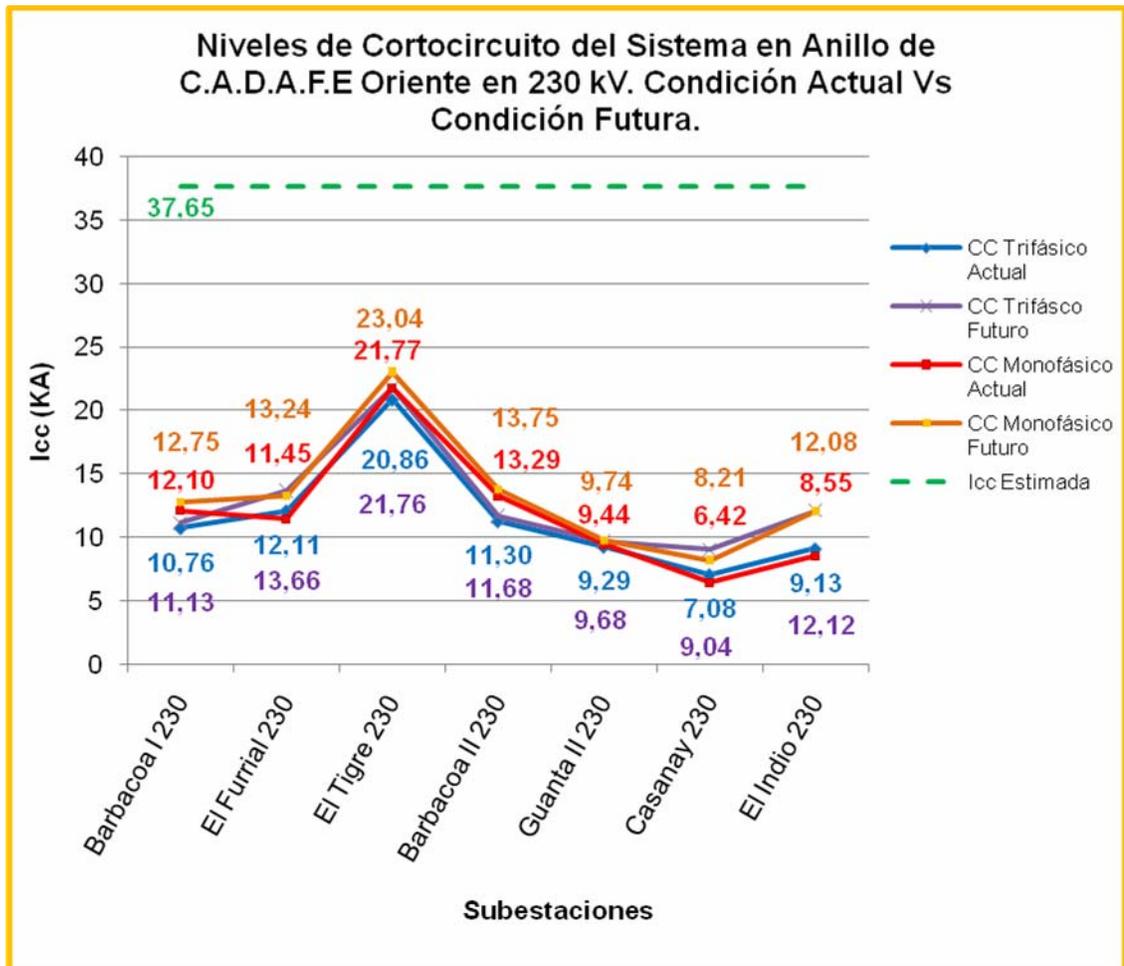


Figura 4.6 Niveles de Cortocircuito del Sistema en Anillo Condición Actual Vs Condición Futura.

Fuente: Datos obtenidos del DigSILENT.

4.3 Nueva Situación del Sistema Eléctrico de C.A.D.A.F.E Monagas a Nivel de 115 kV con la Incorporación de la Subestación Juana la Avanzadora:

Es de relevancia señalar que la subestación Juana la Avanzadora será acoplada a la red de 115 kV del estado Monagas a través de un desvío que se realizará en las líneas Maturín - Quirquire y Maturín - Boulevard, con el fin

de poder aprovechar al máximo las instalaciones ya construidas. Así pues, con este desvío se da pie para la creación de nuevos tramos de líneas, los cuales son:

Tabla 4.2 Nuevas Líneas de Transmisión C.A.D.A.F.E Monagas 115 kV.

Nombre	Nivel de voltaje (kV)	Longitud (Km.)	Tipo de Conductor	Calibre (MCM)
Juana la Avanzadora - Maturín L1	115	21,8	ACAR	500
Juana la Avanzadora - Maturín L2	115	21,8	ACAR	500
Juana la Avanzadora - Boulevard	115	15	ACAR	500
Juana la Avanzadora - Quiriquire	115	30	ACAR	500

Fuente: Datos Obtenidos de la Gerencia de Planificación de Sistemas Eléctricos.

4.3.1 Flujo de Carga del Sistema Eléctrico de C.A.D.A.F.E Monagas en 115 kV:

Se puede evidenciar a través de las figuras 4.7; 4.8; 4.9 y 4.10 que con la incorporación de la subestación Juana la Avanzadora se consigue una notable mejoría en el sistema de C.A.D.A.F.E Monagas, pues aun cuando las subestaciones Tucupita, Temblador Pueblo y Temblador siguen presentando un bajo nivel de voltaje, por el contrario, todas las restantes subestaciones han logrado alcanzar un nivel de voltaje aceptable, es decir, por encima del 95% de su valor nominal, obteniéndose así, un mayor rendimiento del sistema. A nivel de las líneas de transmisión aun se sigue observando sobrecarga en la línea Amana - Muscar 115 kV con un valor de 94,58%, de igual forma las demás líneas si se encuentran libres de sobrecargar e incluso muchas han disminuido su porcentaje de carga. En lo que compete a los autotransformadores ninguno se encuentra sobrecargado y se nota que los

mismos han disminuido su factor de carga, posicionándolos en un nivel apto de operación. (Véase Apéndice A Pág. 159).

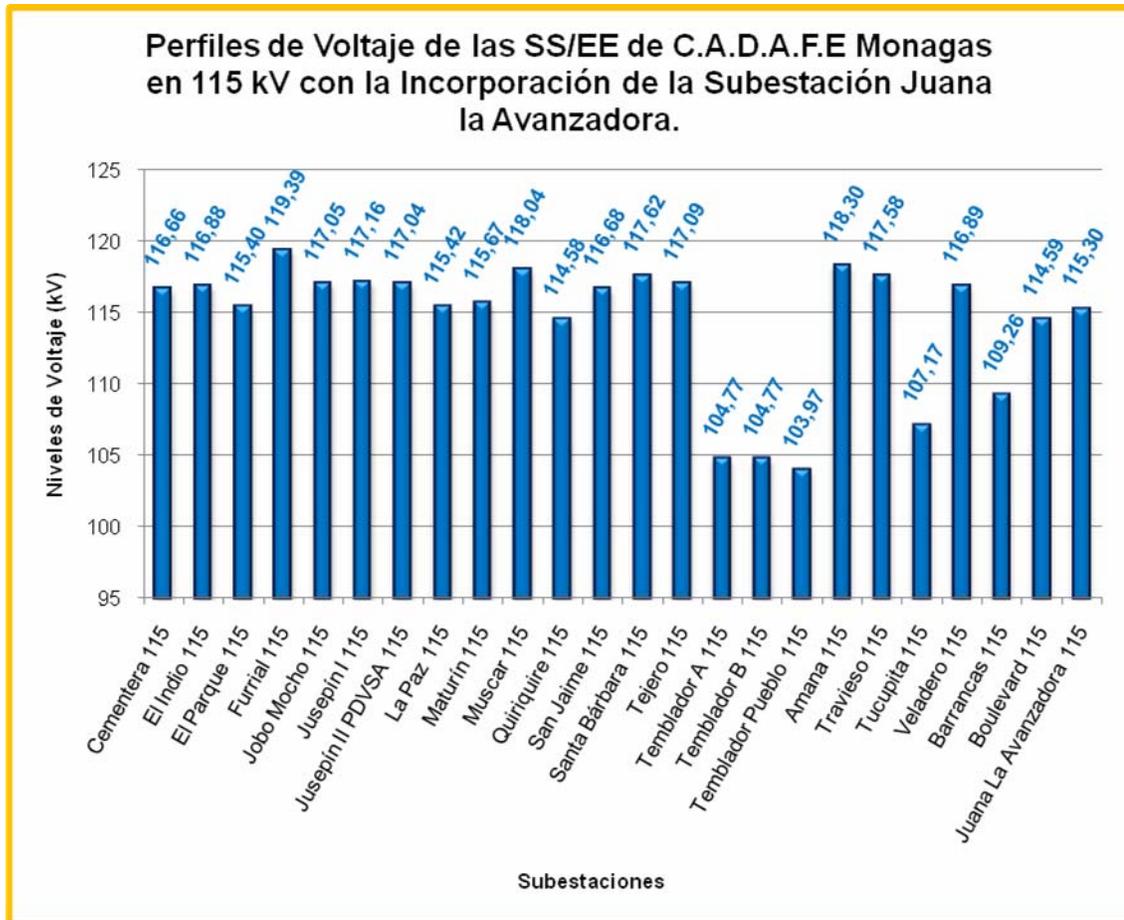


Figura 4.7 Niveles de Voltaje de la SS/EE de C.A.D.A.F.E Monagas 115 kV con la Incorporación de la Subestación Juana la Avanzadora.

Fuente: Datos obtenidos del DIgSILENT.

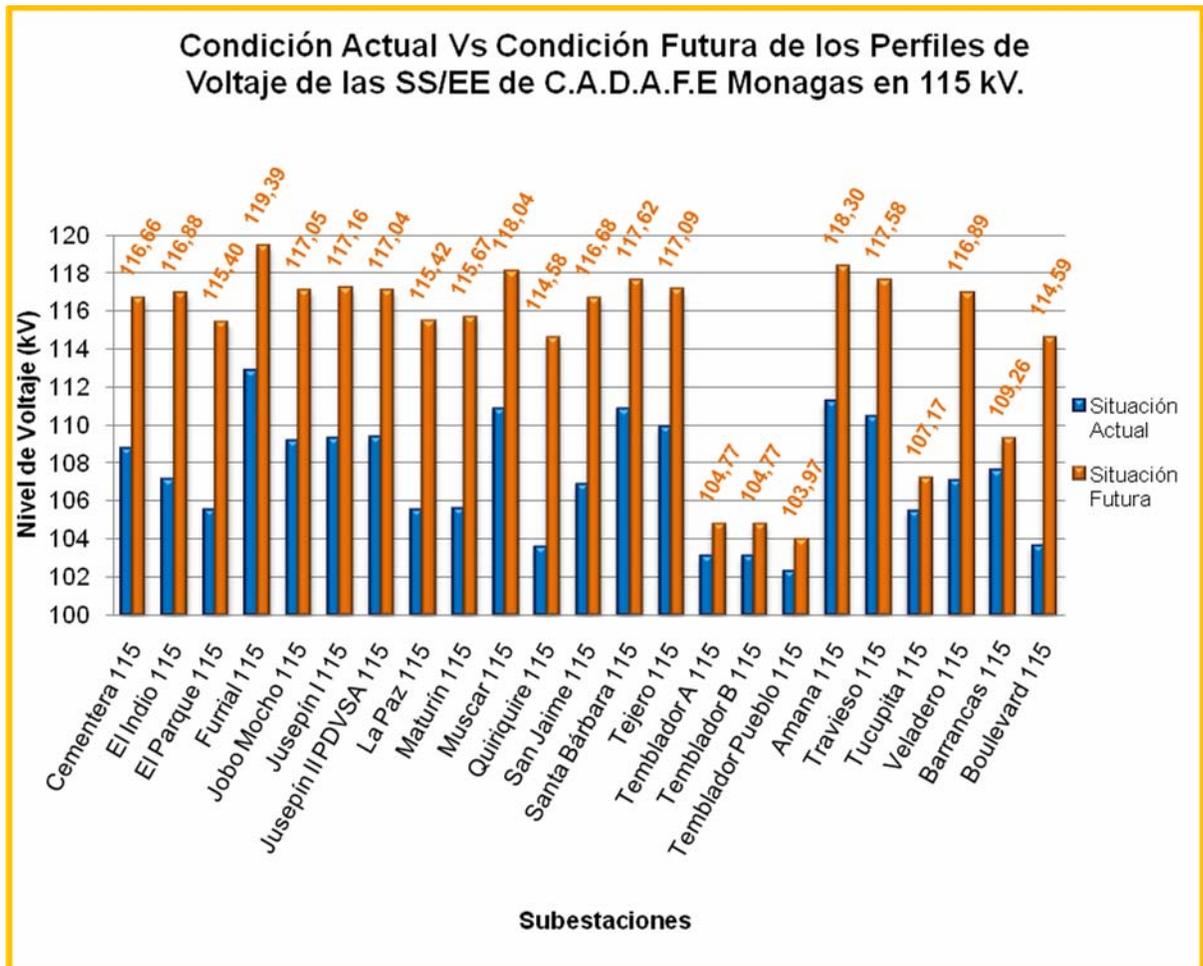


Figura 4.8 Niveles de Voltaje de la SS/EE de C.A.D.A.F.E Monagas 115 kV con la Incorporación de la Subestación Juana la Avanzadora (Condición Actual Vs Condición Futura).

Fuente: Datos obtenidos del DigSILENT.

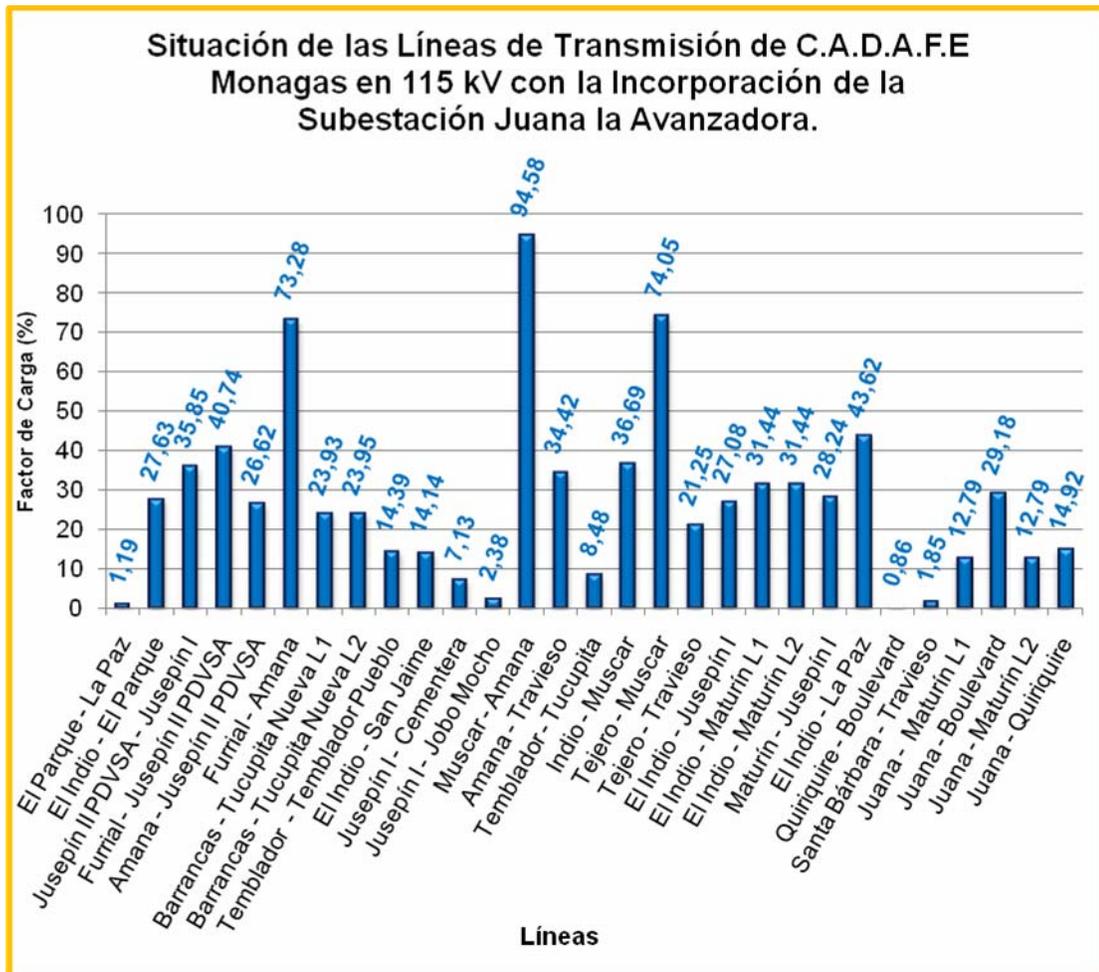


Figura 4.9 Situación de las Líneas de C.A.D.A.F.E Monagas 115 kV con la Incorporación de la Subestación Juana la Avanzadora.

Fuente: Datos obtenidos del DigSILENT.

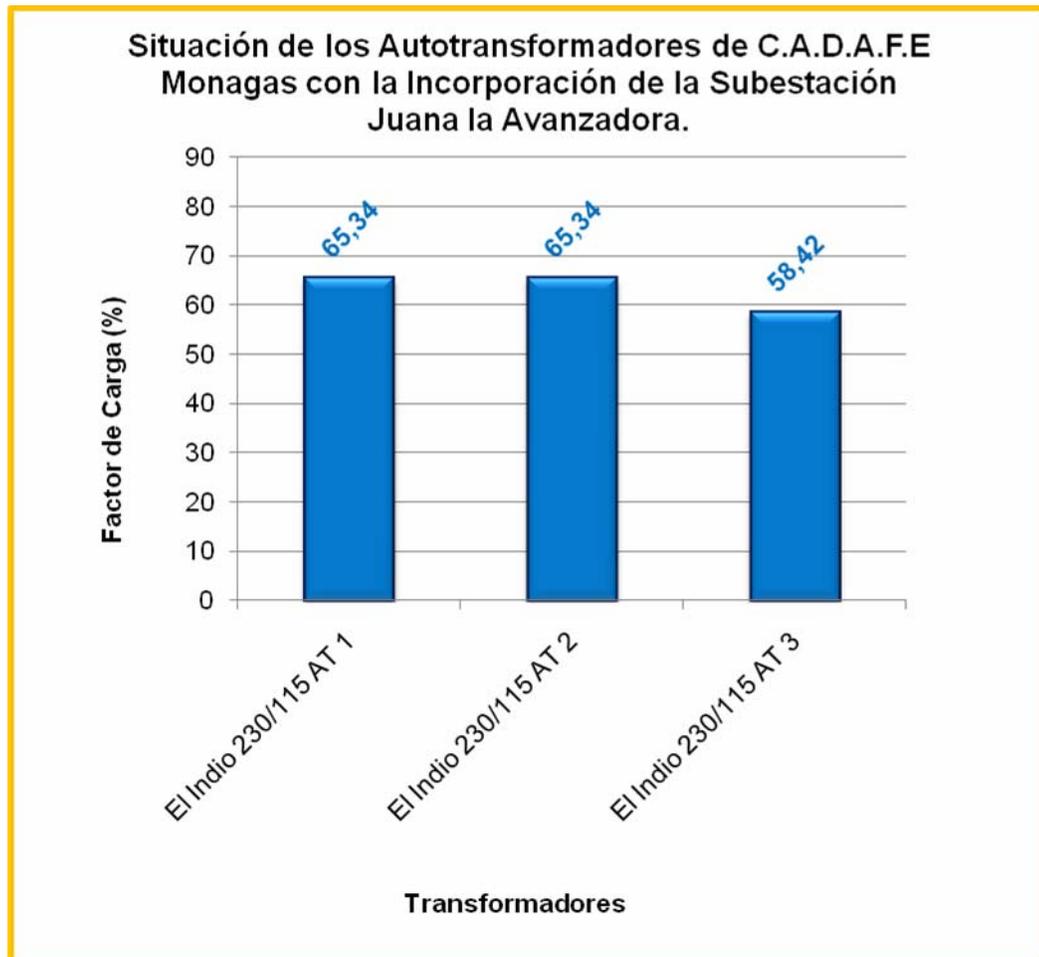


Figura 4.10 Situación de los Autotransformadores de C.A.D.A.F.E Monagas con la Incorporación de la Subestación Juana la Avanzadora.

Fuente: Datos obtenidos del DlgSILENT.

4.3.2 Niveles de Cortocircuito del Sistema Eléctrico de C.A.D.A.F.E Monagas en 115 kV:

Tomando en cuenta los niveles de cortocircuito arrojados por la simulación, una vez incluida la subestación Juana la Avanzadora, se observa un ligero incremento en comparación con los valores obtenidos en la condición actual, del mismo modo se demuestra que los nuevos niveles no superan los límites máximos de cortocircuito permitidos por los equipos de interrupción. (Véase Apéndice A Pág. 162).

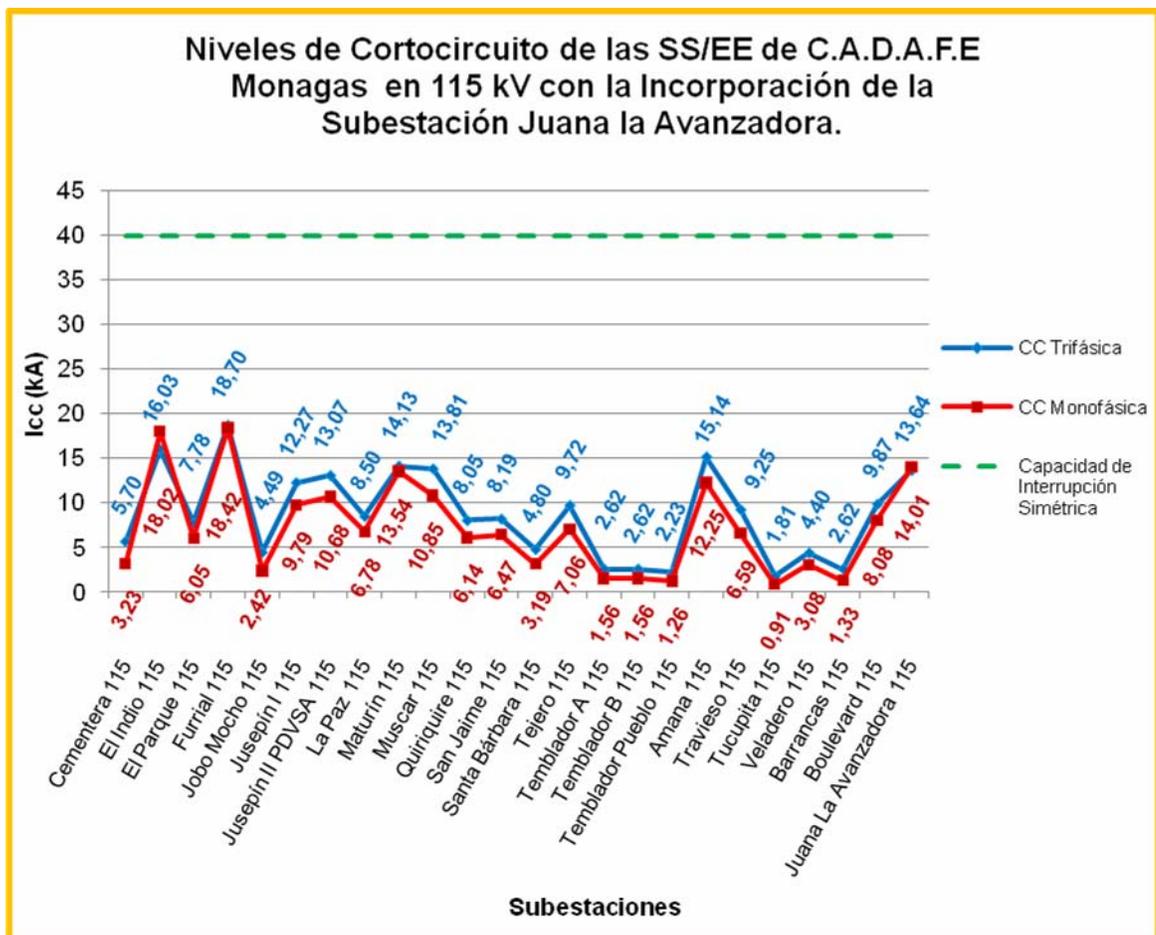


Figura 4.11 Niveles de Cortocircuito de las SS/EE de C.A.D.A.F.E Monagas con la Incorporación de la Subestación Juana la Avanzadora.

Fuente: Datos obtenidos del DIgSILENT.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

5.1 Consideraciones:

En el momento que ocurre una falla o contingencia en la red, es imperante llevar al sistema a su condición normal de operación aplicando, claro está, las acciones correctivas más atinadas. Es por esta razón, que esta etapa del proyecto se orienta hacia la búsqueda de dichas acciones, tomando en cuenta que el análisis se basará en el criterio de N-1 o criterio de fallas de un solo elemento, lo que señala, que el sistema será simulado manteniendo en servicio todos los componentes excepto uno, el que ocasiona la contingencia. Es decir, que solo se aplicarán contingencias simples sin considerar las fallas múltiples.

En consecuencia, se realizaron simulaciones de flujo de carga para la condición de máxima demanda del sistema, pues es la que representa la situación más crítica de operación, para de esta forma examinar y analizar el comportamiento del sistema ante las contingencias. Es esencial recalcar que en el momento de programar las estrategias se conservó como último recurso, el racionamiento y/o bote de carga en las subestaciones del sistema, pues inicialmente se buscó solucionar mediante el movimiento de los cambiadores de toma de los autotransformadores.

Es significativo recordar que para la condición de contingencia el criterio de evaluación del sistema difiere, al usado en la condición normal de operación, así pues, el límite inferior de tensión permitido es de 0,90 p.u, el

límite superior de tensión permitido es de 1,1 p.u y los equipos se considerarán sobrecargados si sobrepasan el 100 % de su valor nominal.

5.2 Contingencias a Estudiar:

A continuación se presentan las posibles contingencias más relevantes que pudiesen surgir tanto en el sistema eléctrico de C.A.D.A.F.E de 230 kV a Nivel Oriental como en el sistema eléctrico de C.A.D.A.F.E Monagas en 115 kV, para la condición futura, es decir, una vez incorporada la subestación Juana la Avanzadora. Dichos casos se basarán en la salida de un solo equipo del sistema, bien sea por mostrar fallas, por mantenimiento de los mismos o por cualquier suceso que amerite que el equipo permanezca fuera de servicio.

No se efectuaron contingencias múltiples, es decir, más de un elemento fuera de servicio.

No se ejecutaron análisis en equipos con las mismas características, en las líneas doble terna solo se verá el efecto de la falla en una de ellas, los autotransformadores fueron analizados del mismo modo.

El análisis se llevó a cabo bajo un escenario de máxima demanda (hora pico 19:00,20:00 y 21:00 hrs.), obteniéndose así los resultados máximos de potencia a racionar y porcentajes de sobrecarga en equipos.

Tabla 5.1 Descripción de los Casos de Contingencia Evaluadas.

Caso	Sistema	Descripción
1	C.A.D.A.F.E Nivel Oriental 230 kV	Fuera de servicio: Barbacoa I 230/115 AT 4 (100 MVA)
2		Fuera de servicio: Barbacoa II 400/230 AT 1 (450 MVA)
3		Fuera de servicio: Casanay 230/115 AT 2 (100 MVA)
4		Fuera de servicio: El Indio 230/115 AT 3 (100 MVA)
5		Fuera de servicio: El Tigre 230/115 AT 1 (100 MVA)
6		Fuera de servicio: El Tigre 400/230 AT 2 (450 MVA)
7		Fuera de servicio: El Furrial 400/115 AT 2 (200 MVA)
8		Fuera de servicio: El Furrial 400/230 AT 1 (450 MVA)
9		Fuera de servicio: Guanta II 230/115 AT 3 (100 MVA)
10		Fuera de servicio: La línea Barbacoa I - El Tigre
11		Fuera de servicio: La línea Barbacoa II – Guanta II
12		Fuera de servicio: La línea El Tigre – El Indio
13		C.A.D.A.F.E Monagas 115 kV
14	Fuera de servicio: La línea Amana - Travieso	
15	Fuera de servicio: La línea Tejero - Muscar	
16	Fuera de servicio: La línea Furrial - Jusepín II	
17	Fuera de servicio: La línea Furrial - Amana	

Fuente: Datos Obtenidos del DigSILENT.

Es vital mencionar que los casos de mayor impacto en el sistema se encuentran resaltados en color rojo.

5.3 Análisis y Resultados de los Casos Críticos de las Contingencias Evaluadas:

Se analizaron solo los casos cuyas fallas impactaron severamente en el sistema, es decir, desestabilizándolo en gran medida.

- Caso # 8:

Elemento fuera de servicio: El Furrial 400/230kV AT 1 (450 MVA).

Consecuencia acarreada: al realizar la simulación de este evento, se observa sobrecarga en todos los autotransformadores de las subestaciones Guanta II, Casanay y El Furrial, obteniéndose valores para este último de hasta 109,50%, igualmente en el estado Monagas en 115 kV se presenta sobrecarga en las siguientes líneas: Maturín - Jusepín, El Indio - Jusepín, Muscar - El Indio, Amana - Muscar y Furrial - Amana, alcanzándose valores de 170,32% como es el caso de la línea Amana - Muscar. (Véase Apéndice A Pág. 164)

Acción correctiva: para este caso se efectuó un bote de carga en las siguientes subestaciones: Tejero (56,10 MW), El Indio (64,64 MW), El Parque (30 MW), Maturín (49,02 MW), Cariaco (31 MW) y Carúpano (74 MW), racionándose así un total de 304,76 MW.

Luego de la acción correctiva: se restablece la normalidad del sistema y cesa la sobrecarga tanto en los autotransformadores como en las líneas, bajando a los niveles normales de operación, para contingencias. (Véase Apéndice A Pág. 166).

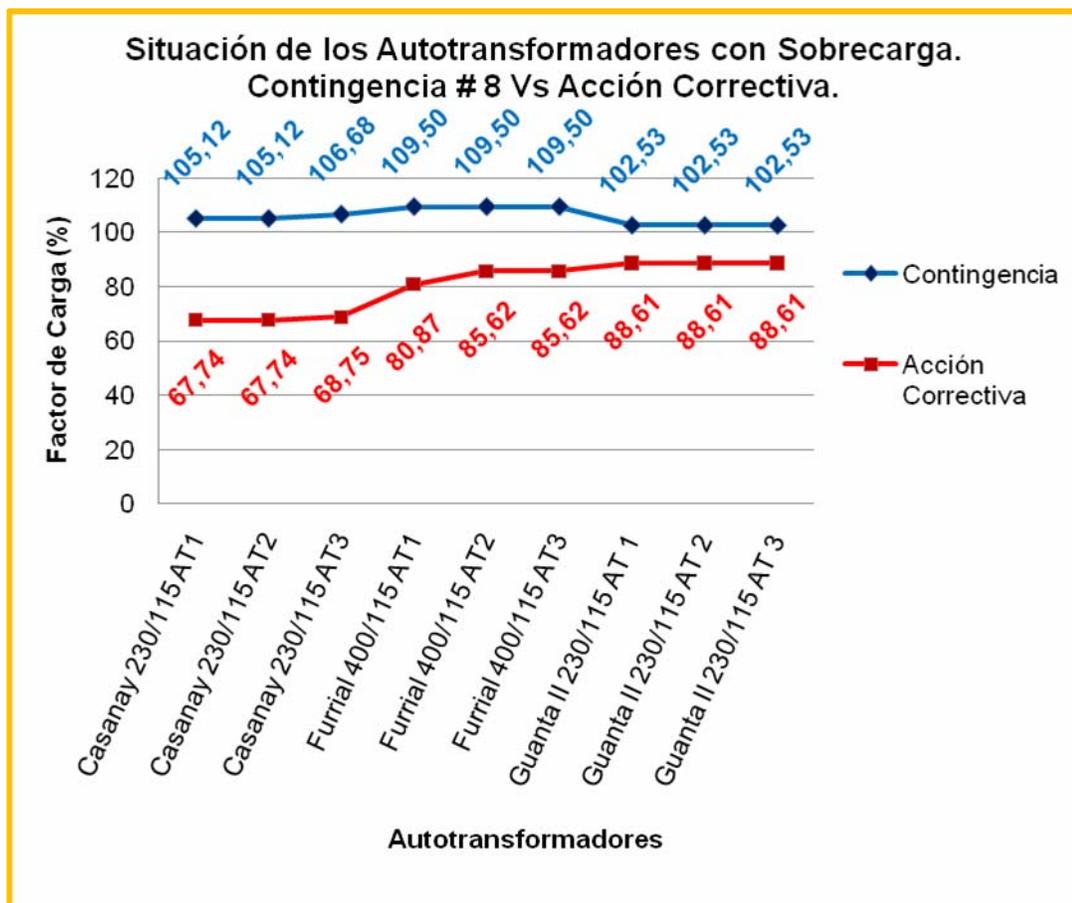


Figura 5.1 Porcentaje de Carga de los Autotransformadores Sobrecargados.
Contingencia # 8 Vs Acción Correctiva.

Fuente: Datos obtenidos del DlgSILENT.

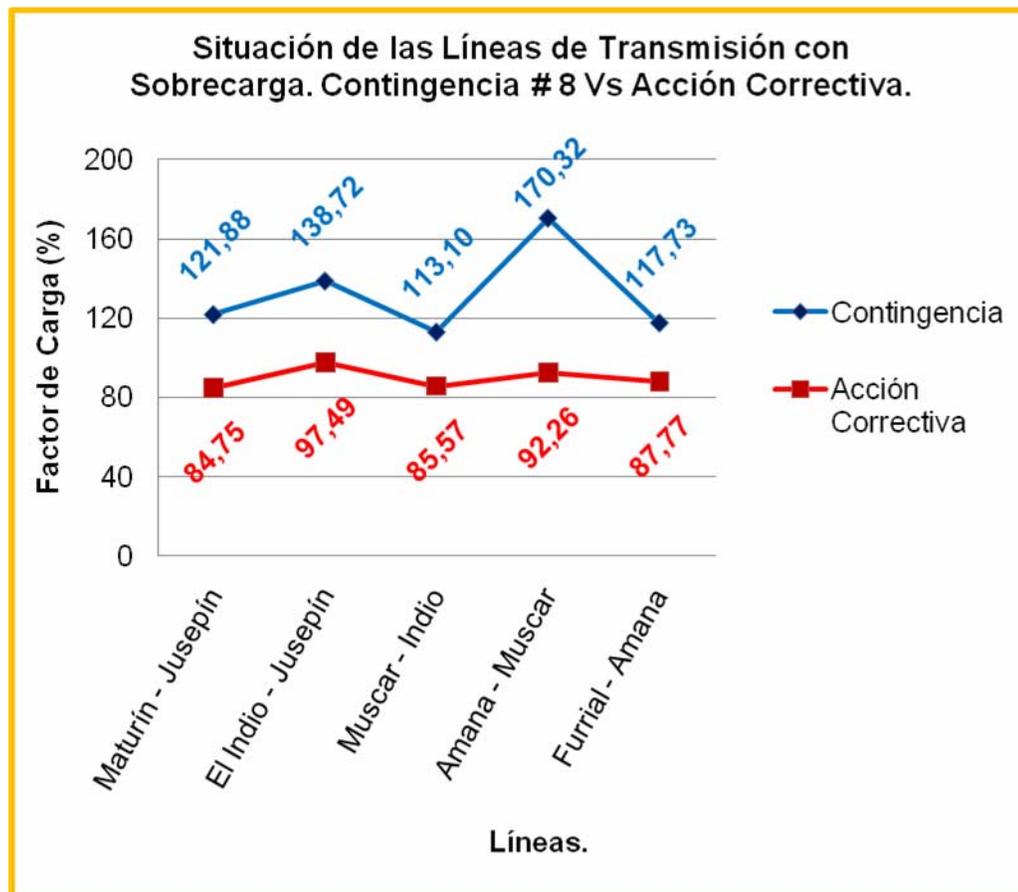


Figura 5.2 Porcentaje de Carga de las Líneas de Transmisión con Sobrecarga. Contingencia # 8 Vs Acción Correctiva.

Fuente: Datos obtenidos del DlgSILENT.

- Caso # 17:

Elemento fuera de servicio: La línea Furrial - Amana.

Consecuencias acarreadas: al dejar fuera de servicio dicha línea se presenta sobrecarga en los 3 autotransformadores de la subestación Casanay, observándose valores de 103,81%, del mismo modo se obtiene

una sobrecarga de 129,71% en el AT 1 400/230 kV de la subestación el Furrial. (Véase Apéndice A Pág. 168).

Acción correctiva: para este caso se efectuó un racionamiento de carga en las siguientes subestaciones: El Indio (64,64 MW), El Parque (30 MW), La Paz (44 MW), Quiriquire (30 MW), Boulevard (49,02 MW), Carúpano (74 MW) y Cariaco (31 MW), racionándose en total 322,66 MW. Además se colocaron fuera de servicios los 3 autotransformadores de la subestación El Indio.

Luego de la acción correctiva: se restablecen las condiciones operativas del sistema, llevando a los autotransformadores a un nivel de carga aceptable. (Véase Apéndice A Pág. 169).

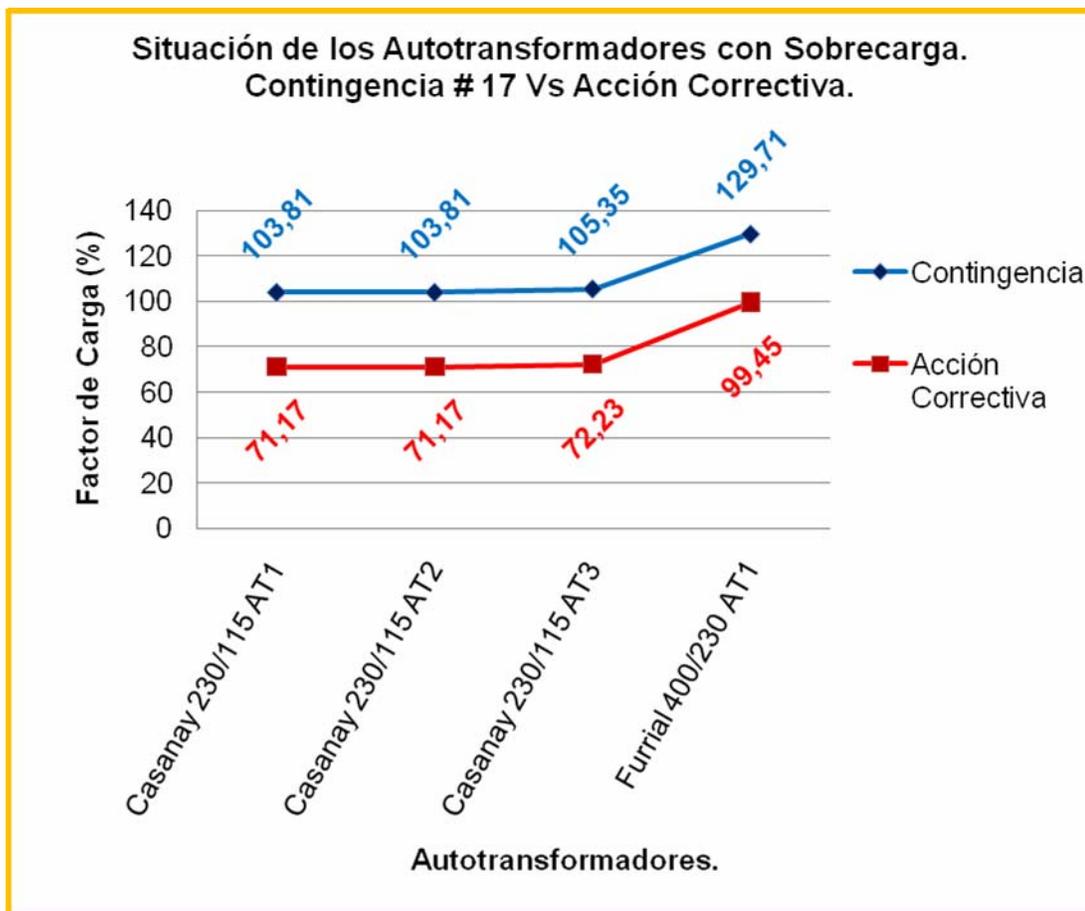


Figura 5.3 Situación de los Autotransformadores con Sobrecarga.
Contingencia # 17 Vs Acción Correctiva.

Fuente: Datos obtenidos del DigSILENT.

CAPÍTULO VI

PROPUESTAS PARA LA SITUACIÓN FUTURA.

6.1 Propuestas para el Sistema Eléctrico de C.A.D.A.F.E en 230 kV a Nivel Oriental y el Sistema Eléctrico de C.A.D.A.F.E Monagas a Nivel de 115 kV una vez Incorporada la Subestación Juana la Avanzadora:

Para mejorar la calidad de operación del sistema, una vez incluida la subestación Juana la Avanzadora, es necesario llevar acabo ciertas acciones que nos permitirán alcanzar tal fin. Algunas de estas propuestas son maniobras que C.A.D.A.F.E ya tiene en mente aplicarlas, pero que aun no han sido materializadas como tal.

Para la red en anillo a nivel oriental de 230 kV se plantean las siguientes proyecciones:

- Aumentar la capacidad de la subestación Casanay, incorporando al sistema el cuarto autotransformador 230/115 kV de 100 MVA. Al igual que realizar un cambio en la posición de los tap's de dichos autotransformadores, teniéndose así:

Tabla 6.1 Nueva posición de Tap's de los Autotransformadores de la Subestación Casanay.

Nombre	Marca	Potencia Aparente Nominal (MVA)	Posición del TAP		
			Min	Max	Actual
Casanay 230/115 AT1	Fuji	100	-10	5	2
Casanay 230/115 AT2	Acec	100	-10	5	2
Casanay 230/115 AT3	Acec	100	-10	5	1
Casanay 230/115 AT4	-	100	-10	5	2

Fuente: Datos obtenidos del DlgSILENT.

- Aumentar la capacidad en la subestación Guanta II. Realizando un reemplazo de un autotransformador 230/115 kV de 100 MVA, por uno de 230/115 kV de 200 MVA. Efectuándose también un cambio en la posición de los tap's de dichos autotransformadores, quedando:

Tabla 6.2 Nueva posición de Tap's de los Autotransformadores de la Subestación Guanta II.

Nombre	Marca	Potencia Aparente Nominal (MVA)	Posición del TAP		
			Min	Max	Actual
Guanta II 230/115 AT 1	Ansaldo	100	-10	10	-4
Guanta II 230/115 AT 2	Ansaldo	100	-10	10	-4
Guanta II 230/115 AT 3	-	200	-10	10	-5

Fuente: Datos obtenidos del DlgSILENT.

- Aumentar la capacidad en la subestación El Furrial, incorporando al sistema el segundo autotransformador 400/230 kV de 450 MVA. Realizando asimismo un cambio en los tap's de los autotransformadores, se tiene:

Tabla 6.3 Nueva posición de Tap's de los Autotransformadores 400/230 kV de la Subestación El Furrial.

Nombre	Marca	Potencia Aparente Nominal (MVA)	Posición del TAP		
			Min	Max	Actual
Furrial 400/230 AT 1	ABB	450	-6	6	5
Furrial 400/230 AT 2	-	450	-6	6	5

Fuente: Datos obtenidos del DlgSILENT.

- Cambiar la posición de los tap's de los autotransformadores uno y cuatro de la subestación Barbacoa I.

Tabla 6.4 Nueva posición de Tap's de los Autotransformadores 1 y 4 de la Subestación Barbacoa I.

Nombre	Marca	Potencia Aparente Nominal (MVA)	Posición del TAP		
			Min	Max	Actual
Barbacoa I 230/115 AT1	Fuji	200	-12	8	-5
Barbacoa I 230/115 AT4	Pauwels	200	-10	5	-5

Fuente: Datos obtenidos del DlgSILENT.

Del mismo modo para el sistema eléctrico de C.A.D.A.F.E Monagas a Nivel de 115 kV se plantean las siguientes acciones:

- Cambiar los transformadores de corrientes de las siguientes líneas: Maturín - Jusepín I (Maturín 500/5 A; Jusepín I 500/5 A), Indio - Jusepín I (Indio 500/5 A; Jusepín I 500/5 A) y Furrial - Amana (Furrial 500/5 A; Amana 2000/5 A).

- Colocar otra línea para el tramo Amana - Muscar, es decir una línea en paralelo, con las mismas características.

Tabla 6.5 Características Nueva Línea del Tramo Amana - Muscar.

Nombre	Nivel de Tensión (kV)	Longitud (Km.)	Tipo de Conductor	Calibre (MCM)	Corriente Nominal (Amp) 75°C
Muscar - Amana L1	115	1,5	ACAR	600	577
Muscar - Amana L2	115	1,5	ACAR	600	577

Fuente: Datos obtenidos del DlgSILENT.

6.2 Flujo de Carga del Sistema en Anillo de C.A.D.A.F.E Oriente en 230 kV una vez Incorporadas las Propuestas:

Se puede observar claramente, tomando en cuenta las figuras 6.1; 6.2; 6.3 y 6.4 que con la inclusión de las propuestas el sistema mejora considerablemente, tanto así, que los autotransformadores que se encontraban en estado de sobrecarga, salieron del mismo, como son los casos de todos los autotransformadores de las subestaciones Casanay, Guanta II, El Furrial y Barbacoa I. Lográndose valores de hasta 74,77% como es la situación del AT1 230/115 kV de la subestación Guanta II y 60,91% para el AT1 400/230 kV de la subestación el Furrial. (Véase Apéndice A Pág. 170).

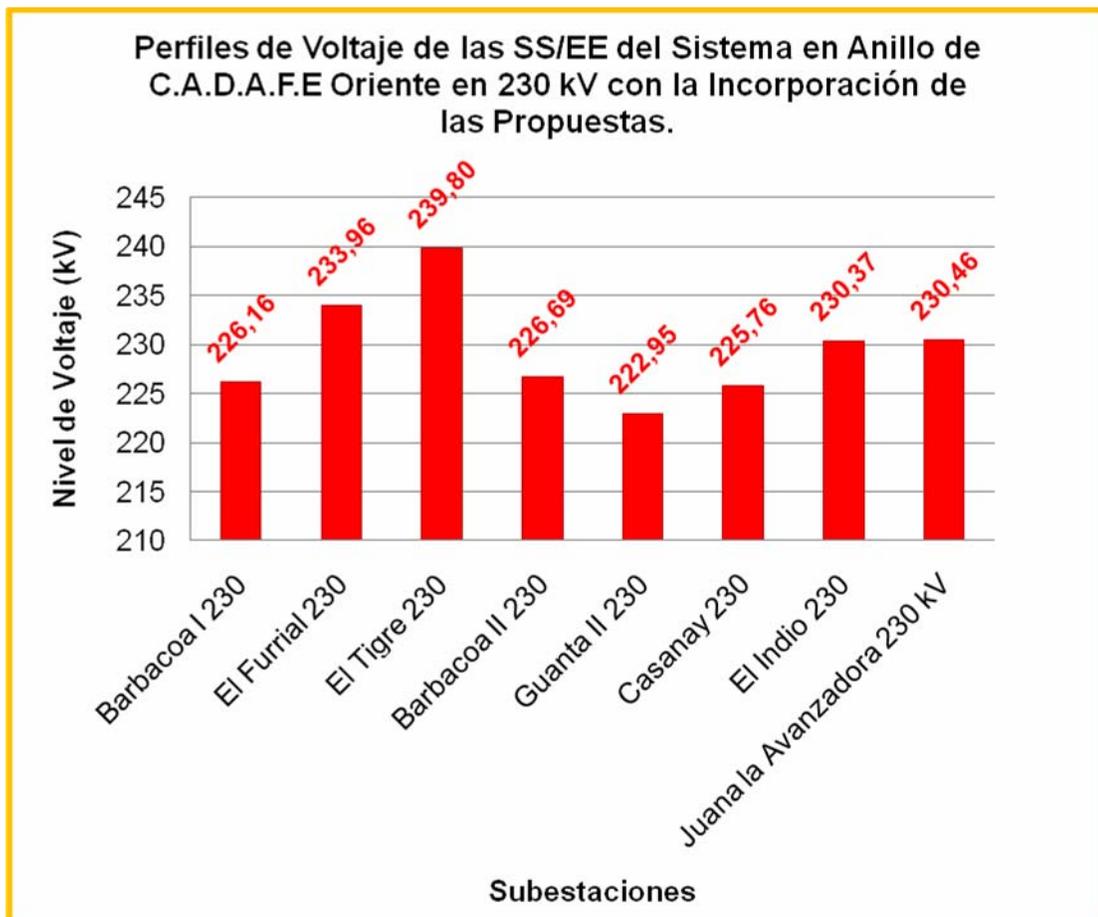


Figura 6.1 Niveles de Voltaje de la SS/EE del Sistema en Anillo con la Incorporación de las Propuestas.

Fuente: Datos obtenidos del DIgSILENT.

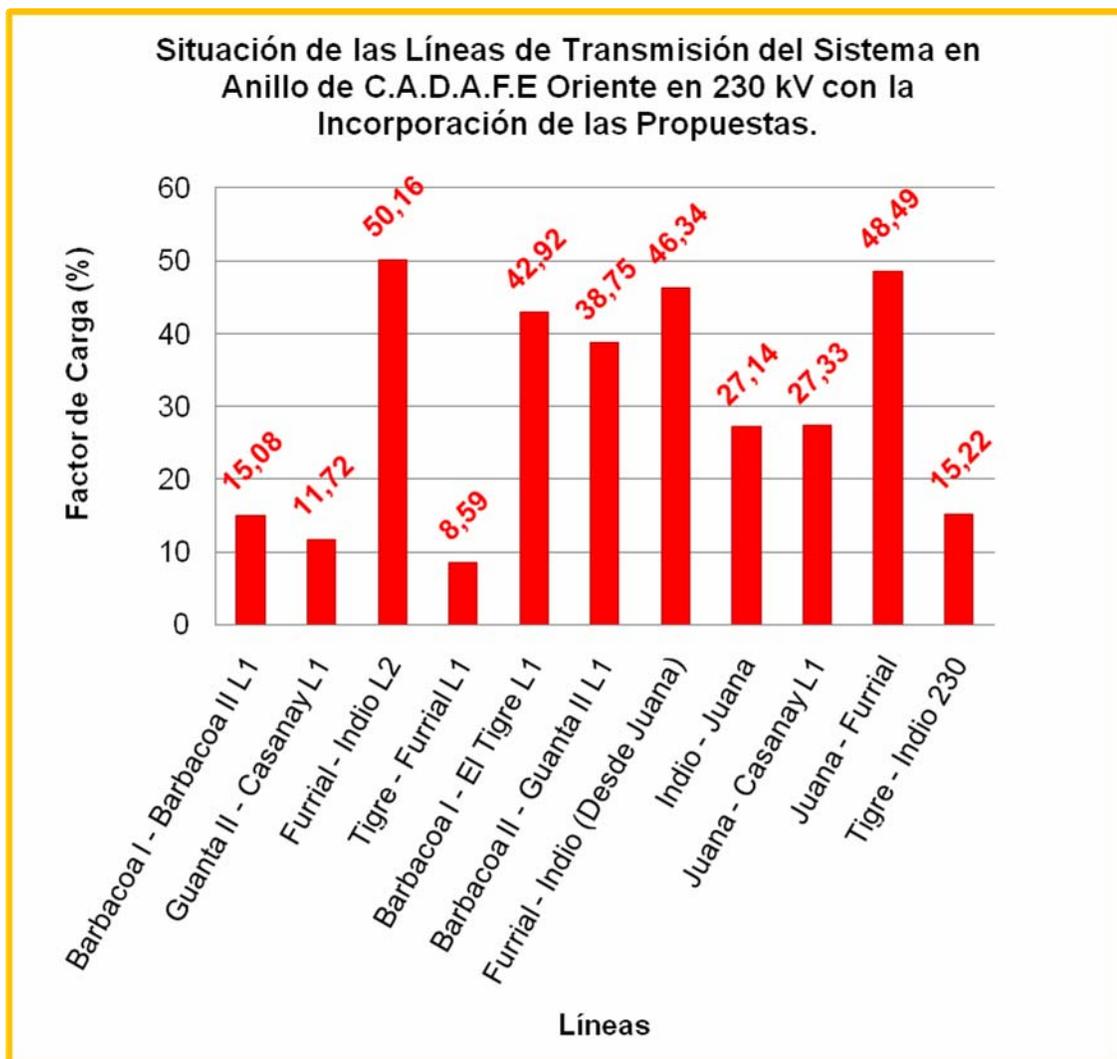


Figura 6.2 Situación de las Líneas de Transmisión del Sistema en Anillo con la Incorporación de las Propuestas.

Fuente: Datos obtenidos del DIgSILENT.

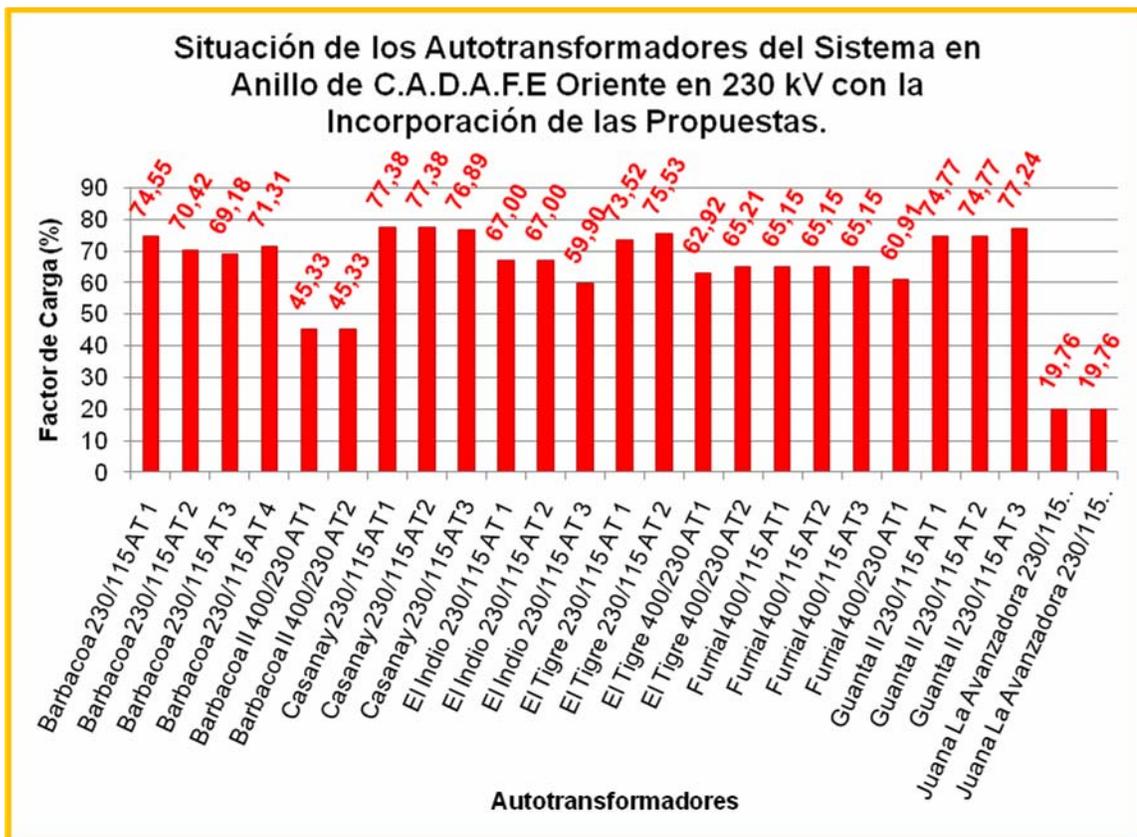


Figura 6.3 Situación de los Autotransformadores del Sistema en Anillo con la Incorporación de las Propuestas.

Fuente: Datos obtenidos del DIgSILENT.

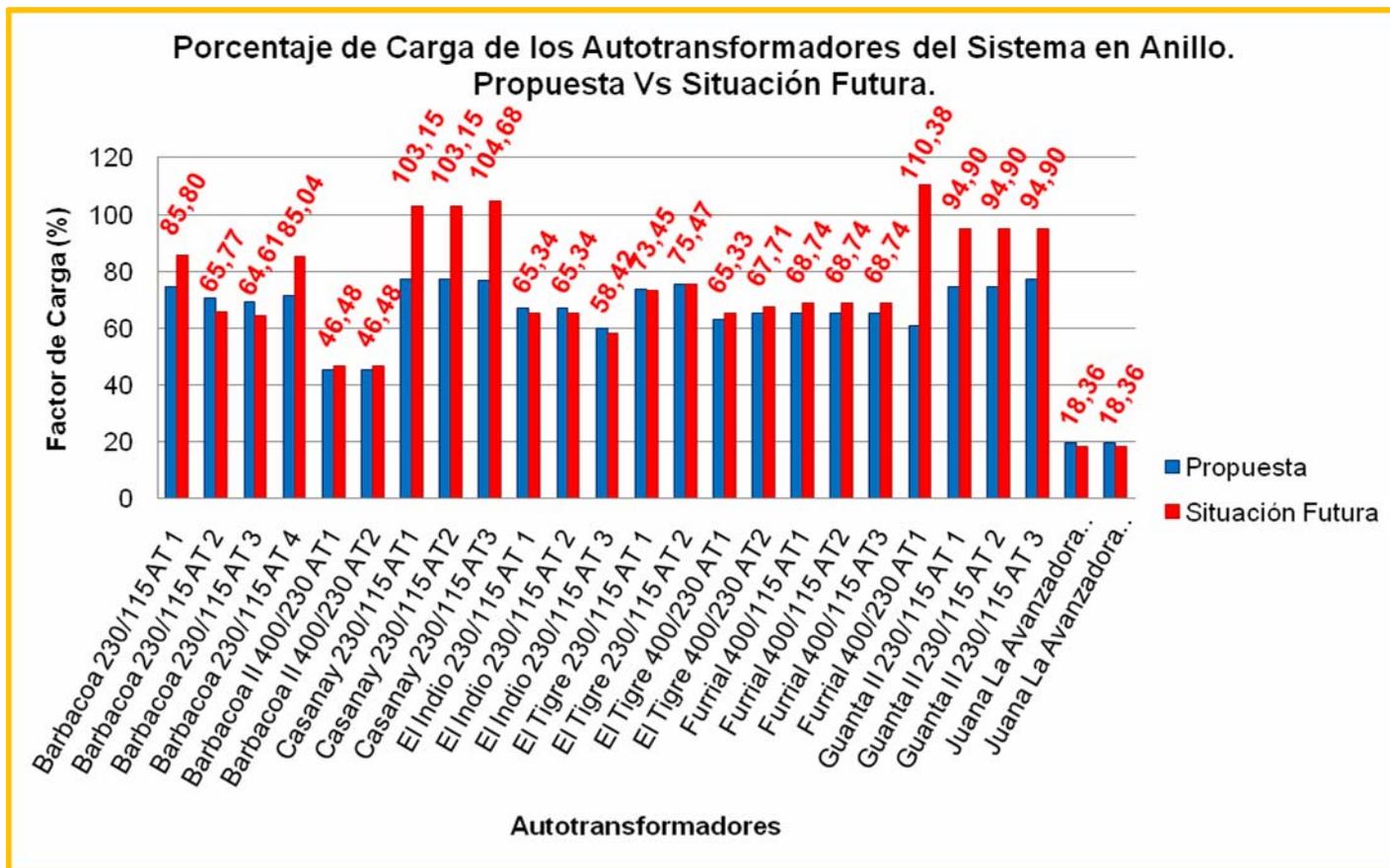


Figura 6.4 Situación de los Autotransformadores del Sistema en Anillo. Propuesta Vs Situación Futura.

Fuente: Datos obtenidos del DigSILENT.

6.3 Flujo de Carga del Sistema Eléctrico de C.A.D.A.F.E Monagas a Nivel de 115 kV una vez Incorporadas las Propuestas:

Se evidencia a través de las figuras 6.6 y 6.7 que al incorporar las propuestas sugeridas, las líneas que se encontraban anteriormente sobrecargadas, son considerablemente liberadas de esta situación, tal es el caso de la línea Amana - Muscar la cual presenta un porcentaje de carga de 45,29%; al igual en esta condición entra la línea Furrial - Amana con 55,59%. (Véase Apéndice A Pág. 174).

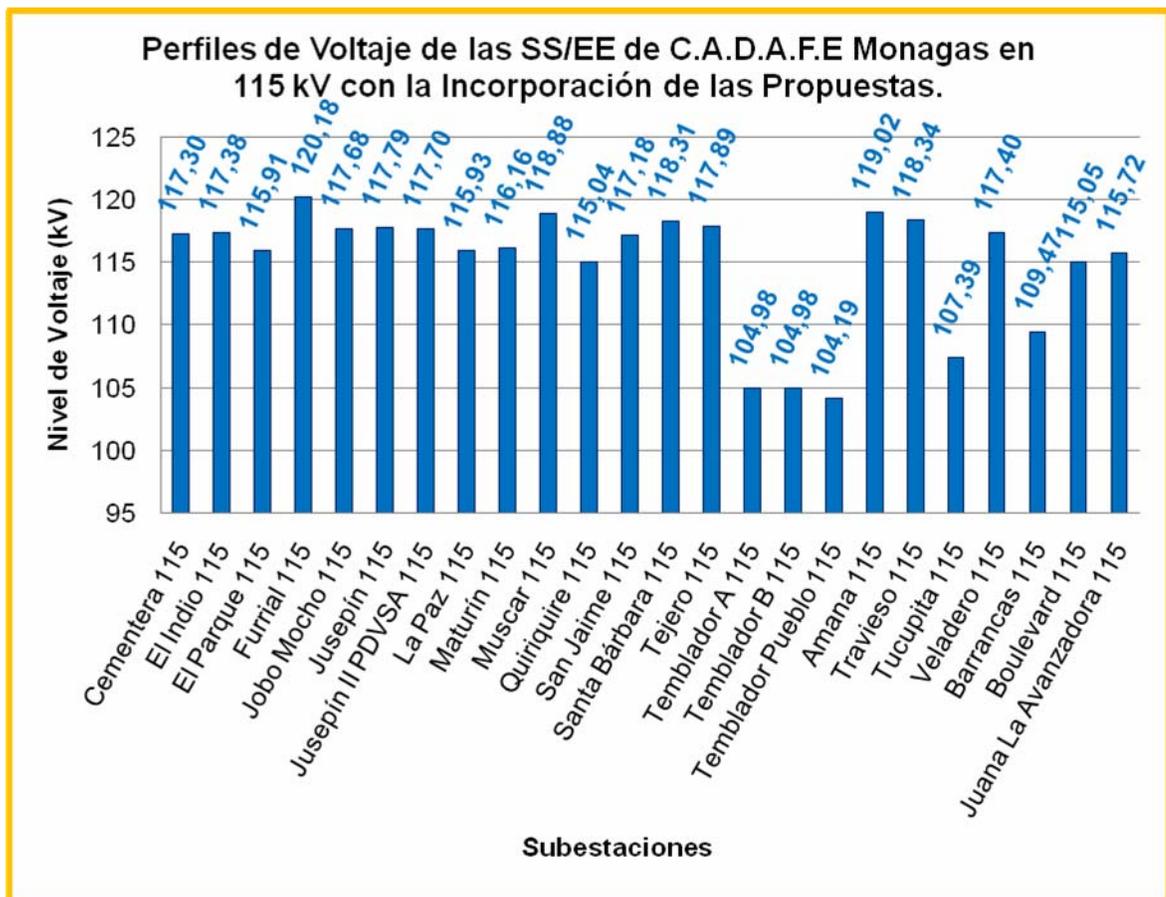


Figura 6.5 Niveles de Voltaje de la SS/EE de C.A.D.A.F.E Monagas 115 kV con la Incorporación de las Propuestas.

Fuente: Datos obtenidos del DigSILENT.

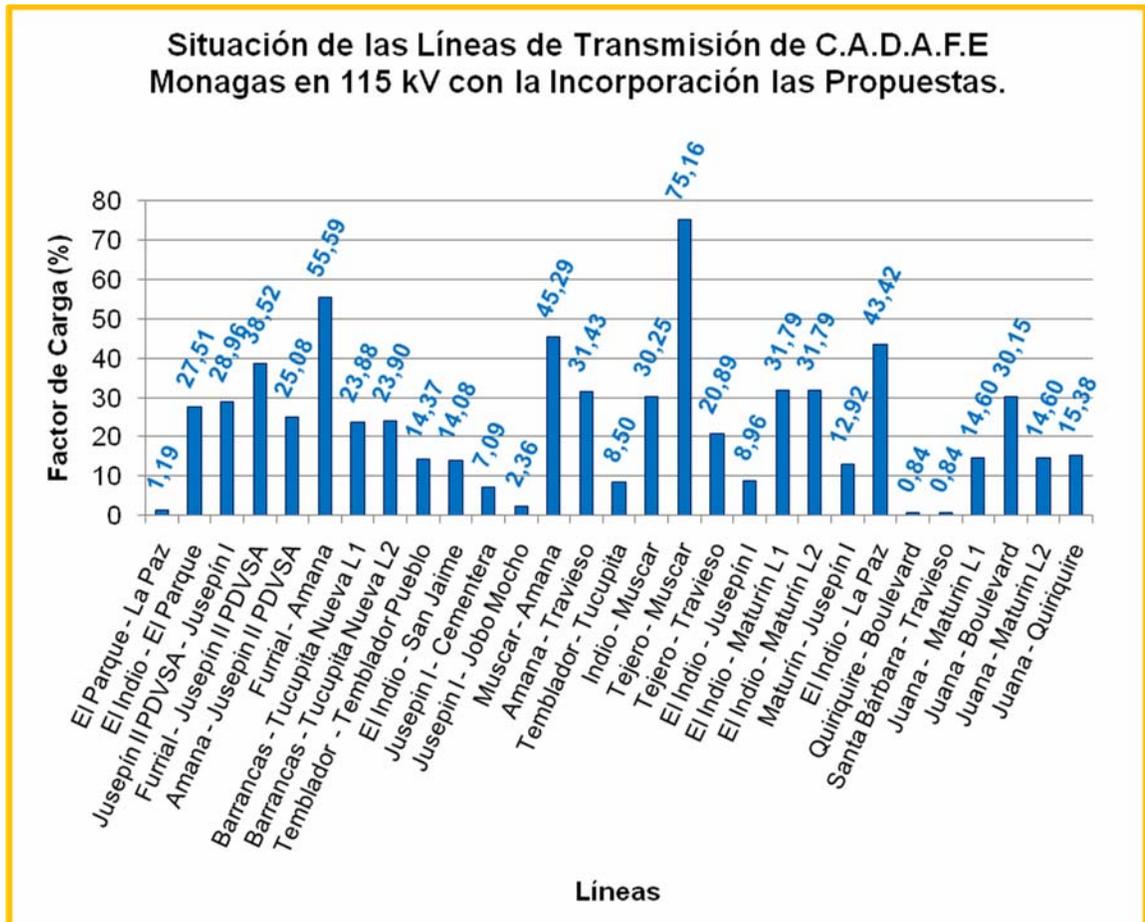


Figura 6.6 Situación de las Líneas de C.A.D.A.F.E Monagas 115 kV con la Incorporación de las Propuestas.

Fuente: Datos obtenidos del DigSILENT.

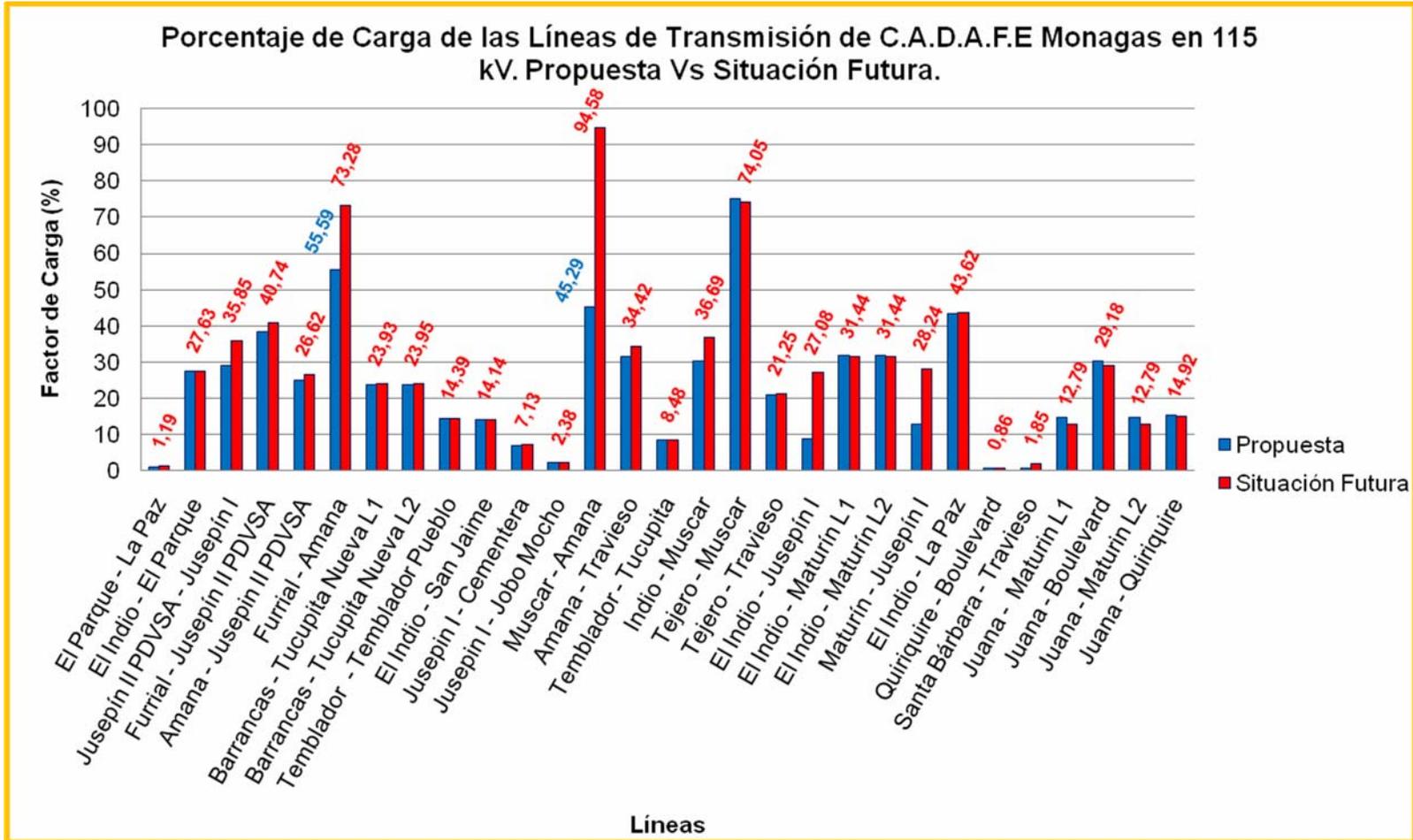


Figura 6.7 Situación de las Líneas de C.A.D.A.F.E Monagas 115 kV. Propuesta Vs Situación Futura.

Fuente: Datos obtenidos del DlgSILENT.

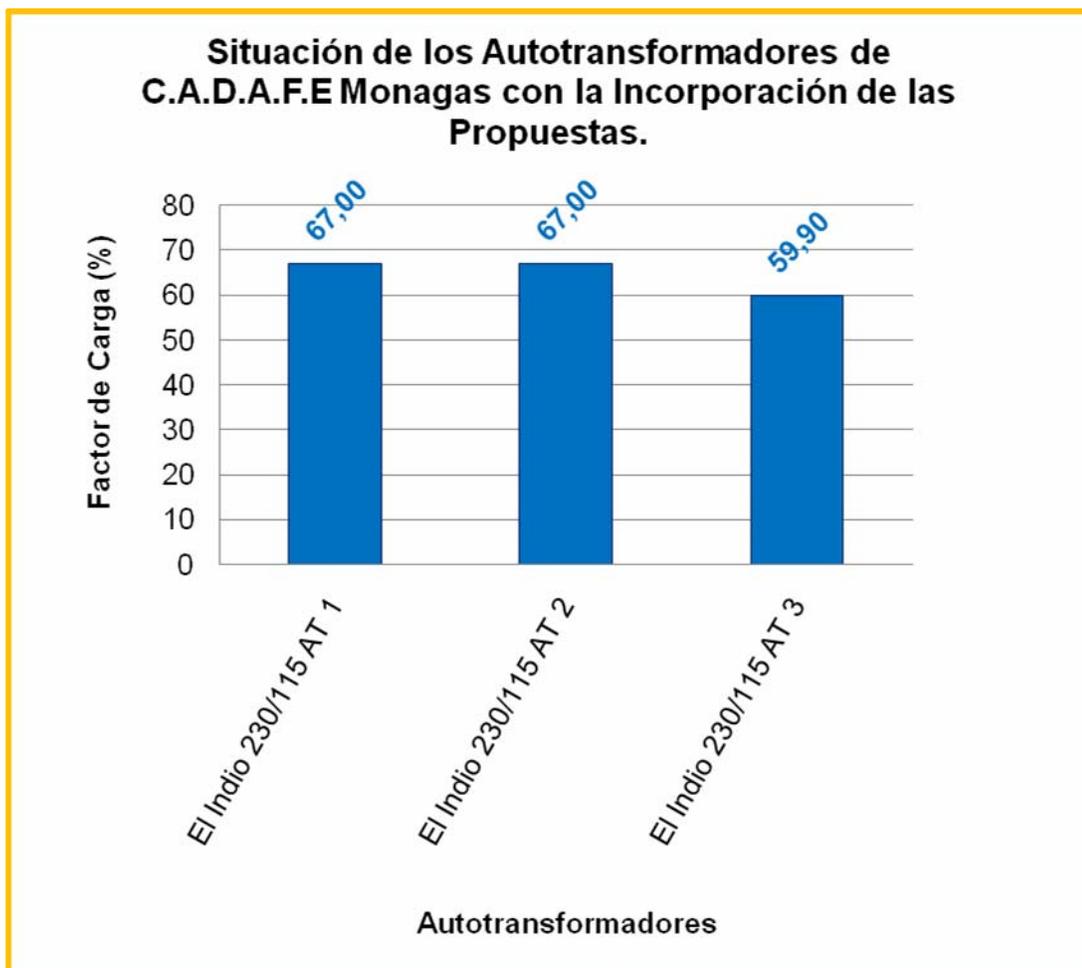


Figura 6.8 Situación de los Autotransformadores de C.A.D.A.F.E Monagas con la Incorporación de las Propuestas.

Fuente: Datos obtenidos del DlgSILENT.

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

7.1 Conclusiones:

El sistema en anillo de C.A.D.AF.E oriente en 230 kV actualmente presenta bajos niveles de voltaje en las subestaciones, se observan además sobrecargas en 14 autotransformadores pertenecientes a dicho sistema.

Actualmente, el sistema eléctrico de C.A.D.A.F.E Monagas en 115 kV, también muestra bajos niveles de voltaje en muchas de sus barras, al igual que se evidencia sobrecarga en las líneas Amana - Muscar y Furrial - Amana.

Es incuestionable, que estos sistemas eléctricos no se encuentran en sus mejores condiciones de operación, esto por supuesto acarrea problemas con la eficiencia y continuidad del servicio eléctrico.

Con la inclusión de la subestación Juana la Avanzadora se alcanza una sustancial mejoría en los niveles de voltaje de todas las subestaciones, además de fortalecer en gran medida la configuración en anillo, permitiéndole tener confiabilidad y acciones de maniobras más amplias, esto sin duda alguna influye de manera directa en la calidad del servicio prestado.

En consecuencia, la incorporación de la subestación Juana la Avanzadora permite un gran alivio en muchos elementos del sistema, sin embargo, se siguen manteniendo algunos problemas de sobrecarga, como

son los casos de los autotransformadores de Guanta II, Casanay, El Furrrial, los AT1, AT4 de la subestación Barbacoa I y la línea Amana - Muscar.

Por otro lado, los niveles de cortocircuito obtenidos, no representan ninguna condición de alerta, ya que se encuentran muy lejanos de los niveles máximos permitidos por los interruptores y de los valores estimados para las barras de las subestaciones.

En cuanto a las contingencias, aun la acción de bote de carga sigue siendo la solución inmediata a aplicar, para la condición de emergencia, pues sería necesario de un análisis exhaustivo, para identificar las fallas existentes, y en función de eso, poder planear obras futuras que oferten un sistema seguro, confiable y flexible que nos ayude a eliminar al bote de carga como una opción.

7.2 Recomendaciones:

Poner en servicio la subestación Juana la Avanzadora 230/115 kV, a la brevedad posible, para poder lograr un funcionamiento más óptimo de los sistemas de potencias evaluados.

Aumentar la capacidad de la subestación Casanay, incorporando al sistema el cuarto autotransformador 230/115 kV de 100 MVA. Asimismo, realizar un cambio en la posición de los tap's de dichos autotransformadores. Todo esto con el fin de poder erradicar la situación de sobrecarga en la cual se encuentran.

Incrementar la capacidad en la subestación Guanta II, realizando un reemplazo de un autotransformador 230/115 kV de 100 MVA, por uno de 230/115 kV de 200 MVA. Efectuándose también un cambio en la posición de los tap's de dichos autotransformadores. Para así lograr reducir la sobrecarga que los afecta.

Aumentar la capacidad en la subestación El Furrial, incorporando al sistema el segundo autotransformador 400/230 kV de 450 MVA. Realizando asimismo un cambio en los tap's de los autotransformadores. Esta acción se recomienda para salir de la condición de sobrecarga que mantiene el AT1 de esta subestación.

Cambiar la posición de los tap's de los autotransformadores uno y cuatro de la subestación Barbacoa I. Para de esta forma poder sacarlos de la situación de sobrecarga.

Cambiar los transformadores de corrientes de las siguientes líneas: Maturín - Jusepín I (Maturín 500/5 A; Jusepín I 500/5 A), Indio - Jusepín I (Indio 500/5 A; Jusepín I 500/5 A) y Furrial - Amana (Furrial 500/5 A; Amana 2000/5 A). Este cambio se recomienda que se realice inclusive antes de la incorporación de la subestación Juana la Avanzadora, pues al realizar las contingencias tales líneas superan el límite de capacidad de corriente de los TC's.

Colocar otra línea para el tramo Amana - Muscar, es decir dos conductores por fase, con las mismas características, puesto que esta línea ha superado el límite por capacidad de corriente, debido al aumento de la demanda de su sistema.

BIBLIOGRAFÍA CITADA.

1. Requena G. “*Evaluar el sistema eléctrico de transmisión de CADAFE de los estados Sucre – 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).
2. Moreno E. “*Análisis de estabilidad transitoria para el sistema eléctrico ecuatoriano utilizando redes neuronales artificiales*”. <http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/handle/123456789/1061>. (2008).
3. González F. “*Introducción a los sistemas de potencia*”. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional Bolivariana. <http://es.calameo.com/read/000002140121f9770eea1>. (2008).
4. Pacheco A. “*Líneas de transmisión*”. Instituto Tecnológico de los Mochis Sinaloa, México. www.monografias.com/trabajos38/lineas-de-transmision/lineas-de-trasmision2.shtml. (2003).
5. Gómez A. “*Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*”. Editorial Mc Graw-Hill. 1era Edición. Madrid. (2002).
6. Stevenson W, Grainger J. “*Análisis de Sistemas de Potencia*”. Editorial Mc Graw-Hill. 2da Edición. (2001).
7. Rodríguez M. “*Análisis de Sistemas de Potencia*”. (1992).

8. Araujo D. “*Estudio de estabilidad para análisis de condiciones y tiempos de recierres en líneas de 230 kV del Sistema Nacional de Transmisión*”.<http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/handle/123456789/853>. (Jul-2006).
9. Mérida S, Rafael T. “*Estudio del balance de cargas del sistema eléctrico de Refinería Puerto La Cruz*”. Trabajo de grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz.
10. Universidad de la República de Uruguay. “*Cálculo de las corrientes de cortocircuitos*”.http://iie.fing.edu.uy/ense/assign/iiee/Documentos/Teorico/Calculo_de_las_corrientes_de_cortocircuito.pdf. (2007).
11. Haim I, Vignolo M. “*CORTO-CIRCUITOS*”. (2001).
12. Weedy B.M. “*Electric Power System*”. 2da Edición. New York: John Wiley & Sons. (1972).
13. IEEE Std 14. “*Recommended practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (IEEE Red Book)*”. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. New York, USA. (1993).
14. Navarro J, Montañés A y Santillán A. “*Instalaciones eléctricas de alta tensión, sistema de maniobra, medida y protección*”. España. Paraninfo. (1999).
15. Salao R, Masache J y Mera C. “*Análisis de contingencias del sistema nacional interconectado*”. (2006).

16. Escobar A, Gallegos L. "*Análisis estático de contingencias de potencia activa en sistemas eléctricos de potencia*". Universidad Tecnológica de Pereira. <http://www.utp.edu.co/php/revistas/ScientiaEtTechnica/docsFTP/143831-6.pdf>. (2004).

17. Funken Ingenieros SA. "*DigSILENT Power Factory Software*". http://www.funken.com.mx/funken_dig_gral.htm. (2005).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE C.A.D.A.F.E EN EL ESTADO MONAGAS CON LA INCORPORACIÓN DE LA SUBESTACIÓN JUANA LA AVANZADORA 230/115 KV; 400 MVA.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E MAIL
Canache Orocopey, Amílcar Alonso	CVLAC: 17.729.828 EMAIL: apu_586@hotmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

incorporación

sistema eléctrico

subestaciones

c.a.d.a.f.e

flujos de cargas

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUB ÁREA
Ingeniería y Ciencias	Ingeniería Eléctrica

RESUMEN (ABSTRACT):

En el presente trabajo de grado, en línea general, se realizó la evaluación del comportamiento del sistema eléctrico de C.A.D.A.F.E en el Estado Monagas 115 kV y del sistema en anillo de C.A.D.A.F.E oriente en 230 kV, con la incorporación de la subestación Juana la Avanzadora 230/115 kV; 400 MVA. Utilizando la herramienta computacional DlgSILENT Power Factory. Para esto, primeramente, se llevó a cabo una descripción de la red de 230 kV de la zona oriental, luego se prosiguió a efectuar el modelado de la red eléctrica en el simulador ya mencionado, para hacer un análisis de la situación actual. Seguidamente, se incorporó la subestación Juana la Avanzadora para analizar el impacto que esta ejercía, para ello se calcularon flujos de cargas y niveles de cortocircuito de ambos sistemas, analizando los resultados obtenidos. Posteriormente se hizo una evaluación de ciertos casos de contingencias que podrían afectar de forma severa al sistema, y se brindaron acciones correctivas para las mismas. Por último, se ofertaron y aplicaron algunas propuestas que ayudarían a mejorar el funcionamiento y operación de estos sistemas.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E-MAIL				
Bermúdez, Melquiadez	ROL	CA	AS	TU(X)	JU
	CVLAC:	V-3.486.726			
	e-mail:	-			
Nam Chong Fung	ROL	CA	AS(X)	TU	JU
	CVLAC:	V- 13.766.631			
	e-mail:	nchong@cadafe.com.ve			
Pedro, López	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
	CVLAC:	V- 2.855.729			
	e-mail:	-			
Manuel, Maza	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
	CVLAC:	V- 8.266.951			
	e-mail:	ingmanuelmaza@gmail.com			

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	06	18
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Sistema Eléctrico de Monagas.doc	Aplicación/msword

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

ALCANCE

ESPACIAL: (OPCIONAL)

TEMPORAL: (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Electricista

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Eléctrica

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui

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 exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

Canache O. Amilcar A

AUTOR

Ing. Bermúdez Melquiades

TUTOR

Ing. Pedro López

JURADO

Ing. Manuel Maza

JURADO

POR LA SUBCOMISION DE TESIS