



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
Comité Académico de Postgrado (CAPEL)  
**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**



**DISEÑO DEL ESQUEMA DE CONEXIÓN DE UNA PLANTA  
TERMOELÉCTRICA DE 900 MW EN CUMANÁ Y LA  
EVALUACIÓN DE SU IMPACTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO  
NACIONAL (SEN)**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Ing. Blanco G., Douglas A.  
para optar al Título de  
Especialista en Sistemas Eléctricos de Potencia

Marzo, 2007



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
Comité Académico de Postgrado (CAPEL)



## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

# **DISEÑO DEL ESQUEMA DE CONEXIÓN DE UNA PLANTA TERMOELÉCTRICA DE 900 MW EN CUMANÁ Y LA EVALUACIÓN DE SU IMPACTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Julio Molina

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Ing. Blanco G., Douglas A.  
para optar al Título de  
Especialista en Sistemas Eléctricos de Potencia

Marzo, 2007

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
COMISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO


VEREDICTO


Quienes suscriben, miembros del Jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería para examinar el Trabajo Especial presentado por el Ing. Douglas A. Blanco G., Cédula de Identidad número V-13.860.086, y titulado "DISEÑO DEL ESQUEMA DE CONEXIÓN DE UNA PLANTA TERMOELÉCTRICA DE 900 MW EN CUMANÁ, Y LA EVALUACIÓN DE SU IMPACTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)", a los fines de cumplir con el requisito legal para optar al título de **ESPECIALISTA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**, dan fe de lo siguiente:

1. Una vez leído como fue, dicho trabajo por cada uno de los miembros del jurado, el coordinador del jurado convocó para efectuar la defensa en forma pública el día Viernes 27 de abril, a las 2:00 p.m., en el Aula E-310 de la Escuela de Ingeniería de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela.
2. La defensa comenzó a las 02:15 p.m. en el sitio y fecha antes señalados. El aspirante hizo un resumen oral de su Trabajo Especial, luego de lo cual respondió satisfactoriamente las preguntas que le fueron formuladas por el Jurado, todo ello conforme a lo dispuesto en el artículo 44 del Reglamento de Estudios de Postgrado de la Universidad Central de Venezuela.
3. Finalizada la defensa pública, el jurado deliberó en privado y por unanimidad decidió **APROBAR** el Trabajo por considerar, sin hacerse solidario de las ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento antes citado. Para dar este veredicto, el Jurado consideró que el trabajo representa un insumo importante en la toma de decisiones para la localización de la planta de generación Termoeléctrica de 900 MW en Cumaná para la empresa EDELCA, además muestra un metodología útil para posteriores estudios de ubicación de plantas termoeléctricas en el país.

En fe de lo cual se levanta la presente acta, en original y tres copias, en Caracas, a los veintisiete días del mes de abril de dos mil siete, dejándose constancia que conforme a la normativa jurídica vigente, actuó como coordinador del jurado, el Prof. Julio Molina, tutor del trabajo.

  
M.Sc. Vanessa Carlson

  
M.Sc. Vicente López

  
M.Sc. Julio Molina  
Coordinador

**Blanco G., Douglas A.**

**DISEÑO DEL ESQUEMA DE CONEXIÓN DE UNA PLANTA  
TERMOELÉCTRICA DE 900 MW EN CUMANÁ Y LA EVALUACIÓN DE SU  
IMPACTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)**

Tutor Académico: Julio Molina. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Postgrado de Ingeniería. Opción: Especialización de Sistemas Eléctricos de Potencia.

El Proyecto de la Planta Termoeléctrica en Cumaná representa la incursión de CVG EDELCA en la generación termoeléctrica. Este tipo de generación térmica servirá de soporte para los periodos de hidrología seca, permitiendo un mejor manejo del embalse de Guri y así poder garantizar la energía demandada por los clientes de CVG EDELCA y mantener una calidad de servicio dentro de los estándares deseados. Por tal motivo, se realizó el presente estudio que permitirá definir el esquema de conexión de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

CVG EDELCA tendrá la responsabilidad de desarrollar una Planta Termoeléctrica que se estima sea de 900 MW, en las adyacencias de la ciudad de Cumaná en el estado Sucre, en dos etapas, previéndose la entrada del primer ciclo combinado de 450 MW para el año 2008 (I Etapa) y el segundo ciclo combinado de 450 MW, para el año 2011.

Para definir el sistema de conexión de la planta se evaluaron tres opciones dependiendo del nivel tensión, la opción N°1 plantea conectar los dos ciclos combinados en la subestación Cumaná II a 230 kV, en la opción N°2 se conectarán los dos ciclos combinados en la subestación Planta Cumaná a 400 kV y en la tercera opción se realizará una conexión mixta donde el primer ciclo combinado será en la subestación Planta Cumaná II a 400 kV y el segundo ciclo en Cumaná II a 230 kV.

La opción N°1 es la de mejor beneficio técnico - económico para el mediano y largo plazo, la cual plantea la conexión del primero y segundo ciclo combinado de 450 MW cada uno en la S/E Cumaná II a 230 kV.

Adicionalmente, se realizaron sensibilidades a la mejor opción de conexión de la Planta Termoeléctrica desde el punto de vista técnico económico, dichas sensibilidades incluyen la conexión de la generación en el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA) y el incremento de intercambio de potencia desde tierra firme hacia Margarita.

Debido a la falta de espacio en el terreno que estaba propuesto por CADAPE para la subestación Cumaná II 230/115 kV, ya que en la planificación no se tenían previstos los espacios necesarios para las bahías donde se conectarán los ciclos combinados de la Planta Termoeléctrica. Adicionalmente, en el estudio se le da una solución a la problemática de ubicación de la subestación Cumaná II 230/115 kV de CADAPE, para lo cual se determinó que es conveniente que esta sea construida en los terrenos de CVG EDELCA tal como se mostró en la opción N°1A del esquema de conexión de la Planta Termoeléctrica.

## **DEDICATORIA**

**“A mi Madre y mis Abuelos, que fueron los principales pilares en mi educación moral y académica, y a mi querida esposa e hija por su valioso apoyo en todo momento.**

## RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS

“Primero que todo gracias a **Dios** por darme vida y salud para la realización de esta especialización”.

Un especial reconocimiento al Ing. Alberto Nobrega de CVG EDELCA por su colaboración en la revisión del presente trabajo de grado, que con su experiencia técnica fue un apoyo para la consulta de múltiples dudas que surgieron a lo largo del presente trabajo.

Muchas gracias a mi tutor académico el Ing. Julio Molina por servir como guía en todo lo referente a la elaboración del presente trabajo.

Agradezco a la Ing. Vanesa Carlson y al Ing. Vicente Lopez por su colaboración en la revisión del presente trabajo, aportando muy buenas ideas y comentarios para el enriquecimiento del mismo.

Gracias a mis compañeros de trabajo del Departamento de Planificación de Transmisión de CVG EDELCA.

Gracias a mi familia por apoyarme en todo momento.

Y gracias a mis compañeros de postgrado Elías Parra y Angel Ballesteros con los cuales puede conformar un buen grupo de estudio que con su esfuerzo y apoyo cotidiano pudimos aprender y aprovechar los conocimientos impartidos en las distintas cátedras cursadas.

## INDICE GENERAL

DEDICATORIA.....	6
RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS.....	7
INDICE GENERAL.....	8
LISTA DE TABLAS.....	12
LISTA DE FIGURAS.....	15
LISTA DE GRÁFICAS.....	17
SIGLAS, ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS.....	18
CAPÍTULO I.....	19
1. INTRODUCCIÓN.....	19
2. CENTRAL TÉRMICA DE CICLO COMBINADO [9, 10].....	20
3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ORIENTAL.....	22
3.1. Descripción del Sistema de Transmisión Actual del Estado Sucre.....	25
4. PREMISAS DEL ESTUDIO.....	26
5. AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN PREVISTAS EN EL SISTEMA ORIENTAL [5,6].	28
6. DEMANDAS EN EL SISTEMA ORIENTAL Y EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	30
CAPÍTULO II.....	33
7. BALANCES GENERACIÓN –CARGA.....	33
7.1. Balance Generación – Carga para el Estado Sucre.....	33
7.2. Balance Generación – Carga para el Norte de Anzoátegui y el Estado Sucre. ....	38
7.3. Balance Generación – Carga para el sistema Oriental. ....	42
CAPÍTULO III.....	45
8. PLANTEAMIENTO DE OPCIONES DEL ESQUEMA DE CONEXIÓN DE LA PLANTA TERMOELÉCTRICA EN CUMANÁ.....	45
8.1. Opción N° 1 Conexión de las unidades de generación de la planta en Cumaná al sistema a 230 kV.....	45
8.2. Opción N° 2. Conexión de la generación de la planta en Cumaná a 400 kV.....	46



8.3. Opción N° 3. Conexión del primer ciclo de la planta en Cumaná a 400 kV y el segundo ciclo a 230 kV. ....	47
CAPÍTULO IV .....	48
9. ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS OPCIONES DE CONEXIÓN DE LA PLANTA TERMOELÉCTRICA EN CUMANÁ .....	48
9.1. Criterios Técnicos.....	48
9.1.1. Criterios Régimen Permanente. ....	48
9.1.2. Criterios Régimen Transitorio.....	49
9.2. Análisis Técnico para la Opción N°1. ....	50
9.2.1. Año 2008, Planta Cumaná 450 MW .....	51
9.2.2. Año 2011, Planta Cumaná 900 MW .....	51
9.2.3. Año 2015, Planta Cumaná 900 MW .....	51
9.3. Análisis Técnico para la Opción N°2. ....	51
9.3.1. Año 2008, Planta Cumaná 450 MW .....	52
9.3.2. Año 2011, Planta Cumaná 900 MW .....	53
9.3.3. Año 2015, Planta Cumaná 900 MW .....	53
9.4. Análisis Técnico para la Opción N°3. ....	54
9.4.1. Año 2008, Planta Cumaná 450 MW .....	54
9.4.2. Año 2011, Planta Cumaná 900 MW .....	55
9.4.3. Año 2015, Planta Cumaná 900 MW .....	55
9.5. Niveles de Cortocircuito.....	55
9.6. Análisis de Estabilidad Transitoria en la conexión de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA de 900 MW en Cumaná.....	57
CAPÍTULO V .....	59
10. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE LAS OPCIONES EVALUADAS .....	59
10.1. Esquemas Modelados para las tres opciones de conexión de la Planta Termoeléctrica. ....	59
10.2. Índices de Confiabilidad Utilizados .....	60
10.3. Metodología Utilizada para Obtener los Indicadores de Confiabilidad.....	62
10.4. Análisis de los Resultados de Confiabilidad para cada una de las Opciones.....	63

10.4.1.	Opción N°1 Conexión de la Planta Termoeléctrica a 230 kV .....	63
10.4.2.	Opción N°2 Conexión de la Planta Termoeléctrica a 400 kV .....	65
10.4.3.	Opción 3 Conexión de la Planta Termoeléctrica a 400 kV y 230 kV .....	66
10.5.	Análisis de comparación de las Opciones por energía no servida (ENS) .....	68
CAPÍTULO VI .....		70
11.	ANÁLISIS ECONÓMICO .....	70
11.1.	Opción N°1A.- Subestación Cumaná II a 230 kV Interruptor y Medio en terrenos de CVG EDELCA .....	70
11.2.	Opción N°1B.- Subestación Cumaná II a 230 kV Interruptor y Medio en terrenos de CADAFE .....	72
11.3.	Opción N°1C Subestación Planta Cumaná a 230 kV Interruptor y Medio de CVG EDELCA y la subestación Cumaná II a 230 kV del tipo Interruptor y Medio en terrenos de CADAFE .....	75
11.4.	Opción N°2 Subestación Cumaná II a 400 kV Interruptor y Medio de CVG EDELCA .....	77
11.5.	Opción N°3 Subestación Cumaná II a 400 kV Interruptor y Medio y 230 kV Doble Barra Principal en terrenos de EDELCA.....	79
11.6.	Opción de Mínimo Costo para la Conexión de la Planta Termoeléctrica de 900 MW	82
11.7.	Análisis de Inversión para la Opción N°1A, Opción N°2 y Opción N°3. ....	84
11.8.	Análisis de Pérdidas Eléctricas para la Opción N°1A, Opción N°2 y Opción N°3.	86
11.9.	Análisis de Operación y Mantenimiento para la Opción N°1A, Opción N°2 y Opción N°3.....	88
11.10.	Resumen del Análisis de Operación y Mantenimiento para la Opción N°1A, Opción N°2 y Opción N°3 de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA de 900 MW....	90
CAPÍTULO VII.....		92
12.	SENSIBILIDADES EN LA CONEXIÓN DE LA PLANTA TERMOELÉCTRICA DE CVG EDELCA INCLUYENDO A CIGMA Ó VARIANDO LA EXPORTACIÓN HACIA MARGARITA. ....	92
12.1.	Conexión de CIGMA al SEN.....	92

12.2.	Sensibilidad incrementando el suministro hacia Margarita .....	94
12.3.	Resumen de las Sensibilidades Realizadas al Esquema de Conexión de la Planta Termoelectrica de CVG EDELCA.....	95
	Tabla N° 58. Resumen de Sensibilidades. CAPÍTULO VIII .....	96
	CAPÍTULO VIII .....	97
13.	CONCLUSIONES.....	97
14.	RECOMENDACIONES .....	99
15.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	100
16.	BIBLIOGRAFIA .....	102
17.	ANEXOS.....	103
	Anexo 1 Demandas por subestaciones del sistema Oriental. ....	104
	Anexo 2.A. Corridas de Flujo de Carga de la opción N°1 para la Planta Termoelectrica de 900 MW.....	110
	Anexo N°2.B. Corridas de Flujo de Carga de la opción N°2 para la Planta Termoelectrica de 900 MW.....	127
	Anexo N°2.C. Corridas de Flujo de Carga de la opción N°3 para la Planta Termoelectrica de 900 MW.....	145
	Anexo N°3.A Gráficas de estabilidad para las fallas más relevantes en el año 2015 para la Planta Termoelectrica de CVG EDELCA de 900 MW con el esquema de la opción N°1.....	157
	Anexo N°3.B Gráficas de estabilidad para las fallas más relevantes en el año 2015 para la Planta Termoelectrica de CVG EDELCA de 900 MW con el esquema de la opción N°2.....	162
	Anexo N°3.C Gráficas de estabilidad para las fallas más relevantes en el año 2015 para la Planta Termoelectrica de CVG EDELCA de 900 MW con el esquema de la opción N°3.....	166

## LISTA DE TABLAS

Tabla N° 1. Comparación de Generación de un Ciclo Combinado con un Ciclo Abierto. ...	21
Tabla N° 2. Demandas por Estado para el Sistema Oriental. ....	23
Tabla N° 3. Demandas del Sistema Oriental en MW. ....	31
Tabla N° 4. Demanda del SEN. ....	32
Tabla N° 5. Balance de Generación – Carga para el estado Sucre en MW. ....	37
Tabla N° 6. Balance de Generación – Carga para el norte de Anzoátegui y el estado Sucre en MW. ....	38
Tabla N° 7. Balance de Generación – Carga para el Sistema Oriental. ....	43
Tabla N° 8. Resumen del esquema de conexión de la planta para la Opción N°1. ....	50
Tabla N° 9.- Resumen del esquema de conexión de la planta de la Opción N°2. ....	52
Tabla N° 10. Resumen del esquema de conexión de la planta de la Opción N°3. ....	54
Tabla N° 11. Cortocircuitos Monofásicos y Trifásicos para la Opción N°1. ....	56
Tabla N° 12. Cortocircuitos Monofásicos y Trifásicos para la Opción N°2. ....	56
Tabla N° 13. Cortocircuitos Monofásicos y Trifásicos para la Opción N°3. ....	56
Tabla N° 14. Resultados de los Análisis de Estabilidad para las Distintas Opciones de Conexión de la Planta Termoeléctrica. ....	58
Tabla N° 15. NSK y Tiempo Medio de Reparación (r) de las Líneas Evaluadas. ....	61
Tabla N° 16. Índices de Confiabilidad de las líneas de transmisión de la Planta Termoeléctrica. ....	61
Tabla N° 17. Índices de confiabilidad de los transformadores conectados a la Planta Termoeléctrica. ....	62
Tabla N° 18. Estados de capacidad previstos para la opción N°1. ....	64
Tabla N° 19. Estados de Capacidad previstos para la Opción N°2. ....	65
Tabla N° 20. Estados de Capacidad previstos para la Opción N°3. ....	67
Tabla N° 21. ENS de las Opciones Evaluadas para la Planta Termoeléctrica de 900 MW. ....	68
Tabla N° 22. Costos de conexión de la Opción N°1A, I Etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA. ....	71
Tabla N° 23. Costos de las obras de transmisión previstas por CADAPE. ....	72

Tabla N° 24. Costos de conexión de la segunda etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA. ....	72
Tabla N° 25. Costos de conexión de la Opción N°1B, I Etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA. ....	73
Tabla N° 26. Costos de las obras de transmisión previstas por CADAFE.....	74
Tabla N° 27. Costos de conexión de la segunda etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA. ....	74
Tabla N° 28. Costos de conexión de la Opción N°1C, I Etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA. ....	76
Tabla N° 29. Costos de las obras de transmisión previstas por CADAFE.....	76
Tabla N° 30. Costos de conexión de la segunda etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA. ....	77
Tabla N° 31. Costos de conexión de la Opción N°2, I Etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA.....	78
Tabla N° 32. Costos de las obras de transmisión previstas por CADAFE.....	79
Tabla N° 33. Costos de conexión de la segunda etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA. ....	79
Tabla N° 34. Costos de conexión de la Opción N°3, I Etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA.....	81
Tabla N° 35. Costos de las obras de transmisión previstas por CADAFE.....	81
Tabla N° 36. Costos de conexión de la segunda etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA. ....	82
Tabla N° 37. Costos de CVG EDELCA para las opciones evaluadas. ....	82
Tabla N° 38. Costos de CADAFE para las opciones evaluadas.....	83
Tabla N° 39. Costos totales para las opciones evaluadas.....	83
Tabla N° 40. Inversiones de Equipos en MMUS\$ para la Opción N°1A. ....	84
Tabla N° 41. Inversiones de Equipos en MMUS\$ para la Opción N°2. ....	84
Tabla N° 42. Inversiones de Equipos en MMUS\$ para la Opción N°3. ....	84
Tabla N° 43. Porcentajes de desembolso. ....	85

Tabla N° 44. Desembolsos de la inversión en el tiempo en MMUS\$ para la Opción N°1A. .....	85
Tabla N° 45. Desembolsos de la inversión en el tiempo en MMUS\$ para la Opción N°2..	85
Tabla N° 46. Desembolsos de la inversión en el tiempo en MMUS\$ para la Opción N°3..	85
Tabla N° 47. Valor presente de la inversión en el tiempo en MMUS\$ para la Opción N°1A. .....	86
Tabla N° 48. Valor presente de la inversión en el tiempo en MMUS\$ para la Opción N°2. .....	86
Tabla N° 49. Valor presente de la inversión en el tiempo en MMUS\$ para la Opción N°3. .....	86
Tabla N° 50. Pérdidas en el Sistema Eléctrico Nacional con la Opción N°1A.....	87
Tabla N° 51. Pérdidas en el Sistema Eléctrico Nacional con la Opción N°3.....	87
Tabla N° 52. Costos de operación y mantenimiento para la Opción N°1A. ....	88
Tabla N° 53. Costos de operación y mantenimiento para la Opción N°2. ....	89
Tabla N° 54. Costos de operación y mantenimiento para la Opción N°3. ....	90
Tabla N° 55. Comparación de las mejores opciones evaluadas para la Planta Termoeléctrica de 900 MW. ....	90
Tabla N° 56. Demanda y Generación prevista para CIGMA.....	92
Tabla N° 57. Demanda y Generación prevista para Margarita. ....	94
Tabla N° 58. Resumen de Sensibilidades.....	96

## LISTA DE FIGURAS

Figura N° 1. Diagrama de Bloques de una Planta de Generación Térmica de Ciclo Combinado. ....	22
Figura N°2. Esquema de Transmisión del Sistema Oriental, año 2005. ....	23
Figura N° 3. Porcentajes de Participación de las Demandas del Sistema Oriental, Año 2005. ....	24
Figura N° 4. Zonas del Sistema Oriental con problemas de bajo nivel de tensión. ....	25
Figura N° 5. Esquema de Transmisión del Estado Sucre para el Año 2005 ....	26
Figura N° 6. Obras de Transmisión previstas en Oriente por CVG EDELCA y CADAPE	29
Figura N° 7. Esquema de Transmisión del Estado Sucre para el Año 2015. ....	30
Figura N° 8. Balance de Generación – Carga para el estado Sucre, Año 2005.....	34
Figura N° 9. Balance de Generación – Carga para el estado Sucre, Año 2008.....	35
Figura N° 10. Balance de Generación – Carga para el estado Sucre, Año 2011.....	36
Figura N° 11. Balance de Generación – Carga para el estado Sucre, Año 2015.....	37
Figura N° 12. Balance de Generación – Carga para el norte de Anzoátegui y el estado Sucre, Año 2005. ....	39
Figura N° 13. Balance de Generación – Carga para el norte de Anzoátegui y el estado Sucre, Año 2008. ....	40
Figura N° 14. Balance de Generación – Carga para el norte de Anzoátegui y Sucre, Año 2011. ....	41
Figura N° 15. Balance de Generación – Carga para el norte de Anzoátegui y Sucre, Año 2015. ....	41
Figura N° 16. Nexos de Interconexión del SEN con el sistema Oriental, Año 2005.....	43
Figura N° 17. Esquema de conexión de la Opción N°1 de la planta Cumaná. ....	45
Figura N° 18. Esquema de conexión de la Opción N°2 de la planta Cumaná. ....	46
Figura N° 19. Esquema de conexión de la opción N°3 de la planta Cumaná. ....	47
Figura N° 20. Modelación de los esquemas de conexión de la Planta Termoeléctrica para el análisis de Confiabilidad. ....	60

Figura N° 21. Esquema de conexión de la Planta Termoeléctrica Opción N°1A, I y II Etapa. .....	71
Figura N° 22. Esquema de conexión de la Planta Termoeléctrica Opción 1B, I y II Etapa.	73
Figura N° 23. Esquema de conexión de la Planta Termoeléctrica Opción N°1C, I y II Etapa. .....	75
Figura N° 24. Esquema de conexión de la Planta Termoeléctrica Opción N°2, I y II Etapa. .....	78
Figura N° 25. Esquema de conexión de la Planta Termoeléctrica Opción N°3, I y II Etapa. .....	80
Figura N° 26. Esquema de Conexión de CIGMA. ....	93
Figura N° 27. Esquema de suministro de carga a Margarita. ....	95



## LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica N° 1.Demandas en el Sistema Oriental .....	31
Gráfica N° 2. Balance de Generación – Carga par el estado Sucre durante el periodo 2005-2015. ....	38
Gráfica N° 3. Balance de Generación–Carga para el norte de Anzoátegui y todo Sucre, 2005-2015.....	42
Gráfica N° 4. Balance de Generación – Carga para el sistema Oriental, periodo 2005-2015. ....	44

## **SIGLAS, ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS**

UCV = Universidad Central de Venezuela

CVG = Corporación Venezolana de Guayana

CVG EDELCA = CVG Electrificación del Carona Compañía Anónima

PDVSA = Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima

SEN = Sistema Eléctrico Nacional

SENECA = Sistema Eléctrico de Nueva Esparta Compañía Anónima

CIGMA = Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho

MMUS\$ = Millones de Dólares Americanos

S/E = Subestación

PDSEN = Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional

RPLC = Refinería de Puerto La Cruz

PIGAP = Proyecto de Inyección de Gas a Alta Presión

ENS = Energía no Servida

CADAFE = Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico.

SEMDA = Sistema Eléctrico de Monagas y Delta Amacuro.

CO<sub>2</sub> = Dióxido de Carbono.

SO<sub>2</sub> = Dióxido de Azufre.

NO<sub>x</sub> = Óxidos de Nitrógeno.

OP SIS = Oficina de Operación de Sistemas Interconectados.

RTT = Red Troncal de Transmisión.

SIN = Sistema Interconectado Nacional.

SEN = Sistema Eléctrico Nacional.

OP SIS = Oficina de Operación de Sistemas Interconectados.

## **CAPÍTULO I**

### **1. INTRODUCCIÓN**

La empresa CVG Electrificación del Caroní (CVG EDELCA), filial de la Corporación Venezolana de Guayana, es la empresa de generación hidroeléctrica más importante del país. Esta empresa encargada de la generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica, aporta más del 70 % a la producción nacional de electricidad a través de sus grandes centrales de generación Guri, Macagua y Caruachi que en conjunto con la futura central Tocoma conformarán el Desarrollo Hidroeléctrico del Bajo Caroní.

En los últimos años la demanda existente en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha aumentado en promedio 4,5 % interanual y se estima siga incrementándose debido a las expectativas de crecimiento poblacional y el plan de desarrollo nacional previsto. Para satisfacer tales incrementos las empresas de servicio eléctrico han elaborado sus propios planes de expansión de generación consolidados en el plan único de expansión de la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS), dentro del cual CVG EDELCA plantea la entrada de una Planta Termoeléctrica de 900 MW en dos etapas de 450 MW, estimándose la entrada del primer ciclo combinado de 450 MW para el año 2008 (I Etapa) y el segundo ciclo combinado de 450 MW para el año 2011.

El Proyecto de la Planta Termoeléctrica en Cumaná sería el inicio de CVG EDELCA en la instalación de generación Termoeléctrica, teniendo en cuenta que se tiene conocimiento en la operación de plantas de ciclo simple, tales como Jusepín y Santa Bárbara en condiciones de comodato. Este tipo de generación térmica servirá de soporte para los periodos de hidrología baja, permitiendo así garantizar la energía demandada por los clientes de CVG EDELCA para mantener una calidad de servicio dentro de los niveles deseados.

La energía producida por las centrales en operación es entregada a la Red Troncal de Transmisión (RTT), siendo esta el conjunto de instalaciones de transmisión de los Sistemas Eléctricos pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional (SIN), que interconectan las principales plantas de generación y/o los centros de carga y que influyen de manera importante en la estabilidad, confiabilidad y seguridad del SIN [1].

La planta Termoeléctrica se conectará al sistema Oriental para satisfacer los incrementos de demanda, haciéndose necesaria la revisión de los nexos de interconexión con dicho sistema y con el SEN

Dado que la capacidad de transmisión del sistema Oriental con la incorporación de la Planta Termoeléctrica de 900 MW puede presentar limitaciones térmicas, de tensión, de estabilidad transitoria y dinámica, ante las pequeñas y grandes perturbaciones a las cuales está expuesto el sistema, se determinó el esquema de conexión de la planta, además de las ampliaciones necesarias que permitirán mantener los niveles de calidad deseados. Estos son los estudios objeto del presente trabajo de grado de la especialización de Sistemas Eléctricos de Potencia.

## **2. CENTRAL TÉRMICA DE CICLO COMBINADO [9, 10]**

En la generación de energía eléctrica se denomina ciclo combinado a la utilización simultánea de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno cuya energía primaria es la fuente de gas producto de una combustión y otro que utiliza la energía calorífica de los gases producidos por el ciclo de gas para producir vapor de agua.

En una central eléctrica el ciclo de gas genera energía eléctrica mediante una turbina de gas y el ciclo de vapor de agua lo hace mediante una o varias turbinas de vapor. El principio sobre el cual se basa es utilizar los gases de escape a alta temperatura de la turbina de gas para aportar calor a la caldera o generador de vapor de la turbina de vapor. La principal

ventaja de utilizar el ciclo combinado es su alta eficiencia, ya que se obtiene un rendimiento 50% superior al rendimiento de una central de ciclo único. Aumentando la temperatura de entrada en la turbina de gas de los gases de escape, se obtienen rendimientos del ciclo combinado cercanos al 60 %. Esto implica una temperatura de salida de gases de unos 1350°C, esta temperatura de salida esta limitada por la resistencia térmica que presentan los materiales cerámicos empleados en el recubrimiento interno de las cámaras de combustión de esas turbinas.

Todas las centrales termoeléctricas son contaminantes para el medio ambiente, afectándose en consecuencia a todos los seres vivos, por los gases tóxicos que expulsan al ambiente. No obstante las plantas de ciclo combinado son las que menos contaminan de todas las industrias de producción de electricidad por quema de combustible fósil. Básicamente las emisiones son de CO<sub>2</sub>. Las emisiones de NOX y SO<sub>2</sub> son insignificantes, no contribuyendo por tanto a formación de lluvia ácida.

En la Tabla N° 1 se muestra una comparación de parámetros técnicos y emisiones de NOx para una generación de potencia de 460 MW, con un ciclo abierto de tres turbinas de gas y con un ciclo combinado compuesto de dos turbinas de gas y una de vapor [11].

Tipo de Planta	Modelo	Capacidad (ISO de Salida (MW))	Consumo Específico de Calor Btu/kWh	Frecuencia (Hz)	Emisión de NOx (ppm)
Ciclo Combinado	2 Turbina a Gas (Siemens V84.3) y 1 Vapor (Triple Pressure Reheat)	460	6047	60	2,5
Turbinas a GAS	Siemens V84.3 (3 Turbina a Gas)	460	9450	60	25

Tabla N° 1. Comparación de Generación de un Ciclo Combinado con un Ciclo Abierto.

En la Figura N° 1 se muestra el diagrama de bloques de una planta de generación térmica de ciclo combinado.

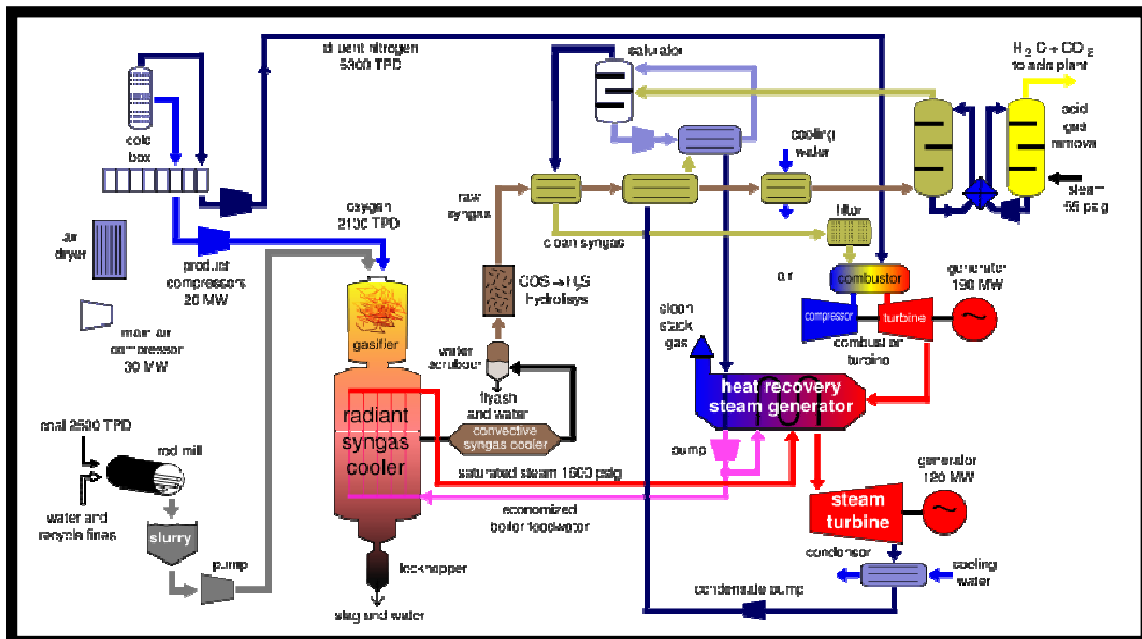


Figura N° 1. Diagrama de Bloques de una Planta de Generación Térmica de Ciclo Combinado.

### 3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ORIENTAL

El Sistema Eléctrico de Transmisión Oriental está compuesto por líneas y subestaciones a 400 kV, 230 kV y 115 kV distribuidos en los estados Nueva Esparta, Sucre, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. El estado Nueva Esparta es atendido por la empresa eléctrica SENECA, Sucre es atendido en su totalidad por CADAFE, en conjunto CVG EDELCA y CADAFE se encargan de dar el suministro eléctrico para Anzoátegui, el estado Monagas es atendido por SEMDA, CADAFE y EDELCA, y por último Delta Amacuro que es atendido por SEMDA.

En la Figura N°2 se muestra el esquema de transmisión actual perteneciente al Sistema Oriental.



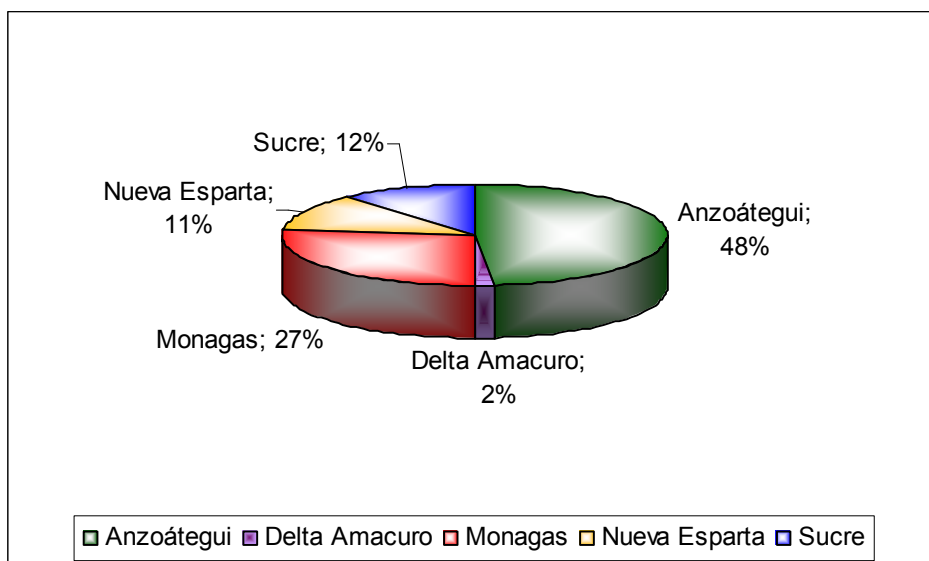


Figura N° 3. Porcentajes de Participación de las Demandas del Sistema Oriental, Año 2005.

El diagnóstico del Sistema Oriental para el año 2005 arrojó los siguientes problemas:

- El sistema de transmisión en Oriente es insuficiente para brindar un servicio eléctrico adecuado en algunas zonas de los estados Monagas, Anzoátegui y en la totalidad del estado Sucre.
- El sistema de transmisión a 115 kV del estado Sucre, parte de los estados Monagas y Anzoátegui poseen tensiones por debajo de 0.95 p.u. en condiciones normales de operación.
- La falla de cualquiera de las líneas a 230 kV El Tigre – El Indio ó El Indio - Casanay son las contingencias más severas para el Sistema Oriental.
- El Sistema Oriental no cumple con el criterio de confiabilidad N – 1, es decir, se violan los criterios de tensión o sobrecarga con una falla simple (la salida de una línea o un transformador).

En la Figura N° 4 se observan las zonas del Sistema Oriental con problemas de nivel de tensión.



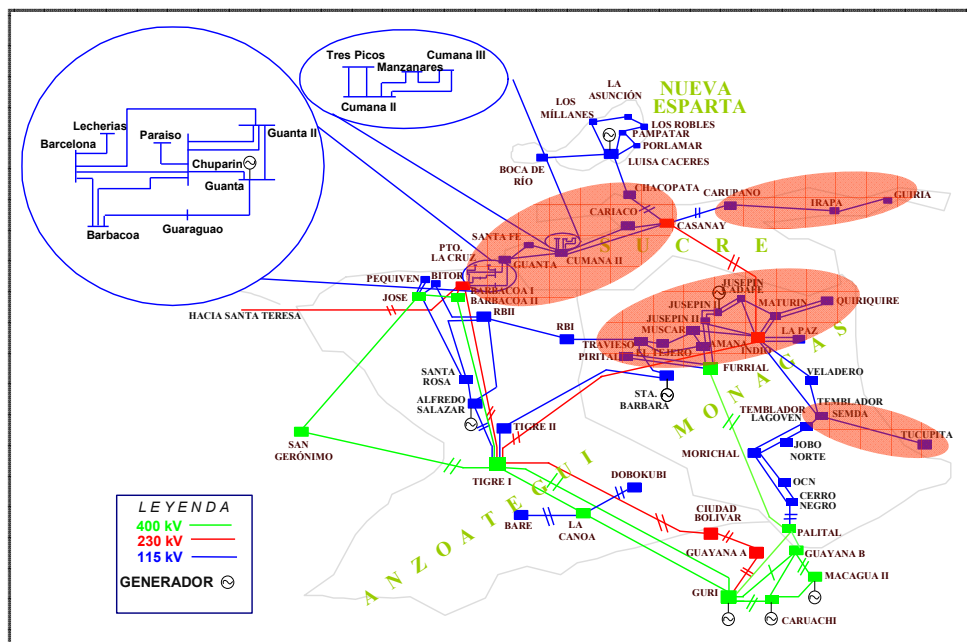


Figura N° 4. Zonas del Sistema Oriental con problemas de bajo nivel de tensión.

### 3.1. Descripción del Sistema de Transmisión Actual del Estado Sucre

Se hará una breve descripción del sistema eléctrico de transmisión del estado Sucre, por ser este donde se instalará la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA y por ende será el sistema que tendrá un mayor impacto en sus redes de transmisión y sus nexos de interconexión con los estados Anzoátegui y Monagas.

El estado Sucre es alimentado por un sistema de transmisión a 230 kV proveniente del estado Monagas, a través de una línea doble circuito de 109 km de longitud desde la S/E el Indio hasta la S/E Casanay, además existe otra conexión a 115 kV con Anzoátegui desde la S/E Cumaná II hasta la S/E Guanta II a través de dos líneas simple circuito a 115 kV, donde una de estas posee una derivación (T-OFF) a la S/E Santa Fe, cabe destacar que la conexión T-OFF no posee esquema de protección asociado en su punto de conexión a la línea, por tanto una falla en cualquier tramo de este ocasiona la salida completa de la línea a la cual se encuentra conectada la derivación. En la Figura N° 5 se muestra el esquema de transmisión del estado Sucre para el año 2005.

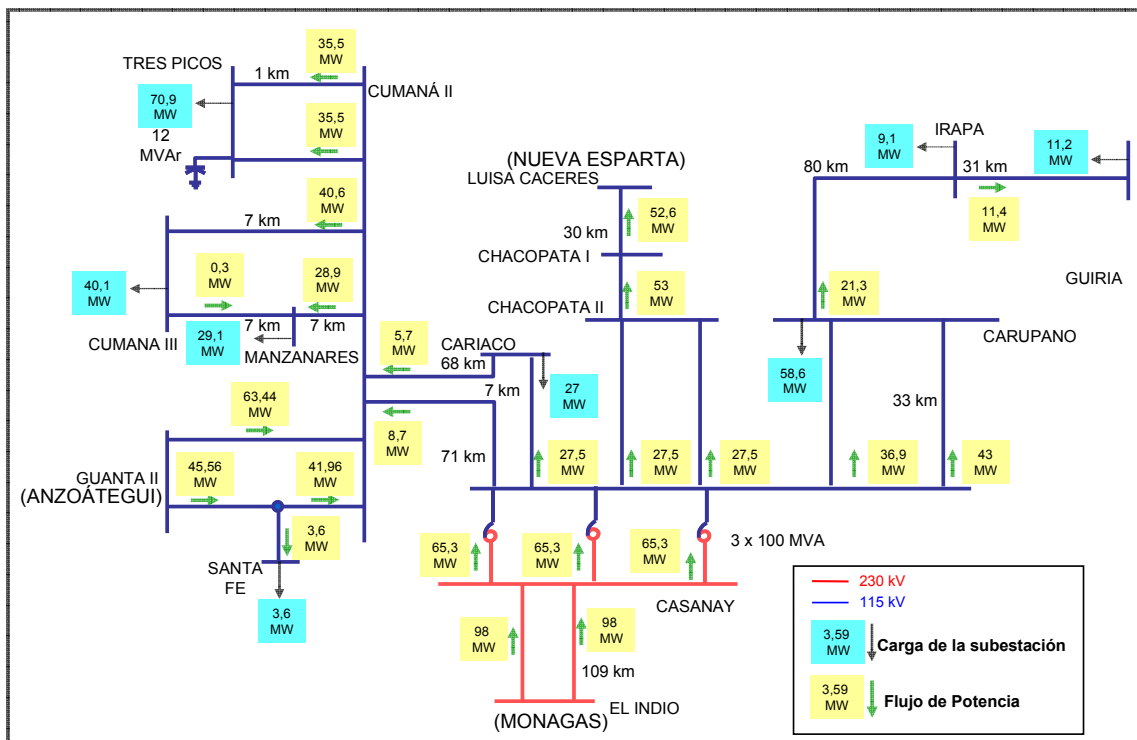


Figura N° 5. Esquema de Transmisión del Estado Sucre para el Año 2005

#### 4. PREMISAS DEL ESTUDIO

A continuación se definen las premisas bases para la realización del presente trabajo de grado.

- Estimaciones de Demanda de Eleoriente y SEMDA para el periodo 2005-2024, suministrada por el departamento de Planificación de CADAPE, en Octubre de 2005 [2].
- Estimaciones de Demanda del Sector Petrolero en Oriente para el periodo 2005-2024, suministrada por la Gerencia de Transmisión y Distribución Oriente de PDVSA, en Julio de 2005. [3]
- Estimaciones de Demanda del Resto del País tomadas del informe de la Div. de Planificación, Pronósticos de Energía y Potencia Eléctrica del Sistema Eléctrico

Nacional Período 2004-2024, en octubre 2005 [4]. Se tomará el escenario 2 (Mayor Demanda) para todos los análisis.

- Factor de Coincidencia en las cargas atendidas por CADAFE en el área Oriental es de 95% y en SEMDA de 97%.
- Factor de Coincidencia de las cargas pertenecientes al sector petrolero de oriente de un 100%.
- Entrada de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA en dos etapas, el primer ciclo combinado de 450 MW previsto para el año 2008 y el segundo ciclo de 450 MW para el año 2011.
- Entrada de Guanta II para el año 2007 con una generación de 300 MW, y desincorporación de Guanta I.
- Se estima un Intercambio de 53 MW con SENECA desde tierra firme durante el periodo de estudio, por tanto SENECA deberá instalar la generación necesaria para satisfacer la demanda del estado Nueva Esparta con dicho intercambio.
- Para el plan de expansión de generación se tomaran las unidades previstas por el Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PDSEN), realizado en Agosto 2005.
- Se considera que el Proyecto CIGMA de PDVSA durante todo el periodo atenderá su carga con generación propia, independiente del SEN.
- Entrada de la segunda línea Palital – El Furrial a 400 kV prevista para el 4to trimestre del 2005 y la subestación El Furrial a 230 kV estimada para el 2do trimestre del 2006.
- Entrada de la subestación Indio Norte a 230/115 kV, prevista para el año 2009.

- Entrada de los proyectos asociados a PDVSA, Refinería de Puerto la Cruz (RPLC), Proyecto de Inyección de Gas de Alta Presión (PIGAP).
- Sólo para los análisis de sensibilidades en la planta de conexión Termoeléctrica se incluirá el proyecto denominado Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA).

## **5. AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN PREVISTAS EN EL SISTEMA ORIENTAL [5,6].**

En el cuarto trimestre del 2005 entró en servicio la segunda línea a 400 kV simple circuito de dos conductores por fase de calibre 1024,5 MCM Palital – El Furrial con una longitud de 170 km.

Por otra parte, CADAFE para el segundo trimestre del 2006 se interconectará con CVG EDELCA mediante el desvío de las líneas El Tigre – El Indio hacia el nuevo patio a 230 kV de la subestación El Furrial. Además de la instalación del primer transformador 400/230 kV de 450 MVA y el tercer Transformador 400/115 kV de 200 MVA en El Furrial.

CADAFE tiene previsto para el cuarto trimestre del año 2006 la entrada de las líneas doble circuito de un conductor por fase de calibre 1100 MCM a 230 kV Guanta II – Cumana II y Cumaná II - Casanay con unas longitudes de 62 y 75 km respectivamente. Además de la instalación de dos transformadores 230/115 kV de 200 MVA en la nueva subestación Cumaná II a 230 kV. Las obras de transmisión descritas anteriormente se pueden visualizar geográficamente en la Figura N° 6.A

Antes de la entrada del primer ciclo combinado de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA, se estima que se modifique el esquema de transmisión hacia la S/E El Furrial a 230 kV desviando una de las líneas El Indio – Casanay a 230 kV hacia la S/E El Furrial y una de las líneas El Tigre – El Indio a 230 kV hacia la S/E El Furrial a 230 kV, para ello

habrá que construirse 30 km de línea doble terna a 230 kV, los cambios pueden observarse en el esquema definitivo de la S/E El Furrial mostrado en la Figura N° 6.B.

Otra obra prevista por CADAFE para el año 2009 es la entrada de la subestación Indio Norte a 230 kV con el desvío de las líneas a 230 kV El Indio – Casanay y El Furrial – Casanay hacia Indio Norte, además de la instalación de dos transformadores 230/115 kV de 200 MVA y una línea a 115 kV doble circuito de 500 MCM desde Maturín a Indio Norte de 9 km de longitud. En el geográfico de la Figura 6.C se puede visualizar la conexión de la subestación Indio Norte 230/115 kV al Sistema Oriental.

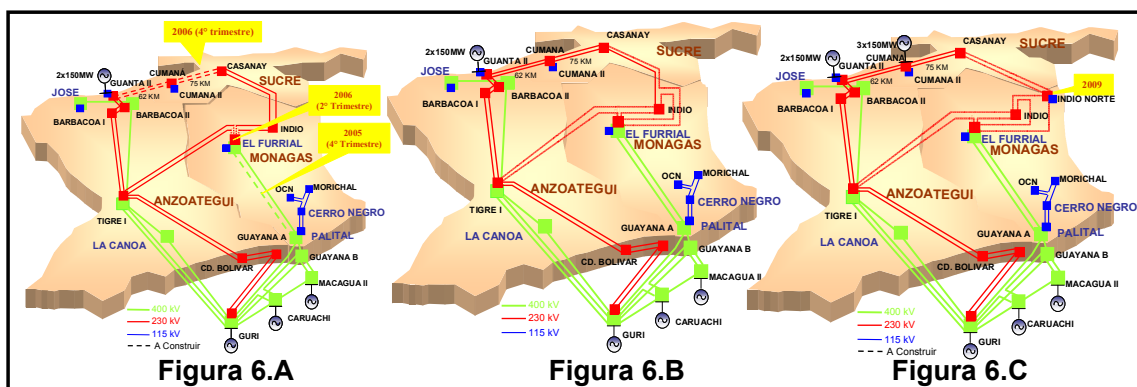


Figura N° 6. Obras de Transmisión previstas en Oriente por CVG EDELCA y CADAFE

Otras obras previstas para el Sistema Oriental consideradas en el estudio para el año 2008 son las siguientes:

1. Instalación de compensación capacitiva en Guiria a 115 kV.
2. Entrada de la línea Casanay – Guaca a 115 KV.
3. Segunda línea Cumaná II – Cumaná III a 115 kV, conductor 350 ACAR de 7 km.
4. Desvío de la línea Guanta II – Cumaná II hacia la S/E Bordones a 115 kV.
5. Cambio de capacidad de los tres transformadores de El Indio de 230/115 kV de 100 MVA por transformadores de 200 MVA.
6. Cambio de los tres transformadores en Guanta II 230/115 kV de 100 MVA por tres transformadores de 200 MVA.

Con las ampliaciones previstas por las empresas del sector eléctrico, el sistema de transmisión resultante para el estado Sucre en el año horizonte 2015 se muestra en la Figura N° 7.

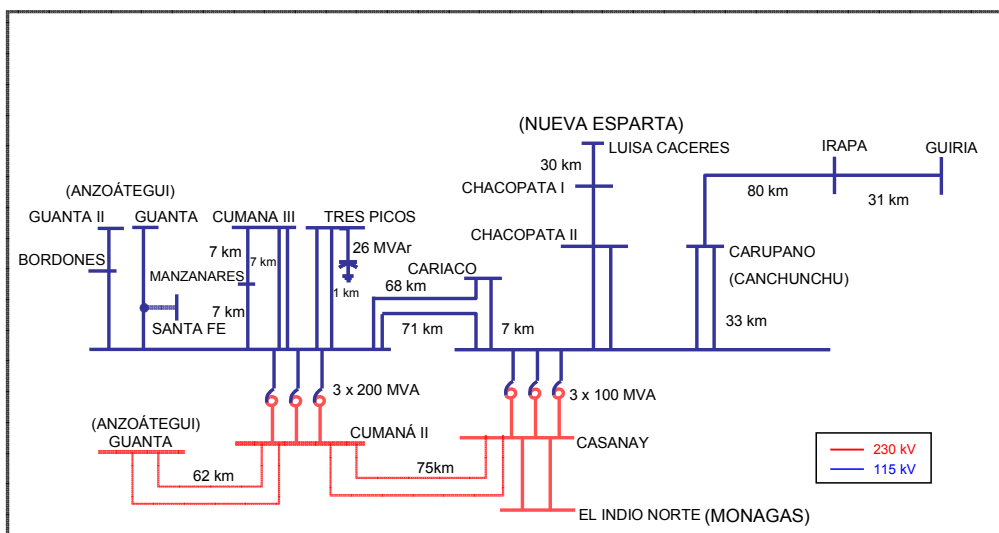


Figura N° 7. Esquema de Transmisión del Estado Sucre para el Año 2015.

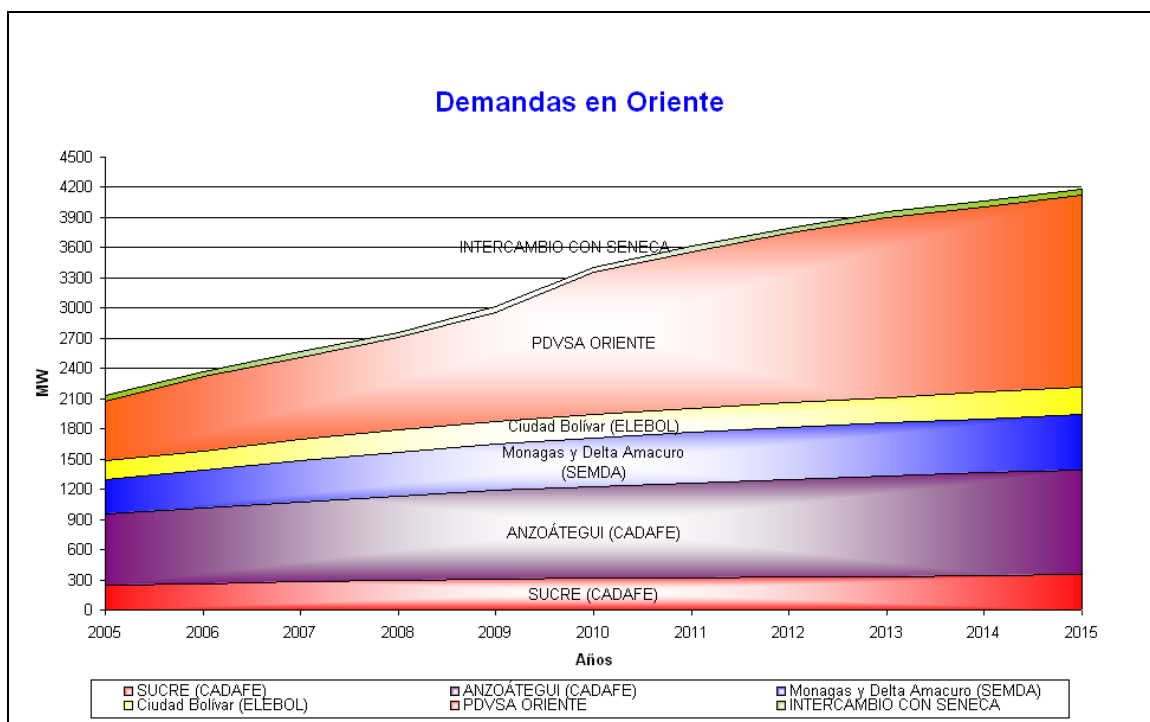
## 6. DEMANDAS EN EL SISTEMA ORIENTAL Y EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Las demandas utilizadas para el área Oriental fueron suministradas por CADAFE y en lo que respecta a las cargas del sector petrolero fueron usadas las estimaciones realizadas por PDVSA y para el resto del país se tomó en cuenta las proyecciones de demanda de CVG EDELCA.

En la Tabla N° 3 y en la Gráfica N° 1 se muestran las demandas desglosadas por estados y empresas pertenecientes al sistema Oriental.

Estado y Empresa	Años										
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Sucre (CADAPE)	250	265	283	296	306	313	321	328	335	342	349
Anzoátegui (CADAPE)	710	753	795	837	879	916	945	972	996	1021	1044
Monagas y Delta Amacuro (SEMDA)	339	368	405	439	464	483	497	511	525	539	554
PDVSA Oriente	589	734	820	918	1086	1408	1556	1685	1788	1842	1904
Ciudad Bolívar (ELEBOL)	188	199	209	217	226	234	242	250	258	266	273
Intercambio con SENECA	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53

Tabla N° 3. Demandas del Sistema Oriental en MW.



Gráfica N° 1. Demandas en el Sistema Oriental

Las demandas se especifican detalladamente por subestaciones con sus respectivos análisis en el Anexo N°1.

En la Tabla N° 4 se muestra la demanda para el resto de las empresas del país durante el período 2005-2015. La tasa de crecimiento interanual promedio estimada para el periodo señalado es de 5,07%.

AÑO	CADAFE CENTRO	CADAFE ORIENTE	ELEVAL	ENELBAR	SEMDA	ELEBOL	SENECA	ENELVEN	ENELCO	ELECAR	EDELCA CENTRO	EDELCA ORIENTE	EDELCA GUAYANA	TOTAL COINCIDENTE DEL PAÍS	Tasa de Crecimiento Interanual (%)
2004	2.816	1.042	249	520	352	167	222	1.395	615	1.882	521	692	3.170	13.817	
2005	3.199	1.220	267	550	383	170	247	1.525	675	1.965	550	769	3.533	15.048	8,91
2006	3.387	1.358	275	581	398	172	263	1.603	705	2.034	568	845	3.643	15.910	5,73
2007	3.510	1.453	282	605	405	175	275	1.667	736	2.119	588	929	3.647	16.471	3,53
2008	3.654	1.513	285	631	411	177	290	1.748	769	2.196	615	1.050	4.272	17.672	7,29
2009	3.812	1.579	288	665	419	179	306	1.847	809	2.278	626	1.161	4.759	18.778	6,25
2010	3.968	1.641	294	702	428	183	323	1.950	859	2.359	636	1.199	5.348	19.929	6,13
2011	4.130	1.702	302	741	436	186	342	2.065	911	2.445	645	1.262	5.452	20.667	3,70
2012	4.298	1.766	310	782	445	190	361	2.192	967	2.527	653	1.292	5.620	21.462	3,85
2013	4.473	1.831	319	825	454	194	382	2.330	1.024	2.609	662	1.323	5.698	22.197	3,42
2014	4.674	1.913	327	871	463	196	405	2.475	1.085	2.696	671	1.349	5.760	22.974	3,50
2015	4.905	2.013	336	920	472	201	431	2.628	1.152	2.781	680	1.375	5.808	23.805	3,62

Tabla N° 4. Demanda del SEN.



## **CAPÍTULO II**

### **7. BALANCES GENERACIÓN –CARGA**

El procedimiento metodológico para definir los intercambios de la planta con el SEN se basaron en el impacto que esta tiene en el sistema eléctrico más cercano.

Se realizaron balances de generación – carga en detalle, para observar el impacto sobre el sistema eléctrico regional producido por la planta en el Sistema Oriental, el primero fue centrado sobre el estado Sucre por ser en este donde se ubicará la planta e impactará directamente la red interna y sus nexos de interconexión con el resto del sistema. En segundo lugar se amplió la visión del sistema incluyendo la red de transmisión asociada al norte del estado Anzoátegui.

Finalmente, se realizó el balance del área de Oriente el cual toma en cuenta toda la demanda, generación pertinente y las magnitudes de intercambio del área con el resto del Sistema Eléctrico Nacional.

#### **7.1. Balance Generación – Carga para el Estado Sucre**

Para el estado Sucre, se realizó el balance de generación – carga con la finalidad de determinar los requerimientos de la zona y observar de forma general el comportamiento de los flujos de potencia de los nexos de interconexión internos del estado Sucre para los años 2005, 2008, 2011 y 2015 con el resto del sistema.

En la siguiente figura se muestra los intercambios del estado Sucre con el resto del sistema para el año 2005.

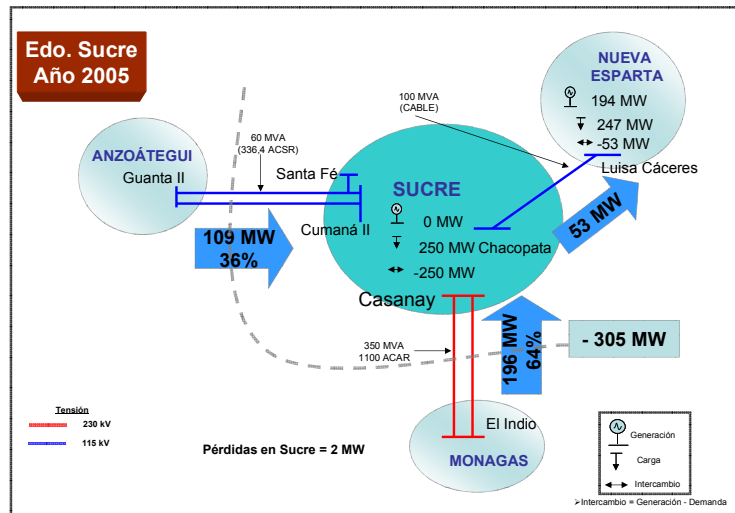


Figura N° 8. Balance de Generación – Carga para el estado Sucre, Año 2005.

Como se observa en la figura anterior el estado Sucre no posee generación, por tal motivo este importa toda su potencia, a través de los nexos a 230 kV con el estado Monagas y a 115 kV con el estado Anzoátegui. La mayor importación de potencia se da a través del nexo a 230 kV entre las subestaciones El Indio y Casanay con 196 MW y el flujo restante de 109 MW se viene por las líneas a 115 kV Guanta II - Cumaná II. Para el estado Nueva Esparta se envían 53 MW a través del cable submarino Chacopata – Luisa Cáceres a 115 kV.

Con la entrada del primer ciclo de la Planta Termoeléctrica en Cumaná II de 450 MW prevista para el año 2008, los flujos de potencia netos a través de los nexos de interconexión con el estado Sucre cambian notablemente, pasando de ser un sistema importador a un sistema exportador de energía y potencia, tal como se muestra en la Figura N° 9.

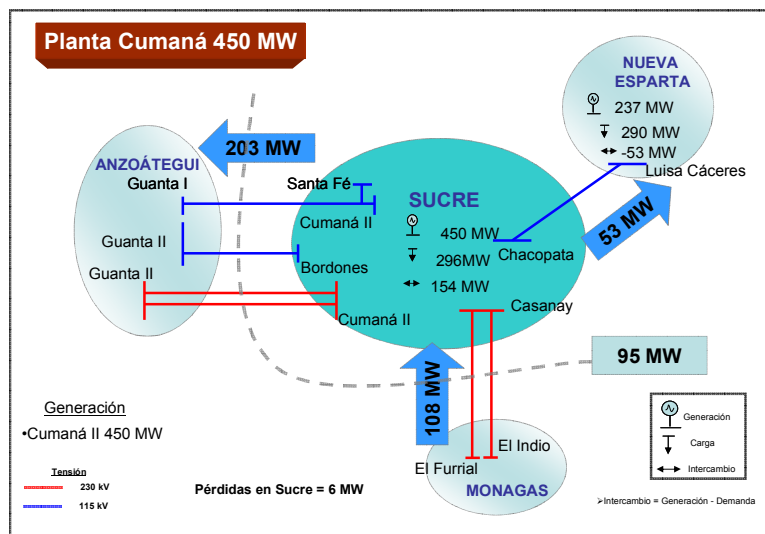


Figura N° 9. Balance de Generación – Carga para el estado Sucre, Año 2008.

Como se observa en la figura anterior para el año 2008 el estado Sucre posee un balance de generación – carga que permitirá enviar una potencia neta de 95 MW, hacia el sistema con el primer ciclo de Cumaná de 450 MW. Se envía 203 MW para el estado Anzoátegui a través de las líneas a 115 kV Cumaná II – Guanta I y Bordones – Guanta II, y la doble terna de 230 kV Cumaná II – Guanta II. Sin embargo, por las líneas a 230 kV de El Indio – Casanay sigue entrando un flujo de potencia de 108 MW al estado Sucre, aunque en menor magnitud que el año 2005.

Otro año fundamental en la evaluación de los balances es el año 2011, fecha en la cual se tiene prevista la entrada del segundo ciclo de 450 MW en la Planta Termoeléctrica Cumaná II, completando así un total de 900 MW de generación en el estado Sucre. En la Figura N° 10 se muestra el comportamiento de los flujos de potencia a través de los nexos de interconexión del sistema con el estado Sucre.

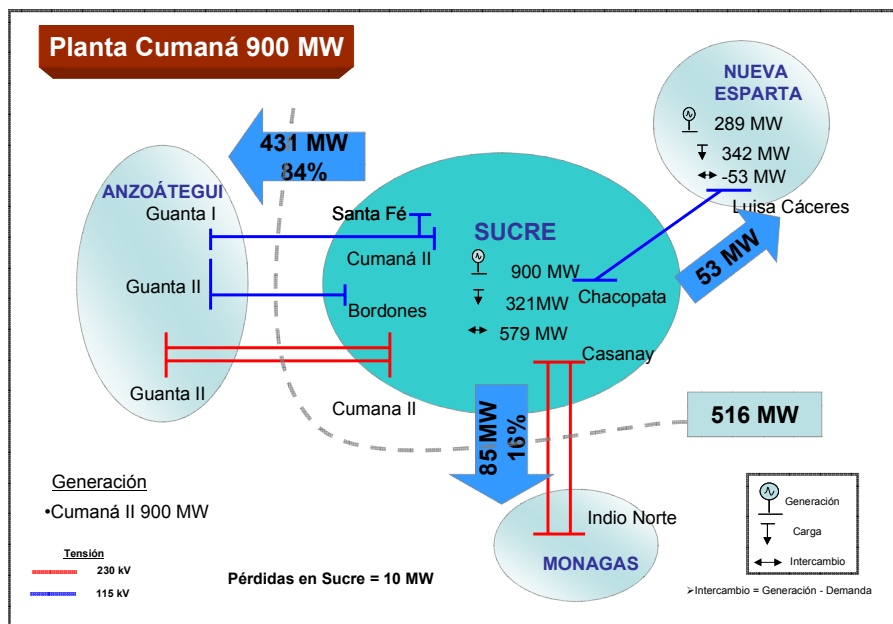


Figura N° 10. Balance de Generación – Carga para el estado Sucre, Año 2011.

Para el año 2011 con la entrada del segundo ciclo, el estado Sucre exporta potencia al SEN a través de todos sus nexos, por el estado Anzoátegui aproximadamente 431 MW (84 %) y 85 MW (16%) se exportan hacia el estado Monagas.

En el balance del año 2015 se refleja que debido a la no instalación de más generación en la zona y el continuo aumento de la demanda, la exportación de Sucre disminuye respecto al año 2011 (última instalación de generación) tal como se muestra en la Figura N° 11.

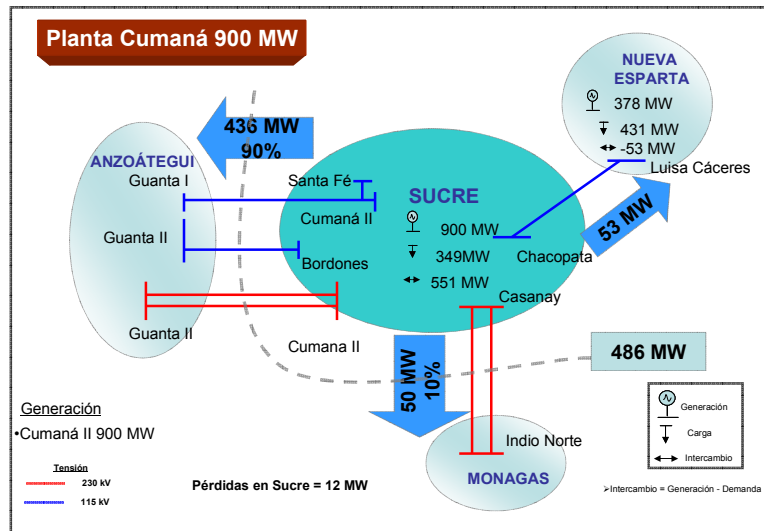


Figura N° 11. Balance de Generación – Carga para el estado Sucre, Año 2015.

El balance de generación – carga para el estado Sucre durante todo el periodo de estudio se puede observar en la Tabla N° 5, la cual presentará un intercambio negativo cuando esté importando potencia y positivo cuando está exportando.

BALANCE ESTADO SUCRE	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DEMANDA SUCRE	250	265	283	296	306	313	321	328	335	342	349
INTERCAMBIO DE SUCRE (Planta Cumaná 900 MW)	-250	-265	-283	154	144	137	579	572	565	558	551
GENERACIÓN SUCRE (Planta Cumaná 900 MW)	0	0	0	450	450	450	900	900	900	900	900

Tabla N° 5. Balance de Generación – Carga para el estado Sucre en MW.

El balance del estado Sucre durante todo el periodo de estudio se puede observar en la Gráfica N° 2. Para el período 2005 -2007 el estado Sucre importa energía para cubrir su demanda, pero a partir de la entrada del primer ciclo de la Planta Termoeléctrica, este pasa a exportar energía manteniéndose este mismo comportamiento durante todo el periodo de estudio. El área de Sucre deja de ser deficitaria y pasa a tener excedente que exporta hacia el resto del SEN.

## Balance Estado Sucre



Gráfica N° 2. Balance de Generación – Carga por el estado Sucre durante el periodo 2005-2015.

### 7.2. Balance Generación – Carga para el Norte de Anzoátegui y el Estado Sucre.

El norte de Anzoátegui estará comprendido por las cargas que se alimentan desde las subestaciones Guanta II y Barbacoa a 230 kV, a través de las subestaciones a 115 kV: Barbacoa, Barcelona, Chuparin I, Cuartel, Paraíso, Chuparin II, Tronconal V, Mesones, Guaraguao, Lecherías, La Isleta, Clarines y Guanta. En la Tabla N° 6 se puede observar el intercambio previsto para la zona definida con el norte de Anzoátegui y el estado Sucre.

BALANCE NORTE ANZOÁTEGUI Y SUCRE	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DEMANDA NORTE DE ANZOÁTEGUI + SUCRE	738	814	862	907	950	1015	1074	1129	1152	1175	1198
INTERCAMBIO NORTE DE ANZOÁTEGUI Y SUCRE (Planta Cumaná 900 MW)	-678	-754	-562	-157	-200	-265	126	71	48	25	2
GENERACIÓN NORTE DE ANZOÁTEGUI Y SUCRE (Planta Cumaná 900 MW)	60	60	300	750	750	750	1200	1200	1200	1200	1200

Tabla N° 6. Balance de Generación – Carga para el norte de Anzoátegui y el estado Sucre en MW.

Para el año 2005 los flujos de potencia a través de los nexos de intercambio del SEN con el norte de Anzoátegui y el estado Sucre se pueden observar en la Figura N° 12.

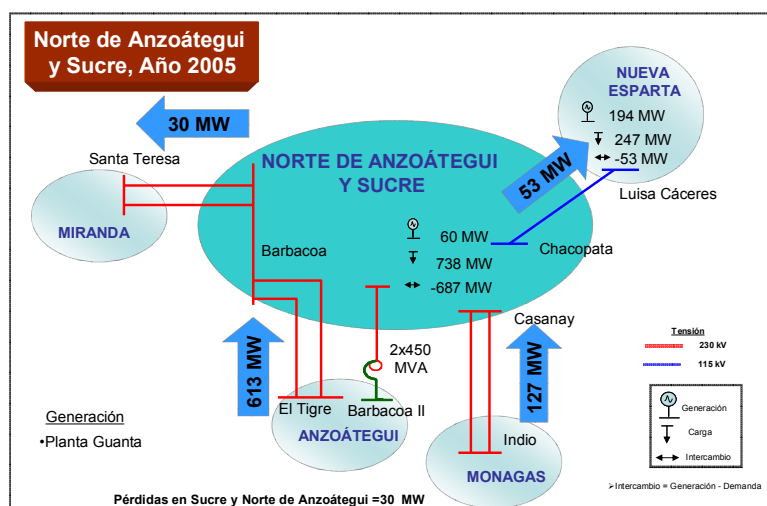


Figura N° 12. Balance de Generación – Carga para el norte de Anzoátegui y el estado Sucre, Año 2005.

Como se observa en la figura anterior, a través de la doble terna El Tigre – Barbacoa a 230 kV y los dos autotransformadores de la S/E Barbacoa II 400/230 kV se entrega la mayor cantidad de potencia requerida por el norte de Anzoátegui y el estado Sucre, para este año la importación máxima estuvo alrededor de 687 MW. La única fuente de generación de la zona es Planta Guanta con 60 MW.

Para el año 2008, el comportamiento de los flujos de potencia a través de los nexos de interconexión del SEN con el norte de Anzoátegui y el estado Sucre se denota en la Figura N° 13. En la misma se repite el comportamiento del año 2005 con la diferencia que la importación de la zona es de 157 MW, la disminución es producto de la entrada del primer ciclo de la planta de CVG EDELCA de 450 MW en Cumaná. Adicionalmente se considera la desincorporación de planta Guanta (60 MW) y la entrada de 300 MW de la nueva planta en Guanta II a 230 kV.

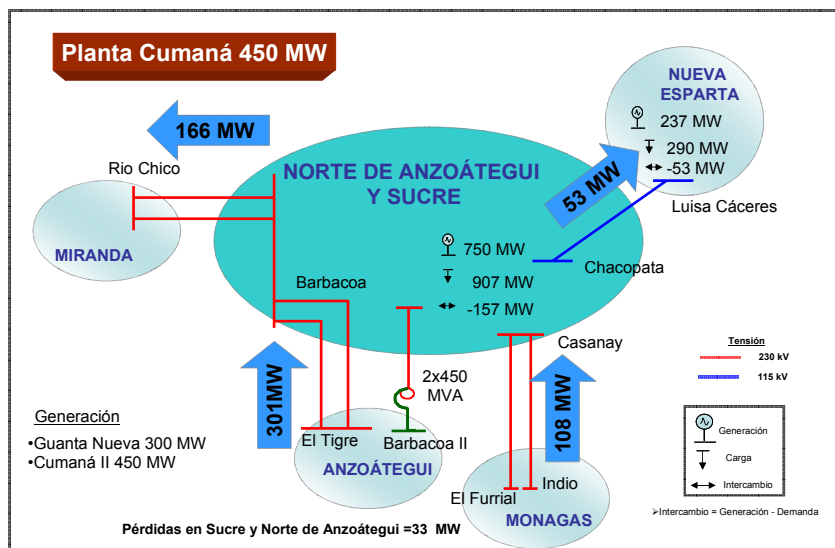


Figura N° 13. Balance de Generación – Carga para el norte de Anzoátegui y el estado Sucre, Año 2008.

La Figura N° 14 muestra los flujos de potencia a través de los nexos de intercambio del SEN con el norte de Anzoátegui y el estado Sucre para el año 2011, en este se observa que la zona seleccionada pasa de importar a exportar potencia al SEN, esto se debe a la entrada del segundo ciclo de la Planta Termoeléctrica ya que el crecimiento de la demanda en dicho periodo en el área es inferior al tamaño del nuevo bloque de generación. El flujo de potencia que en el año 2008 iba de la S/E El Indio a 230 kV hacia la S/E Casanay a 230 kV cambia su sentido, alimentándose parte de la carga del estado Monagas desde el estado Sucre.



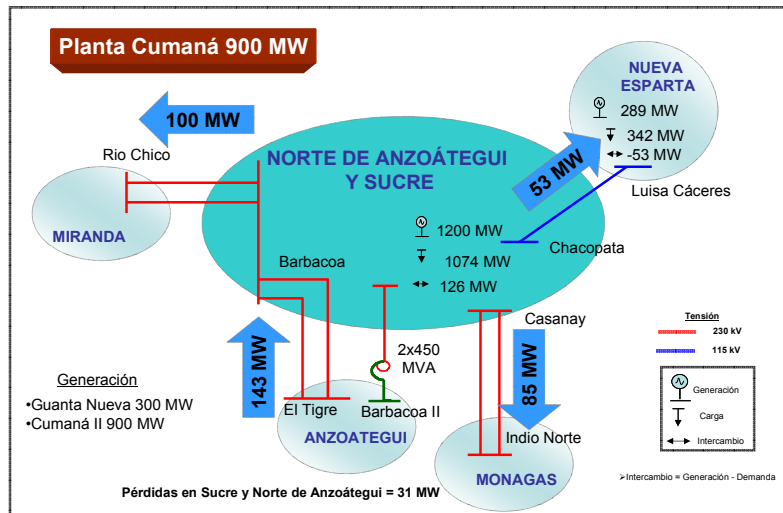


Figura N° 14. Balance de Generación – Carga para el norte de Anzoátegui y Sucre, Año 2011.

Como se muestra en la Figura N° 15 para este año 2015 el crecimiento natural de la demanda del norte de Anzoátegui y Sucre hace que disminuya el intercambio hacia el SEN resultando casi nulo (2 MW) para el caso de 900 MW en planta Cumaná, es decir, todo lo que es generado por la zona es consumido por la misma, el área pasa a ser autoabastecida. A partir de este año, si no se instala nueva generación en la zona, esta pasa otra vez a depender del SEN para satisfacer sus requerimientos de potencia.

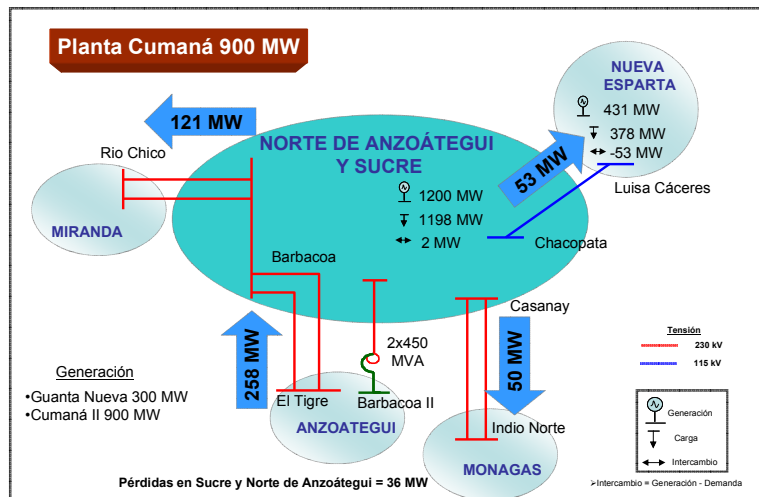
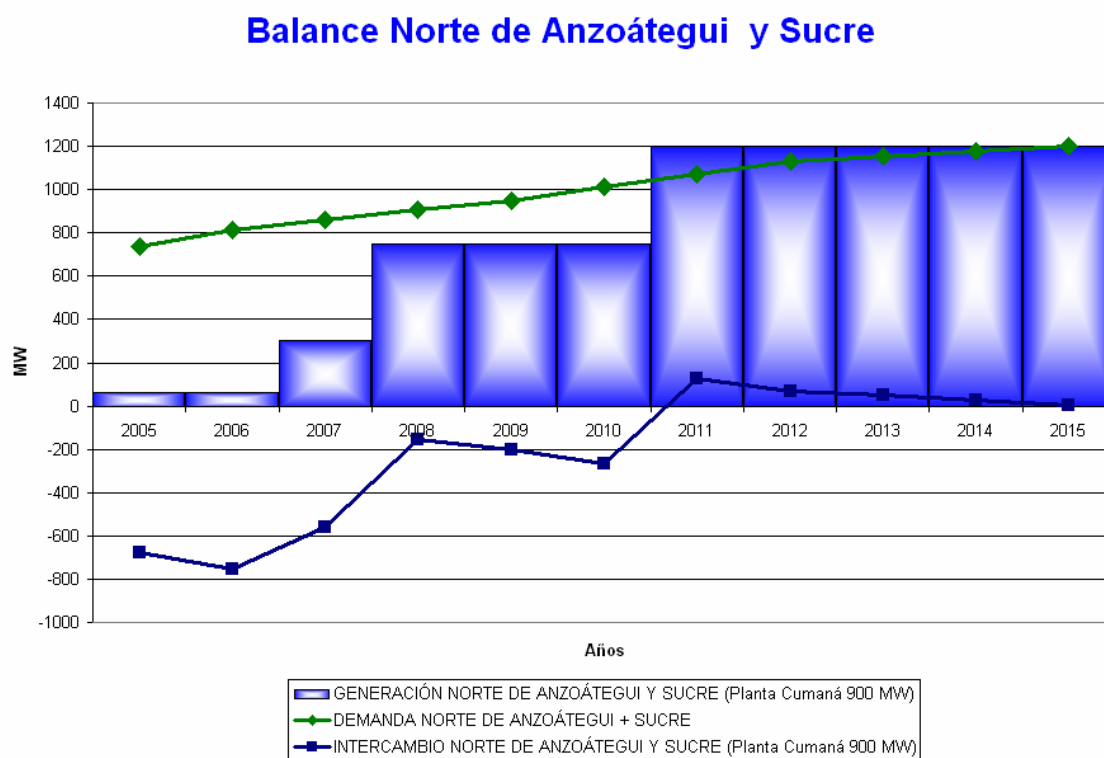


Figura N° 15. Balance de Generación – Carga para el norte de Anzoátegui y Sucre, Año 2015.

Un resumen del comportamiento de los balances de la zona definida como norte de Anzoátegui y Sucre se observa en la Gráfica N° 3.



Gráfica N° 3. Balance de Generación-Carga para el norte de Anzoátegui y todo Sucre, 2005-2015.

### 7.3. Balance Generación – Carga para el sistema Oriental.

Ya estudiado en detalle los balances para las zonas cercanas a la instalación de planta Cumaná, se realizó el balance general del área Oriental para observar el impacto de la planta en los intercambios con el resto del SEN. Lo nexos del sistema Oriental con el SEN para el año 2005 se muestran en la Figura N° 16.

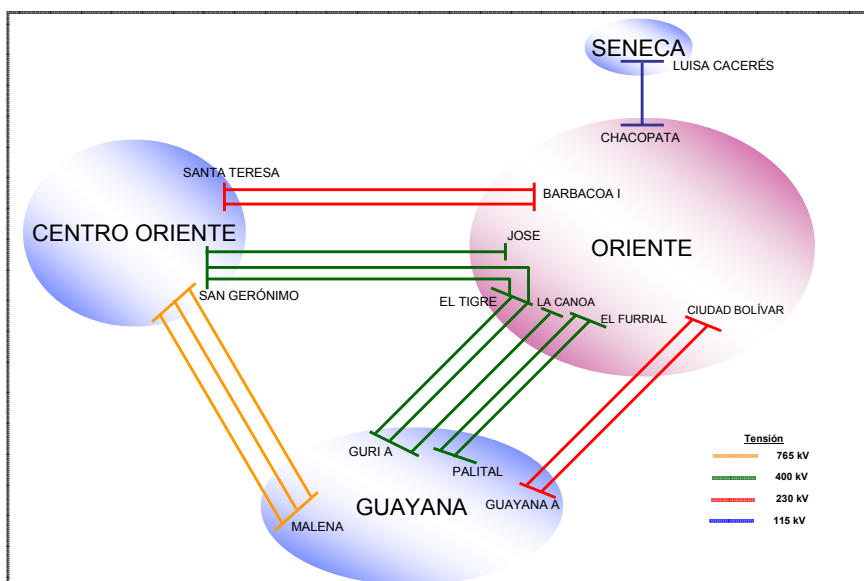


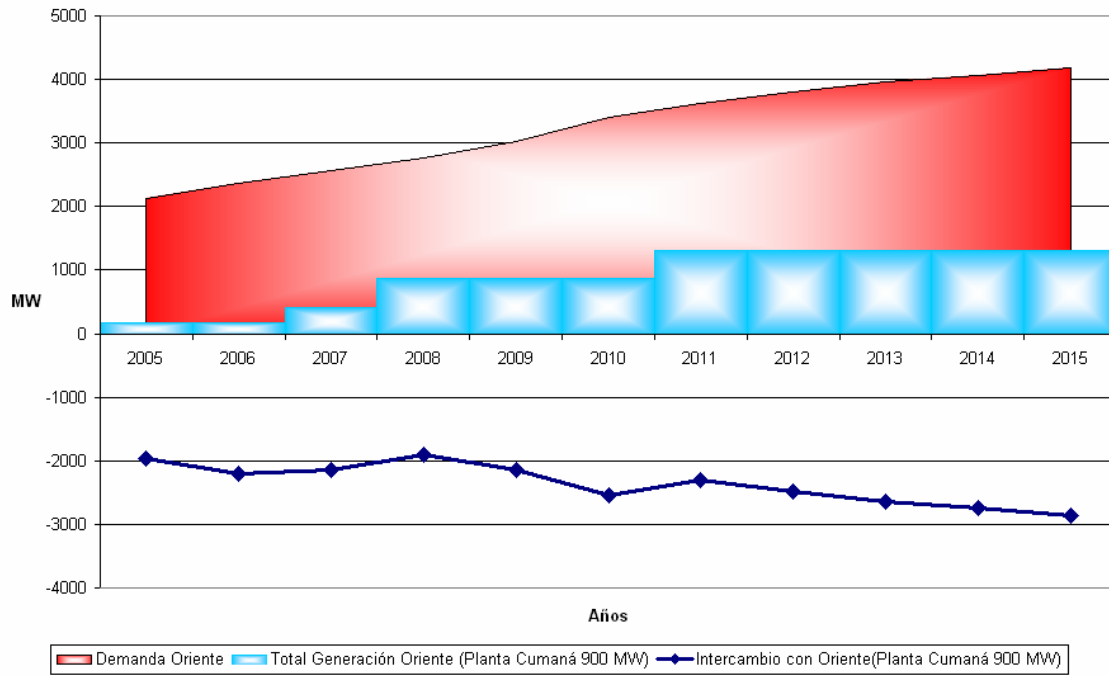
Figura N° 16. Nexos de Interconexión del SEN con el sistema Oriental, Año 2005.

Los resultados obtenidos del balance del sistema Oriental se muestran en la Tabla N° 7 y en la Gráfica N° 4. Donde se puede observar que para todo el período evaluado, el sistema Oriental importa potencia del SEN, esta condición no cambia aún con la entrada de los 900 MW en Planta Cumaná y los 300 MW de Planta Guanta.

BALANCE ORIENTE	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total Generación Oriente (Planta Cumaná 900 MW)	174	174	414	864	864	864	1314	1314	1314	1314	1314
Demanda Oriente	2129	2371	2565	2759	3015	3407	3614	3799	3956	4062	4177
Intercambio con Oriente(Planta Cumaná 900 MW)	-1955	-2197	-2151	-1895	-2151	-2543	-2300	-2485	-2642	-2748	-2863

Tabla N° 7. Balance de Generación – Carga para el Sistema Oriental.

## Balance Oriente



Gráfica N° 4. Balance de Generación – Carga para el sistema Oriental, periodo 2005-2015.

### CAPÍTULO III

#### 8. PLANTEAMIENTO DE OPCIONES DEL ESQUEMA DE CONEXIÓN DE LA PLANTA TERMOELÉCTRICA EN CUMANÁ

Para todas las opciones se considerará la planta de generación con dos ciclos combinados, cada ciclo tendrá dos unidades de gas y una de vapor. La entrada de la generación será por ciclo combinado de 450 MW, estando previsto la entrada del primer ciclo en el 2008 y el segundo ciclo para el 2011.

En la conexión de la Planta Termoeléctrica en Cumaná de CVG EDELCA se plantearon tres posibles esquemas de conexión de la planta al SEN los cuales se describen a continuación:

##### 8.1. Opción N° 1 Conexión de las unidades de generación de la planta en Cumaná al sistema a 230 kV

La opción N°1 plantea la conexión de los dos ciclos combinados de 450 MW cada uno, de la Planta Termoeléctrica a la subestación Cumaná II a 230/115 kV, que formará parte del sistema de transmisión a 230 kV Guanta II – Cumaná II - Casanay a ser construido por CADAFE, tal como se muestra en la Figura N° 17.

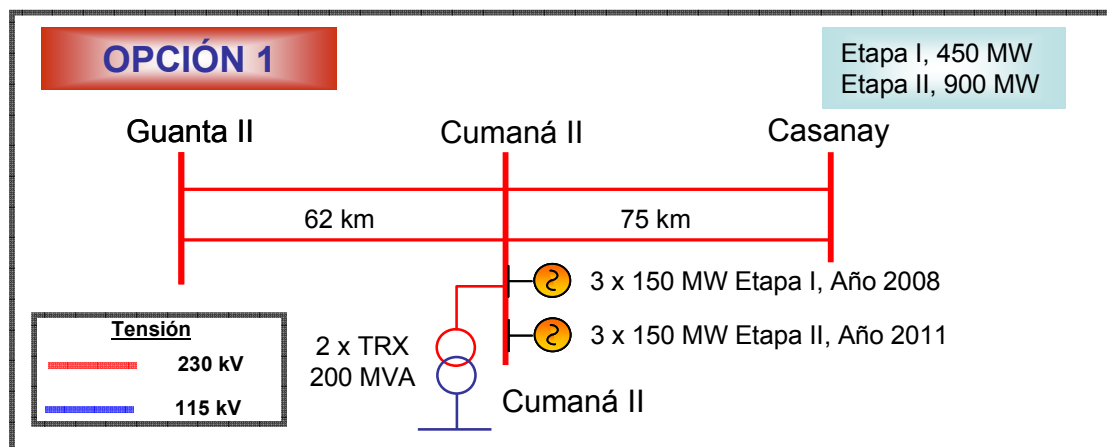


Figura N° 17. Esquema de conexión de la Opción N°1 de la planta Cumaná.

## 8.2. Opción N° 2. Conexión de la generación de la planta en Cumaná a 400 kV

La opción N°2 plantea la conexión de la planta al SEN a 400 kV mediante la S/E Jose y a 230 kV al sistema local mediante la S/E Cumaná II. El primer ciclo de 450MW a la nueva subestación Planta Cumaná a 400 kV, está estará interconectada con Cumaná II a 230 kV a través de un autotransformador 400/230 kV de 450 MVA de capacidad, además se requiere construir una nueva línea planta Cumaná – Jose a 400 KV de 2 conductores por fase, 1024,5 MCM de 80 km de longitud. En la Figura N° 18 se muestra el esquema de conexión de las dos etapas de la opción N°2.

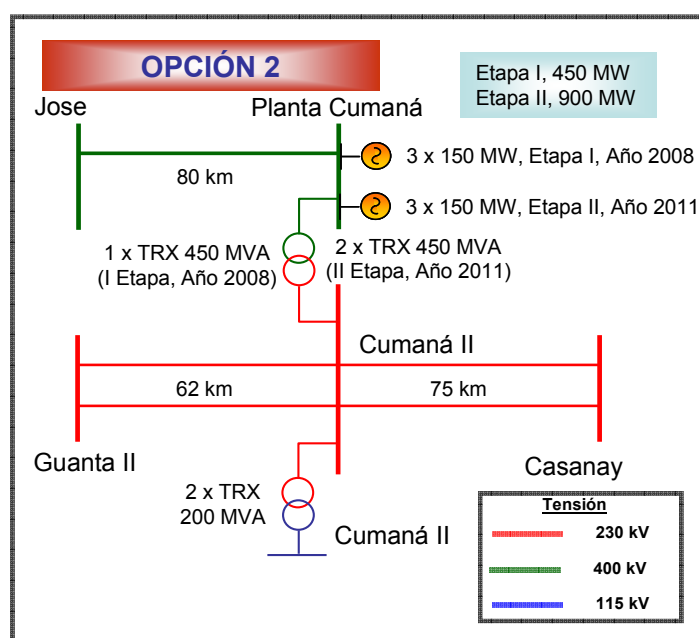


Figura N° 18. Esquema de conexión de la Opción N°2 de la planta Cumaná.

El segundo ciclo combinado de 450 MW para la opción N°2 se continuará instalando en la subestación Planta Cumaná a 400 kV, para ello se requiere la incorporación de dos autotransformadores adicionales de 400/230 kV de 450 MVA, quedando un total de tres autotransformadores en la subestación Planta Cumaná para el año 2011.

### 8.3. Opción N° 3. Conexión del primer ciclo de la planta en Cumaná a 400 kV y el segundo ciclo a 230 kV.

En la primera etapa para la opción N°3 se conectará la planta de igual forma que la primera etapa de la opción N°2. Sin embargo la variante de esta alternativa se da en la segunda etapa donde el segundo ciclo combinado será conectado en la subestación Cumaná II a 230 kV, tal como se muestra en la Figura N° 19.

En esta opción la subestación Planta Cumaná a 400 kV y la subestación Cumaná II a 230 kV prevista por CADAFE deberían estar en la misma área, dentro de los terrenos de la planta.

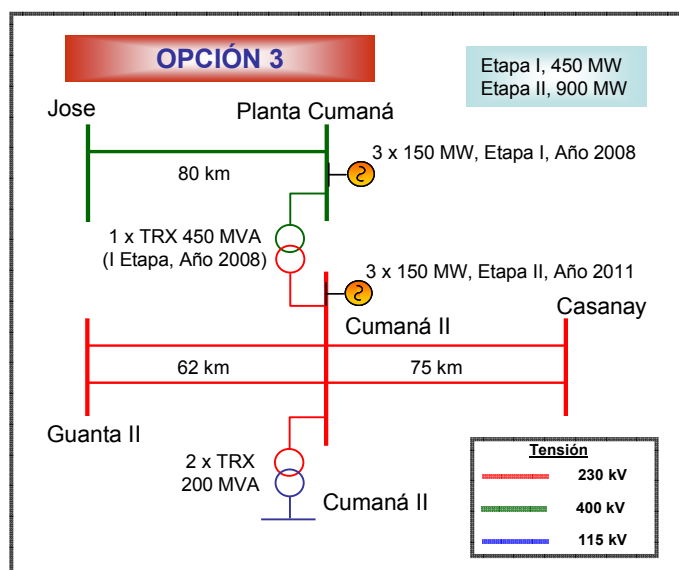


Figura N° 19. Esquema de conexión de la opción N°3 de la planta Cumaná.

## CAPÍTULO IV

### 9. ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS OPCIONES DE CONEXIÓN DE LA PLANTA TERMOELÉCTRICA EN CUMANÁ

En el análisis técnico se evaluaron tres años, el 2008 por ser el de la entrada del primer ciclo combinado, el 2011 por ser la entrada del segundo ciclo combinado y por último el 2015 definido en el presente estudio como año horizonte.

En todos los años evaluados se realizaron las simulaciones de flujo de carga, cálculo de cortocircuito y estabilidad con el programa PTI. Power System Simulator (PSS/E).

#### 9.1. Criterios Técnicos

Para los análisis técnicos se utilizaron los siguientes criterios técnicos en régimen permanente (flujo de carga y cortocircuito) y en régimen transitorio (estabilidad).

##### 9.1.1. Criterios Régimen Permanente.

###### Flujo de Carga

- En condiciones normales de operación y ante contingencia simple de algún elemento de la red, las tensiones en todas las barras deben permanecer entre 0,95 y 1,05 en p.u. de la tensión nominal.
- En condiciones normales no se permite sobrecarga de ningún elemento (líneas o transformadores) del sistema de potencia.
- En condiciones de salida simple de algún elemento de la red, no se permite la sobrecarga permanente de ningún equipo de transformación por encima de las capacidades especificadas por el fabricante y de ninguna línea por encima de su capacidad de emergencia.



### Cortocircuito

- Se consideraron fallas en barra de la subestación del tipo: trifásica y monofásica, siendo ésta última a través de una resistencia de cero ohmios.
- No se permite en ninguna condición de operación, que ante fallas en la subestación las corrientes de cortocircuito superen las capacidades de los equipos instalados.

### **9.1.2. Criterios Régimen Transitorio.**

#### Estabilidad

- En régimen dinámico la tensión post-falla instantánea deberá ser mayor ó igual a 0.8 p.u., en barras cuyo nivel de tensión es mayor o igual a 230 kV.
- La tensión post-falla no deberá ser menor ó igual 0,9 p.u. durante un intervalo de tiempo mayor a 1 seg., en barras cuyo nivel de tensión es mayor o igual a 230 kV.
- Las diferencias angulares entre generadores deben mantenerse en sincronismo.
- Se consideró como respuesta inestable del sistema, aquella que a raíz de una falla origine una de las tres condiciones anteriores.
- Se modeló la demanda con P y Q constante en régimen permanente y 60 % potencia constantes y 40 % impedancia constante para régimen dinámico.
- Se considera los siguientes tipos de falla en régimen dinámico:
  - ✓ Monofásica a tierra con  $Z_f=0$ , para 765 kV con tiempo de despeje de 75 ms.
  - ✓ Bifásica a tierra con  $Z_f=0$ , para 400 y 230 kV con tiempo de despeje de 75 y 100 ms respectivamente.

## 9.2. Análisis Técnico para la Opción N°1.

La opción N°1 contempla la conexión de las unidades de generación de la planta en Cumaná al sistema a 230 kV.

En la Tabla N° 8 se muestra el resumen del comportamiento del sistema para la conexión propuesta en la opción N° 1 para los tres años simulados.

Opción 1	Descripción	Condiciones de Operación 900 MW	Esquema
Año 2008	Conexión del primer ciclo de la Planta en Cumaná II a 230 kV.	El sistema previsto es suficiente para transmitir los 450 MW instalados en Planta Cumaná.	
Año 2011	Conexión del segundo ciclo de la Planta en Cumaná II a 230 kV.	Es necesario abrir las líneas a 115 kV Bordones - Guanta II y Cumaná II - Guanta, para evitar las sobrecargas de los nexos entre Anzoátegui y Sucre	
Año 2015		Se requiere el Tercer Transformador en Cumaná II 230/115 kV de 200 MVA debido al crecimiento natural de la demanda en la zona.	

Tabla N° 8. Resumen del esquema de conexión de la planta para la Opción N°1.

Adicionalmente a lo mostrado en la tabla anterior para la opción N°1 no se detectaron problemas de tensión ni de sobrecarga en el Sistema Oriental, debido a fallas simples en las líneas y transformadores pertenecientes a este sistema con la incorporación de la planta termoeléctrica.

### **9.2.1. Año 2008, Planta Cumaná 450 MW**

En el año 2008, se comprueba la necesidad de realizar el cambio propuesto por CADAFFE de los tres transformadores en Guanta II de 230/115 kV de 100 MVA de capacidad por tres transformadores de 200 MVA debido a la sobrecarga que se produce en estos para ambas capacidades.

### **9.2.2. Año 2011, Planta Cumaná 900 MW**

En este año debido a la falla de una de las líneas a 230 kV Guanta II – Cumaná II se sobrecargan las líneas a 115 kV Guanta II – Bordones, Bordones – Cumaná II y Guanta – Cumaná II con una derivación a Santa Fe, por lo tanto para soportar la falla sin exceder el criterio de sobrecarga se requiere la apertura de las líneas a 115 kV entre el estado Sucre y Anzoátegui tales como Guanta II – Bordones y Guanta – Cumaná II, dejando alimentadas las subestaciones Santa Fe y Bordones desde Cumaná II a 115 kV.

### **9.2.3. Año 2015, Planta Cumaná 900 MW**

Para este año se requiere en Cumaná II la entrada del tercer transformador 230/115 kV de 200 MVA, para soportar la falla simple de uno de estos transformadores sin exceder el criterio de sobrecarga.

Las simulaciones de las fallas más representativas para el año 2008, 2011 y 2015 de la opción N° 1 se pueden visualizar en el Anexo 2.A.

## **9.3. Análisis Técnico para la Opción N°2.**

En la Tabla N° 9 se resumen el comportamiento del sistema para la conexión propuesta en la opción N° 2 de los tres años simulados para la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA de 900 MW.

Opción 2	Descripción	Condiciones de Operación 900 MW	Esquema
Año 2008	Conexión del primer ciclo de la Planta en Cumaná II a 400 kV.	El sistema previsto es suficiente para transmitir los 450 MW instalados en Planta Cumaná.	
Año 2011	Conexión del segundo ciclo de la Planta en Cumaná II a 400 kV.	El sistema previsto es suficiente para transmitir los 450 MW adicionales instalados en Planta Cumaná.	
Año 2015		Se requiere el Tercer Transformador en Cumaná II 230/115 kV de 200 MVA debido a la sobrecarga ocasionada por la falla de cualquiera de estos.	

Tabla N° 9.- Resumen del esquema de conexión de la planta de la Opción N°2.

Adicionalmente a lo mostrado en la tabla anterior para la opción 2 no se detectaron problemas de tensión ni sobrecarga en el sistema Oriental, debido a fallas simples en las líneas y transformadores pertenecientes al sistema Oriental así como la incorporación de la planta termoeléctrica.

### 9.3.1. Año 2008, Planta Cumaná 450 MW

En este año en condiciones normales la potencia suministrada por la planta es mayor para el estado Sucre con 260 MW a través del transformador de Cumaná II 230/115 kV y para el estado Anzoátegui es de 190 MW a través de la línea a 400 kV Planta Cumaná – Jose.

Una de las desventajas de la presente opción es que con la salida de la línea Planta Cumaná – Jose se pierde el nexo directo de suministro con el estado Anzoátegui y por ende con la salida del transformador 400/230 kV de Cumaná II se pierde el nexo directo de suministro

con el estado Sucre, sin embargo, el sistema soporta todas las contingencias simples manteniéndose dentro de los niveles de calidad de servicio adecuados.

En el año 2008, se comprueba la necesidad de realizar el cambio propuesto por CADAPE de los tres transformadores en Guanta II de 230/115 kV de 100 MVA de capacidad por tres transformadores de 200 MVA debido a la sobrecarga que se produce en estos para ambas capacidades.

### **9.3.2. Año 2011, Planta Cumaná 900 MW**

A diferencia del esquema de conexión a 230 kV para la opción a 400 kV no se requiere la apertura de las líneas a 115 kV Guanta II – Bordones y Guanta – Cumaná II ,debido a que las mismas no se sobrecargan ante la falla de una de las líneas a 230 kV Guanta II – Cumaná II.

Una de las desventajas de la presente opción es que con la salida de la línea Planta Cumaná – Jose se pierde el nexo directo de suministro con el estado Anzoátegui, sin embargo, el sistema soporta la contingencia simple manteniéndose dentro de los niveles de calidad de servicio adecuados.

### **9.3.3. Año 2015, Planta Cumaná 900 MW**

Igual que la opción a 230 kV para este año se requiere en Cumaná II la entrada del tercer transformador 230/115 kV de 200 MVA, para soportar la falla simple de uno de estos transformadores sin exceder el criterio de sobrecarga.

Las simulaciones de las fallas más representativas para los años 2008, 2011 y 2015 de la opción N° 2 se pueden visualizar en el Anexo 2.B.

#### 9.4. Análisis Técnico para la Opción N°3.

En la Tabla N° 10 se resume el comportamiento del sistema para la conexión propuesta en la opción N° 3 de los años simulados para la Planta Termoeléctrica de 900 MW.

Opción 3	Descripción	Condiciones de Operación 900 MW	Esquema
Año 2008	Conexión del primer ciclo de la Planta en Cumaná II a 400 kV.	El sistema previsto es suficiente para transmitir los 450 MW instalados en Planta Cumaná.	
Año 2011	Conexión del segundo ciclo de la Planta en Cumaná II a 400 kV.	El sistema previsto es suficiente para transmitir los 450 MW adicionales instalados en Planta Cumaná.	
Año 2015		Se requiere el Tercer Transformador en Cumaná II 230/115 kV de 200 MVA debido a la sobrecarga ocasionada por la falla de cualquiera de estos.	

Tabla N° 10. Resumen del esquema de conexión de la planta de la Opción N°3.

Adicionalmente a lo mostrado en la tabla anterior para la opción N°3 no se detectaron problemas de tensión ni de sobrecarga en el Sistema Oriental, debido a fallas simples en las líneas y transformadores pertenecientes al sistema Oriental así como la incorporación de la planta termoeléctrica.

##### 9.4.1. Año 2008, Planta Cumaná 450 MW

Para este año el comportamiento es igual al de la opción N°2 ya que el primer ciclo combinado se instalaría a 400 kV.

#### **9.4.2. Año 2011, Planta Cumaná 900 MW**

Sólo será necesario un transformador 400/230 kV en Planta Cumaná II a diferencia de la opción N°2 que se requieren tres transformadores 400/230 kV.

#### **9.4.3. Año 2015, Planta Cumaná 900 MW**

Para este año se requiere en la S/E Cumaná II la entrada del tercer transformador 230/115 kV de 200 MVA, para soportar la falla simple de uno de estos transformadores sin exceder el criterio de sobrecarga.

El tercer transformador de la S/E Cumaná II 230/115 kV se requiere debido al crecimiento natural de la carga, en las tres opciones de conexión de la planta termoeléctrica modelada.

Las simulaciones de las fallas más representativas para los años 2008, 2011 y 2015 de la opción N° 3 se pueden visualizar en el Anexo N°2.C.

#### **9.5. Niveles de Cortocircuito**

Con la entrada de la nueva planta de generación y la nueva infraestructura de transmisión producto de la conexión de la planta al sistema se incrementan los niveles de cortocircuito principalmente en las barras cercanas a la planta termoeléctrica en la S/E Cumaná.

Los niveles de cortocircuito más severos se presentaron en el año horizonte evaluado (2015), con una potencia instalada de 900 MW en la Planta Termoeléctrica de Cumaná.

Se obtuvieron para la opción N° 1, opción N°2 y la opción N°3, los cortocircuitos monofásicos y trifásicos, donde los resultados se muestran en la Tabla N° 11, Tabla N° 12 y en la Tabla N° 13 respectivamente

#	Subestación	Tensión (kV)	Trifásico (kA)	Monofásico (kA)	Capacidad Nominal del Interruptor (KA)	% de Capacidad alcanzada del Cortocircuito más severo con respecto a la Capacidad Nominal
1	Guanta II	230	18,48	20,73	40	52
2	Cumaná II	230	19,68	24,45	40	61
3	Casanay	230	10,65	9,44	40	27
4	Guanta II	115	21,37	24,92	40	62
5	Cumaná II	115	22,08	26,24	40	66
6	Casanay	115	13,77	15,04	40	38

Tabla N° 11. Cortocircuitos Monofásicos y Trifásicos para la Opción N°1.

#	Subestación	Tensión (kV)	Trifásico (kA)	Monofásico (kA)	Capacidad Nominal del Interruptor (KA)	% de Capacidad alcanzada del Cortocircuito más severo con respecto a la Capacidad Nominal
1	Planta Cumaná II	400	10,89	13,17	31,5	42
2	Jose	400	10,66	9,38	31,5	34
3	Guanta II	230	16,37	18,86	40	47
4	Cumaná II	230	17,31	21,15	40	53
5	Casanay	230	8,99	8,13	40	22
6	Guanta II	115	20,24	24,11	40	60
7	Cumaná II	115	20,8	24,85	40	62
8	Casanay	115	12,96	14,32	40	36

Tabla N° 12. Cortocircuitos Monofásicos y Trifásicos para la Opción N°2.

#	Subestación	Tensión (kV)	Trifásico (kA)	Monofásico (kA)	Capacidad Nominal del Interruptor (KA)	% de Capacidad alcanzada del Cortocircuito más severo con respecto a la Capacidad Nominal
1	Planta Cumaná II	400	9,31	10,55	31,5	33
2	Jose	400	10,44	9,2	31,5	33
3	Guanta II	230	16,47	18,93	40	47
4	Cumaná II	230	16,91	20,07	40	50
5	Casanay	230	8,95	8,95	40	22
6	Guanta II	115	20,31	20,31	40	51
7	Cumaná II	115	20,59	20,59	40	51
8	Casanay	115	12,92	12,92	40	32

Tabla N° 13. Cortocircuitos Monofásicos y Trifásicos para la Opción N°3.

Como se observa en las tablas anteriores con la instalación de la planta termoeléctrica de Cumaná de 900 MW los niveles de cortocircuito no exceden ninguna de las capacidades de



los interruptores de las subestaciones aledañas a la planta, las cuales según información suministrada por CADAFE es de 40 kA.

Los niveles de cortocircuito para las subestaciones aledañas a la planta no exceden del 75 % de la capacidad de los equipos de interrupción allí instalados, por tanto como mínimo tendrán un 25 % de capacidad adicional, disponible para cubrir el incremento de los niveles de cortocircuito, como consecuencia de la entrada de nuevos proyectos o plantas a instalarse en la zona.

#### **9.6. Análisis de Estabilidad Transitoria en la conexión de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA de 900 MW en Cumaná**

En los análisis de estabilidad transitoria se realizaron fallas mediante la simulación de cortocircuitos monofásicos para las barras a 765 kV y bifásico a tierra para las barras a 400 y 230 kV.

Los análisis en régimen dinámico para las distintas opciones de conexión de la Planta Termoeléctrica, se realizaron bajo la siguiente metodología:

1. Se simula la falla en la barra deseada, donde el tipo de falla dependerá del nivel de tensión de la barra.
2. El tiempo de despeje de la falla dependerá del nivel de tensión de la barra, siendo 4,5 ciclos (75 mseg) para las barras a 765kV y 400 kV y 6 ciclos para las barras a 230 kV.
3. El despeje de la falla se simula mediante la salida de una de las líneas que llegan a la barra, donde se aplico el cortocircuito. Además, de eliminar el cortocircuito simultáneamente con el despeje de dicha línea.
4. Y por último se evalúan las condiciones del sistema después de haber despejado la falla mediante los criterios de estabilidad ya expuestos anteriormente.

El resumen de las fallas realizadas para las distintas opciones de conexión de la Planta Termoeléctrica pueden observarse en la Tabla N° 14, la cual contiene, además, de la barra donde se simuló la falla, el tiempo de despeje evaluado, el tipo de falla, y el despeje de la línea a través de la cual se simula la corrección de la falla.

Opciones	Fallas	Barra	Tiempo de Despeje (mseg)	Tiempo de Despeje (ciclos)	Despeje de las Líneas	Cumple los Criterios de Estabilidad
<b>Opción 1</b>	<b>Bifásica a Tierra</b>	Cumaná II a 230 kV	100	6	Cumaná II - Casanay L1 a 230 kV	SI
		Cumaná II a 230 kV	100	6	Cumaná II - Guanta II L1 a 230 kV	SI
		Guanta II a 230 kV	100	6	Cumaná II - Guanta II L1 a 230 kV	SI
		Casanay a 230 kV	100	6	Cumaná II - Casanay L1 a 230 kV	SI
		Palital a 400 kV	75	4,5	Palital - El Furrial L1 a 400 kV	SI
<b>Opción 2</b>	<b>Bifásica a Tierra</b>	Palital a 400 kV	75	4,5	Palital - El Furrial L1 a 400 kV	SI
		Planta Cumaná II a 400 kV	75	4,5	Planta Cumaná II - Jose a 400 kV	SI
		Cumaná II a 230 kV	100	6	Cumaná II - Guanta II L1 a 230 kV	SI
		Cumaná II a 230 kV	100	6	Cumaná II - Casanay L1 a 230 kV	SI
<b>Opción 3</b>	<b>Bifásica a Tierra</b>	Planta Cumaná II a 400 kV	75	4,5	Planta Cumaná II - Jose a 400 kV	SI
		Cumaná II a 230 kV	100	6	Cumaná II - Guanta II L1 a 230 kV	SI
		Cumaná II a 230 kV	100	6	Cumaná II - Casanay L1 a 230 kV	SI
		Palital a 400 kV	75	4,5	Palital - El Furrial L1 a 400 kV	SI

Tabla N° 14. Resultados de los Análisis de Estabilidad para las Distintas Opciones de Conexión de la Planta Termoeléctrica.

Con base a los resultados de la tabla anterior se puede concluir, que para condiciones de contingencia simple y con las fallas y tiempos de despeje establecido en los criterios de régimen transitorio, no se consiguió ningún problema de estabilidad para ninguna de las opciones evaluadas.

En el Anexo N°3.A, Anexo N°3.B y Anexo N°3.C se muestra las salidas del programa de simulación para las fallas más relevantes de los análisis de estabilidad para la opción N°1, opción N°2 y opción N°3, respectivamente.

## **CAPÍTULO V**

### **10. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE LAS OPCIONES EVALUADAS**

Con la finalidad de comparar las opciones evaluadas para la conexión de la Planta Termoeléctrica, en el presente capítulo se realizaron los análisis de confiabilidad, para cada una de estas, tomando como indicador de comparación la energía no servida (ENS).

Las opciones planteadas no presentan diferencias en el tipo de generación, ya que todas establecen la conexión de ciclos combinados de 450 MW, es decir, no existen variaciones en los índices de confiabilidad que se obtienen de las unidades generadoras evaluadas en cada una de las opciones. Por consiguiente, no se tomarán en cuenta las fallas de generación para los análisis de confiabilidad, evaluando así solamente el sistema de transmisión utilizado para la conexión de la Planta Termoeléctrica.

La metodología utilizada es la de enumeración de estados para cada una de las opciones, donde, se determinaron todos los estados en los cuales no es posible entregar toda ó parte de la demanda de la planta al sistema, debido a las salidas forzadas de los elementos de transmisión asociados a los esquemas evaluados.

#### **10.1. Esquemas Modelados para las tres opciones de conexión de la Planta Termoeléctrica.**

Se tomaron las barras de conexión de las unidades generadoras como el nodo fuente y para el nodo de llegada se tomó el SEN, se asume que todos los elementos conectados entre el nodo fuente y el nodo de llegada son independientes.

En el análisis se busca determinar, además de la ENS para cada opción, los diferentes estados que plantean limitaciones en la entrega de potencia desde la planta hacia el SEN, considerando la indisponibilidad de sus nexos de conexión.

En la Figura N° 20 se visualiza la forma en que fueron modelados los distintos esquemas de conexión de la Planta Termoelectrica con el SEN evaluados.

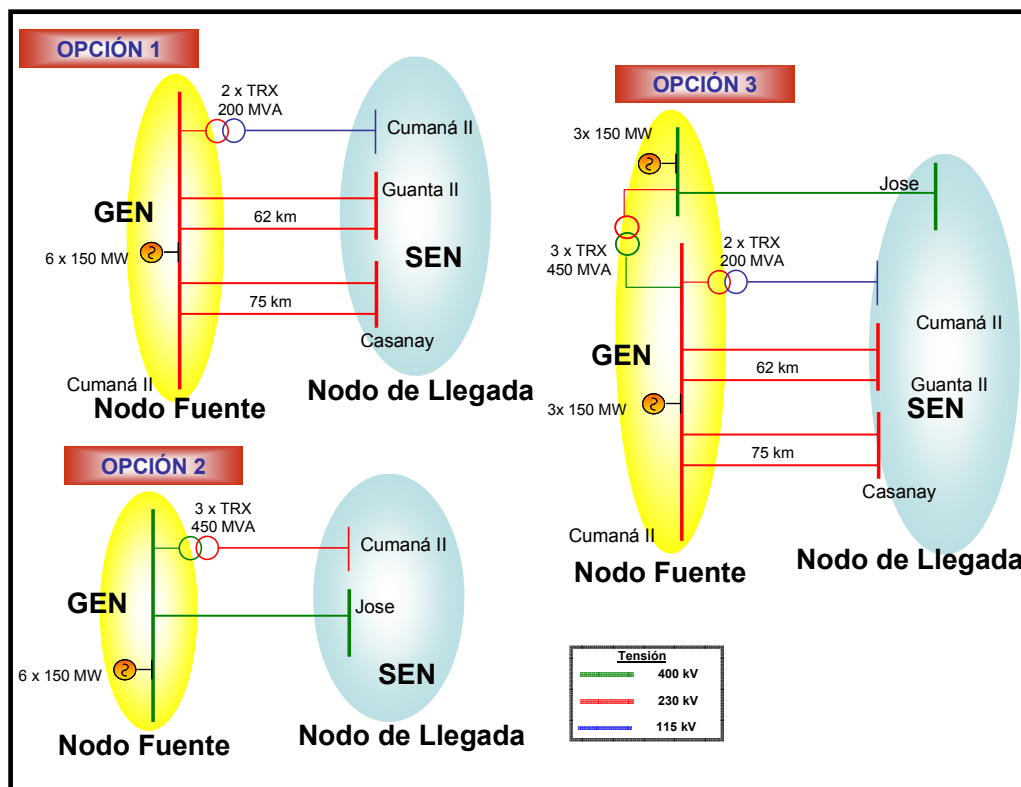


Figura N° 20. Modelación de los esquemas de conexión de la Planta Termoelectrica para el análisis de Confiabilidad.

## 10.2. Índices de Confiabilidad Utilizados

Para la modelación de los elementos se utilizaran los siguientes indicadores de confiabilidad [7]:

$\lambda$  = Tasa de Falla (fallas/año)

r = Tiempo medio de reparación (horas)

U = Indisponibilidad (adimensional)

A = Disponibilidad (adimensional)

ENS = Energía No Servida (MWh/año)

Considerando que las líneas y los transformadores de los esquemas a evaluar son equipos nuevos y en consecuencia no se posee estadísticas de fallas de los mismos, se utilizó para las líneas el índice de falla por km de línea de acuerdo a la tensión evaluada, y el promedio histórico de la tasa de falla y tiempo medio de reparación para los transformadores.

Los datos bases fueron tomados de las estadísticas de CVG EDELCA [8] para un periodo evaluado de diez años para obtener el número de salidas por km de línea (NKS) y el tiempo medio de reparación (r) para las líneas, además del promedio de fallas por año y tiempo medio de reparación (r) para los transformadores. La Tabla N° 15 muestra los NKS y el r utilizados para los distintos niveles de tensión de las líneas evaluadas.

Índices	Líneas a 400 kV	Líneas a 230 kV
NSK (falla/Km)	0,0971	0,1051
r (horas)	2,5015	3,1859

Tabla N° 15. NSK y Tiempo Medio de Reparación (r) de las Líneas Evaluadas.

Para cada elemento modelado se definió su capacidad térmica en unidades de MW con la finalidad de definir la capacidad de cada estado. La distancia de las líneas es necesaria para obtener el índice de fallas por kilómetro de línea.

En la Tabla N° 16 se muestran los índices de confiabilidad de las líneas presentes en los esquemas de conexión de la planta termoeléctrica.

Líneas	$\lambda$ (Fallas/año)	r(horas)	Distancia (Km)	Capacidad (MW)
Planta Cumaná II - Jose a 400 kV	7,77	2,50	80	1225
Cumaná II - Guanta II L1 a 230 kV	6,52	3,19	62	350
Cumaná II - Guanta II L2 a 230 kV	6,52	3,19	62	350
Cumaná II - Casanay L1 a 230 kV	7,89	3,19	75	350
Cumaná II - Casanay L2 a 230 kV	7,89	3,19	75	350

Tabla N° 16. Índices de Confiabilidad de las líneas de transmisión de la Planta Termoeléctrica

A continuación se muestra la Tabla N° 17, que contiene los índices de confiabilidad de los transformadores presentes en los esquemas de conexión de la Planta Termoeléctrica.

Transformadores	$\lambda$ (Fallas/año)	r(horas)	Capacidad (MW)
Cumaná 400/230 kV	2,65	17,38	450
Cumaná 230/115 kV	1,13	2,93	200

Tabla N° 17. Índices de confiabilidad de los transformadores conectados a la Planta Termoeléctrica

### 10.3. Metodología Utilizada para Obtener los Indicadores de Confiabilidad

La metodología de enumeración de estados fue la utilizada para realizar los análisis de confiabilidad y así obtener los indicadores de confiabilidad.

Esta metodología se basa en la definición de los posibles estados de indisponibilidad, tomando en cuenta la capacidad de los elementos, es decir cada estado posee una capacidad de acuerdo a los elementos que estén dentro o fuera del sistema y por ende una respectiva probabilidad de que este estado se cumpla. En donde todos aquellos estados que no tengan la capacidad necesaria para suministrar la demanda de una barra, serán llamados estados de indisponibilidad y aquellos estados que sean capaces de suplir toda la demanda, serán definidos como estados de disponibilidad.

Por consiguiente, se obtiene una tabla de estado en cada una de las opciones evaluadas de conexión de la Planta Termoeléctrica, las mismas recogen todos los estados de capacidad de suministro posible para los nexos de interconexión de la generación con el SEN.

Se sumara la energía no servida (ENS) de cada estado donde el sistema no es capaz de entregar toda la potencia de la planta (900 MW), es decir los estados de indisponibilidad, los análisis fueron realizados para el año 2011 en el cual se poseen los dos ciclos combinados.

Para la obtención de la energía no servida se asume un factor de carga igual a 1 y la energía no servida se calculará con la siguiente formula:

$$ENS = PEP * PNES * T * FC \quad \text{Ec. [1]}$$

Donde:

ENS = Energía no servida (MWH/año).

PEP = Probabilidad de los estados de pérdida (adimensional).

PNES =Potencia no entregada al SEN (MW).

T = Periodo de 8760 horas/año (adimensional).

FC = Factor de Carga (adimensional).

#### **10.4. Análisis de los Resultados de Confiabilidad para cada una de las Opciones.**

##### **10.4.1. Opción N°1 Conexión de la Planta Termoeléctrica a 230 kV**

Como se observa en la Figura N°20 para la opción N°1 de conexión de la Planta Termoeléctrica existen cinco elementos de conexión entre el nodo fuente (Cumaná II) y el nodo de llegada (SEN), con 1 transformador de 230/115 kV y cuatro líneas a 230 kV. El número de estados que se generan para este caso es de  $2^6$  lo que significa 64 posibles estados, sin embargo la metodología establece que las probabilidades de los estados de igual capacidad pueden agruparse sumando sus probabilidades con la finalidad de simplificar los estados.

La tabla de estados resultante para el esquema de conexión de la Planta Termoeléctrica de la opción N°1, con la agrupación de los estados de igual capacidad se muestra en la Tabla N° 18.

# DEL ESTADO	PROBABILIDAD DEL ESTADO	CAPACIDAD DEL ESTADO (MW)	POTENCIA NO ENTREGADA AL SEN (MW)	ENS (MWH/AÑO)
1	6,64782259E-18	0	900	5,24E-11
2	3,51644058E-14	200	700	2,16E-07
3	1,02007376E-14	350	550	4,91E-08
4	4,65015206E-11	400	500	2,04E-04
5	5,39579496E-11	550	350	1,65E-04
6	5,85191034E-12	700	200	1,03E-05
7	7,13541618E-08	750	150	9,38E-02
8	3,09543384E-08	900	0	0
9	1,48748245E-09	1.050	0	0
10	4,09341142E-05	1.100	0	0
11	7,86820583E-06	1.250	0	0
12	1,41357863E-07	1.400	0	0
13	1,04049401E-02	1.450	0	0
14	7,47728325E-04	1.600	0	0
15	9,88798284E-01	1.800	0	0

Tabla N° 18. Estados de capacidad previstos para la opción N°1

Como se puede observar en la tabla anterior existen 7 estados en los cuales el sistema no es capaz de entregar toda la potencia de la planta al sistema, el estado 1 plantea la desconexión total de los nexos de la Planta Termoeléctrica con el SEN, perdiendo los 900 MW, sin embargo la probabilidad de que todos los nexos fallen es muy baja (6,64782259E-18) por lo que la energía no servida es despreciable (5,24E-11 MWh/año), para el estado dos se tiene una capacidad disponible de 200 MW lo que indica disponibilidad de un solo transformador de Cumana 230/115 kV, el estado 3 plantea una línea de 230 kV disponible lo que refleja una capacidad de 350 MW disponible y 550 MW de potencia que no podrá ser suministrada al sistema, y así sucesivamente para todos los estrados mostrados.

En total la energía no servida para la primera opción se estima sea de 0,0942 MWh/año, lo que viene a ser un valor muy bajo con respecto a la energía generada por la planta a potencia máxima (7.884.000 MWh/año).



#### 10.4.2. Opción N°2 Conexión de la Planta Termoeléctrica a 400 kV

Para la opción N°2 de conexión de la Planta Termoeléctrica como se observa en la Figura N°20 existen cuatro elementos de conexión entre el nodo fuente (Cumaná II) y el nodo de llegada (SEN), con 3 transformadores de 400/230 kV y una línea a 400 kV. El número de estados que se generan para este caso es de  $2^4$  lo que significa 16 posibles estados, sin embargo agrupando los estados de igual capacidad los estados resultantes son 8.

La tabla de estados resultante para el esquema de conexión de la Planta Termoeléctrica de la opción N°2, con la agrupación de los estados de igual capacidad se muestra en la Tabla N° 19.

# DEL ESTADO	PROBABILIDAD DEL ESTADO	CAPACIDAD DEL ESTADO (MW)	POTENCIA NO ENTREGADA AL SEN (MW)	ENS (MWH/AÑO)
1	3,22278654E-10	0	900	2,54E-03
2	1,82924495E-07	450	450	7,21E-01
3	3,46091500E-05	900	0	0
4	1,45014195E-07	1.225	0	0
5	2,18267336E-03	1.350	0	0
6	8,23096662E-05	1.675	0	0
7	1,55729149E-02	2.125	0	0
8	9,82127165E-01	2.575	0	0

Tabla N° 19. Estados de Capacidad previstos para la Opción N°2.

Como se pudo observar en la tabla anterior existen 2 estados en los cuales el sistema no es capaz de entregar toda la potencia de la planta al sistema, el estado N°1 plantea la desconexión total de los nexos de la Planta Termoeléctrica con el SEN, perdiendo los 900 MW, sin embargo la probabilidad de que todos los nexos fallen es muy baja (3,22278654E-10) por lo que la energía no servida es despreciable (2,54E-03 MWh/año), para el estado dos se tiene una capacidad disponible de 450 MW lo que indica disponibilidad de un solo transformador de Cumaná 400/230 kV y 450 MW de potencia que no podrá ser suministrada al sistema, estimándose una energía no servida para el estado dos de (7,21E-01 MWh/año).

En total la energía no servida para la segunda opción se estima sea de 0,724 MWh/ año, siendo esta mayor que la obtenida para el esquema de la opción N°1.

#### **10.4.3. Opción 3 Conexión de la Planta Termoeléctrica a 400 kV y 230 kV**

Como se observa en la Figura N°20 para la opción N°3 de conexión de la Planta Termoeléctrica existen siete elementos de conexión entre el nodo fuente (Cumaná II) y el nodo de llegada (SEN), con 2 transformadores de 230/115 kV, una línea a 400 kV y cuatro líneas a 230 kV. El número de estados que se generan para este caso es de  $2^7$  lo que significa 128 posibles estados, sin embargo la metodología establece que las probabilidades de los estados de igual capacidad pueden agruparse, resultando en total 30 estados.

La tabla de estados resultante para el esquema de conexión de la Planta Termoeléctrica de la opción N°3, con la agrupación de los estados de igual capacidad se muestra en la Tabla N° 20.

# DEL ESTADO	PROBABILIDAD DEL ESTADO	CAPACIDAD DEL ESTADO (MW)	POTENCIA NO ENTREGADA AL SEN (MW)	ENS (MWH/AÑO)
1	1,47413189E-21	0	900	1,16E-14
2	4,28999933E-17	200	700	2,63E-10
3	2,26197862E-18	350	550	1,0898E-11
4	1,03150619E-13	400	500	4,518E-07
5	6,58278057E-14	550	350	2,0183E-07
6	1,29764108E-15	700	200	2,2735E-09
7	1,58279253E-10	750	150	0,00020798
8	3,77637807E-11	900	0	0
9	3,29844139E-13	1.050	0	0
10	9,08008845E-08	1.100	0	0
11	6,63308127E-19	1.225	0	0
12	9,59908093E-09	1.250	0	0
13	3,13456220E-11	1.400	0	0
14	1,93035062E-14	1.425	0	0
15	2,30804497E-05	1.450	0	0
16	1,01781178E-15	1.575	0	0
17	9,12216186E-07	1.600	0	0
18	4,64141940E-11	1.625	0	0
19	2,96202251E-11	1.775	0	0
20	2,19337246E-03	1.800	0	0
21	5,83893393E-13	1.925	0	0
22	7,12201636E-08	1.975	0	0
23	1,69923890E-08	2.125	0	0
24	1,48418401E-10	2.275	0	0
25	4,08572428E-05	2.325	0	0
26	4,31925286E-06	2.475	0	0
27	1,41044407E-08	2.625	0	0
28	1,03854003E-02	2.675	0	0
29	4,10465585E-04	2.825	0	0
30	9,86941389E-01	3.025	0	0

Tabla N° 20. Estados de Capacidad previstos para la Opción N°3

Como se pudo observar en la tabla anterior existen 7 estados en los cuales el sistema no es capaz de entregar toda la potencia de la planta al sistema, el estado N°1 plantea la desconexión total de los nexos de la Planta Termoeléctrica con el SEN, perdiendo los 900 MW, sin embargo la probabilidad de que todos los nexos fallen es muy baja (1,47413189E-21) por lo que la energía no servida es despreciable (1,16E-14 MWh/año), para el estado N°2 se tiene una capacidad disponible de 200 MW lo que indica disponibilidad de un solo transformador de Cumaná II 230/115 kV, el estado N°3 plantea una línea de 230 kV

disponible lo que refleja una capacidad de 350 MW disponible y 550 MW de potencia que no podrá ser suministrada al sistema y así sucesivamente para todos los estados obtenidos en el sistema.

En total la energía no servida para la tercera opción se estima sea de 0,000208 MWh/ año, siendo esta la opción con menos energía no servida debida a la pérdida de los nexos de conexión de la planta y el sistema.

### 10.5. Análisis de comparación de las Opciones por energía no servida (ENS).

Es importante resaltar que la energía no servida para cada una de las opciones evaluadas es útil para definir cuantitativamente cual opción es la más confiable desde el punto de vista probabilístico.

En la Tabla N° 21 se muestra un resumen de los resultados de ENS para cada una de las opciones evaluadas, además de la comparación porcentual de la ENS con la energía generada por la planta durante un año, suponiendo un factor de carga igual a 1.

Opciones	ENS (MWH/AÑO)	Energía generada por la Planta Termoeléctrica de 900 MW (MWH/AÑO)	Porcentaje de Energía No Servida con respecto a la Generada
OPCION 1	0,094139	7.884.000	0,000001194%
OPCION 2	0,723629	7.884.000	0,000009178%
OPCION 3	0,000209	7.884.000	0,000000003%

Tabla N° 21. ENS de las Opciones Evaluadas para la Planta Termoeléctrica de 900 MW.

Con base en la tabla anterior desde la óptica probabilística se pueden jerarquizar las opciones de conexión de la Planta Termoeléctrica, definiendo así la opción N°3 como la mejor por poseer la menor ENS, en segundo lugar la opción N°1 a 230kV y por último la opción N°2 con la mayor ENS.

Sin embargo, los valores de energía no servida obtenida para cada una de las opciones evaluadas, de los nexos de interconexión de la planta con el SEN son despreciables, por lo que no representa una variable sólida de evaluación en la toma de decisión de la mejor opción.

## CAPÍTULO VI

### 11. ANÁLISIS ECONÓMICO.

Los costos para cada uno de los esquemas de conexión de la Planta Termoeléctrica de 900 MW se evalúan en el presente capítulo.

En todos los casos la futura subestación Cumaná II a 230 kV será propiedad de CADAFE. Para el esquema de conexión a 230 kV se estudiaron tres opciones, con las variantes del tipo de subestación para conectar la Planta Termoeléctrica de 900 MW y el lugar de construcción de la subestación ya sea en terrenos de CVG EDELCA ó CADAFE. Las tres opciones propuestas se enumeran a continuación.

- Opción N°1A.- Subestación Cumaná II a 230 kV Interruptor y Medio en terrenos de CVG EDELCA.
- Opción N°1B.- Subestación Cumaná II a 230 kV Interruptor y Medio en terrenos de CADAFE
- Opción N°1C Subestación Planta Termoeléctrica a 230 kV Interruptor y Medio en terrenos de CVG EDELCA y la subestación Cumaná II a 230 kV del tipo Interruptor y Medio en terrenos de CADAFE.

#### **11.1. Opción N°1A.- Subestación Cumaná II a 230 kV Interruptor y Medio en terrenos de CVG EDELCA**

La Opción N°1A plantea la conexión de la Planta Termoeléctrica de 900 MW a la subestación Cumaná II, que sería construida en los terrenos de CVG EDELCA dispuestos para la Planta Termoeléctrica.

El diagrama unifilar que muestra la conexión de los ciclos combinados de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA a la subestación Cumaná II se muestra en la Figura N° 21.

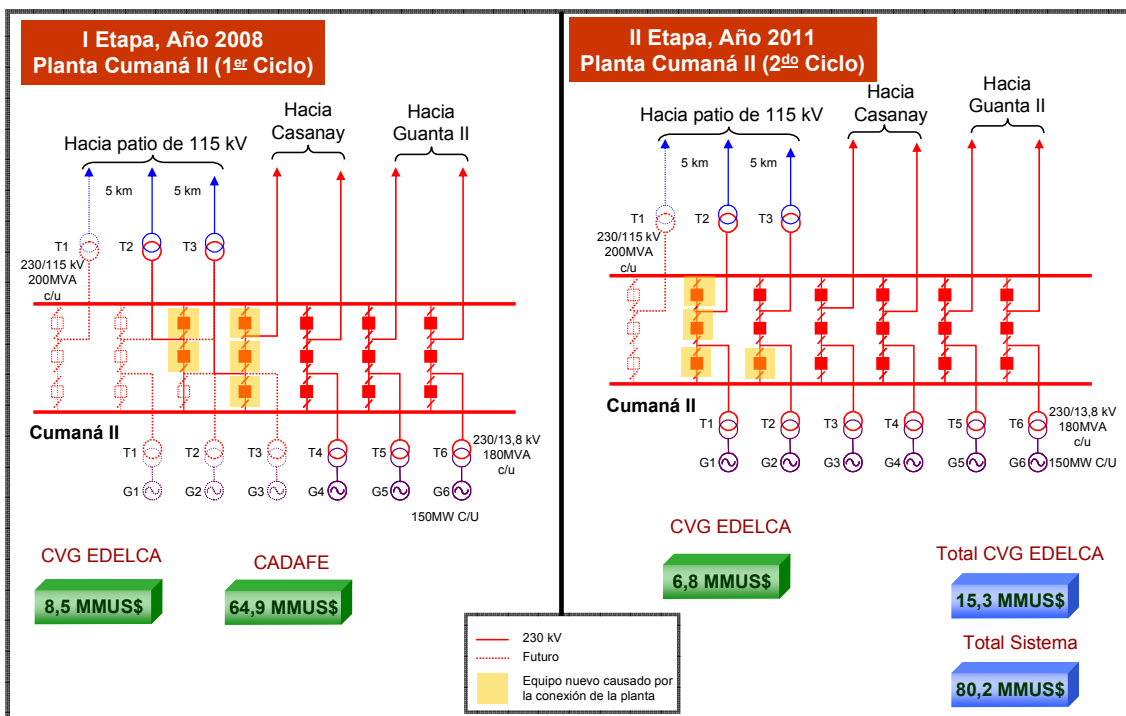


Figura N° 21. Esquema de conexión de la Planta Termoeléctrica Opción N°1A, I y II Etapa.

Los costos de conexión asociados a la primera etapa de las obras adicionales atribuibles a CVG EDELCA toman en cuenta la construcción de cinco celdas a 230 kV para la conexión de las dos unidades de gas y la de vapor a la subestación Cumaná II, se muestran en la Tabla N° 22.

Subestación o Línea	Conexión de la Planta a 230 kV	Costos Totales MMUS\$
Cumaná II	5 Celdas a 230 kV	8,50
	<b>Total Subestación</b>	<b>8,50</b>
	<b>Total Inversión</b>	<b>8,50</b>

Tabla N° 22. Costos de conexión de la Opción N°1A, I Etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA.

Los costos de las obras previstas por CADAFE en su sistema a 230 kV Guanta II – Cumaná II – Casanay, independientes de la conexión de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA, se visualizan en la Tabla N° 23.

Subestación o Línea	Conexión de la Planta a 230 kV	Costos Totales MMUS\$
Cumaná II	9 Celdas a 230 kV	15,30
	2 Celdas a 115 kV	1,89
	2 Transformadores Trifásicos de 200 MVA de Capacidad	3,45
Guanta II	2 Celdas a 230 kV	3,40
Casanay	2 Celdas a 230 kV	3,40
<b>Total Subestación</b>		<b>27,44</b>
Líneas a 230 kV	Doble circuito Guanta II - Cumana, 1 x 1024,5 MCM (62 km)	15,81
	Doble circuito Cumana - Casanay, 1 x 1024,5 MCM (75 km)	19,13
Líneas a 115 kV	Doble circuito Cumaná II Planta - Cumaná II, 2 x 500 MCM (5 km)	2,50
<b>Total Líneas</b>		<b>37,45</b>
<b>Total Inversión</b>		<b>64,89</b>

Tabla N° 23. Costos de las obras de transmisión previstas por CADAPE.

Los costos asociados a la conexión de la segunda etapa de la Planta Termoeléctrica atribuibles a CVG EDELCA se visualizan en la Tabla N° 24.

Subestación o Línea	Conexión de la Planta a 230 kV	Costos Totales MMUS\$
Cumaná II	4 Celdas a 230 kV	6,80
<b>Total Subestación</b>		<b>6,80</b>
<b>Total Inversión</b>		<b>6,80</b>

Tabla N° 24. Costos de conexión de la segunda etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA.

### 11.2. Opción N°1B.- Subestación Cumaná II a 230 kV Interruptor y Medio en terrenos de CADAPE

La Opción N°1B plantea la conexión de la Planta Termoeléctrica de 900 MW a la subestación de Cumaná II, en el terreno propiedad de CADAPE.

El diagrama unifilar que muestra la conexión de los ciclos combinados de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA a la subestación Cumaná II se muestra en la Figura N° 22.



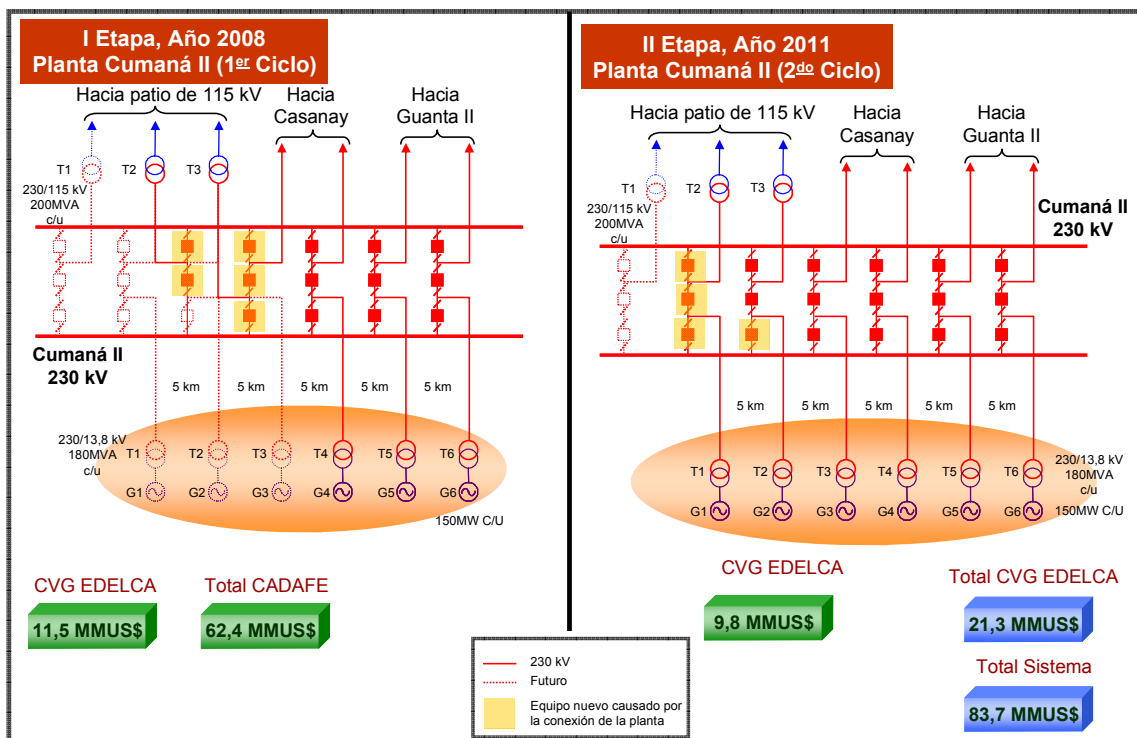


Figura N° 22. Esquema de conexión de la Planta Termoeléctrica Opción 1B, I y II Etapa.

Los costos de conexión asociados a la primera etapa de CVG EDELCA toman en cuenta la construcción de cinco celdas a 230 kV, las cuales incluyen la conexión de las dos unidades de gas y la de vapor a la subestación Cumaná II, además de tres líneas simple circuito desde la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA a la subestación a Cumaná II a 230 kV, estos costos se muestran en la Tabla N° 25.

Subestación o Línea	Conexión de la Planta a 230 kV	Costos Totales MMUS\$
Cumaná II	5 Celdas a 230 kV	8,50
	<b>Total Subestación</b>	<b>8,50</b>
Líneas a 230 kV	3 Líneas simple circuito Planta Térmica - Cumaná II, 1 x 1024,5 MCM (5 km)	3,00
	<b>Total Líneas</b>	<b>3,00</b>
	<b>Total Inversión</b>	<b>11,50</b>

Tabla N° 25. Costos de conexión de la Opción N°1B, I Etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA.

Los costos de las obras previstas por CADAPE asociadas a su sistema a 230 kV Guanta II – Cumaná II – Casanay, son independientes de la conexión de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA, estos costos se visualizan en la Tabla N° 26.

<b>Subestación o Línea</b>	<b>Conexión de la Planta a 230 kV</b>	<b>Costos Totales MMUS\$</b>
Cumaná II	9 Celdas a 230 kV	15,30
	2 Celdas a 115 kV	1,89
	2 Transformadores Trifásicos de 200 MVA de Capacidad	3,45
Guanta II	2 Celdas a 230 kV	3,40
Casanay	2 Celdas a 230 kV	3,40
<b>Total Subestación</b>		<b>27,44</b>
Líneas a 230 kV	Doble circuito Guanta II - Cumana, 1 x 1024,5 MCM (62 km)	15,81
	Doble circuito Cumana - Casanay, 1 x 1024,5 MCM (75 km)	19,13
<b>Total Líneas</b>		<b>34,95</b>
<b>Total Inversión</b>		<b>62,39</b>

Tabla N° 26. Costos de las obras de transmisión previstas por CADAPE.

Los costos asociados a la conexión de la segunda etapa de la Planta Termoeléctrica atribuibles a CVG EDELCA se visualizan en la Tabla N° 27.

<b>Subestación o Línea</b>	<b>Conexión de la Planta a 230 kV</b>	<b>Costos Totales MMUS\$</b>
Cumaná II	4 Celdas a 230 kV	6,80
<b>Total Subestación</b>		<b>6,80</b>
Líneas a 230 kV	3 Líneas simple circuito Cumaná II Planta - Cumaná II, 1 x 1024,5 MCM (5 km)	3,00
<b>Total Líneas</b>		<b>3,00</b>
<b>Total Inversión</b>		<b>9,80</b>

Tabla N° 27. Costos de conexión de la segunda etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA.

### 11.3. Opción N°1C Subestación Planta Cumaná a 230 kV Interruptor y Medio de CVG EDELCA y la subestación Cumaná II a 230 kV del tipo Interruptor y Medio en terrenos de CADAFE.

La Opción N°1C plantea la construcción de un patio a 230 kV del tipo interruptor y medio propiedad de CVG EDELCA para la conexión de la Planta Termoeléctrica de 900 MW, la subestación Cumaná II estará ubicada en los terrenos de CVG EDELCA.

El diagrama unifilar que muestra la conexión de los ciclos combinados de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA y la interconexión de esta última con la subestación Cumaná II a 230 kV se visualizan en la Figura N° 23.

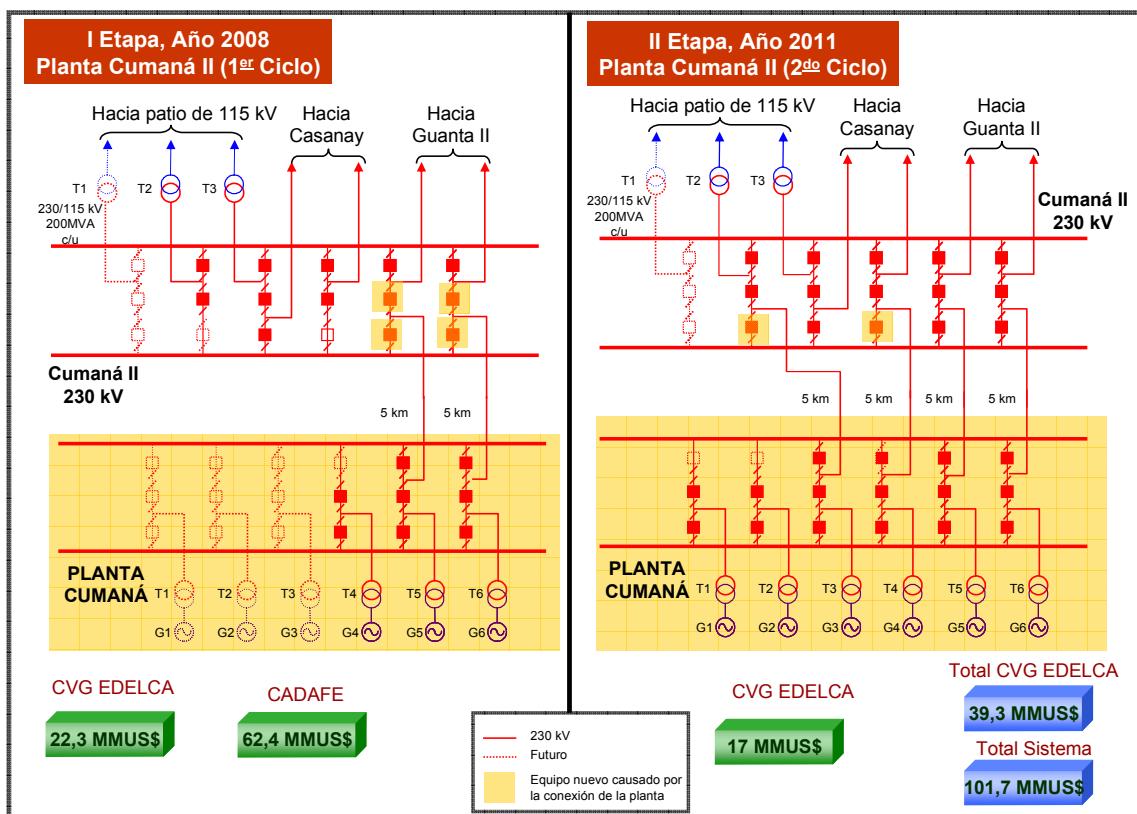


Figura N° 23. Esquema de conexión de la Planta Termoeléctrica Opción N°1C, I y II Etapa.

Los costos de conexión asociados a la primera etapa de CVG EDELCA toman en cuenta la construcción del nuevo patio a 230 kV denominado Planta Cumaná, el cual constará de ocho celdas a 230 kV los cuales incluyen la conexión de las dos unidades de gas, una de vapor y dos salidas de línea hacia la subestación Cumaná II, estos costos se muestran en la Tabla N° 28.

Subestación o Línea	Conexión de la Planta a 230 kV	Costos Totales MMUS\$
Planta Cumaná II	8 Celdas a 230 kV	13,60
Cumaná II	4 Celdas a 230 kV	6,80
	<b>Total Subestación</b>	<b>20,40</b>
Líneas a 230 kV	2 Líneas simple circuito Cumaná II Planta - Cumaná II, 1 x 1300 MCM (5 km)	1,91
	<b>Total Líneas</b>	<b>1,91</b>
	<b>Total Inversión</b>	<b>22,31</b>

Tabla N° 28. Costos de conexión de la Opción N°1C, I Etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA.

Los costos de las obras previstas por CADAPE son independientes de la conexión de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA, estos costos se visualizan en la Tabla N° 29.

Subestación o Línea	Conexión de la Planta a 230 kV	Costos Totales MMUS\$
Cumaná II	9 Celdas a 230 kV	15,30
	2 Celdas a 115 kV	1,89
	2 Transformadores Trifásicos de 200 MVA de Capacidad	3,45
Guanta II	2 Celdas a 230 kV	3,40
Casanay	2 Celdas a 230 kV	3,40
	<b>Total Subestación</b>	<b>27,44</b>
Líneas a 230 kV	Doble circuito Guanta II - Cumana, 1 x 1024,5 MCM (62 km)	15,81
	Doble circuito Cumana - Casanay, 1 x 1024,5 MCM (75 km)	19,13
	<b>Total Líneas</b>	<b>34,95</b>
	<b>Total Inversión</b>	<b>62,39</b>

Tabla N° 29. Costos de las obras de transmisión previstas por CADAPE.

Los costos asociados a la entrada de la segunda etapa de conexión de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA se visualizan en la Tabla N° 30.

Subestación o Línea	Conexión de la Planta a 230 kV	Costos Totales MMUS\$
Planta Cumaná II	8 Celdas a 230 kV	13,60
Cumaná II	2 Celdas a 230 kV	3,40
	<i>Total Subestación</i>	<i>17,00</i>
	<b>Total Inversión</b>	<b>17,00</b>

Tabla N° 30. Costos de conexión de la segunda etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA.

#### **11.4. Opción N°2 Subestación Cumaná II a 400 kV Interruptor y Medio de CVG EDELCA**

La Opción 2 plantea la construcción de un patio a 400 kV del doble juego de barras con acoplador propiedad de CVG EDELCA para la conexión de la Planta Termoeléctrica de 900 MW, por otra parte la subestación Cumaná II a 230 kV será del tipo interruptor y medio y la misma estará ubicada en los terrenos de CVG EDELCA.

El diagrama unifilar que muestra la conexión de los ciclos combinados de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA a la subestación Planta Cumaná a 400 kV propiedad de CVG EDELCA y la interconexión de esta última con la subestación Cumaná II a 230 kV se visualizan en la Figura N° 24.

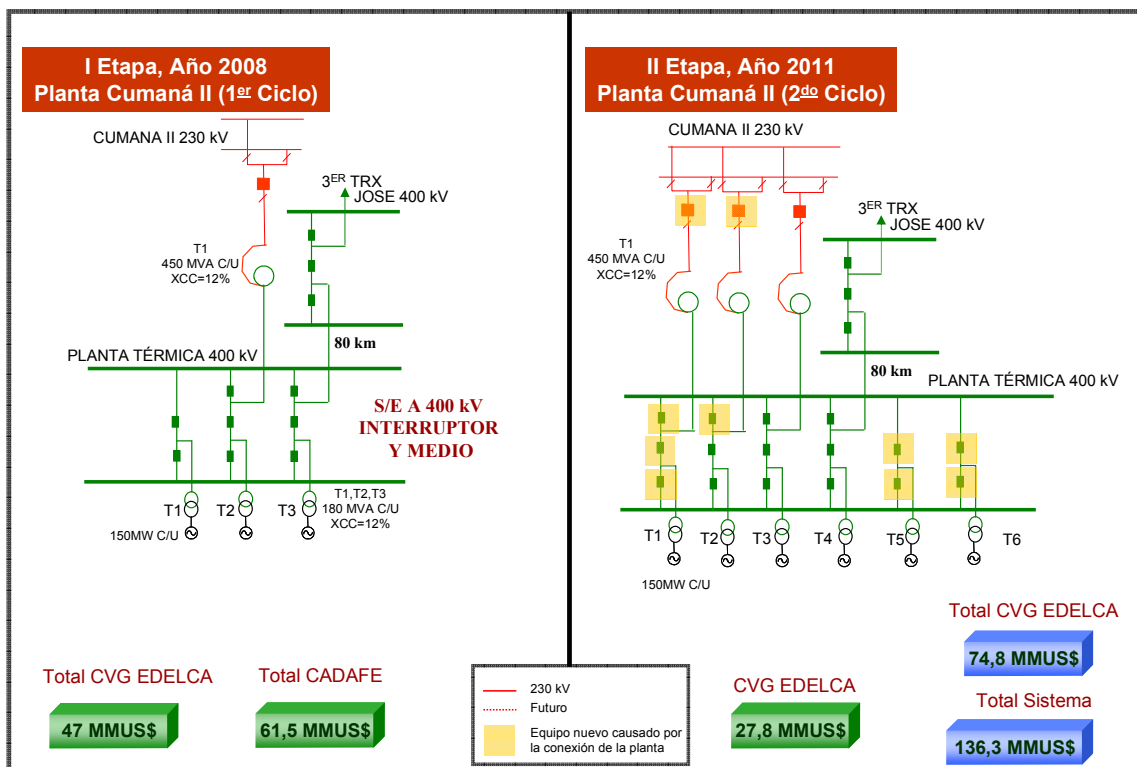


Figura N° 24. Esquema de conexión de la Planta Termoeléctrica Opción N°2, I y II Etapa.

Los costos de conexión asociados a la primera etapa de CVG EDELCA toman en cuenta la construcción del nuevo patio a 400 kV denominado Planta Cumaná, el cual constará de de ocho celdas a 400 kV las cuales incluyen la conexión de las dos unidades de gas y la de vapor, la salida del autotransformador 400/230 kV de 450 MVA y una salida de línea hacia la subestación Jose a 400 kV, estos costos se muestran en la Tabla N° 31.

Subestación o Línea	Conexión de la Cumaná II a 400 kV	Costos Totales MMUS\$
Cumaná II	8 Celdas a 400 kV	17,44
	1 Celdas a 230 kV	1,28
	4 Transformadores Monofásicos de 150 MVA de Capacidad	5,18
Jose	1 Celdas a 400 kV	2,18
	<b>Total Subestación</b>	<b>26,07</b>
Línea a 400 kV	Simple circuito Planta - Jose, 2 x 1024,5 MCM (80 km)	20,92
	<b>Total Líneas</b>	<b>20,92</b>
	<b>Total Inversión</b>	<b>46,99</b>

Tabla N° 31. Costos de conexión de la Opción N°2, I Etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA.

Los costos de las obras previstas por CADAFE son independientes de la conexión de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA, estos costos se visualizan en la Tabla N° 32.

Subestación o Línea	Conexión de la Planta a 230 kV	Costos Totales MMUS\$
Cumaná II	7 Celdas a 230 kV	11,90
	2 Celdas a 115 kV	1,89
	2 Transformadores Trifásicos de 200 MVA de Capacidad	3,45
Guanta II	2 Celdas a 230 kV	3,40
Casanay	2 Celdas a 230 kV	3,40
<b>Total Subestación</b>		<b>24,04</b>
Líneas a 230 kV	Doble circuito Guanta II - Cumana, 1 x 1024,5 MCM (62 km)	15,81
	Doble circuito Cumana - Casanay, 1 x 1024,5 MCM (75 km)	19,13
Líneas a 115 kV	Doble circuito Cumaná II Planta - Cumaná II, 2 x 500 MCM (5 km)	2,50
<b>Total Líneas</b>		<b>37,45</b>
<b>Total Inversión</b>		<b>61,49</b>

Tabla N° 32. Costos de las obras de transmisión previstas por CADAFE.

Los costos asociados a la entrada de la segunda etapa de conexión de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA se visualizan en la Tabla N° 33.

Subestación o Línea	Conexión de la Cumaná II a 400 kV	Costos Totales MMUS\$
Cumaná II	8 Celdas a 400 kV	17,44
	2 Celdas a 230 kV	2,55
	6 Transformadores Monofásicos de 150 MVA de Capacidad	7,77
<b>Total Subestación</b>		<b>27,76</b>
<b>Total Inversión</b>		<b>27,76</b>

Tabla N° 33. Costos de conexión de la segunda etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA.

### 11.5. Opción N°3 Subestación Cumaná II a 400 kV Interruptor y Medio y 230 kV Doble Barra Principal en terrenos de EDELCA

La Opción N°3 plantea la construcción de un patio a 400 kV del tipo interruptor y medio propiedad de CVG EDELCA para la conexión de la Planta Termoeléctrica de 900 MW, por

otra parte la subestación Cumaná II a 230 kV será del tipo doble juego de barras con acoplador y la misma estará ubicada en los terrenos de CVG EDELCA.

El diagrama unifilar que muestra la conexión de los ciclos combinados de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA a la subestación Planta Cumaná a 400 kV propiedad de CVG EDELCA y la interconexión de esta última con la subestación Cumaná II a 230 kV se visualizan en la Figura N° 25.

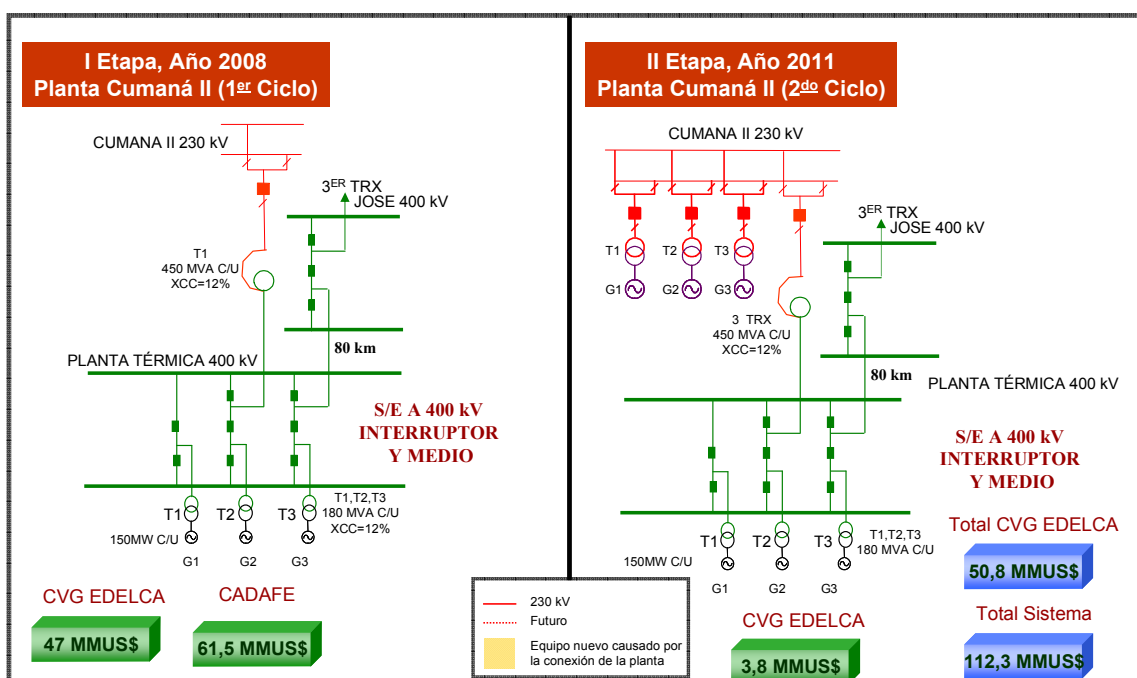


Figura N° 25. Esquema de conexión de la Planta Termoeléctrica Opción N°3, I y II Etapa.

Los costos de conexión asociados a la primera etapa de CVG EDELCA toman en cuenta la construcción del nuevo patio a 400 kV denominado Planta Cumaná, el cual constará de ocho celdas a 400 kV las cuales incluyen la conexión de las dos unidades de gas y la de vapor, la salida del autotransformador 400/230 kV de 450 MVA y una salida de línea hacia la subestación Jose a 400 kV, estos costos se muestran en la Tabla N° 34.



Subestación o Línea	Conexión de la Cumaná II a 400 kV	Costos Totales MMUS\$
Cumaná II	8 Celdas a 400 kV	17,44
	1 Celdas a 230 kV	1,28
	4 Transformadores Monofásicos de 150 MVA de Capacidad	5,18
Jose	1 Celdas a 400 kV	2,18
<b>Total Subestación</b>		<b>26,07</b>
Línea a 400 kV	Simple circuito Planta - Jose, 2 x 1024,5 MCM (80 km)	20,92
<b>Total Líneas</b>		<b>20,92</b>
<b>Total Inversión</b>		<b>46,99</b>

Tabla N° 34. Costos de conexión de la Opción N°3, I Etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA.

Los costos de las obras previstas por CADAPE son independientes de la conexión de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA, estos costos se visualizan en la Tabla N° 35.

Subestación o Línea	Conexión de la Planta a 230 kV	Costos Totales MMUS\$
Cumaná II	7 Celdas a 230 kV	11,90
	2 Celdas a 115 kV	1,89
	2 Transformadores Trifásicos de 200 MVA de Capacidad	3,45
Guanta II	2 Celdas a 230 kV	3,40
Casanay	2 Celdas a 230 kV	3,40
<b>Total Subestación</b>		<b>24,04</b>
Líneas a 230 kV	Doble circuito Guanta II - Cumana, 1 x 1024,5 MCM (62 km)	15,81
	Doble circuito Cumana - Casanay, 1 x 1024,5 MCM (75 km)	19,13
Líneas a 115 kV	Doble circuito Cumaná II Planta - Cumaná II, 2 x 500 MCM (5 km)	2,50
<b>Total Líneas</b>		<b>37,45</b>
<b>Total Inversión</b>		<b>61,49</b>

Tabla N° 35. Costos de las obras de transmisión previstas por CADAPE.

Los costos asociados a la entrada de la segunda etapa de conexión de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA se visualizan en la Tabla N° 36.

Subestación o Línea	Conexión de la Cumaná II a 400 kV	Costos Totales MMUS\$
Cumaná II	3 Celdas a 230 kV	3,83
<b>Total Subestación</b>		<b>3,83</b>
<b>Total Inversión</b>		<b>3,83</b>

Tabla N° 36. Costos de conexión de la segunda etapa de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA.

### 11.6. Opción de Mínimo Costo para la Conexión de la Planta Termoeléctrica de 900 MW

Con la finalidad de jerarquizar las opciones desde el punto de vista económico se realizaron tres tablas resumen, en la primera se muestran los costos asociados a la conexión de la Planta Termoeléctrica por parte de CVG EDELCA, en la segunda los costos de la transmisión prevista por CADAPE y la tercera la sumatoria de las inversiones de CVG EDELCA y CADAPE para así evaluar la mejor opción para el país.

En la Tabla N° 37 se muestra que la mejor opción es la opción N°1A desde el punto de vista económico para CVG EDELCA por presentar la menor inversión en equipamiento para la conexión de la Planta Termoeléctrica de 900 MW.

Costos de EDELCA en MMUS\$				
Opciones	Año 2008	Año 2011	Total	%
Opción 1A	8,5	6,8	15,3	0
Opción 1B	11,5	9,8	21,3	39
Opción 1C	22,3	17,0	39,3	157
Opción 2	47,0	27,8	74,7	389
Opción 3	47,0	3,8	50,8	232

Tabla N° 37. Costos de CVG EDELCA para las opciones evaluadas.

En la Tabla N° 38 se muestra que la opción N°2 y N°3 son las más económicas para la transmisión prevista por CADAPE en los años de entrada de la planta, esto se debe a la subestación Cumaná II la cual plantea una configuración doble juego de barras con acoplador la cual resulta mucho más económica que la configuración interruptor y medio.

Costos de CADAFE en MMUS\$				
Opciones	Año 2008	Año 2011	Total	%
Opción 1A	64,9	0,0	64,9	5,5
Opción 1B	62,4	0,0	62,4	1,5
Opción 1C	62,4	0,0	62,4	1,5
Opción 2	61,5	0,0	61,5	0,0
Opción 3	61,5	0,0	61,5	0,0

Tabla N° 38. Costos de CADAFE para las opciones evaluadas.

Los costos totales previstos en cada una de las opciones para el sistema de transmisión de CADAFE y para la conexión de la Planta Termoeléctrica de 900 MW de CVG EDELCA se visualizan en la Tabla N° 39.

Costos de EDELCA Y CADAFE en MMUS\$				
Opciones	Año 2008	Año 2011	Total	%
Opción 1A	73,4	6,8	80,2	0,0
Opción 1B	73,9	9,8	83,7	4,4
Opción 1C	84,7	17,0	101,7	26,8
Opción 2	108,5	27,8	136,2	69,9
Opción 3	108,5	3,8	112,3	40,0

Tabla N° 39. Costos totales para las opciones evaluadas.

En la tabla anterior se puede observar que la opción más económica en lo que respecta a los costos directos de los equipos es la opción N°1A, esta plantea la conexión de la planta de 900 MW a 230 kV para el primer y segundo ciclo a 230 kV con la subestación Cumaná II a 230 kV del tipo interruptor y medio.

Ahora es importante resaltar que todas las opciones de conexión de la Planta Termoeléctrica a 230 kV son más económicas que las propuestas a 400 kV. Sin embargo, para los análisis más detallados en los cuales se incluirán las pérdidas y los costos de operación y mantenimiento se elegirá la mejor opción de conexión de la Planta Termoeléctrica entre las opciones a 230 kV y las dos opciones a 400 kV.

### 11.7. Análisis de Inversión para la Opción N°1A, Opción N°2 y Opción N°3.

Las inversiones en equipamiento de las obras estimadas para el esquema de conexión de la Opción N°1A, Opción N°2 y Opción N°3 para cada uno de los años de puesta en servicio de estas obras, se muestran en la Tabla N° 40, Tabla N° 41 y Tabla N° 42 respectivamente.

Proyecto	Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
EDELCA	Total Subestaciones				8,50			6,80	0,00	15,30
	Total Líneas									0,00
	Total Inversión	0,00	0,00	0,00	8,50	0,00	0,00	6,80	0,00	15,30
CADAFE	Total Subestaciones			27,44						27,44
	Total Líneas			37,45						37,45
	Total Inversión	0,00	0,00	64,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	64,89
Inversión en el Área de Transmisión Troncal	Total Subestaciones	0,00	0,00	27,44	8,50	0,00	0,00	6,80	0,00	42,74
	Total Líneas	0,00	0,00	37,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,45
	Total de Proyectos	0,00	0,00	64,89	8,50	0,00	0,00	6,80	0,00	80,19

Tabla N° 40. Inversiones de Equipos en MMUS\$ para la Opción N°1A.

Proyecto	Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
EDELCA	Total Subestaciones				26,07			27,76		53,83
	Total Líneas				20,92					20,92
	Total Inversión	0,00	0,00	0,00	46,99	0,00	0,00	27,76	0,00	74,75
CADAFE	Total Subestaciones			24,04						24,04
	Total Líneas			37,45						37,45
	Total Inversión	0,00	0,00	61,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	61,49
Inversión en el Área de Transmisión Troncal	Total Subestaciones	0,00	0,00	24,04	26,07	0,00	0,00	27,76	0,00	77,87
	Total Líneas	0,00	0,00	37,45	20,92	0,00	0,00	0,00	0,00	58,36
	Total de Proyectos	0,00	0,00	61,49	46,99	0,00	0,00	27,76	0,00	136,23

Tabla N° 41. Inversiones de Equipos en MMUS\$ para la Opción N°2.

Proyecto	Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
EDELCA	Total Subestaciones				26,07			3,83		29,90
	Total Líneas				20,92					20,92
	Total Inversión	0,00	0,00	0,00	46,99	0,00	0,00	3,83	0,00	50,81
CADAFE	Total Subestaciones			24,04						24,04
	Total Líneas			37,45						37,45
	Total Inversión	0,00	0,00	61,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	61,49
Inversión en el Área de Transmisión Troncal	Total Subestaciones	0,00	0,00	24,04	26,07	0,00	0,00	3,83	0,00	53,94
	Total Líneas	0,00	0,00	37,45	20,92	0,00	0,00	0,00	0,00	58,36
	Total de Proyectos	0,00	0,00	61,49	46,99	0,00	0,00	3,83	0,00	112,30

Tabla N° 42. Inversiones de Equipos en MMUS\$ para la Opción N°3.

Los desembolsos fueron calculados tomando en cuenta los planes de pago de acuerdo a los porcentajes mostrados en la Tabla N° 43 para las subestaciones y líneas.

<b>PLANES DE PAGO DE LOS EQUIPAMIENTOS</b>				
<b>EQUIPO</b>	<b>AÑO</b>			
	<b>N-2</b>	<b>N-1</b>	<b>N</b>	<b>N+1</b>
<b>SUBESTACIONES</b>	<b>10</b>	<b>70</b>	<b>15</b>	<b>5</b>
<b>LINEAS</b>	<b>0</b>	<b>75</b>	<b>20</b>	<b>5</b>

\* VALORES PORCENTUALES DEL MONTO TOTAL

\*\* N = AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Tabla N° 43. Porcentajes de desembolso.

Los desembolsos de la inversión en el tiempo para la Opción N°1A, Opción N°2 y Opción N°3 se muestran en la Tabla N° 44, Tabla N° 45 y la Tabla N° 46 respectivamente.

Proyecto	Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
EDELCA	Total Subestaciones	0,00	0,85	5,95	1,28	1,11	4,76	1,02	0,34	15,30
	Total Líneas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Desembolso por año	0,00	0,85	5,95	1,28	1,11	4,76	1,02	0,34	15,30
CADAPE	Total Subestaciones	2,74	19,21	4,12	1,37	0,00	0,00	0,00	0,00	27,44
	Total Líneas	0,00	28,08	7,49	1,87	0,00	0,00	0,00	0,00	37,45
	Desembolso por año	2,74	47,29	11,61	3,24	0,00	0,00	0,00	0,00	64,89
Desembolso en el Área de Transmisión Troncal	Total Subestaciones	2,74	20,06	10,07	2,65	1,11	4,76	1,02	0,34	42,74
	Total Líneas	0,00	28,08	7,49	1,87	0,00	0,00	0,00	0,00	37,45
	Total de Proyectos	2,74	48,14	17,56	4,52	1,11	4,76	1,02	0,34	80,19

Tabla N° 44. Desembolsos de la inversión en el tiempo en MMUS\$ para la Opción N°1A.

Proyecto	Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
EDELCA	Total Subestaciones	0,00	2,61	18,25	3,91	4,08	19,43	4,16	1,39	53,83
	Total Líneas	0,00	0,00	15,69	4,18	1,05	0,00	0,00	0,00	20,92
	Total Inversión	0,00	2,61	33,94	8,09	5,13	19,43	4,16	1,39	74,75
CADAPE	Total Subestaciones	2,40	16,83	3,61	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00	24,04
	Total Líneas	0,00	28,08	7,49	1,87	0,00	0,00	0,00	0,00	37,45
	Total Inversión	2,40	44,91	11,10	3,07	0,00	0,00	0,00	0,00	61,49
Desembolso en el Área de Transmisión Troncal	Total Subestaciones	2,40	19,44	21,86	5,11	4,08	19,43	4,16	1,39	77,87
	Total Líneas	0,00	28,08	23,18	6,06	1,05	0,00	0,00	0,00	58,36
	Total de Proyectos	2,40	47,52	45,03	11,17	5,13	19,43	4,16	1,39	136,23

Tabla N° 45. Desembolsos de la inversión en el tiempo en MMUS\$ para la Opción N°2.

Proyecto	Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
EDELCA	Total Subestaciones	0,00	2,61	18,25	3,91	1,69	2,68	0,57	0,19	29,90
	Total Líneas	0,00	0,00	15,69	4,18	1,05	0,00	0,00	0,00	20,92
	Total Inversión	0,00	2,61	33,94	8,09	2,73	2,68	0,57	0,19	50,81
CADAPE	Total Subestaciones	2,40	16,83	3,61	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00	24,04
	Total Líneas	0,00	28,08	7,49	1,87	0,00	0,00	0,00	0,00	37,45
	Total Inversión	2,40	44,91	11,10	3,07	0,00	0,00	0,00	0,00	61,49
Desembolso en el Área de Transmisión Troncal	Total Subestaciones	2,40	19,44	21,86	5,11	1,69	2,68	0,57	0,19	53,94
	Total Líneas	0,00	28,08	23,18	6,06	1,05	0,00	0,00	0,00	58,36
	Total de Proyectos	2,40	47,52	45,03	11,17	2,73	2,68	0,57	0,19	112,30

Tabla N° 46. Desembolsos de la inversión en el tiempo en MMUS\$ para la Opción N°3.

Los costos a valor presente de la inversión a una tasa de descuento de 10 % se muestran para la Opción N°1A, Opción N°2 y la Opción N°3 en la Tabla N° 47, Tabla N° 48 y la Tabla N° 49 respectivamente.

Proyecto	Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
EDELCA	Total Subestaciones	0,00	0,77	4,92	0,96	0,75	2,96	0,58	0,17	11,11
	Total Líneas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	V.P., 2005, 10%	0,00	0,77	4,92	0,96	0,75	2,96	0,58	0,17	11,11
CADAFE	Total Subestaciones	2,74	17,46	3,40	1,03	0,00	0,00	0,00	0,00	24,64
	Total Líneas	0,00	25,53	6,19	1,41	0,00	0,00	0,00	0,00	33,13
	V.P., 2005, 10%	2,74	42,99	9,59	2,44	0,00	0,00	0,00	0,00	57,77
<b>Total de Proyectos</b>		2,74	43,77	14,51	3,40	0,75	2,96	0,58	0,17	68,88

Tabla N° 47. Valor presente de la inversión en el tiempo en MMUS\$ para la Opción N°1A.

Proyecto	Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
EDELCA	Total Subestaciones	0,00	2,37	15,08	2,94	2,79	12,06	2,35	0,71	38,31
	Total Líneas	0,00	0,00	12,96	3,14	0,71	0,00	0,00	0,00	16,82
EDELCA	V.P., 2005, 10%	0,00	2,37	28,05	6,08	3,50	12,06	2,35	0,71	55,13
CADAFE	Total Subestaciones	2,40	15,30	2,98	0,90	0,00	0,00	0,00	0,00	21,59
	Total Líneas	0,00	25,53	6,19	1,41	0,00	0,00	0,00	0,00	33,13
CADAFE	V.P., 2005, 10%	2,40	40,83	9,17	2,31	0,00	0,00	0,00	0,00	54,71
<b>Total de Proyectos</b>		2,40	43,20	37,22	8,39	3,50	12,06	2,35	0,71	109,84

Tabla N° 48. Valor presente de la inversión en el tiempo en MMUS\$ para la Opción N°2.

Proyecto	Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
EDELCA	Total Subestaciones	0,00	2,37	15,08	2,94	1,15	1,66	0,32	0,10	23,63
	Total Líneas	0,00	0,00	12,96	3,14	0,71	0,00	0,00	0,00	16,82
EDELCA	V.P., 2005, 10%	0,00	2,37	28,05	6,08	1,87	1,66	0,32	0,10	40,45
CADAFE	Total Subestaciones	2,40	15,30	2,98	0,90	0,00	0,00	0,00	0,00	21,59
	Total Líneas	0,00	25,53	6,19	1,41	0,00	0,00	0,00	0,00	33,13
CADAFE	V.P., 2005, 10%	2,40	40,83	9,17	2,31	0,00	0,00	0,00	0,00	54,71
<b>Total de Proyectos</b>		2,40	43,20	37,22	8,39	1,87	1,66	0,32	0,10	95,16

Tabla N° 49. Valor presente de la inversión en el tiempo en MMUS\$ para la Opción N°3.

### 11.8. Análisis de Pérdidas Eléctricas para la Opción N°1A, Opción N°2 y Opción N°3.

Se obtuvieron las pérdidas eléctricas del sistema para cada una de las opciones evaluadas con un factor de carga de 0,8, un factor de pérdida de 0,688 y un precio de la energía de 14 milésimas US\$/kWh, además se realizó la diferencia de estas pérdidas con respecto a la opción N°2 a 400 kV por ser la de menor magnitud, por tanto en la Tabla N° 50 y la Tabla N° 51 se muestran los costos debido a la diferencia de estas pérdidas para la Opción N°1A y la Opción 3.

AÑO	Pérdidas Potencia [MW]	Pérdidas Energía [GWh-año]	V.P.,2005, 10% [GWh-año]	Costo Pérdidas [MMUSS]	V.P.,2005, 10% [MMUSS]
2005		0,00	0,00	0,00	0,00
2006		0,00	0,00	0,00	0,00
2007		0,00	0,00	0,00	0,00
2008	1,10	6,63	4,98	0,09	0,07
2009	1,10	6,63	4,53	0,09	0,06
2010	1,10	6,63	4,12	0,09	0,06
2011	4,60	27,72	15,65	0,39	0,22
2012	4,60	27,72	14,23	0,39	0,20
2013	4,60	27,72	12,93	0,39	0,18
2014	4,60	27,72	11,76	0,39	0,16
2015	4,40	26,52	10,22	0,37	0,14
2016	4,40	26,52	9,29	0,37	0,13
2017	4,40	26,52	8,45	0,37	0,12
2018	4,40	26,52	7,68	0,37	0,11
2019	4,40	26,52	6,98	0,37	0,10
2020	4,40	26,52	6,35	0,37	0,09
2021	4,40	26,52	5,77	0,37	0,08
2022	4,40	26,52	5,25	0,37	0,07
2023	4,40	26,52	4,77	0,37	0,07
2024	4,40	26,52	4,34	0,37	0,06
2025	4,40	26,52	3,94	0,37	0,06
2026	4,40	26,52	3,58	0,37	0,05
2027	4,40	26,52	3,26	0,37	0,05
2028	4,40	26,52	2,96	0,37	0,04
2029	4,40	26,52	2,69	0,37	0,04
<b>TOTAL VALOR PRESENTE</b>			<b>153,73</b>	7,4	<b>2,15</b>

Tabla N° 50. Pérdidas en el Sistema Eléctrico Nacional con la Opción N°1A.

AÑO	Pérdidas Potencia [MW]	Pérdidas Energía [GWh-año]	V.P.,2005, 10% [GWh-año]	Costo Pérdidas [MMUSS]	V.P.,2005, 10% [MMUSS]
2005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2006	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2007	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2008	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2009	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2010	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2011	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2012	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2013	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2014	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2015	1,60	9,64	3,72	0,14	0,05
2016	1,60	9,64	3,38	0,14	0,05
2017	1,60	9,64	3,07	0,14	0,04
2018	1,60	9,64	2,79	0,14	0,04
2019	1,60	9,64	2,54	0,14	0,04
2020	1,60	9,64	2,31	0,14	0,03
2021	1,60	9,64	2,10	0,14	0,03
2022	1,60	9,64	1,91	0,14	0,03
2023	1,60	9,64	1,73	0,14	0,02
2024	1,60	9,64	1,58	0,14	0,02
2025	1,60	9,64	1,43	0,14	0,02
2026	1,60	9,64	1,30	0,14	0,02
2027	1,60	9,64	1,18	0,14	0,02
2028	1,60	9,64	1,08	0,14	0,02
2029	1,60	9,64	0,98	0,14	0,01
<b>TOTAL VALOR PRESENTE</b>			<b>31,11</b>	2,03	<b>0,44</b>

Tabla N° 51. Pérdidas en el Sistema Eléctrico Nacional con la Opción N°3.

### 11.9. Análisis de Operación y Mantenimiento para la Opción N°1A, Opción N°2 y Opción N°3.

En los cálculos de operación y mantenimiento se utilizó un 2% sobre el monto de inversión total de CVG EDELCA y CADAFE para la Opción N°1A, Opción N°2 y Opción N°3, tal como se muestra en la Tabla N° 52, Tabla N° 53 y la Tabla N° 54 respectivamente.

AÑO	Inversión Total [MMUS\$]	O&M [MMUS\$]	V.P.,2005, 10% [MMUS\$]
2005			0,00
2006			0,00
2007	64,89	1,30	1,07
2008	73,39	1,47	1,10
2009	73,39	1,47	1,00
2010	73,39	1,47	0,91
2011	80,19	1,60	0,91
2012	80,19	1,60	0,82
2013	80,19	1,60	0,75
2014	80,19	1,60	0,68
2015	80,19	1,60	0,62
2016	80,19	1,60	0,56
2017	80,19	1,60	0,51
2018	80,19	1,60	0,46
2019	80,19	1,60	0,42
2020	80,19	1,60	0,38
2021	80,19	1,60	0,35
2022	80,19	1,60	0,32
2023	80,19	1,60	0,29
2024	80,19	1,60	0,26
2025	80,19	1,60	0,24
2026	80,19	1,60	0,22
2027	80,19	1,60	0,20
2028	80,19	1,60	0,18
2029	80,19	1,60	0,16
2030	80,19	1,60	0,15
2031	80,19	1,60	0,13
2032	80,19	1,60	0,12
<b>TOTAL VALOR PRESENTE</b>		<b>40,98</b>	<b>12,82</b>

Tabla N° 52. Costos de operación y mantenimiento para la Opción N°1A.



AÑO	Inversión Total [MMUS\$]	O&M [MMUS\$]	V.P.,2005, 10% [MMUS\$]
2005		0,00	0,00
2006		0,00	0,00
2007	61,49	1,23	1,02
2008	108,48	2,17	1,63
2009	108,48	2,17	1,48
2010	108,48	2,17	1,35
2011	136,23	2,72	1,54
2012	136,23	2,72	1,40
2013	136,23	2,72	1,27
2014	136,23	2,72	1,16
2015	136,23	2,72	1,05
2016	136,23	2,72	0,95
2017	136,23	2,72	0,87
2018	136,23	2,72	0,79
2019	136,23	2,72	0,72
2020	136,23	2,72	0,65
2021	136,23	2,72	0,59
2022	136,23	2,72	0,54
2023	136,23	2,72	0,49
2024	136,23	2,72	0,45
2025	136,23	2,72	0,41
2026	136,23	2,72	0,37
2027	136,23	2,72	0,33
2028	136,23	2,72	0,30
2029	136,23	2,72	0,28
2030	136,23	2,72	0,25
2031	136,23	2,72	0,23
2032	136,23	2,72	0,21
<b>TOTAL VALOR PRESENTE</b>		<b>67,68</b>	<b>20,32</b>

Tabla N° 53. Costos de operación y mantenimiento para la Opción N°2.

AÑO	Inversión Total [MMUSS]	O&M [MMUSS]	V.P.,2005, 10% [MMUSS]
2005		0,00	0,00
2006		0,00	0,00
2007	61,49	1,23	1,02
2008	108,48	2,17	1,63
2009	108,48	2,17	1,48
2010	108,48	2,17	1,35
2011	112,30	2,25	1,27
2012	112,30	2,25	1,15
2013	112,30	2,25	1,05
2014	112,30	2,25	0,95
2015	112,30	2,25	0,87
2016	112,30	2,25	0,79
2017	112,30	2,25	0,72
2018	112,30	2,25	0,65
2019	112,30	2,25	0,59
2020	112,30	2,25	0,54
2021	112,30	2,25	0,49
2022	112,30	2,25	0,44
2023	112,30	2,25	0,40
2024	112,30	2,25	0,37
2025	112,30	2,25	0,33
2026	112,30	2,25	0,30
2027	112,30	2,25	0,28
2028	112,30	2,25	0,25
2029	112,30	2,25	0,23
2030	112,30	2,25	0,21
2031	112,30	2,25	0,19
2032	112,30	2,25	0,17
TOTAL VALOR PRESENTE		<b>57,15</b>	<b>17,71</b>

Tabla N° 54. Costos de operación y mantenimiento para la Opción N°3.

### 11.10. Resumen del Análisis de Operación y Mantenimiento para la Opción N°1A, Opción N°2 y Opción N°3 de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA de 900 MW.

En la Tabla N° 55 se visualiza el resumen de los costos de las opciones de conexión de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA a 230 kV, 400 kV y la combinada de 400kV y 230 kV, es decir la Opción N°1A, Opción N°2 y Opción N°3 respectivamente.

Opciones de Conexión Planta Cumaná II	Obras de conexión de la Planta		Pérdidas en el Sistema		Operación y Mantenimiento		TOTAL	%
	COSTO [MMUSS]	V.P., 2005, 10% [MMUSS]	COSTO [MMUSS]	V.P., 2005, 10% [MMUSS]	COSTO [MMUSS]	V.P., 2005, 10% [MMUSS]	V.P., 2005, 10% [MMUSS]	
Opción 1 (230 kV)	<b>80,2</b>	<b>68,9</b>	<b>7,4</b>	<b>2,2</b>	<b>41,0</b>	<b>12,8</b>	<b>83,9</b>	<b>0,0%</b>
Opción 2 (400 kV)	<b>136,2</b>	<b>109,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>67,7</b>	<b>20,3</b>	<b>130,2</b>	<b>55,2%</b>
Opción 3 (400 kV y 230 kV)	<b>112,3</b>	<b>95,2</b>	<b>2,0</b>	<b>0,4</b>	<b>57,2</b>	<b>17,7</b>	<b>113,3</b>	<b>35,1%</b>

Tabla N° 55. Comparación de las mejores opciones evaluadas para la Planta Termoeléctrica de 900 MW.

Como se puede ver en la tabla anterior la opción a 230 kV es la más económica para la conexión de la Planta Termoeléctrica de 900 MW de CVG EDELCA.

## CAPÍTULO VII

### 12. SENSIBILIDADES EN LA CONEXIÓN DE LA PLANTA TERMOELÉCTRICA DE CVG EDELCA INCLUYENDO A CIGMA Ó VARIANDO LA EXPORTACIÓN HACIA MARGARITA.

Debido a la incertidumbre de la puesta en servicio del proyecto de generación CIGMA, se realizaron sensibilidades con la inclusión del mismo al SEN para el caso base de conexión de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA para 900 MW.

Otra sensibilidad que se realizará sobre el caso base de conexión de la Planta Termoeléctrica a 230 kV, será el incremento del intercambio de potencia con la isla de Margarita, con la construcción de un sistema a 230 kV desde tierra firme hasta la isla, el cual entrará en servicio a partir del año 2011.

Las sensibilidades mencionadas para CIGMA y Margarita serán evaluadas para los años 2011 y 2015 sobre el caso base de la conexión de la Planta Termoeléctrica a 230 kV.

#### 12.1. Conexión de CIGMA al SEN

La generación y carga del proyecto CIGMA estimada para los años futuros se pueden ver en la Tabla N° 56.

CIGMA	Años										
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Generación (MW)	0	0	0	0	450	900	1350	1500	1500	1500	1500
Demanda (MW)	0	3	14	17	17	88	159	230	301	372	398
Intercambio (MW)	0	-3	-14	-17	433	812	1191	1270	1199	1128	1102

Tabla N° 56. Demanda y Generación prevista para CIGMA.

El esquema considerado para la conexión de CIGMA con el Sistema Interconectado Nacional será a 400 kV a través de dos líneas simple circuito de 400 kV de 2 conductores por fase de 1024,5 MCM desde CIGMA hasta Casanay con una longitud de 150 km y una

línea simple circuito de 400 kV de 2 conductores por fase de 1024,5 MCM desde CIGMA hasta El Furrial con una longitud de 250 km.

Para la conexión de CIGMA se construirá la subestación CIGMA con patios a 400 kV y 115 kV y Casanay a 400 kV. La subestación CIGMA a 115 kV se asume con tres transformadores elevadores de 115/400 kV de 500 MVA de capacidad cada uno, la subestación Casanay a 400 kV tendrá tres transformadores reductores de 400/230 kV de 450 MVA cada uno.

El esquema de conexión de CIGMA se puede visualizar en el unifilar mostrado en la Figura N° 26.

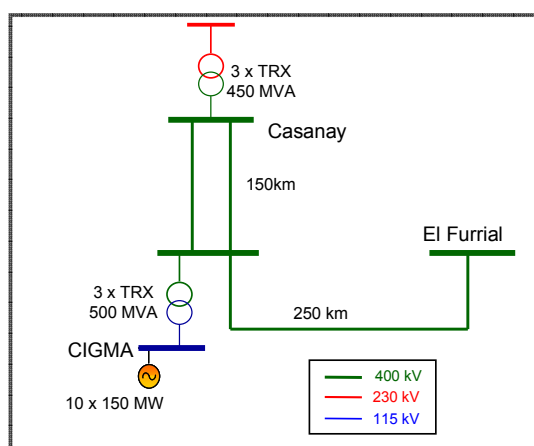


Figura N° 26. Esquema de Conexión de CIGMA.

Para el año 2011 con la incorporación de CIGMA y una generación de 900 MW se requiere la entrada de la tercera línea a 230 kV Guanta II – Cumaná II, además de la apertura de los nexos de interconexión a 115 kV entre el estado Anzoátegui y el estado Sucre. Además, se deben cambiar los transformadores de Guanta II a 230/115 kV de 100 MVA por transformadores de 200 MVA.

Para el año 2011 es necesaria la tercera línea Guanta II – Barbacoa II a 230 kV.

En el año 2011 cuando la generación en CIGMA alcance o supere los 400 MW será necesaria la entrada de la tercera línea a 230 kV entre Guanta II y Cumaná II.

Para el año 2015 no es necesaria ninguna obra adicional para el Sistema Oriental.

## 12.2. Sensibilidad incrementando el suministro hacia Margarita

El intercambio de la isla de Margarita, estimada para los años futuros se puede ver en la Tabla N° 57.

MARGARITA	Años										
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Generación (MW)	194	210	222	237	253	270	123	123	123	123	123
Demanda (MW)	247	263	275	290	306	323	342	361	382	405	431
Intercambio (MW)	-53	-53	-53	-53	-53	-53	-219	-238	-259	-282	-308

Tabla N° 57. Demanda y Generación prevista para Margarita.

Las sensibilidades realizadas para la alimentación de la carga de Margarita desde tierra firme será a través de una nueva línea a 230 kV simple circuito de 1100 MCM de un conductor por fase de 57 km de longitud, que partirá desde la subestación Casanay a 230 kV hasta la subestación Chacopata I en la cual se conectará un reactor de 100 MVAR, desde esta última subestación se conecta un cable a 230 kV de 30 km de longitud hasta la subestación Luisa Cáceres a 230 kV, la cual a su vez transmitirá la energía a través de dos transformadores de 300 MVA de capacidad 230/115 kV. En la Figura N° 27 se muestra el esquema de suministro para alimentar la carga de la isla de Margarita.

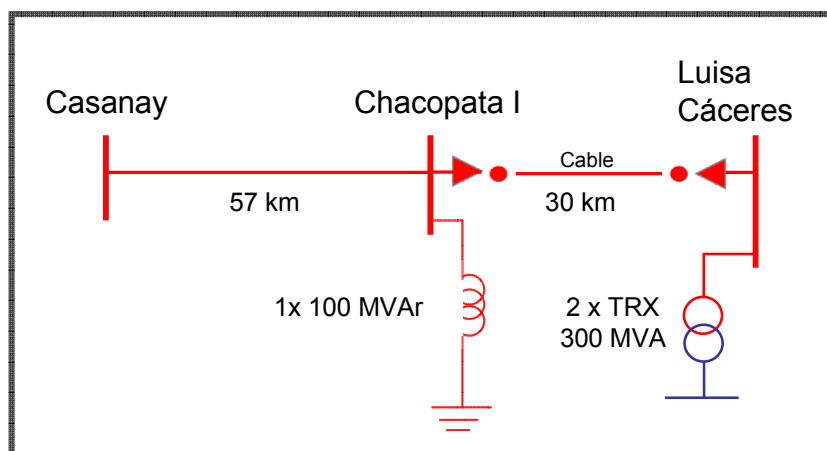


Figura N° 27. Esquema de suministro de carga a Margarita.

Con la conexión desde la S/E Casanay a 230 kV hacia la S/E Luisa Cáceres a 230 kV para el año 2011 y 2015 no se requieren obras adicionales en el Sistema Oriental.

La alimentación de la carga de Margarita prevista para el año 2011 y 2015 puede ser suministrada por la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA, con la realización de las obras a 230 kV entre Casanay y Luisa Cáceres descritas anteriormente.

### **12.3. Resumen de las Sensibilidades Realizadas al Esquema de Conexión de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA.**

El resumen de los resultados para las sensibilidades realizadas al esquema propuesto para la conexión de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA se muestra en la Tabla N° 58.

CIGMA	MARGARITA	OBRAS 2011	OBRAS 2015
		900 MW	900 MW
X		Tercera Línea a 230 kV Guanta II - Cumaná II. Tercera línea Guanta II - Barbacoa II a 230 kV.	No es necesaria ninguna obra adicional para el sistema Oriental.
	X	No es necesaria ninguna obra adicional para el sistema Oriental.	No es necesaria ninguna obra adicional para el sistema Oriental.
X	X	Tercera línea Guanta II - Barbacoa II a 230 kV.	No es necesaria ninguna obra adicional para el sistema Oriental.

Tabla N° 58. Resumen de Sensibilidades.



## CAPÍTULO VIII

### 13. CONCLUSIONES

La opción N° 1A es la de menor costo para el mediano y largo plazo, la cual plantea la conexión del primero y segundo ciclo combinado de 450 MW cada uno en Cumaná II a 230 kV.

El esquema de la subestación Cumaná II propuesto en la opción N°1A (interruptor y medio en el terreno de CVG EDELCA), es el que presenta menor inversión para CVG EDELCA y el Sistema Eléctrico Nacional para el mediano y largo plazo.

Con la entrada de la Planta Termoeléctrica en Cumaná el estado Sucre pasa a ser una fuente de exportación de energía para el Sistema Oriental, impactando favorablemente a los estados Anzoátegui, Monagas y Nueva Esparta.

En todas las opciones evaluadas no se visualizaron problemas en los niveles de cortocircuito en las subestaciones impactadas por la Planta Termoeléctrica en Cumaná.

Las opciones N°2 y N°3 a 400 kV son las que generan menos pérdidas para el sistema, pero a su vez son las opciones más costosas en inversión además de la operación y mantenimiento, haciendo despreciable la ganancia por pérdidas contra la opción N°1 que es la que presenta más pérdidas técnicas de transmisión.

En la opción a 230 kV para evitar sobrecargas en el año 2011 con la entrada de la Planta Termoeléctrica de 900 MW en los nexos a 115 kV entre los estados Sucre y Anzoátegui es necesario abrir las líneas a 115 kV Guanta II – Bordonos y Cumaná II – Guanta II.

La instalación del tercer transformador 230/115 kV en la S/E Cumaná II de 200 MVA es debida al crecimiento natural de la carga y no es necesaria para los años de entrada del primer y segundo ciclo de generación de la Planta Termoeléctrica de 900 MW en Cumaná,

siempre y cuando se realice la apertura de los nexos a 115 kV entre los estados Sucre y Anzoátegui.

#### **14. RECOMENDACIONES**

La conexión de 900 MW (por etapas de 450 MW) de la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA en Cumaná deberá ser a 230 kV en el mediano y largo plazo, por ser técnicamente factible y tener la menor inversión inicial y total.

Se recomienda que la subestación Cumaná II 230/115 kV de CADAFE sea construida en los terrenos de CVG EDELCA tal como se mostró en la opción 1A del esquema de conexión de la Planta Termoeléctrica.

## **15. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

[1] Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS). Informe Anual 2005.

[2] CADAFE. Pronósticos Demanda 2005-2024 ELEORIENTE.

[3] PDVSA. Estimaciones de Demanda del Sector Petrolero en Oriente para el periodo 2005-2024.

[4] CVG EDELCA. Pronósticos de Energía y Potencia Eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional Período 2004-2024.

[5] CVG EDELCA. Plan del sistema de Transmisión 2006 – 2010. Caracas, Venezuela Junio de 2006.

[6] CADAFE. Plan de Inversiones de Generación y Transmisión Período 2006 – 2010 Estados Monagas / Delta Amacuro.

[7] Roy Billinton y Ronal N, Reliability Evaluation of Power Systems, (Libro). USA: PLENUM, 1998.

[8] CVG EDELCA. Análisis de Confiabilidad a la Red de Transmisión de Guayana hasta un Nivel de Tensión de 115 kV para el Periodo 2002-2010.

### **Referencias en Internet**

[9] Wikipedia, la Enciclopedia Libre.< <http://en.wikipedia.org>> [Consulta 2006]

[10] Wikipedia, la Enciclopedia Libre.< <http://es.wikipedia.org>> [Consulta 2006]

[11] CFAS Enterprises Inc. <<http://CFASPower.com/index.html>> [Consulta 2006]

## 16. BIBLIOGRAFIA

Power Technologies, Inc (2001). **Program Application Guide V.28**

Grainger J, Stevenson W (2000). **Análisis de Sistemas de Potencia**. Cuarta Edición.

Power Technologies, Inc (1998). **Optimal Power Flow**.

Sánchez, D. (2000). **Expansión de la Red Troncal de Transmisión del Sistema Eléctrico Venezolano para el Periodo 2000 – 2015**. Trabajo de Grado presentado a la ilustre Universidad Central de Venezuela para Optar al título de Especialista en Sistemas de Potencia.

“**Power Systems Stability and Control**”, Prabha Kundur.

Palma R, Pérez J, **Flujo de Potencia Óptimo con Programación Cuadrática Secuencial**

Billinton R, Allan R, **Reliability Evaluation of Power Systems**, Second Edition.

Anderson P, **Analysis of Faulted Power Systems**, IEEE Press Power Systems Engineering Series.

## 17. ANEXOS

- Anexo N°1 Demandas por subestaciones del Sistema Oriental.
- Anexo N°2.A. Corridas de Flujo de Carga de la opción N°1 para la Planta Termoeléctrica de 900 MW.
- Anexo N°2.B. Corridas de Flujo de Carga de la opción N°2 para la Planta Termoeléctrica de 900 MW.
- Anexo N°2.C. Corridas de Flujo de Carga de la opción 3 para la Planta Termoeléctrica de 900 MW.
- Anexo N°3.A Gráficas de estabilidad para las fallas más relevantes en el año 2015 para la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA de 900 MW con el esquema de la opción N°1.
- Anexo N°3.B Gráficas de estabilidad para las fallas más relevantes en el año 2015 para la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA de 900 MW con el esquema de la opción N°2.
- Anexo N°3.C Gráficas de estabilidad para las fallas más relevantes en el año 2015 para la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA de 900 MW con el esquema de la opción N°3.

## **Anexo 1 Demandas por subestaciones del sistema Oriental.**

Las demandas de Sucre, Anzoátegui, SEMDA y ELEBOL se encuentran discretizadas por subestaciones para el periodo 2005-2024. En la Tabla N° 1.1 se observan las demandas para el estado Sucre.

<b>SUCRE</b>	<b>Año</b>										
<b>S/E</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
<b>TRES PICOS</b>	74,6	77,2	58,3	60,2	61,5	62,4	63,2	64,1	64,9	65,6	66,4
<b>LOS BORDONES</b>	-	-	21,7	22,4	22,9	23,2	23,5	23,8	24,1	24,4	24,7
<b>CUMANÁ III</b>	42,2	45,5	48,7	51,1	53,1	54,5	55,9	57,3	58,6	59,9	61,1
<b>MANZANARES</b>	30,6	32,2	33,6	34,9	36,2	37,4	38,5	39,6	40,7	41,8	42,8
<b>CARÚPANO</b>	61,7	65,3	68,1	47,0	48,7	50,4	52,0	53,7	55,4	57,0	58,7
<b>GUACA</b>	-	-	-	24,2	25,0	25,9	26,7	27,6	28,4	29,3	30,1
<b>CARIACO</b>	28,4	29,8	30,9	31,9	32,9	33,8	34,6	35,4	36,2	36,9	37,7
<b>GUIRIA</b>	11,8	15,1	22,4	25,7	27,0	27,3	27,6	27,9	28,2	28,6	28,9
<b>IRAPA</b>	9,6	9,8	10,0	10,2	10,4	10,6	10,8	11,0	11,2	11,4	11,6
<b>SANTA FÉ</b>	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4	4,5	4,6	4,8	4,8	4,9	4,9
<b>Total Sucre</b>	<b>263</b>	<b>279</b>	<b>298</b>	<b>312</b>	<b>322</b>	<b>330</b>	<b>338</b>	<b>345</b>	<b>353</b>	<b>360</b>	<b>367</b>
<b>Total Coincidente Sucre</b>	<b>250</b>	<b>265</b>	<b>283</b>	<b>296</b>	<b>306</b>	<b>313</b>	<b>321</b>	<b>328</b>	<b>335</b>	<b>342</b>	<b>349</b>
<b>Tasa de Crecimiento Interanual (%)</b>		<b>6,19</b>	<b>6,80</b>	<b>4,71</b>	<b>3,26</b>	<b>2,44</b>	<b>2,33</b>	<b>2,23</b>	<b>2,15</b>	<b>2,06</b>	<b>1,99</b>

Tabla N° 1.1 Demanda prevista para las subestaciones del estado Sucre.

Durante el período 2005-2015 para el estado Sucre el crecimiento promedio interanual es de 3,4%. En la Tabla N° 1.2 se visualiza la demanda por subestaciones durante el período 2005-2015 para el estado Anzoátegui.



ANZOÁTEGUI	Año											
	S/E	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
BARBACOA		71,29	76,67	41,83	47,32	40,51	44,58	47,56	49,40	50,37	51,34	52,31
BARCELONA		102,96	108,95	100,51	104,24	98,76	102,32	104,57	106,82	109,07	111,32	113,57
CHUPARIN I		58,57	60,78	59,55	62,87	66,16	67,08	67,93	68,73	69,48	70,20	70,86
CUARTEL (Maurica)		65,73	72,26	68,90	71,97	68,62	71,71	73,66	75,61	77,56	79,51	81,46
PARAISO		37,48	40,76	38,98	40,55	43,66	45,42	46,01	46,60	47,19	47,78	48,37
CHUPARIN II		-	-	31,20	34,42	37,54	40,67	42,91	44,39	45,28	46,17	47,05
TRONCONAL V		-	-	40,05	43,46	47,13	50,35	52,58	54,15	55,21	56,27	57,33
MESONES (Los Potocos)		-	-	-	-	29,62	31,53	32,86	33,86	34,59	35,32	36,06
GUARAGUAO		73,29	77,97	83,91	88,88	93,10	97,25	101,34	105,40	109,42	113,40	117,36
LECHERIAS		31,72	33,28	34,85	36,41	37,97	39,54	41,10	42,66	44,23	45,79	47,35
LA ISLETA		20,77	22,34	23,93	25,56	26,95	28,37	29,84	31,35	32,90	34,49	36,12
CLARINES		24,84	25,58	26,29	26,94	27,55	28,13	28,70	29,24	29,78	30,30	30,81
GUANTA		10,62	11,43	11,55	11,67	11,79	11,92	12,04	12,16	12,28	12,40	12,52
TIGRE II		101,27	106,16	62,32	65,14	67,24	68,81	70,32	71,75	73,12	74,42	75,64
GUANIPA		-	-	46,01	48,13	49,81	51,18	52,51	53,80	55,04	56,24	57,40
PARIAGUAN		-	-	12,22	12,78	13,19	13,50	13,79	14,08	14,34	14,60	14,84
TIGRE III		47,86	51,14	46,35	48,64	50,93	53,22	55,51	57,79	60,08	62,37	64,66
ROBLE I		90,53	94,19	97,13	100,07	84,39	86,80	89,21	91,61	94,02	96,43	98,84
ROBLE II		-	-	-	-	18,62	19,15	19,68	20,21	20,74	21,27	21,81
ANACO (Los Pilones)		10,23	10,65	11,08	11,53	12,01	12,50	13,01	13,54	14,10	14,68	14,82
REBOMBEO I		15,18	15,40	15,61	15,82	16,04	16,25	16,46	16,67	16,89	17,10	17,31
REBOMBEO II		23,22	24,06	24,91	25,76	26,60	27,45	28,29	29,14	29,99	30,83	31,68
<b>Total Anzoátegui</b>		<b>747</b>	<b>792</b>	<b>837</b>	<b>881</b>	<b>926</b>	<b>964</b>	<b>995</b>	<b>1023</b>	<b>1049</b>	<b>1074</b>	<b>1099</b>
<b>Total Coinc. Anzoátegui</b>		<b>710</b>	<b>753</b>	<b>795</b>	<b>837</b>	<b>879</b>	<b>916</b>	<b>945</b>	<b>972</b>	<b>996</b>	<b>1021</b>	<b>1044</b>
<b>Tasa de Crecimiento Interanual (%)</b>			<b>6,02</b>	<b>5,62</b>	<b>5,25</b>	<b>5,10</b>	<b>4,16</b>	<b>3,23</b>	<b>2,82</b>	<b>2,51</b>	<b>2,43</b>	<b>2,32</b>

Tabla N° 1.2 Demanda prevista para las subestaciones del estado Anzoátegui.

Durante el período 2005-2015 para el estado Anzoátegui el crecimiento promedio interanual es de 3,94%. En la Tabla N° 1.3 se observa la demanda por subestaciones durante el período 2005-2015 para ELEBOL.

ELEBOL	Año											
	S/E	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
BOLIVAR		100,00	105,20	110,00	114,59	119,05	123,41	127,70	131,93	136,11	140,25	144,36
FARALLONES		98,35	104,18	109,62	114,13	118,52	122,80	127,03	131,18	135,29	139,37	143,41
<b>Total Elebol</b>		<b>198</b>	<b>209</b>	<b>220</b>	<b>229</b>	<b>238</b>	<b>246</b>	<b>255</b>	<b>263</b>	<b>271</b>	<b>280</b>	<b>288</b>
<b>Total Coinc. Elebol</b>		<b>188</b>	<b>199</b>	<b>209</b>	<b>217</b>	<b>226</b>	<b>234</b>	<b>242</b>	<b>250</b>	<b>258</b>	<b>266</b>	<b>273</b>
<b>Tasa de Crecimiento Interanual (%)</b>			<b>5,56</b>	<b>4,88</b>	<b>4,15</b>	<b>3,87</b>	<b>3,64</b>	<b>3,46</b>	<b>3,29</b>	<b>3,15</b>	<b>3,03</b>	<b>2,92</b>

Tabla N° 1.3 Demanda prevista para las subestaciones de ELEBOL.

Durante el período 2005-2015 para las subestaciones de ELEBOL el crecimiento promedio interanual es de 3,79%. En la Tabla N° 1.4 se observa la demanda por subestaciones durante el período 2005-2015 para SEMDA, en los estados Monagas y Delta Amacuro.

SEMDA	Año											
	S/E	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
INDIO		53,88	54,42	51,39	56,50	34,28	35,78	36,64	37,50	38,37	39,23	40,09
VELADERO		-	6,05	6,96	7,66	8,10	8,46	8,66	8,86	9,07	9,27	9,48
QUIRIQUIRE		18,85	20,85	22,15	23,82	17,23	18,48	19,01	19,53	20,04	20,55	21,04
BOULEVARD		41,49	46,61	56,98	67,92	75,05	78,06	79,67	81,27	82,86	84,45	86,03
MATURÍN		55,92	58,51	60,66	62,82	55,22	57,05	58,88	60,72	62,55	64,38	66,21
LA PAZ		70,22	78,78	51,9	56,35	54,35	56,21	58,14	60,16	62,25	64,43	66,7
EL PARQUE		-	-	47,14	51,35	54,11	56,1	57,88	59,71	61,6	63,55	65,57
JUSEPIN		10,53	10,18	11,27	11,63	12,01	12,39	12,78	13,19	13,61	14,04	14,49
TEMBLADOR NUEVA		19,3	20,51	22,15	5,95	6,13	6,3	6,46	6,65	6,82	7	7,17
TEMBLADOR PUEBLO		-	-	-	16,88	17,38	17,87	18,37	18,86	19,36	19,86	20,35
TUCUPITA		35,33	36,56	37,79	32,78	33,82	34,86	35,89	36,93	37,97	39,01	40,04
BARRANCAS		-	-	-	6,7	6,91	7,12	7,33	7,54	7,75	7,95	8,16
TEJERO		45,9	48,36	51,22	53,78	28,54	30,27	31,17	32,08	32,98	33,88	34,79
JOBO MOCHO		-	-	-	-	32,2	34,08	35,06	36,05	37,04	38,03	39,02
SAN JAIME		-	-	-	-	32,84	34,13	35,08	36,04	37,02	37,99	38,98
CARIPITO		-	-	-	-	12,35	13,17	13,54	13,9	14,26	14,61	14,95
<b>Total SEMDA</b>		<b>351</b>	<b>381</b>	<b>420</b>	<b>454</b>	<b>481</b>	<b>500</b>	<b>515</b>	<b>529</b>	<b>544</b>	<b>558</b>	<b>573</b>
<b>Total Coinc. SEMDA</b>		<b>339</b>	<b>368</b>	<b>405</b>	<b>439</b>	<b>464</b>	<b>483</b>	<b>497</b>	<b>511</b>	<b>525</b>	<b>539</b>	<b>554</b>
<b>Tasa de Crecimiento Interanual (%)</b>			<b>8,37</b>	<b>10,18</b>	<b>8,23</b>	<b>5,81</b>	<b>4,12</b>	<b>2,84</b>	<b>2,80</b>	<b>2,75</b>	<b>2,70</b>	<b>2,66</b>

Tabla N° 1.4 Demanda prevista para las subestaciones de SEMDA.

Durante el período 2005-2015 para las subestaciones de SEMDA el crecimiento promedio interanual es de 5,01%.

A continuación se muestran los valores de demanda del sector petrolero para las zonas de El Furrial, La Canoa, Morichal, Santa Rosa y Jose, con un factor de coincidencia del 100%.

En la Tabla N° 1.5 se observa la demanda por subestaciones durante el período 2005-2015 para las cargas pertenecientes a PDVSA Furrial.

PDVSA FURRIAL	Año											
	S/E	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Amana		11,51	12,37	21,52	25,09	29,94	34,98	40,10	44,41	48,95	48,01	48,39
Muscar		0,98	3,02	5,80	5,97	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39
Pirital		5,05	5,21	5,64	7,21	10,46	13,47	16,71	19,67	22,17	22,01	22,62
Travieso		16,00	16,02	16,20	16,38	16,65	16,71	16,47	16,30	16,71	17,35	17,37
Tejero		37,00	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00
Rebombero I		2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
Rebombero II		4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20
Pigap II		5,41	5,73	6,05	6,77	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50
Nueva S/E Pigap III (motores)		0,00	0,00	3,72	3,72	22,33	59,54	59,54	59,54	59,54	59,54	59,54
Nueva S/E Pigap IV (motores)		0,00	0,00	0,00	0,00	44,68	75,50	93,98	106,77	117,69	121,22	126,79
Jusepin I		51,20	54,02	54,78	40,49	39,86	44,09	48,36	46,53	39,45	33,90	29,94
Jusepin II		19,01	19,13	26,72	54,34	59,79	88,02	89,19	83,55	84,91	79,26	73,31
Wilpro		50,06	50,64	48,84	49,23	48,33	50,44	54,66	66,93	72,48	69,30	68,04
<b>Total PDVSA Furrial</b>		<b>203</b>	<b>210</b>	<b>233</b>	<b>253</b>	<b>330</b>	<b>440</b>	<b>476</b>	<b>501</b>	<b>519</b>	<b>508</b>	<b>504</b>
<b>Tasa de Crecimiento Interanual (%)</b>			<b>3,41</b>	<b>11,03</b>	<b>8,55</b>	<b>30,35</b>	<b>33,60</b>	<b>8,24</b>	<b>5,18</b>	<b>3,63</b>	<b>-2,17</b>	<b>-0,90</b>

Tabla N° 1.5 Demanda petrolera prevista para la zona El Furrial.

Como se observa en la tabla anterior durante el período 2005-2015 para la demanda petrolera del El Furrial se estima un crecimiento promedio interanual de 9,52%. En la Tabla N° 1.6 se observa la demanda por subestaciones durante el período 2005-2015 para las cargas pertenecientes a PDVSA La Canoa.

PDVSA CANOA	Año											
	S/E	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Canoa		9,33	9,37	11,44	15,97	18,84	20,40	22,54	25,44	27,91	29,43	31,22
P.T.O. ORIMULSIÓN		0,28	2,00	3,00	4,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00
PTO		2,28	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
SAN TOME I		2,28	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
SAN TOME II		2,28	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
SAN TOME III		0,51	0,44	0,77	1,26	2,04	3,39	5,15	8,68	11,24	12,98	14,97
OSTRA		0,69	0,59	0,89	1,51	2,31	3,67	5,63	9,66	12,77	15,01	17,48
OVEJA		0,80	0,83	1,71	2,41	3,06	4,22	5,83	8,57	10,63	12,23	13,72
GUARA ESTE		0,80	0,83	1,71	2,41	3,06	4,22	5,83	8,57	10,63	12,23	13,72
GUARA OESTE		0,90	1,48	2,04	3,05	4,19	5,62	7,79	11,19	14,21	16,03	18,23
NIPA		4,49	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75
MELONES		0,00	0,09	1,00	2,68	4,57	6,87	9,49	13,34	16,70	19,17	21,76
MELONES OESTE		10,24	11,00	11,00	11,00	11,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
EROS		0,72	0,64	0,78	0,85	1,10	1,85	3,12	5,43	7,24	8,37	9,69
LEJOS		3,37	3,50	5,36	7,06	8,95	11,68	14,44	18,06	20,63	22,53	25,12
ARECUNA		18,61	23,37	28,17	35,82	42,53	49,67	54,02	57,83	61,03	63,40	65,88
DOBOKUBI		1,40	1,34	1,28	1,32	1,57	2,31	3,91	6,57	8,58	10,06	11,61
MIGA		22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
BARE		6,58	13,32	19,32	27,63	38,38	49,83	56,92	63,35	68,46	72,19	75,73
BARE 10		0,87	1,00	1,16	1,84	2,13	3,31	4,35	7,08	8,67	10,09	11,16
PLANTA 3		0,87	1,00	1,16	1,84	2,13	3,31	4,35	7,08	8,67	10,09	11,16
PLANTA 100		0,70	1,26	1,86	2,26	2,72	3,76	5,39	7,97	10,23	11,45	13,04
OSCUROTE		0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
SOTO ESTE		0,26	0,26	0,31	0,42	0,38	18,02	18,94	20,13	20,80	20,71	20,11
MAPIRI		1,61	1,85	2,23	3,40	3,47	17,11	18,40	18,47	17,96	16,99	15,08
ZAPATOS		0,78	1,03	1,19	1,94	2,20	41,82	41,81	42,08	41,38	39,12	36,25
MATA R		0,59	0,50	0,47	0,58	0,59	22,57	23,98	23,13	22,38	22,35	21,18
AGUASAY		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total PDVSA Canoa</b>		<b>93</b>	<b>112</b>	<b>133</b>	<b>165</b>	<b>197</b>	<b>331</b>	<b>369</b>	<b>420</b>	<b>457</b>	<b>481</b>	<b>504</b>
<b>Tasa de Crecimiento Interanual (%)</b>			<b>19,50</b>	<b>18,91</b>	<b>24,40</b>	<b>19,37</b>	<b>67,66</b>	<b>11,57</b>	<b>13,75</b>	<b>8,95</b>	<b>5,31</b>	<b>4,71</b>

Tabla N° 1.6 Demanda petrolera prevista para la zona La Canoa.

Como se observa en la tabla anterior durante el período 2005-2015 para la demanda petrolera de La Canoa se estima un crecimiento promedio interanual de 18,36%. En la Tabla N° 1.7 se observa la demanda por subestaciones durante el período 2005-2015 para las cargas pertenecientes a PDVSA Morichal.

PDVSA MORICHAL	Año											
	S/E	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Morichal		23,8	12,4	24,9	28,5	34,9	41,1	48,3	52,3	58,7	66,4	74,8
Cerro Negro		0,0	30,1	48,2	62,8	81,7	91,3	102,8	98,4	119,5	131,8	151,2
Jobo		2,9	2,9	3,0	3,1	9,4	13,2	18,3	20,6	27,2	33,5	38,7
Temblador PDV		5,1	4,8	4,9	5,0	0,3	0,3	0,3	4,6	6,7	9,0	11,3
Temblador CADAFE		31,2	32,2	33,1	34,1	35,1	36,2	37,3	38,4	39,5	40,7	42,0
OCN		6,7	6,9	7,2	7,4	7,6	7,8	8,0	8,3	8,5	8,8	9,1
<b>Total PDVSA Morichal</b>		<b>70</b>	<b>89</b>	<b>121</b>	<b>141</b>	<b>169</b>	<b>190</b>	<b>215</b>	<b>223</b>	<b>260</b>	<b>290</b>	<b>327</b>
<b>Tasa de Crecimiento Interanual (%)</b>			<b>28,10</b>	<b>35,79</b>	<b>16,23</b>	<b>20,01</b>	<b>12,30</b>	<b>13,22</b>	<b>3,57</b>	<b>16,87</b>	<b>11,50</b>	<b>12,66</b>

Tabla N° 1.7 Demanda petrolera prevista para la zona de Morichal.

Como se observa en la tabla anterior durante el período 2005-2015 para la demanda petrolera de Morichal se estima un crecimiento promedio interanual de 16,72%. En la Tabla N° 1.8 se observa la demanda por subestaciones durante el período 2005-2015 para las cargas pertenecientes a PDVSA Santa Rosa.

<b>PDVSA SANTA ROSA</b>	<b>Año</b>										
<b>S/E</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
SAN ROQUE	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
KAKI-BUCARAL	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
SANTA ROSA	2,1	2,1	2,1	4,3	3,1	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	2,8
PTA	3,0	3,2	3,1	4,5	4,5	5,8	5,7	5,5	5,0	4,6	4,0
CRIOGENICO SAN JOAQUIN	2,1	2,4	3,1	4,6	4,6	4,5	4,4	4,3	4,1	3,8	3,6
SAN JOAQUIN BUSTER	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
C.O.SAN JOAQUIN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
<b>Total PDVSA Santa Rosa</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>17</b>	<b>16</b>	<b>23</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>20</b>
<b>Tasa de Crecimiento Interanual (%)</b>		<b>4,27</b>	<b>6,60</b>	<b>43,37</b>	<b>-7,68</b>	<b>44,08</b>	<b>-1,08</b>	<b>-1,74</b>	<b>-3,26</b>	<b>-3,12</b>	<b>-4,07</b>

Tabla N° 1.8 Demanda petrolera prevista para la subestación Santa Rosa.

Como se observa en la tabla anterior durante el período 2005-2015 para la demanda petrolera de la subestación Santa Rosa se estima un crecimiento promedio interanual de 6,36%. En la Tabla N° 1.9 se observa la demanda por subestaciones durante el período 2005-2015 para las cargas pertenecientes a PDVSA Jose.

<b>PDVSA JOSE</b>	<b>Año</b>										
<b>S/E</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
SINCOR	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0
OCN	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Petrozuata	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
PQV	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
AMERIVEN	5,0	67,0	67,0	67,0	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4
TAEJ	15,0	16,8	17,7	18,6	18,6	20,4	20,4	22,2	22,2	22,2	22,2
SINOVENSA	0,0	1,5	5,0	8,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
BITOR	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
<b>Total PDVSA Jose</b>	<b>229</b>	<b>294</b>	<b>299</b>	<b>303</b>	<b>320</b>	<b>322</b>	<b>322</b>	<b>324</b>	<b>324</b>	<b>324</b>	<b>324</b>
<b>Tasa de Crecimiento Interanual (%)</b>		<b>28,52</b>	<b>1,50</b>	<b>1,31</b>	<b>5,75</b>	<b>0,56</b>	<b>0,00</b>	<b>0,56</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

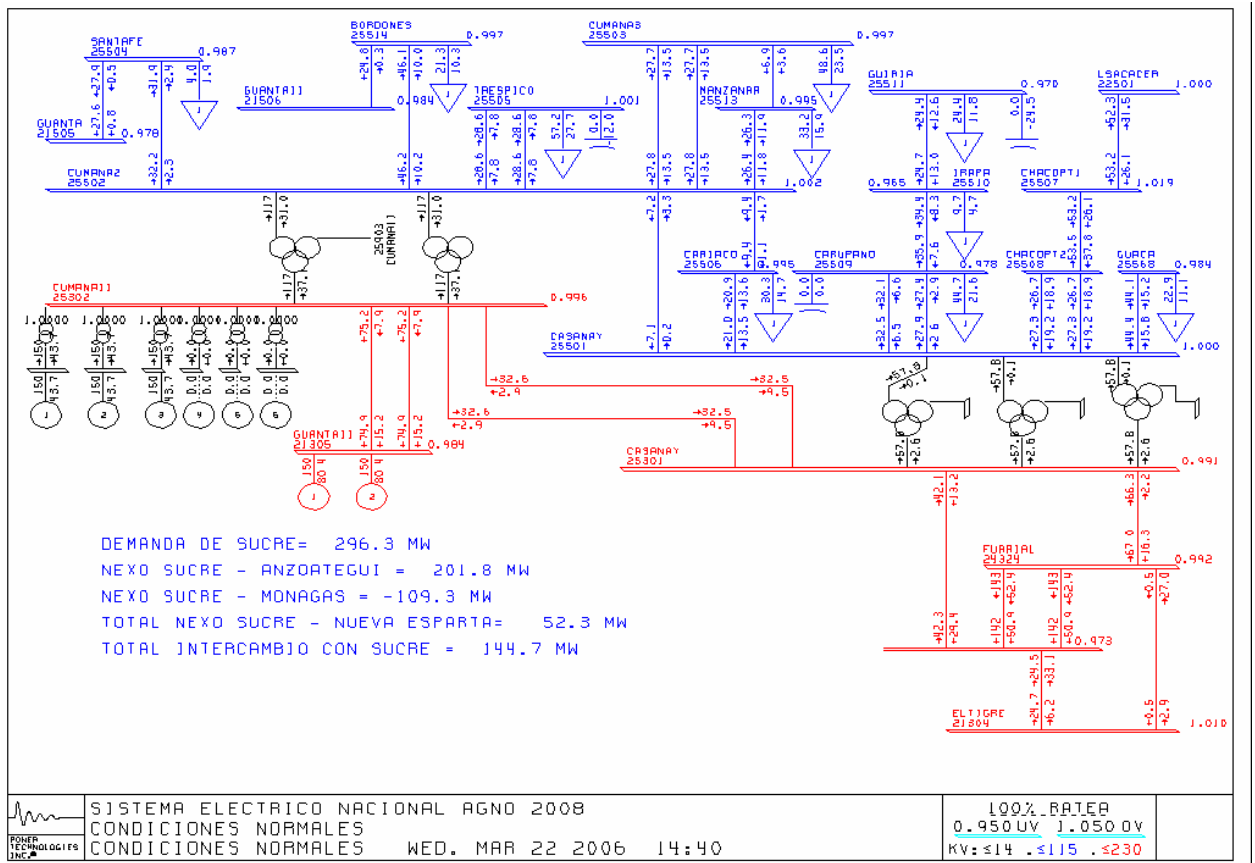
Tabla N° 1.9 Demanda petrolera prevista para la zona de Jose.

Como se observa en la tabla anterior durante el período 2005-2015 para la demanda petrolera de la zona de Jose se estima un crecimiento promedio interanual de 3,52%.

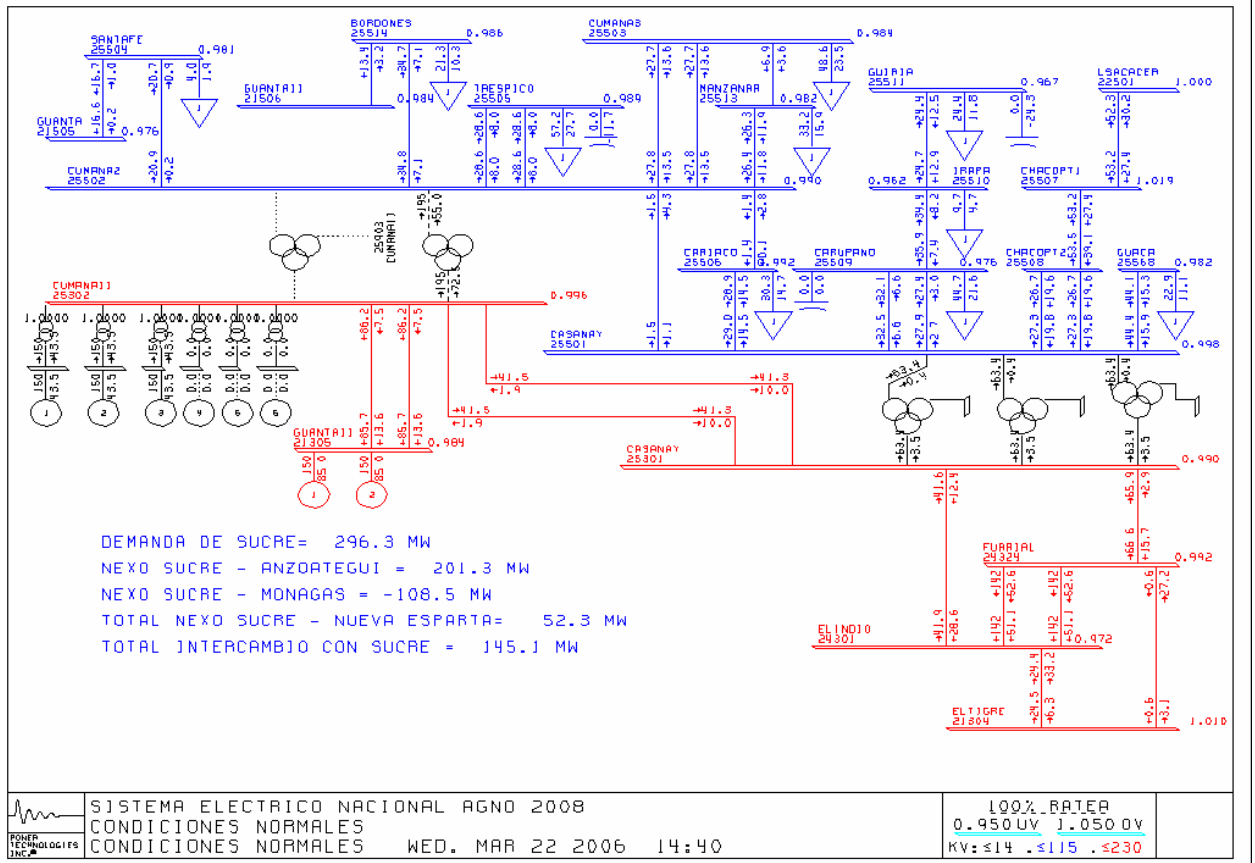
## Anexo 2.A. Corridas de Flujo de Carga de la opción N°1 para la Planta Termoeléctrica de 900 MW.

Año 2008

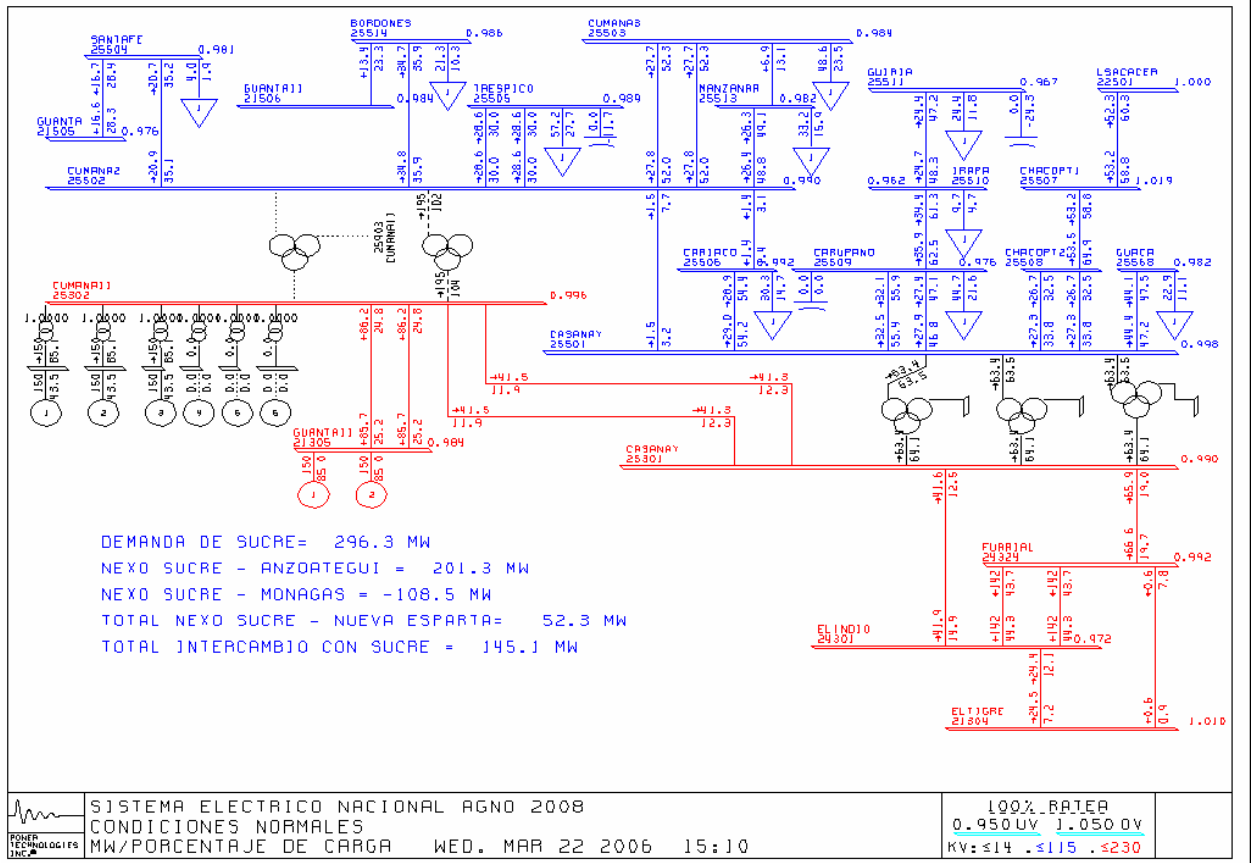
Condiciones Normales, Gráfica en MW y MVar.



Falla en Cumaná II de un Transformador 230/115 kV de 200 MVA. Gráfica en MW y MVAr.

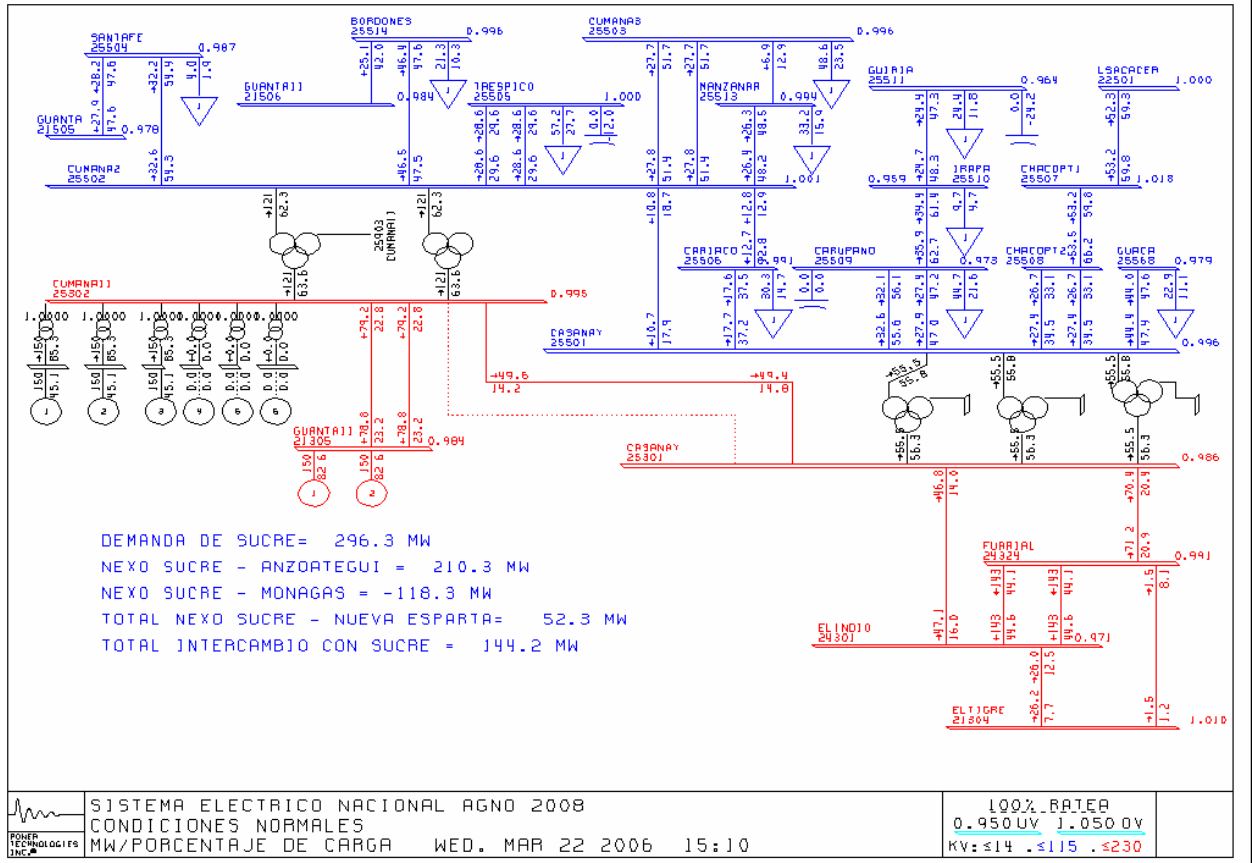


Falla en Cumaná II de un Transformador 230/115 kV de 200 MVA, Gráfica en MW y % de carga.

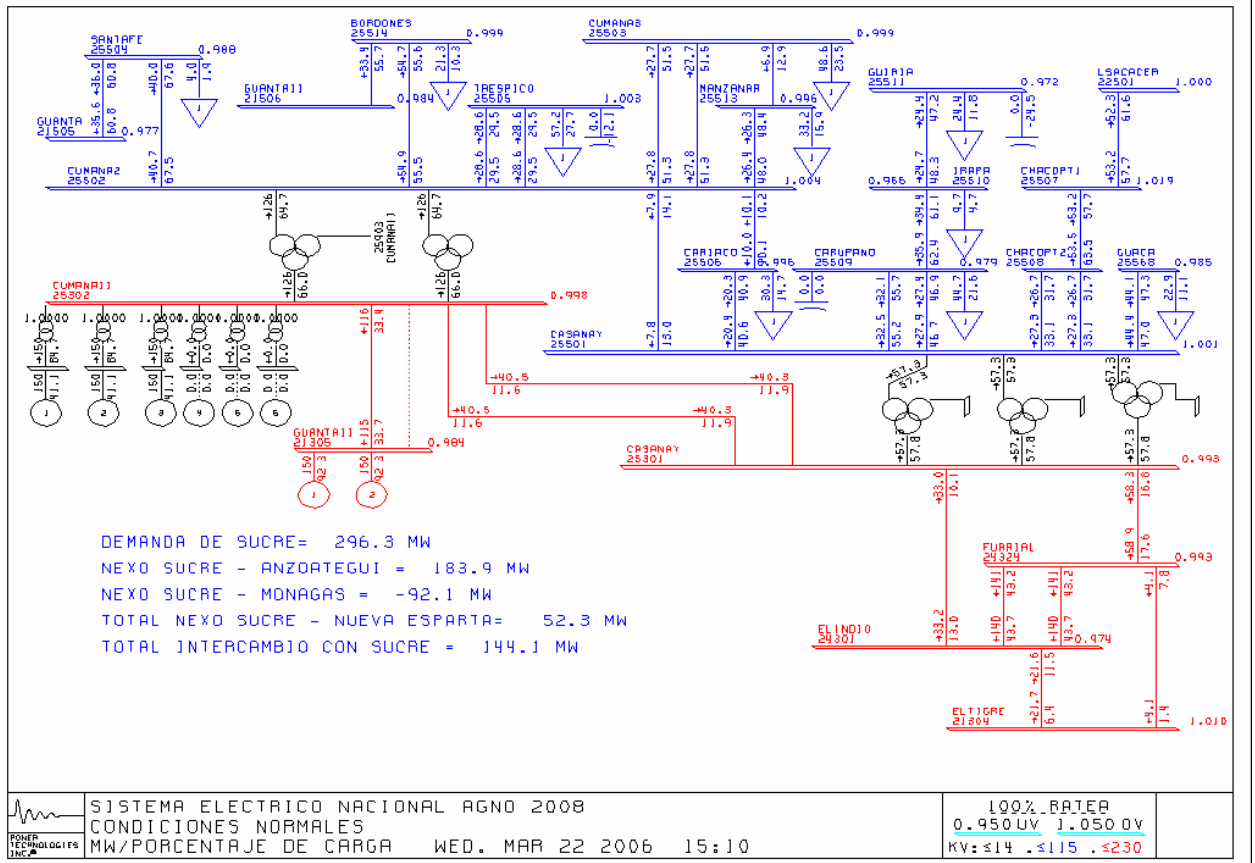




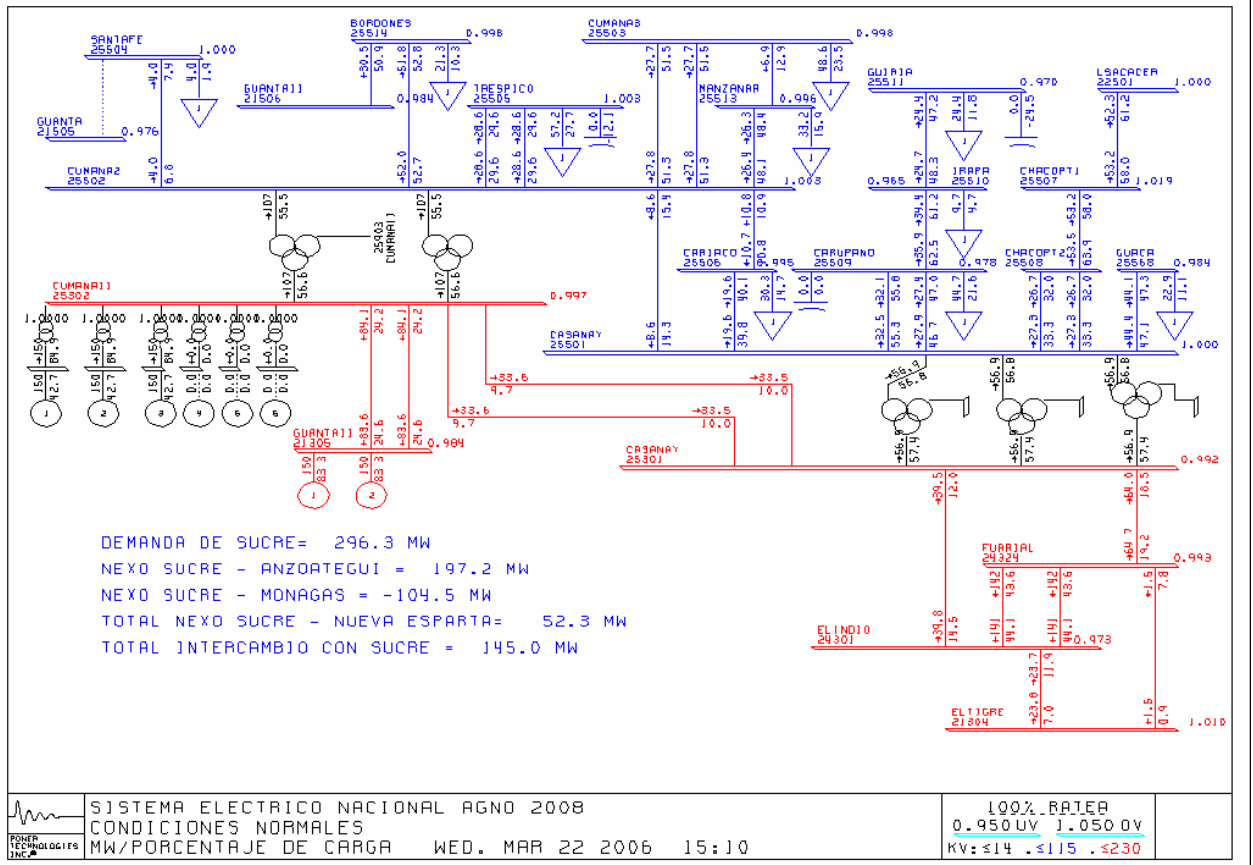
Falla de una de las líneas a 230 kV Cumaná II – Casanay. Gráfica en MW y % de carga.



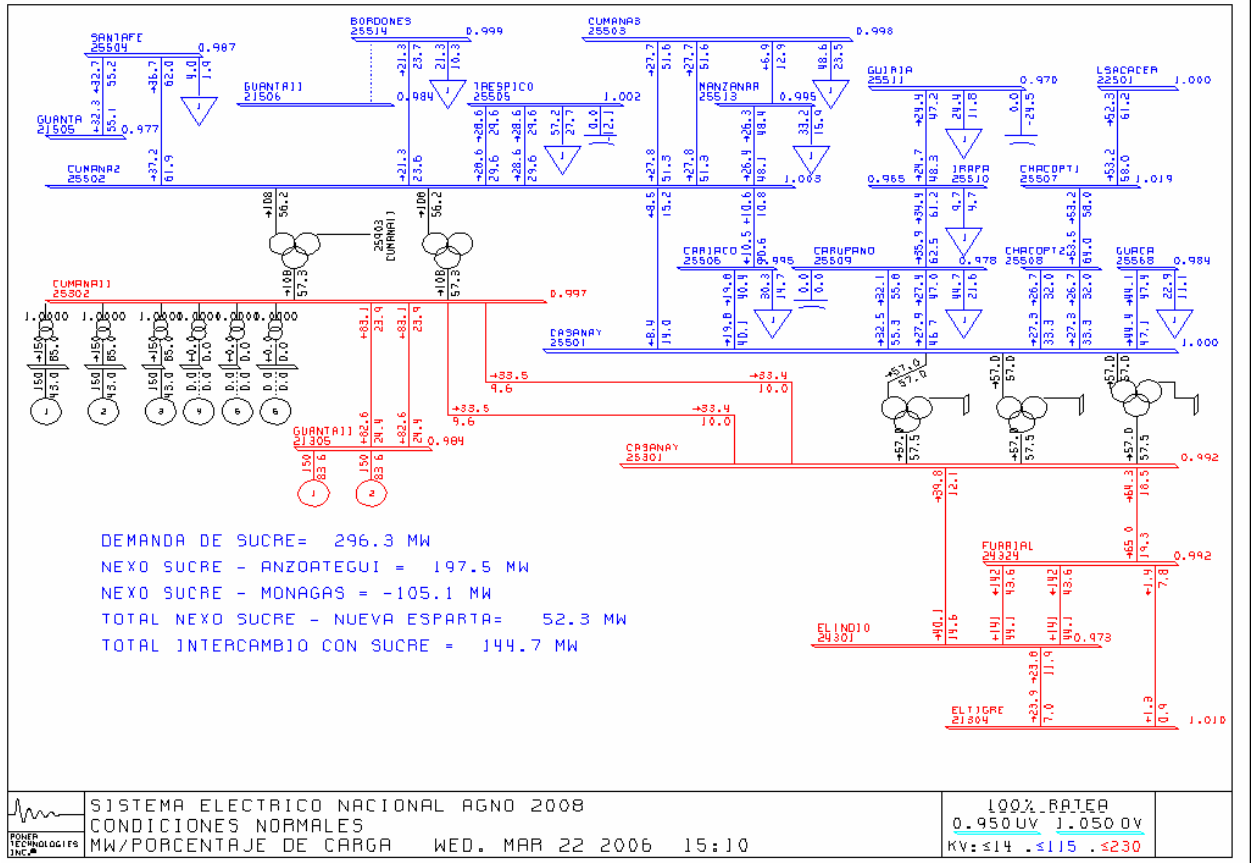
Falla de una de las líneas a 230 kV Guanta II -Cumaná II. Gráfica en MW y % de carga.



Falla la línea a 115 kV Guanta - Santa Fe. Gráfica en MW y % de carga.

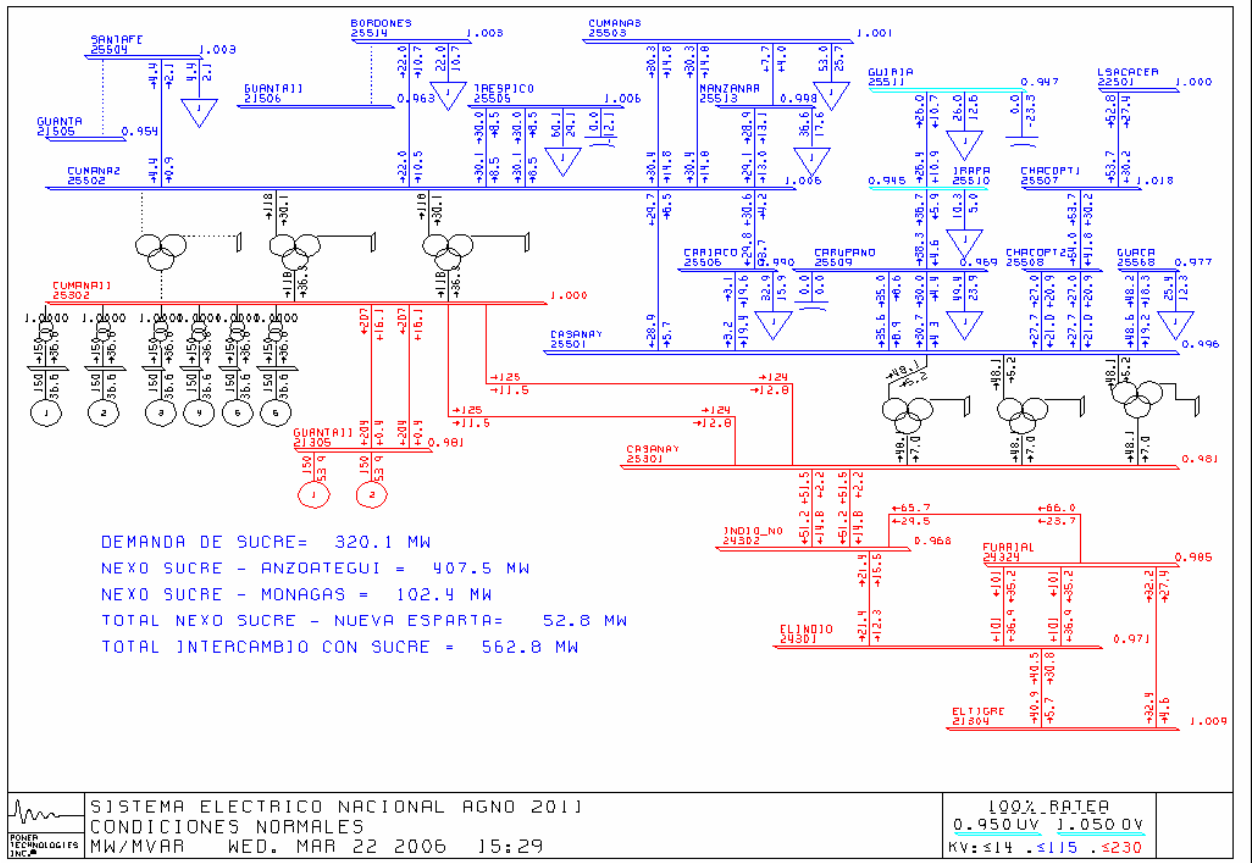


Falla la línea a 115 kV Guanta II - Bordones. Gráfica en MW y % de carga.

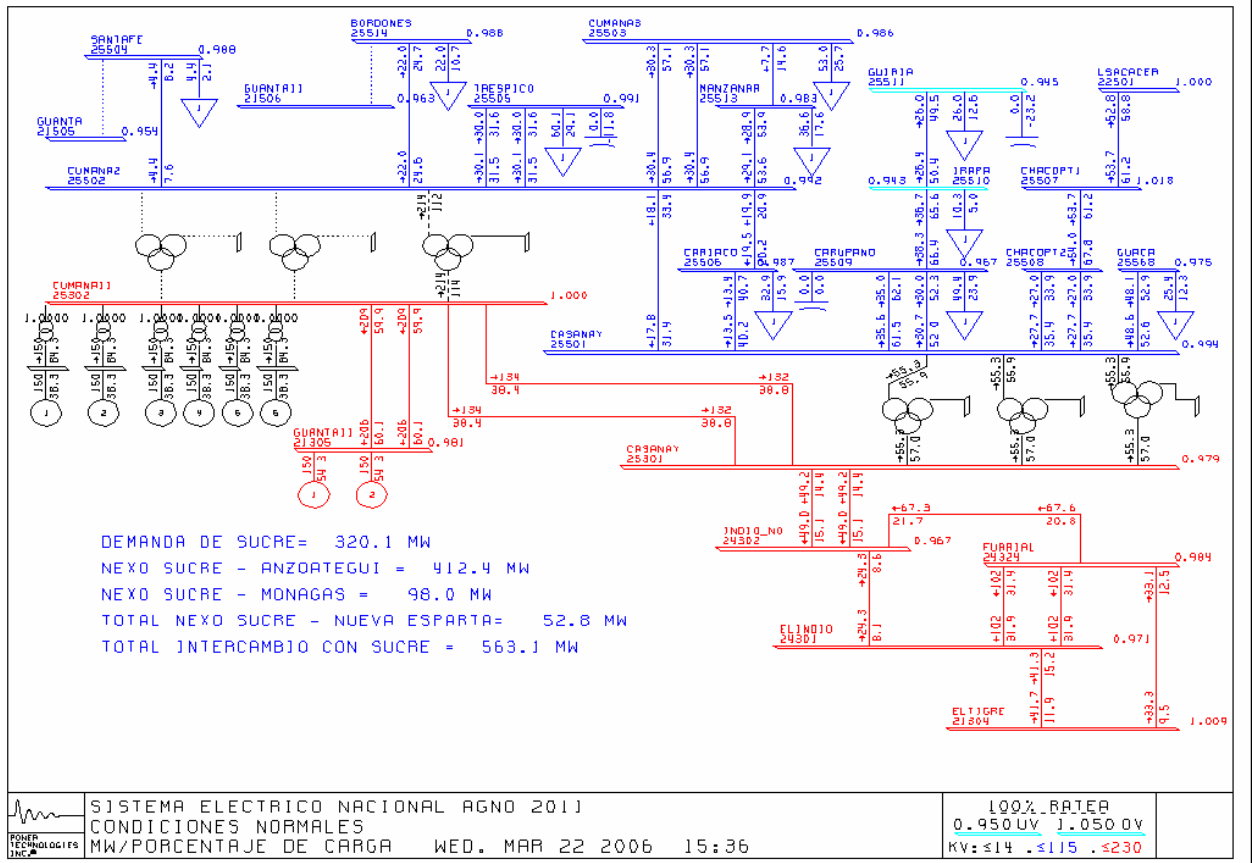


Año 2011

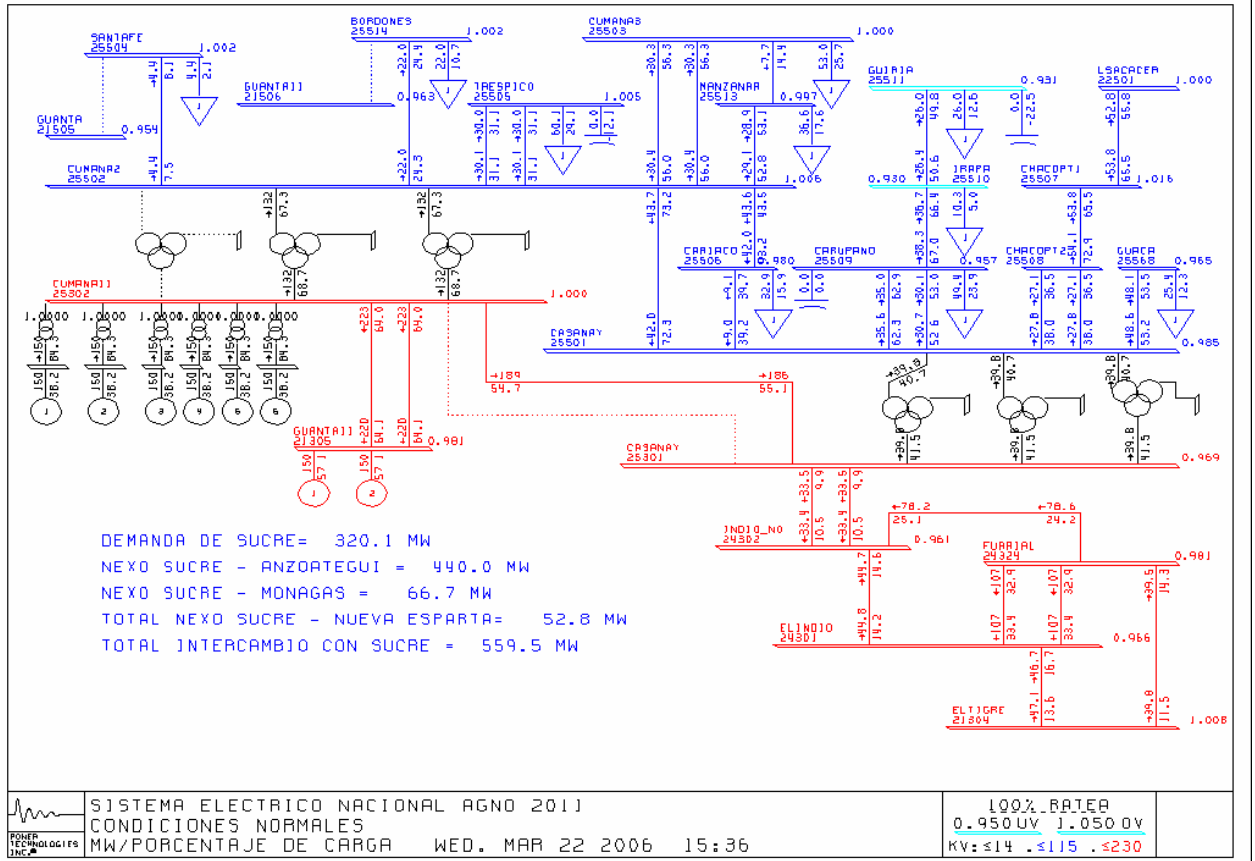
Condiciones Normales. Gráfica en MW y MVar.



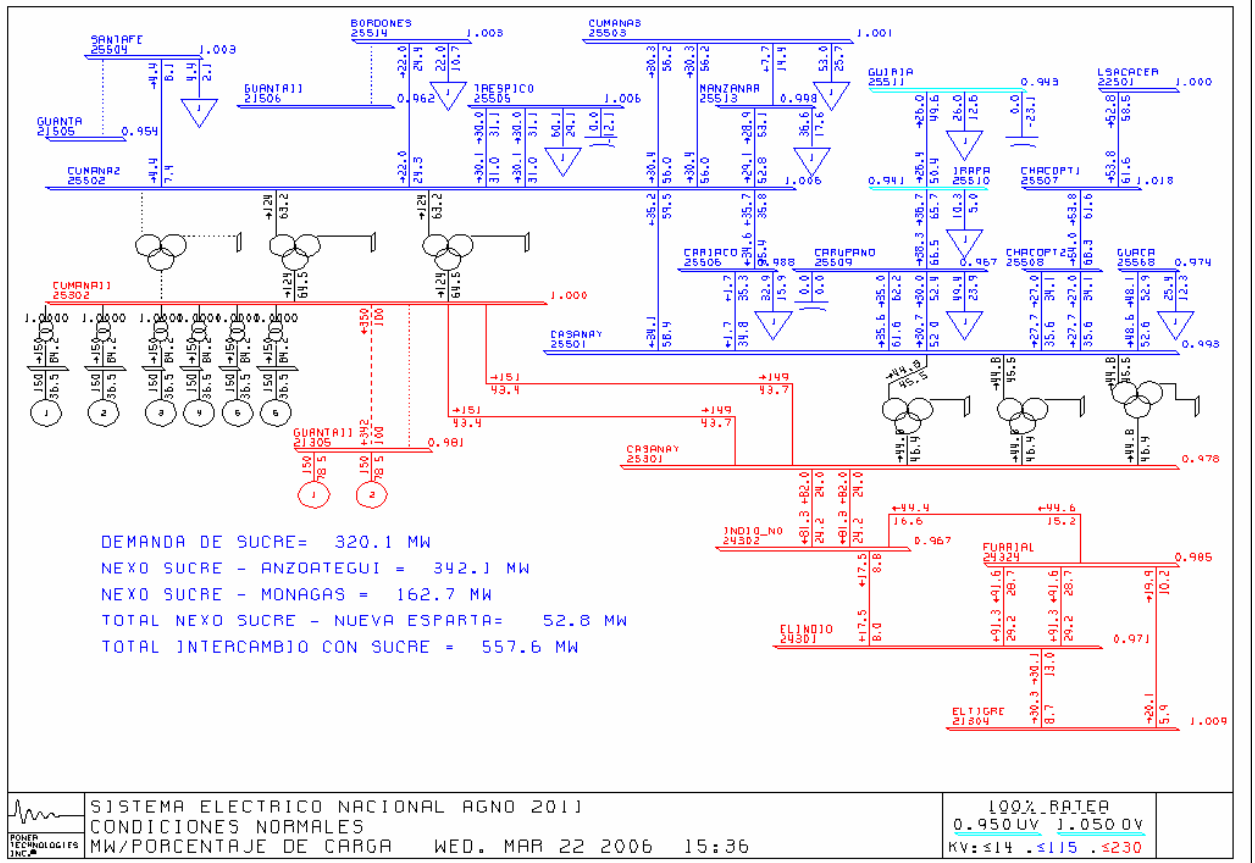
Falla en Cumaná II de un Transformador 230/115 kV de 200 MVA. Gráfica en MW y % de carga.



Falla de una de las líneas a 230 kV Cumaná II – Casanay. Gráfica en MW y % de carga.

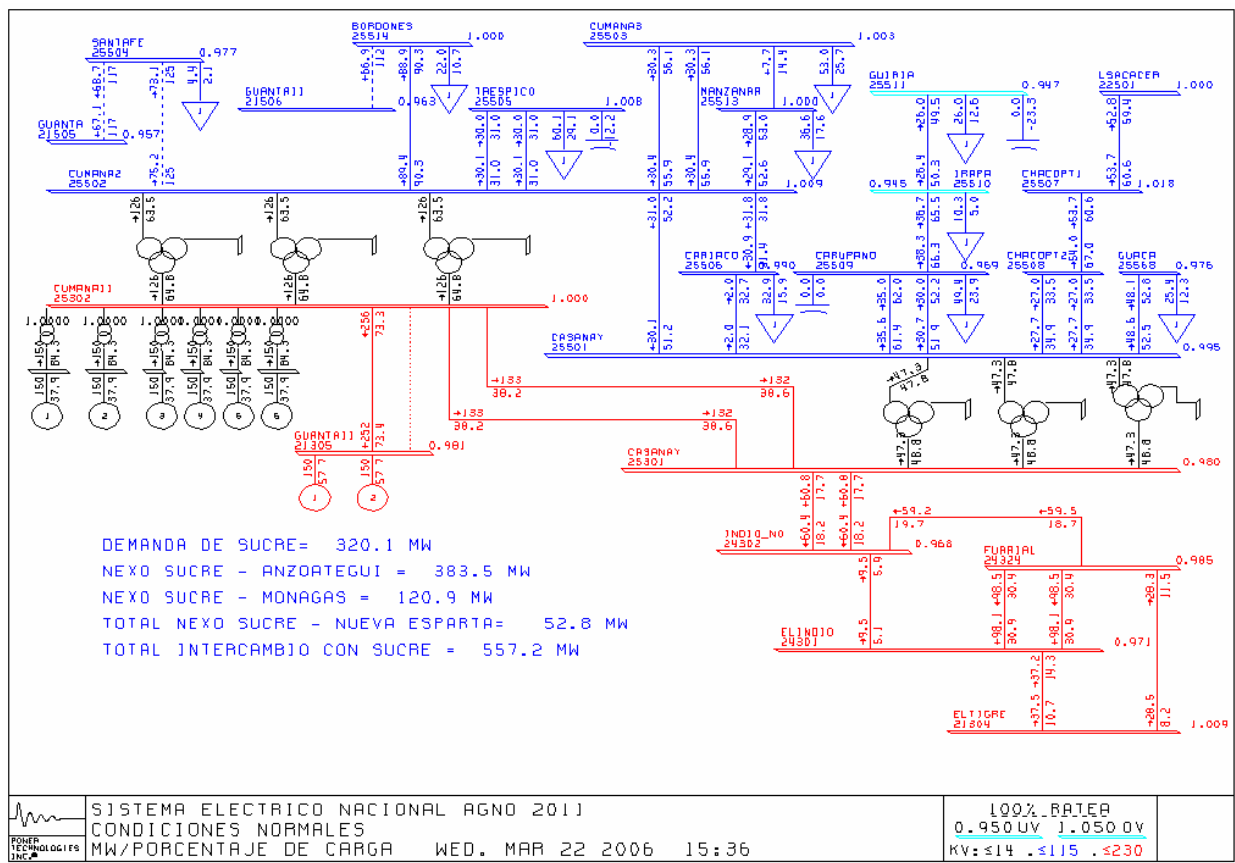


Falla de una de las líneas a 230 kV Guanta II -Cumaná II. Gráfica en MW y % de carga.

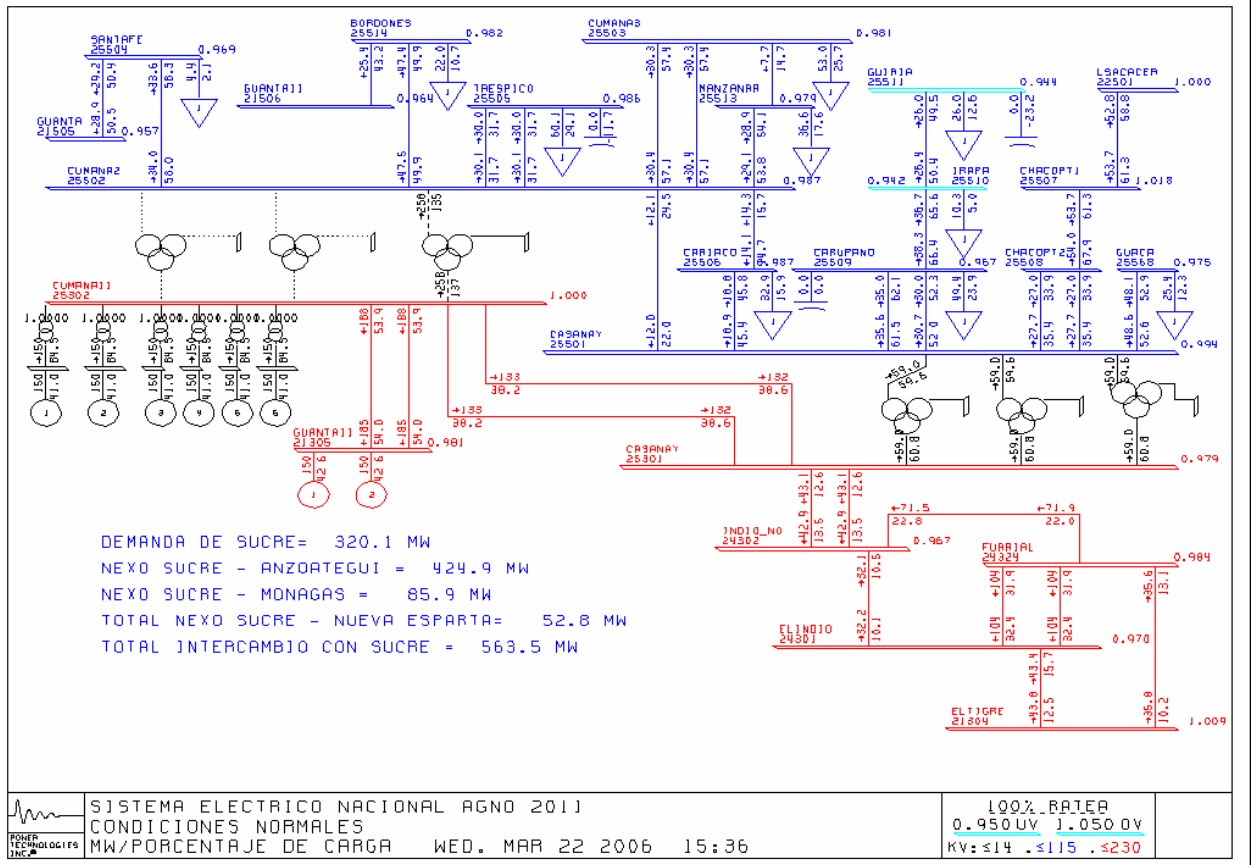




Falla de una de las líneas a 230 kV Guanta II -Cumaná II, con los nexos a 115 kV cerrados entre el estado Anzoátegui y el estado Sucre. Gráfica en MW y % de carga.

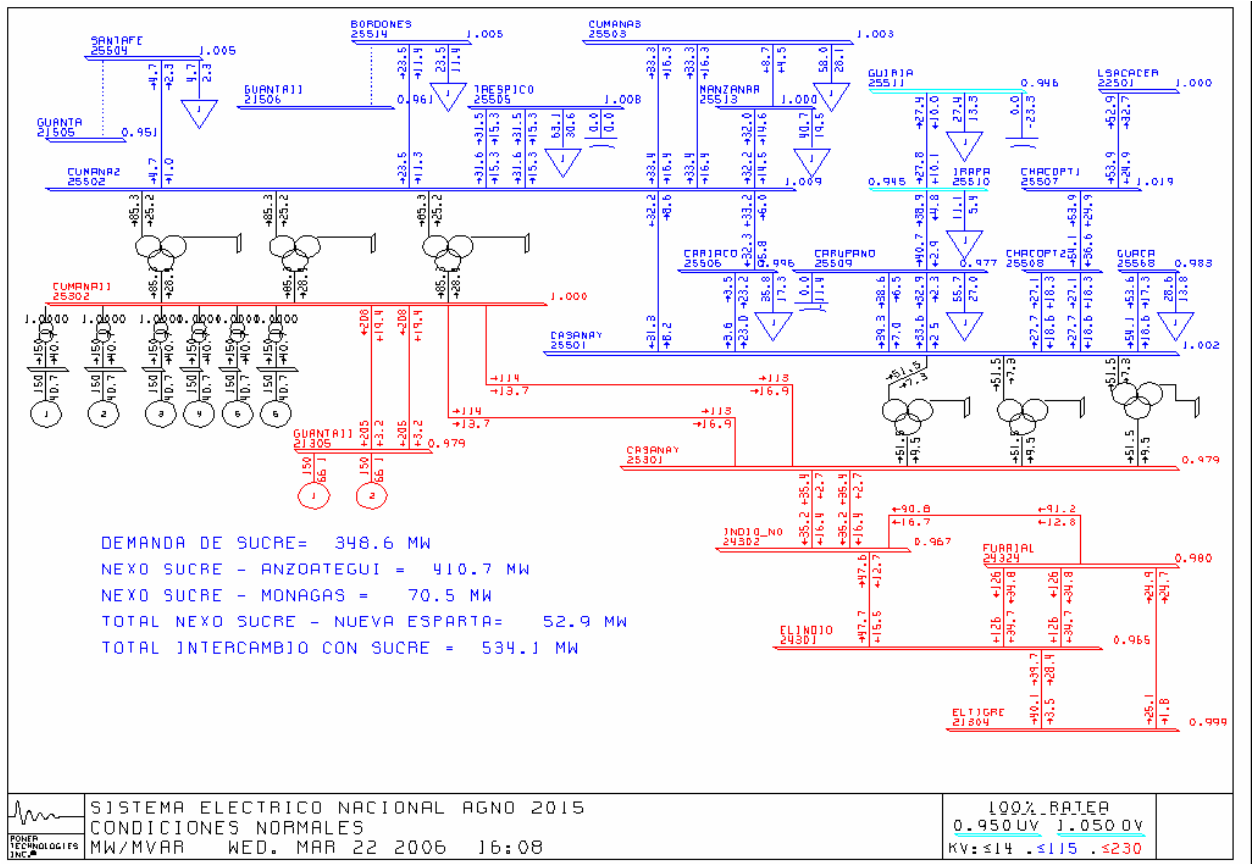


Falla de una de los transformadores de Cumaná II 230/115 kV, con los nexos a 115 kV cerrados entre el estado Anzoátegui y el estado Sucre. Gráfica en MW y % de carga.

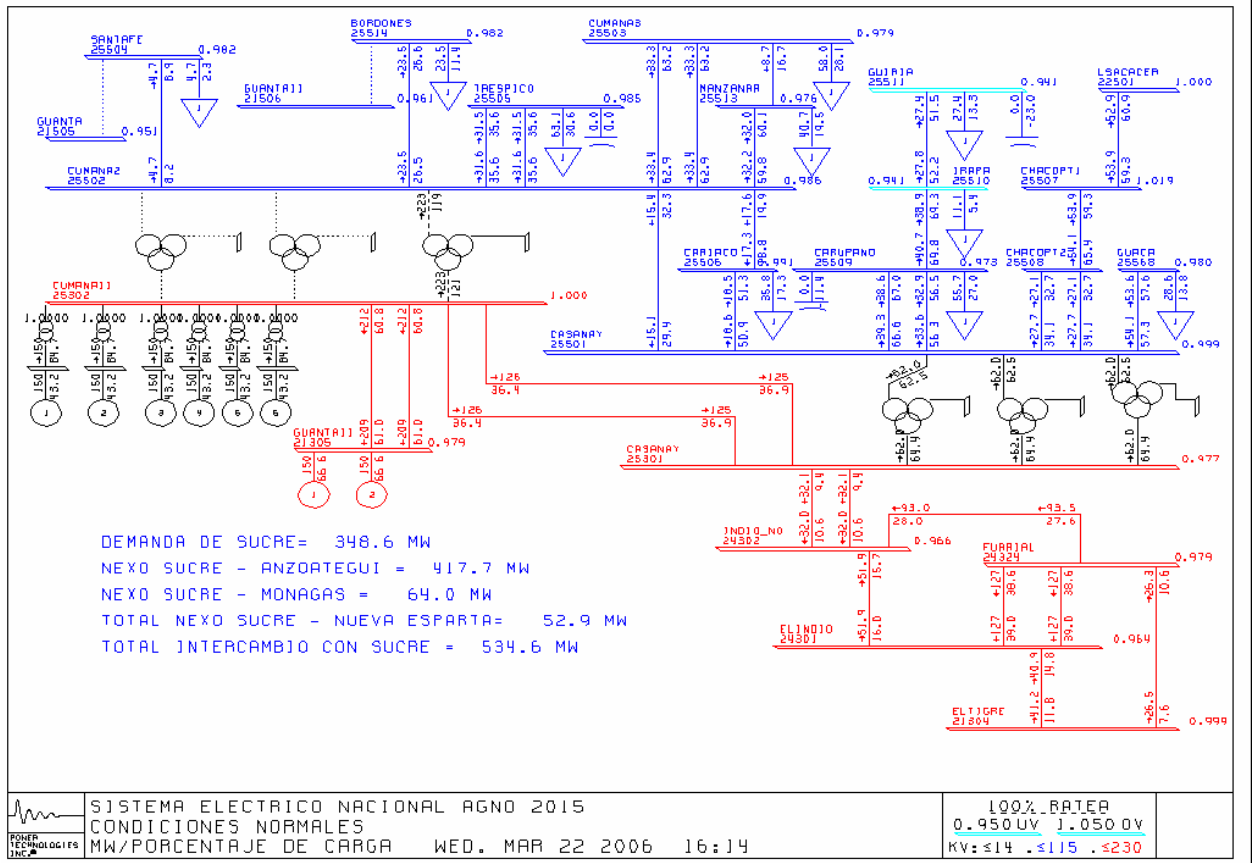


Año 2015

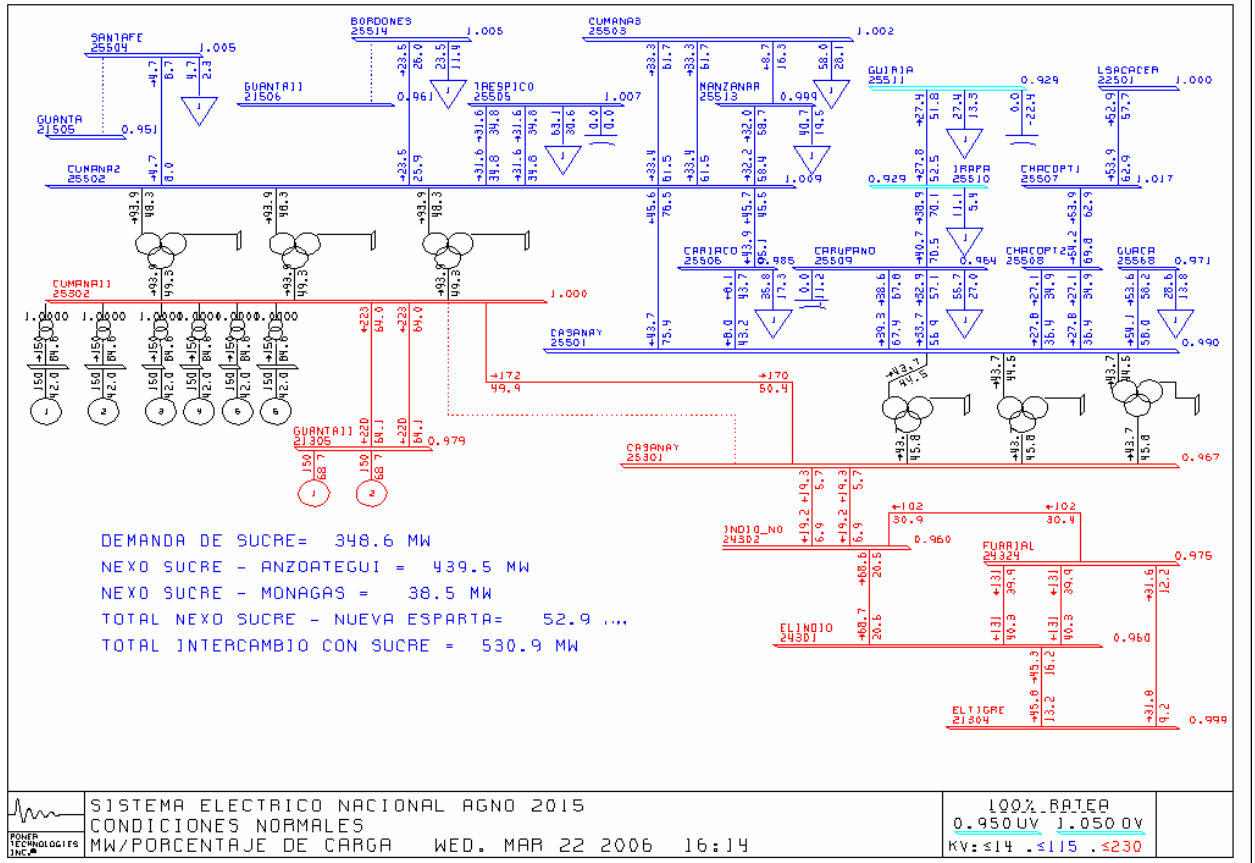
Condiciones Normales. Gráfica en MW y MVar.



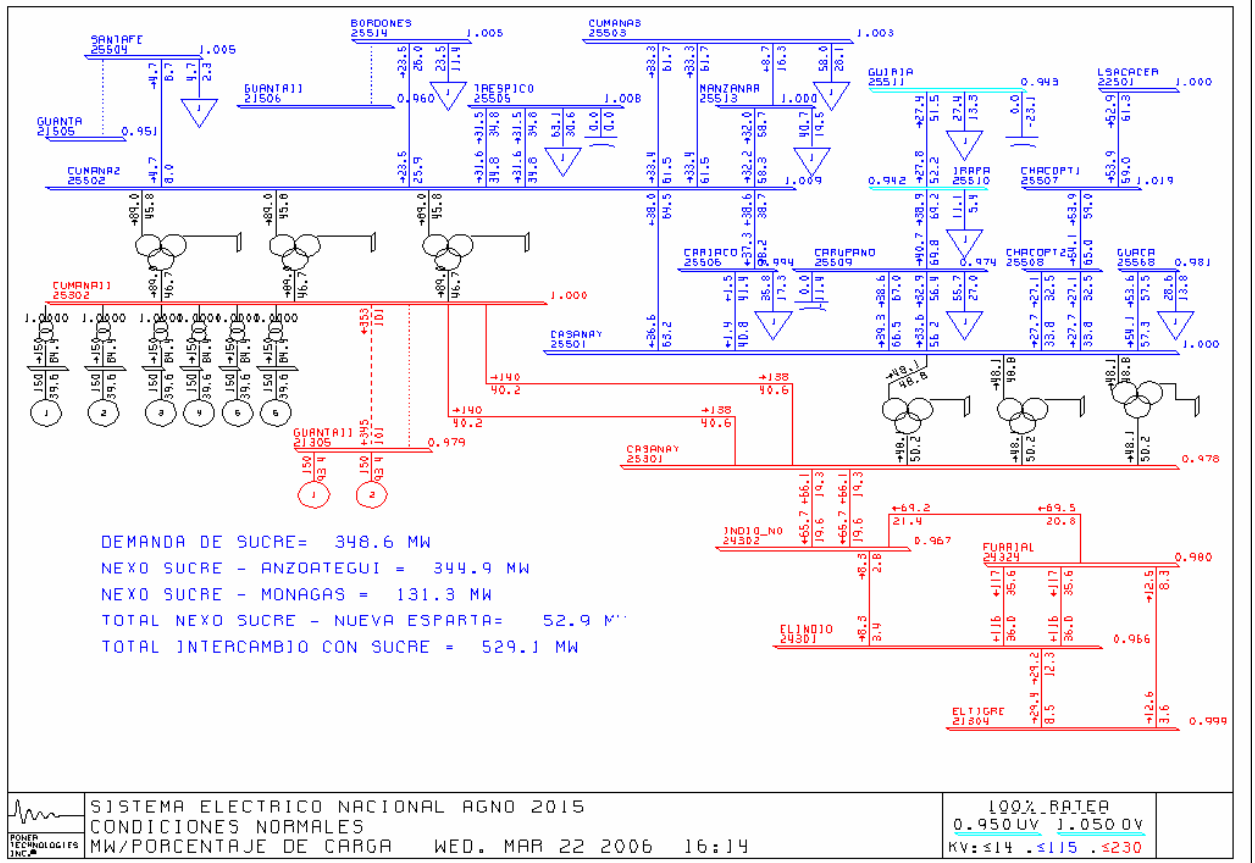
Falla en Cumaná II de un Transformador 230/115 kV de 200 MVA. Gráfica en MW y % de carga.



Falla de una de las líneas a 230 kV Cumaná II – Casanay. Gráfica en MW y % de carga.



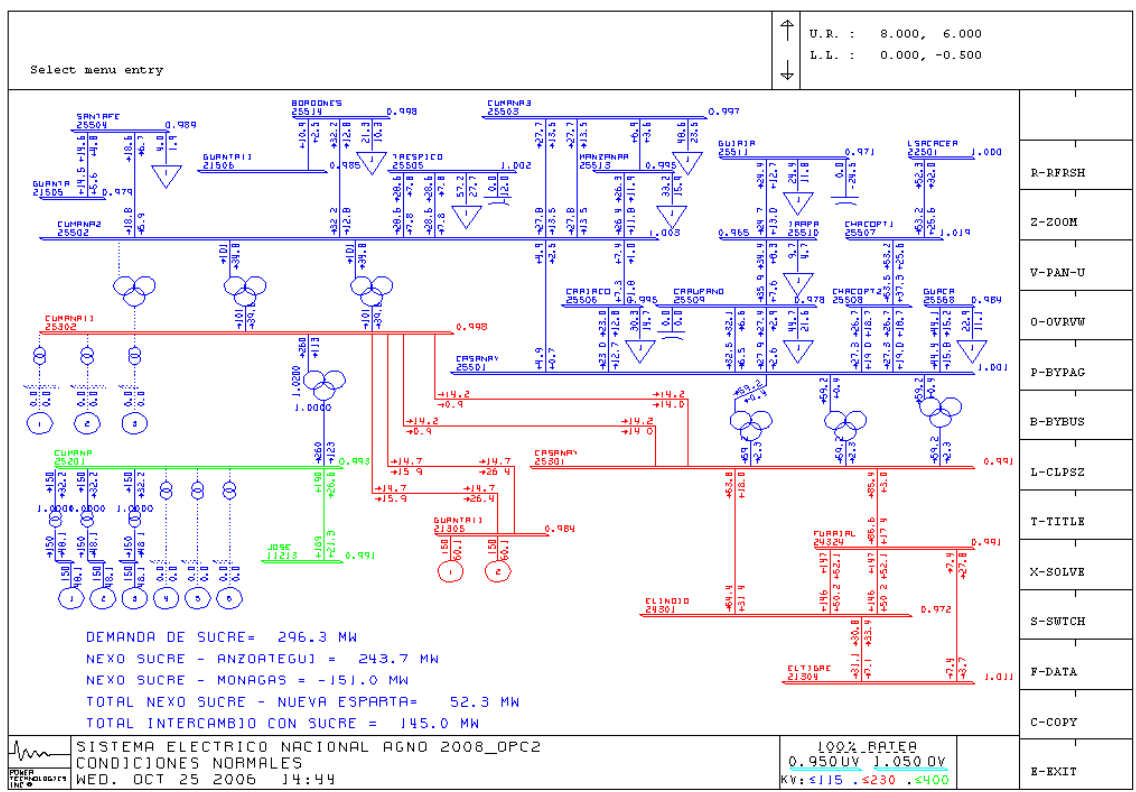
Falla de una de las líneas a 230 kV Guanta II -Cumaná II. Gráfica en MW y % de carga.



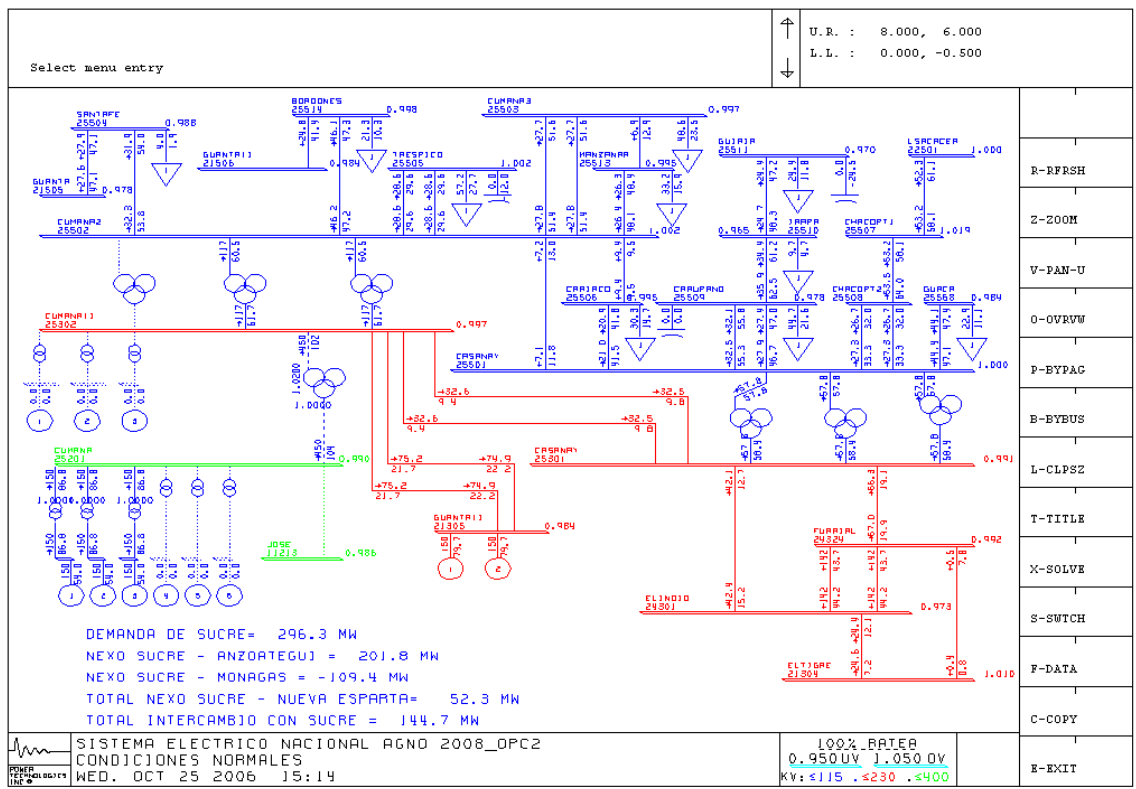
## Anexo N°2.B. Corridas de Flujo de Carga de la opción N°2 para la Planta Termoeléctrica de 900 MW.

**Año 2008**

Condiciones Normales, Gráfica en MW y MVar.

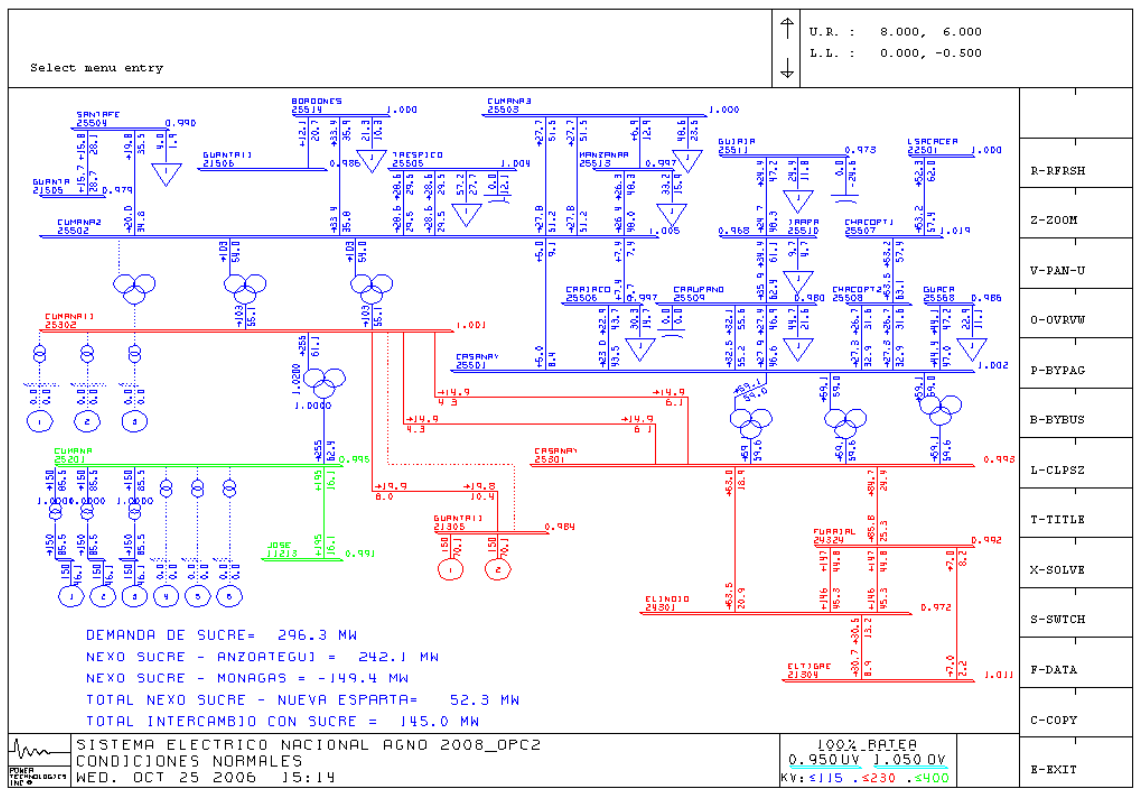


Falla de una de la línea a 400 kV Planta Cumaná II - Jose. Gráfica en MW y % de carga.

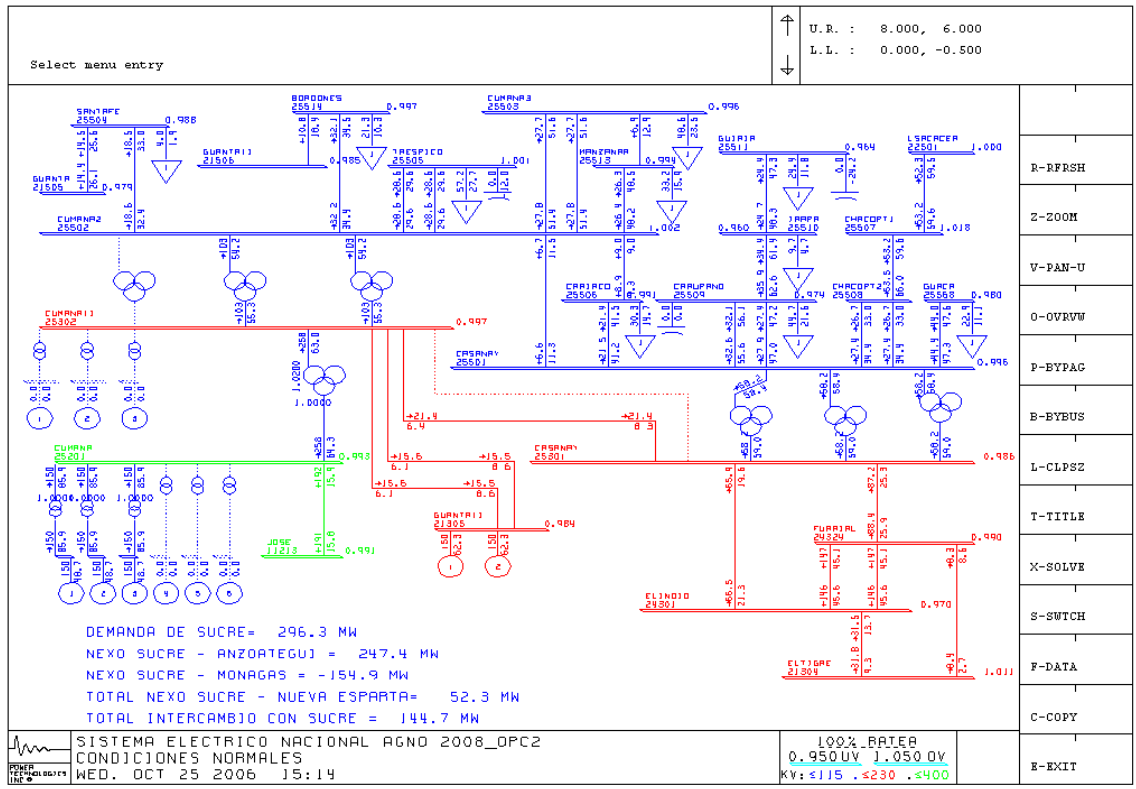




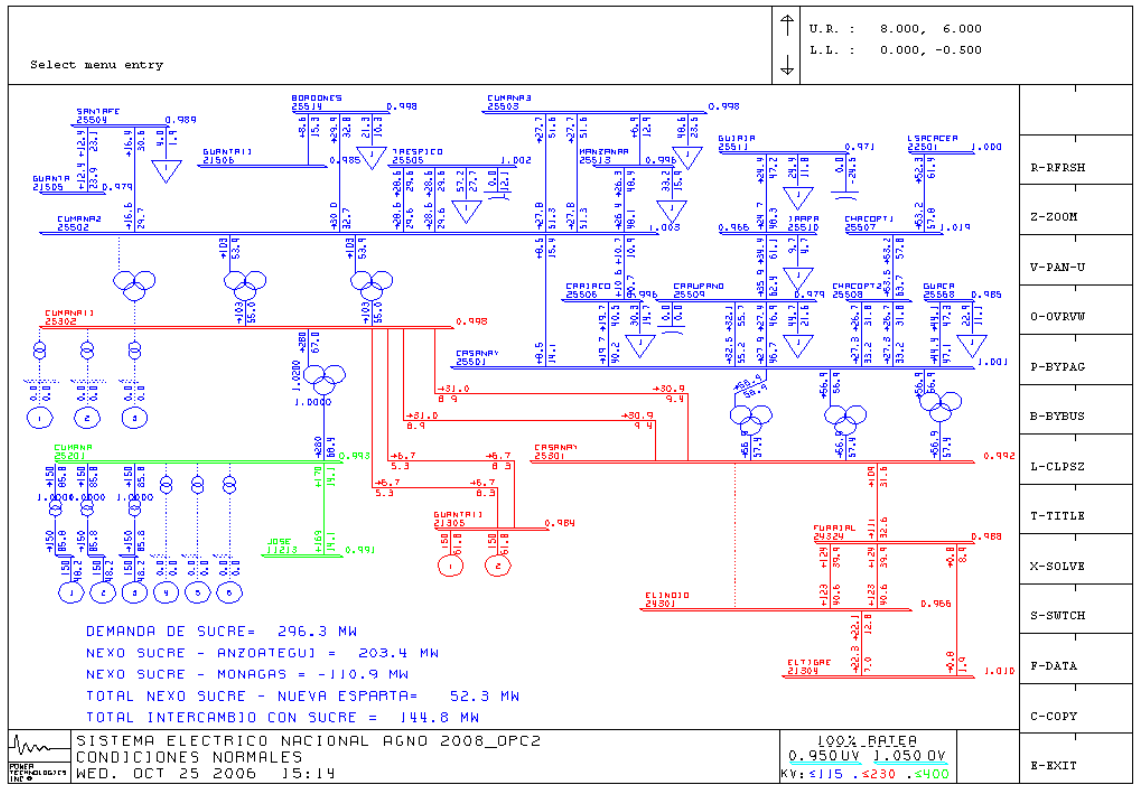
Falla de una de la línea a 230 kV Cumaná II – Guanta II. Gráfica en MW y % de carga.



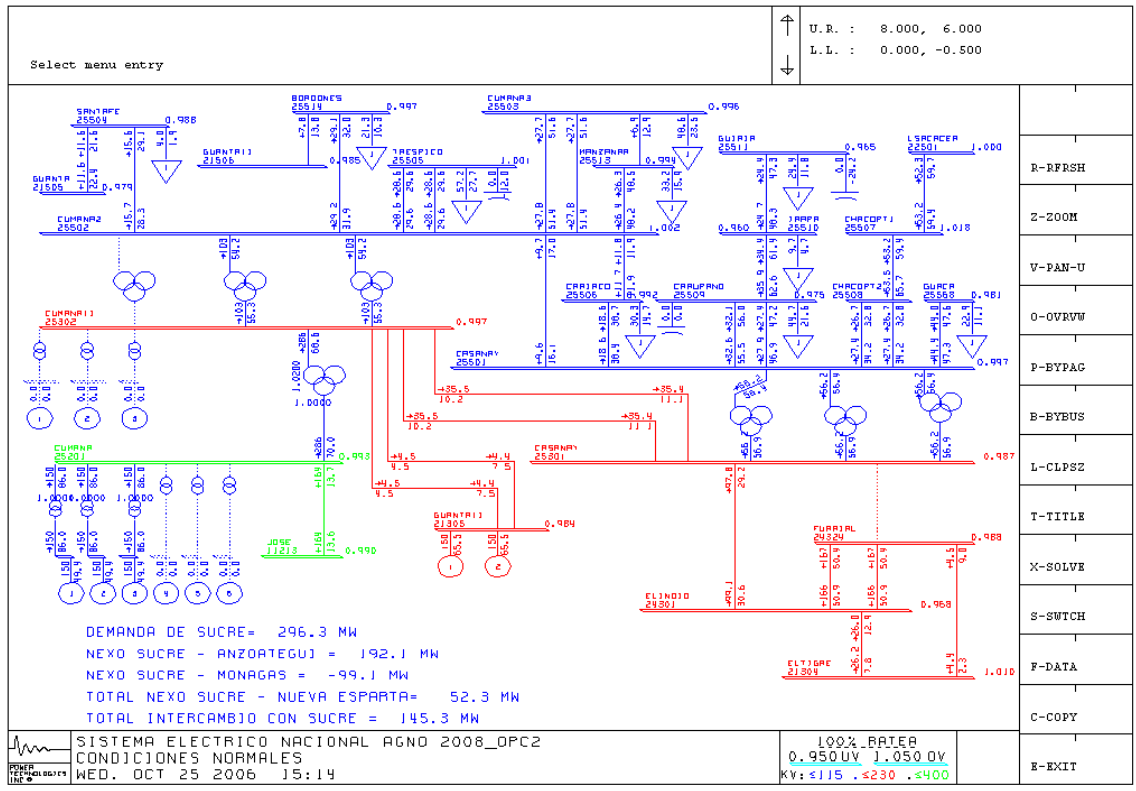
### Falla de una de la línea a 230 kV Cumaná II – Casanay. Gráfica en MW y % de carga



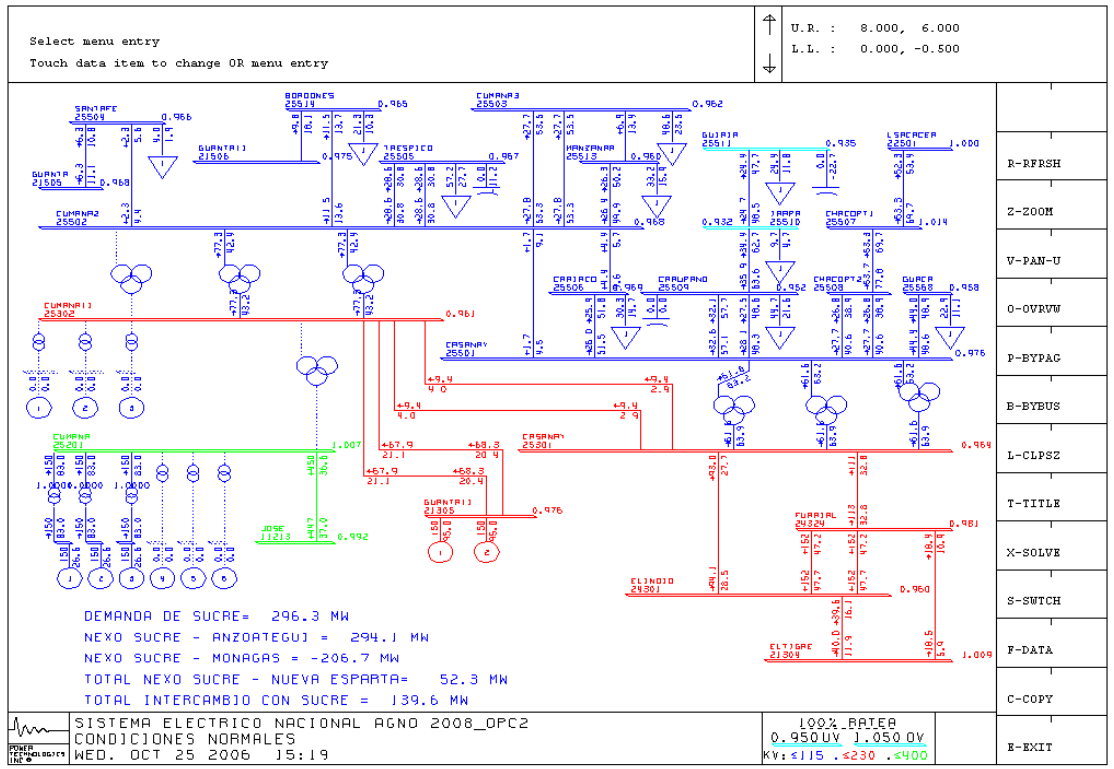
### Falla de una de la línea a 230 kV Casanay – El Indio. Gráfica en MW y % de carga



### Falla de una de la línea a 230 kV Casanay – El Furrial. Gráfica en MW y % de carga

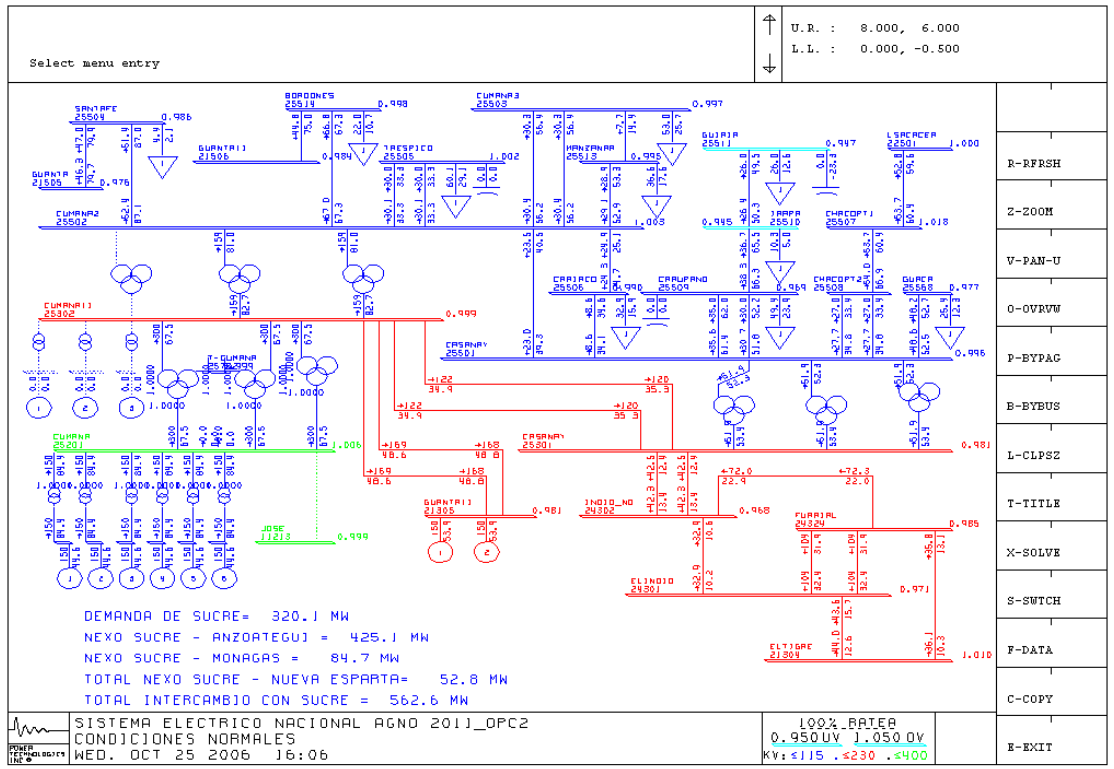


### Falla del transformador 400/230 kV de Cumana II Gráfica en MW y % de carga.

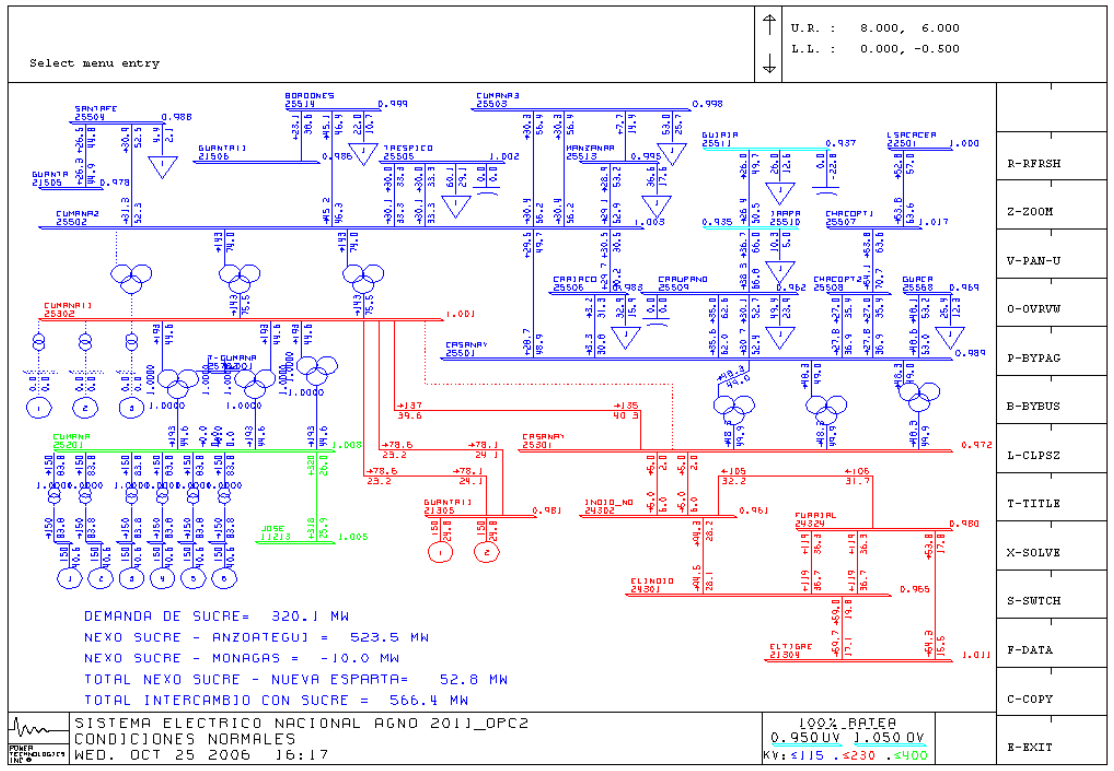




### Falla de la línea a 400 kV Cumaná II – Jose. Gráfica en MW y % de carga

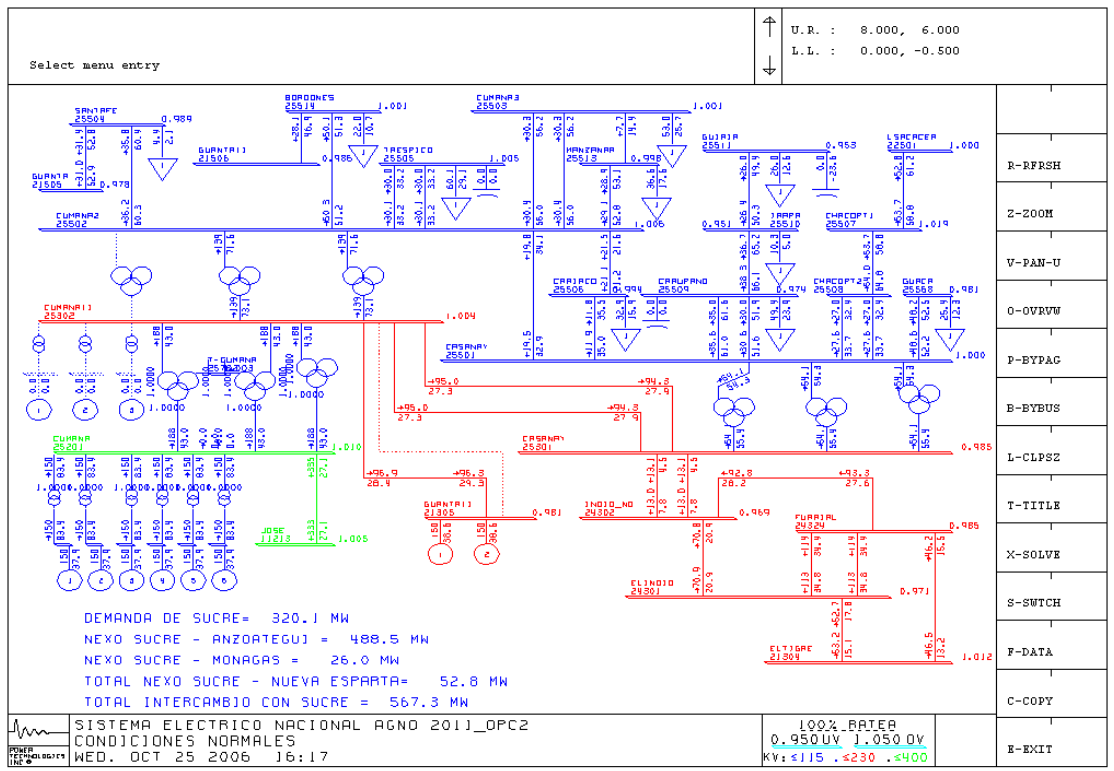


Falla de una de las líneas a 230 kV Cumaná II – Casanay. Gráfica en MW y % de carga

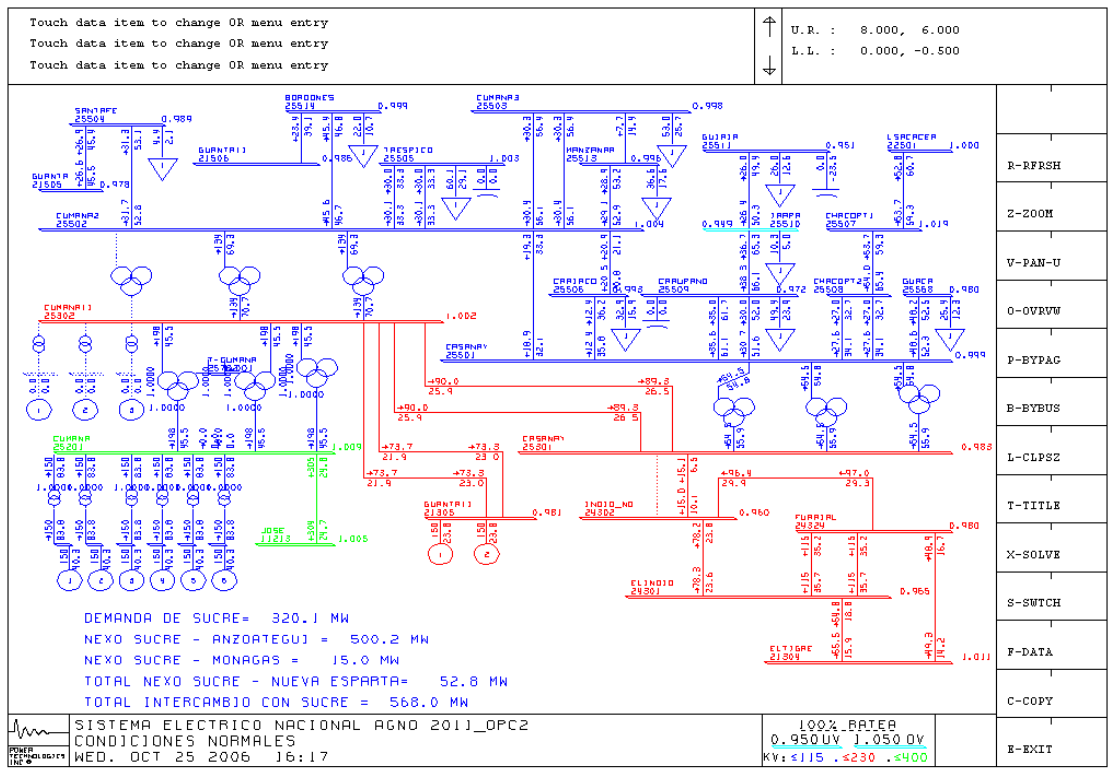




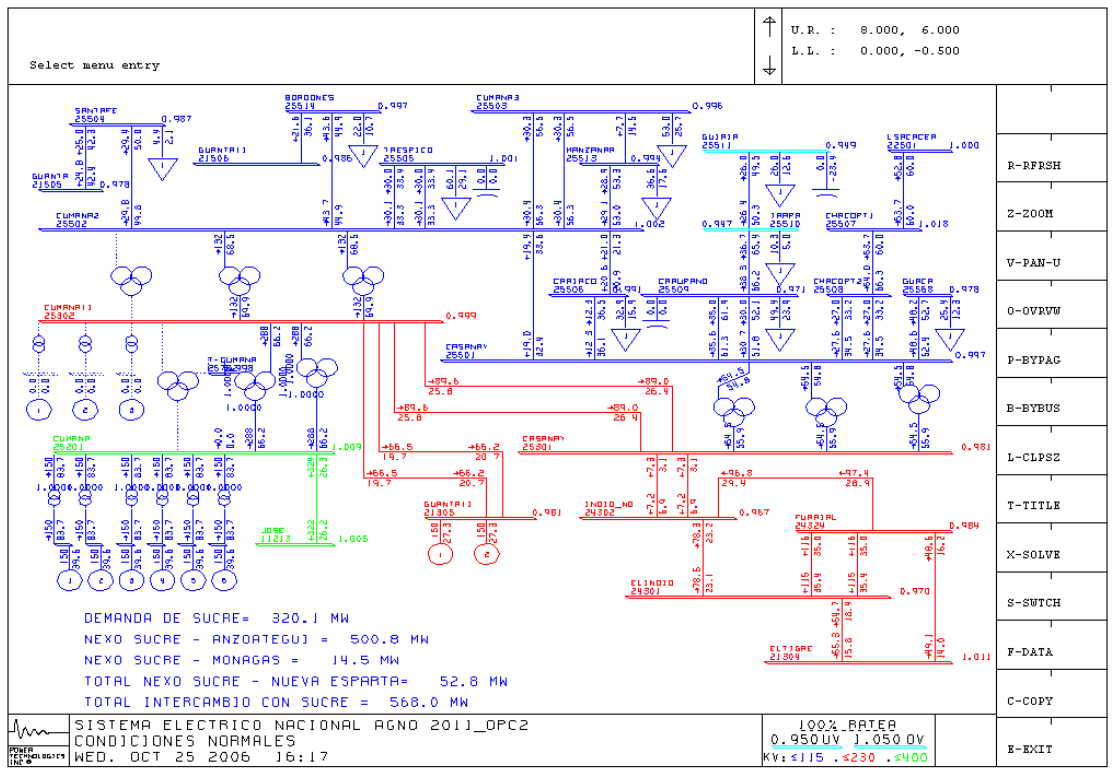
### Falla de una de las líneas a 230 kV Cumaná II – Guanta II. Gráfica en MW y % de carga



# Falla de una de las líneas a 230 kV Casanay – Indio Norte. Gráfica en MW y % de carga

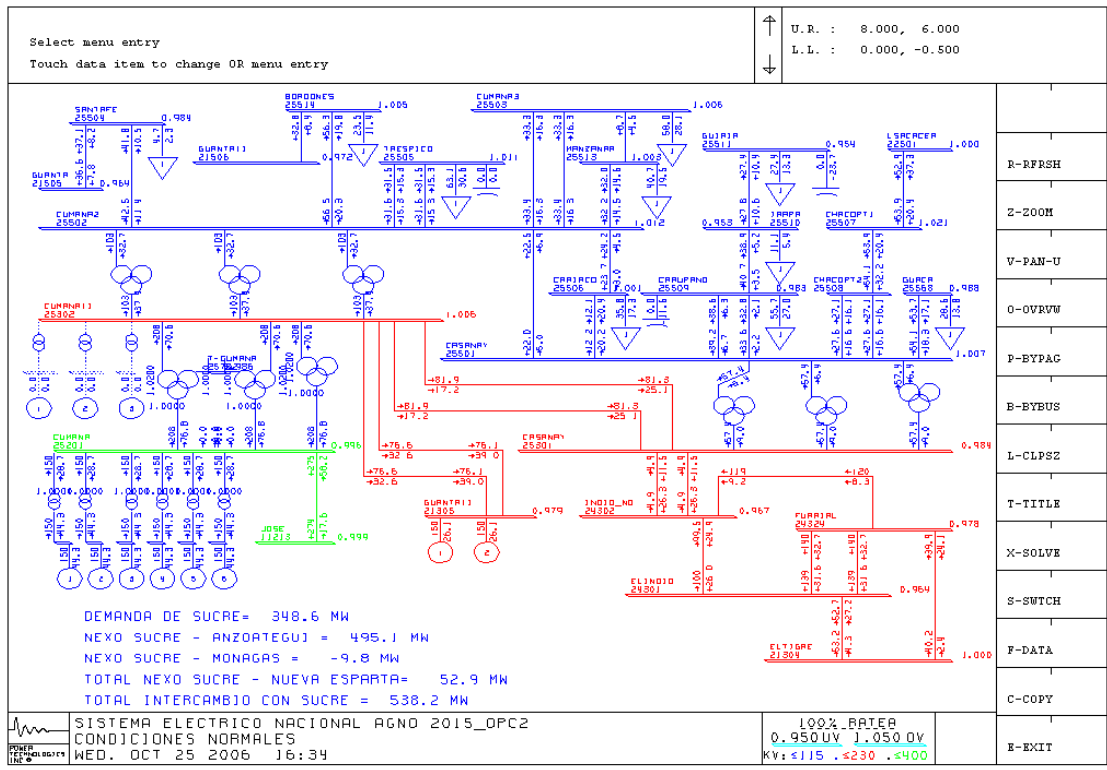


### Falla de una de los transformadores 400/230 kV Cumaná II. Gráfica en MW y % de carga

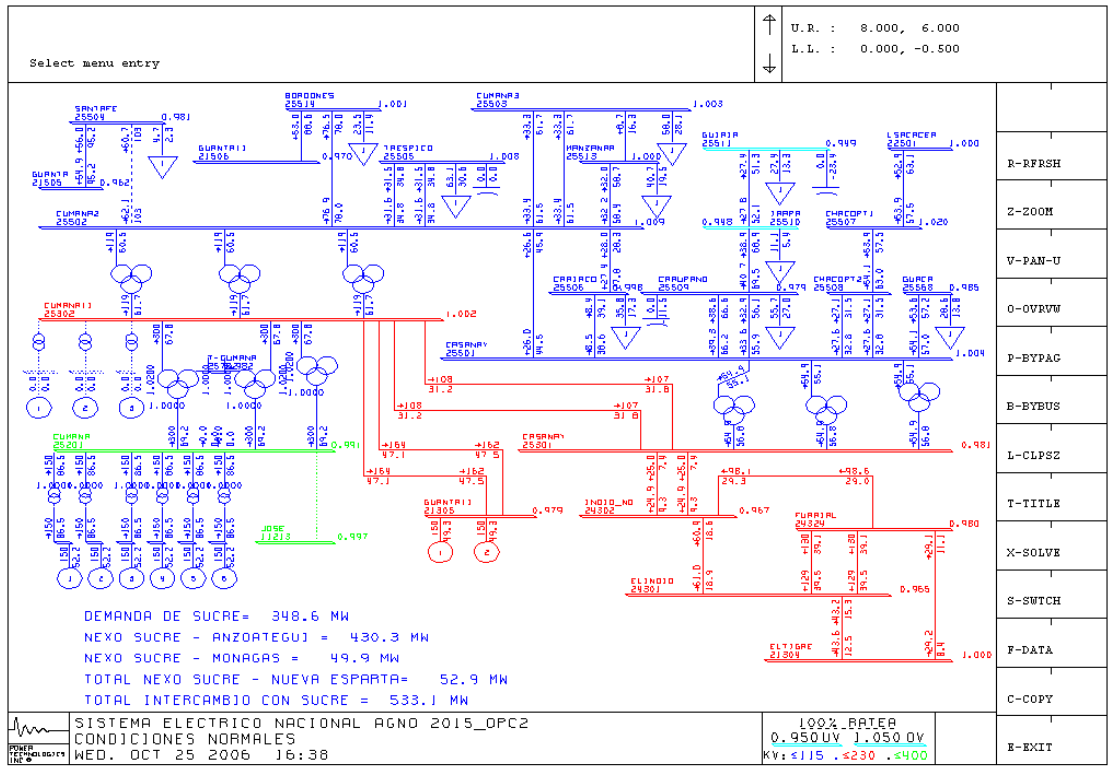


Año 2015

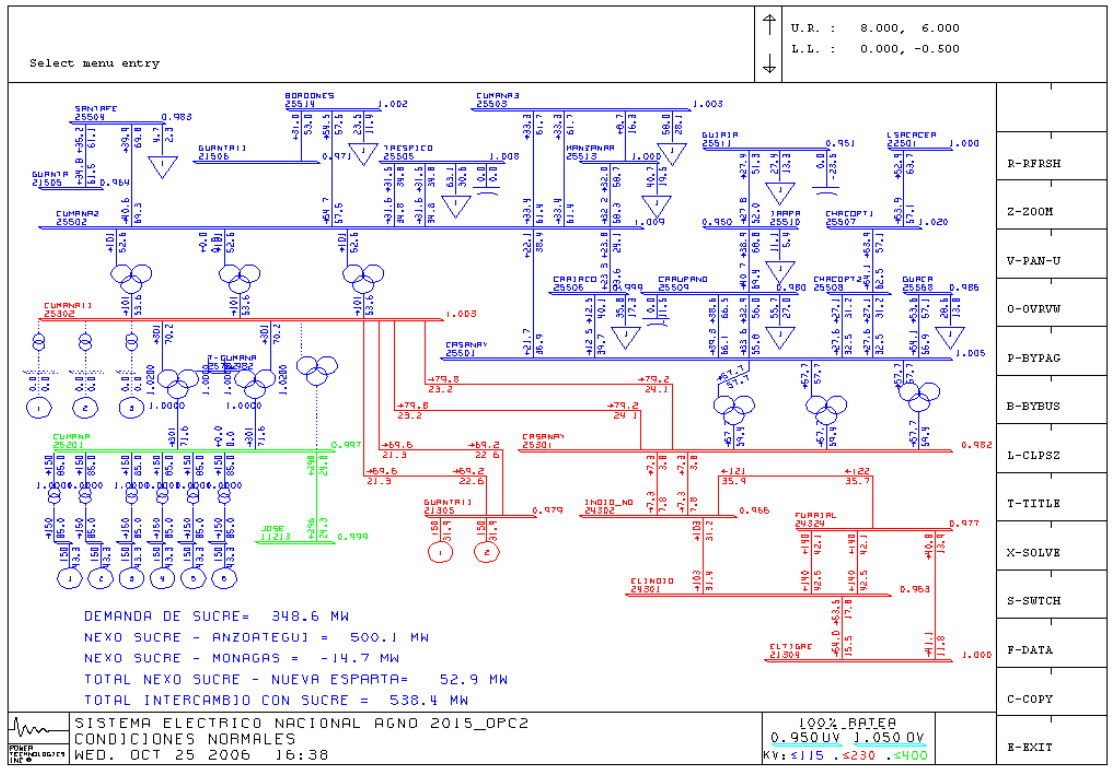
Condiciones Normales de Operación. Gráfica en MW/MVAr



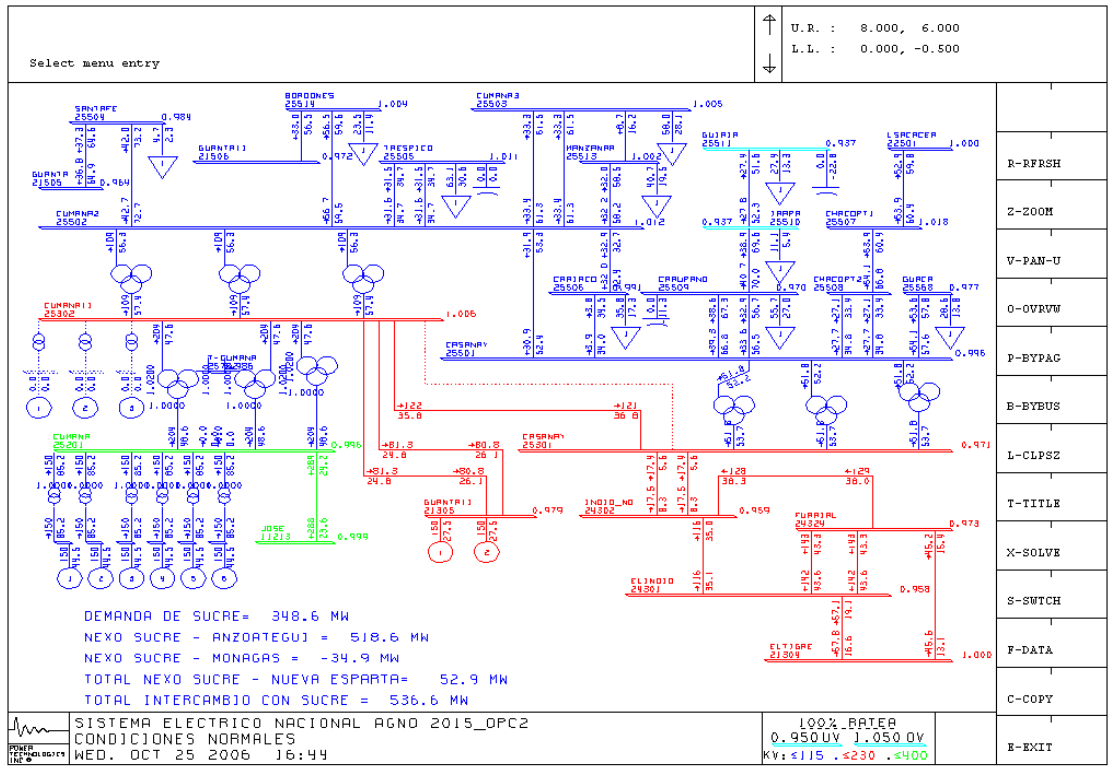
# Falla de la línea a 400 kV Cumaná II – Jose. Gráfica en MW y % de carga



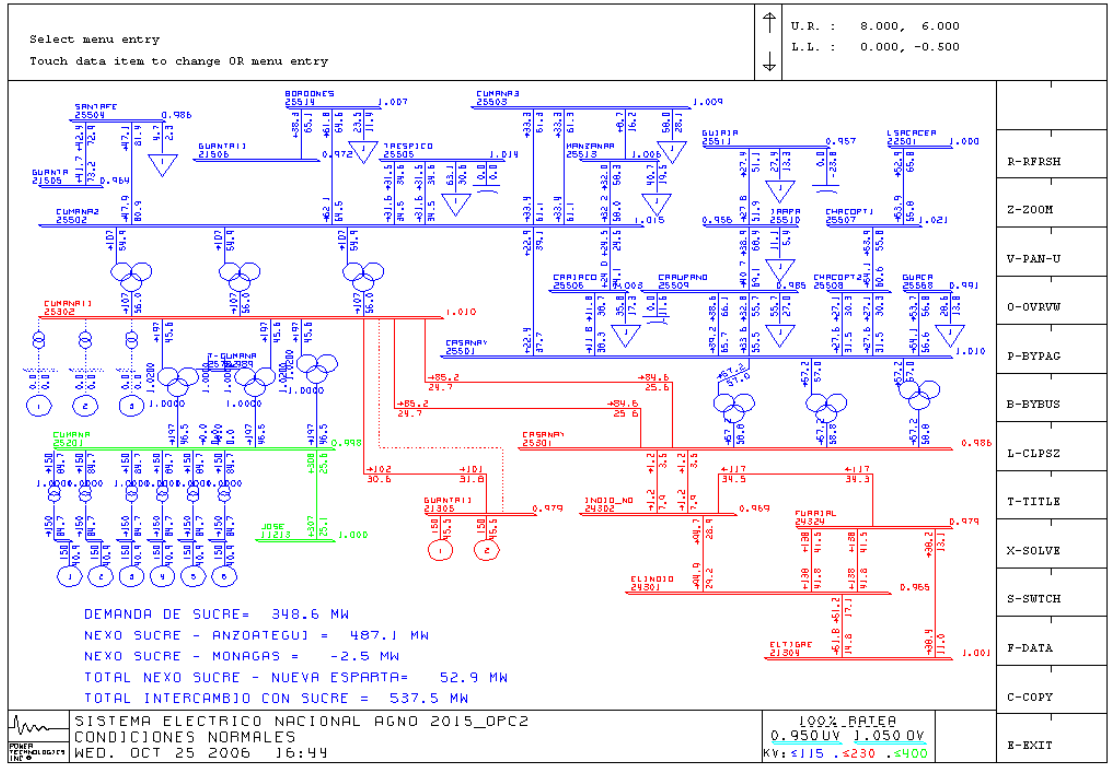
### Falla de una de los transformadores 400/230 kV Cumaná II. Gráfica en MW y % de carga



### Falla de una de las líneas a 230 kV Cumaná II – Casanay. Gráfica en MW y % de carga



### Falla de una de las líneas a 230 kV Cumaná II – Guanta II. Gráfica en MW y % de carga

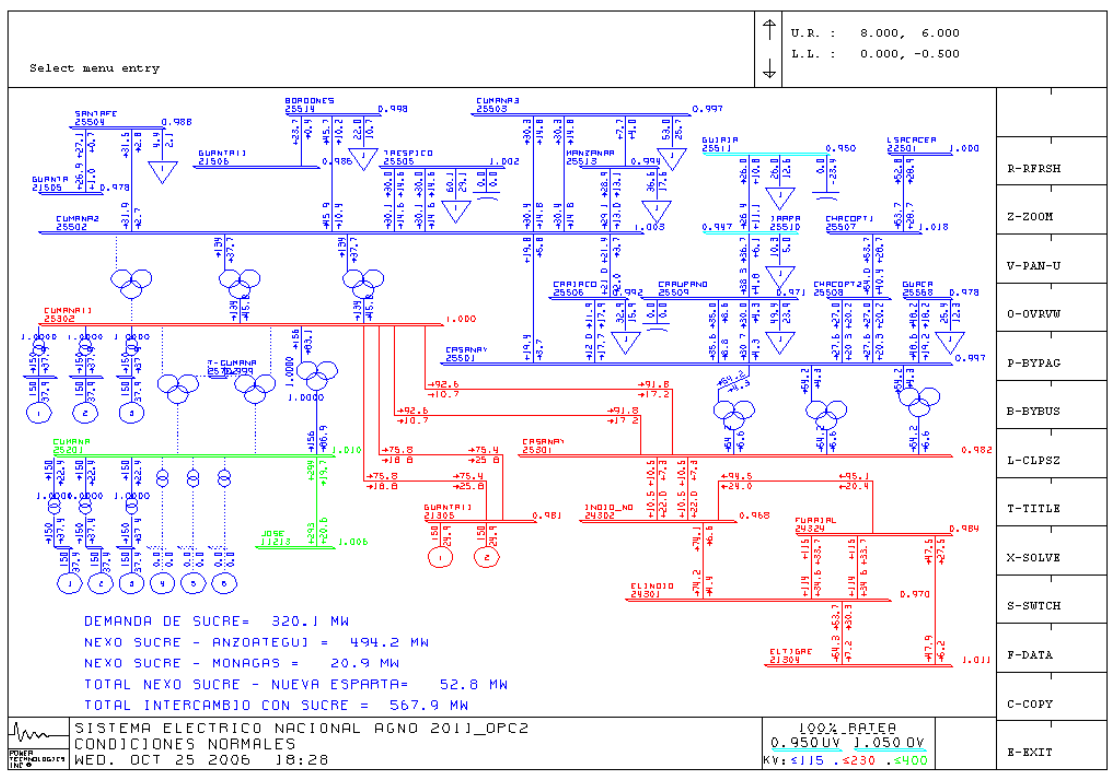




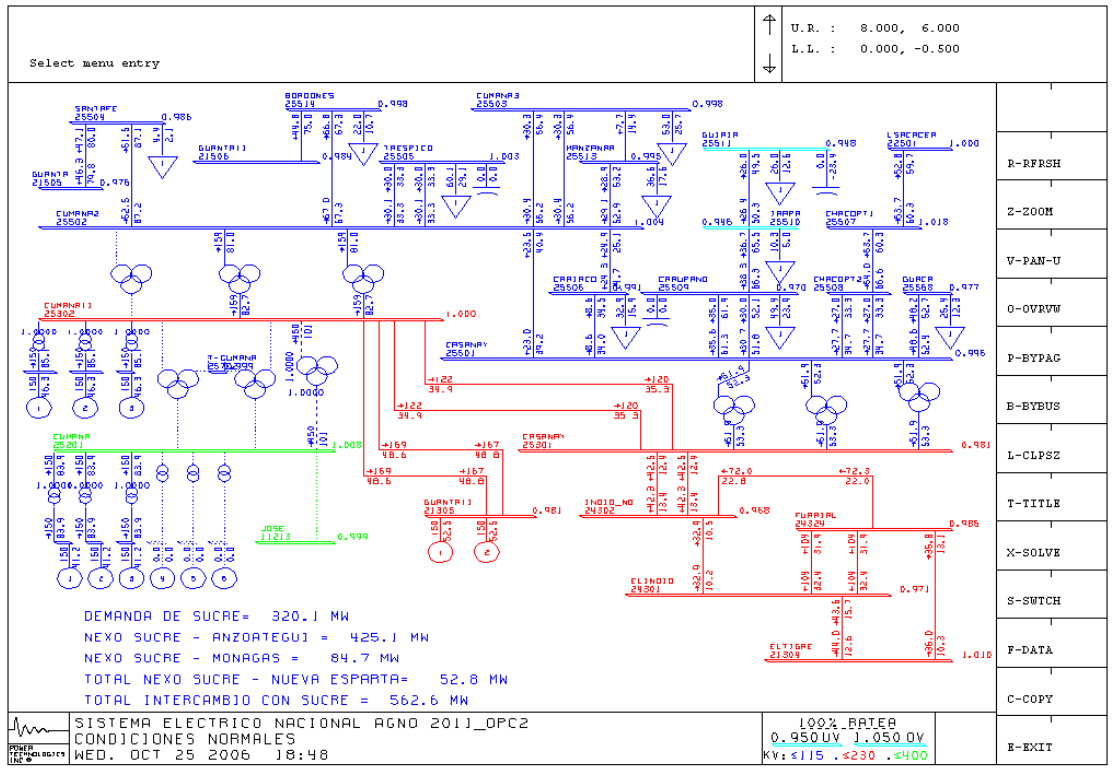
## Anexo N°2.C. Corridas de Flujo de Carga de la opción N°3 para la Planta Termoeléctrica de 900 MW.

**Año 2011**

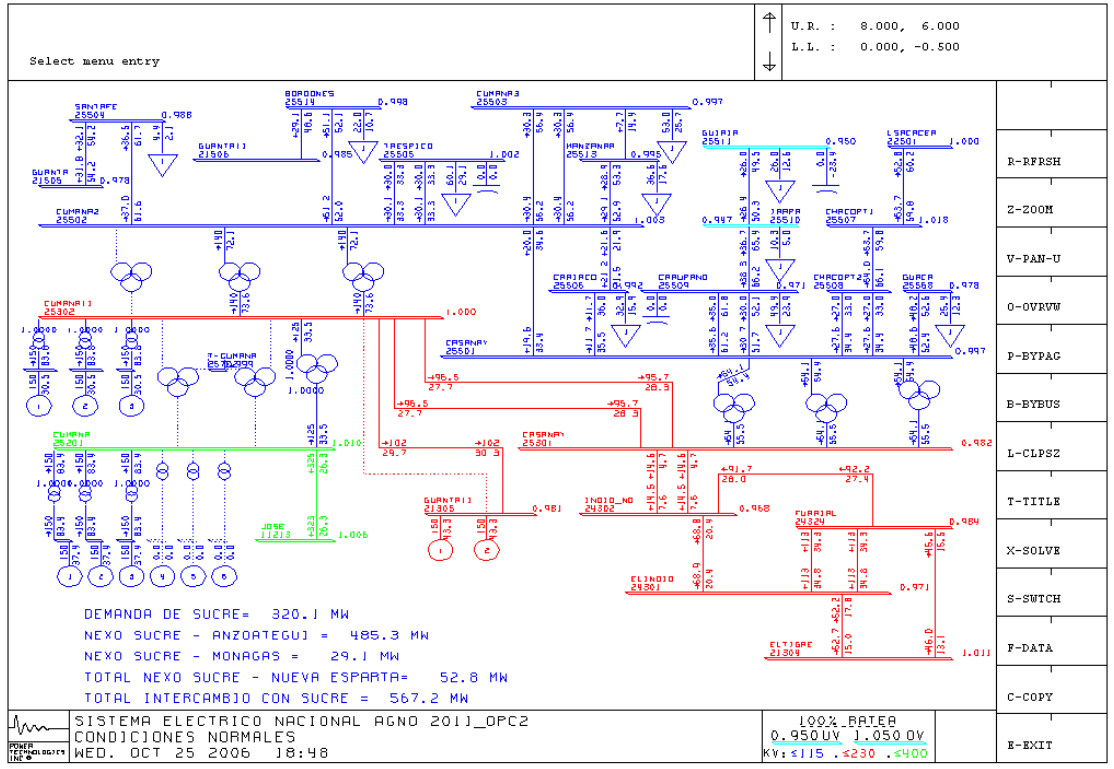
Condiciones Normales de Operación. Gráfica en MW/MVAr



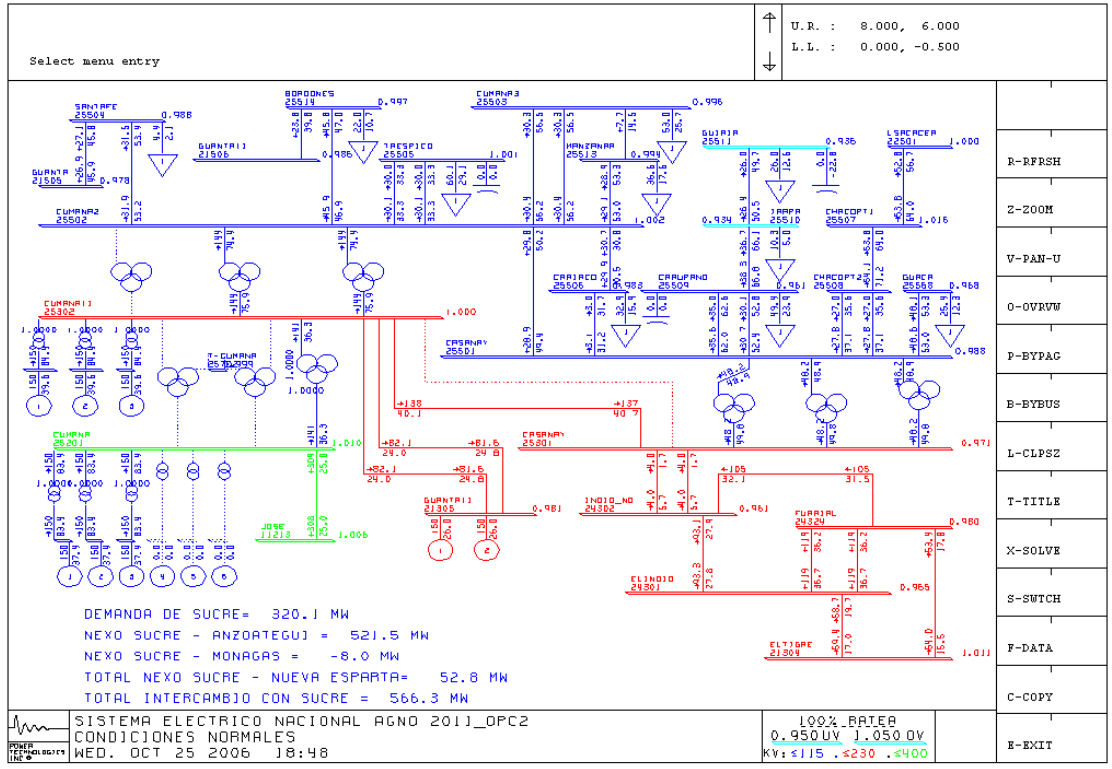
### Falla de uno de los transformadores 400/230 kV Cumaná II. Gráfica en MW y % de carga



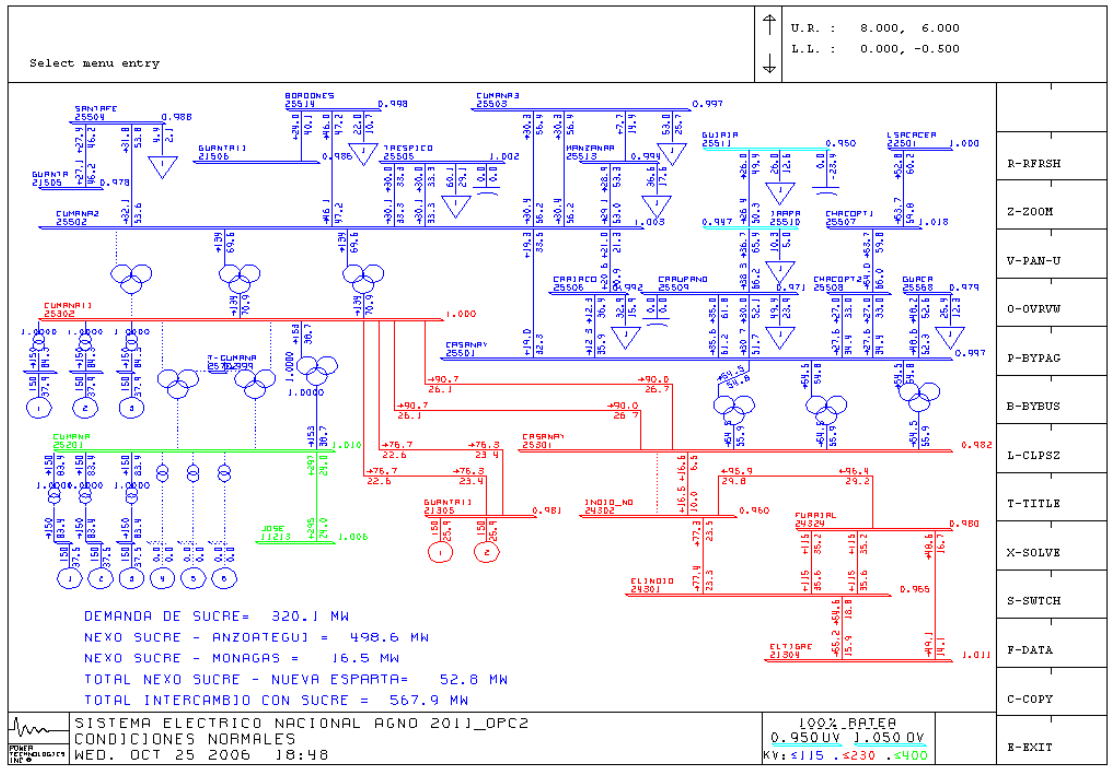
### Falla de una de las líneas a 230 kV Cumaná II – Guanta II. Gráfica en MW y % de carga



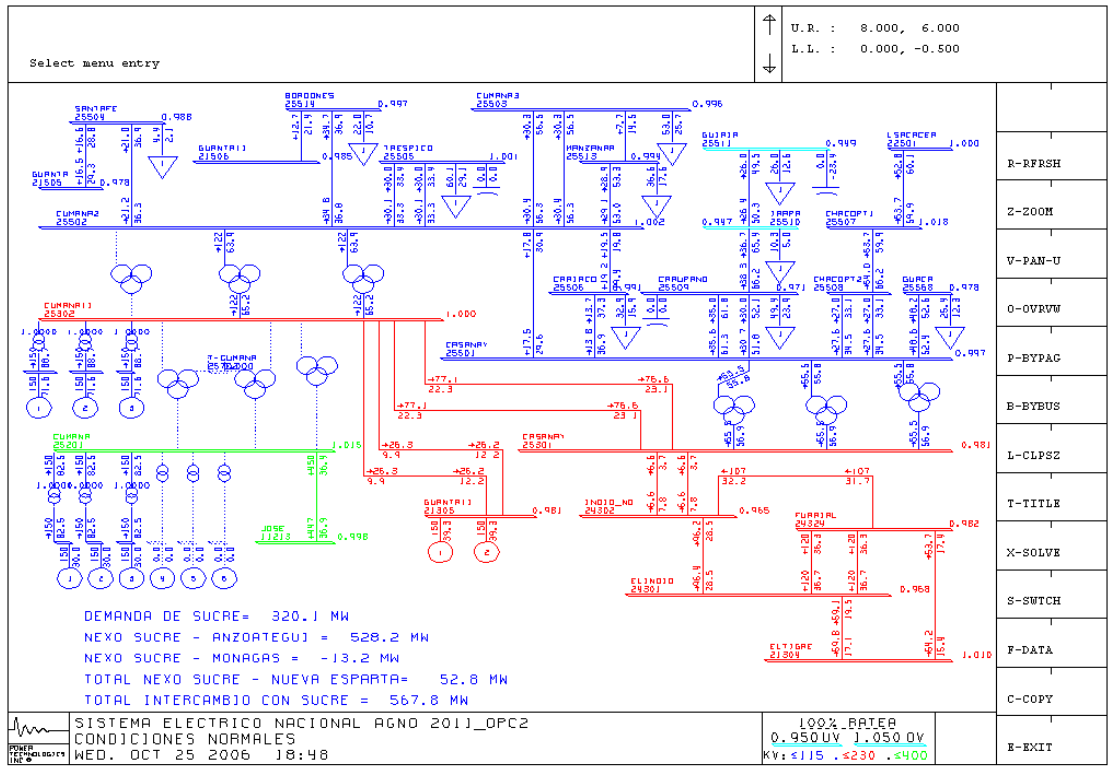
### Falla de una de las líneas a 230 kV Cumaná II – Casanay. Gráfica en MW y % de carga



Falla de una de las líneas a 230 kV Casanay – Indio Norte. Gráfica en MW y % de carga

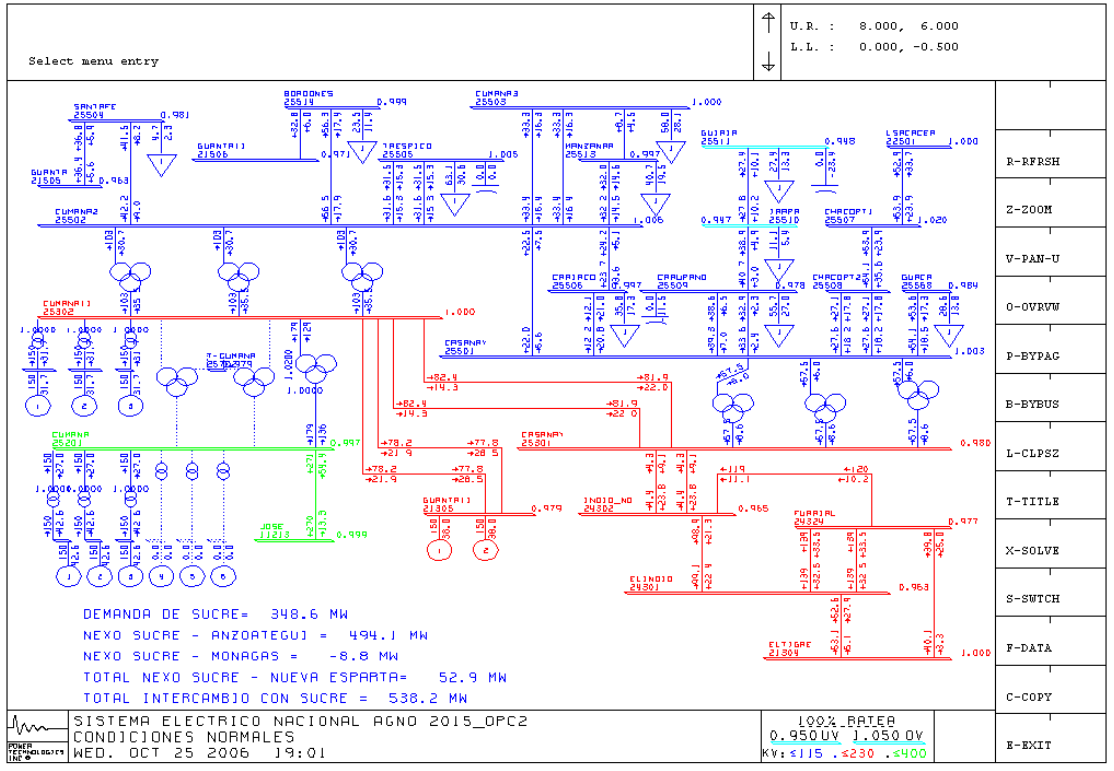


### Falla de uno de los transformadores 400/230 kV Cumaná II. Gráfica en MW y % de carga

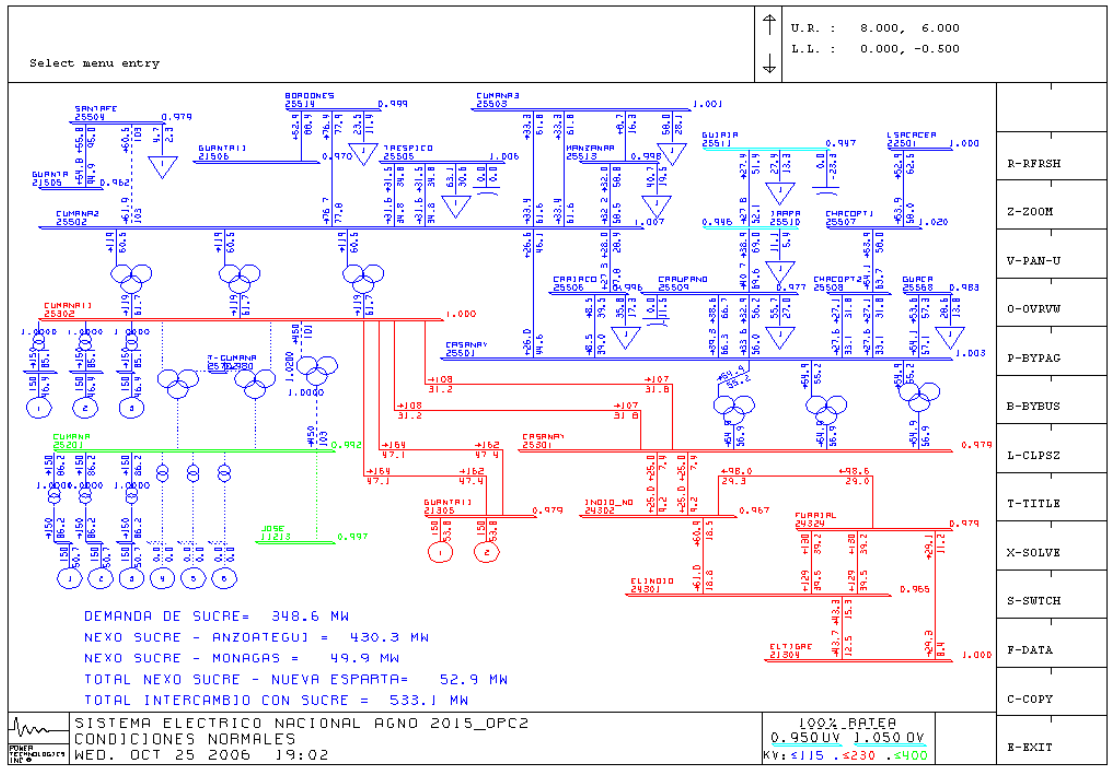


**Año 2015**

**Condiciones Normales de Operación. Gráfica en MW/MVAr**

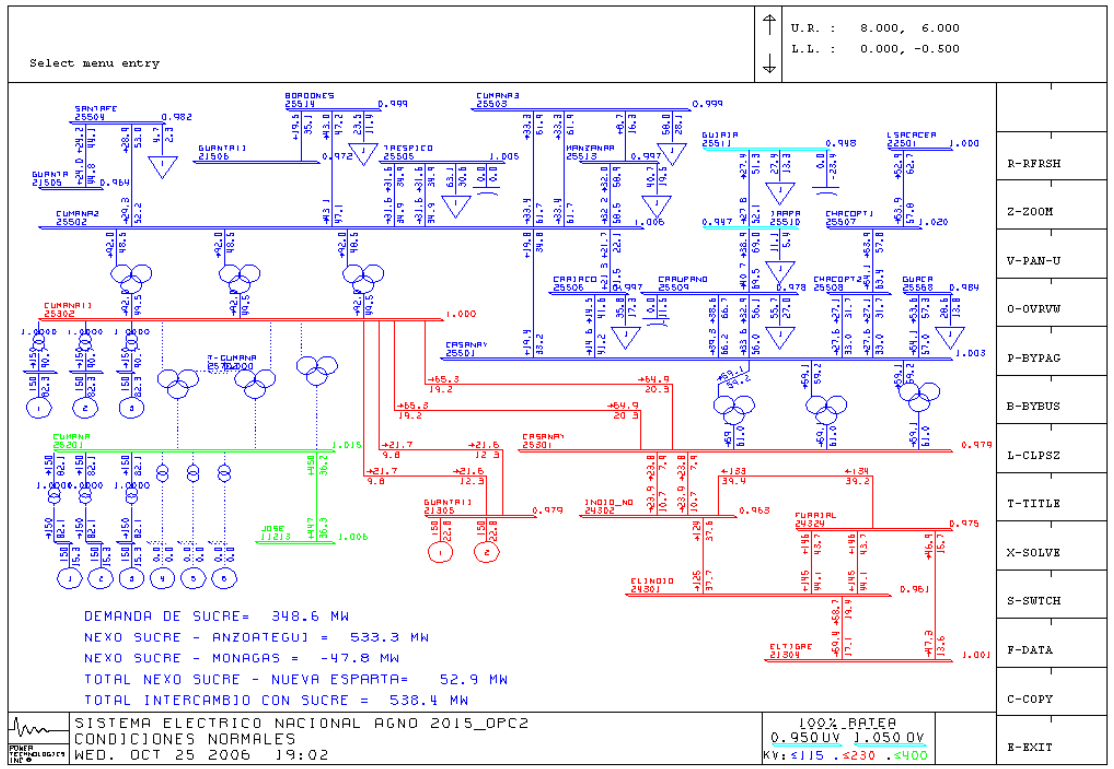


# Falla de la línea a 400 kV Cumaná II – Jose. Gráfica en MW y % de carga

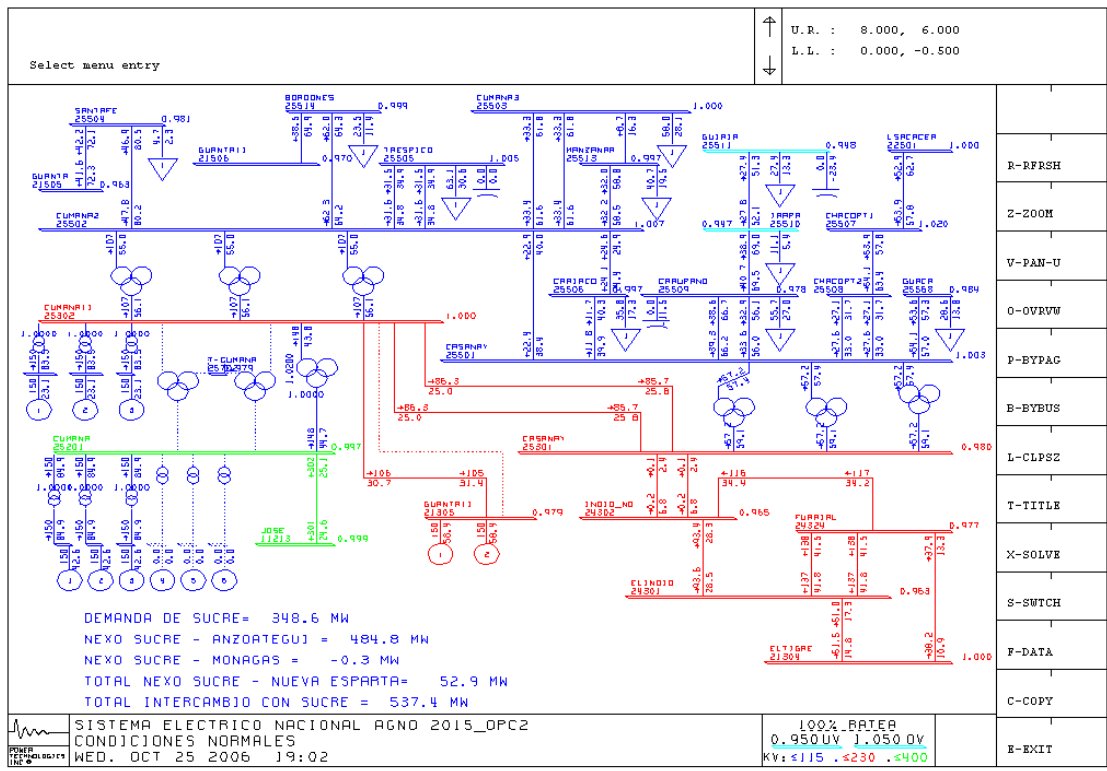




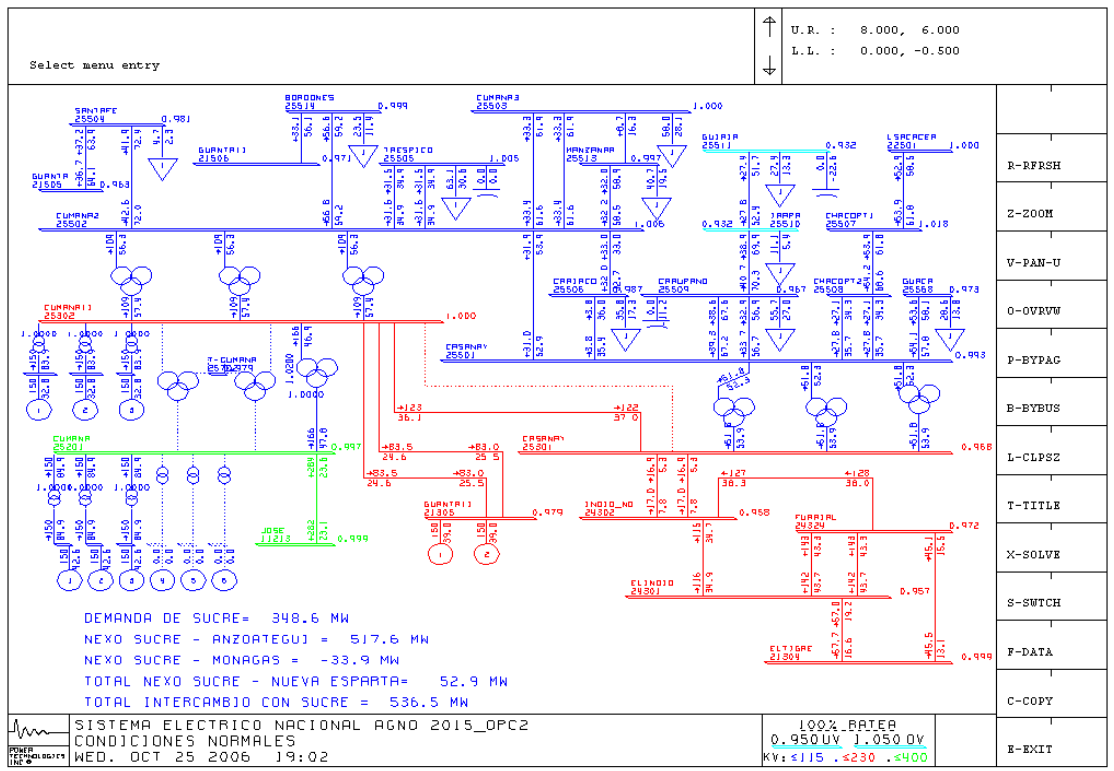
Falla de uno de los transformadores 400/230 kV Cumaná II. Gráfica en MW y % de carga



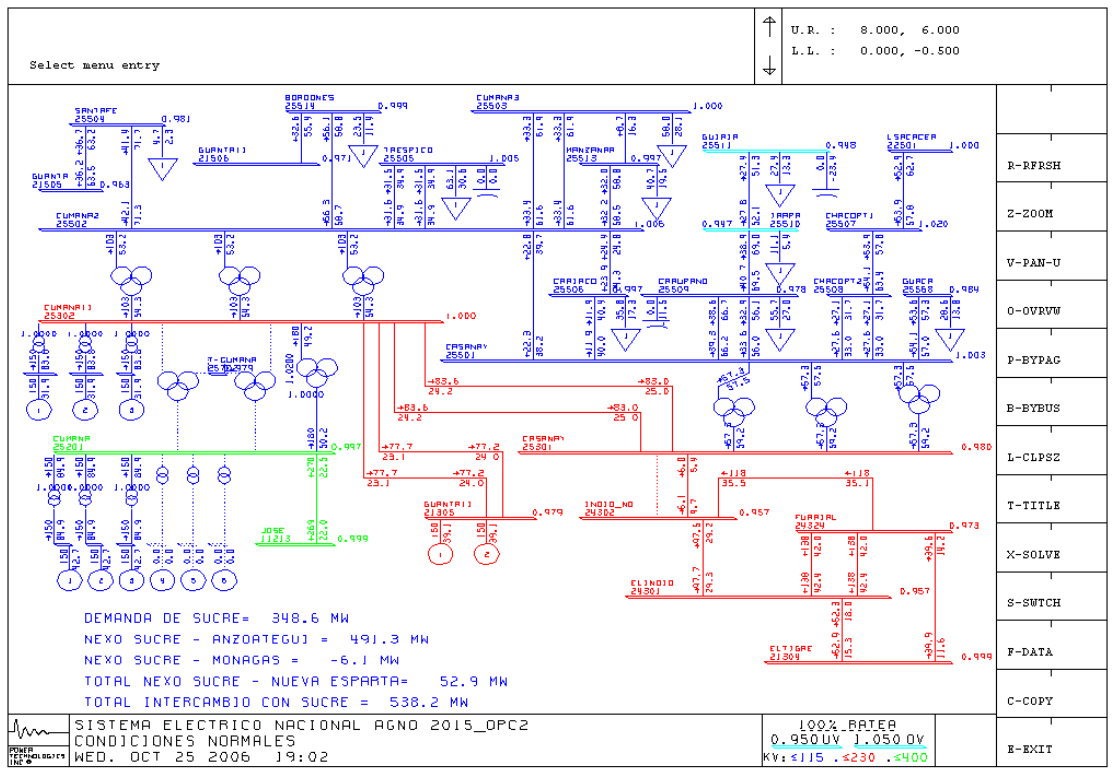
Falla de una de las líneas a 230 kV Cumaná II – Guanta II. Gráfica en MW y % de carga



Falla de una de las líneas a 230 kV Cumaná II – Casanay. Gráfica en MW y % de carga



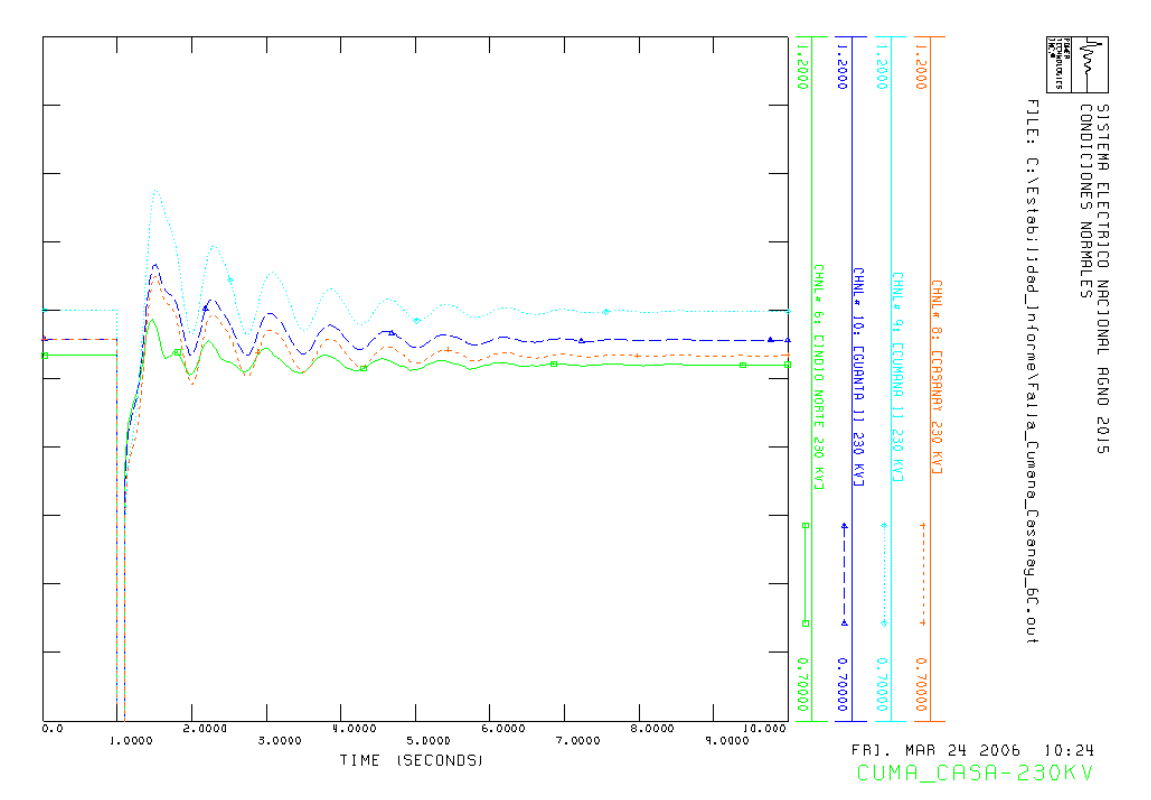
Falla de una de las líneas a 230 kV Casanay – Indio Norte. Gráfica en MW y % de carga



**Anexo N°3.A Gráficas de estabilidad para las fallas más relevantes en el año 2015 para la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA de 900 MW con el esquema de la opción N°1.**

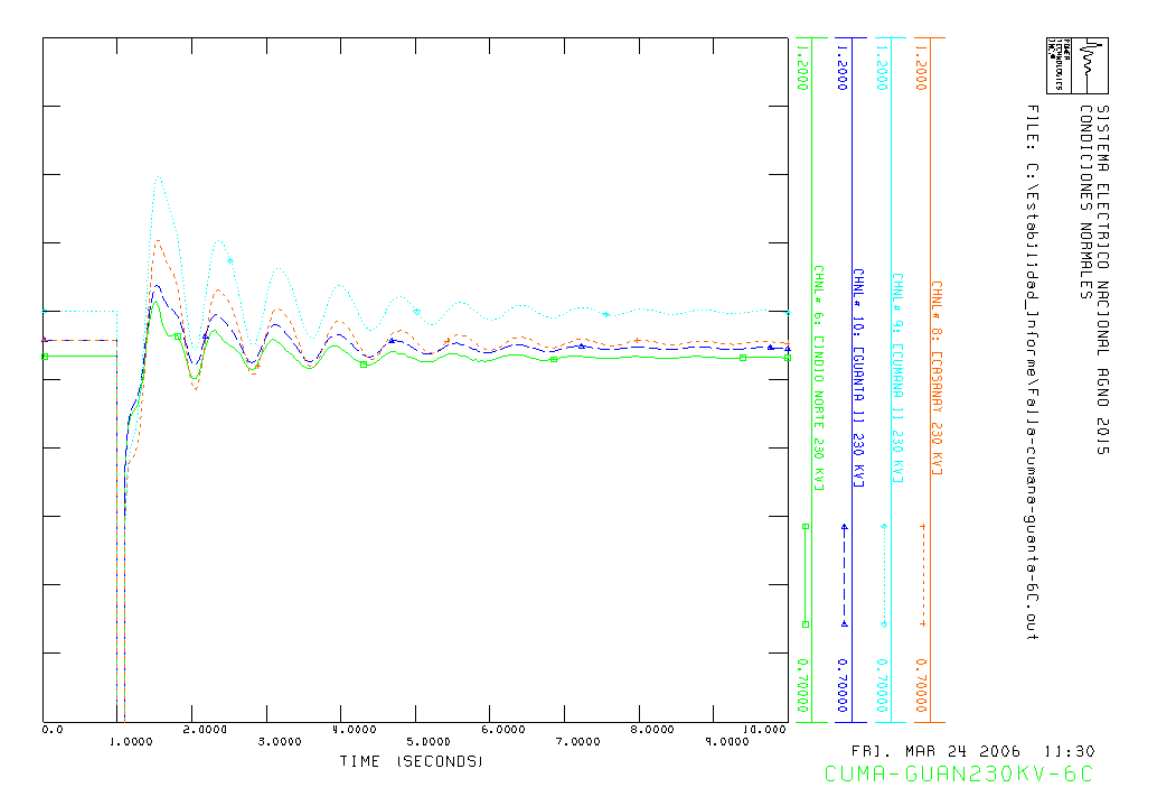
1) Falla Bifásica a Tierra en la barra de Cumaná II 230 kV con despeje a los 100 milisegundos (6 Ciclos) de la línea Cumaná II - Casanay a 230 kV.

Cumple los criterios de estabilidad transitoria.



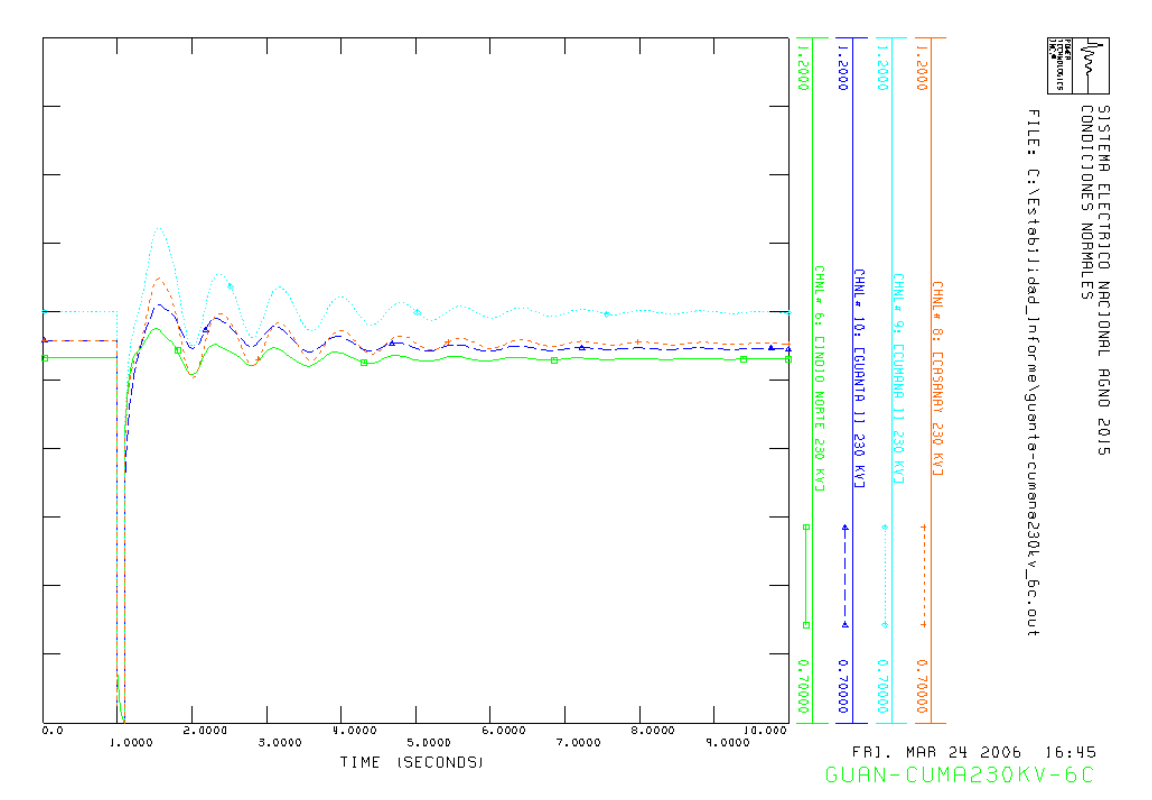
2) Falla Bifásica a Tierra en la barra de Cumaná II 230 kV con despeje a los 100 milisegundos (6 Ciclos) de la línea Cumaná II - Guanta II a 230 kV.

Cumple los criterios de estabilidad transitoria.



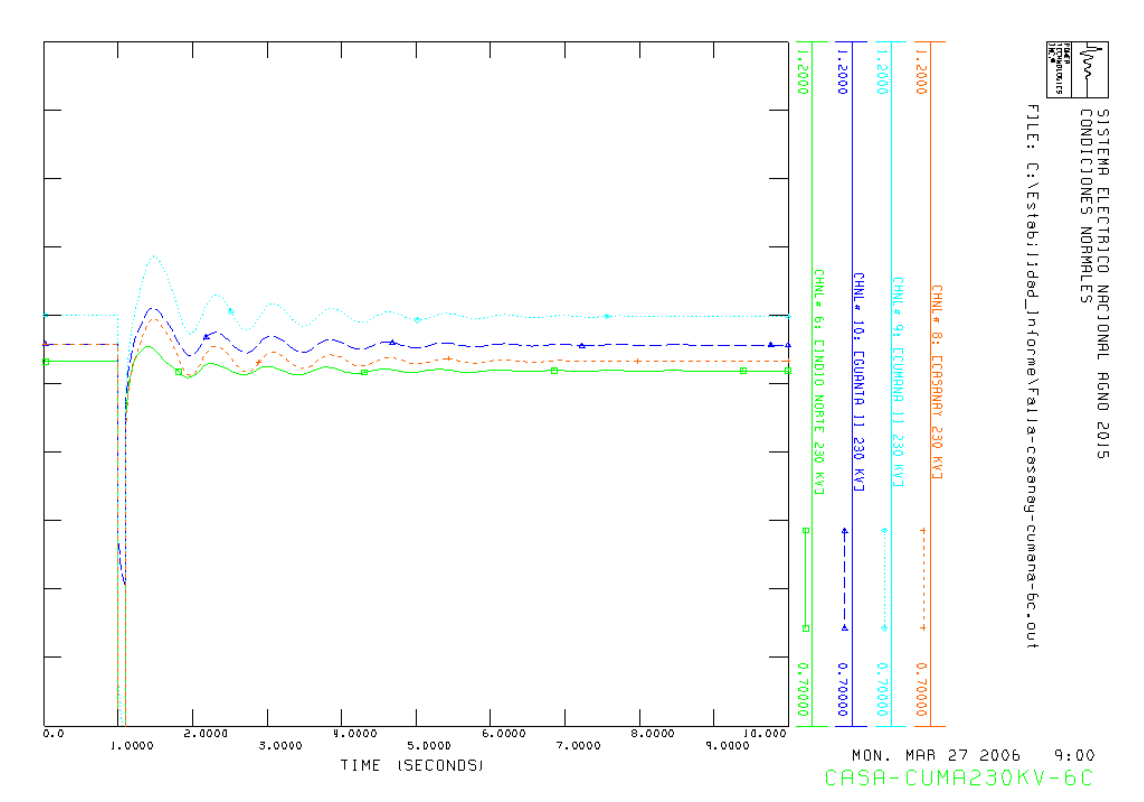
3) Falla Bifásica a Tierra en la barra de Guanta II a 230 kV con despeje a los 100 milisegundos (6 Ciclos) de la línea Cumaná II - Guanta II a 230 kV.

Cumple los criterios de estabilidad transitoria.



4) Falla Bifásica a Tierra en la barra de Casanay a 230 kV con despeje a los 100 milisegundos (6 Ciclos) de la línea Cumaná II - Casanay a 230 kV.

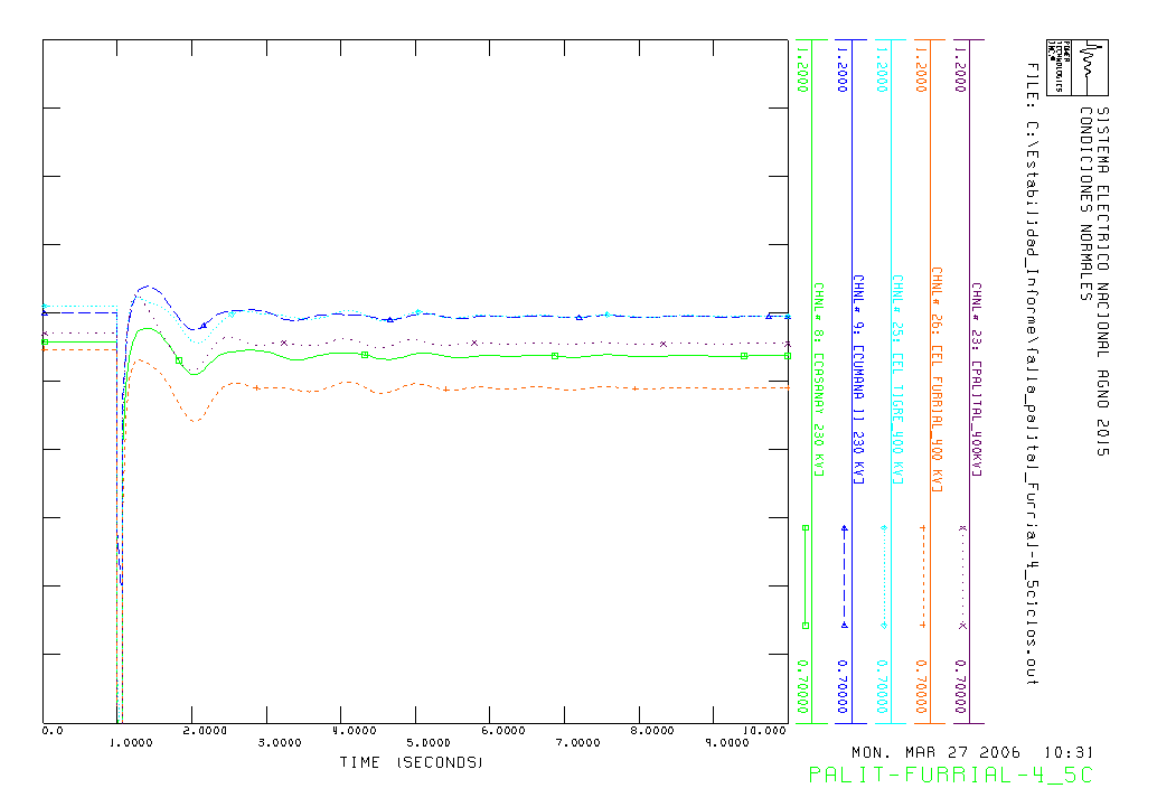
Cumple los criterios de estabilidad transitoria.





5) Falla Bifásica a Tierra en la barra de Palital a 400 kV con despeje a los 75 milisegundos (4,5 Ciclos) de la línea Palital – El Furrial a 400 kV.

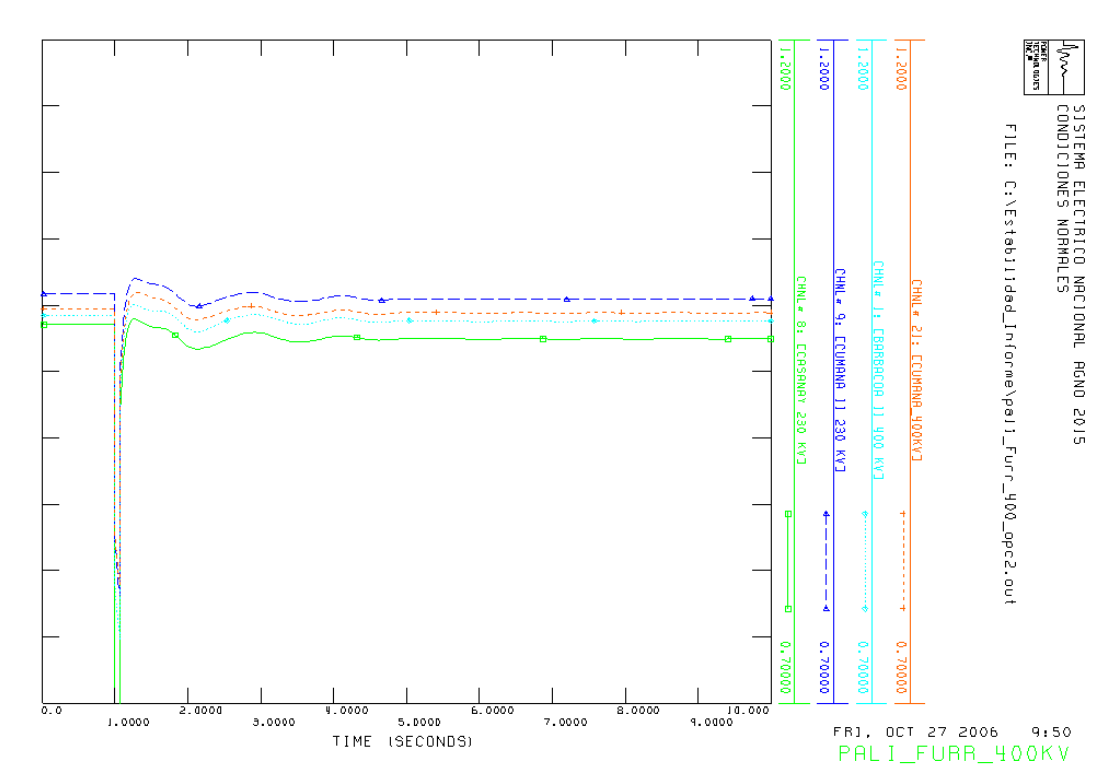
Cumple los criterios de estabilidad transitoria.



**Anexo N°3.B Gráficas de estabilidad para las fallas más relevantes en el año 2015 para la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA de 900 MW con el esquema de la opción N°2.**

1) Falla Bifásica a Tierra en la barra de Palital a 400 kV con despeje a los 75 milisegundos (4,5 Ciclos) de la línea Palital – El Furrial 400 kV.

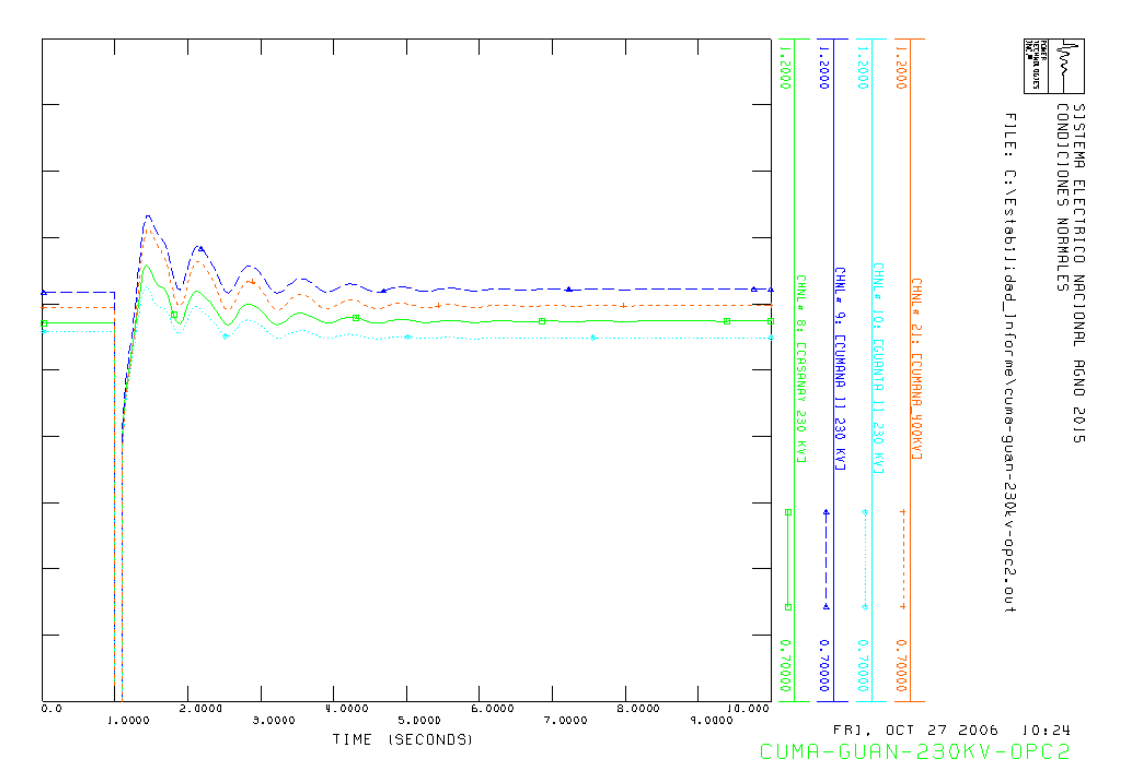
Cumple los criterios de estabilidad transitoria.





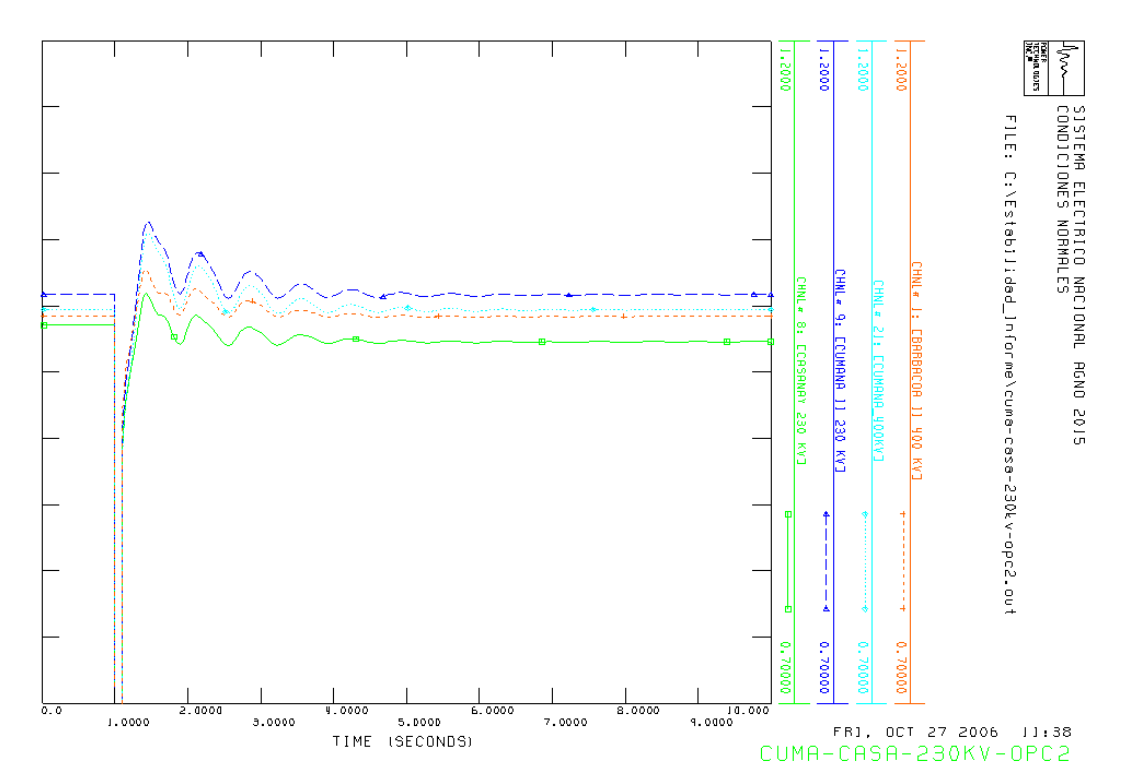
3) Falla Bifásica a Tierra en la barra de Cumaná II a 230 kV con despeje a los 100 milisegundos (6 Ciclos) de la línea Cumaná II – Guanta II a 230 kV.

Cumple los criterios de estabilidad transitoria.



4) Falla Bifásica a Tierra en la barra de Cumaná II a 230 kV con despeje a los 100 milisegundos (6 Ciclos) de la línea Cumaná II – Casanay a 230 kV.

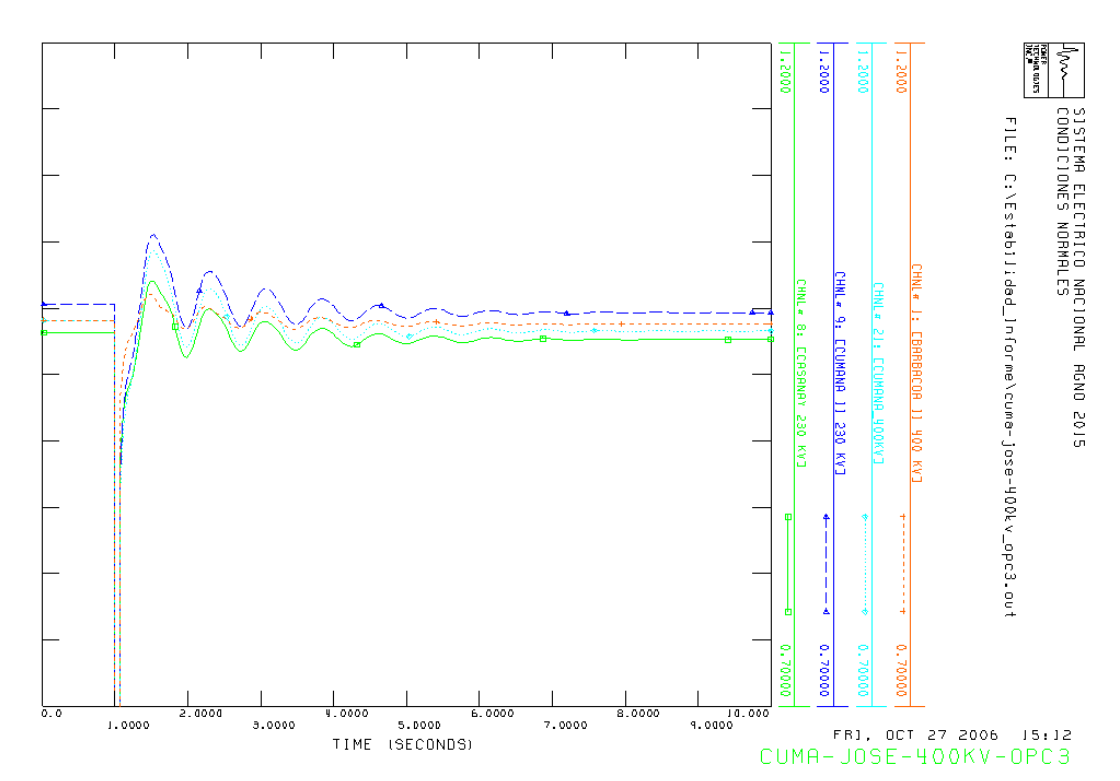
Cumple los criterios de estabilidad transitoria.



**Anexo N°3.C Gráficas de estabilidad para las fallas más relevantes en el año 2015 para la Planta Termoeléctrica de CVG EDELCA de 900 MW con el esquema de la opción N°3.**

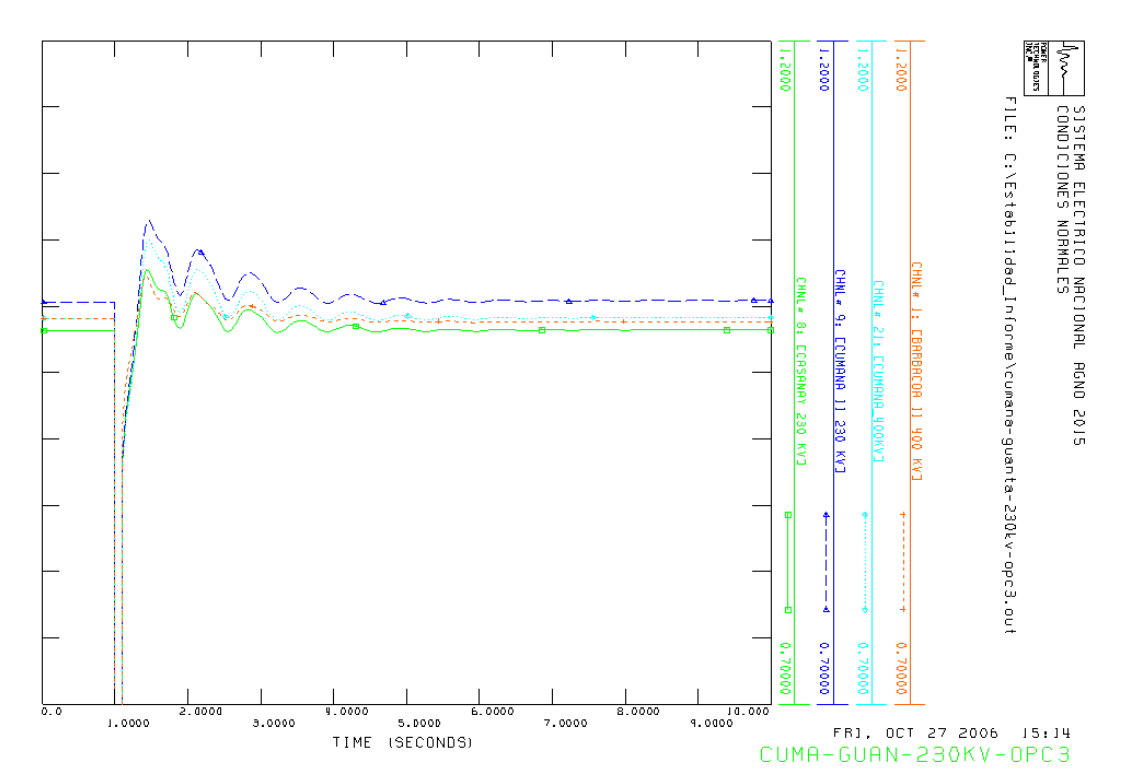
1) Falla Bifásica a Tierra en la barra de Planta Cumaná II a 400 kV con despeje a los 75 milisegundos (4,5 Ciclos) de la línea Planta Cumaná II – Jose a 400 kV.

Cumple los criterios de estabilidad transitoria.



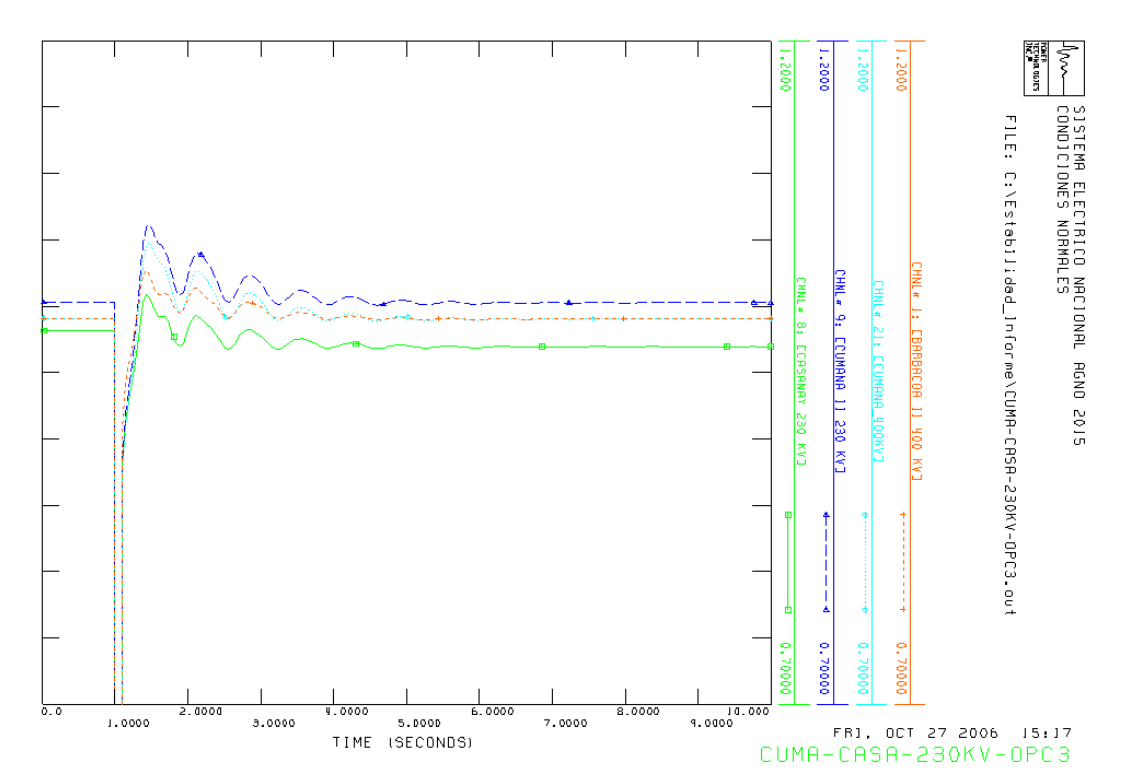
2) Falla Bifásica a Tierra en la barra de Cumaná II a 230 kV con despeje a los 100 milisegundos (6 Ciclos) de la línea Cumaná II – Guanta II a 230 kV.

Cumple los criterios de estabilidad transitoria.



3) Falla Bifásica a Tierra en la barra de Cumaná II a 230 kV con despeje a los 100 milisegundos (6 Ciclos) de la línea Cumaná II – Casanay a 230 kV.

Cumple los criterios de estabilidad transitoria.





4) Falla Bifásica a Tierra en la barra de Palital a 400 kV con despeje a los 75 milisegundos (4,5 Ciclos) de la línea Palital – El Furrial 400 kV.

Cumple los criterios de estabilidad transitoria.

