

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CADAFE  
PARA UN ESCENARIO DE BAJA CARGA**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Imbernon LL., José G.  
para optar al título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2006

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

### **ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CADAFE PARA UN ESCENARIO DE BAJA CARGA**

PROFESOR GUÍA: Ing. Vanessa Carlson  
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Oswaldo Paredes

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Imbernon LL. José G.  
para optar al Título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2006


## CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 29 de junio de 2006

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller José G., Imbernon LL., titulado:


### “ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CADAFE PARA UN ESCENARIO DE BAJA CARGA”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

  
Prof. Nerio Ojeda  
Jurado

  
Prof. Julio Molina  
Jurado



  
Prof. Vanessa Carlson  
Prof. Guía

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a mi madre que siempre me dio su apoyo incondicional en todos los momentos de mi vida, a mi padre, mi hermana y a Jasinka. Quiero dar gracias a Dios todopoderoso por permitirme llegar a donde estoy, por brindarme su guía, por todo lo bueno que me ha dado y por todo lo que he aprendido. De igual manera quiero agradecer a mis compañeros de clase que prestaron su colaboración para ayudarme a elaborar este trabajo.

**Imbernon LL., José G.**

***ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CADAPE PARA  
UN ESCENARIO DE BAJA CARGA***

**Prof. Guía: Vanesa Carlson. Tutor Industrial: Ing. Oswaldo Paredes. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: CADAPE, 2006, 99 h. + Anexos**

**Palabras Claves:** Flujo de carga; Sistema Oriental; Sistema Central; Sistema Occidental; CADAPE.

**Resumen.** Se plantea un escenario de baja demanda en el sistema de transmisión de CADAPE con la finalidad de conocer el comportamiento de las variables del sistema bajo éstas condiciones, y la necesidad de nuevos equipos para compensación reactiva del sistema y de esa manera, garantizar la normal operación del mismo. En el estudio se consideran todas las obras previstas en el Plan de Expansión del sistema de transmisión de CADAPE período 2005-2006. El análisis se realiza mediante estudios de flujos de carga en el Sistema Oriental, Sistema Central y Sistema Occidental de CADAPE para los años 2005 y 2006 siendo el primer año utilizado como caso base para el presente estudio. Todas las simulaciones de flujo de carga se realizaron utilizando el paquete de simulación para sistemas de potencia DigSilent Power Factory 13.0.

## ÍNDICE GENERAL

<b>CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....</b>	<b>iii</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>iv</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>v</b>
<b>ÍNDICE GENERAL.....</b>	<b>vi</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	<b>x</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>xii</b>
<b>ÍNDICE DE GRÁFICAS.....</b>	<b>xiii</b>
<b>ABREVIATURAS.....</b>	<b>xiv</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>3</b>
<b>MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>3</b>
1.1 Estados del sistema eléctrico.....	3
1.1.1 Estado seguro.....	3
1.1.2 Estado de alerta.....	3
1.1.3 Estado de emergencia.....	3
1.1.4 Estado de reposición.....	4
1.2 Estudio de Flujo de Carga.....	4
1.2.1 Las barras y su clasificación.....	4
1.3 Formulación del modelo.....	6
1.4 Compensación estática.....	7
1.5 Demanda eléctrica.....	7
1.6 Demanda mínima.....	8
1.7 Escenarios de demanda mínima.....	8
1.8 Curvas de demanda.....	8
1.9 Línea de transmisión.....	9
1.10 Efecto Ferranti.....	9
1.11 Reactores.....	12
1.12 Banco de condensadores.....	12

1.13	Generadores sincrónicos.....	13
1.14	Transformadores.....	13
1.15	Data.....	15
1.16	Operaciones de maniobra.....	15
1.17	Red Troncal de Transmisión.....	15
1.18	Contingencia.....	15
1.19	Espacio muestral.....	16
1.20	Evento.....	16
1.21	Probabilidad.....	16
1.21.1	Probabilidad Condicional.....	17
1.22	Variable aleatoria.....	17
1.22.1	Variable aleatoria discreta.....	17
1.22.2	Variable aleatoria continua.....	17
1.23	Función de distribución.....	18
1.24	Valor esperado.....	19
1.25	Varianza.....	19
1.26	Desviación estándar.....	20
1.27	Distribución normal.....	20
1.27.1	Función de densidad.....	20
1.27.2	Función de distribución.....	21
1.27.3	Curva normalizada.....	22
<b>CAPÍTULO II.....</b>		<b>24</b>
<b>DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CADAFE.....</b>		<b>24</b>
2.1	Sistema Oriental.....	24
2.1.1	Interconexiones del Sistema Oriental.....	24
2.1.2	Plantas de generación del Sistema Oriental de CADAFE.....	26
2.1.3	Subestaciones.....	27
2.1.4	Compensación estática del Sistema Oriental.....	28
2.2	Sistema Central.....	28
2.2.1	Interconexiones del Sistema Central.....	29

2.2.2	Plantas de generación del Sistema Central de CADAPE .....	32
2.2.3	Subestaciones.....	33
2.2.4	Compensación estática del Sistema Central.....	34
2.3	Sistema Occidental.....	34
2.3.1	Interconexiones del Sistema Occidental.....	35
2.3.2	Plantas de generación del Sistema Central de CADAPE.....	36
2.3.3	Subestaciones.....	37
2.3.4	Compensación estática del Sistema Central.....	37
<b>CAPÍTULO III.....</b>		<b>39</b>
<b>CRITERIOS UTILIZADOS.....</b>		<b>39</b>
3.1	Criterio para selección de demanda a simular.....	39
3.2	Criterios generales para la simulación del flujo de carga.....	39
3.3	Criterio de selección de casos a simular.....	40
3.3.1	Caso 2005.....	40
3.3.2	Caso 2006.....	42
<b>CAPÍTULO IV.....</b>		<b>45</b>
<b>METODOLOGÍA.....</b>		<b>45</b>
4.1	Selección del valor de demanda mínima para la simulación.....	45
4.2	Estudio de flujo de carga.....	47
4.2.1	Modelo de transformador de dos arrollados.....	48
4.2.2	Modelo de una línea de transmisión.....	49
4.2.3	Modelo de un generador sincrónico.....	50
4.2.4	Modelo del tipo de carga.....	50
4.3	Caso 2005.....	51
4.4	Caso 2006.....	51
4.4.1	Caso San Fernando 2006.....	52
4.4.2	Caso Punto Fijo 2006.....	52
4.4.3	Caso zona sur 2006.....	53
<b>CAPÍTULO V.....</b>		<b>54</b>
<b>RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>		<b>54</b>



5.1 Caso 2005.....	54
5.2 Caso 2006.....	57
5.2.1 Caso San Fernando 2006.....	57
5.2.1.1 Puesta en servicio de la línea La Horqueta – Calabozo en 230 kV.....	57
5.2.1.1.1 Subescenario 1.....	57
5.2.1.1.2 Subescenario 2.....	58
5.2.1.1.3 Subescenario 3.....	59
5.2.1.1.4 Subescenario 4.....	60
5.2.1.2 Puesta en servicio de la planta Ezequiel Zamora.....	60
5.2.1.2.1 Subescenario 1.....	62
5.2.1.2.2 Subescenario 2.....	62
5.2.1.2.3 Subescenario 3.....	62
5.2.1.2.4 Subescenario 4.....	63
5.2.2 Caso Punto Fijo 2006.....	64
5.2.2.1 Subescenario 1.....	64
5.2.2.2 Subescenario 2.....	65
5.2.2.3 Subescenario 3.....	66
5.2.3 Caso zona sur 2006.....	67
5.3 Caso diciembre 2006.....	69
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>79</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>82</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>83</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>85</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Clasificación de las barras en base a sus datos e incógnitas.....	5
<b>Tabla 2.</b> Compensación estática del Sistema Oriental.....	28
<b>Tabla 3.</b> Compensación estática del Sistema Central.....	34
<b>Tabla 4.</b> Compensación estática del Sistema Occidental.....	38
<b>Tabla 5.</b> Tensiones de barra fuera del criterio en el Sistema Oriental de CADAPE para el Caso 2005.....	54
<b>Tabla 6.</b> Tensiones de barra fuera del criterio en el Sistema Occidental de CADAPE para el Caso 2005.....	55
<b>Tabla 7.</b> Tensiones de barra fuera del criterio en el Sistema Central de CADAPE para el Caso 2005.....	56
<b>Tabla 8.</b> Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando en el subescenario 1.....	58
<b>Tabla 9.</b> Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando en el subescenario 2.....	59
<b>Tabla 10.</b> Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando en el subescenario N° 3.....	59
<b>Tabla 11.</b> Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando en el subescenario N° 4.....	60
<b>Tabla 12.</b> Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando con la entrada en servicio de la planta Ezequiel Zamora con $fp = 0,9$ .....	61
<b>Tabla 13.</b> Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando con la entrada en servicio de la planta Ezequiel Zamora con $fp = 1$ .....	61
<b>Tabla 14.</b> Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando con puesta en servicio de la planta E. Zamora con el subescenario 1.....	62
<b>Tabla 15.</b> Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando con puesta en servicio de la planta E. Zamora con el subescenario 2.....	62

<b>Tabla 16.</b> Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando con puesta en servicio de la planta E. Zamora con el subescenario 3.....	63
<b>Tabla 17.</b> Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando con puesta en servicio de la planta E. Zamora con el subescenario 4.....	63
<b>Tabla 18.</b> Tensiones en subestaciones del estado Falcón con la puesta en servicio de la planta J. Camejo con el subescenario 1 .....	64
<b>Tabla 19.</b> Tensiones en subestaciones del estado Falcón con la puesta en servicio de la planta J. Camejo con el subescenario 2.....	65
<b>Tabla 20.</b> Tensiones en subestaciones del estado Falcón con la puesta en servicio de la planta J. Camejo con el subescenario 2 y 80 MW.....	66
<b>Tabla 21.</b> Tensiones en subestaciones del estado Falcón con la puesta en servicio de la planta J. Camejo con el subescenario 3 .....	67
<b>Tabla 22.</b> Tensiones en subestaciones de la zona sur con la puesta en servicio de un reactor de 10 MVAR en S/E Cabruta.....	68
<b>Tabla 23.</b> Tensiones en subestaciones de la zona sur con la puesta en servicio de un reactor de 10 MVAR en S/E Los Pijigüaos.....	68
<b>Tabla 24.</b> Tensiones en subestaciones del Sistema Occidental con la puesta en servicio teórica de los nuevos elementos.....	70
<b>Tabla 25.</b> Tensiones en subestaciones del Sistema Oriental con la puesta en servicio teórica de los nuevos elementos.....	71
<b>Tabla 26a.</b> Tensiones en subestaciones del Sistema Central con la puesta en servicio teórica de los nuevos elementos .....	71
<b>Tabla 26b.</b> Tensiones en subestaciones del Sistema Central con la puesta en servicio teórica de los nuevos elementos .....	72
<b>Tabla 27.</b> Tensiones en subestaciones del Sistema Central para los casos 2005 y diciembre de 2006.....	75
<b>Tabla 28.</b> Tensiones en subestaciones del Sistema Oriental para los casos 2005 y diciembre de 2006.....	76
<b>Tabla 29.</b> Tensiones en subestaciones del Sistema Occidental para los casos 2005 y diciembre de 2006.....	77

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Modelo de línea de transmisión .....	9
<b>Figura 2.</b> Modelo de línea de transmisión inductiva.....	10
<b>Figura 3.</b> Diagrama fasorial de las variables del circuito.....	11
<b>Figura 4.</b> Representación del reactor.....	12
<b>Figura 5.</b> Representación del banco de condensadores.....	12
<b>Figura 6.</b> Representación del generador sincrónico .....	13
<b>Figura 7.</b> Circuito equivalente en por unidad del transformador sin cambio de tomas .....	14
<b>Figura 8.</b> Circuito equivalente en por unidad del transformador con cambio de tomas .....	14
<b>Figura 9.</b> Función de distribución de probabilidades acumuladas.....	19
<b>Figura 10.</b> Curva de función normal o campana de Gauss.....	21
<b>Figura 11.</b> Función de distribución $F(x)$ .....	21
<b>Figura 12.</b> Curva normalizada.....	22
<b>Figura 13.</b> Diagrama de Interconexiones del Sistema Oriental de CADAPE .....	26
<b>Figura 14.</b> Diagrama de interconexiones del Sistema Central.....	29
<b>Figura 15.</b> Interconexiones del Sistema Occidental.....	36
<b>Figura 16.</b> Modelo de transformador trifásico de dos .....	48
<b>Figura 17.</b> Modelo de una línea de transmisión.....	49
<b>Figura 18.</b> Modelo de carga general.....	51

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

<b>Gráfica 1.</b> Demanda mínima de CADAPE para octubre de 2005.....	46
<b>Gráfica 2.</b> Demanda total de CADAPE para el año 2005.....	47
<b>Gráfica 3.</b> Perfiles de tensiones del Sistema Central para el año 2005 y diciembre de 2006.....	75
<b>Gráfica 4.</b> Perfiles de tensiones del Sistema Oriental para el año 2005 y diciembre de 2006.....	76
<b>Gráfica 5.</b> Perfiles de tensiones del Sistema Occidental para el año 2005 y diciembre de 2006.....	77
<b>Gráfica 6.</b> Perfiles de tensiones del Sistema CADAPE para el año 2005 y diciembre de 2006.....	78

## **ABREVIATURAS**

**CADAFE:** Compañía anónima de Administración y Fomento Eléctrico.

**Eleoriente:** Compañía Anónima Electricidad de Oriente.

**SEMDA:** Compañía Anónima Sistema Eléctrico de Monagas y Delta Amacuro.

**SENECA:** Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta Compañía Anónima.

**Elecentro:** Compañía Anónima Electricidad de Centro.

**Eleoccidente:** Compañía Anónima Electricidad de Occidente.

**CADELA:** Compañía Anónima Electricidad de Los Andes.

**EDELCA:** Electrificadora del Caroní Compañía Anónima.

**PDVSA:** Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima.

**ENELBAR:** Compañía Anónima Energía Eléctrica de Barquisimeto.

**ENELCO:** Compañía Anónima Energía Eléctrica de La Costa Oriental.

**ENELVEN:** Compañía Anónima Energía Eléctrica de Venezuela.

**PDVSA:** Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima.

**S/E:** Subestación.

## INTRODUCCIÓN

Actualmente CADAFE realiza estudios de flujo de carga, cortocircuitos y simulaciones dinámicas en escenarios de alta demanda, sin embargo existen condiciones en la que se hace necesario un estudio del sistema de transmisión en un escenario de baja carga, con el cual se puede determinar la operación y compensación reactiva, entrada y salida de generadores, asignación de equipos para mantenimiento, etc. Así mismo, la entrada de nuevos equipos en el sistema generalmente se realiza en escenarios de baja carga, para lo cual se requiere simular estos eventos bajo dicha situación.

En un escenario de baja demanda existe un descenso notable del consumo de potencia reactiva en algunas barras del sistema, lo que trae como consecuencia, en líneas de transmisión de media y larga longitud, un incremento de la tensión en las barras de carga causado por la suceptancia capacitiva de éstas. Una posible solución para esta situación consiste en el uso de reactores en los extremos de la línea afectada para consumir el exceso de potencia reactiva y volver a los niveles de tensión deseados. De esa manera se realiza un balance de la potencia reactiva y se regula la tensión en la barra. [5]

El objetivo general de este estudio es analizar el comportamiento del sistema de transmisión de CADAFE en un escenario de baja carga.

Como objetivos específicos se tienen:

- Estudiar las curvas de demanda de los sistemas Oriente, Centro y Occidente de CADAFE.
- Evaluar la operación del sistema de transmisión de CADAFE en horas de baja demanda.



- Determinar ubicación de compensación reactiva en el sistema de transmisión de CADAFE.
- Desarrollar simulaciones con ayuda de un software de análisis de sistema de potencia, en un escenario de baja carga del sistema de transmisión de CADAFE Oriente, Centro y Occidente.

Basado en los resultados de éstos estudios se hará una serie de recomendaciones a la empresa para poner en práctica a corto plazo para garantizar la operatividad del sistema.

La metodología y criterios utilizados para el presente trabajo, así como las conclusiones obtenidas de los resultados, se muestran en el presente informe.

# **CAPÍTULO I**

## **MARCO TEÓRICO.**

### **1.1 Estados del sistema eléctrico de potencia.**

Los estados de un sistema eléctrico de potencia se clasifican en función su seguridad, y ésta puede ser cuantificada en base a la capacidad del mismo para permanecer en un estado sin salirse de los límites establecidos para las variables de dicho sistema, ante cambios previsibles y sucesos imprevisibles. En base a lo anterior, se puede definir cuatro estados: seguro, alerta, emergencia y reposición. [6]

#### **1.1.1 Estado seguro.**

Es aquel estado donde las variables del sistema se encuentran dentro de los límites establecidos y se cumplen una serie de criterios de seguridad, determinados para no permitir que las variables salgan de sus límites establecidos ante cualquier contingencia.

#### **1.1.2 Estado de alerta.**

Es aquel estado donde las variables del sistema se encuentran dentro de los límites establecidos pero no existe ningún criterio de seguridad que garantice dicha estabilidad ante la ocurrencia de alguna contingencia.

#### **1.1.3 Estado de emergencia.**

Se denomina estado de emergencia aquel donde las variables del sistema no se encuentran dentro de los límites establecidos, ya sea por la ocurrencia de alguna contingencia o por el comportamiento de la demanda eléctrica

#### **1.1.4 Estado de reposición.**

Se denomina estado de reposición aquel donde se ejecutan una serie de acciones correctivas por parte del operador del sistema, para devolver las variables a su rango aceptable de operación, como por ejemplo la interrupción del servicio para evitar males mayores. En este estado el control es dirigido a la reposición del servicio interrumpido.

Debido a que el estudio de este trabajo requirió de la realización de flujos de carga, se describen a continuación los conceptos necesarios para su comprensión.

#### **1.2 Estudio de Flujo de Carga.**

Consiste en calcular los valores de las variables de un sistema de potencia en régimen estacionario por medio de una simulación, verificando de esta manera la operación del mismo en las condiciones deseadas. De no ser así, se ejecutan las acciones correctivas correspondientes.

##### **1.2.1 Barras y su clasificación.**

La barra es un componente de una subestación, constituida por un conductor eléctrico rígido ó flexible que sirve de punto común a dos ó más circuitos eléctricos.  
[1]

Las barras del sistema de potencia se clasifican en dos categorías: barras sin generación y barras con generación

Las barras sin generación o barras de carga son las barras donde no hay inyección de potencia activa ni reactiva. Debido a que las potencias activa y reactiva

consumidas por las cargas en cada barra del sistema son dato, las dos variables que se especifican en la barra son P y Q.

Las barras con generación son aquellas barras donde existe inyección de potencia activa desde la barra de generación al sistema de potencia. Se especifican la potencia activa y la magnitud de la tensión: P y V. Se desconocen la potencia reactiva y el ángulo de la tensión.

En las barras con generación, siempre y cuando no exista déficit de potencia activa, es posible distribuir la totalidad de la potencia activa consumida por las cargas entre los generadores del sistema, sin exceder sus límites. Dicha distribución no considera las pérdidas totales en el sistema de potencia, por lo que es posible encontrar al menos una barra de generación donde se pueda generar la cuota resultante de la distribución de potencia activa incluyendo las pérdidas del sistema sin exceder los límites de generación, esta barra se denomina barra de compensación o barra slack. [2]

En la barra slack o de compensación, el módulo de la tensión y el ángulo son fijos, y los valores de potencia activa y reactivas son dictados por la solución del flujo de carga.

Se puede resumir la clasificación de las barras por sus datos y sus incógnitas en la siguiente tabla:

**Tabla N° 1: Clasificación de las barras en base a sus datos e incógnitas.**

Tipo de barra	Variable especificada	Variables incógnitas
PV	PV	Q y $\delta$
PQ	PQ	V y $\delta$
Compensación	V y $\delta$	P y Q

### 1.3 Formulación del modelo.

La formulación del modelo se basa en las ecuaciones de nodo como punto de partida. [2]

De esa manera se tiene:

$$\frac{\dot{S}_i^*}{V_i^*} = \sum Y_{ij}^* V_j, \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (1)$$

Donde:

$\dot{S}_i^*$  es la potencia aparente por fase neta inyectada al nodo i.

$V_j^*$  es la tensión del nodo i medida entre el nodo i y referencia.

$Y_{ij}$  es la admitancia mutua entre los nodos i y j, y corresponde a la suma de todas las admitancias conectadas entre el nodo i y el nodo j con signo negativo.

$Y_{ii}$  es la admitancia propia del nodo i y corresponde la suma de todas las admitancias de la red conectadas al nodo i.

Cada una de las variables de la ecuación se pueden reescribir de la siguiente manera:

$$V_i = V_i \angle \delta_i \quad (2)$$

$$Y_{ij} = Y_{ij} \angle \theta_{ij} \quad (3)$$

$$\dot{S}_i = P_i + jQ_i \quad (4)$$

Sustituyendo (2), (3) y (4) en (1) se obtiene:

$$P_i - jQ_i = \sum_{j=1}^n V_i Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) - j \sum_{j=1}^n V_i Y_{ij} \text{sen}(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (5)$$

Igualando la parte real (potencia activa), y la parte imaginaria (potencia reactiva), se obtiene:

$$P_i = \sum_{j=1}^n V_i Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (6)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n V_i Y_{ij} \text{sen}(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (7)$$

Se puede observar que las variables complejas y reales quedan expresadas en función del módulo de la tensión del nodo y de la admitancia nodal. Se diferencian en que la parte real depende del coseno de las operaciones aritméticas entre los ángulos y la parte imaginaria depende del seno de éstas. Así se constituye las ecuaciones base para el estudio del flujo de carga.

#### **1.4 Compensación estática.**

Técnicas usadas para mantener los niveles de tensión de un punto cualquiera del sistema dentro de los límites aceptables, mediante la colocación de condensadores ó inductores, para suministrar o consumir los reactivos requeridos. [1]

Para la realización de las curvas de demanda mínima y la escogencia del valor para realizar el flujo de carga, se tuvieron presente los conceptos que siguen a continuación.

#### **1.5 Demanda eléctrica.**

Es la tasa a la cual es entregada o consumida la energía eléctrica de un sistema o un equipo, en un determinado instante o promediado en un período de tiempo. [1]

### **1.6 Demanda mínima.**

Es el requerimiento mínimo de potencia neta del sistema o de un área. [1]

### **1.7 Escenarios de demanda mínima.**

Escenario donde se evalúa el comportamiento de las variables de un sistema de potencia en el momento donde se produce el mínimo consumo de energía eléctrica. Bajo estas condiciones se espera encontrar los mayores niveles de tensión en las barras del sistema y ubicar compensación inductiva en el mismo.

### **1.8 Curvas de demanda.**

Representación gráfica de la demanda eléctrica o potencia consumida en función del tiempo.

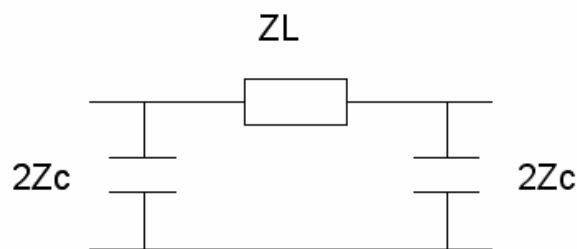
Tienen gran variedad de aplicaciones en el sector eléctrico, ya que es una herramienta de gran ayuda para varias ramas del mismo como: la planificación de sistemas de potencia, estimación futura de demanda, operatividad, compensación reactiva, análisis de estabilidad, establecer escenarios de demanda para realizar simulaciones de flujo de carga, prever un futuro impacto económico y energético y observar el comportamiento de un sistema eléctrico.

Las curvas de demanda eléctrica se elaboran de acuerdo al objetivo de análisis, por ejemplo, si se requiere conocer cuales son las horas de máximo y mínimo consumo de energía eléctrica de un sector o de una zona, se realiza la curva de manera horaria para observar el comportamiento de la misma en un determinado período de tiempo.

La empresa CADAFE suministra los datos sobre demanda de manera horaria para cada día del año, y como el objetivo de este estudio es llevar a cabo un análisis en mínima demanda, se recopilaron las mínimas lecturas de cada día correspondientes a una hora en específico, para luego elaborar una curva anual de mínima demanda.

### 1.9 Líneas de transmisión.

Las líneas de transmisión son los elementos del sistema que permiten transportar energía de una barra a otra. Ya que en un flujo de carga se establecieron las ecuaciones del sistema por el método nodal, se escoge el modelo  $\pi$  para la representación de la línea para líneas de longitud menor a 200 km. Su representación circuital se muestra en la figura N° 1. [2]



**Figura N° 1. Modelo de línea de transmisión.**

Donde  $ZL$  es la impedancia serie de la línea y  $Zc$  representa la impedancia de las capacitancias en derivación de éstas.

### 1.10 Efecto Ferranti

El efecto ferranti es un fenómeno que se presenta en líneas de transmisión con longitudes mayores a 300 km y casos de mínima demanda, en donde las capacitancias en derivación de ésta inyectan potencia reactiva al sistema, elevando los niveles de tensión en los extremos, es decir, en las barras adyacentes a la línea.

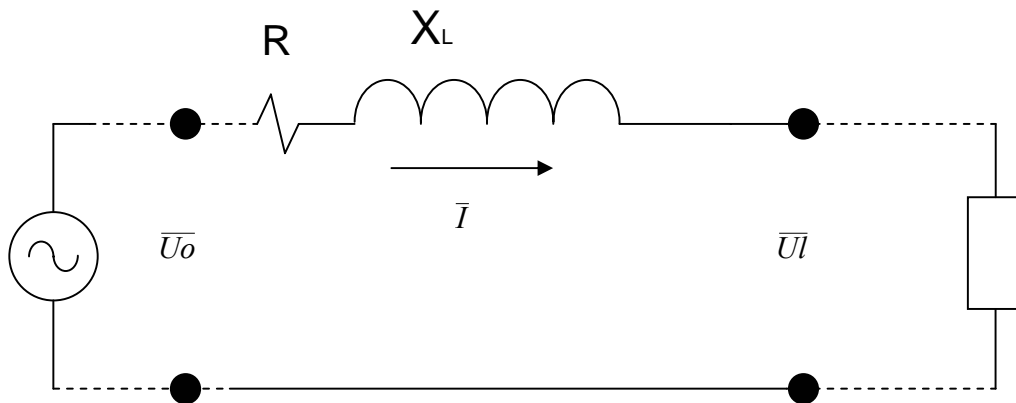


Para explicar este concepto recurriremos de manera didáctica a modelar una línea de transmisión despreciando las capacitancias en derivación, es decir, la línea se modela por su resistencia y su inductancia serie tal como se muestra en la figura N° 2.

De esta manera la caída de tensión entre los dos extremos de la línea es:

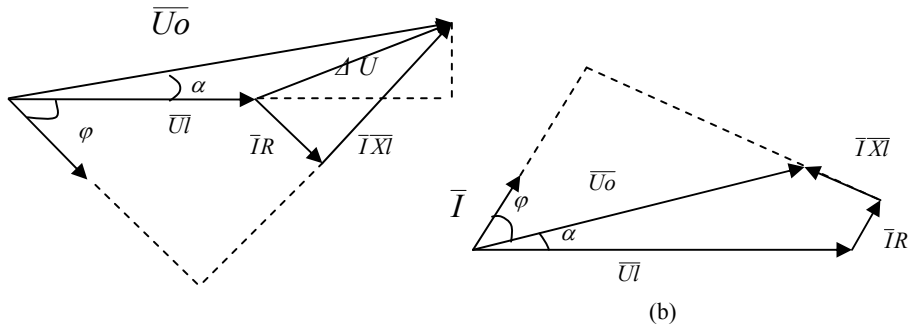
$$\Delta U = \bar{U}_o - \bar{U}_l \quad (8)$$

$$\Delta U = \bar{I}(R + jX_L) = \bar{I} * Z_l \quad (9)$$



**Figura N° 2. Modelo de línea de transmisión inductiva.**

Para ilustrar mejor el cálculo a seguir se construye un diagrama fasorial de las variables del circuito modelado, tomando el cuenta si la carga es inductiva o capacitiva, de esta manera se recurre a la trigonometría para encontrar expresiones de  $\bar{U}_o$  en base a  $\bar{U}_l$  tal como se muestra en la figura N° 3.



**Figura N° 3. Diagrama fasorial de las variables del circuito.**

La figura N° 3 proporciona la siguiente relación:

$$\bar{U}_o = \sqrt{(\bar{U}l \cos \varphi + RI)^2 + (\bar{U}l \sin \varphi + IX_L)^2} \quad (10)$$

$$\Delta U = \bar{U}_o - \bar{U}l = RI \cos \varphi + X_L I \sin \varphi + U_o - \sqrt{U_o^2 - (X_L I \cos \varphi + RI \sin \varphi)^2} \quad (11)$$

Donde:

$$U_o \approx \sqrt{U_o^2 - (X_L I \cos \varphi + RI \sin \varphi)^2} \quad (12)$$

Luego:

$$\Delta U = \bar{U}_o - \bar{U}l = RI \cos \varphi + X_L I \sin \varphi \quad (13)$$

Tal como han sido establecidas las expresiones (10), (11) y (13), el ángulo  $\varphi$  se considera positivo para cargas inductivas. Si la carga es capacitiva (figura 3 b), tal ángulo es negativo. Significa que el sumando  $X_L I \sin \varphi$  puede llegar a causar una caída de tensión negativa, es decir, la tensión en la carga es mayor a la tensión en el extremo emisor debido a las capacitancias en derivación de las líneas. Esto ocurre en líneas de media y gran longitud y con más frecuencia en horas de baja demanda, ya que la susceptancia en derivación de la línea en paralelo con la carga, trae como resultado una carga con factor de potencia en adelanto (capacitiva), por ende, la

corriente que pasa por la inductancia serie de la línea es capacitiva y causa un alza de tensión en el extremo receptor.

### 1.11 Reactores.

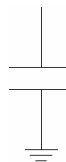
Los reactores en derivación son inductancias frecuentemente usadas en los sistemas de potencia para compensar los efectos de las capacitancias en paralelo de las líneas de transmisión de media y larga longitud ó de alta tensión. En condiciones de baja carga dichas capacitancias introducen potencia reactiva al sistema de transmisión (más de la que puede absorber el sistema), ocasionando el alza de los niveles de tensión en los extremos de la línea.[3]. Su representación en el diagrama unifilar se muestra en la figura N° 4.



**Figura N° 4. Representación del reactor.**

### 1.12 Bancos de condensadores.

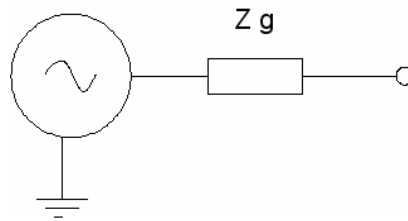
Los bancos de condensadores con capacitancias que, conectadas en paralelo, inyectan potencia reactiva en la red y elevan los niveles de tensión es un sector del sistema. Su representación en el diagrama unificar de flujo de carga se puede apreciar en la figura N° 5.



**Figura N° 5. Representación del banco de condensadores.**

### 1.13 Generadores sincrónicos.

Los generadores son los elementos del sistema que se encargan de producir energía eléctrica para alimentar las cargas del sistema. En el cálculo de flujo de carga se representan por medio de su símbolo de generación en serie con su impedancia de régimen permanente tal como se muestra en la figura N° 6.



**Figura N° 6. Representación de generador sincrónico.**

### 1.14 Transformadores.

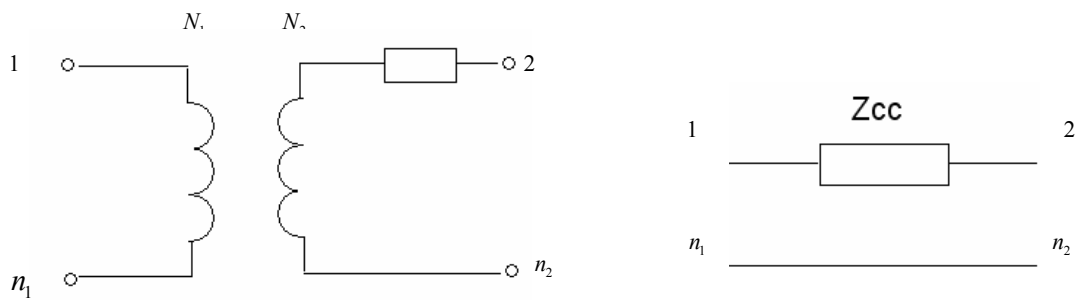
Los transformadores son los elementos del sistema que se encargan de transmitir la potencia eléctrica a dos sectores del sistema con distintos niveles de tensión. Su representación en el cálculo de flujo de carga es la misma representación en por unidad, es decir, una impedancia serie de cortocircuito tal como se muestra en la figura N° 7. Existen varias clases de conexiones de transformadores, entre las más usadas se encuentran las conexiones delta – estrella ( $\Delta - Y$ ), y la estrella – estrella ( $Y - Y$ ), donde ocurre un desfase de  $30^\circ$  con respecto al lado conectado en estrella, así como también existen transformadores con cambio de tomas para poder controlar así la tensión en uno de los lados.

En los transformadores de cambio de toma, las relaciones de las tensiones de base de cada lado del transformador son distintas a las relaciones de vueltas de los mismos, a lo contrario de los transformadores sin cambio de toma, donde las

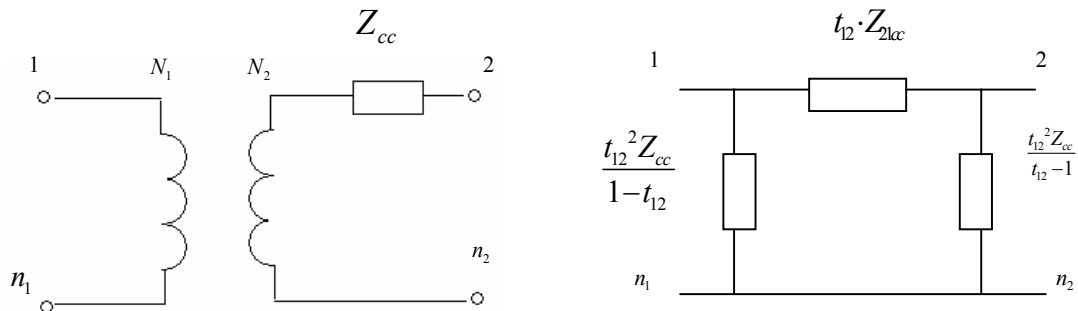
relaciones de las tensiones base de cada lado del transformador es igual a la relación entre el número de vueltas de los arrollados.

En la figura N° 7 se ilustra el modelo de un transformador sin cambio de tomas, y en la figura N° 8 el transformador con cambio de tomas, donde:

$$t = \frac{N_1 \cdot V_{base2}}{N_2 \cdot V_{base1}} \quad (14)$$



**Figura N° 7. Circuito equivalente por unidad del transformador sin cambio de tomas.**



**Figura N° 8. Circuito equivalente por unidad del transformador con cambio de tomas.**

A fin de tener claro el estado de operación del sistema de potencia estudiado y de cómo se llevo a cabo la recolección de información, se describen a continuación una serie de conceptos para poder definir en que estado se encontró dicho sistema.

#### **1.15 Data.**

Información requerida o disponible. Pueden ser registros históricos de cualquier índole, parámetros de equipos, número de habitantes, etc. [1]

#### **1.16 Operaciones de maniobra.**

Son manipulaciones (directas o indirectas), realizadas sobre los equipos de un sistema eléctrico de potencia para cambiar su configuración, por ejemplo: apertura de un interruptor (bote de carga), cierre de interruptor (reenganche), etc.. [1]

#### **1.17 Red troncal de transmisión.**

Las instalaciones de transmisión que interconectan las principales plantas de generación y/o los centros de carga de las diferentes empresas y que influyan de manera importante en la estabilidad y seguridad del sistema interconectado, según lo determine el Comité de Planificación del Sistema Interconectado Nacional. [1]

#### **1.18 Contingencia.**

Se denominan contingencias a una cantidad de hechos o sucesos que ocurren en el sistema eléctrico de manera imprevista. Un análisis de una serie de contingencias determinadas previamente, ayudan a garantizar la seguridad del sistema, como por ejemplo: el fallo de algún elemento (generador, transformador, línea, reactancia), fallo de alguna interconexión con otro sistema, etc.

Una vez recolectada la data, se procedió a seleccionar el valor de demanda mínima para la realización del flujo de carga. Para esto se tomó en cuenta una serie de conceptos de probabilidades como los que se definen a continuación.

### **1.19 Espacio muestral.**

Es un conjunto que comprende todos los resultados posibles de un experimento, listados de modo completo y mutuamente excluyente, es decir, que la lista contiene todos los resultados posibles. Se designa con la letra “S”. [4]

### **1.20 Evento.**

Cualquier subconjunto del espacio muestral.

### **1.21 Probabilidad.**

Una probabilidad es una función de valor numérico que asigna un número  $P(A)$  a cada evento en un espacio muestral  $S$ , de tal manera que son válidos los siguientes axiomas: [3]

$$0 \leq P(A) \leq 1$$

(14)

$$P(S) = 1$$

(15)

$$P\left(\bigcup_{i=1}^{\infty} A_i\right) = \sum_{i=1}^{\infty} P(A_i)$$

(16)

### 1.21.1 Probabilidad Condicional.

Si A y B son dos eventos cualesquiera, la probabilidad condicional de A dado B es:

$$P(A/B) = \frac{P(AB)}{P(B)} \quad \text{Siempre que } P(B) > 0 \quad (17)$$

$$\text{Donde } P(AB) = P(A)P(B) \quad (18)$$

### 1.22 Variable aleatoria.

Una variable aleatoria es una función real cuyo dominio es un espacio muestral.

#### 1.22.1 Variable aleatoria discreta.

Una variable aleatoria es discreta cuando puede tener sólo un número finito de valores posibles. Luego se:

$$P(X = x) = p(x) \geq 0 \quad (19)$$

Donde  $p(x)$  se denomina función de probabilidad de x.

$$\sum_x P(X = x) = 1 \quad (20)$$

#### 1.22.2 Variable aleatoria continua.



Una variable aleatoria es continua si puede tomar cualquier valor dentro de un intervalo dado, es decir, toma un valor infinito de valores no numerables. Existe una función  $f(x)$  llamada función de densidad de probabilidad tal que:

$$f(x) \geq 0 \text{ para toda } x \tag{21}$$

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = 1 \tag{22}$$

$$P(a \leq x \leq b) = \int_a^b f(x)d(x) \tag{23}$$

### 1.23 Función de distribución de probabilidad acumulada.

La función de distribución  $F(b)$  de una variable discreta  $x$  se define como:

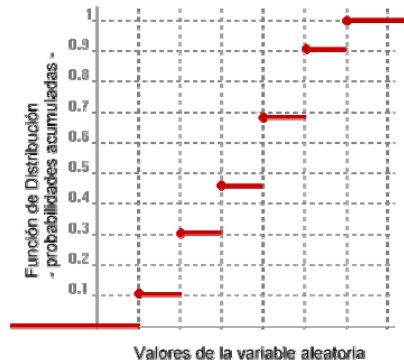
$$F(b) = P(x \leq b) \tag{24}$$

$$F(b) = \sum_{x=-\infty}^b p(x) \tag{25}$$

Las funciones de distribución pueden expresarse de la siguiente manera:

$$F(x) = \begin{cases} 0 \rightarrow x < x_1 \\ p_1 \rightarrow x_1 \leq x < x_2 \\ p_1 + p_2 \rightarrow x_2 \leq x < x_3 \\ \dots\dots\dots \\ p_1 + p_2 + \dots + p_{n-1} \rightarrow x_{n-1} \leq x < x_n \\ 1 \rightarrow x \geq x_n \end{cases}$$

Teniendo una función de distribución similar a la de la figura N° 9.



**Figura N° 9. Función de distribución de probabilidad acumulada.**

### 1.24 Valor esperado.

El valor esperado es un operador matemático cuyo cálculo depende de la variable aleatoria de la siguiente manera:

$$E(x) = \sum_{i=1}^n x_i p(x_i) = \mu \quad \text{para variables aleatorias discretas} \quad (26)$$

$$E(x) = \int_{-\infty}^{\infty} xf(x)dx = \mu \quad \text{para variables aleatorias continuas} \quad (27)$$

### 1.25 Varianza.

La varianza es un operador matemático que ayuda a evaluar la dispersión de la variable aleatoria y esta definida por la siguiente expresión:

$$\sigma^2 = \sum_{i=1}^n (x - \mu)^2 p(x_i) \quad \text{para variables aleatorias discretas} \quad (28)$$

$$\sigma^2 = \int_{-\infty}^{\infty} (x - \mu)^2 f(x)dx \quad \text{para variables aleatorias continuas} \quad (29)$$

### 1.26 Desviación estándar.

La desviación estándar se define para cualquier variable aleatoria como:

$$\sigma = +\sqrt{\sigma^2} \quad (30)$$

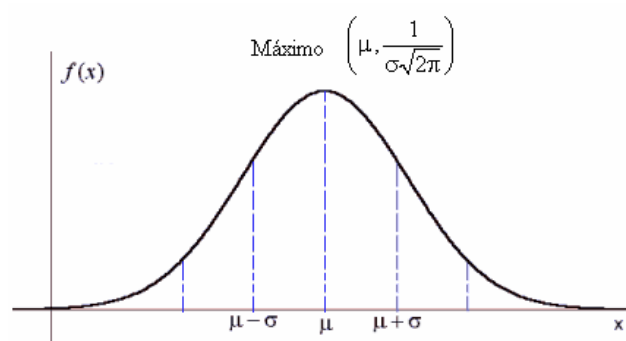
### 1.27 Distribución normal.

La distribución normal es la más usada en aplicaciones estadísticas debido a la frecuencia con la que ciertos fenómenos tienden a parecerse en su comportamiento a dicha distribución.

#### 1.27.1 Función Normal.

La función normal de densidad de probabilidad tiene forma de campana como se muestra en la figura N° 10, donde se puede observar su máximo y sus puntos de inflexión. Esta definida por la siguiente expresión:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (31)$$



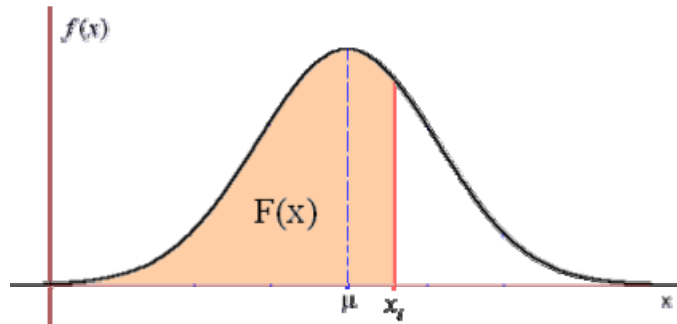
**Figura N° 10. Curva de función distribución Normal ó campana de Gauss.**

**1.27.2 Función de distribución.**

La función de distribución normal se puede apreciar como el área sombreada en la figura N° 11, donde los valores de mayor probabilidad son los más cercanos a  $\mu$ , y está definida por la siguiente expresión:

$$F(x) = \int_{-\infty}^x \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} dx; \quad -\infty < x < \infty \quad (32)$$

Donde  $F(x) = P(X \leq x)$



**Figura N° 11. Función de distribución F(x).**

**1.27.3 Curva normalizada.**

Si  $Z$  es una variable aleatoria con  $\mu = 0$  y  $\sigma = 1$ , y  $X$  una variable con  $\mu$  y  $\sigma$ , se dice que  $Z$  es la variable tipificada de  $X$  de la siguiente manera:

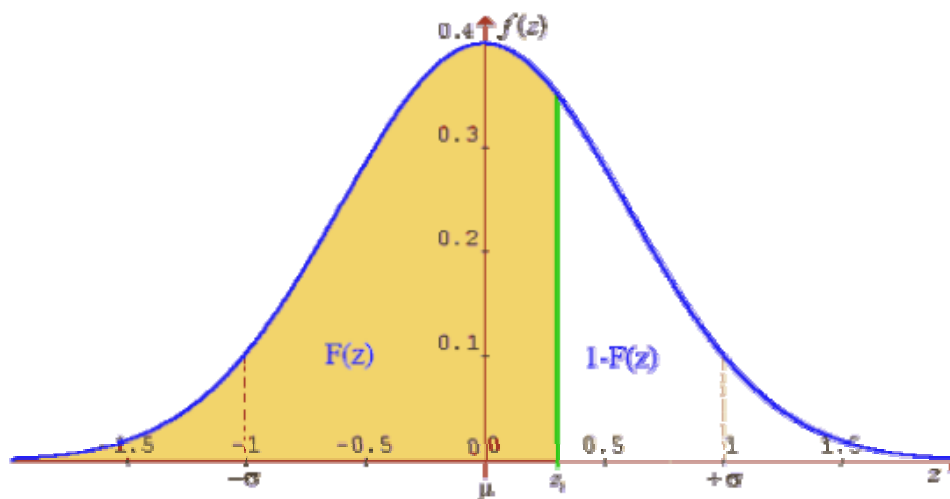
$$Z = \frac{X - \mu}{\sigma} \quad (33)$$

Luego sus funciones de densidad y distribución son respectivamente:

$$f(Z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{Z^2}{2}} \quad (34)$$

$$F(Z) = \int_{-\infty}^Z \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{Z^2}{2}} dZ \quad (35)$$

Su representación gráfica se puede apreciar en la figura N° 12 y se denomina curva normal tipificada.



**Figura N° 12. Curva normalizada.**

La tipificación de la curva trae como ventajas:

- a) Independencia de los parámetros  $\mu$  y  $\sigma$ .
- b) Simetría con el eje OY y máximo en dicho eje.

- c) Puntos de inflexión para los valores de  $z = 1$  y  $z = -1$ .
- d) La distribución de la variable  $Z$  se encuentra tabulada.

## **CAPÍTULO II**

### **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CADAFE.**

El Sistema de Transmisión de CADAFE se extiende a lo largo de 19 de los 24 estados del territorio nacional. Está dividido en tres sistemas: Sistema Oriental, Sistema Central y Sistema Occidental. Está comprendido por una red de transmisión en 115 kV, 230 kV y 400 kV, una red de distribución en 34,5 kV y 13,8 kV, atendido por sus filiales: Elecentro, Eleoriente, Eleoccidente, SEMDA y CADELA.

#### **2.1 Sistema Oriental.**

El Sistema Oriental abarca los estados Anzoátegui, Bolívar, Delta Amacuro, Monagas y Sucre. Pertenece a la Gerencia de Transmisión I. Esta formado por una red de transmisión en 115 kV, 230 kV y 400 kV.

En niveles de distribución y en 115 kV, está atendido por dos filiales: Eleoriente (comprende los estados Anzoátegui, Bolívar y Sucre), y SEMDA (comprende los estados Monagas y Delta Amacuro).

##### **2.1.1 Interconexiones del Sistema Oriental.**

El Sistema Oriental tiene interconexión con otros cuatro sistemas: EDELCA, PDVSA, SENECA y el Sistema Central.

- a) Interconexión con SENECA a través de la línea en 115 kV Casanay – Chacopata I.
- b) Interconexión con el Sistema Central por medio de la línea de transmisión doble terna en 230 kV desde la subestación Barbacoa I hasta la subestación Santa Teresa.

- c) Interconexión con EDELCA a través de dos auto-transformadores 400/230 kV en la subestación el Tigre I, donde el patio de 400 kV es de EDELCA y el patio de 230 kV es de CADAFE.
- d) Interconexión con EDELCA a través de la línea doble terna Guayana-Ciudad Bolívar en 230 kV.
- e) Interconexión con EDELCA a través de la línea en 400 kV desde la subestación El Tigre (EDELCA) a Barbacoa II (CADAFE).
- f) Interconexión con EDELCA a través de un transformador 230/13,8 kV donde el patio de 230 kV es de EDELCA en la subestación Santa Elena y CADAFE atiende el patio de 13,8 kV, es decir, los niveles de distribución.
- g) Interconexión con PDVSA a través de la línea Jusepín I – PDVSA – Jusepín (actualmente fuera de servicio)
- h) Interconexión con PDVSA a través de la línea en 115 kV Amana (PDVSA) – Travieso (Eleoriente) y Amana – Muscar.
- i) Interconexión con PDVSA a través de la línea en 115 kV Temblador (PDVSA) – Tucupita (CADAFE).
- j) Interconexión con PDVSA a través de la líneas simple terna en 115 kV Anaco (CADAFE) – Santa Rosa, Santa Rosa – Rebombero II (CADAFE), Rebombero II – Bitor y Barbacoa I – Pequiven Norte.



A continuación se muestra en la figura N° 13 el diagrama de interconexiones del Sistema Oriental de CADAPE.

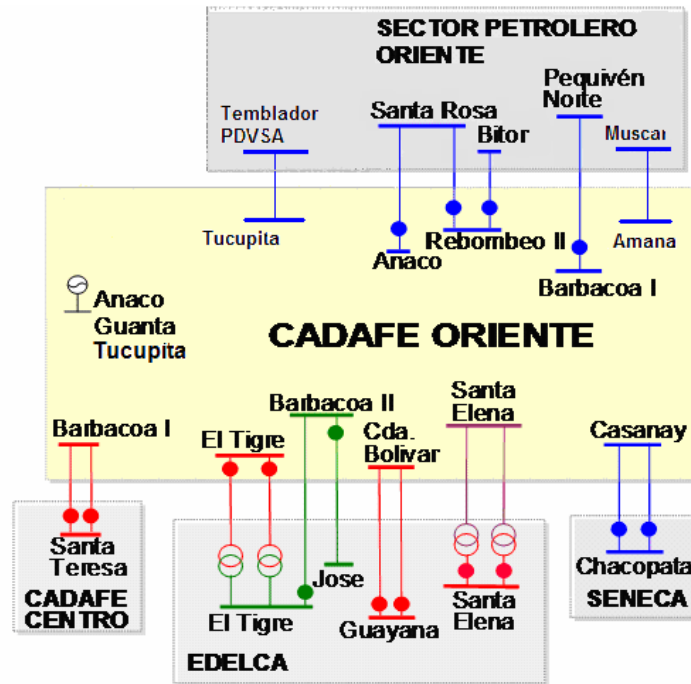


Figura N° 13. Diagrama de Interconexiones del Sistema Oriental de CADAPE.

### 2.1.2 Plantas de generación del Sistema Oriental de CADAPE.

El Sistema Oriental tiene una capacidad instalada de aproximadamente 400 MW, de los cuales 358 MW son de CADAPE y 40 MW son de PDVSA. De ese total sólo 8 MW son de generación diesel y el resto es generado a gas.

Las plantas de generación son:

- a) Planta Guanta.  
Dos turbinas a gas de 70 MW cada una.
- b) Planta Alfredo Salazar (Anaco).

Tres turbinas a gas de 70 MW cada una.

c) Planta Tucupita.

Dos turbinas diesel de 4 MW cada una.

d) Planta Santa Rosa (PDVSA).

Una turbina a gas de 20 MW.

e) Planta Jusepín (PDVSA).

Una turbina a gas de 20 MW.

### **2.1.3 Subestaciones.**

El sistema oriental tiene 60 subestaciones que se encuentran entre los niveles de tensión de 400 kV, 230 kV y 115 kV:

- a) El estado Anzoátegui tiene 22 subestaciones: Una de 400/230/115 kV, una de 230/115/34,5 kV, una de 400/230/34,5 kV, una de 230/115/13,8 kV, tres de 115/34,5/13,8 kV, dos de 115/7,2 kV y trece de 115/13,8 kV.
- b) El estado Bolívar tiene 15 subestaciones: Una de 230/115 kV y catorce de 115/13,8 kV.
- c) El estado Monagas tiene 12 subestaciones: Una de 230/115 kV y doce de 115/13,8 kV.
- d) El estado Delta Amacuro posee una subestación de 115/13,8 kV.
- e) El estado Sucre tiene 10 subestaciones: una de 230/115 kV, cuatro de 115/34,5/13,8 kV y cinco de 115/13,8 kV.

#### 2.1.4 Compensación estática del Sistema Oriental.

A continuación se presenta una tabla donde se especifica la compensación usada en el Sistema Oriental.

**Tabla N° 2. Compensación estática del Sistema Oriental**

Tipo de Compensación	Subestación	Nivel de tensión (kV)	Potencia Reactiva (MVAR)
Inductiva	El Indio	230	20
Capacitiva	Jusepin	115	30
Capacitiva	Rebombero I	115	15
Capacitiva	Travieso	115	30
Capacitiva	Tres Picos	13,8	12
Capacitiva	Tucupita	13,8	12

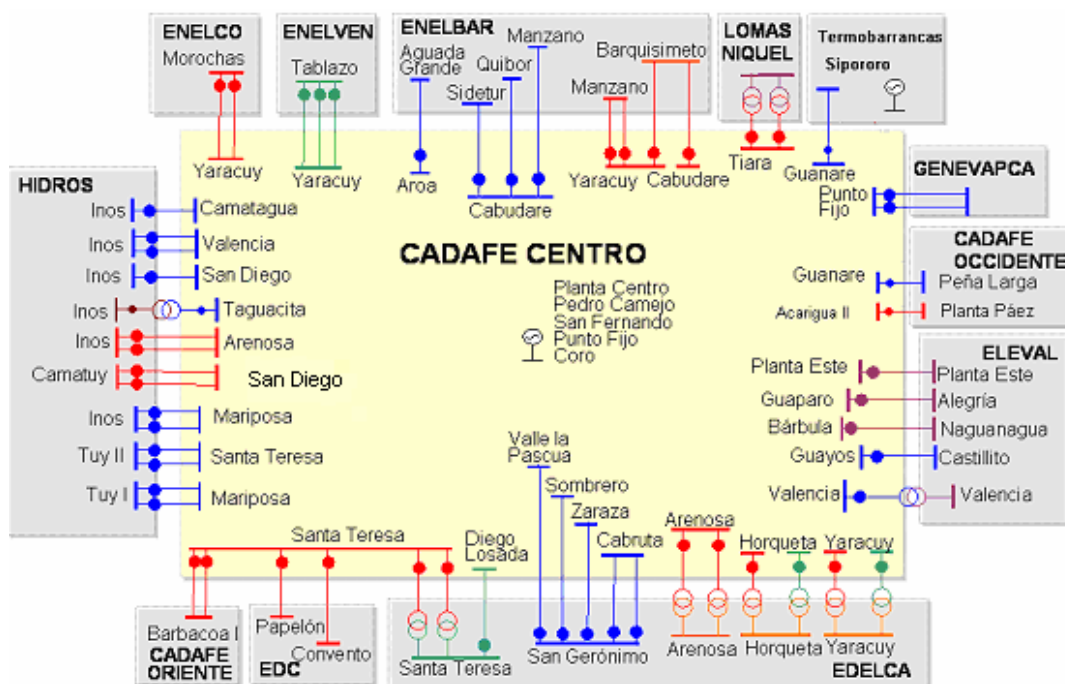
#### 2.2 Sistema Central

El Sistema Central comprende los estados Amazonas, Apure, Aragua, Carabobo, Cojedes, Falcón, Guárico, Lara, Miranda, Portuguesa y Yaracuy. Pertenece a la Gerencia de Transmisión II. Comprende una red de transmisión en 115 kV, 230 kV y 400 kV.

En niveles de 115 kV y distribución está atendido por dos filiales: Elecentro (comprende los estados Apure, Amazonas, Aragua, Guárico y Miranda), y Eleoccidente (comprende los estados Carabobo, Cojedes, Falcón, Portuguesa y Yaracuy).

### 2.2.1 Interconexiones del Sistema Central.

El Sistema Central es el sistema con más interconexiones de todo el sistema de transmisión. Tiene interconexiones en niveles de tensión de 13,8 kV, 115 kV, 230 kV y 400 kV como se puede apreciar en la figura N° 14.



**Figura N° 14. Diagrama de interconexiones del Sistema Central.**

Las interconexiones del Sistema Central son las siguientes:

- a) Interconexión con EDELCA a través de dos auto-transformadores 400/230 kV en la subestación Santa Teresa, donde el patio de 400 kV es de EDELCA y el patio de 230 kV es de CADAFE.

- b) Interconexión con EDELCA a través de dos auto-transformadores 765/230 kV en la subestación La Arenosa, donde el patio de 765 kV es de EDELCA y el patio de 230 kV es de CADAPE.
- c) Interconexión con EDELCA a través de un auto-transformador 765/230 kV y por un auto-transformador de 765/400 kV en la subestación La Horqueta, donde el patio de 765 kV es de EDELCA y los patios de 230 kV y 400 kV son de CADAPE.
- d) Interconexión con EDELCA a través de un auto-transformador 765/230 kV y por un auto-transformador 765/400 kV en la subestación Yaracuy, donde el patio de 765 kV es de EDELCA y los patios de 230 kV y 400 kV son de CADAPE.
- e) Interconexión con EDELCA a través de cuatro líneas en 115 kV : Tres líneas simple terna que salen de la subestación San Gerónimo (EDELCA) y llegan a la subestación Sombreo, Valle de la Pascua y Zaraza (CADAPE) y una línea doble terna que sale de la subestación San Gerónimo (EDELCA) y llegan a la subestación Cabruta.
- f) Interconexión con compañías de servicio de agua potable a través de cuatro líneas doble terna en 115 kV: Tuy I – Mariposa (Santa Teresa), Tuy II – Santa Teresa, Inos – Mariposa.
- g) Interconexión con Hidrocapital a través de un transformador 115/13,8 kV en la subestación Taguacita.
- h) Interconexión con Hidrocapital a través de dos líneas simple terna en 115 kV Camatagua – Inos y San Diego – Inos.

- i) Interconexión con Hidrocapital a través de dos líneas doble terna en 230 kV: La Arenosa – Inos y Diego de Lozada – Camatuy.
- j) Interconexión con ENELCO a través de una línea doble terna en 230 kV desde la subestación Yaracuy (CADAFE), a Morochas (ENELCO).
- k) Interconexión con ENELVEN a través de tres líneas en 400 kV desde la subestación Yaracuy (CADAFE), a la subestación El Tablazo (ENELCO).
- l) Interconexión con ENELBAR a través de dos líneas simple terna en 230 kV: Yaracuy – Barquisimeto y Cabudare – Barquisimeto y a través de una línea doble terna desde Yaracuy (CADAFE), a Manzano (ENELBAR).
- m) Interconexión con ENELBAR a través de tres líneas simple terna en 115 kV: Cabudare – Sidetur, Cabudare – Quibor y Cabudare – Manzano.
- n) Interconexión con Lomas de Niquel a través de un transformador de 115/13,8 kV en la subestación Tiara.
- o) Interconexión con el Sistema Occidental a través de la línea en 115 kV simple terna Guanare – Peña Larga.
- p) Interconexión con el Sistema Occidental a través de la línea doble terna en 230 kV Acarigua - Planta Páez.
- q) Interconexión con el la empresa Termobarrancas a través de la línea en 115 kV simple terna Sipororo – Guanare.
- r) Interconexión con ELEVAl a través de un transformador 115/13,8 kV en la subestación Valencia.

- s) Interconexión con ELEVAL a través de una línea en 115 kV simple terna desde Los Guayos (CADAPE), a Castillito (ELEVAL).
- t) Interconexión con ELEVAL a través de tres líneas en 13,8 kV: Bárbula – Naguanagua, Guapazo – Alegría y Planta Este (CADAPE) – Planta Este (ELEVAL).
- u) Interconexión con la EDC través de dos líneas simple terna en 230 kV desde la subestación Santa Teresa (CADAPE), a las subestaciones Papelón y Convento (EDC).
- v) Interconexión con el Sistema Oriental por medio de la línea doble terna en 230 kV Barbacoa I – Santa Teresa.

### **2.2.2 Plantas de Generación del Sistema Central.**

El Sistema Central tiene cuatro plantas de generación de CADAPE:

- a) Planta Centro: Cinco unidades de instaladas de 400 MW cada una, de las cuales una esta fuera de servicio desde hace años.
- b) Punto Fijo: Siete unidades instaladas con capacidad de 190 MW en total.
- c) Planta Coro: Cuatro unidades instaladas de 20 MW cada una.
- d) Planta San Fernando: Tres unidades instaladas de 20 MW cada una y 30 unidades instaladas de 1 MW cada una.

### 2.2.3 Subestaciones.

El Sistema Central tiene 95 subestaciones en niveles de tensión de 115 kV, 230 kV y 400 kV distribuidas entre los diez estados que conforman el sistema:

- a) Amazonas: 3 subestaciones de 115/13,8 kV, 1 de 115/34,5/13,8 kV y 1 de 115/34,5 kV.
- b) Apure: 1 subestación de 115/34,5/13,8 kV.
- c) Aragua: 1 subestación de 230/115 kV, 1 de 400/230/115 kV, 1 de 230/34,5, 3 de 230/115/13,8 kV kV, 14 de 115/13,8 kV y 2 de 115/34,5/13,8 kV.
- d) Carabobo: 2 subestaciones de 400/230/115 kV, 2 de 230/115 kV, 8 de 115/13,8 kV y 9 de 115/34,5/13,8 kV.
- e) Cojedes: 2 subestaciones de 115/34,5/13,8 kV.
- f) Falcón: 1 subestación de 230/115 kV, 2 de 115/34,5/13,8 kV, 4 de 115/34,5 kV y 3 de 115/13,8 kV.
- g) Guárico: 4 subestaciones de 115/13,8 kV, 1 de 115 kV y 4 de 115/34,5/13,8 kV.
- h) Miranda: 1 subestación de 400/230/115 kV, 1 de 230/115 kV, 4 de 115/13,8 kV, 1 de 115/34,5 kV y 4 subestaciones de 115/34,5/13,8 kV.
- i) Portuguesa: 1 subestación de 230/115 kV, 1 de 115/13,8 kV y 3 de 115/34,5/13,8 kV.



j) Yaracuy: 1 subestación de 400/230 kV, 6 de 115/13,8 kV y 1 de 115/34,5/13,8 kV.

k) Lara: 1 subestación de 230/115 kV.

#### 2.2.4 Compensación estática del Sistema Central.

En la tabla N° 3 se especifica la compensación usada en el Sistema Central.

**Tabla N° 3. Compensación estática del Sistema Central**

Tipo de Compensación	Subestación	Nivel de tensión (kV)	Potencia Reactiva (MVAR)
Inductiva	Los Pijiguaos	115	20
Inductiva	Cabruta	115	10
Inductiva	Yaracuy	400	200
Inductiva	Arenosa	400	50
Inductiva	La Horqueta	400	50
Capacitiva	Calabozo	13,8	12
Capacitiva	San Fernando	13,8	24
Capacitiva	Sombrero I	13,8	6
Capacitiva	San Juan de los Morros	13,8	12
Capacitiva	Acarigua I	13,8	9
Capacitiva	Carabobo	13,8	9
Capacitiva	Coro I	13,8	12
Capacitiva	Coro II	13,8	12
Capacitiva	Guanare	13,8	6
Capacitiva	San Carlos	13,8	6
Capacitiva	Punto Fijo I	13,8	12

#### 2.3 Sistema Occidental.

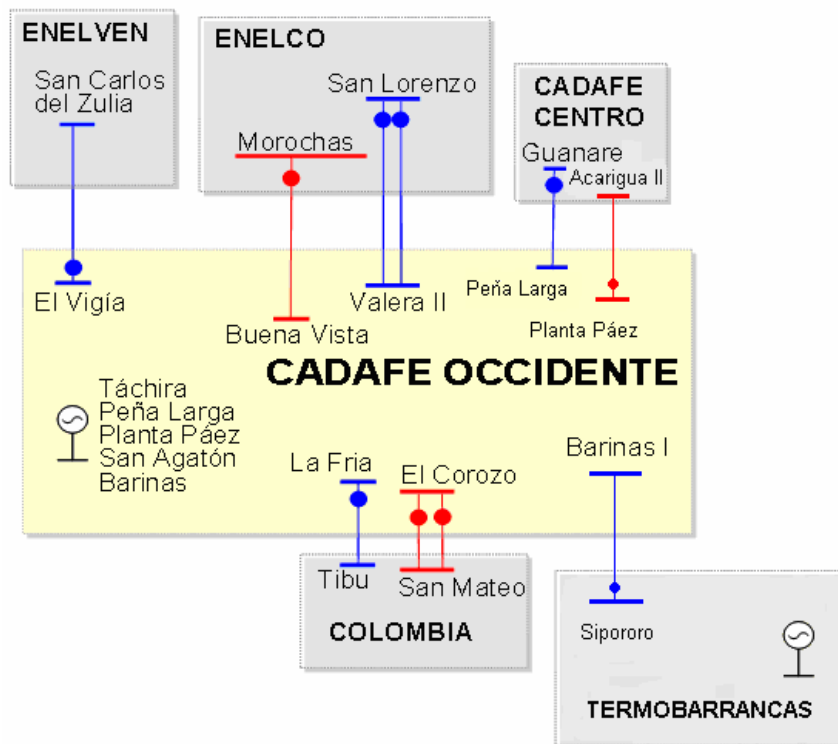
El Sistema Occidental comprende los estados Barinas, Mérida, Táchira y Trujillo. Pertenece a la Gerencia de Transmisión III. Comprende una red de

transmisión en 115 kV y 230 kV. En niveles de distribución está atendido por la filial CADELA.

### **2.3.1 Interconexiones del Sistema Occidental.**

El Sistema Occidental presenta interconexiones en 115 kV y 230 kV tal como se muestra en la figura N° 15 y se listan a continuación:

- a) Interconexión con el Sistema Central por medio de una línea simple terna en 115 kV desde la subestación Guanare a la subestación Peña Larga.
- b) Interconexión con el Sistema Central por medio de una línea doble terna en 230 kV desde la subestación Acarigua II a la subestación Planta Páez.
- c) Interconexión con la empresa Termobarrancas por medio de la línea simple terna en 115 kV Sipororo – Guanare.
- d) Interconexión con ENELVEN por medio de la línea simple terna en 115 kV San Carlos del Zulia – El Vigía.
- e) Interconexión con ENELCO por medio de la línea doble terna en 115 kV San Lorenzo – Valera II.
- f) Interconexión con ENELCO por medio de la línea simple terna en 230 kV Morochas – Buena Vista.



**Figura N° 15. Interconexiones del Sistema Occidental.**

### **2.3.2 Plantas de generación del Sistema Occidental.**

El Sistema Occidental tiene las siguientes plantas de generación:

- a) San Agatón:  
Dos unidades hidroeléctricas instaladas de 150 MW cada una.
- b) Peña Larga:  
Dos unidades hidroeléctricas instaladas de 50 MW cada una.
- c) Planta Páez:  
Cuatro unidades hidroeléctricas instaladas de 50 MW cada una.

d) Planta Barinas:

Las unidades han sido desmanteladas.

e) Planta Táchira.

Ocho unidades de 20 MW a diesel y dos unidades de 70 MW cada una.

### **2.3.3 Subestaciones.**

A continuación se presentan el número de subestaciones por estado del sistema occidental:

a) Barinas: 5 subestaciones de 115/34,5/13,8 kV, 4 subestaciones de 115/13,8 kV y 1 subestación de 230/115 kV.

b) Mérida: 4 subestaciones de 115/34,5/13,8 kV, 1 subestación de 115/13,8 kV, 1 subestación de 115/34,5 kV 1 subestación de 230/115 kV.

c) Táchira: 1 subestación de 230/115 kV, 4 subestaciones de 115/34,5/13,8 kV, 1 subestación de 230/34,5/13,8 kV, 1 subestación de 230/115/34,5/13,8 kV, 5 subestaciones de 115/13,8 kV y 1 subestación de 115/34,5 kV.

d) Trujillo: 1 subestación de 230/115 kV, 1 subestación de 230/115/34,5 kV y 4 subestaciones de 115/34,5/13,8 kV.

### **2.3.4 Compensación estática del Sistema Occidental.**

A continuación se presenta en tabla N° 4, la compensación usada en el Sistema Occidental.

**Tabla N° 4. Compensación estática del Sistema Occidental.**

Tipo de Compensación	Subestación	Nivel de tensión (kV)	Potencia Reactiva (MVAR)
Capacitiva	Barinas I	13,8	1,5
Capacitiva	Socopo	13,8	12
Capacitiva	Toreño	13,8	12
Capacitiva	Mérida II	13,8	12
Capacitiva	Vigía I	13,8	12
Capacitiva	San Antonio	13,8	9
Capacitiva	San Cristóbal	13,8	9
Capacitiva	Caja Seca	13,8	3
Capacitiva	Valera I	13,8	7,5
Capacitiva	Valera II	13,8	9

## **CAPÍTULO III**

### **CRITERIOS UTILIZADOS.**

Para cumplir con los objetivos del presente trabajo, se establecieron criterios para los estudios de flujo de carga y selección del valor de la demanda mínima de acuerdo al plan de expansión de CADAFFE para los años 2005 y 2006.

#### **3.1 Criterio para selección de demanda a simular.**

Para la selección del valor de demanda mínima a simular, el Departamento de Operaciones de CADAFFE exige que se tome en cuenta un valor dentro del rango de valores que tengan un 95 % de probabilidad de ocurrencia, y además se consideraron las modificaciones de la topología del sistema de transmisión según el plan de expansión de CADAFFE.

Se tomaron en cuenta las obras realizadas en el sistema de transmisión en la hora de mínima demanda seleccionada, según los informes de novedades que emiten el despacho nacional de carga de CADAFFE, el despacho oriental y el despacho occidental.

#### **3.2 Criterios generales para la simulación del flujo de carga ante un escenario de mínima demanda.**

Para los estudios de flujo de carga se tomaron en cuenta los siguientes criterios:

- a) Los valores de tensión en las barras del sistema no deben exceder 1,05 p.u. y no deben ser menores a 0,95 p.u.
  
- b) La carga de los auto - transformadores no debe ser mayor al 100% de su capacidad nominal.

- c) La carga de las líneas de transmisión no debe ser superior al 100% de su capacidad nominal y no deben exceder su límite térmico.
- d) No se permite una carga en los generadores mayor al 100% de su capacidad nominal.

### **3.3 Criterio de selección de casos a simular.**

De acuerdo al plan de expansión de CADAPE para los años 2005 y 2006, se consideró realizar la simulación de flujo de carga en dos casos (año 2005 y año 2006), en donde se incluyen las modificaciones de la topología del sistema de transmisión como la puesta en servicio y desincorporación de los elementos del mismo.

#### **3.3.1 Caso 2005.**

Para la realización del caso 2005 se incluyeron las siguientes modificaciones al sistema:

- a) Puesta en servicio de la línea doble terna en 230 kV Acarigua II – Planta Páez.
- b) Puesta en servicio de la planta de generación privada Termobarrancas con 80 MW de capacidad instalada en la subestación Sipororo.
- c) Puesta en servicio de las líneas simple terna en 115 kV Sipororo – Guanare y Sipororo - Barinas I.

- d) Desincorporación de la línea simple terna en 115 kV San Carlos – Acarigua I.
- e) Puesta en servicio de las líneas simple terna en 115 kV San Carlos – Yaritagua y Acarigua I – Acarigua I línea 2.
- f) Desenergizado y despejado el auto transformador 3 de 230/115 kV por trabajos en la barra principal 1 de 115 kV.
- g) Desenergizada y puesta a tierra la línea Planta Centro – Carbonero en 115 kV, por trabajos de cruce de línea nueva de 230 kV Planta Centro – Isiro entre las torres 8 y 9.
- h) Desenergizada y puesta a tierra la línea Tucaras – Yaracal –Chichiriviche en 115 kV, para terminación de torre en los tramos: 190-191 y 204-205. Corte de 12 MW para la carga de la S/E Chichiriviche y de 10 MW para la carga de la S/E Yaracal autorizados por distribución.
- i) Desenergizadas y puestas a tierras la línea Planta Centro – Petroquímica en 115 kV, para cambio de aislamiento en las torres: 40, 41, 42 y 43 en las tres fases y por tendido de conductor de la línea nueva de 230 kV Planta Centro – Isiro entre las torres 8 y 9.
- j) Desenergizada y puesta a tierra la línea Planta Centro – Morón en 115kV, por tendido de conductor de la línea nueva de 230 kV Planta Centro – Isiro entre las torres 8 y 9. Racionamiento de 27 MW para la carga de la S/E Morón autorizados por distribución. Racionamiento de 3 MW para parte de la carga de la S/E Tucaras por bajas tensiones autorizado por distribución.



- k) Para realizar los flujos de carga se revisó y se actualizó la base de datos de del sistema de transmisión de CADAFE, así como la topología del mismo y de los elementos que lo componen, como lo son las plantas de generación, ubicación de compensación reactiva en el nivel de tensión correspondiente, etc.. Dicha actualización estuvo basada en un caso de máxima demanda y se ajustó a un caso de mínima.

### **3.3.2 Caso 2006.**

De acuerdo al plan de expansión de CADAFE para el año 2006 se incluyeron las siguientes modificaciones en la topología del sistema de transmisión:

- a) Puesta en servicio de dos unidades de 150 MW en la planta Pedro Camejo.
- b) Puesta en servicio del patio de 230 kV de la subestación Furrial.
- c) Desvío de la línea doble terna en 230 kV Tigre I – El Indio por la subestación Furrial.
- d) Puesta en servicio de la segunda línea simple terna en 230 kV Planta Centro – Isiro.
- e) Puesta en servicio de la línea doble terna en 230 kV La Horqueta – Calabozo.
- f) Traslado de dos bancos de condensadores de 15 MVAR cada uno en 115 kV de la subestación Jusepín a las subestaciones Irapa y Carúpano (un banco de 15 MVAR para cada subestación).

- g) Puesta en servicio de un banco de condensadores de 9 MVAR en 13,8 kV en la subestación La Paz.
- h) Puesta en servicio de un banco de condensadores de 9 MVAR en 13,8 kV en la subestación El Cuartel.
- i) Traslado de un banco de condensadores de 15 MVAR en 115 kV de la subestación Rebombelo I a la subestación Tucupita.
- j) Puesta en servicio de la planta Josefa Camejo con una unidad a gas de 150 MW.
- k) Puesta en servicio de la planta Alberto Lovera con una unidad a gas de 150 MW.
- l) Puesta en servicio de la planta Ezequiel Zamora con una unidad a gas de 150 MW.
- m) Puesta en servicio de la subestación Sabana Mendoza en 115 kV.
- n) Puesta en servicio de la línea simple terna en 115 kV Buena Vista Sabana Mendoza.
- o) Puesta en servicio de la subestación Río Chico II con niveles de tensión de 230 kV y 115 kV.
- p) Desvío de 5,1 km de una terna en 230 kV de la línea Barbacoa I – Santa Teresa por la subestación Río Chico II.

- q) Desvío de 2,4 km. de las líneas en 115 kV Cauagua – Río Chico I y Tacarigua – Río Chico I por la nueva subestación Río Chico II.
- r) Puesta en servicio de la subestación Higuero en 115 kV.
- s) Desvío de la línea en 115 km. Cauagua – Tacarigua de 9,1 km. a la subestación Higuero.
- t) Puesta en servicio de la subestación Las Flores con niveles de tensión de 230 kV y 115 kV.
- u) Puesta en servicio de la subestación Barinas IV con niveles de tensión de 230 kV y 115 kV.
- v) Puesta en servicio de una segunda línea de transmisión simple terna en 115 kV Isiro – Punto Fijo II.
- w) Puesta en servicio de una línea doble terna en 115 kV Punto Fijo III (Planta Josefa Camejo) – Judibana.

## **CAPÍTULO IV**

### **METODOLOGÍA**

#### **4.1 Selección del valor de demanda mínima para la simulación.**

Para seleccionar el valor de demanda mínima se procedió a la recolección de los datos del año 2005, para luego realizar las curvas de demanda mínima de los Sistemas Oriental, Central, Occidental como se puede apreciar en los anexos I, y posteriormente la de todo el sistema de CADAFE como se muestra en la gráfica N° 2.

Una vez obtenidos los datos para la elaboración de la curva de demanda del sistema total de CADAFE, se calculó una media  $\mu$  de 3845,15 MW y una desviación estándar  $\sigma$  de 245,45 MW. Para cumplir con los objetivos del estudio y los criterios mencionados en el capítulo anterior, se consideró un margen de valores en donde exista una probabilidad de ocurrencia de 0,95, dicho margen se encuentra entre los valores 3600,3 y 4089,6 MW.

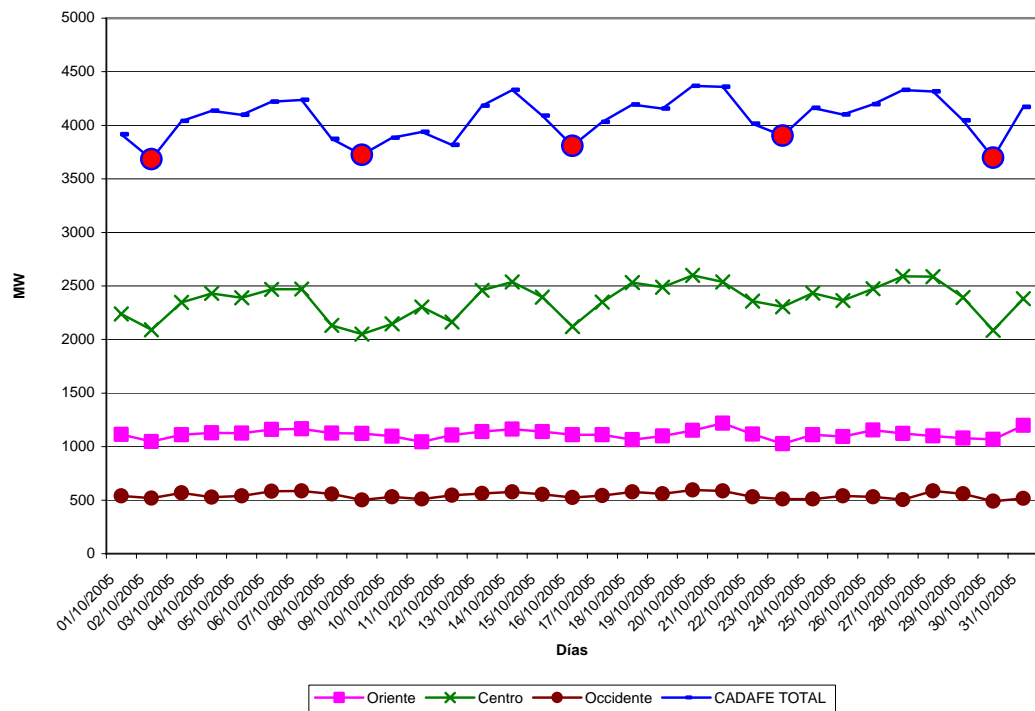
Al elaborar la curva mensual de demanda mínima del sistema total de CADAFE, se observó que los valores mínimos se presentan, en un 96,16%, los días domingos, el 3,84% restante corresponde a los días 1° de enero y 31 de diciembre, razón por la cual se toman en cuenta éstos días de semana para la simulación.

En base a lo anterior, se escogió el valor de 3697 MW, correspondiente al día 30 de octubre de 2005, el cual cumple con las modificaciones de la topología del caso 2005, con el rango de valores obtenidos para una probabilidad del 0,95 de ocurrencia, es día domingo y las obras en el sistema eléctrico a esa hora no afectan el normal funcionamiento del mismo.

En las gráficas de demanda mínima mensual, se señalan los días domingos en la curva de demanda total de CADAFE con puntos rellenos en rojo, así como se

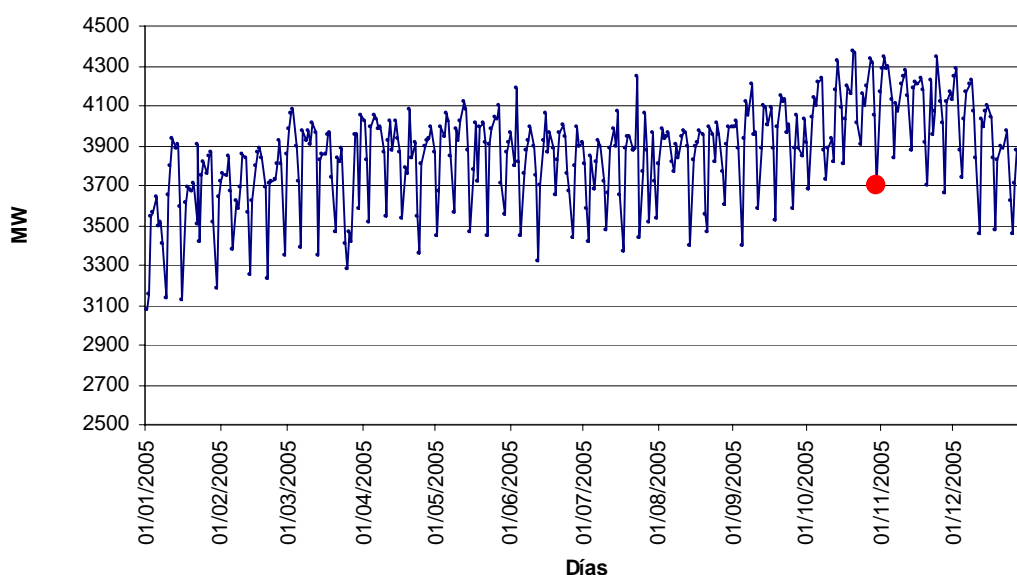
muestra en la gráfica N° 1. Dicha gráfica corresponde al mes de octubre del año 2005, mes de donde se escogió el día a simular. Se pudo apreciar en las gráficas de todos los meses, que los domingos son en efecto los días con menor demanda en el mes.

**Gráfica N° 1. Demanda mínima de CADAFE para octubre de 2005**



En la gráfica N° 2 se resalta el valor elegido del día 30 de octubre de 2005 en color rojo, entre todos los valores de demanda mínima para el año 2005. Dicho día fue el elegido para realizar la simulación.

**Gráfica N° 2. Demanda mínima total de CADAFE para el año 2005**



#### **4.2 Estudio de flujo de carga.**

El programa utilizado para realizar los flujos de carga fue el DIGSILENT Power Factory versión 13.1. Permite calcular las variables del sistema como tensiones en barra, corrientes, potencias activas y reactivas circulantes por las líneas, definir cargas y elaborar diagramas unifilares.

Se usó la base de datos proporcionada por el departamento de Ingeniería de Operaciones de CADAFE, donde se encuentran los diagramas unifilares de los tres sistemas de transmisión de la empresa y sus interconexiones con otros sistemas del país.

El método de solución de las ecuaciones de flujo de carga usado por el programa es el algoritmo de Newton – Raphson desacoplado.

Los sistemas de distribución (13,8 kV y 34,5 kV), y cargas en estos niveles, son representados como cargas fijas en las barras de 115 kV debido a que se hace el estudio para niveles de transmisión (115 kV, 230 kV y 400 kV).

Si el usuario no especifica una barra de referencia particular, el programa no define una barra de compensación, sino que define en el generador de mayor inercia (mayor potencia nominal), la función de compensación. Dicha función modela los controladores para el balance de la demanda y el despacho de potencia activa en la red en el cálculo del flujo de carga. De haber definido el usuario una barra en particular, el programa respeta el ajuste.

#### 4.2.1 Modelo de transformador de dos devanados.

El modelo de un transformador trifásico de dos devanados, usado por el paquete de simulación DIgSILENT Power Factory para el flujo de carga, se muestra en la figura N° 16.

Aquí se incluye el cambiador de tomas ó taps.

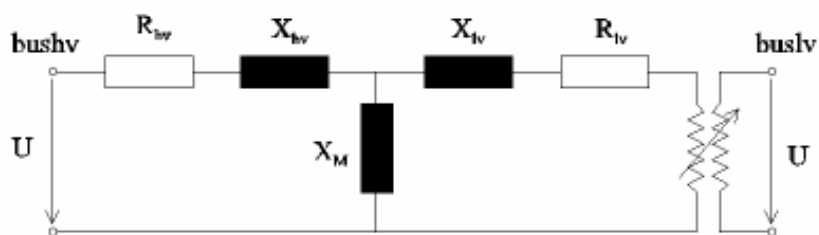


Figura N° 16. Modelo de transformador trifásico de dos devanados.

Debido a la falta de información sobre la reactancia de magnetización ( $X_M$ ), y de las pérdidas en los devanados ( $R_{lv}$  y  $R_{lv}$ ), se representa el transformador por medio

de la reactancia de dispersión de los devanados. El error que introduce la falta de éstos parámetros es despreciable.

Los auto-transformadores son modelados como transformadores de dos arrollados estrella – estrella, ó estrella – delta – estrella si es de tres devanados, debido a que el programa no posee un modelo específico para éstos.

#### 4.2.2 Modelo de una línea de transmisión.

El programa usa la representación  $\pi$  de la línea de transmisión tal como se muestra en la figura N° 17.

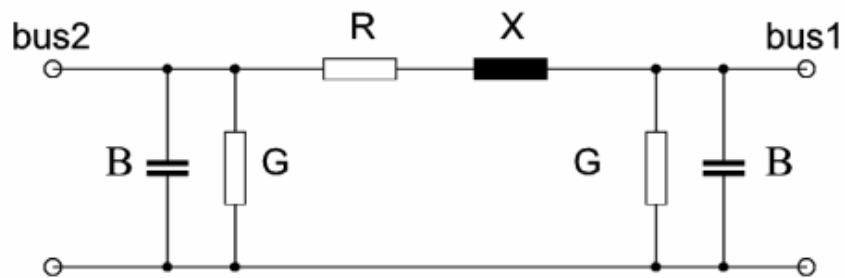


Figura N° 17. Modelo de una línea de transmisión.

La conductancia G representa las pérdidas por aislamiento, y debido a la falta de información sobre éste y un modelo matemático exacto, se desprecia éste parámetro.

Los valores de secuencia positiva y negativa vienen especificados por el número 1 al lado de la letra del elemento: R1, X1 y B1, y los de secuencia negativa con un 0: R0, X0 y B0.

La línea se modela en el programa por su longitud y el tipo de línea. El tipo de línea se selecciona de una librería interna, y contiene los parámetros concentrados en



todas las secuencias por unidad de longitud (km) así como el tipo de conductor que ésta usa. Cuando es más de una línea igual en paralelo los parámetros se afectan de la siguiente manera:

$$R1 = R' * \text{length} / \text{nlnum}$$

$$X1 = X' * \text{length} / \text{nlnum}$$

$$B1 = B' * \text{length} * \text{nlnum}$$

$$R0 = R0' * \text{length} / \text{nlnum}$$

$$X0 = X0' * \text{length} / \text{nlnum}$$

$$B0 = B0' * \text{length} * \text{nlnum}$$

Donde length es la longitud de la línea y nlnum es el número de líneas paralelas idénticas a la especificada. El número de líneas idénticas en paralelo se puede especificar al modelar la línea en el programa.

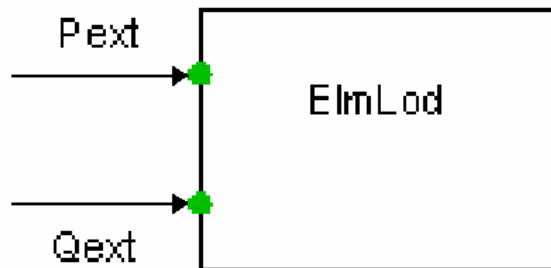
#### **4.2.3 Modelo de un generador sincrónico.**

Se modela el generador sincrónico por medio de una fuente fija en serie con su reactancia de régimen permanente para el flujo de carga. En él se define la existencia de un controlador de tensión (PV), donde se especifica la potencia entregada y el nivel de tensión deseado y en el cálculo de flujo de carga se deduce la cantidad de potencia reactiva entregada. También se puede definir la potencia activa y reactiva inyectada por el generador (PQ), y en el flujo de carga se calcula la tensión y su ángulo.

#### **4.2.4 Modelo del tipo de carga.**

Según el consumo de potencia activa y reactiva de una carga, se pueden definir en el programa distintos tipos de cargas: reactores, condensadores, motores, etc.

Para el flujo de carga se simularon cargas constantes en potencia activa y reactiva. El modelo usado por el programa se muestra en la figura N° 18.



**Figura N° 18. Modelo de carga general.**

#### **4.3 Caso 2005.**

Una vez realizados los cambios en la topología del Sistema de Transmisión, de acuerdo al plan de expansión de CADAPE para el año 2005, se realizó la simulación del flujo de carga con los datos correspondientes al día 30 de octubre de 2005. Una vez obtenidos los cálculos, se procedió a ubicar las variables del sistema que estuvieran fuera de los límites establecidos. Posteriormente, se realizaron las posibles acciones correctivas necesarias para que el sistema vuelva a su normal operación, corroborando sus efectos en el mismo mediante un nuevo flujo de carga.

#### **4.4 Caso 2006.**

Al realizar las modificaciones necesarias en la topología en el sistema de Transmisión para el año 2006, CADAPE requiere conocer el impacto de la puesta en servicio de nuevos elementos en el sistema en un escenario de mínima demanda, razón por la cual se realizaron tres casos para analizar dicha problemática: caso San Fernando 2006, caso Punto Fijo 2006 y caso zona sur 2006. En los primeros dos casos se realizan simulaciones ante una serie de posibles contingencias debido a la

entrada progresiva de nuevos elementos en el sistema, y en el tercero se analiza la ubicación de compensación inductiva en la zona sur del Sistema de Transmisión.

#### **4.4.1 Caso San Fernando 2006.**

La planta San Fernando consta de un generador a gas, perteneciente a CADAFFE, de 10 MW y una generación alquilada, por medio de un contrato con la empresa AGGREKO, de 30 MW. A fin de conocer el impacto de la puesta en servicio de la línea en 230 kV La Horqueta – Calabozo (prevista para abril de 2006), y posteriormente la planta Ezequiel Zamora con 150 MW y un factor de potencia de 0,9 inductivo (estimada para diciembre de 2006), en un escenario de mínima demanda, se simularon cuatro contingencias en base a las fallas más comunes en dicha planta.

Las contingencias simuladas son las siguientes:

- a) Subescenario 1: Sin el generador perteneciente a CADAFFE y sin generación alquilada de AGGREKO.
- b) Subescenario 2: Sin el banco capacitivo de 12 MVAR y sin generación alquilada de AGGREKO.
- c) Subescenario 3: Sin el generador perteneciente a CADAFFE y sin el banco capacitivo de 12 MVAR sin generación alquilada de AGGREKO.
- d) Subescenario 4: Sin el generador perteneciente a CADAFFE y sin el banco capacitivo de 12 MVAR con generación alquilada de AGGREKO.

#### **4.4.2 Caso Punto Fijo 2006.**

La S/E Punto Fijo consta de una planta a gas, perteneciente a CADAFFE, y

recibe energía alquilada por medio de un contrato con a la empresa GENEVAPCA. A fin de conocer el impacto de la puesta en servicio de la planta Josefa Camejo con un factor de potencia de 0,9 inductivo en las subestaciones del estado Falcón en un escenario de mínima demanda, se simularon tres contingencias.

Las contingencias simuladas son las siguientes:

- a) Subescenario 1: Planta Josefa Camejo generando 150 MW a un factor de potencia de 0,9 inductivo, con intercambio con GENEVAPCA y el banco de condensadores de Punto Fijo en servicio.
- b) Subescenario 2: Planta Josefa Camejo como barra PV, sin intercambio con GENEVAPCA y el banco de condensadores de Punto Fijo en servicio.
- c) Subescenario 3: Planta Josefa Camejo como barra PV, sin intercambio con GENEVAPCA y el banco de condensadores de Punto Fijo fuera de servicio.

#### **4.4.3 Caso zona sur 2006.**

La zona sur del Sistema de Transmisión de CADAFE está comprendida por las subestaciones del estado Amazonas: Cabruta, Caicara, Jobal, Los Pijigüaos, Puerto Ayacucho y Puerto Nuevo. Dicha zona es un sistema radial en 115 kV desde la S/E San Gerónimo y consta de compensación inductiva en las subestaciones Cabruta (10 MVAR), y Los Pijigüaos (20 MVAR). Debido a las altas tensiones obtenidas en dicha zona, se procede a ubicar compensación inductiva con el fin de que las tensiones vuelvan al rango deseado, es por ello que se simulan los flujos de carga ubicando un reactor en la S/E Cabruta y en la S/E Los Pijigüaos para comparar sus resultados.

## CAPÍTULO V

### RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Una vez realizadas las simulaciones de los casos previstos se obtuvieron los siguientes resultados:

#### 5.1 Caso 2005.

Las subestaciones que presentan valores de tensión fuera de los límites establecidos se muestran en la tablas N° 5, 6 y 7.

**Tabla N° 5. Tensiones de barra fuera del criterio en el Sistema Oriental de CADAFE para el Caso 2005.**

S/E	U nominal (kV)	U calculada (kV)	U (p.u.)
Barbacoa A	115	121,98	1,0607
Barbacoa B	115	121,98	1,0607
El Tigre	115	124,07	1,0789
El Tigre II	115	123,29	1,0721
El Tigre III	115	123,07	1,0702
Güiria	115	103,56	0,9005
Irapa	115	104,52	0,9089
Tucupita	115	101,92	0,8862
El Tigre	230	246,67	1,0725

La S/E Tucupita, en 115 kV, presenta la tensión más baja de todo el Sistema de Transmisión, esto se debe principalmente a que la línea en 115 kV Temblador B – Tucupita, esta seccionada en dos conductores: 56 km de conductor AWG 4/0 y 42 km de conductor ACAR 350, lo que implica una caída de 8,91 kV en dicha línea en este caso de baja demanda. La mayoría de la potencia que consume ésta subestación proviene de la S/E Temblador PDVSA, alimentada por EDELCA, lo que implica que los niveles de tensión de la S/E Tucupita son dependientes de los que se tengan en

dicha subestación. Si la S/E Temblador B mantiene niveles de tensión por debajo de 1,028 p.u. la caída en la línea no permitiría obtener un valor mayor a 0,95 p.u..

La mayoría de la potencia consumida por el Sistema Oriental es provista por EDELCA a través de los autos transformadores 400/230 kV de la S/E EL Tigre, y el mayor flujo de potencia que llega a los estados Sucre y Monagas proviene de dicha subestación. Los bajos niveles de tensión en las barras de éstos estados, son la causa de que los taps de los auto transformadores se encuentren en su máxima posición, ocasionando tensiones muy altas en las barras de las subestaciones El Tigre, El Tigre II y El Tigre III, aún así las tensiones en las subestaciones Güiria e Irapa se encuentran por debajo de 0,95 p.u..

Los dos generadores de Planta Guanta consumieron una potencia reactiva de 18 MVAR entre ambos: el generador 1 consumió 8 MVAR y generador 2 10 MVAR.

Se observó una carga capacitiva de 104,35 MVAR en la línea El Tigre – Barbacoa II, en 400 kV y perteneciente al Sistema Oriental.

**Tabla N° 6. Tensiones de barra fuera del criterio en el Sistema Occidental de CADAFE para el Caso 2005.**

S/E	U nominal (kV)	U calculada (kV)	U (p.u.)
Libertad	115	107,58	0,9355
Toreño	115	109,13	0,9489

Las subestaciones Libertad y Toreño, de 115 kV, son radiales desde la S/E Barinas I, lo que indica una dependencia del nivel de tensión de ésta última. Las líneas Barinas I - Toreño y Toreño – Libertad, en 115 kV, utilizan un conductor AWG 4/0, causa principal de los bajos niveles de tensión en dichas barras, debido a los altos valores de resistencia y reactancia serie de línea que presentan.

Al realizar el flujo de carga, se pudo observar en el Sistema Central que la línea en 115 kV Planta Centro – Valle Seco tuvo una sobrecarga del 111,56%, superando su límite superior de carga permitido.

Los bajos niveles de tensión en las subestaciones de 115 kV: Morón, Aroa, Agua Grande, Caley B, Chivacoa, Nirgua, Palma Sola, Petroquímica, Tucacas y Yaracal, fueron ocasionados por los trabajos en el Sistema de Transmisión en el caso simulado expuestos en el capítulo III.

**Tabla N° 7. Tensiones de barra fuera del criterio en el Sistema Central de CADAFE para el Caso 2005.**

Subestación	U nominal (kV)	U calculada (kV)	U (p.u.)
Aroa	115	107,77	0,9371
Caley B	115	108,16	0,9405
Cabruta	115	123,02	1,0697
Chivacoa	115	109,11	0,9488
Jobal	115	120,83	1,0507
Morón	115	109,03	0,9481
Nirgua	115	108,20	0,9408
Palma Sola	115	109,07	0,9485
Pijiguaos	115	121,54	1,0568
Pto. Ayacucho	115	121,30	1,0548
Pto. Nuevo	115	121,77	1,0588
San Felipe	115	108,16	0,9405
V.de la Pascua	115	122,53	1,0655
Zaraza	115	121,61	1,0575

De todo lo anterior obtenido, se pudo apreciar que el Sistema Central no se encuentra en estado de emergencia, debido a que éste estado tiene un tiempo de duración definido para luego retornar al estado normal. Pero el hecho de que existan niveles de tensión en el sistema fuera del rango permitido implica tomar una serie de acciones para el retorno a sus límites ideales.

## **5.2 Caso 2006.**

De acuerdo al plan de expansión de CADAPE, se realizaron las modificaciones necesarias en la topología en el sistema de Transmisión para el año 2006, con el objetivo de conocer la operación del mismo en condiciones de baja demanda.

### **5.2.1 Caso San Fernando 2006.**

De acuerdo a la entrada de dos nuevos elementos en el sistema (línea en 230 kV la Horqueta – Calabozo y la planta E. Zamora), se hicieron varias simulaciones con una serie de contingencias como se muestra a continuación.

#### **5.2.1.1 Puesta en servicio de la línea La Horqueta – Calabozo en 230 kV.**

Al entrar en servicio la línea La Horqueta – Calabozo en 230 kV se simuló las siguientes subescenarios descritas a continuación:

##### **5.2.1.1.1 Subescenario 1.**

El subescenario 1 tiene las siguientes condiciones:

- a) El generador de CADAPE en la planta San Fernando fuera de servicio.
- b) Banco de condensadores de 24 MVAR en servicio.
- c) Sin generación alquilada con la empresa AGGREKO.

Los resultados obtenidos se pueden apreciar en la tabla N° 8



**Tabla N° 8. Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando en Subescenario 1.**

<b>S/E</b>	<b>U nominal (kV)</b>	<b>U calculada (kV)</b>	<b>U p.u.</b>
San Fernando	115	115,13	1,0011
Gorrín	115	114,81	0,9983
Calabozo	115	119,57	1,0397
El Sombrero I	115	120,72	1,0497
El Sombrero II	115	120,71	1,0496
Calabozo	230	241,09	1,0482

Se observó un flujo de potencia reactiva desde la S/E San Fernando a las subestaciones Calabozo, Gorrin, y otro desde la S/E Calabozo a la S/E El Sombrero II y de la S/E El Sombrero II a la S/E Sombrero I.

#### **5.2.1.1.2 Subescenario 2.**

El subescenario 2 tiene las siguientes condiciones:

- a) Sin generación de AGGREKO en la planta San Fernando.
- b) Generador en San Fernando en servicio con 10 MW y 0 MVAR.
- c) Banco capacitivo de 12 MVAR fuera de servicio.

Los resultados obtenidos se muestran a continuación en la tabla N° 9:

**Tabla N° 9. Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando en Subescenario 2.**

S/E	U nominal (kV)	U calculada (kV)	U p.u.
San Fernando	115	108,46	0,9431
Gorrín	115	108,11	0,9401
Calabozo	115	118,03	1,0263
El Sombrero I	115	119,72	1,0410
El Sombrero II	115	119,71	1,0410
Calabozo	230	239,04	1,0393

### 5.2.1.1.3 Subescenario 3.

El subescenario 3 tiene las siguientes condiciones:

- a) Sin generación de AGGREKO en la planta San Fernando.
- b) Sin generador de San Fernando perteneciente a CADAFE .
- c) Banco capacitivo de 12 MVAR fuera de servicio.

Los resultados obtenidos se muestran a continuación en la tabla N° 10:

**Tabla N° 10. Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando en Subescenario 3.**

S/E	U nominal (kV)	U calculada (kV)	U p.u.
San Fernando	115	109,66	0,9536
Gorrín	115	109,31	0,9505
Calabozo	115	120,07	1,0441
El Sombrero I	115	121,01	1,0523
El Sombrero II	115	121,00	1,0522
Calabozo	230	237,61	1,0330

#### 5.2.1.1.4 Subescenario 4.

El subescenario 4 tiene las siguientes condiciones:

- a) Con generación de AGGREKO en la planta San Fernando.
- b) El generador de San Fernando perteneciente a CADAFE fuera de servicio.
- c) Banco capacitivo de 12 MVAR fuera de servicio.

Los resultados obtenidos se muestran a continuación en la tabla N° 11:

**Tabla N° 11. Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando en subescenario 4.**

S/E	U nominal (kV)	U calculada (kV)	U p.u.
San Fernando	115	111,55	0,9700
Gorrín	115	111,22	0,9671
Calabozo	115	118,80	1,0330
El Sombrero I	115	120,24	1,0456
El Sombrero II	115	120,23	1,0455
Calabozo	230	240,27	1,0447

#### 5.2.1.2 Puesta en servicio de la planta Ezequiel Zamora.

Los resultados obtenidos en las barras adyacentes a la S/E San Fernando, al entrar en servicio la planta Ezequiel Zamora con una potencia activa de 150 MW y un factor de potencia de 0,9 (72,65 MVAR), se muestran a continuación en la tabla N° 12.

**Tabla N° 12. Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando con la entrada en servicio de la planta Ezequiel Zamora con  $fp = 0,9$ .**

S/E	U nominal (kV)	U calculada (kV)	U p.u.
San Fernando	115	126,01	1,0957
Gorrín	115	125,99	1,0956
Calabozo	115	125,02	1,0871
S. Juan de los Morros	115	127,04	1,1047
El Sombrero I	115	123,33	1,0724
El Sombrero II	115	123,32	1,0723
E. Zamora	115	142,17	1,2363
Villa de Cura	115	123,08	1,0703
Calabozo	230	247,46	1,0759

Al definir el generador de dicha planta con potencia activa de 100 MW y 0 MVAR, se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla N° 13.

**Tabla N° 13. Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando con la entrada en servicio de la planta Ezequiel Zamora con  $fp = 1$ .**

S/E	U nominal (kV)	U calculada (kV)	U p.u.
San Fernando	115	123,77	1,0763
Gorrín	115	123,48	1,0737
Calabozo	115	122,54	1,0656
S. Juan de los Morros	115	117,88	1,0250
El Sombrero I	115	121,79	1,0590
El Sombrero II	115	121,80	1,0591
E. Zamora	115	116,40	1,0122
Villa de Cura	115	118,06	1,0266
Calabozo	230	243,73	1,0597

#### 5.2.1.2.1 Subescenario 1.

De igual manera que en el caso anterior, las contingencias son las mismas para ambos casos. Los resultados obtenidos se pueden apreciar en la tabla N° 14.

**Tabla N° 14. Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando con puesta en servicio de la planta E. Zamora con Subescenario 1.**

S/E	U nominal (kV)	U calculada (kV)	U p.u.
Calabozo 115	115	120,78	1,0502
Gorrín 115	115	116,50	1,0131
El Sombrero I	115	120,54	1,0482
El Sombrero II	115	120,55	1,0483
San Fernando 115	115	116,82	1,0158
Calabozo 230	230	241,01	1,0479

#### 5.2.1.2.2 Subescenario 2.

Los resultados obtenidos se pueden apreciar en la tabla N° 15.

**Tabla N° 15. Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando con puesta en servicio de la planta E. Zamora con Subescenario 2.**

S/E	U nominal (kV)	U calculada (kV)	U p.u.
Calabozo 115	115	119,16	1,0362
Gorrín 115	115	109,65	0,9535
El Sombrero I	115	119,48	1,0389
El Sombrero II	115	119,49	1,0391
San Fernando 115	115	109,99	0,9564
Calabozo 230	230	238,85	1,0385

#### 5.2.1.2.3 Subescenario 3.

Los resultados obtenidos se pueden apreciar en la tabla N° 16.

**Tabla N° 16. Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando con puesta en servicio de la planta E. Zamora con Subescenario 3.**

S/E	U nominal (kV)	U calculada (kV)	U p.u.
Calabozo 115	115	118,937	1,034234
Gorrín 115	115	107,7407	0,936876
El Sombrero I	115	119,7579	1,041373
El Sombrero II	115	119,7705	1,041483
San Fernando 115	115	108,0893	0,9399069
Calabozo 230	230	238,5044	1,036975

#### 5.2.1.2.4 Subescenario 4.

Los resultados obtenidos se pueden apreciar en la tabla N° 17.

**Tabla N° 17. Tensiones en subestaciones adyacentes a la S/E San Fernando con puesta en servicio de la planta E. Zamora con Subescenario 4.**

S/E	U nominal (kV)	U calculada (kV)	U p.u.
Calabozo	115	120,31	1,0462
Gorrín	115	113,21	0,9844
El Sombrero I	115	120,69	1,0494
El Sombrero II	115	120,7	1,0495
San Fernando	115	113,53	0,9872
Calabozo	230	240,62	1,0462

Se obtuvo un flujo de potencia activa muy bajo (5,56 MW), en las líneas Calabozo – San Fernando L1 y L2 en 115 kV, con carga de 4,27% en cada una de éstas. Hubo flujo de potencia reactiva es sentido inverso desde la S/E San Fernando hacia la S/E Calabozo de 6,06 MVAR.

Las subestaciones El Sombrero I y II se encuentran muy cercanas a su límite máximo permitido.

## 5.2.2 Caso Punto Fijo 2006.

Ante la puesta en servicio de la planta Josefa Camejo se realizaron varias simulaciones de tres posibles subescenarios con el objetivo de conocer la necesidad del contrato de CADAFE con la empresa GENEVAPCA.

### 5.2.2.1 Subescenario 1.

El subescenario 1 tiene las siguientes condiciones:

- a) Puesta en servicio de la planta Josefa Camejo generando 150 MW a un factor de potencia de 0,9 inductivo.
- b) Existe intercambio con GENEVAPCA.
- c) El banco de condensadores de Punto Fijo en servicio.

Los resultados obtenidos se pueden apreciar en la tabla N° 18.

**Tabla N° 18. Tensiones en subestaciones del estado Falcón con la puesta en servicio de la planta J. Camejo con el subescenario 1.**

S/E	U nominal (kV)	U calculada (kV)	U p.u.
C.Caribe	115	129,25	1,1239
Coro I	115	132,47	1,1519
Coro II	115	132,69	1,1538
El Isiro	115	132,74	1,1543
Judibana	115	151,36	1,3161
Los Taques	115	151,27	1,3154
Punto Fijo 1	115	149,86	1,3031
Punto Fijo 2 A	115	149,42	1,2993
Punto Fijo 2 B	115	149,42	1,2993
Urumaco	115	131,14	1,1403
El Isiro	230	263,21	1,1444

Se pudo apreciar una sobrecarga de la línea en 115 kV Judibana – Punto Fijo II en un 163,21% y un consumo de reactivos por parte de la empresa GENEVAPCA.

### 5.2.2.2 Subescenario 2.

El subescenario 2 tiene las siguientes condiciones:

- a) Puesta en servicio de la planta Josefa Camejo generando 80 MW y funcionando como una barra tipo PV.
- b) No existe intercambio con GENEVAPCA.
- c) El banco de condensadores de Punto Fijo en servicio.

Los resultados obtenidos se pueden apreciar en la tabla N° 19.

**Tabla N° 19. Tensiones en subestaciones del estado Falcón con la puesta en servicio de la planta J. Camejo con Subescenario 2.**

S/E	U nominal (kV)	U calculada (kV)	U p.u.
C.Caribe	115	115,21	1,0018
Coro I	115	118,76	1,0326
Coro II	115	119,12	1,0358
El Isiro	115	119,19	1,0364
Judibana	115	119,14	1,0360
Los Taques	115	119,03	1,0350
Punto Fijo 1	115	119,76	1,0413
Punto Fijo 2 A	115	119,30	1,0373
Punto Fijo 2 B	115	119,30	1,0373
Urumaco	115	117,30	1,0020
El Isiro	230	231,74	1,0075



Se pudo observar que la línea en 115 kV Judibana – Punto Fijo II tiene una sobrecarga del 209,58% y que el generador de la planta J. Camejo consume reactivos de 27.59 MVAR para mantener su nivel de tensión dentro del criterio establecido, razones por las cuales se repitieron los cálculos con una potencia generada de 80 MW tipo PV. Los resultados se muestran en la tabla N° 20.

**Tabla N° 20. Tensiones en subestaciones del estado Falcón con la puesta en servicio de la planta J. Camejo con subescenario 2 y 80MW.**

S/E	U nominal (kV)	U calculada (kV)	U p.u.
C.Caribe	115	113,14	0,9838
Coro I	115	116,75	1,0152
Coro II	115	117,13	1,0185
El Isiro	115	117,20	1,0191
Judibana	115	118,30	1,0287
Los Taques	115	118,18	1,0277
Punto Fijo 1	115	118,99	1,0347
Punto Fijo 2 A	115	118,54	1,0307
Punto Fijo 2 B	115	118,54	1,0307
Urumaco	115	115,27	1,0023
El Isiro	230	240,17	1,0442

Se pudo apreciar un descenso en la carga de la línea Judibana – Punto Fijo II a un 94,56% y que hubo un consumo de 16,45 MVAR por parte del generador de la planta Josefa Camejo.

### 5.2.2.3 Subescenario 3.

El subescenario 3 tiene las siguientes condiciones:

- a) Puesta en servicio de la planta Josefa Camejo generando 90 MW y 0 MVAR.

- b) No existe intercambio con GENEVAPCA.
- c) El banco de condensadores de Punto Fijo fuera de servicio.

Los resultados obtenidos se pueden apreciar en la tabla N° 21.

**Tabla N° 21. Tensiones en subestaciones del estado Falcón con la puesta en servicio de la planta J. Camejo con subescenario 3.**

S/E	U nominal (kV)	U calculada (kV)	U p.u.
C.Caribe	115	112,79	0,9807
Coro I	115	116,41	1,0122
Coro II	115	116,80	1,0156
El Isiro	115	116,87	1,0162
Judibana	115	119,41	1,0383
Los Taques	115	119,29	1,0373
Punto Fijo 1	115	119,48	1,0389
Punto Fijo 2 A	115	119,18	1,0363
Punto Fijo 2 B	115	119,18	1,0363
Urumaco	115	114,92	0,9993
El Isiro	230	237,06	1,0306

Se pudo apreciar que la carga de la línea Judibana – Punto Fijo II en 115 kV es de un 100,53%.

### 5.2.3 Caso zona sur 2006.

Con el objetivo de mejorar las tensiones en la zona sur del Sistema de Transmisión, se requiere ubicar compensación inductiva en las barras de 115 kV Cabruta y Los Pijiguaos, y dependiendo de los resultados se recomendará donde colocar el reactor y su capacidad.

Al ubicar un reactor de 10 MVAR y 115 kV en la SS/EE Cabruta se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla N° 22.

**Tabla N° 22. Tensiones en subestaciones de la zona sur con la puesta en servicio de un reactor de 10 MVAR en S/E Cabruta.**

S/E	U nominal (kV)	U calculado (kV)	U (p.u.)
Cabruta	115	116,51	1,0131
Caicara	115	116,13	1,0099
Jobal	115	113,70	0,9887
Los Pijigüaos	115	114,49	0,9956
P.Ayacucho	115	113,88	0,9902
Pto Nuevo	115	114,43	0,9951

Al ubicar un reactor de 10 MVAR y 115 kV en la SS/EE Los Pijigüaos se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla N° 23.

**Tabla N° 23. Tensiones en subestaciones de la zona sur con la puesta en servicio de un reactor de 10 MVAR en S/E Los Pijigüaos.**

S/E	U nominal (kV)	U calculado (kV)	U (p.u.)
Cabruta	115	116,41	1,0122
Caicara	115	115,47	1,0041
Jobal	115	109,87	0,9554
Los Pijigüaos	115	110,71	0,9627
P.Ayacucho	115	109,88	0,9555
Pto Nuevo	115	110,49	0,9608

Las líneas San Gerónimo – Cabruta y Cabruta – Los Pijigüaos son líneas aisladas en 230 kV y funcionando en 115 kV. Para éste caso transportan una potencia de 38 MW, mucho menor a la que realmente pueden transportar, y la carga es en su mayoría residencial, lo que implica que tiene un factor de potencia inductivo muy alto, esto trae como consecuencia que capacitancia de las líneas hagan que la

corriente de carga sea capacitiva y se produzca el efecto Ferranti subiendo los niveles de tensión en la zona.

Las altas tensiones generadas en éste sistema, provocaban la salida de las líneas por actuación de protecciones y por contar con un historial de descargas atmosféricas en las mismas debido a las condiciones climáticas por las que éstas atraviesan, razón por la cual la solución de sacar una terna de una de las líneas no se considera en el estudio, ya que disminuiría la confiabilidad de la alimentación de la zona.

La empresa CADAPE contaba con un reactor de 10 MVAR adicional en la S/E Los Pijiguaos, pero el equipo se dañó y fue desincorporado, lo que indica que dicha subestación cuenta con las instalaciones necesarias para ubicar un nuevo reactor de 10 MVAR.

No se consideró la posibilidad de sacar una terna de las líneas Cabruta – Los Pijiguaos y San Jerónimo - Cabruta, debido a que esta acción disminuiría de manera crucial la confiabilidad del sistema en esa zona.

### **5.3 Caso diciembre 2006.**

Una vez realizados todos los cambios en la topología del Sistema de Transmisión, según el plan de expansión de la empresa CADAPE, con la puesta en servicio de todos los elementos en total estimada para el mes de diciembre del año 2006, se procedió a realizar el flujo de carga tomando en cuenta la entrada teórica de los generadores de las nuevas plantas con factor de potencia de 0,9.

Los resultados obtenidos se muestran en la tablas N° 24, 25, 26a y 26b, correspondientes a los Sistemas: Occidental, Central y Oriental respectivamente.

**Tabla N° 24. Tensiones en subestaciones del Sistema Occidental con la puesta en servicio teórica de los nuevos elementos.**

<b>S/E</b>	<b>U nominal (kV)</b>	<b>U calculada (kV)</b>	<b>U p.u.</b>
Buena Vista	115	121,74	1,0586
Caja Seca	115	121,24	1,0543
Concordia	115	124,18	1,0798
Corozo	115	124,73	1,0846
Fría II	115	123,52	1,0741
Guasdalito	115	123,38	1,0729
La Grita	115	123,41	1,0731
La Pedrera	115	123,59	1,0747
Palo Grande	115	122,58	1,0659
San Antonio	115	123,66	1,0753
San Cristóbal	115	122,40	1,0644
San Cristóbal II	115	123,77	1,0763
Sta Bárbara de Barinas	115	123,86	1,0770
Tovar	115	122,91	1,0687
Táchira	115	123,60	1,0748
Uribante	115	123,63	1,0750
Vigía I	115	124,73	1,0846
Vigía II	115	125,36	1,0901
El Corozo	230	246,63	1,0723
El Vigía II	230	243,20	1,0574
Uribante	230	247,93	1,0780
San Agatón I	230	248,15	1,0789
San Agatón II	230	247,96	1,0781

**Tabla N° 25. Tensiones en subestaciones del Sistema Oriental con la puesta en servicio teórica de los nuevos elementos.**

<b>S/E</b>	<b>U nominal (kV)</b>	<b>U calculada (kV)</b>	<b>U p.u.</b>
Barbacoa A	115	123,59	1,0747
Barbacoa B	115	123,59	1,0747
Barcelona	115	121,25	1,0543
Chuparín	115	121,24	1,0543
Curaguaro	115	122,53	1,0655
Guanta	115	121,74	1,0586
Guanta II	115	121,78	1,0590
Guaraguao	115	121,50	1,0565
El Tigre	115	124,69	1,0843
El Tigre II	115	123,92	1,0776
El Tigre III	115	123,73	1,0759
Barbacoa	230	245,89	1,0691
Barbacoa II	230	246,54	1,0719
El Tigre	230	250,70	1,0900
Guanta II	230	246,46	1,0716
Pta A. Lovera	230	246,97	1,0738

**Tabla N° 26a Tensiones en subestaciones del Sistema Central con la puesta en servicio teórica de los nuevos elementos.**

<b>S/E</b>	<b>U nominal (kV)</b>	<b>U calculada (kV)</b>	<b>U p.u.</b>
Cagua TR3	115	121,03	1,0525
Carabobo	115	121,31	1,0549
Ciudad Lozada	115	121,45	1,0561
Corinsa	115	121,52	1,0567
Coro I	115	133,79	1,1634
Coro II	115	133,99	1,1651
El Sombrero I	115	126,10	1,0965
El Sombrero II	115	126,11	1,0967
El Isiro	115	134,04	1,1656
El Macaro	115	120,90	1,0513
Florida	115	121,62	1,0576

**Tabla N° 26b Tensiones en subestaciones del Sistema Central con la puesta en servicio teórica de los nuevos elementos.**

S/E	U nominal (kV)	U calculada (kV)	U p.u.
Gorrín	115	126,86	1,1031
Inos Valencia	115	122,04	1,0612
Jobal	115	121,98	1,0607
La Arenosa	115	122,19	1,0625
Los Pijigüaos	115	122,68	1,0667
Morón	115	120,8	1,0504
P.Ayacucho	115	122,5	1,0652
P.Negro	115	120,76	1,0501
Pedro Camejo	115	121,45	1,056
Petroquímica	115	121,72	1,0584
Pto Nuevo	115	122,95	1,0691
Punto Fijo 1	115	154,74	1,3455
Punto Fijo 2 A	115	154,07	1,3397
Punto Fijo 2 B	115	154,07	1,3397
S.J. de los Morros	115	127,18	1,1059
San Fernando	115	127,14	1,1056
San Gerónimo	115	124,52	1,0828
V.de Cura I	115	122,97	1,0693
V.de Cura II	115	123,22	1,0715
V.de la Pascua	115	123,38	1,0728
Valencia	115	122,06	1,0614
Yaguara	115	121,2	1,0539
Zaraza	115	122,54	1,0655
Río Chico II	230	242,06	1,0525
La Arenosa	230	245,3	1,0665
Valencia	230	243,81	1,06
Calabozo	230	247,72	1,0771
San Diego	230	241,53	1,0501
Planta Centro	400	420,93	1,0523

Con el objetivo de que las variables en el sistema vuelvan al rango aceptado por el criterio, se realizaron los siguientes cambios:

- a) Debido a los altos niveles de tensión en la zona del estado Falcón ante la puesta en servicio del generador de la planta Josefa Camejo con factor de potencia 0,9, se cambia a una generación de 90 MW y 0 MVAR.
- b) Al observarse niveles de tensión elevados luego de que la Planta Josefa Camejo no entregue reactivos, se decide retirar el banco de condensadores de 12 MVAR de la S/E Punto Fijo I de servicio.
- c) Posteriormente para conocer el impacto de la puesta en servicio de la Planta Josefa Camejo en la zona del estado Falcón, se abrió la interconexión con la empresa GENEVAPCA.
- d) La Planta Ezequiel Zamora se define como tipo PV.
- e) Debido a la alza de los valores de tensión en el Sistema Oriental ante la entrada de la Planta Alberto Lovera con un factor de potencia de 0,9, se cambia la generación a 150 MW y 0 MVAR.
- f) Se movilizaron los taps de los auto transformadores 400/230 kV de la S/E El Tigre pertenecientes a EDELCA para llevar los niveles de tensión de las barras adyacentes a los límites permitidos.
- g) De igual manera, se movilizó el tap del auto transformador 400/230 kV de la S/E Barbacoa I.



- h) En base a los altos niveles de tensión producidos por el efecto ferranti presente en las líneas de la zona sur del sistema, se ubicó un reactor de 10 MVAR en la S/E Los Pijiguaos.
- i) Con el mismo motivo se movilizó el tap del auto transformador 400/230 kV de la S/E San Gerónimo perteneciente a EDELCA.
- j) Ante la entrada de la línea Horqueta – Calabozo en 230 kV, se obtuvieron niveles de tensión fuera del límite en las barras adyacentes a la barra Calabozo, por lo que el banco de condensadores de 12 MVAR de la S/E Calabozo en 115 kV se ubica fuera de servicio.

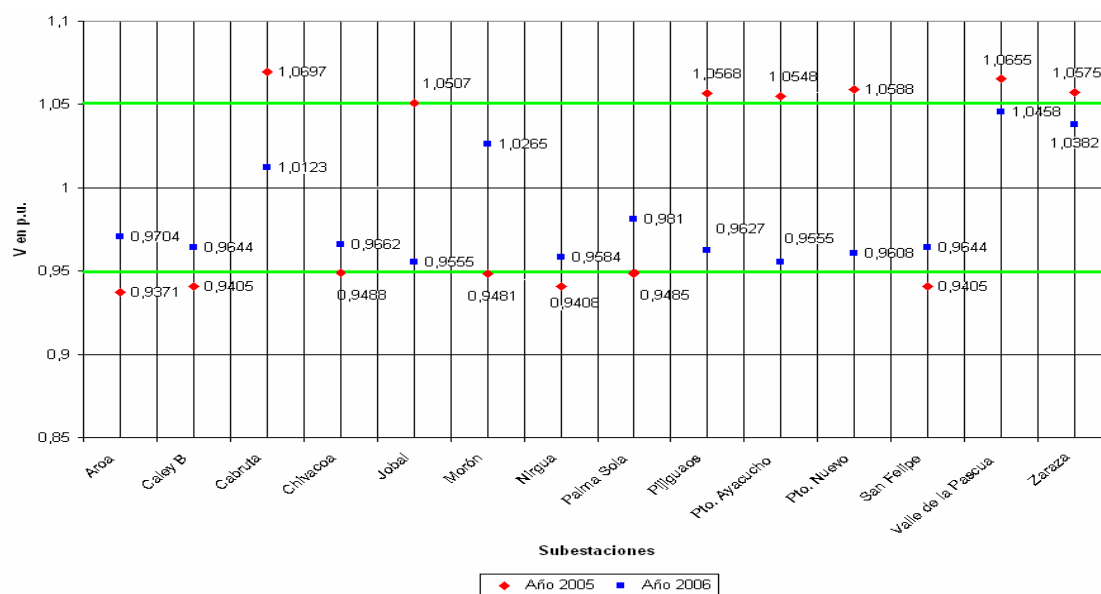
Al realizar los cambios anteriormente mencionados, se obtuvo que todas las barras del sistema se encuentran dentro del rango establecido y que la línea Planta Centro – Valle Seco en 115 kV tiene una sobrecarga de 106,47%. Los resultados se muestran en los anexos III.

A continuación se muestran en las tablas N° 27, 28 y 29 un cuadro comparativo de las tensiones de las barras de los sistemas Central, Occidental y Oriental entre los casos 2005 y diciembre de 2006, y en las gráficas N° 3, 4 y 5 los perfiles de tensión de las subestaciones de los tres sistemas mencionados anteriormente para los años 2005 y 2006.

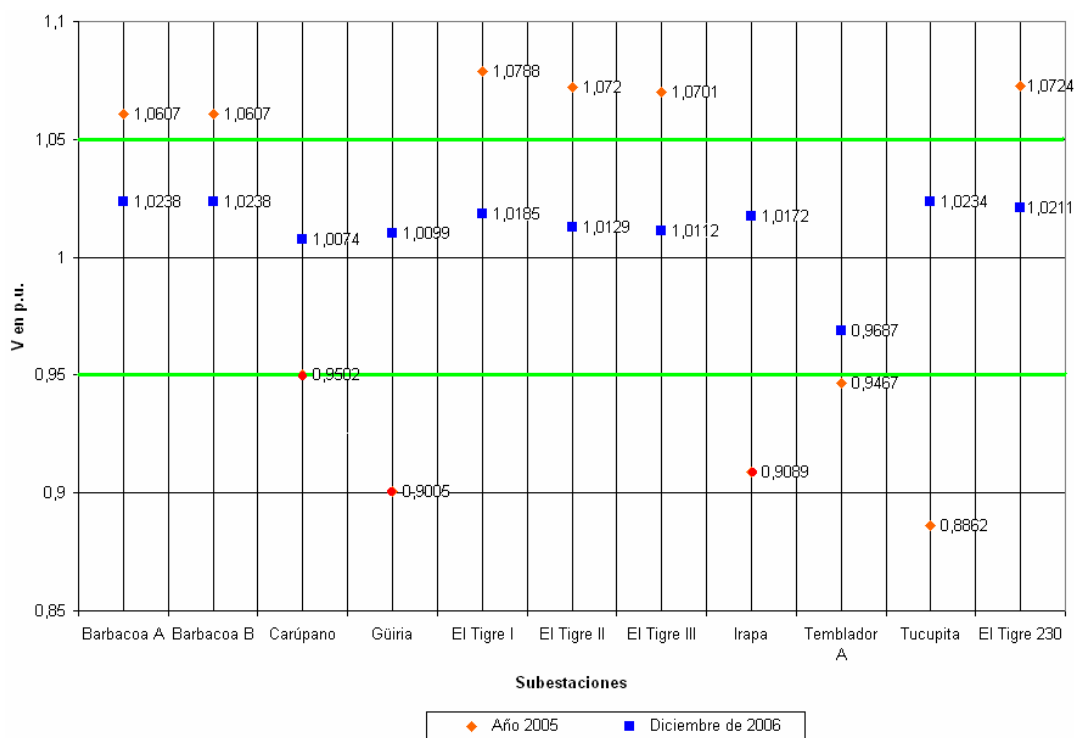
**Tabla N° 27 Tensiones en subestaciones del Sistema Central para los casos 2005 y diciembre de 2006.**

Subestación	U 2005 (p.u.)	U 2006 (p. u.)
Aroa	0,9371	0,9704
Caley B	0,9405	0,9644
Cabruta	1,0697	1,0123
Chivacoa	0,9488	0,9662
Jobal	1,0507	0,9555
Morón	0,9481	1,0265
Nirgua	0,9408	0,9584
Palma Sola	0,9485	0,9810
Pijiguaos	1,0568	0,9627
Pto. Ayacucho	1,0548	0,9555
Pto. Nuevo	1,0588	0,9608
San Felipe	0,9405	0,9644
Valle de la Pascua	1,0655	1,0458
Zaraza	1,0575	1,0382

**Gráfica N° 3. Perfiles de tensiones en las subestaciones del Sistema Central para el año 2005 y diciembre de 2006**



**Gráfica N° 4. Perfiles de tensiones en las subestaciones del Sistema Oriental para el año 2005 y diciembre de 2006**



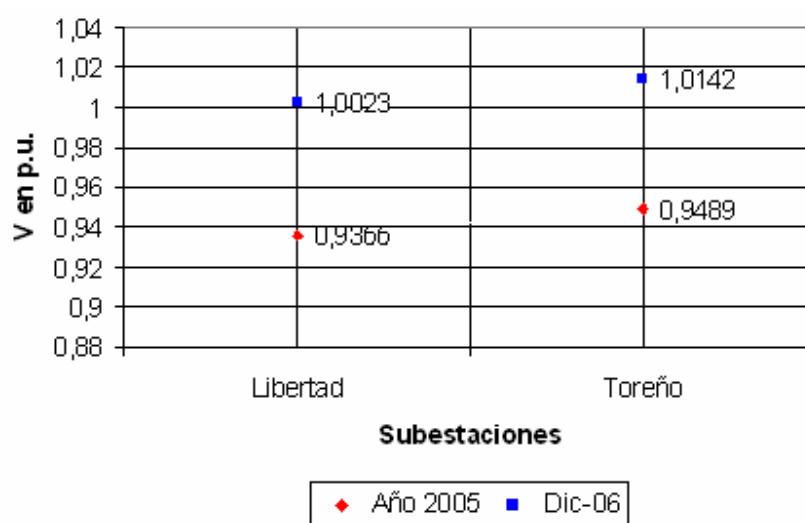
**Tabla N° 28 Tensiones en subestaciones del Sistema Oriental para los casos 2005 y diciembre de 2006.**

Subestación	U 2005 (p.u.)	U 2006 (p.u.)
Barbacoa A	1,0607	1,0238
Barbacoa B	1,0607	1,0238
Carúpano	0,9502	1,0074
Güiria	0,9005	1,0099
El Tigre I	1,0788	1,0185
El Tigre II	1,072	1,0129
El Tigre III	1,0701	1,0112
Irapa	0,9089	1,0172
Temblador A	0,9467	0,9687
Tucupita	0,8862	1,0234
El Tigre 230	1,0724	1,0211

**Tabla N° 29. Tensiones en subestaciones del Sistema Occidental para los casos 2005 y diciembre de 2006.**

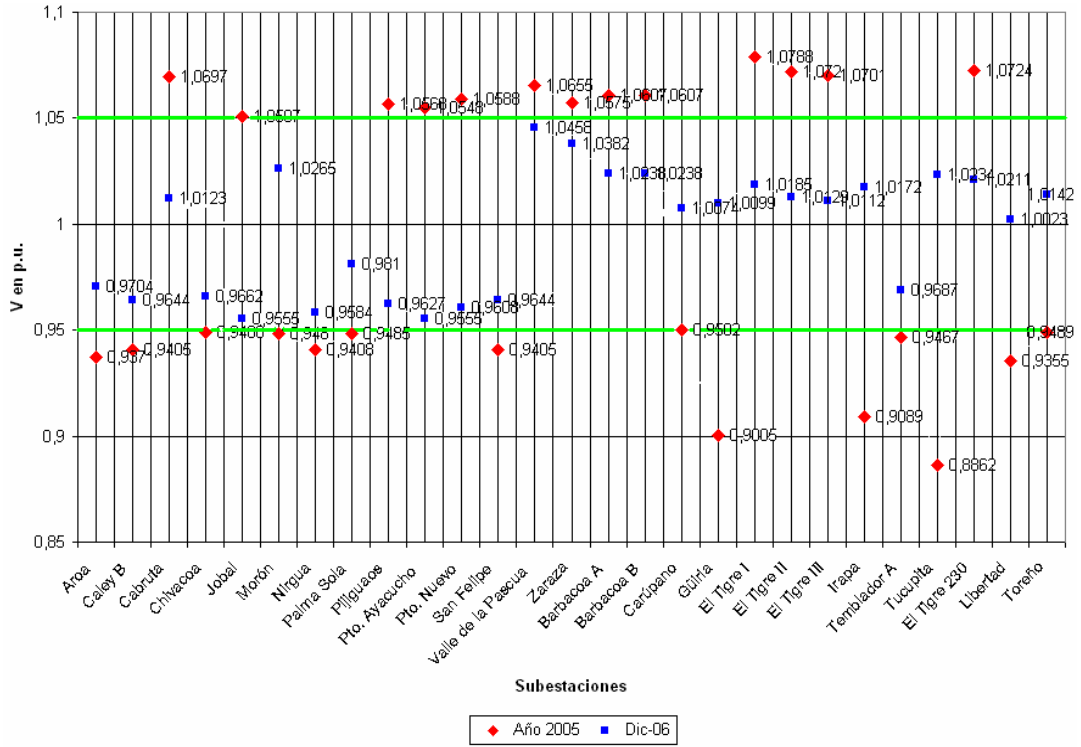
S/E	U 2005 (p.u.)	U 2006 (p.u.)
Libertad	0,9355	1,0023
Toreño	0,9489	1,0142

**Gráfica N° 5. Perfiles de tensiones en las subestaciones del Sistema Occidental para el año 2005 y diciembre de 2006**



En la gráfica N° 6 se puede apreciar con más detalle como ha sido el cambio en las tensiones de las barras afectadas para el año 2005 y su valor para el año 2006. El rango aceptable establecido por el criterio se encuentra entre las líneas verdes, los valores para el año 2005 en color rojo y los valores del año 2006 en color azul.

**Gráfica N° 6. Perfiles de tensiones en las subestaciones del Sistema CADAFE para el año 2005 y diciembre de 2006**



## **CAPÍTULO VI**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

La puesta en servicio del desvío de la línea Tigre - Indio por la S/E Furrial en 230 kV, y la movilización de dos bancos capacitivos de 30 MVAR desde la S/E Jusepín PDVSA a las subestaciones Irapa y Carúpano en 115 kV y la instalación de un banco de 15 MVAR en la S/E Tucupita, estabilizan las tensiones en las subestaciones El Tigre, El Tigre II, El Tigre III, Barbacoa II, Irapa y Carúpano. Razón por la cual se recomienda llegar a un acuerdo con la empresa EDELCA para el ajuste de los taps de los auto transformadores 400/230 kV de las subestaciones El Tigre y Furrial ante la entrada de éste elemento.

No es necesario el intercambio de potencia con la empresa GENEVAPCA en horas de mínima demanda ante la puesta en servicio de la Planta Josefa Camejo, sin embargo, al generar 150 MW sobrecarga la línea Judibana – Punto Fijo II en casi el doble de su capacidad máxima, por lo que se recomienda que dicha planta genere 90 MW y reforzar dicha línea de transmisión. De igual manera se recomienda poner fuera de servicio del banco de condensadores de 12 MVAR de la S/E Punto Fijo I en horas de mínima demanda.

Es recomendable la instalación de un reactor de 10 MVAR y 115 kV en la S/E Los Pijigüaos para que entre en servicio en horas de baja carga, ya que mejora los niveles de tensión en la zona sur y además cuenta con las instalaciones necesarias para su ubicación, resultando más económico para CADAPE.

Ante la puesta en servicio de la línea La Horqueta – Calabozo en 230 kV (contemplada para abril de 2006), no es recomendable rescindir del contrato de alquiler con la empresa AGGREKKO en horas de mínima demanda, ya que los niveles de tensión en las subestaciones San Fernando y Gorrín en 115 kV, se ubican por debajo de 0,95 p.u., es decir, por debajo de los límites establecidos en el criterio.

Al entrar en servicio la planta Ezequiel Zamora con 150 MW a finales del año 2006, aumentan las tensiones en las subestaciones del estado Guárico, y es posible renegociar el contrato con la empresa AGGREKKO en horas de mínima demanda. Es recomendable desconectar el banco capacitivo de 12 MVAR de la S/E Calabozo en 13,8 kV, ya que de lo contrario las tensiones en las subestaciones El Sombrero I y El Sombrero II estarían por encima de 1,05 p.u., es decir, por encima de los límites de establecidos en el criterio.

La puesta en servicio del desvío de la línea Barbacoa II – Santa Teresa en 230 kV por la nueva S/E Rio Chico II, mantiene los niveles de tensión dentro del criterio establecido en horas de mínima demanda.

El desvío de la línea Acarigua II – Planta Páez por las nuevas subestaciones Barinas IV y Las Flores de 230/115 kV, mejoran los niveles de tensión en las subestaciones del estado Barinas Libertad y Toreño en 115 kV, devolviendo sus tensiones dentro del rango permitido. Por ende las tensiones de todo el Sistema Occidental mejoran acercándose a su tensión nominal. Es recomendable el cambio de conductor de las líneas Barinas I – Socopó, Barinas I – Toreño y Toreño – Libertad, que actualmente tienen un AWG 4/0 por un conductor con menor pérdidas como el ACAR 350 MCM.

Al realizar todos los cambios para diciembre del año 2006 y todas las modificaciones recomendadas, se espera que todos los elementos del sistema se encuentren trabajando dentro de su rango permitido en mínima demanda. La entrada y salida de elementos de compensación, como banco de condensadores y reactores, permiten asegurar un nivel de tensión seguro dentro del criterio operativo, ubicando al sistema dentro de un estado seguro. De no con cumplirse las recomendaciones dadas el sistema estaría operando en un estado de emergencia nuevamente, ya que no hay algún criterio que asegure la vuelta a su normal funcionamiento.

Se revisó y se actualizó la base de datos de la empresa CADAPE así como se hicieron cambios en la topología del sistema. Dicha base de datos será utilizada a partir de ahora por la empresa para realizar estudios de interés para la empresa.



## **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.**

[1] Integral de planificación de sistemas eléctricos, Análisis de criterios, modelos y procedimientos para una metodología integral de planificación de sistemas eléctricos. Vol. 2. Caracas, Venezuela. CADAPE, abril de 1984, p.p. 341–351.

[2] Gil B., Rafael V. Estudios en sistemas de potencia, Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2000, p. 251. Trabajo presentado ante la ilustre Universidad Central de Venezuela como requisito para optar a la categoría de profesor titular.

[3] IEEE Std. C37.109-1988. IEEE Guide for the protection of shunt reactors. American National Standards Institute, 1989, p 2.

[4] Schaeffer, Richard y McClave. Probabilidad y estadística para la ingenieros. México D.F., México. Gurpo editorial Iberoamericano, 1993, p 52.

[5] Glover D., John y Sarma S., Mulukutla. Power system analysis and design. E.E.U.U.. Editorial Brooks/Cole, 2002, p 239.

[6] Gómez E., Antonio. Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica, Madrid: España: Editorial McGraw Hill, 2002. p 275.

## BIBLIOGRAFÍA.

DigSilent, Getting started tutorial DigSilent Power Factory – version 12.0. Alemania, 2001.

Distribución normal o campana de Gauss-Laplace [en línea].  
[http://personal5.iddeo.es/ztt/Tem/t21\\_distribucion\\_normal.htm](http://personal5.iddeo.es/ztt/Tem/t21_distribucion_normal.htm).

García, Wilmer. Evaluación de la operación del sistema central de CADAPE para el período 1992-1994 / García Díaz Wilmer Eduardo (Tesis).—Caracas, Universidad Central de Venezuela, 1993.

Gil B., Rafael V. Estudios en sistemas de potencia, Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2000, p 251.

Glover D., John y Sarma S., Mulukutla. Power system analysis and design. E.E.U.U.. Editorial Brooks/Cole, 2002.

Gómez E., Antonio. Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica, Madrid: España: Editorial McGraw Hill, 2002.

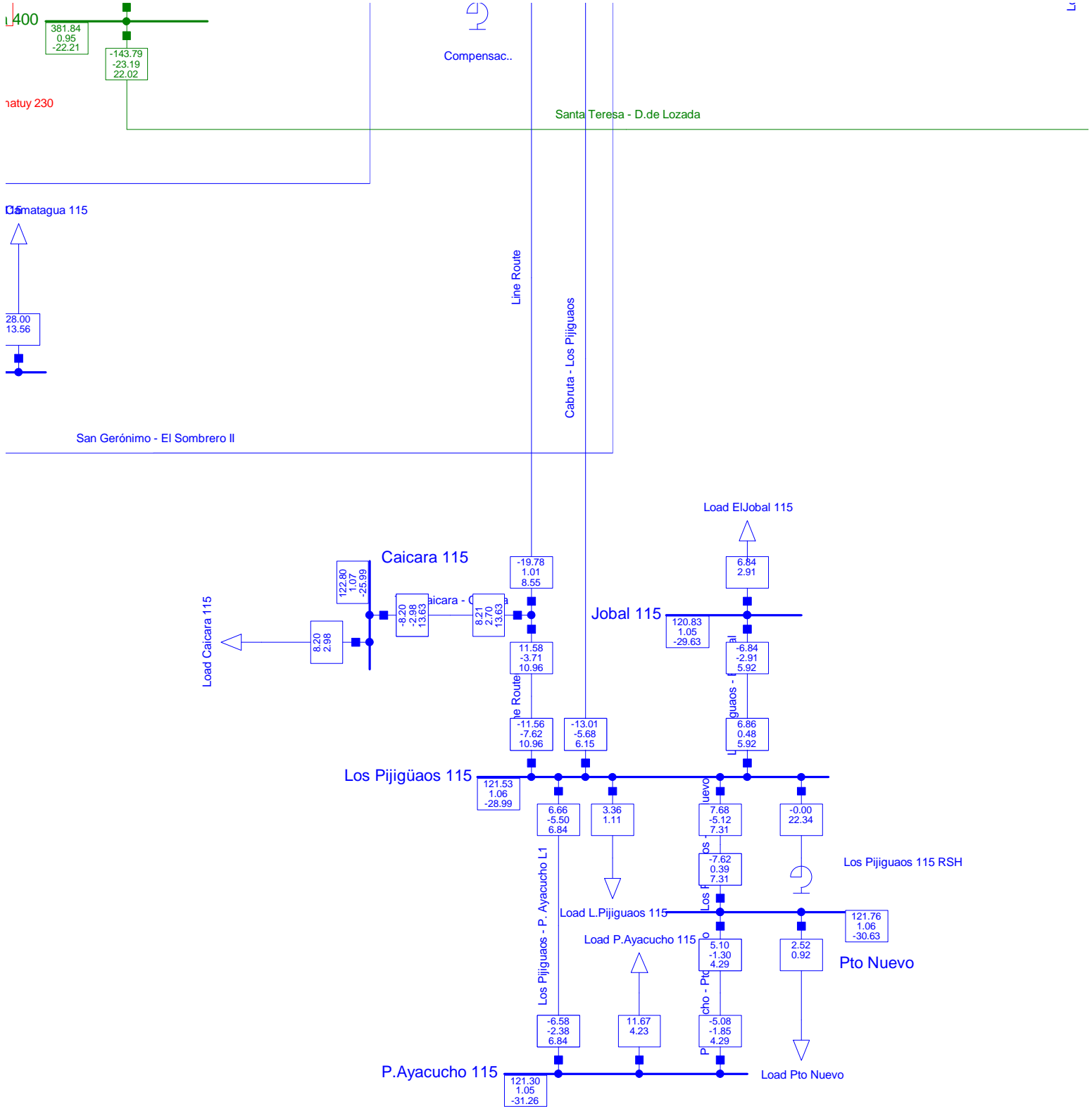
Grainger J., John y Stevenson D., William. Análisis de sistemas de potencia. México D.F., México. Editorial McGraw Hill, 2001.

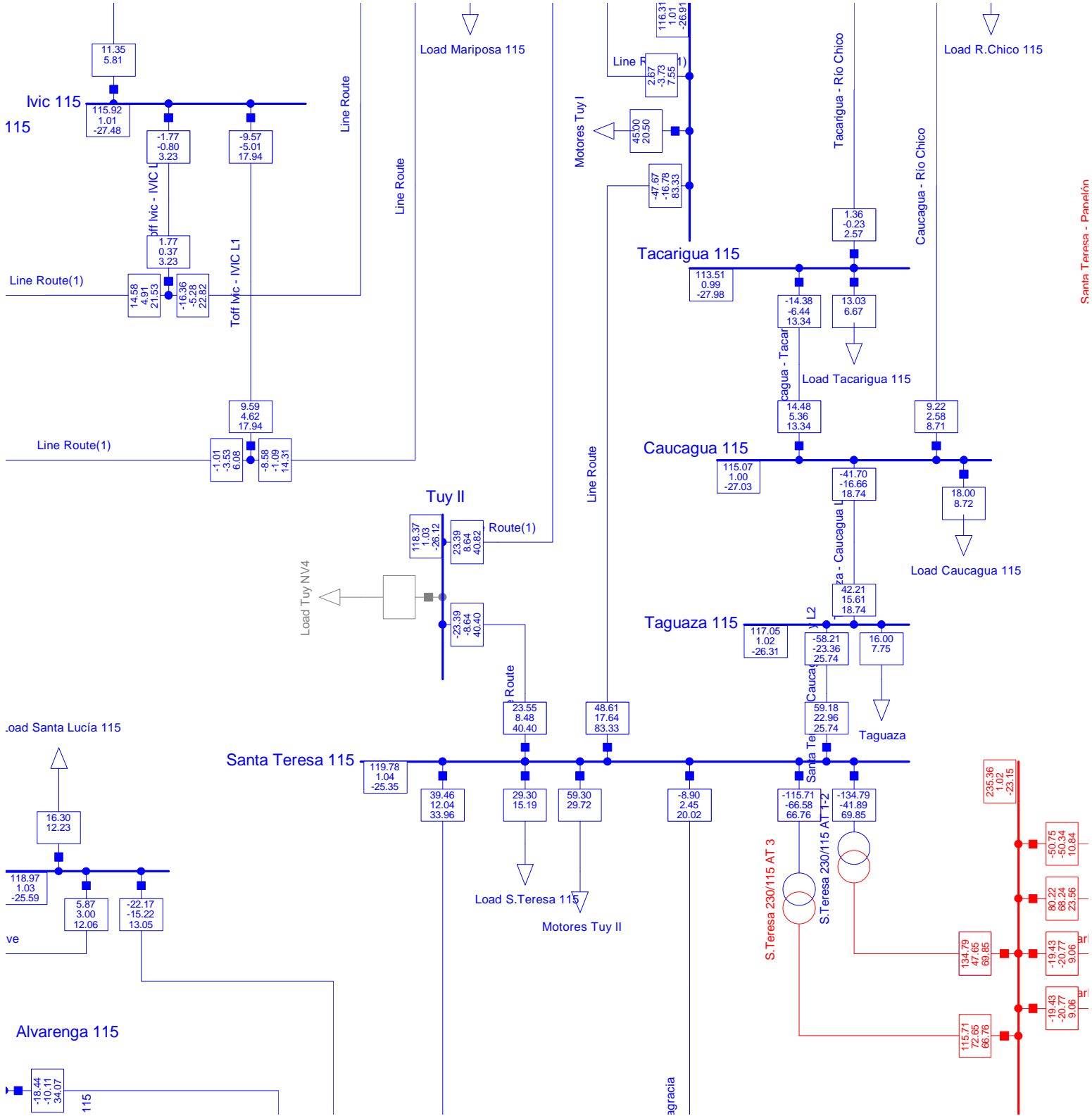
IEEE Std. C37.109-1988. IEEE Guide for the protection of shunt reactors. American National Standards Institute, 1989.

Integral de planificación de sistemas eléctricos, Análisis de Criterios, Modelos y Procedimientos para una Metodología Integral de Planificación de Sistemas Eléctricos. volumen II. Caracas, Venezuela. CADAPE, (abril de 1984).

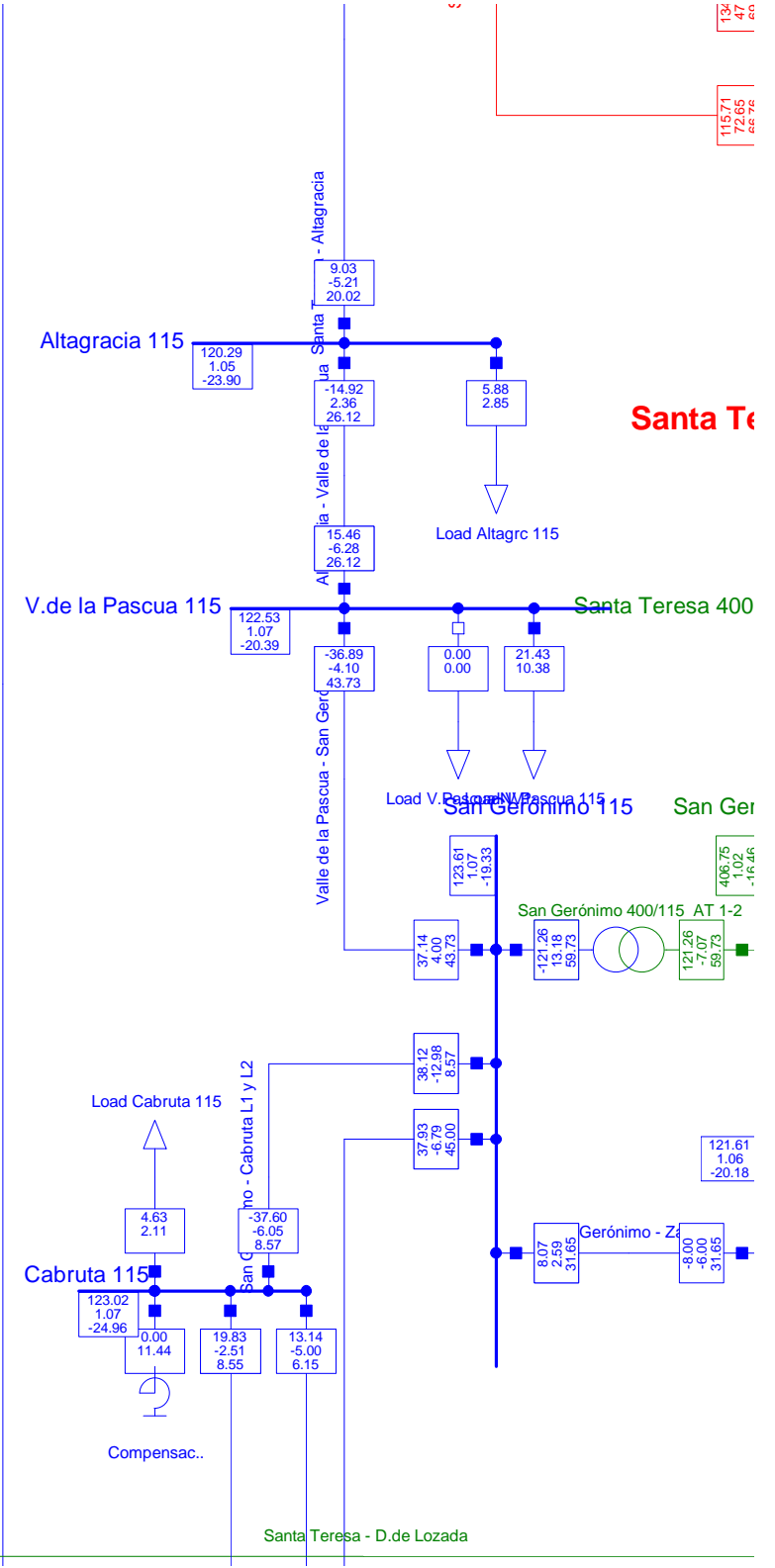
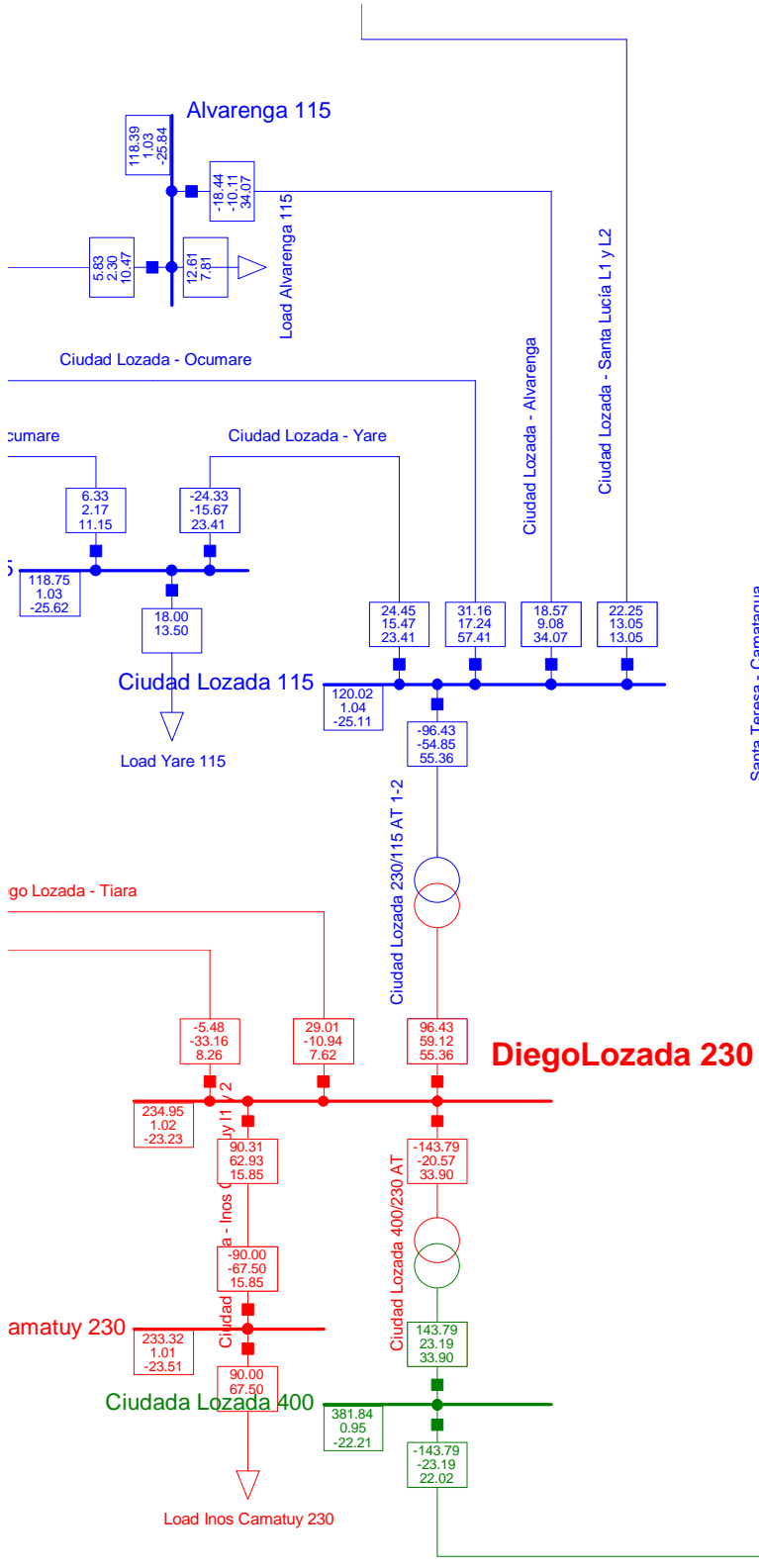
Miranda, Jose. Evaluación de la operación del sistema eléctrico CADAFE Occidente – Enelco – Enerven para el período 1990 - 1991 / Miranda Raga Jose ALfredo (Tesis).—Caracas, Universidad Central de Venezuela,1992.

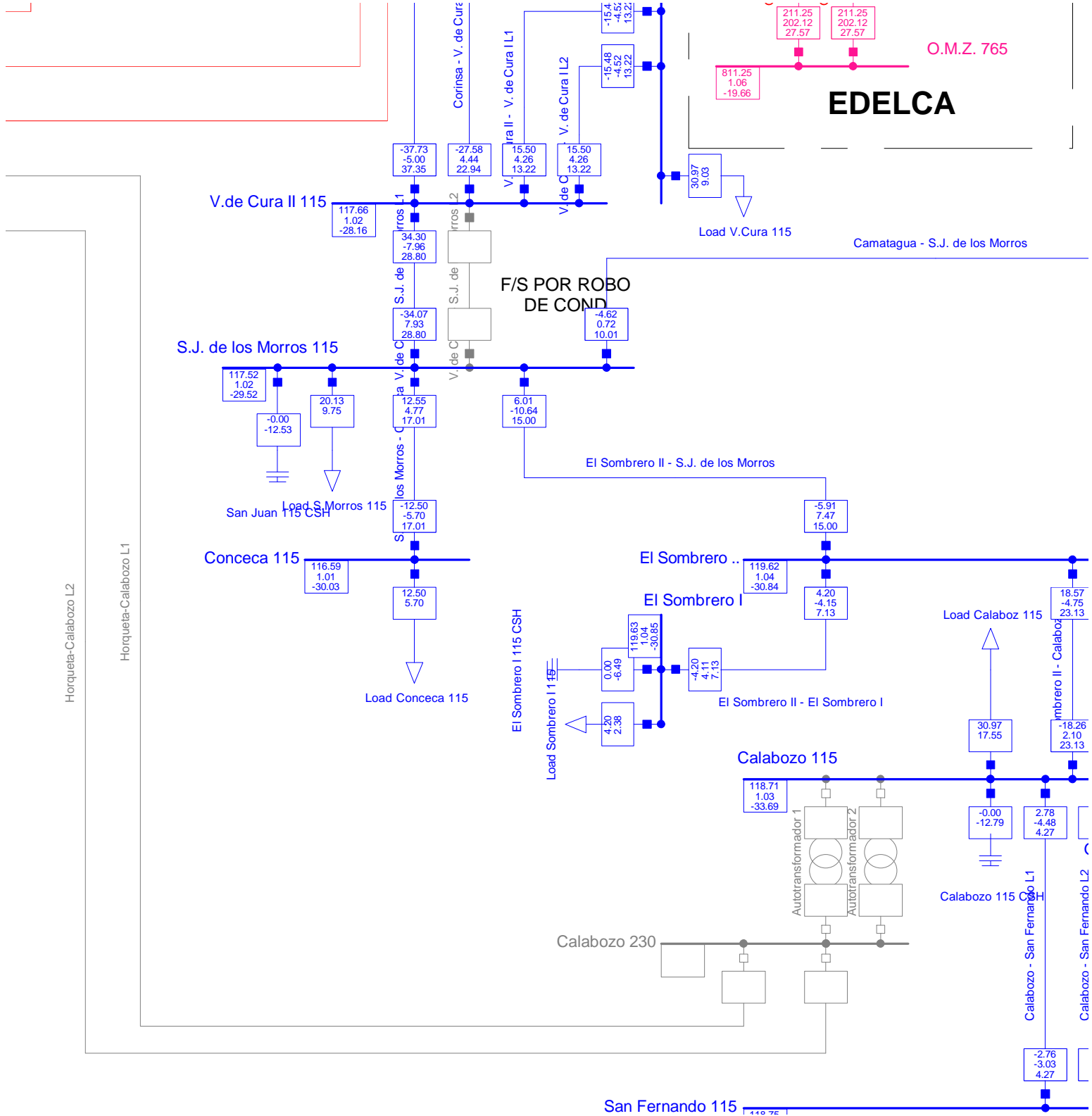
Schaeffer, Richard y McClave. Probabilidad y estadística para la ingenieros. México D.F., México. Gurpo editorial Iberoamericano, 1993.





Santa Teresa - Panelón





Horqueta-Calabozo L2

Horqueta-Calabozo L1

O.M.Z. 765

**EDELCA**

F/S POR ROBO DE COND.

San Fernando 115

V.de Cura II 115

S.J. de los Morros 115

Conceca 115

El Sombrero ..

El Sombrero I

Calabozo 115

Calabozo 230

Calabozo 115 CSH

Calabozo - San Fernando L1

Calabozo - San Fernando L2

Load V.Cura 115

Camatagua - S.J. de los Morros

Load S.Morros 115

San Juan 115 CSH

Load Conceca 115

Load Sombrero I 115

Load Calaboz 115

Calabozo 115 CSH

Calabozo - San Fernando L1

Calabozo - San Fernando L2

211.25  
202.12  
27.57

211.25  
202.12  
27.57

811.25  
1.06  
-19.66

117.66  
1.02  
-28.16

34.30  
-7.96  
28.80

37.73  
-5.00  
37.35

27.58  
4.44  
22.94

15.50  
4.26  
13.22

15.50  
4.26  
13.22

-15.4  
-4.52  
13.22

-15.48  
-4.52  
13.22

30.97  
9.03

117.52  
1.02  
-29.52

20.13  
9.75

34.07  
7.93  
28.80

12.55  
4.77  
17.01

6.01  
-10.64  
15.00

-4.62  
0.72  
10.01

-0.00  
-12.53

12.50  
-5.70  
17.01

116.59  
1.01  
-30.03

12.50  
5.70

119.63  
1.04  
-30.85

0.00  
-6.49

4.20  
2.38

4.20  
4.11  
7.13

119.62  
1.04  
-30.84

4.20  
-4.15  
7.13

-5.91  
7.47  
15.00

18.57  
-4.75  
23.13

4.20  
2.38

119.63  
1.04  
-30.85

0.00  
-6.49

4.20  
2.38

4.20  
4.11  
7.13

119.62  
1.04  
-30.84

4.20  
-4.15  
7.13

-5.91  
7.47  
15.00

18.57  
-4.75  
23.13

118.71  
1.03  
-33.69

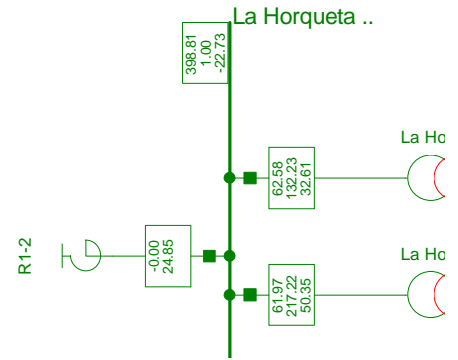
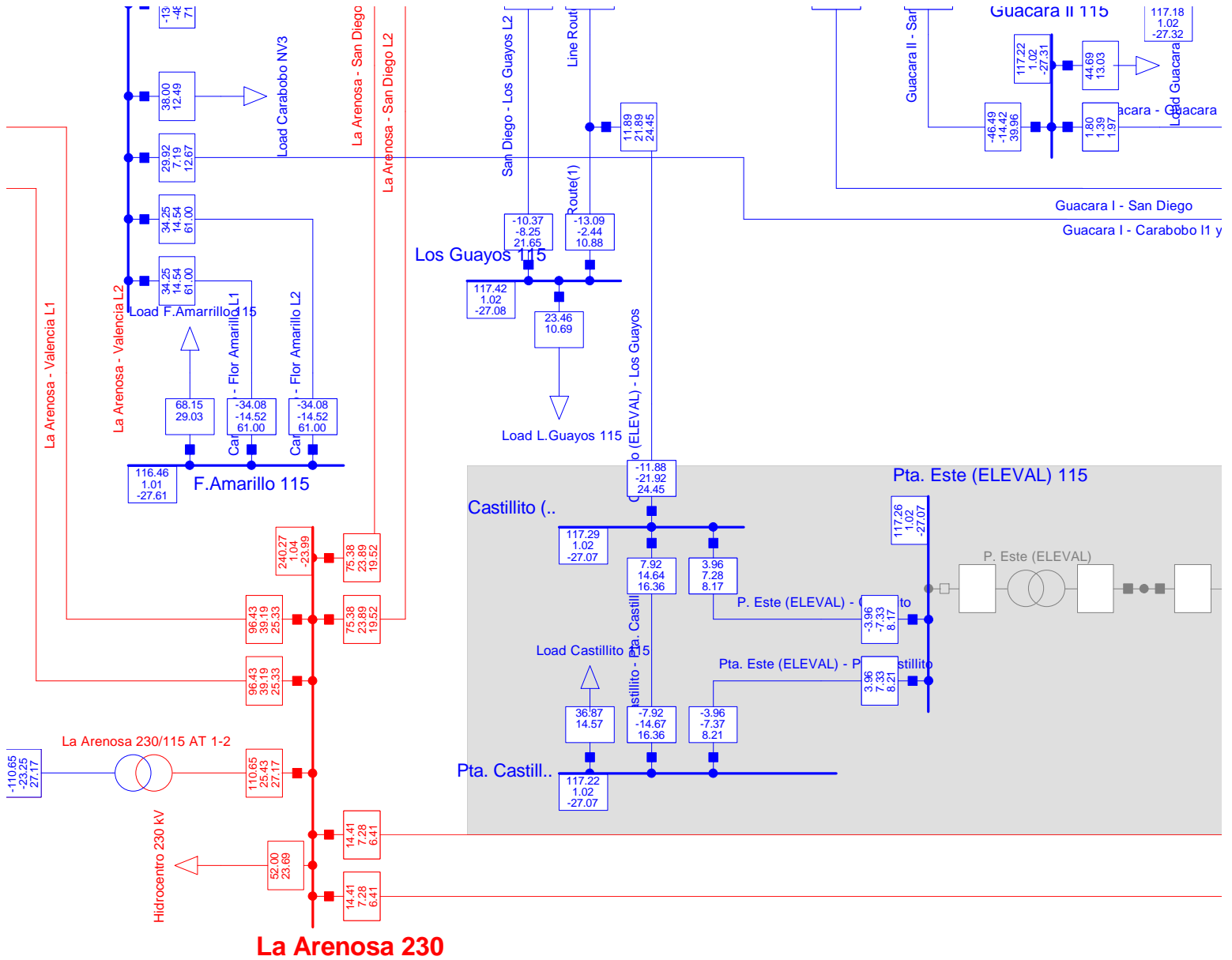
30.97  
17.55

-0.00  
-12.79

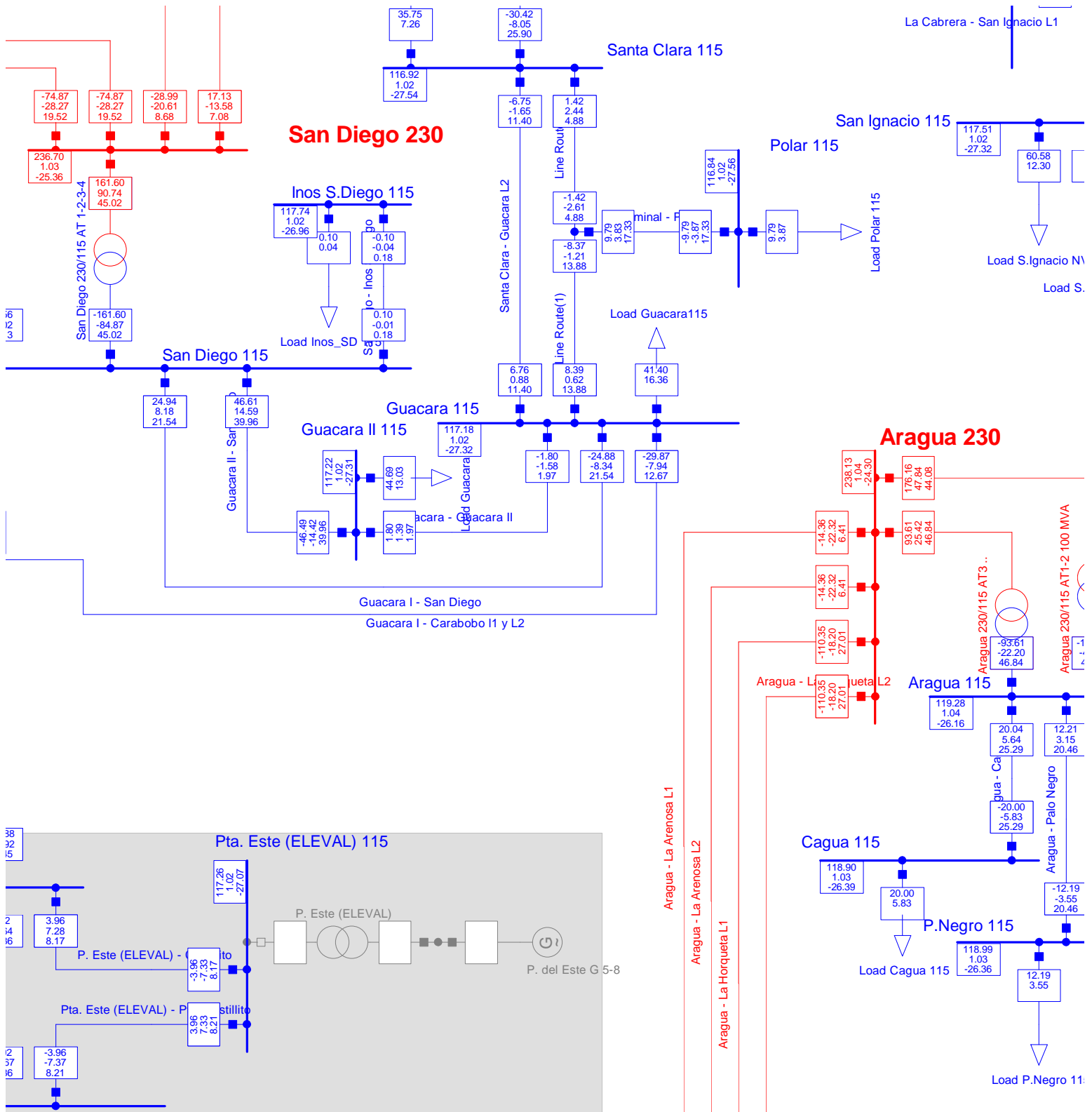
2.78  
-4.48  
4.27

-18.26  
-2.10  
23.13

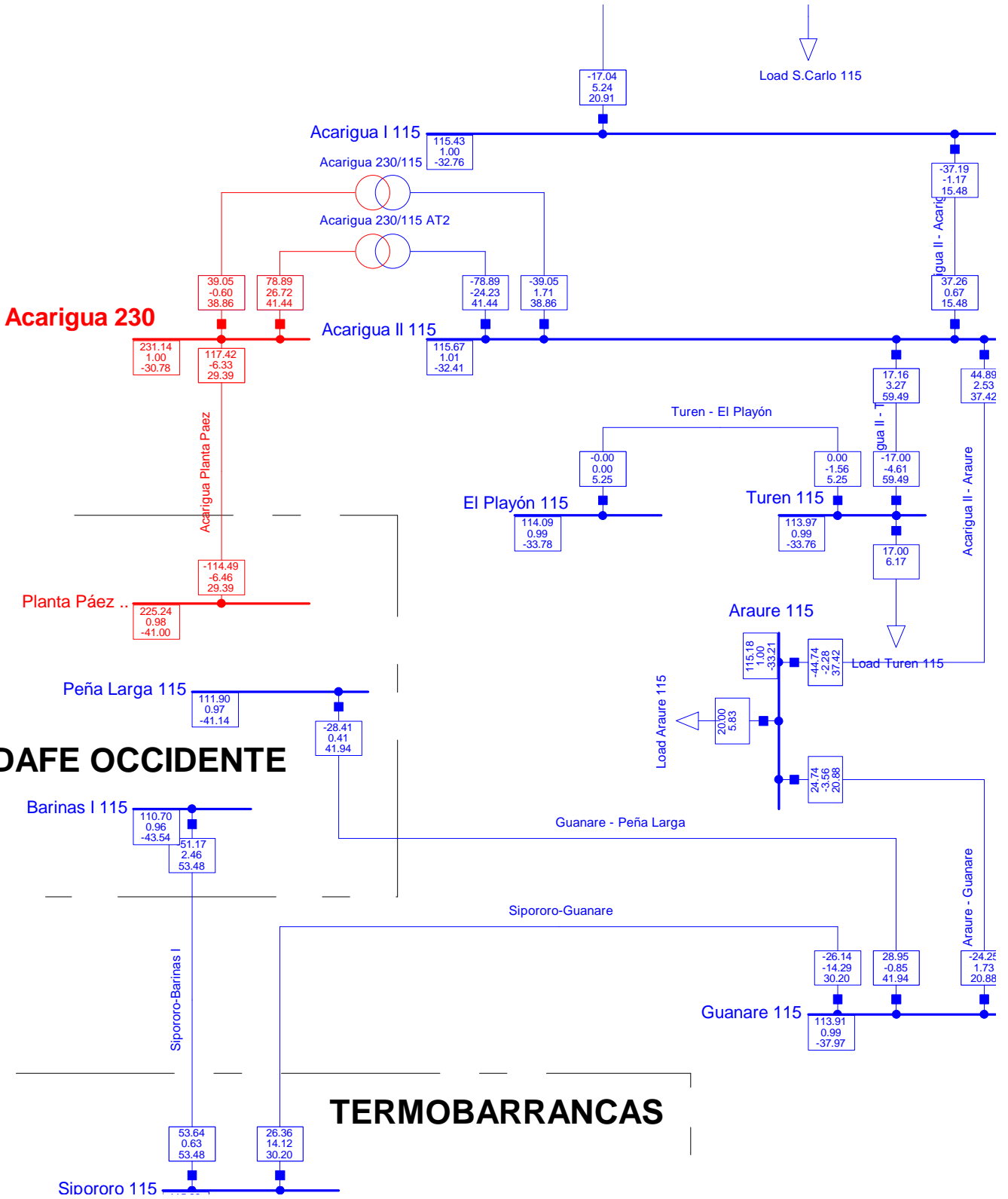
-2.76  
-3.03  
4.27

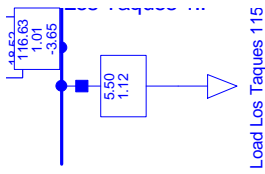






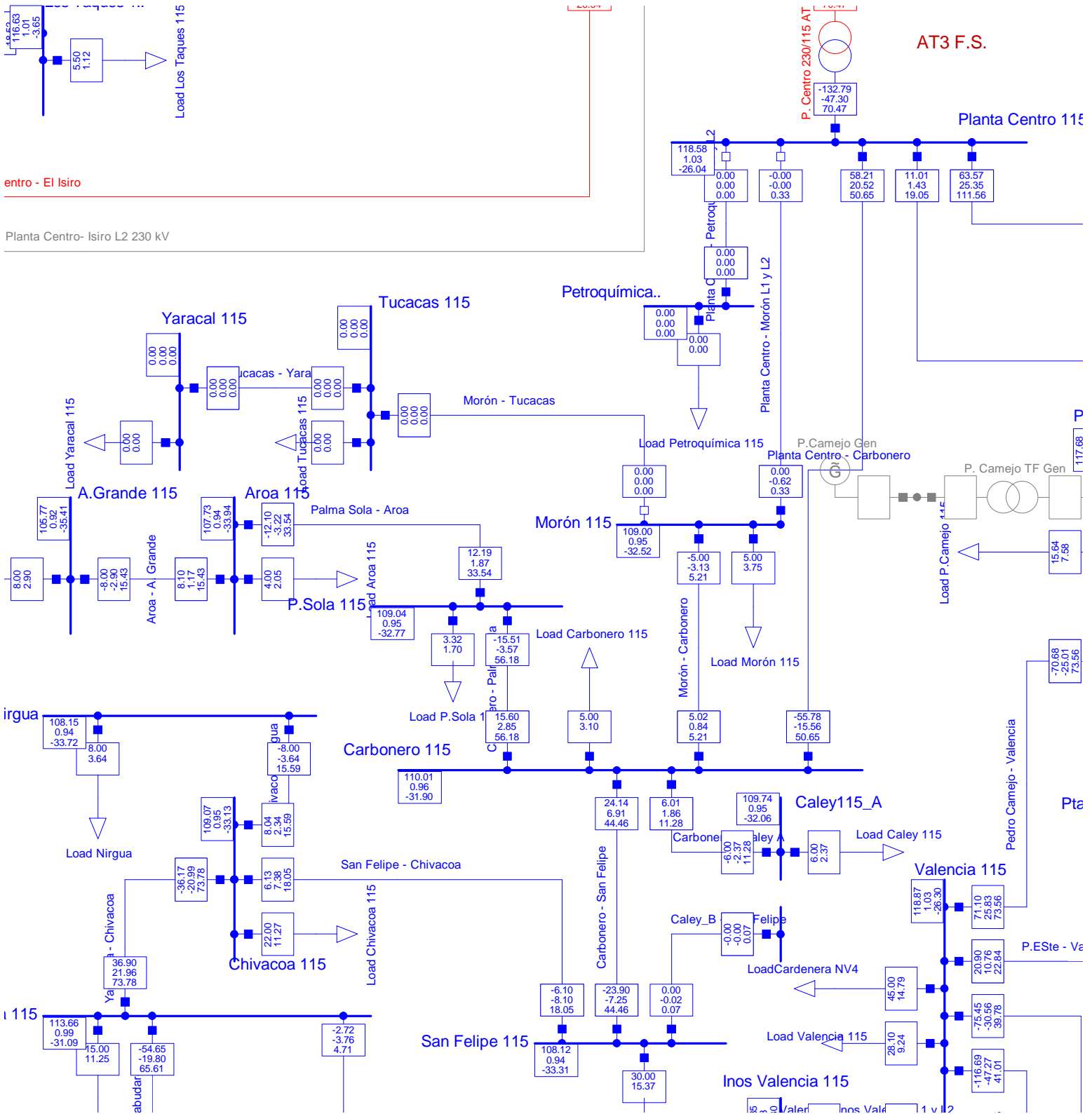
# CADAFE OCCIDENTE





entro - El Isiro

Planta Centro- Isiro L2 230 kV



AT3 F.S.

Planta Centro 115

Petroquímica..

P. Camejo Gen

P. Camejo TF Gen

Pta

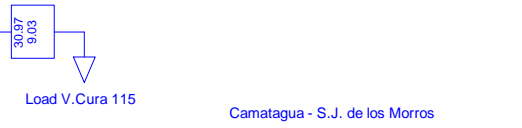
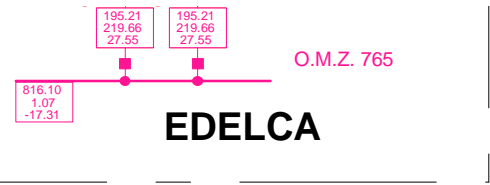
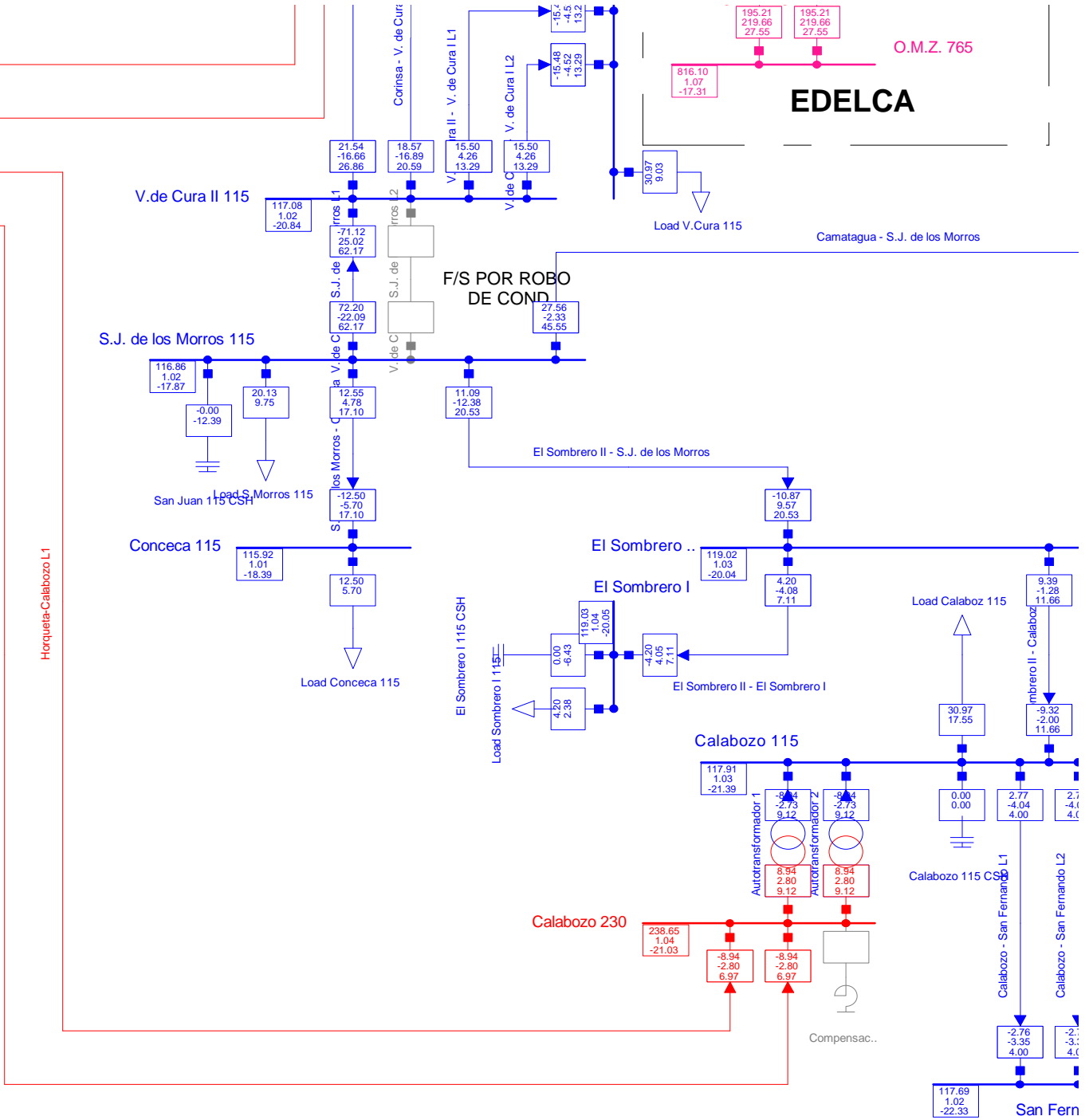
P. Este - Va

Inos Valencia 115

69.7	-14.1
14.69	15.30
2.24	-5.24
8.98	-26.89
6.97	6.97
5.00	0.2
0.21	

Horqueta-Calabozo L2

Horqueta-Calabozo L1



F/S POR ROBO DE COND.

Camatagua - S.J. de los Morros

S.J. de los Morros 115

San Juan 115 CSH

Conceca 115

El Sombrero II - S.J. de los Morros

El Sombrero I

El Sombrero II - El Sombrero I

Calabozo 115

Calabozo 230

Autotransformador 1

Autotransformador 2

Calabozo 115 CSH

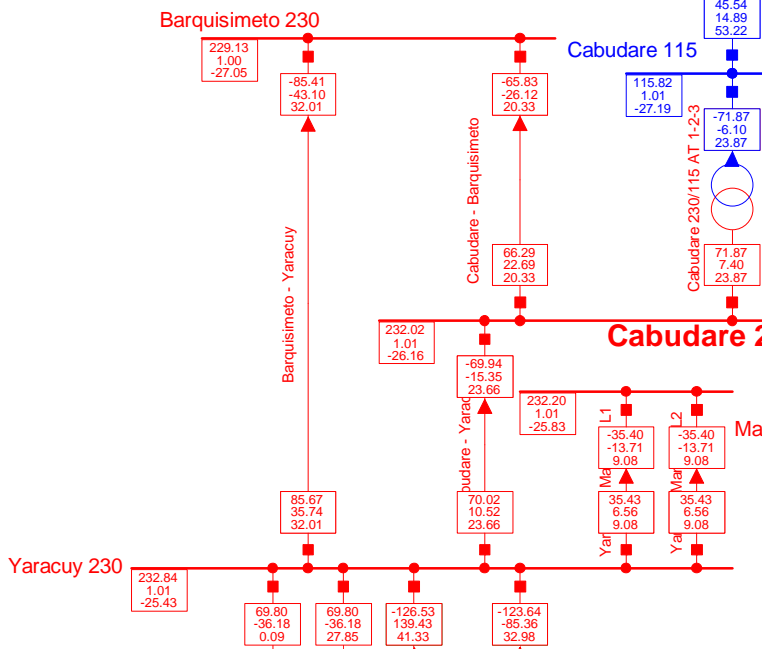
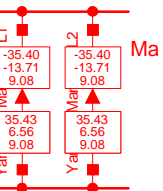
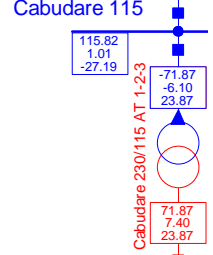
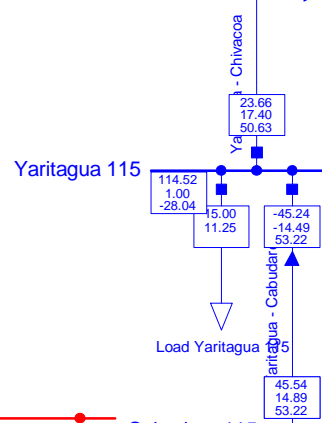
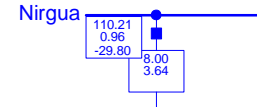
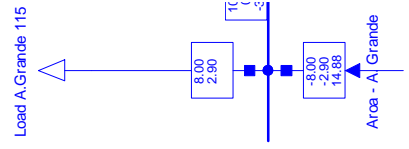
Calabozo - San Fernando L1

Calabozo - San Fernando L2

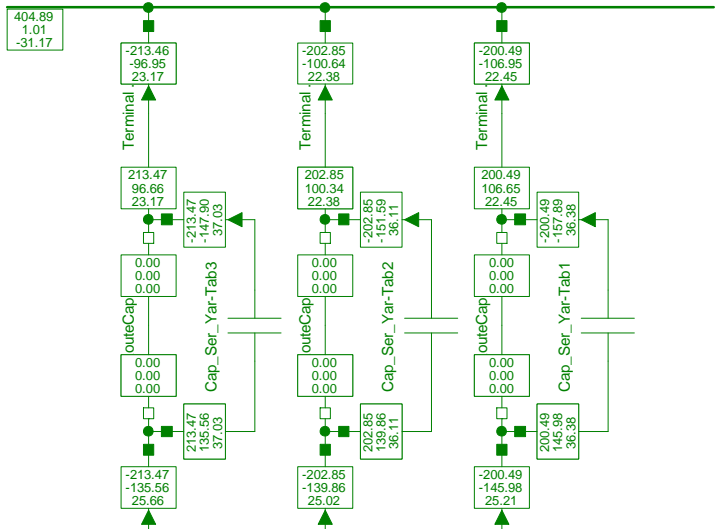
San Fern

Compensac...



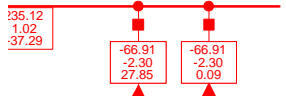


El Tablazo 400



ENELVEN

ENELCO



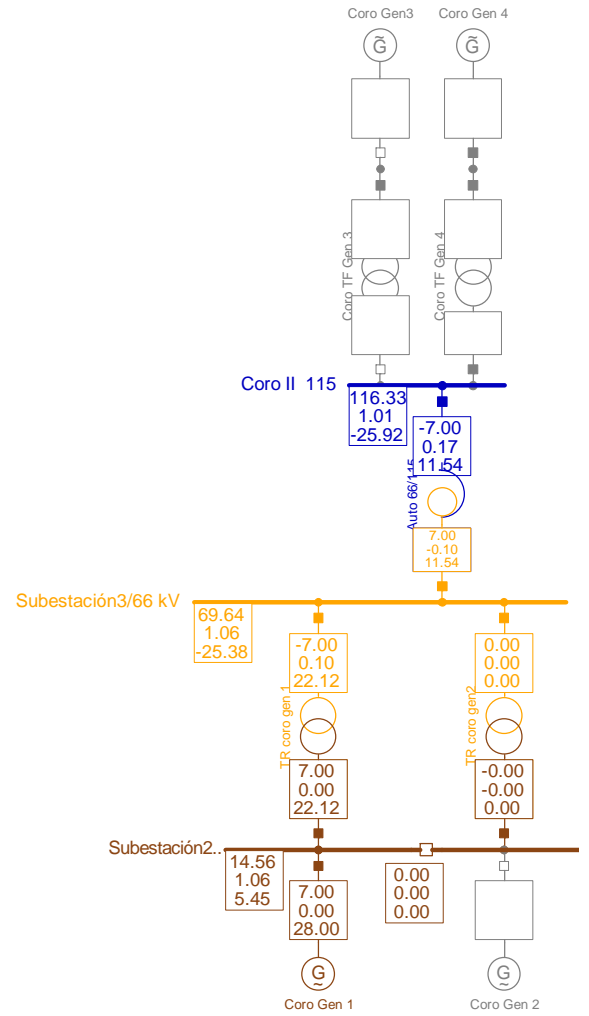
Las Morochas..

Yaracuy - Las Morochas L1

Terminal ..

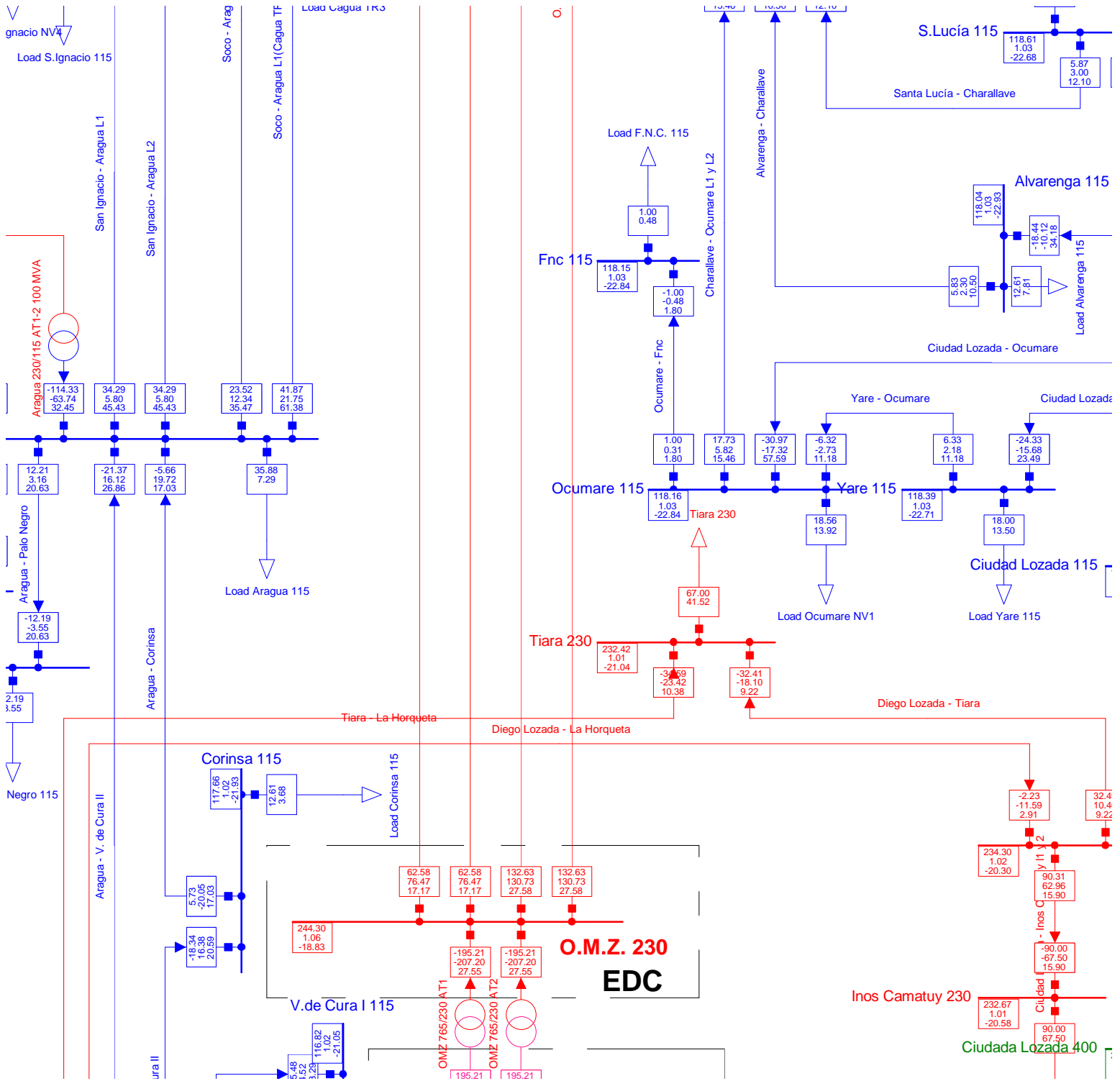
Terminal ..

Terminal ..



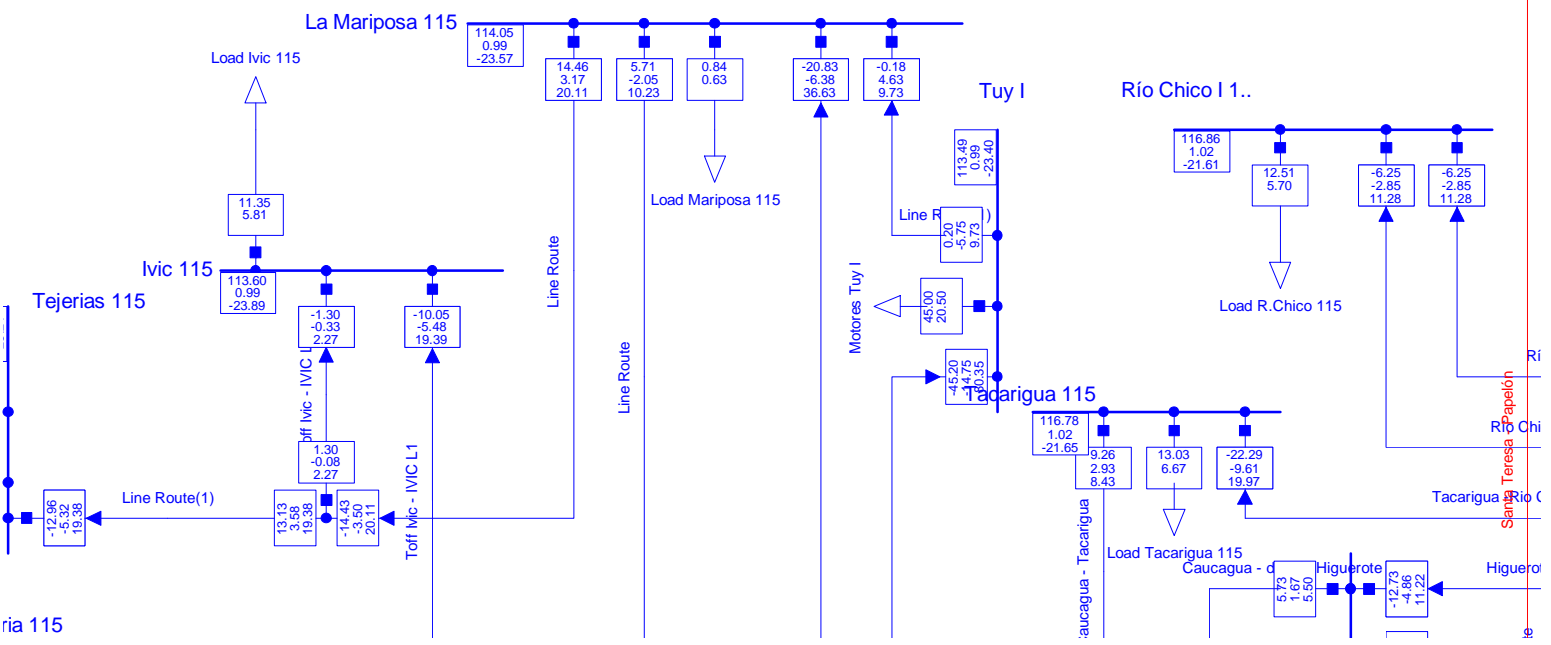
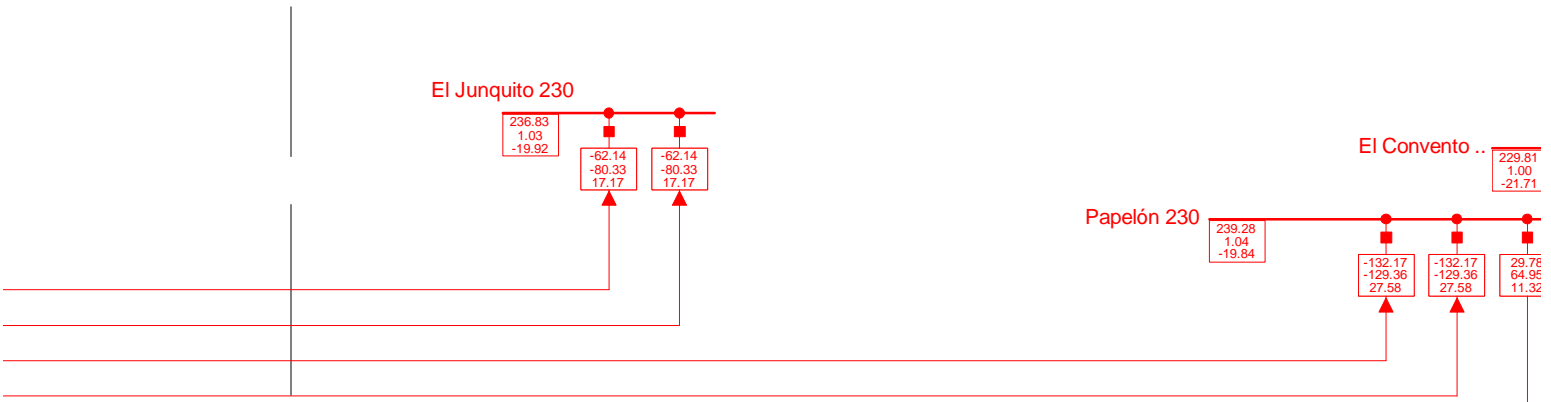
Carga Balanceada	
Tipos	Ramas
Tensión Línea-Línea, Magnitud [kV]	Potencia Activa [MW]
Tensión Magnitud [p.u.]	Potencia Reactiva [MVar]

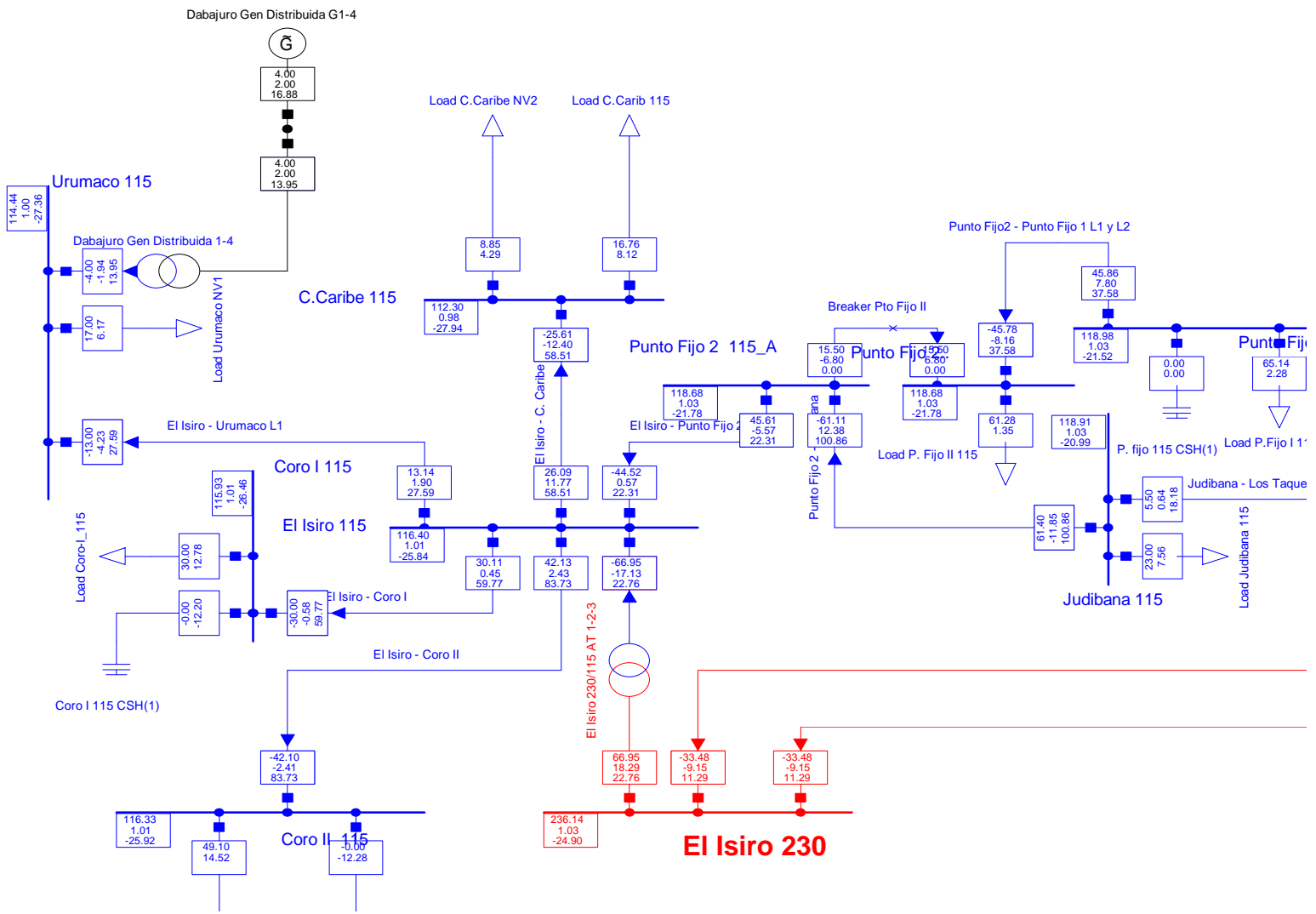
	Planta Cor
	Caso 200E





# EDC



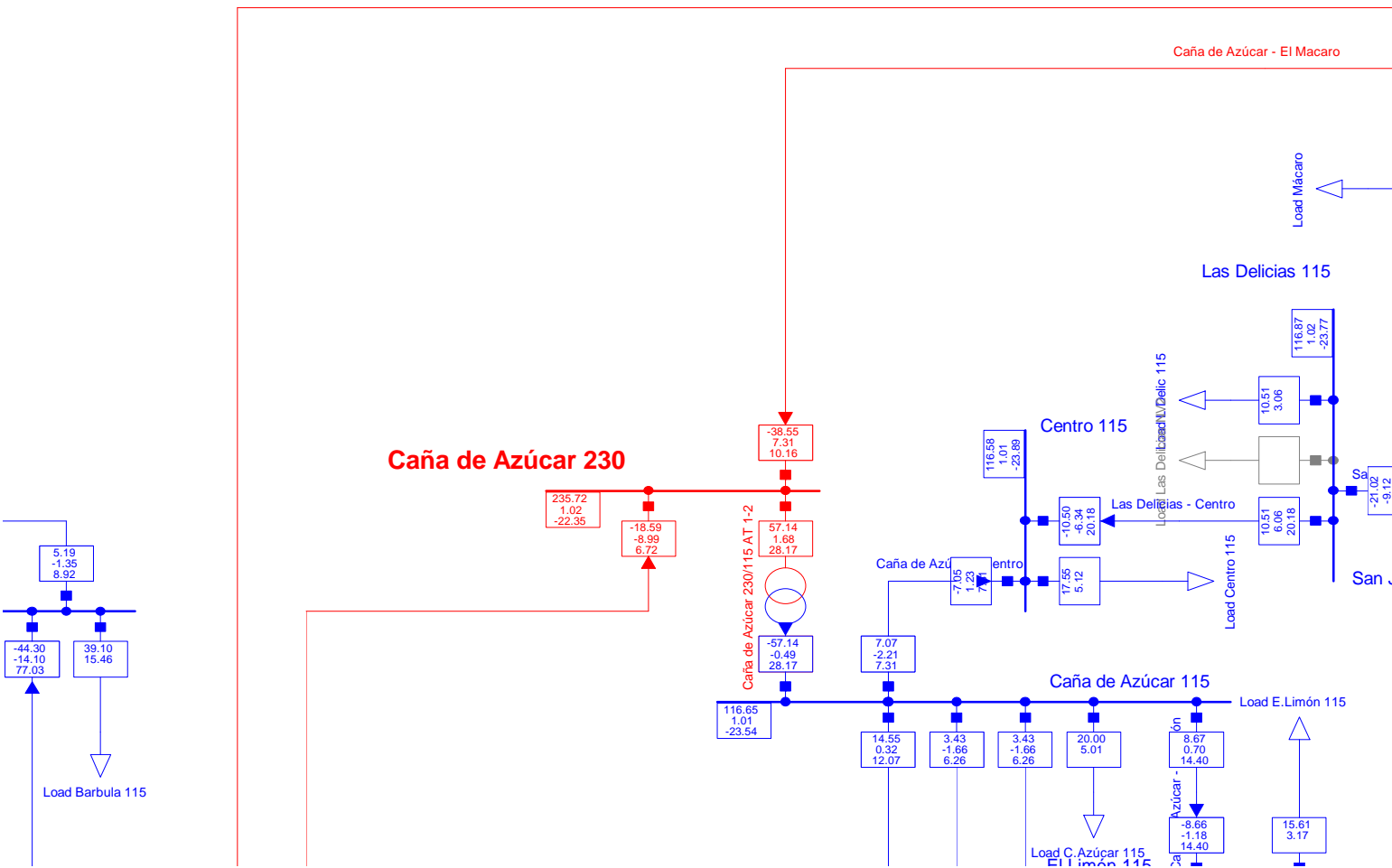


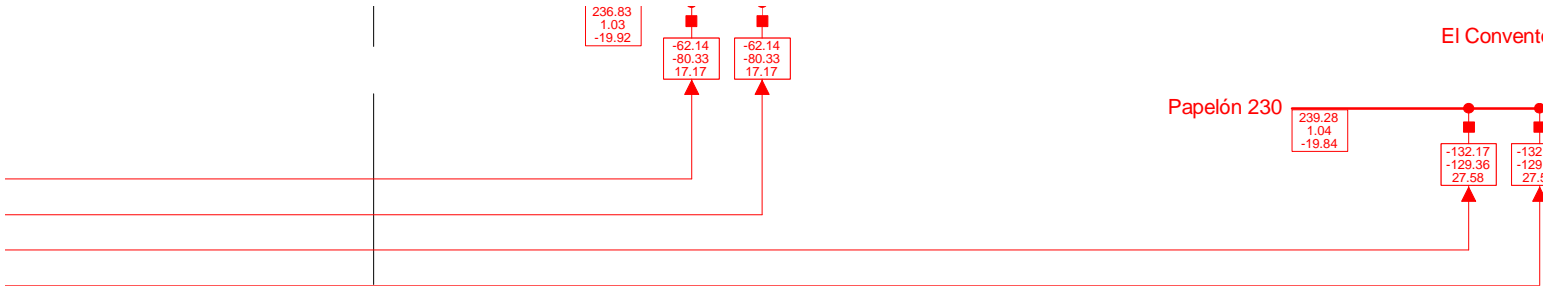




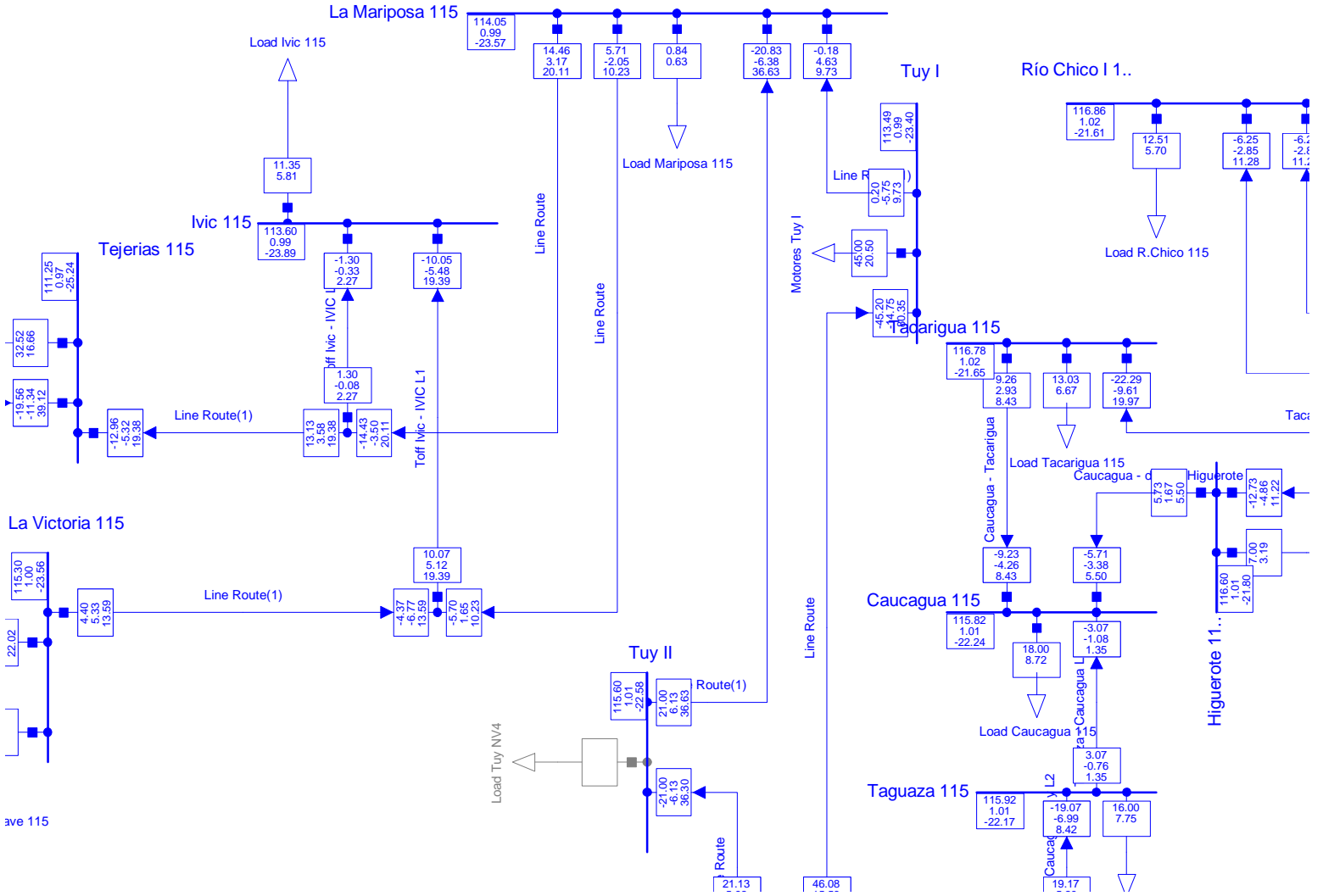
San Diego - El Macaro

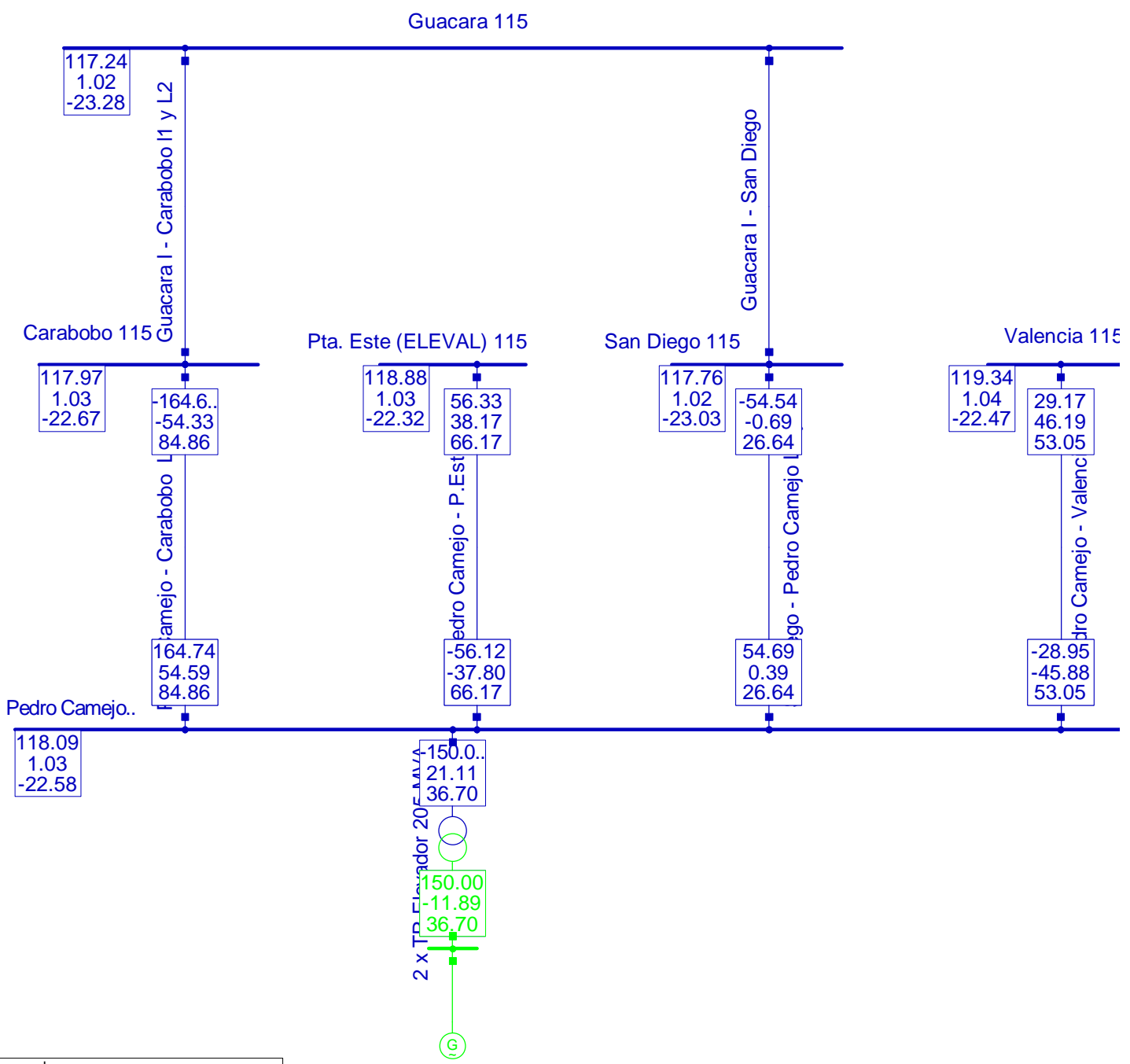
Caña de Azúcar - El Macaro





# EDC

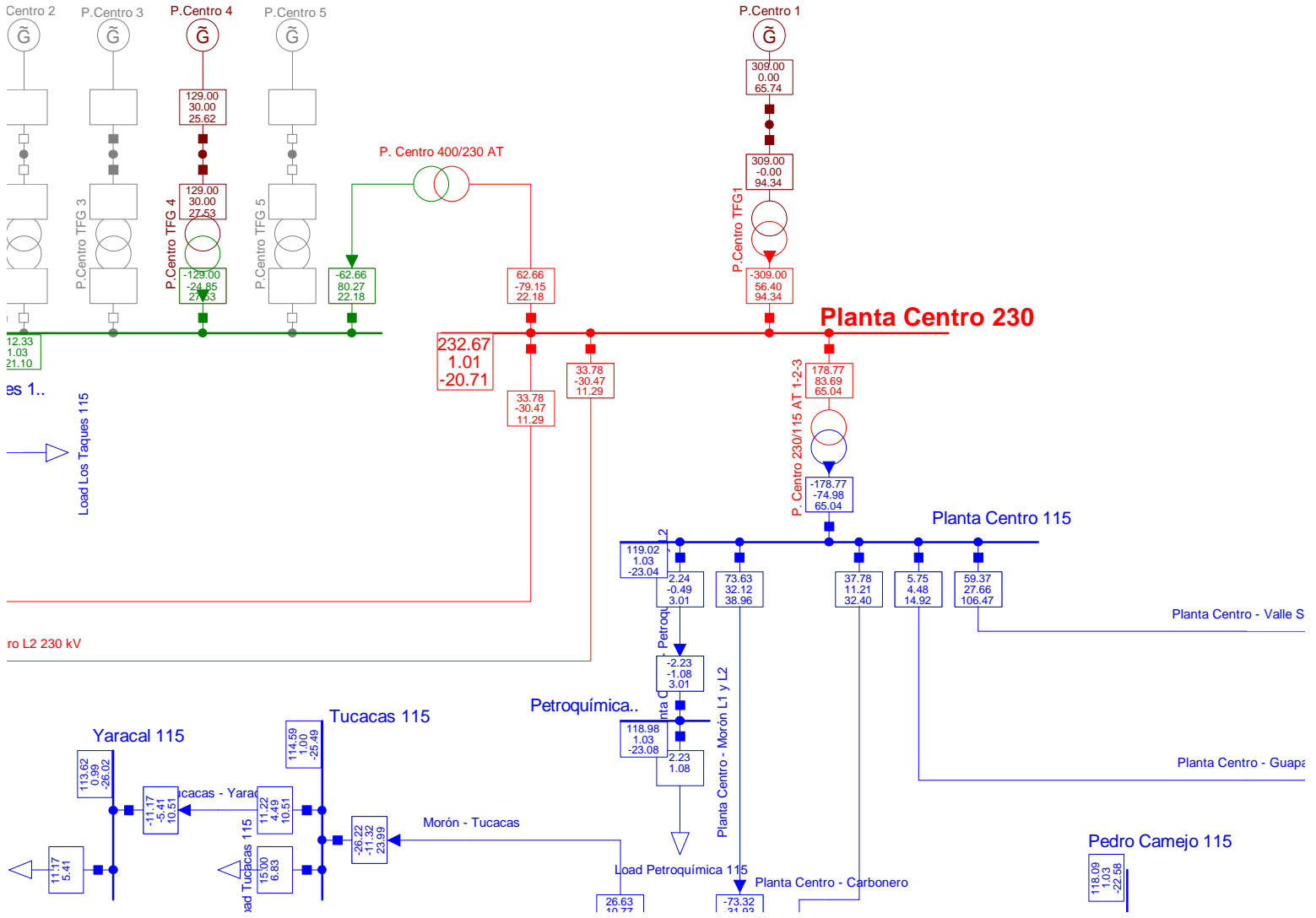




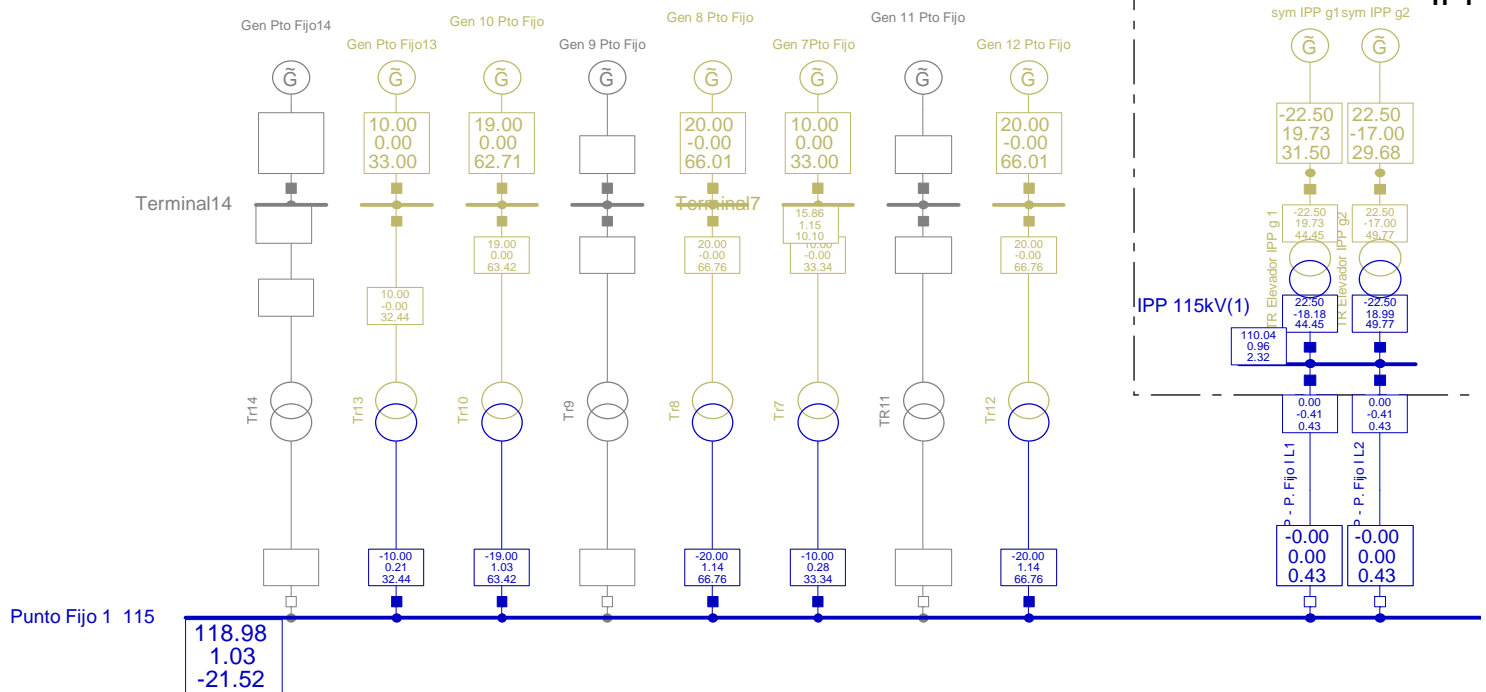
P.Camejo Siemens 2 x 197 MVA

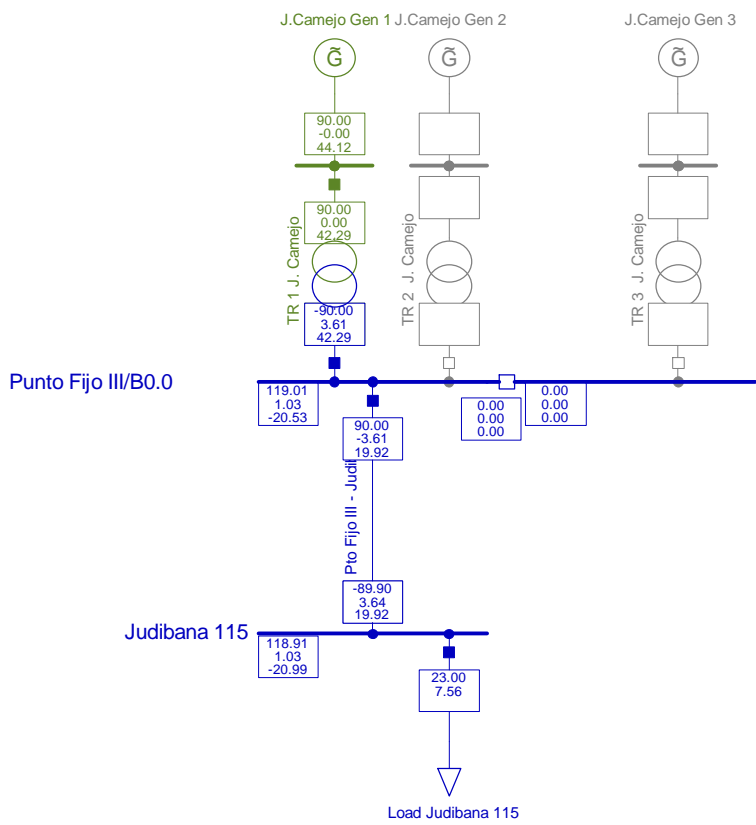
Carga Balanceada	
Tipos	Ramas
Unión Línea-Línea, Magnitud [kV]	Potencia Activa [MW]
Unión Magnitud [p.u.]	Potencia Reactiva [MVar]

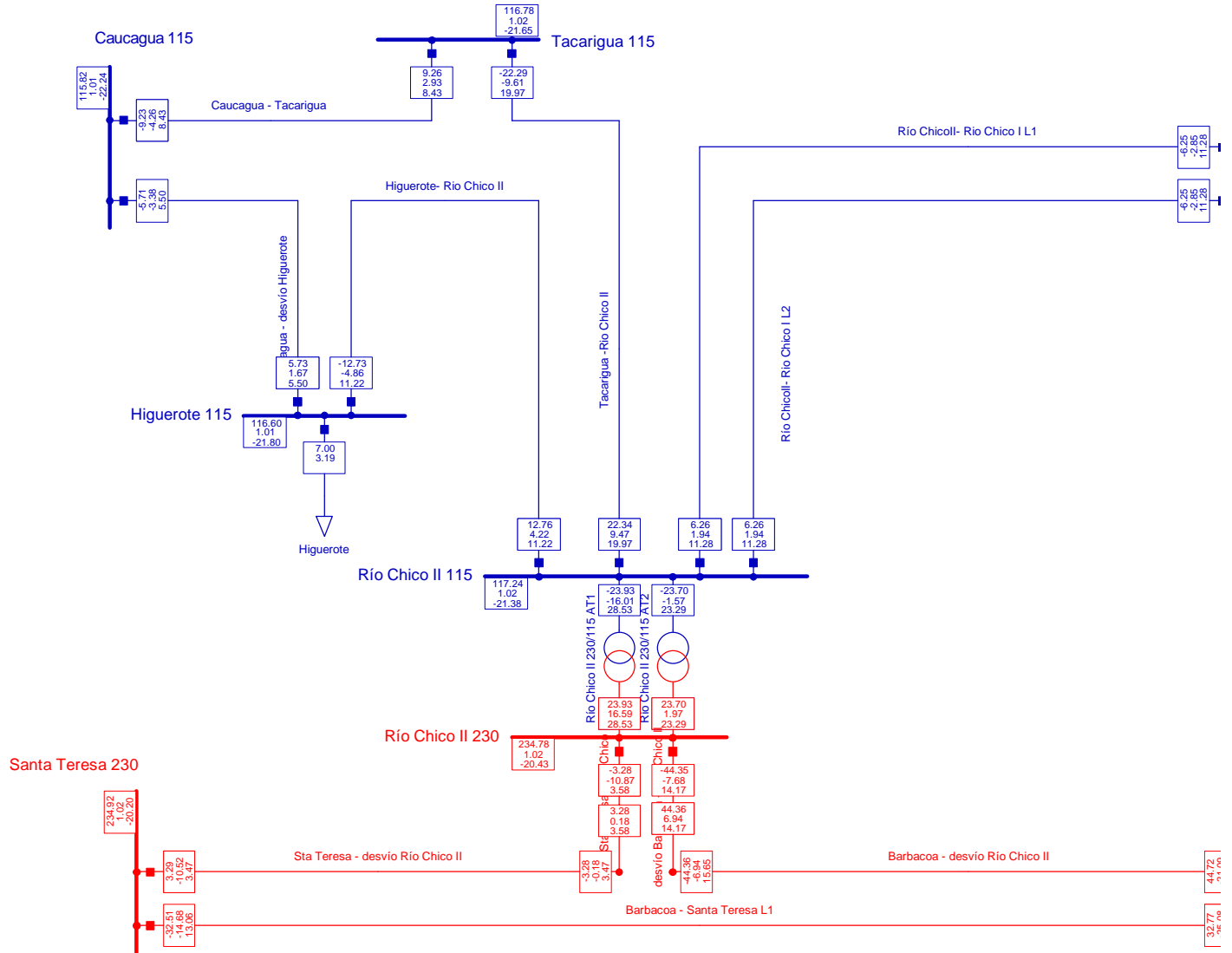
Planta Pedro C.	
En servicio 2 unidades 19	
Cada día	







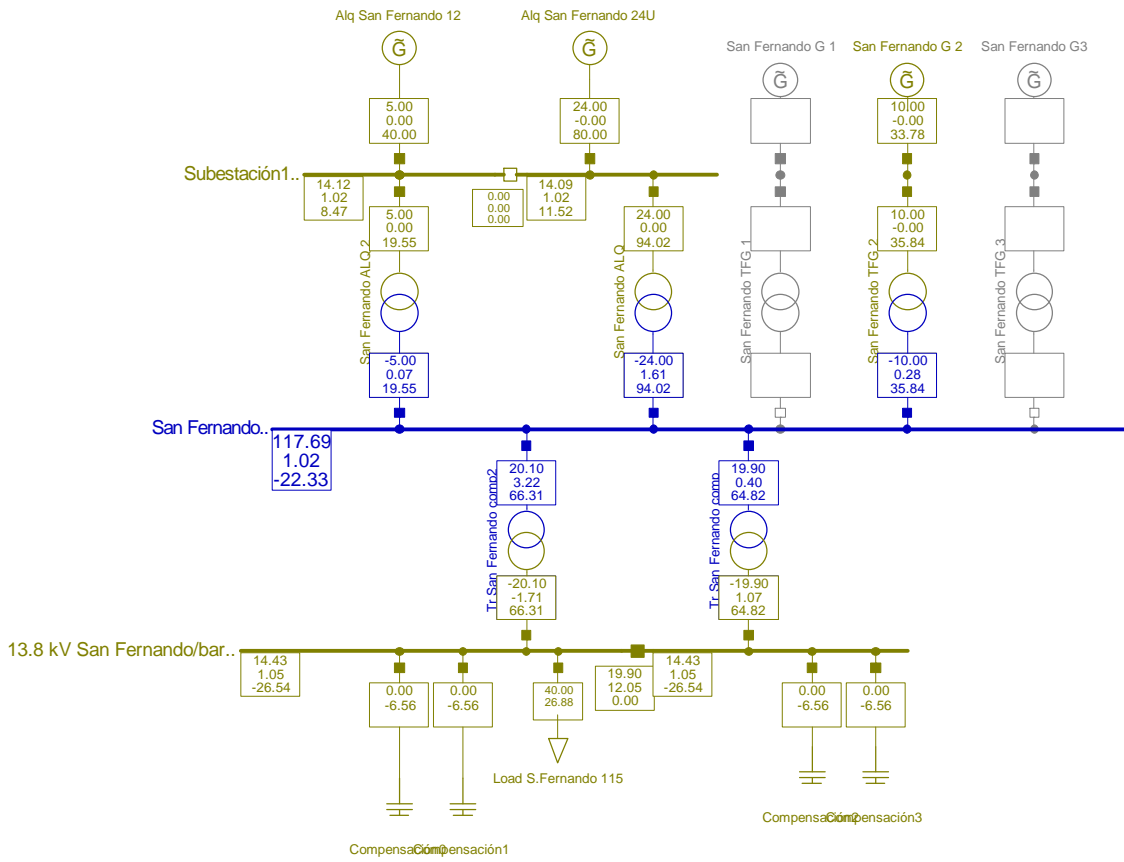


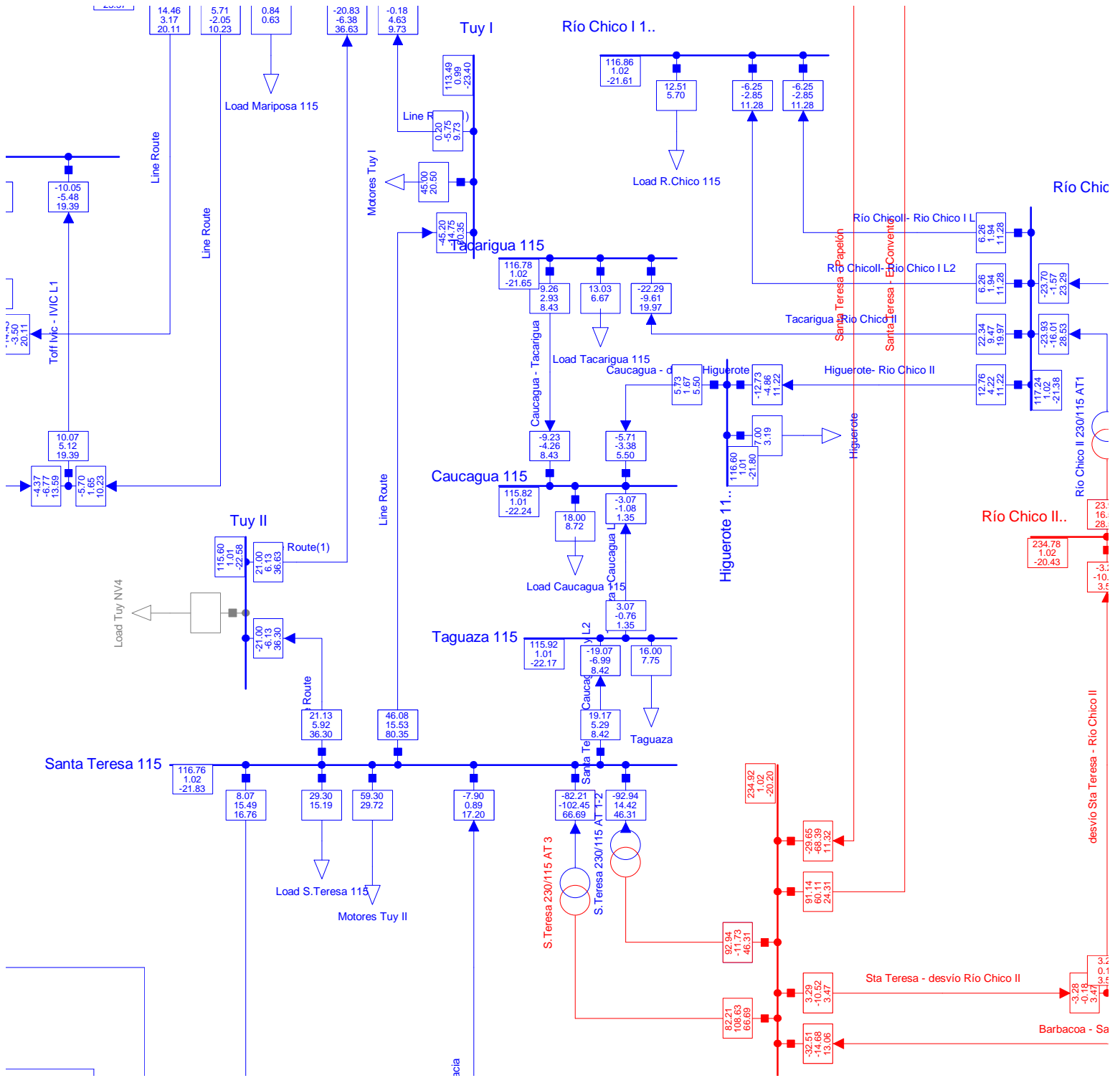


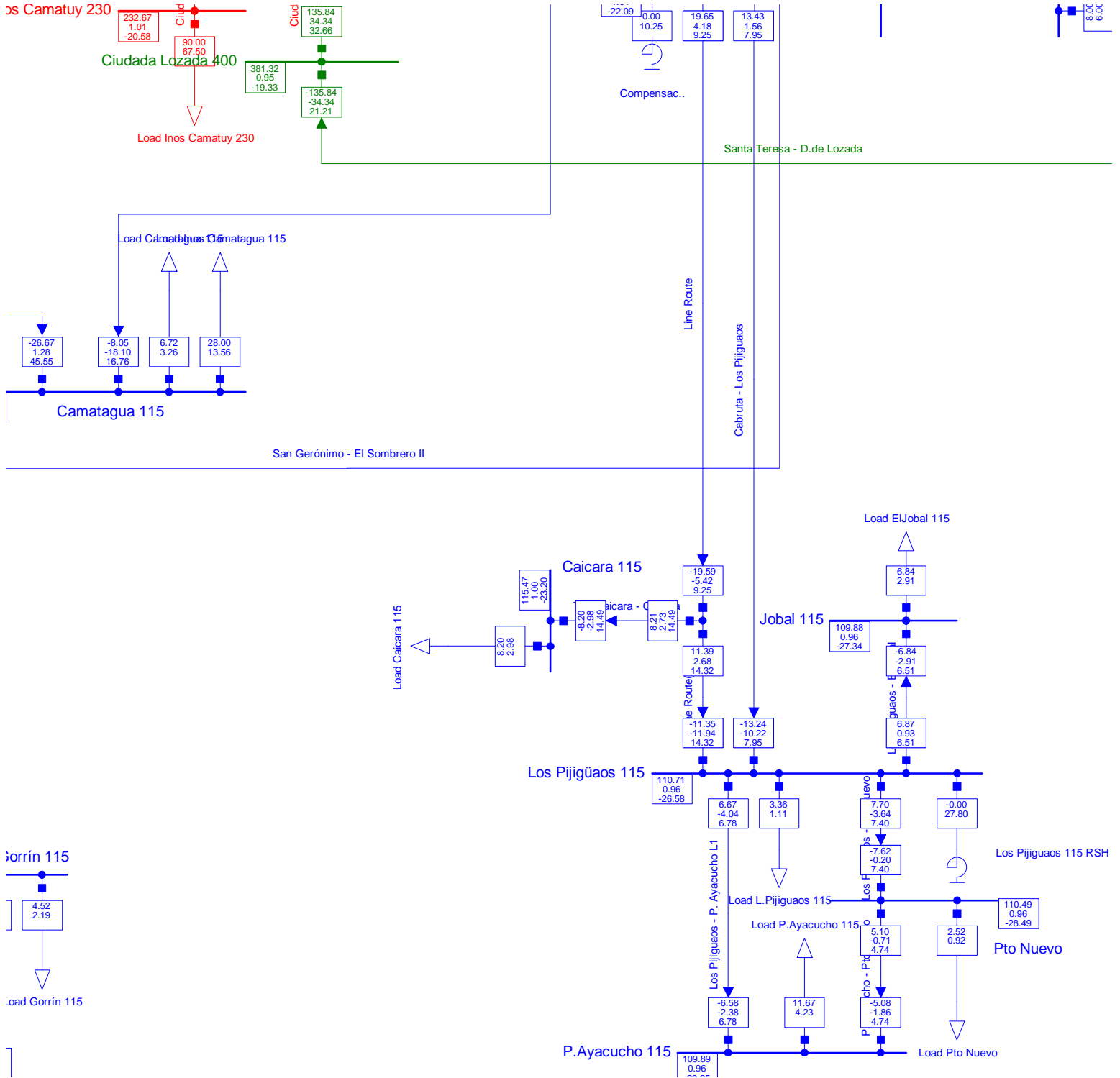
Carga Balanceada	
Modos	Ramas
Transmisión Línea-Línea, Magnitud [kV]	Potencia Activa [MW]
Transmisión Magnitud [kV]	Potencia Reactiva [MVar]

<b>Jose G Imbernon</b>	Mínima demanda año 2006
	Desvío de la línea Barbacoa I - Santa Teresa S/F Río Chico II en 230 kV y puesta a tierra









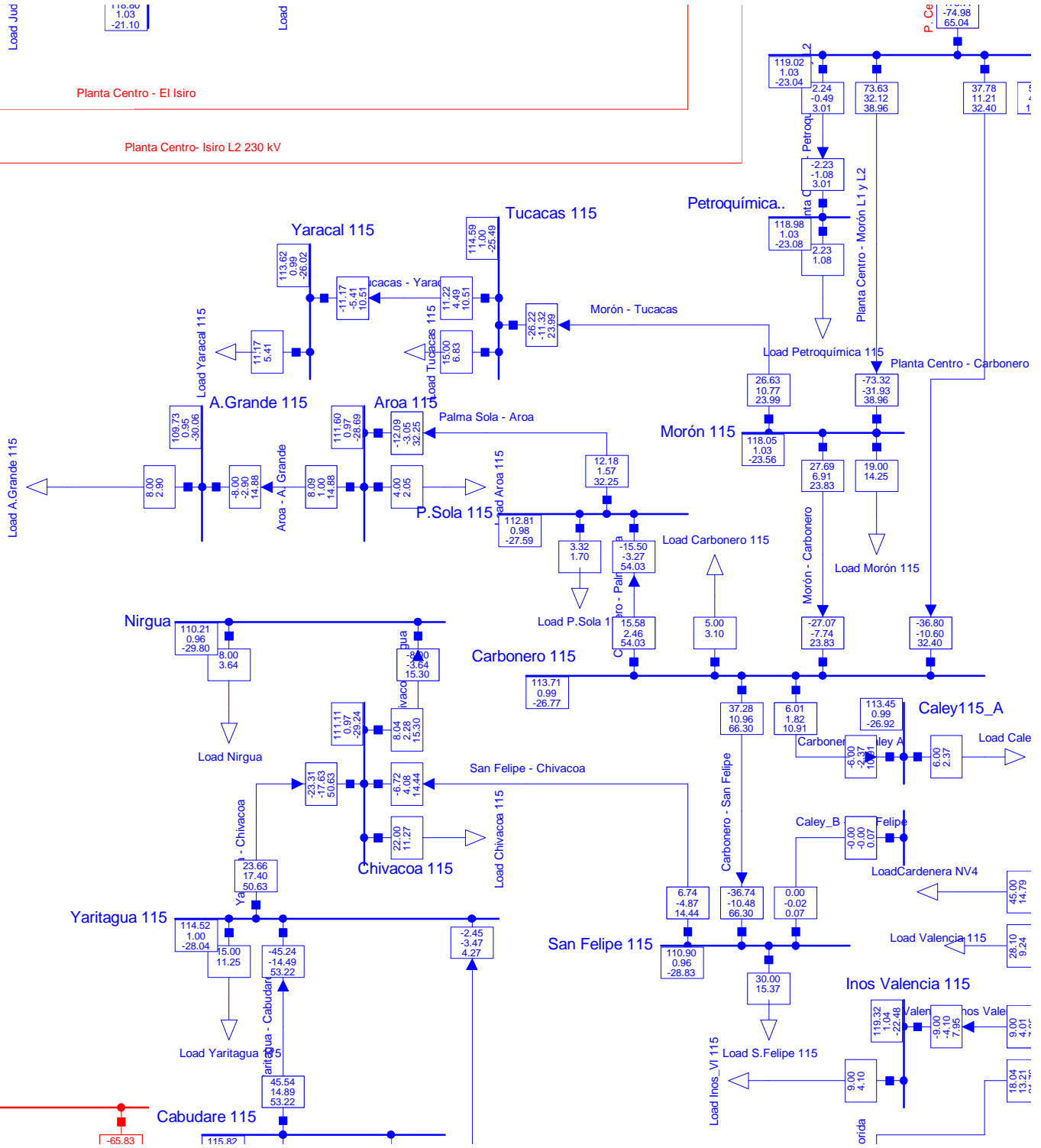
Judibana 115

110.00  
1.03  
-21.10

Load

Planta Centro - El Isiro

Planta Centro- Isiro L2 230 KV



arquismeto 230

229.13  
1.00  
-27.05

-85.41

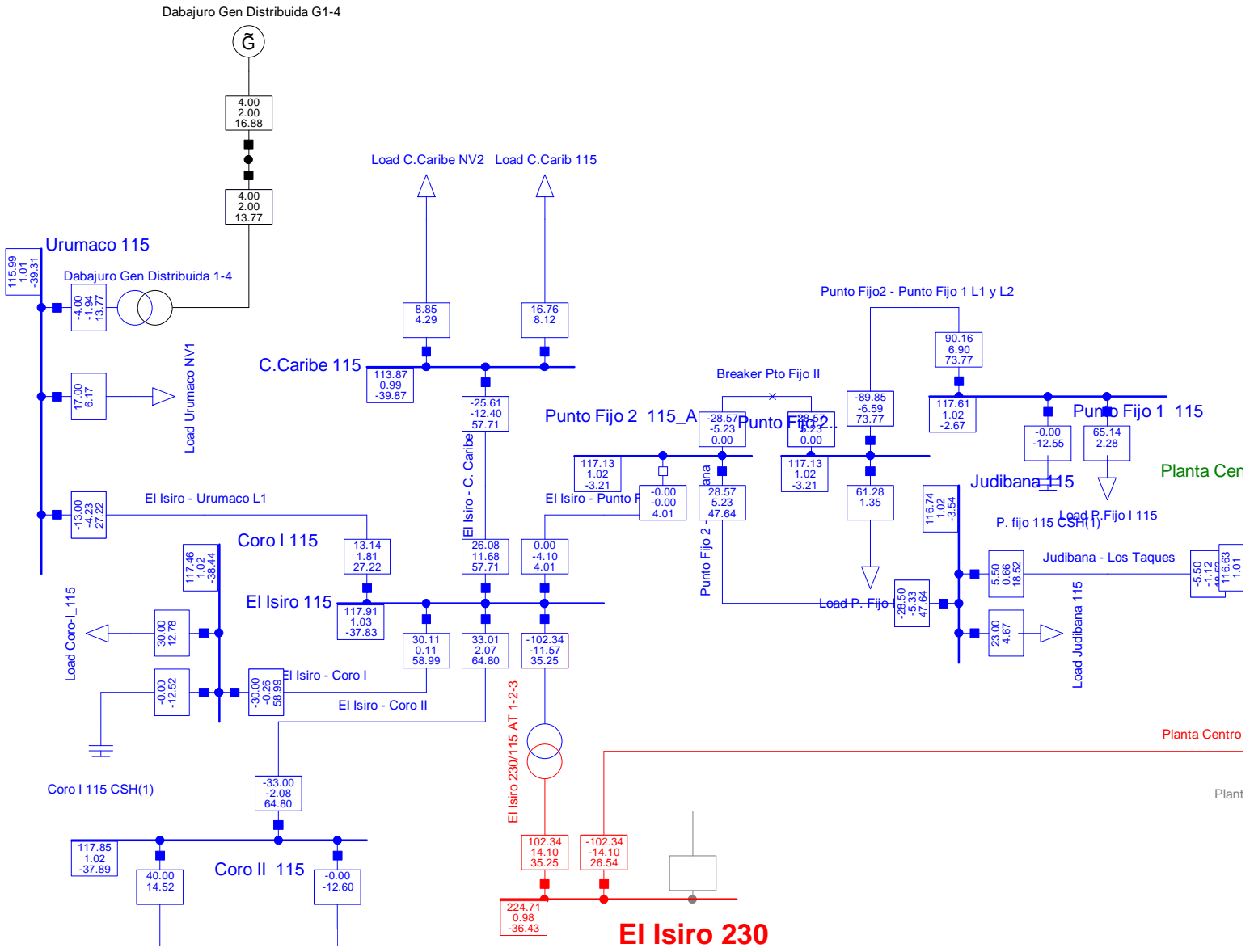
-65.83

115.82

18.04  
13.21

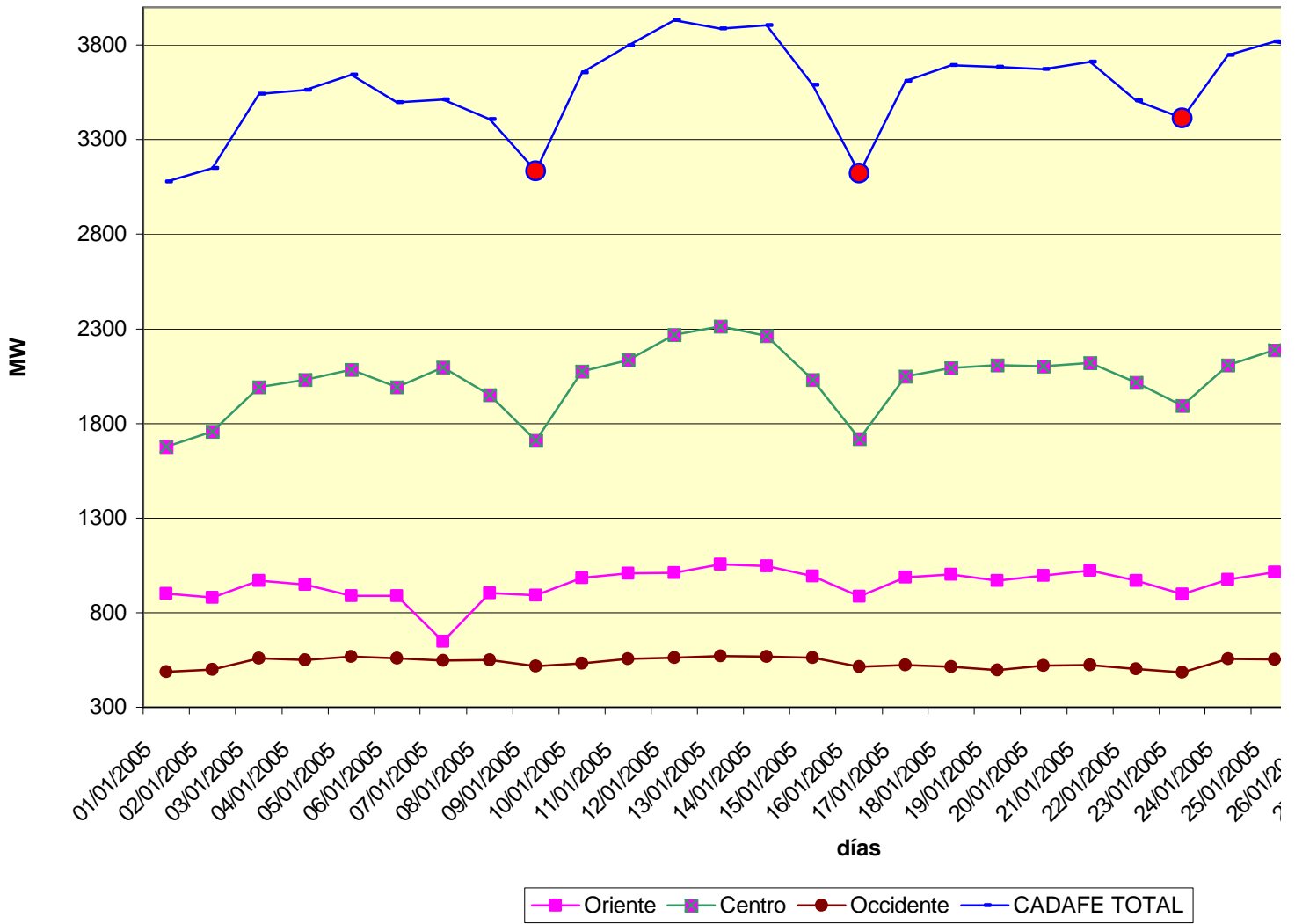
4.01  
-4.01



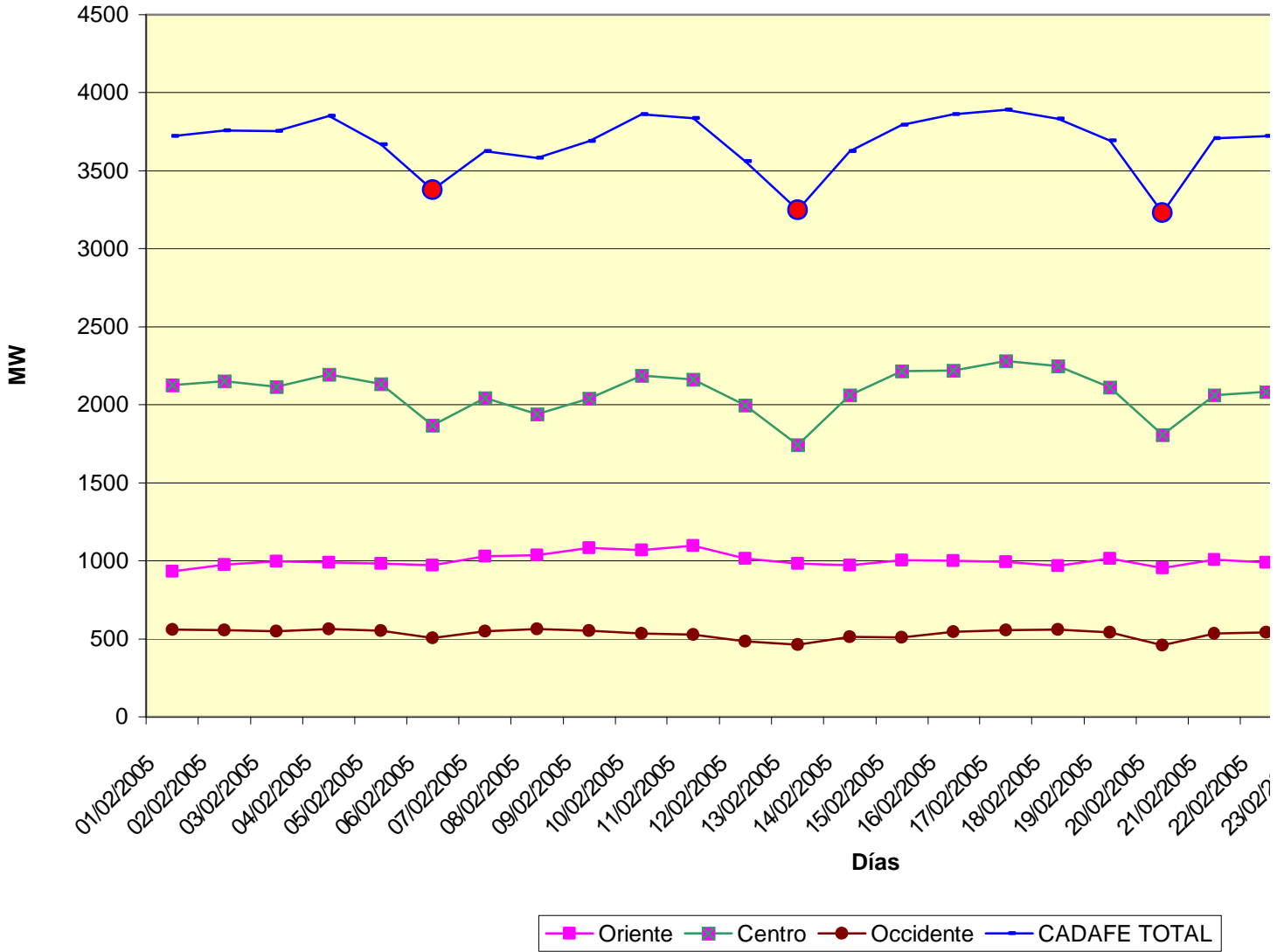




### Demanda de CADAFE de enero de 2005

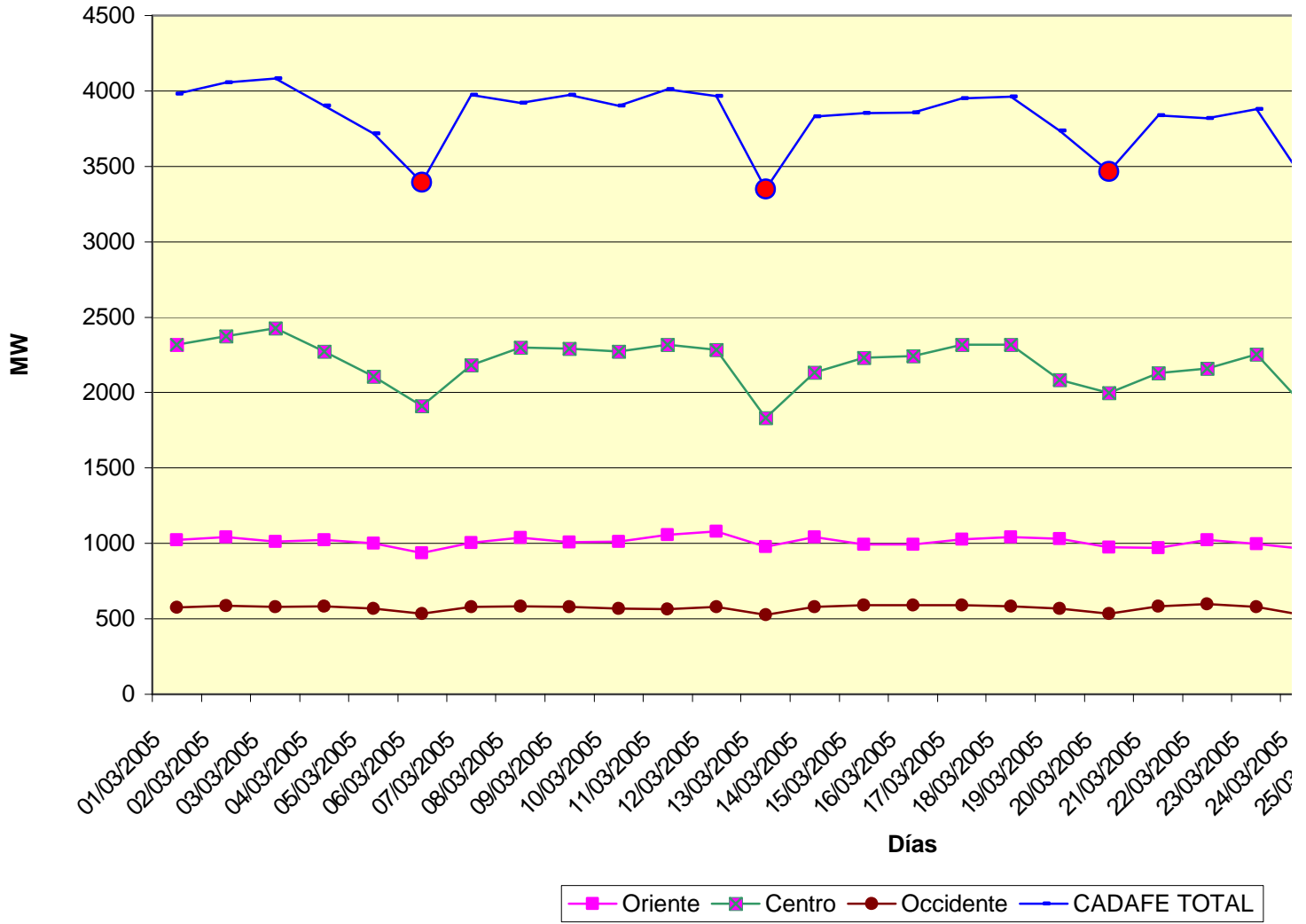


### Demanda mínima de febrero de 2005

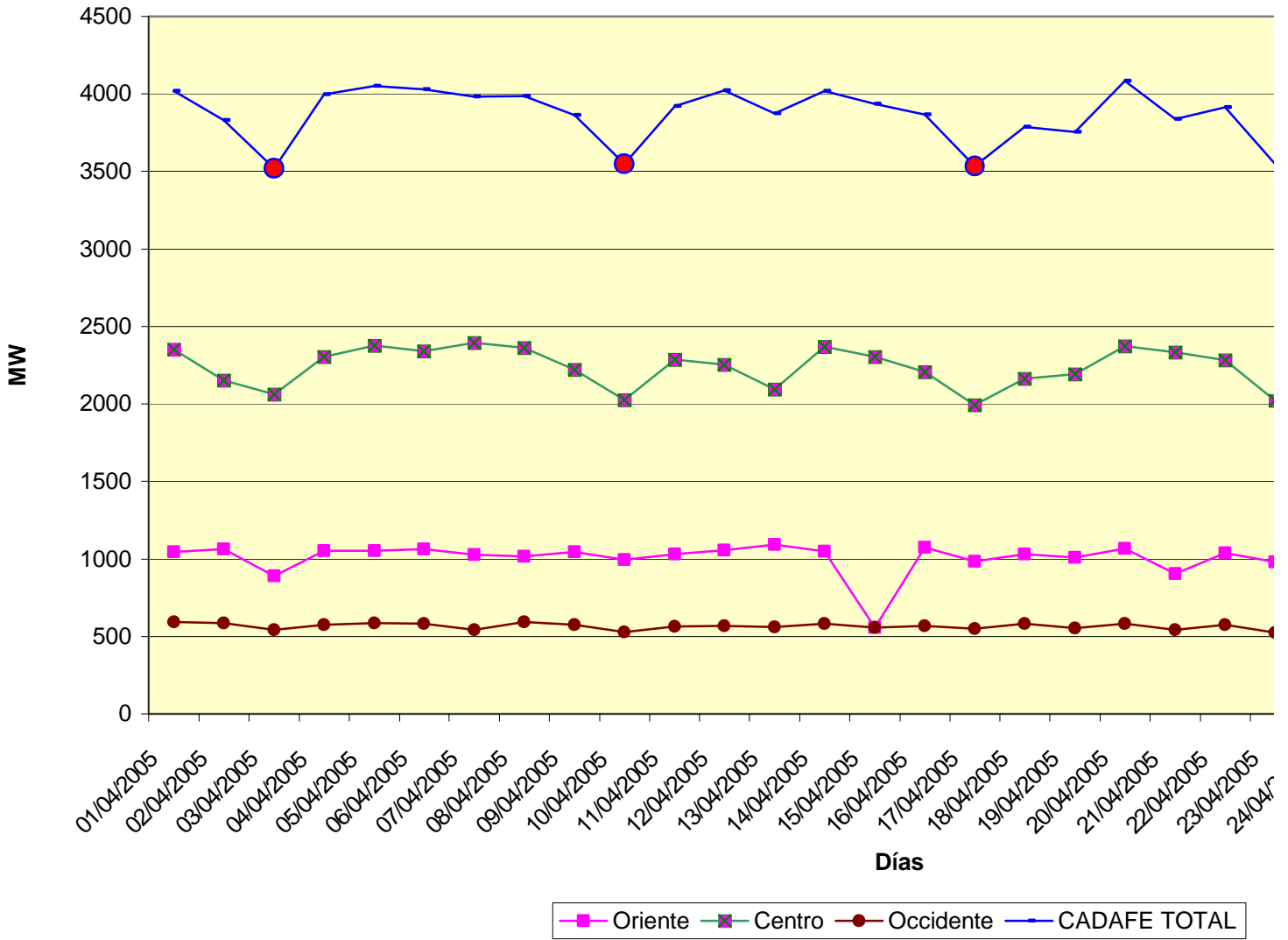




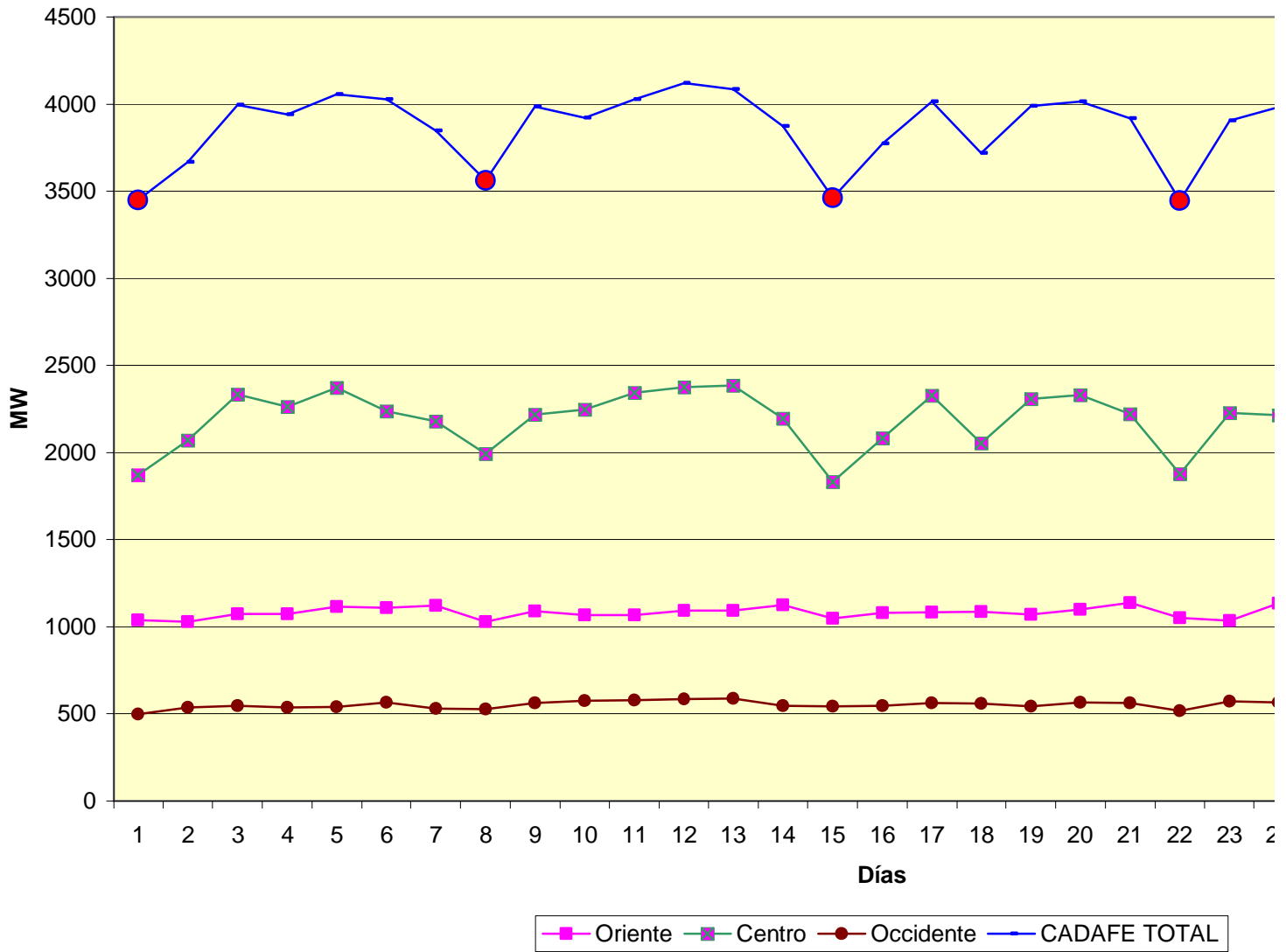
### Demanda mínima de marzo de 2005



### Demanda mínima de abril de 2005

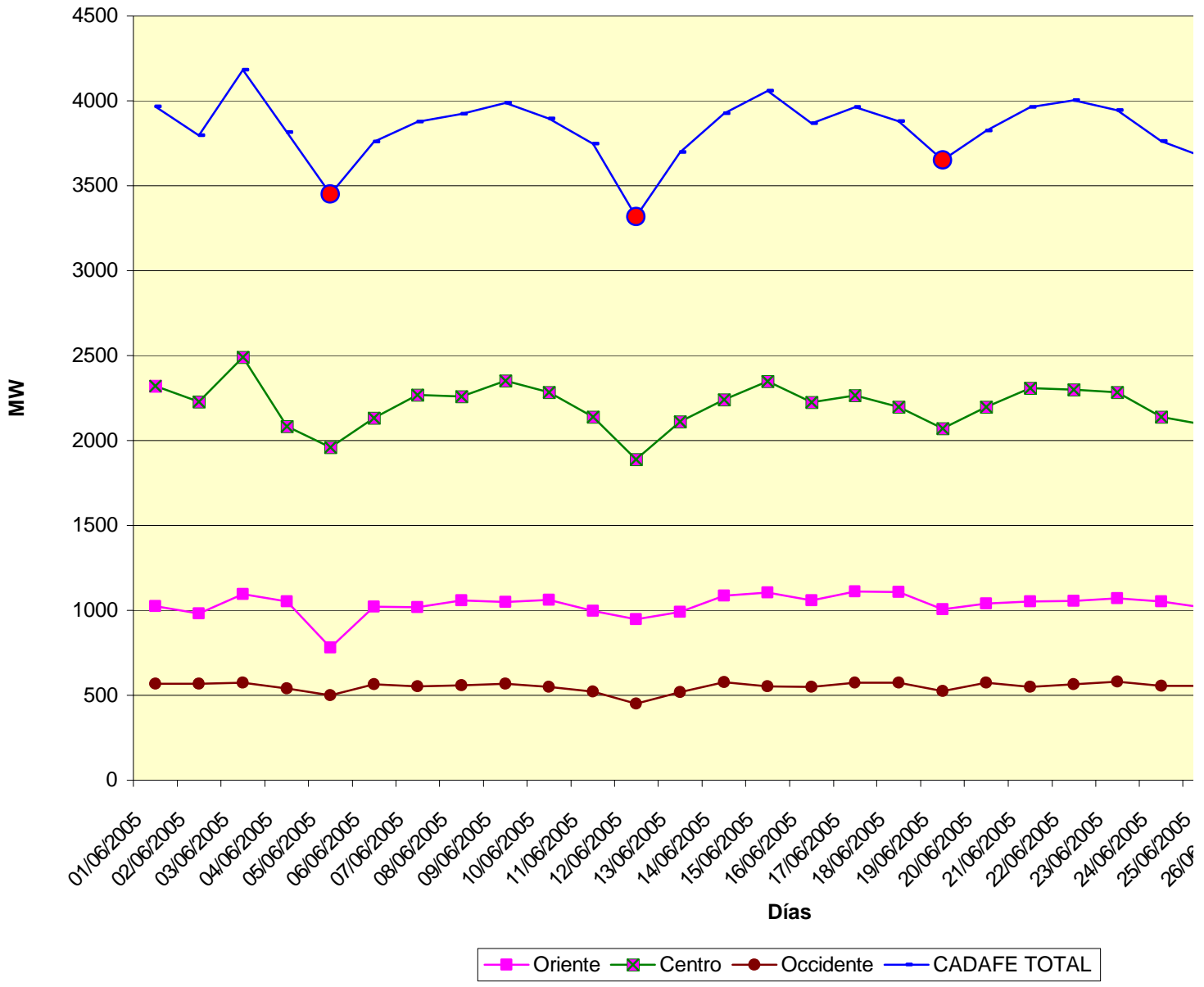


### Demanda mínima de mayo de 2005

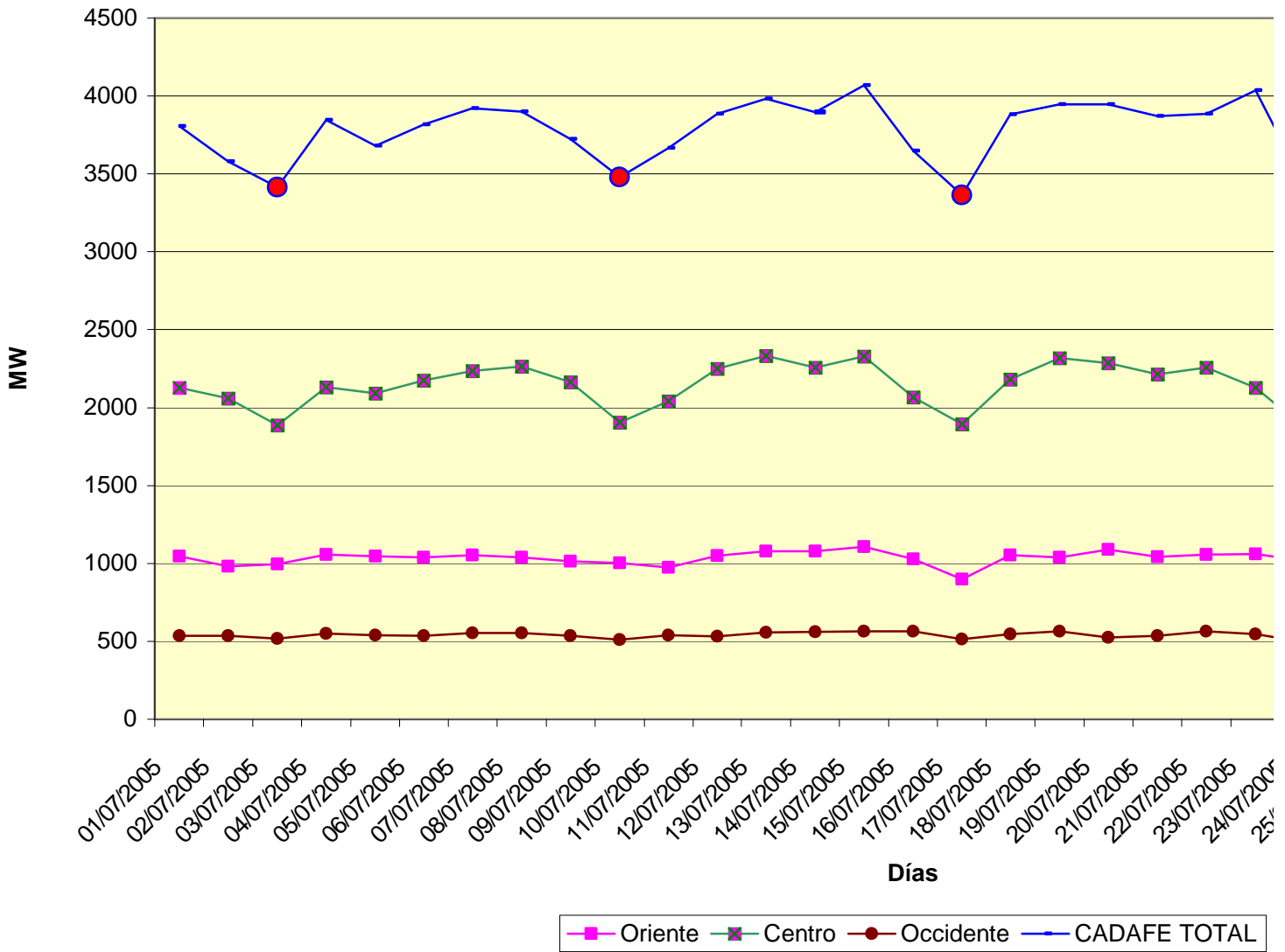




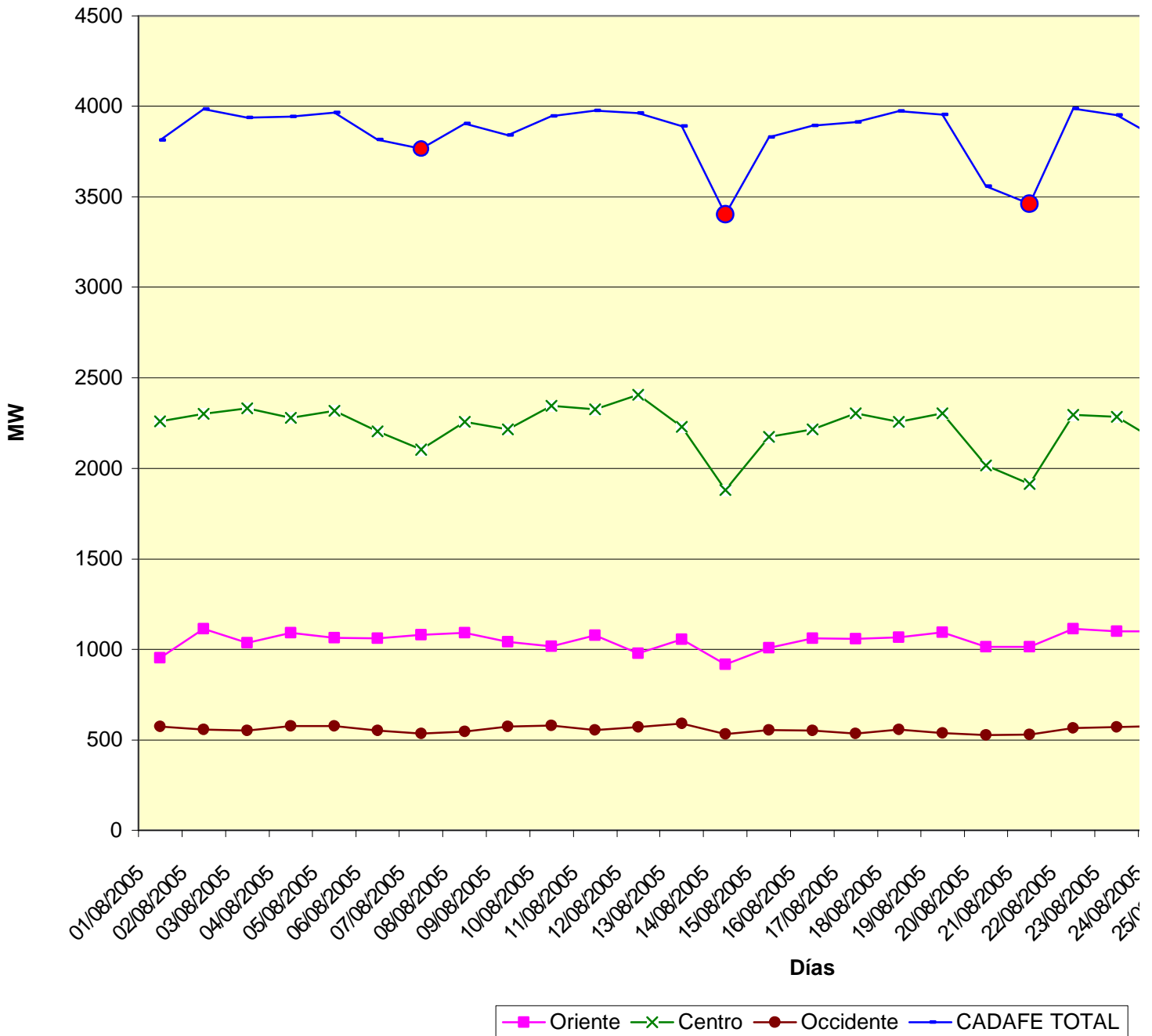
### Demanda mínima de junio de 2005



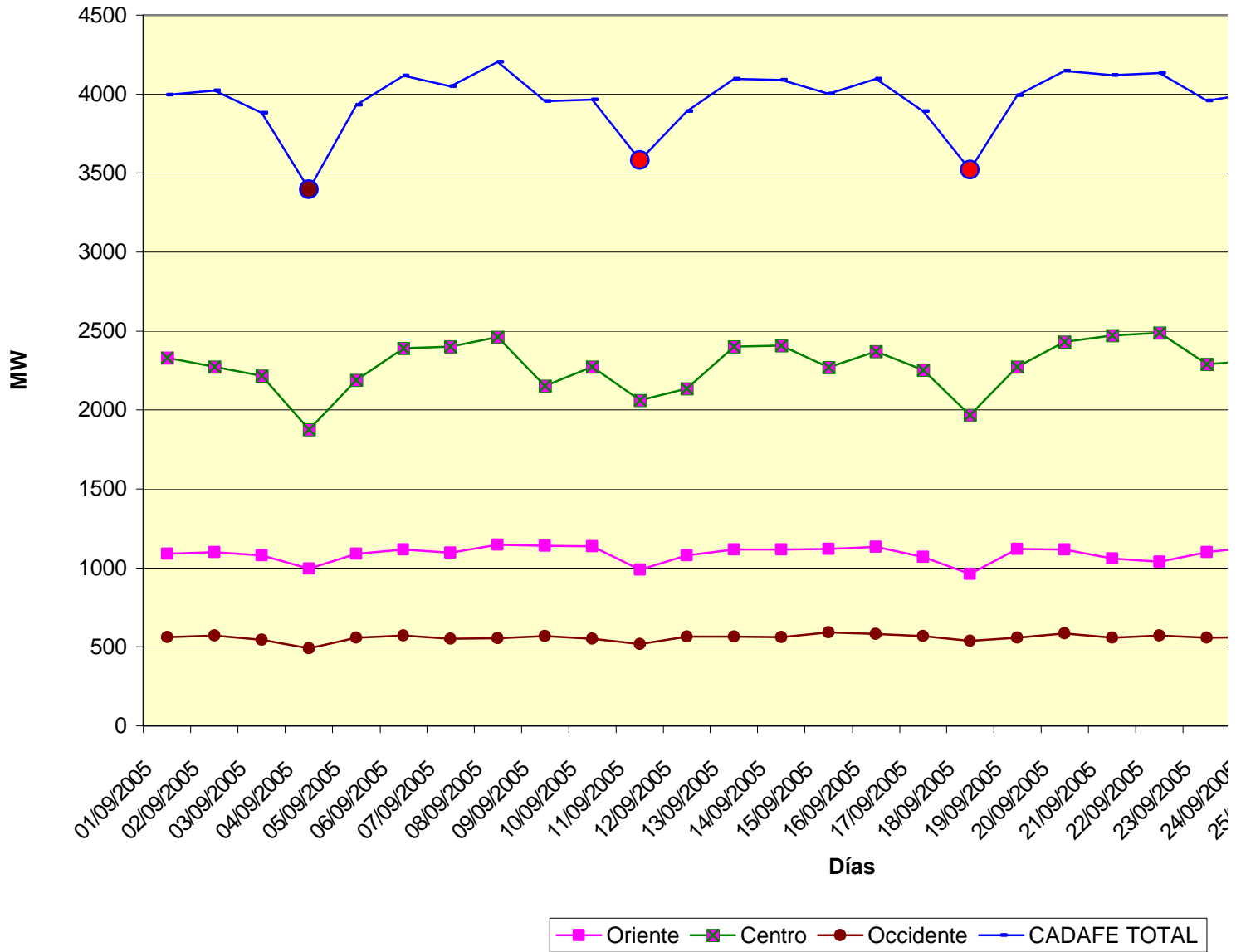
### Demanda mínima de julio de 2005



### Demanda mínima de agosto de 2005

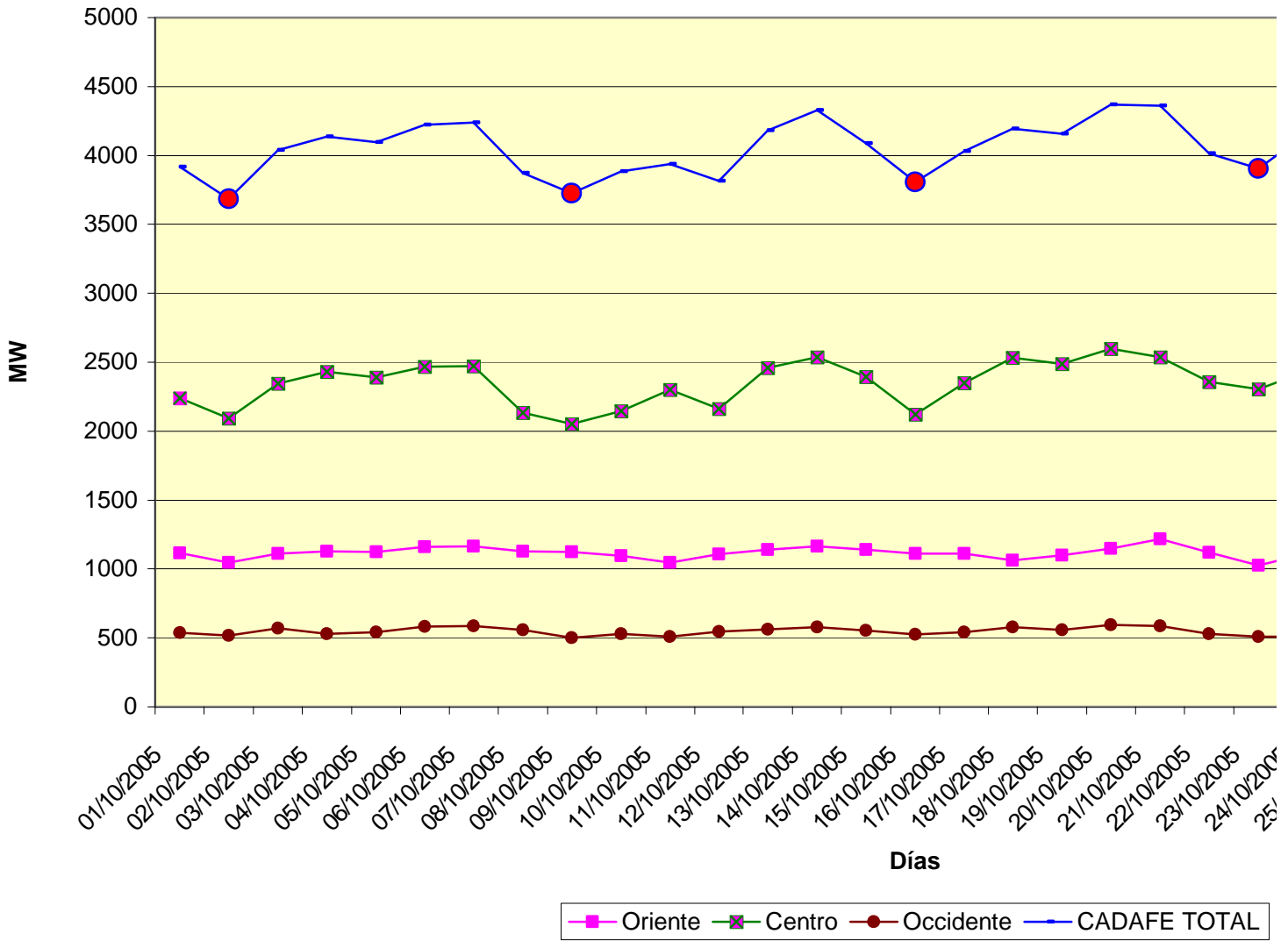


### Demanda mínima de septiembre de 2005

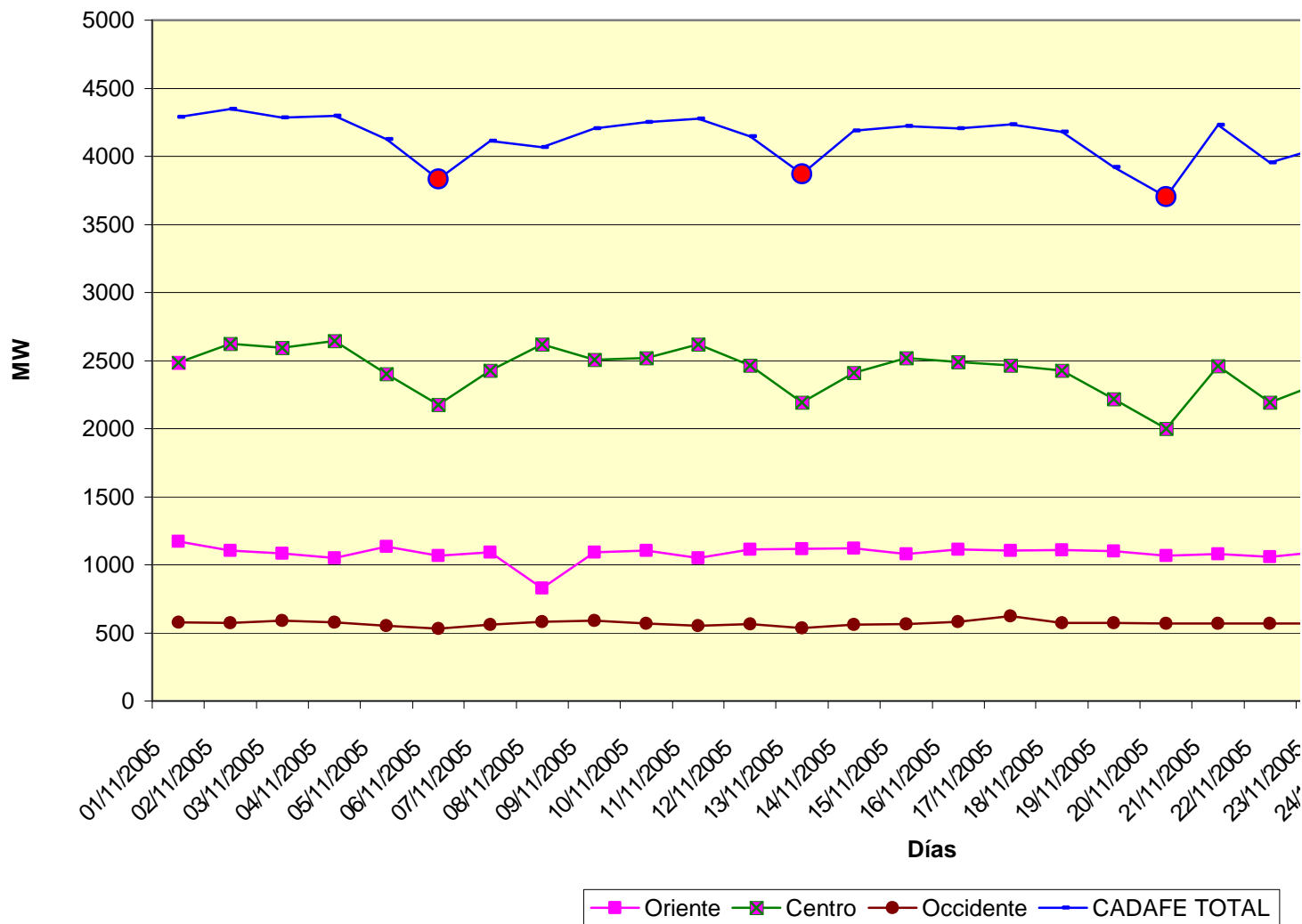




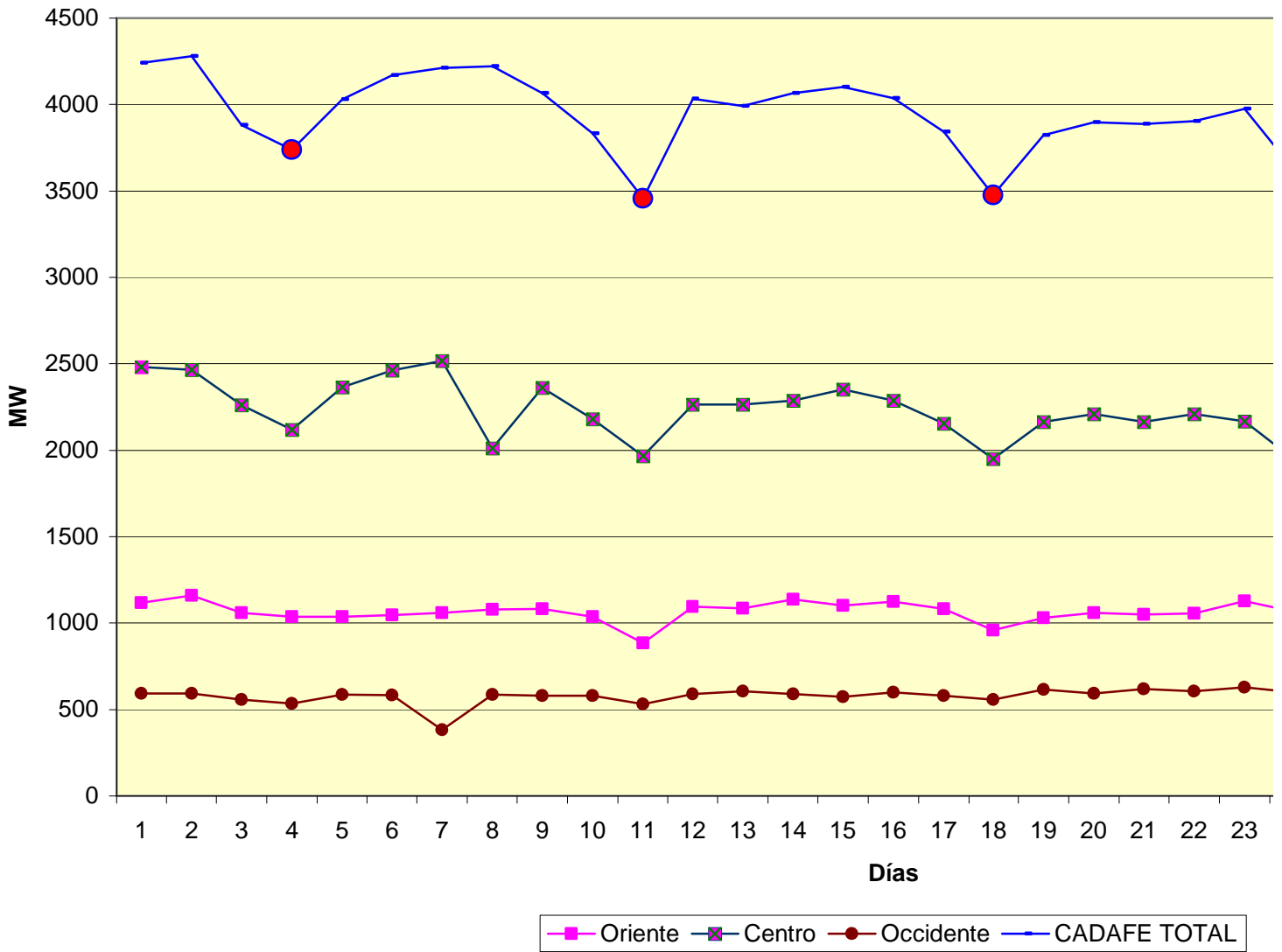
### Demanda mínima de octubre de 2005



### Demanda mínima de noviembre de 2005

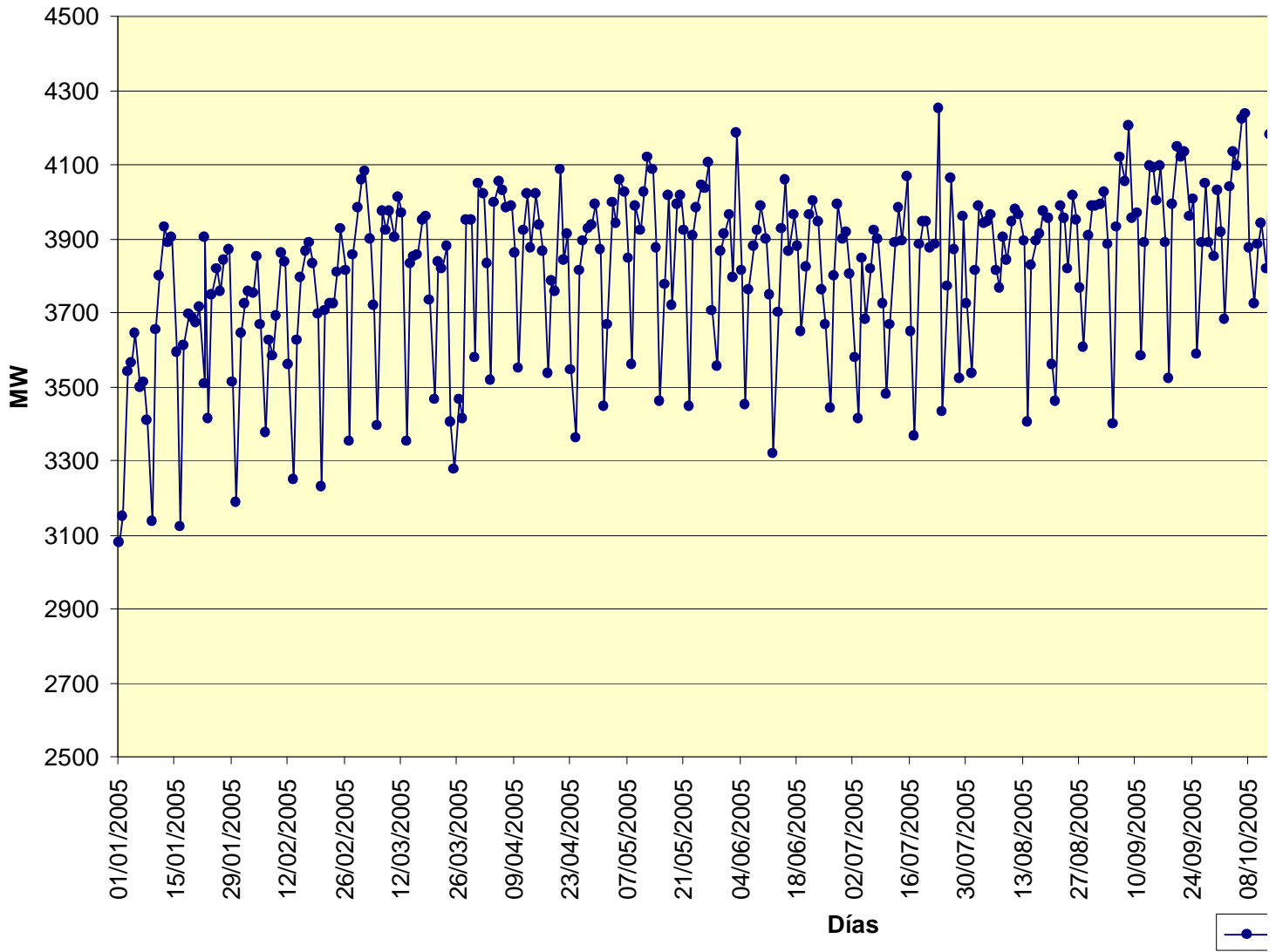


### Demanda de diciembre de 2005



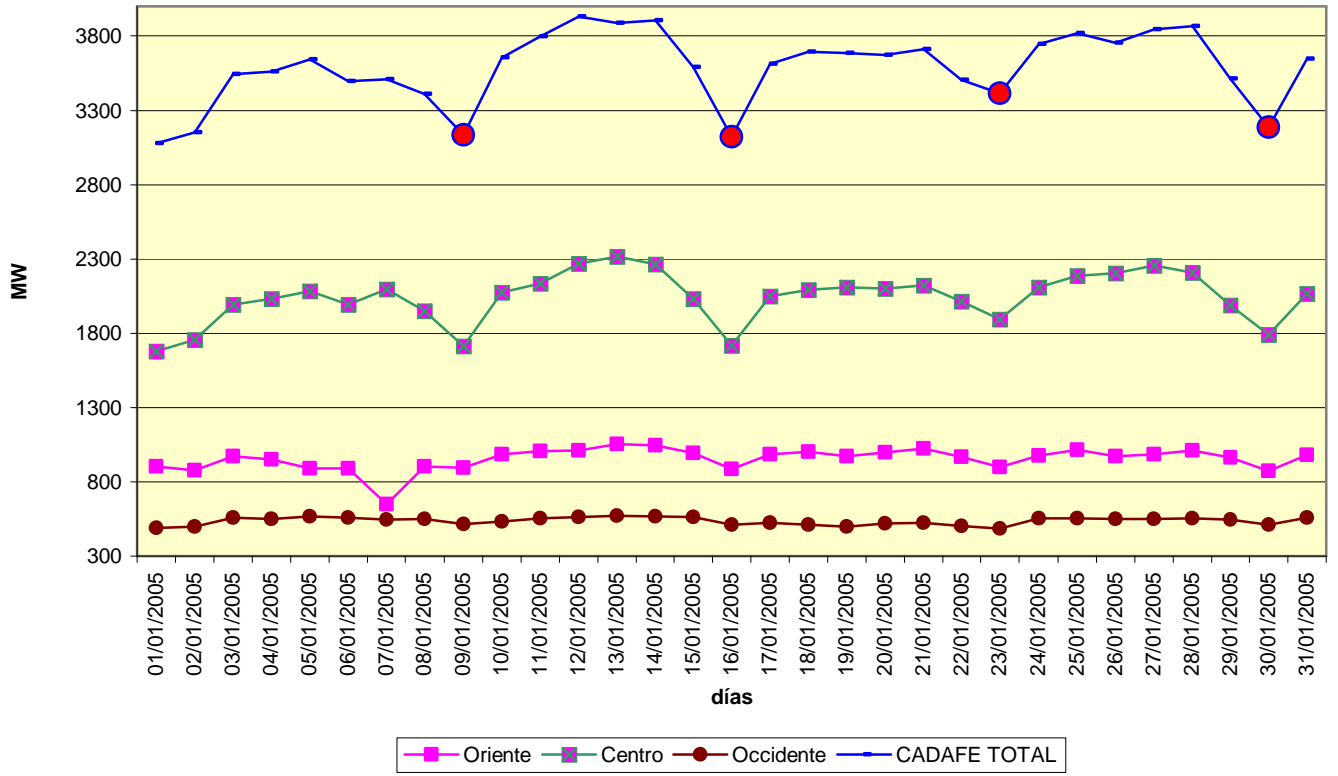


### Demanda total de CADAFE del año 2005

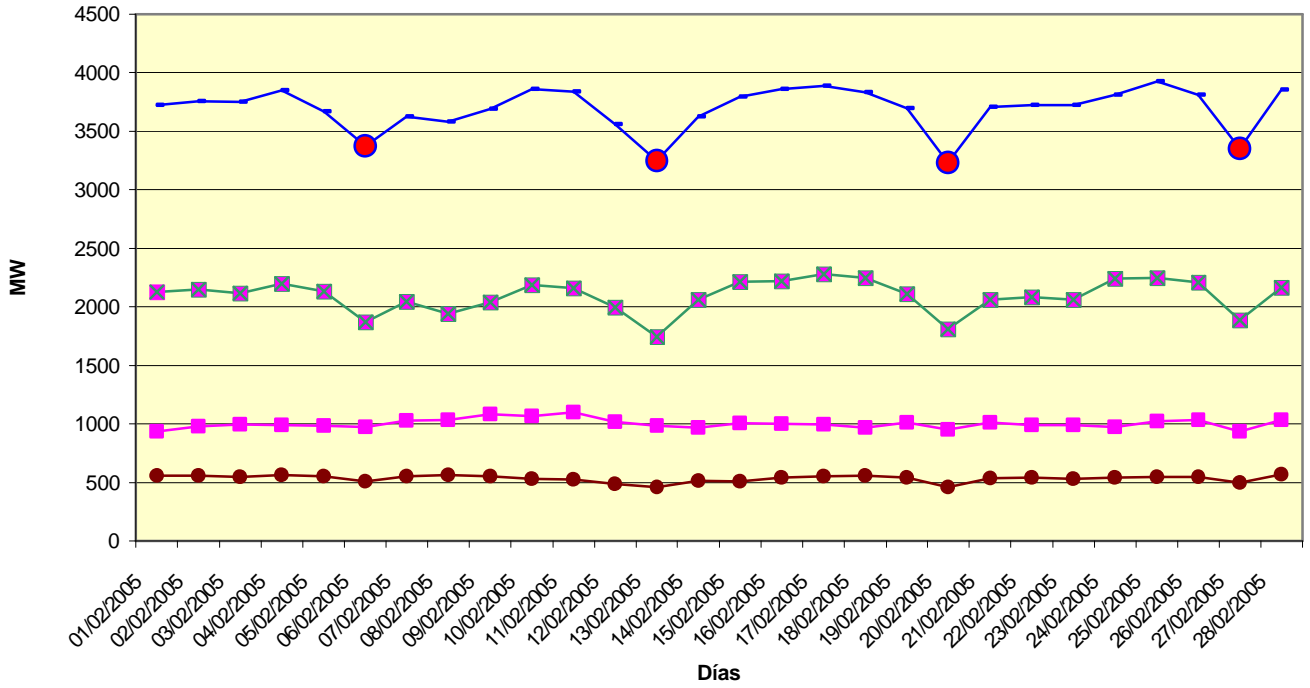




Demanda de CADAFE de enero de 2005

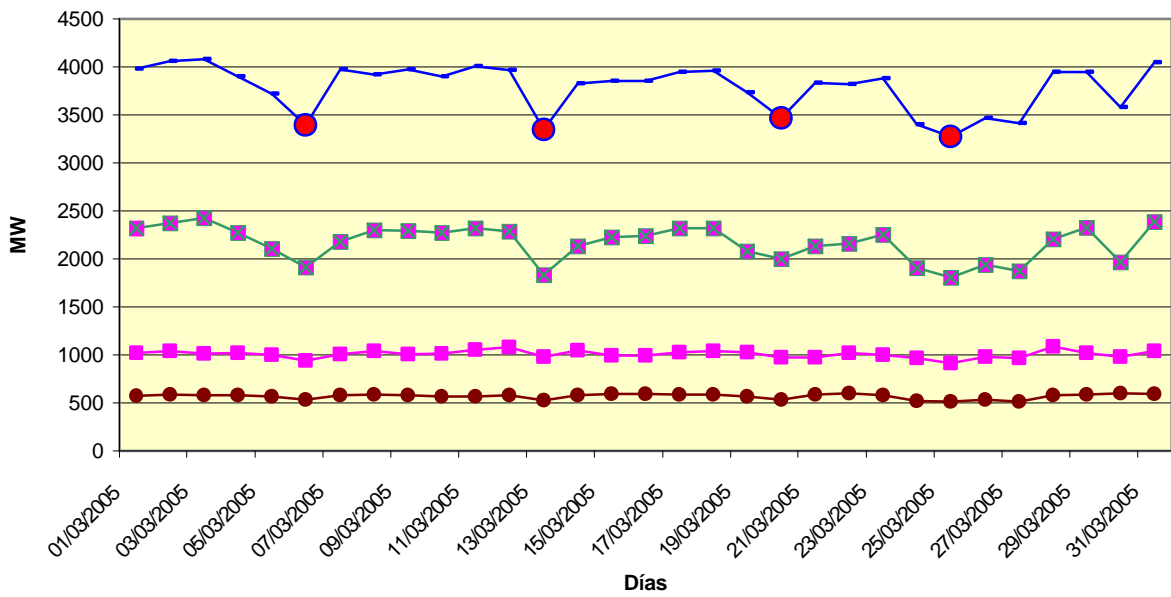


**Demanda mínima de febrero de 2005**



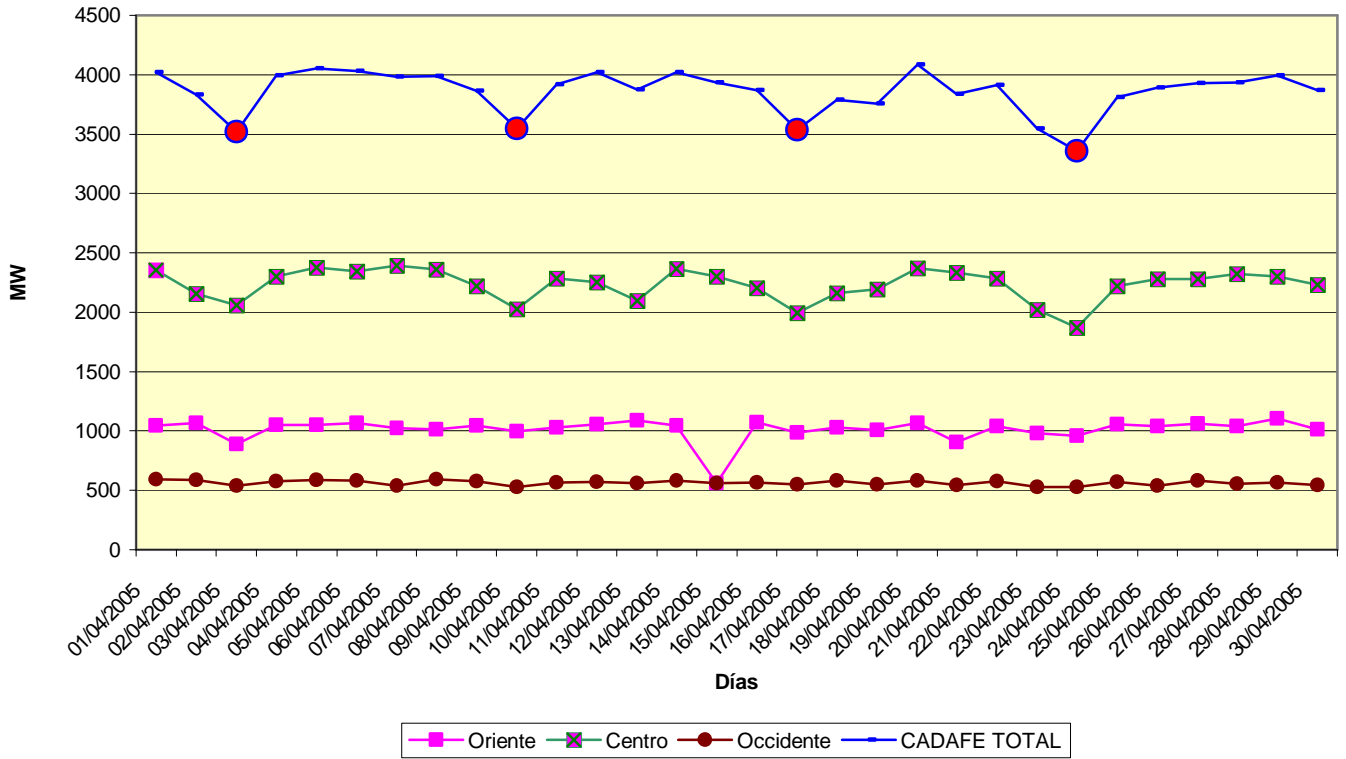
—■— Oriente —■— Centro —●— Occidente —■— CADAPE TOTAL

**Demanda mínima de marzo de 2005**

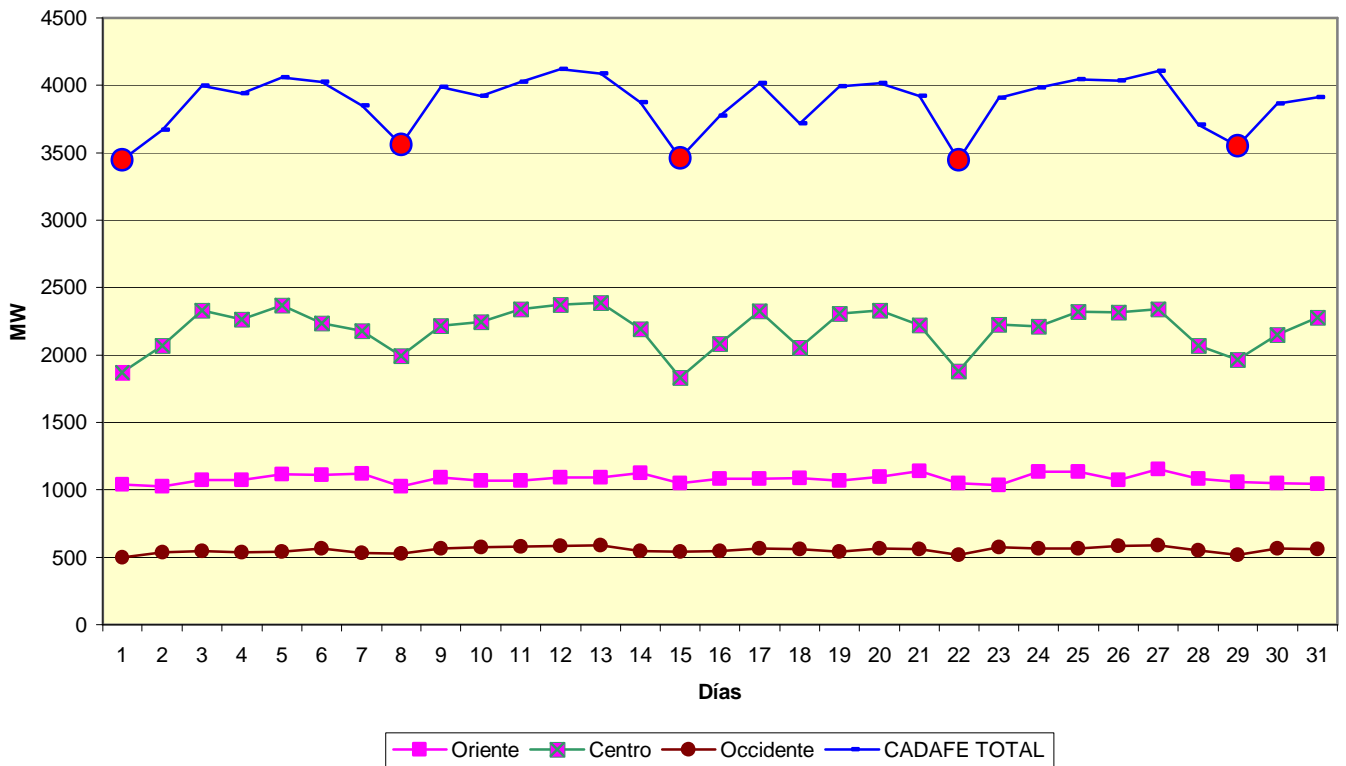


—■— Oriente —■— Centro —●— Occidente —■— CADAPE TOTAL

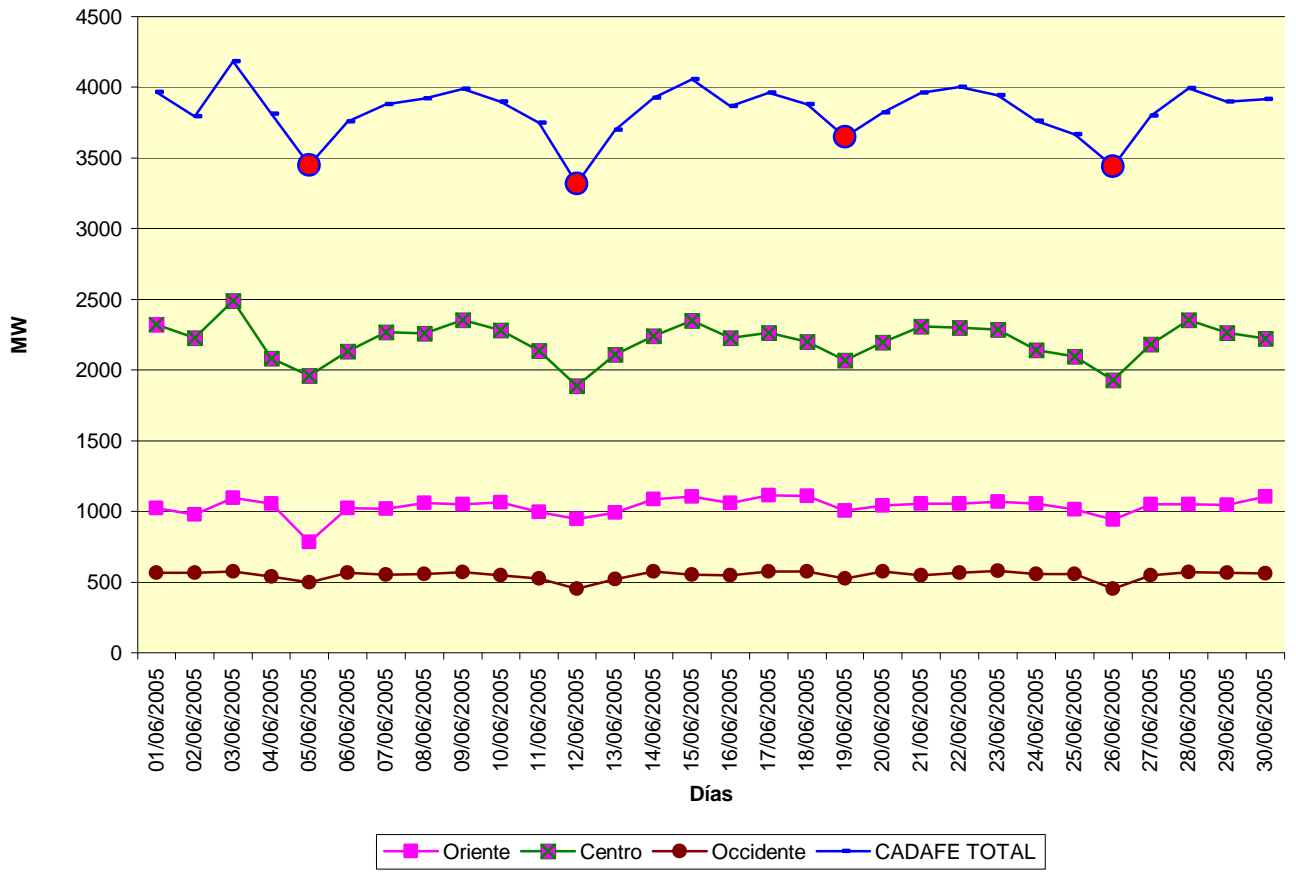
**Demanda mínima de abril de 2005**



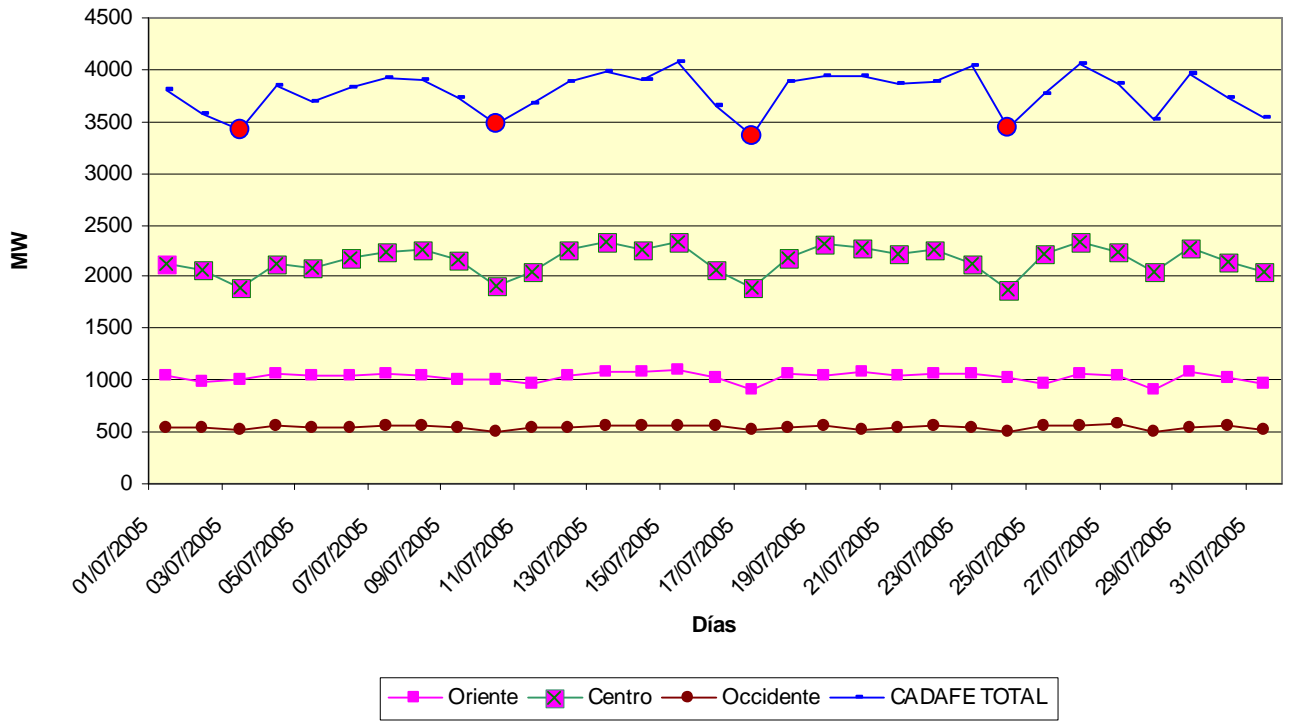
**Demanda mínima de mayo de 2005**



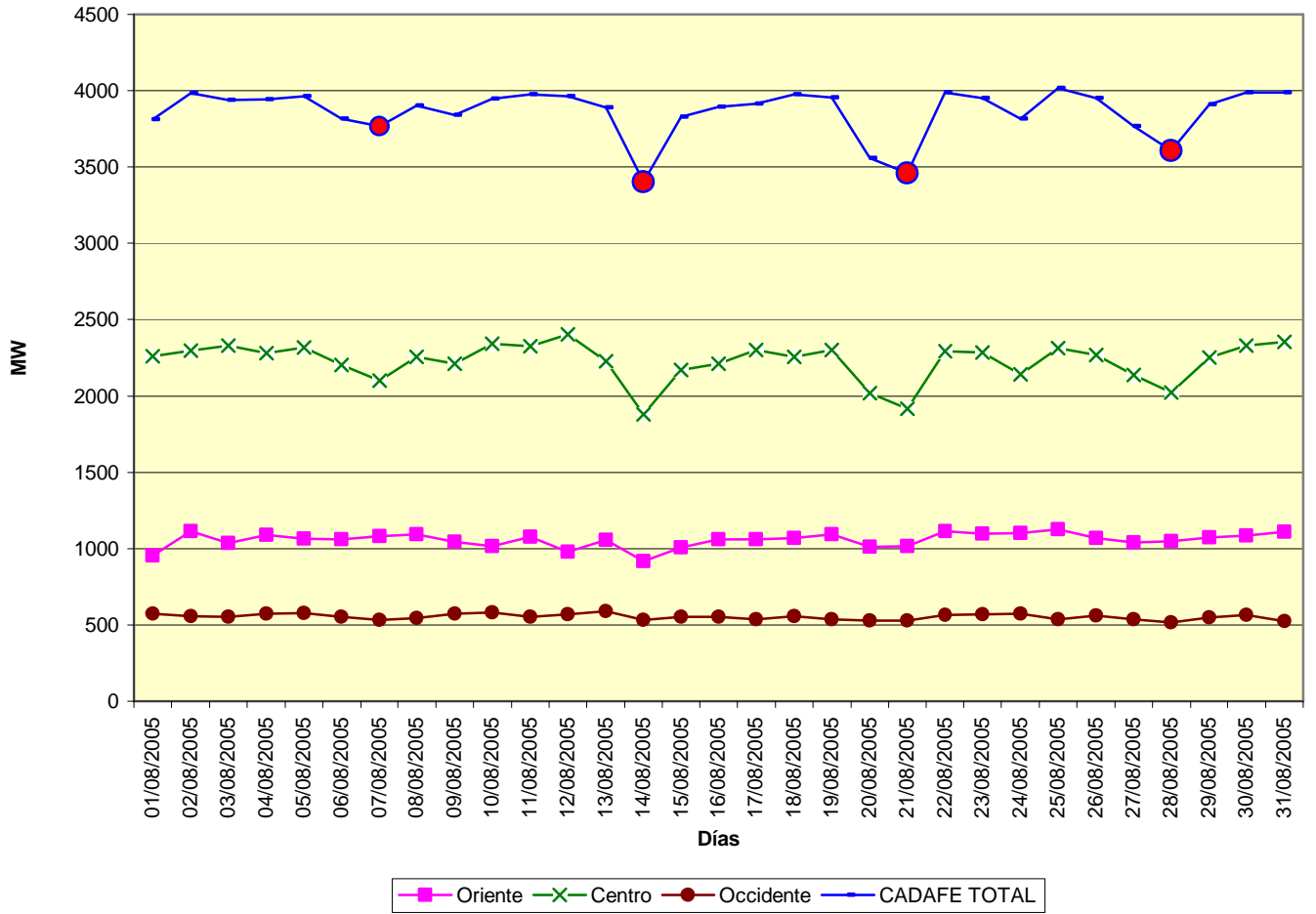
### Demanda mínima de junio de 2005



### Demanda mínima de julio de 2005

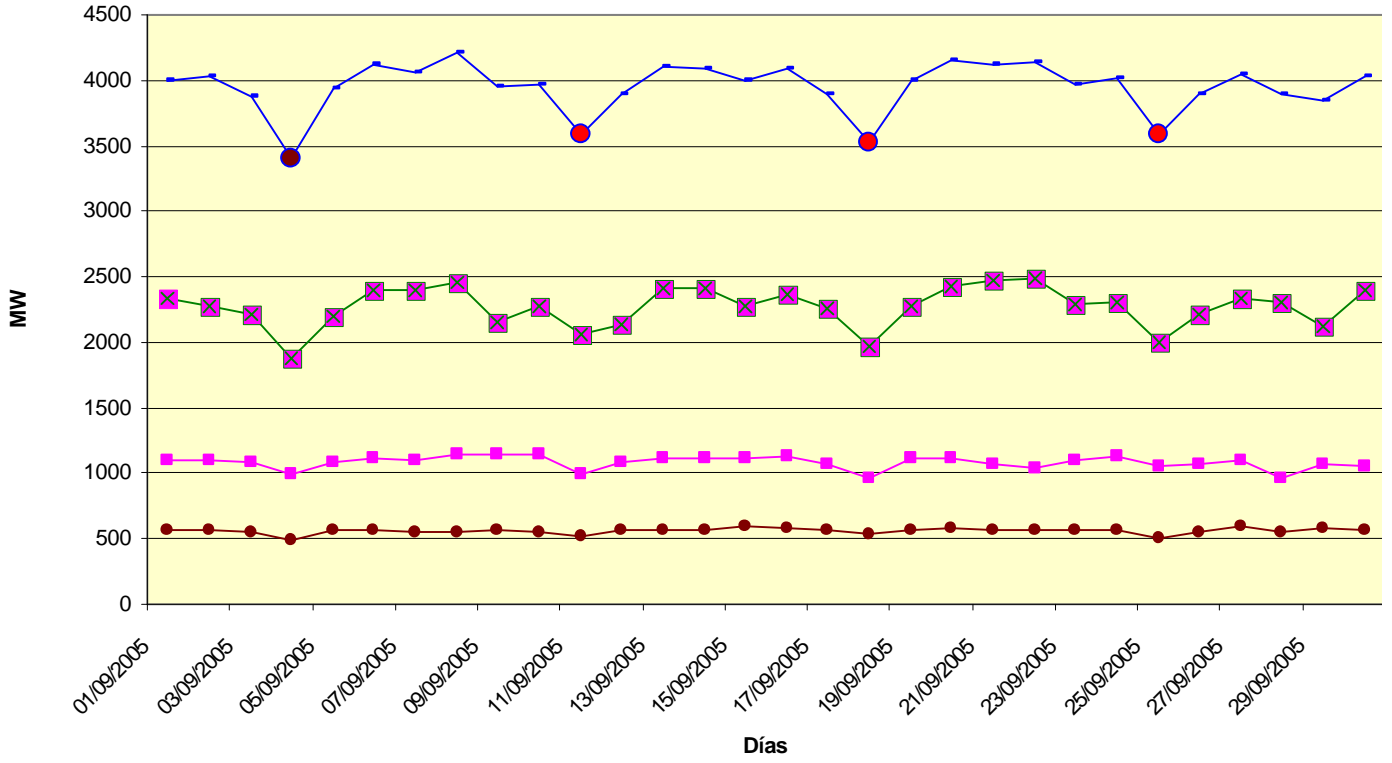


### Demanda mínima de agosto de 2005



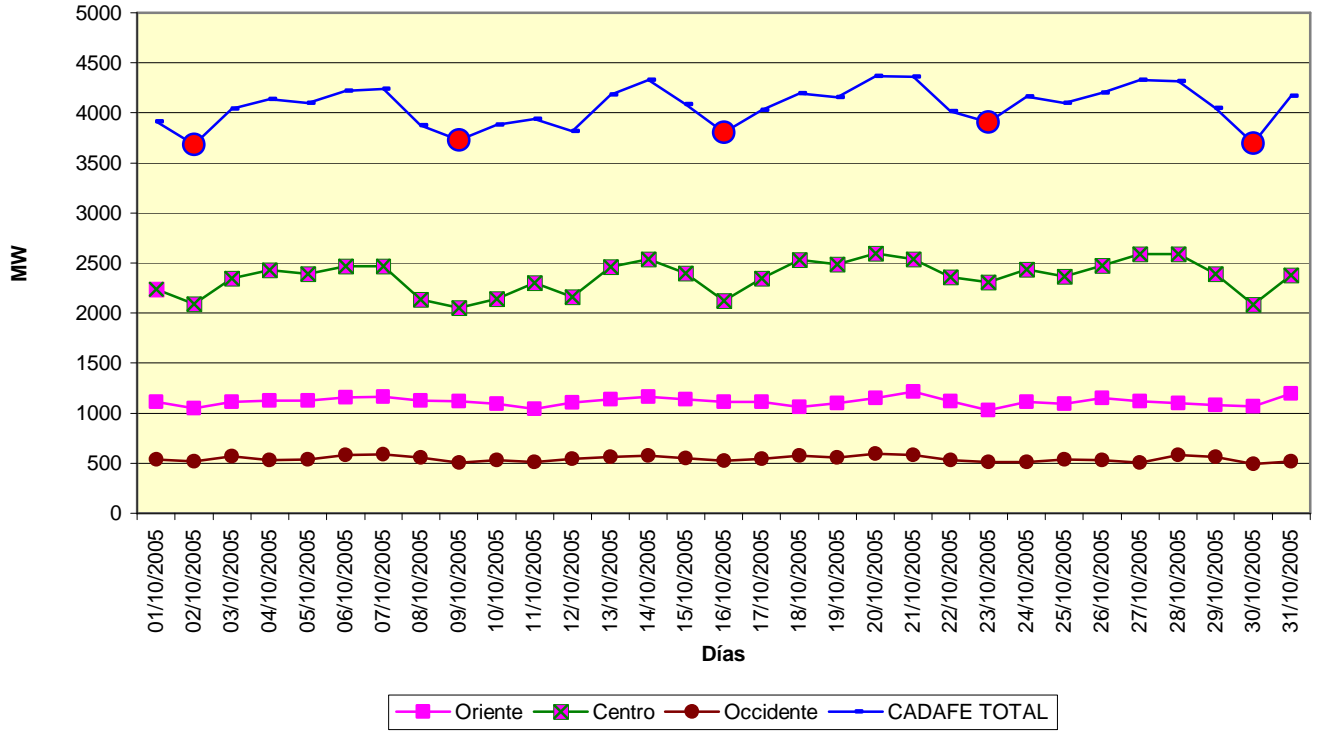


### Demanda mínima de septiembre de 2005

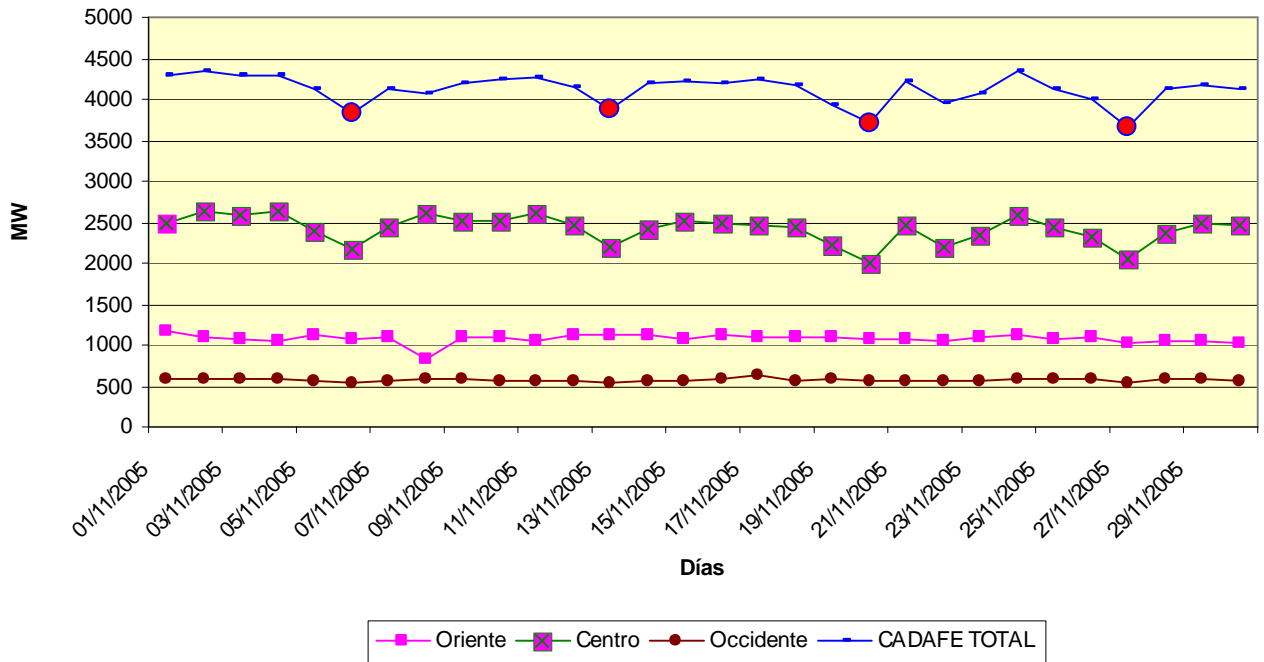


—■— Oriente —■— Centro —●— Occidente —●— CADAFE TOTAL

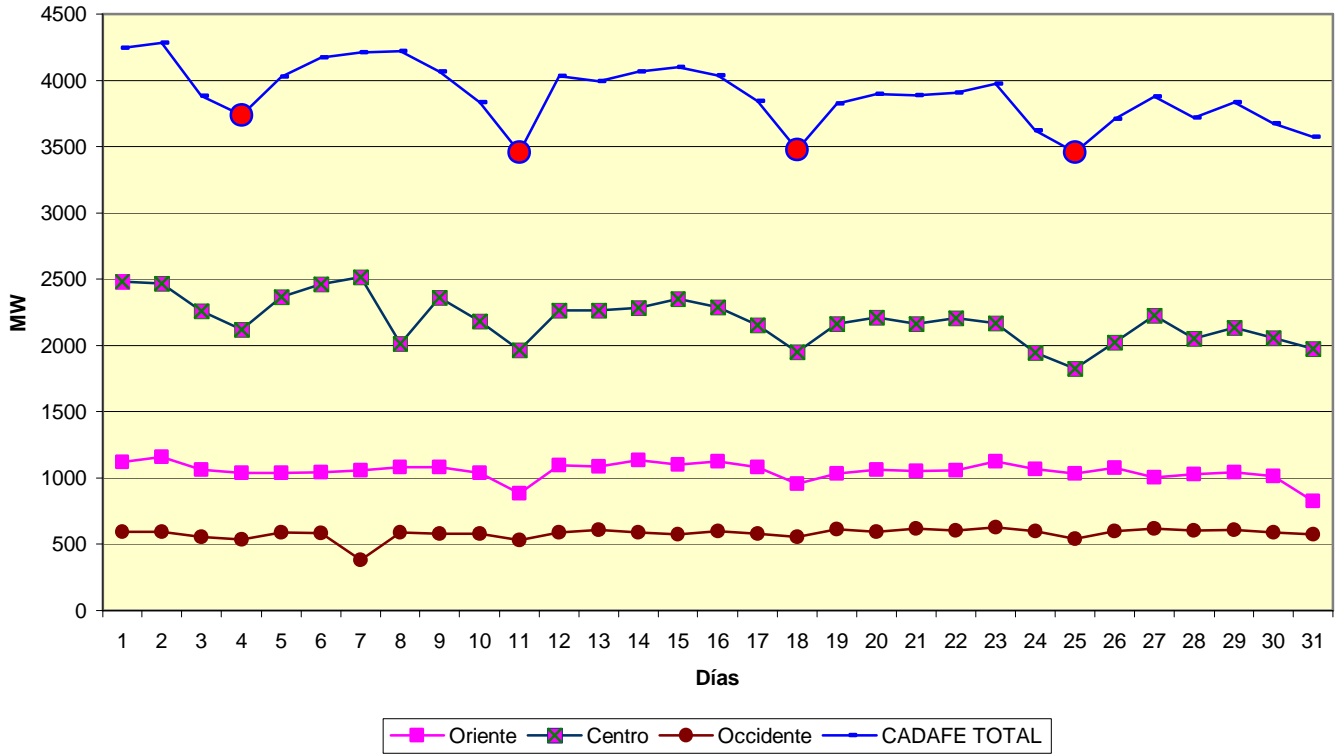
**Demanda mínima de octubre de 2005**



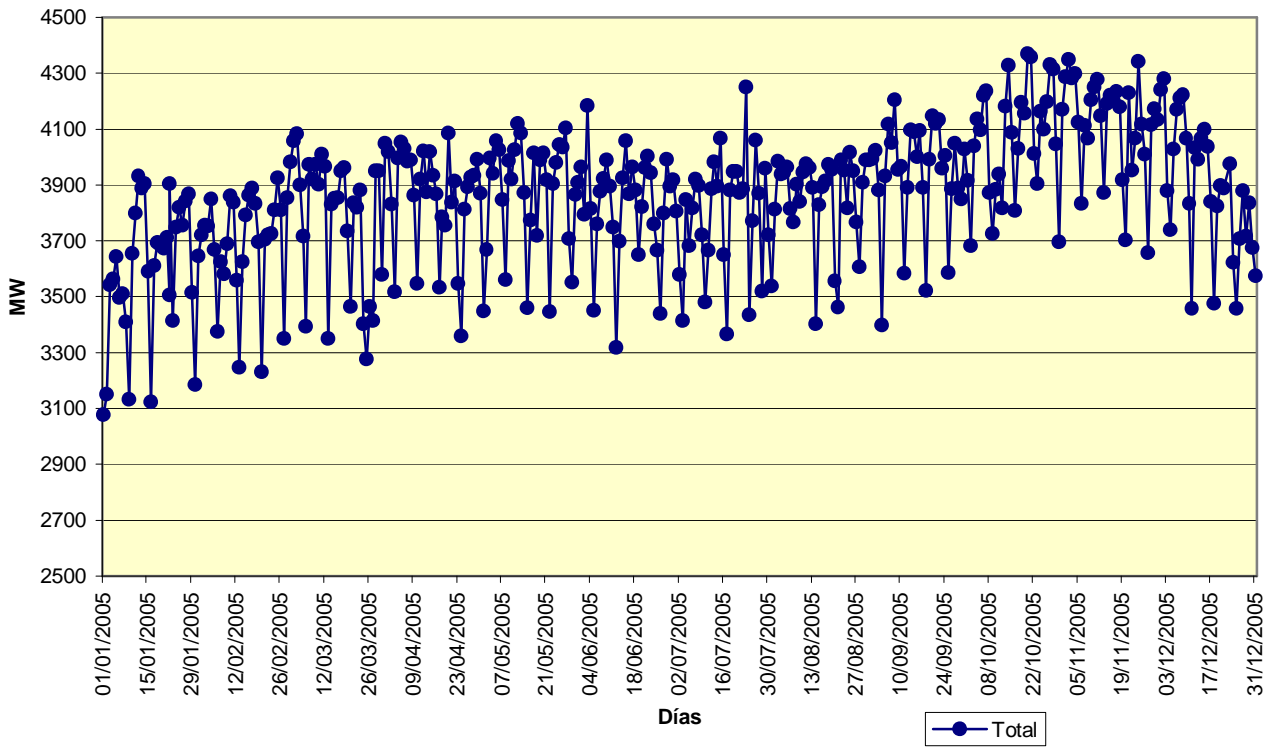
**Demanda mínima de noviembre de 2005**



**Demanda de diciembre de 2005**



**Demanda total de CADAFE del año 2005**



GERENCIA DE OPERACIONES UNIDAD DESPACHO DE CARGA CENTRAL

PLANILLA DE IMPORTACION GENERACION Y DEMANDA, FECHA: 30-10-2005

HORA	SISTEMA ORIENTAL			SISTEMA CENTRAL			INTER ENELV	INTER COLOM BIA	IMPOR CADELA	GENE OCCID	DEMANDA DE FILIALES										CADAFE TOTAL			Cadafe + Senda						
	IMPOR (MW)	GENER (MW)	DEMNA (MW)	IMPOR (MW)	GENER (MW)	DEMAN (MW)					CADELAccion (MW)	ORIENTacion (MW)	ELEccion Eleor	CENTRacion (MW)	ELEccion Eleor	OCCIDacion (MW)	Enelbaléctric	de Valaraguar	eninsul (MW)	Estado Falcón	Estado zoteag	Estado Monagas	Estado Amacur		Estado Sucre	Estado Espart	Nuev	DEMAN (MW)	IMPOR (MW)	GENER (MW)
1	1138	158	1296	1910	688	2598	1242	0	269	332	601	1007		1458	301	168	145	280	665	260	29	191	196	4206	3028	1178	4495			
2	1126	158	1284	1865	681	2546	1186	0	254	332	586	991		1440	296	164	142	275	655	265	28	187	192	4123	2952	1171	4416			
3	1043	158	1201	1813	681	2494	1143	0	246	332	578	915		1412	288	162	139	270	590	259	27	180	188	3987	2816	1171	4273			
4	1073	158	1231	1759	679	2438	1097	0	236	332	568	948		1376	280	159	126	255	632	256	27	176	184	3954	2785	1169	4237			
5	1045	158	1203	1702	679	2381	1070	0	231	332	563	937		1336	281	154	131	258	625	239	27	176	178	3881	2712	1169	4147			
6	1031	158	1189	1589	672	2261	1064	0	241	332	573	926		1244	282	156	122	249	616	227	36	178	167	3760	2598	1162	4023			
7	919	158	1077	1422	663	2085	915	0	207	331	538	831		1126	265	148	125	246	556	219	27	158	165	3454	2302	1152	3700			
8	913	158	1071	1422	666	2088	848	0	207	331	538	825		1129	271	153	124	233	550	220	26	158	161	3451	2296	1155	3697			
9	909	158	1067	1520	670	2190	830	0	212	331	543	816		1203	281	156	125	235	547	224	27	158	164	3549	2390	1159	3800			
10	914	158	1072	1563	668	2231	810	0	219	351	570	817		1241	287	158	126	244	551	228	27	160	163	3618	2441	1177	3873			
11	961	158	1119	1777	484	2261	799	0	176	381	557	852		1256	296	159	125	245	582	240	27	162	164	3670	2647	1023	3937			
12	990	158	1148	1997	361	2358	825	0	170	381	551	872		1326	278	161	127	249	593	247	29	162	166	3781	2881	900	4057			
13	996	158	1154	2015	362	2377	851	0	173	381	554	874		1343	285	161	142	262	590	251	29	164	168	3805	2904	901	4085			
14	1036	158	1194	2056	359	2415	887	0	107	384	491	911		1385	304	159	141	265	620	253	30	167	164	3817	2916	901	4100			
15	1025	158	1183	1897	494	2391	939	0	118	384	502	896		1356	319	162	143	268	604	256	31	168	164	3789	2753	1036	4076			
16	1032	158	1190	1919	555	2474	963	0	123	384	507	905		1447	299	162	141	266	611	255	30	170	165	3886	2789	1097	4171			
17	1091	159	1250	2004	649	2653	960	0	123	384	507	960		1598	304	165	142	268	655	260	30	180	162	4120	2928	1192	4410			
18	1175	159	1334	2112	665	2777	1037	0	197	384	581	1024		1597	326	183	143	279	659	278	32	225	194	4382	3174	1208	4692			
19	1287	159	1446	2441	658	3099	1225	0	180	696	876	1112	9	1157	1744	424	198	166	322	722	309	34	232	214	5087	3565	###	5421		
20	1342	159	1501	2474	664	3138	1296	0	179	698	877	1154	4	1184	1750	416	204	169	327	749	318	33	238	220	5169	3644	###	5516		
21	1335	158	1493	2441	662	3103	1318	0	126	693	819	1151		1158	1744	413	201	170	317	751	308	34	233	220	5073	3560	###	5418		
22	1269	158	1427	2526	662	3188	1339	0	122	613	735	1094		1103	1888	334	197	164	315	704	300	33	226	214	5017	3584	1433	5350		
23	1230	158	1388	2280	670	2950	1352	0	133	481	614	1064		1025	1737	335	188	157	300	694	292	32	209	206	4628	3319	1309	4952		
24	1193	158	1351	2060	666	2726	1341	0	169	392	561	1045		961	1587	309	178	150	286	692	275	31	196	195	4332	3116	1216	4638		
30	1342	159	1501	2526	688	3188	1352	0	269	698	877	1154		1184	1888	304	198	166	322	722	309	34	232	214	5169	3644	1521	5516		
31	909	158	1067	1422	666	2085	848	0	207	331	538	825		1129	271	153	124	233	550	220	26	158	161	3451	2296	900	3697			
32	26073	3796	29869	46564	14658	61222	25337	0	4418	9972	14390	22927		22443	34723	4056									98526	62249	###	18+05		

C. A. D. A. F. E. GERENCIA DE OPERACIONES UNIDAD DESPACHO DE CARGA CENTRAL  
 PLANILLA DE ORIENTE

FECH 30-10-2005

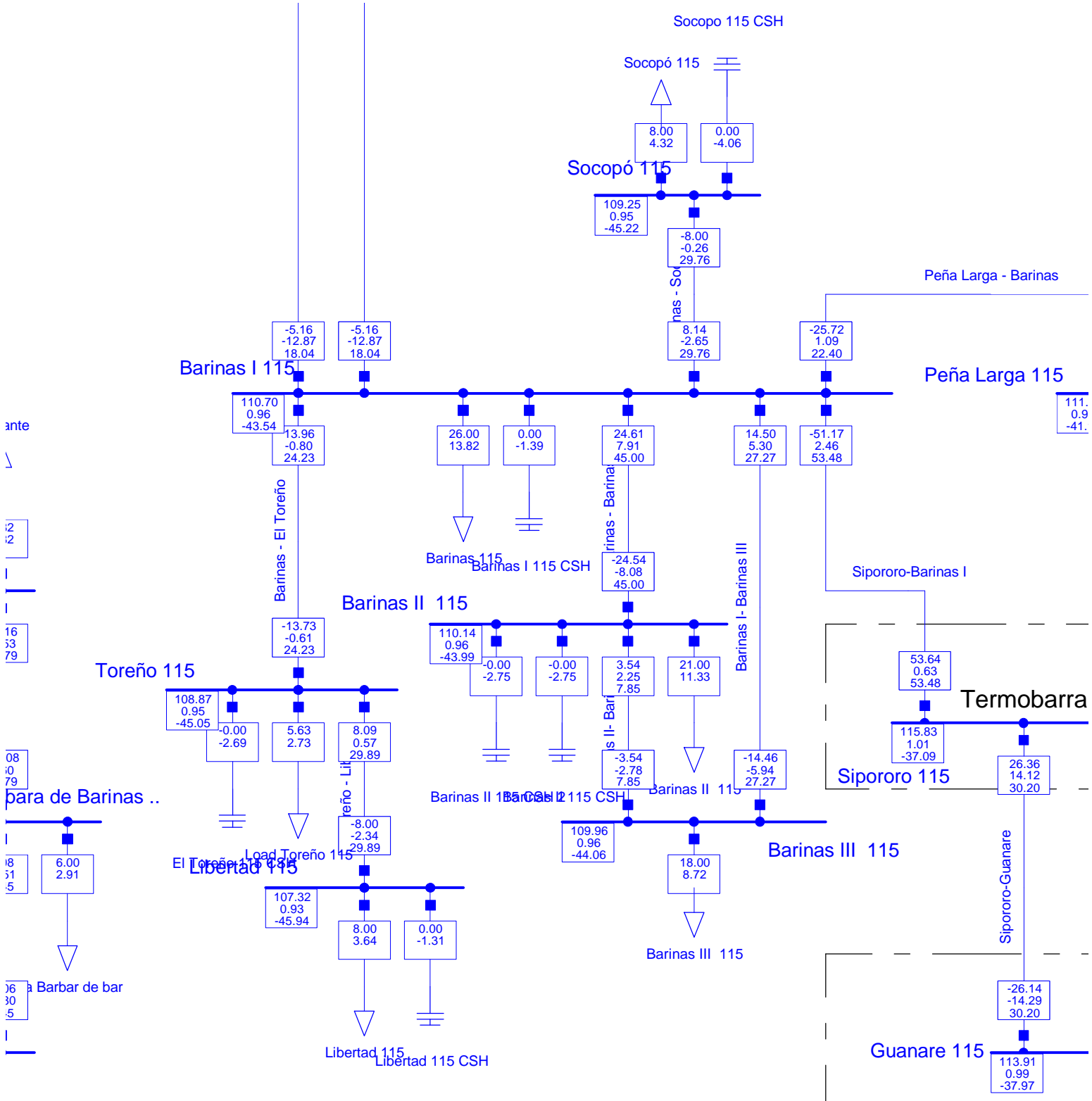
H	PLANTA	PLANTA	Generaci6	E Temblad	Tigre	Reb2	Guayan	Tigre	arba	arba	J6se	Anaco	DEMANDA	inea 11	Autos	Autos	IMP.							
O	Gr	A. SALAZAR	Planta	ida de 115	Sant	Musca	ravies	ebom.	Indic	Reb2	Sant	Gen.	Boliva	ATL,2	lida 400	lida 230	lida 400	lida 115	DE	Juan	230/115	230/115	ORIENTE	
A	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1	3	85	35	35	146	29	12	46	34	-21	211	20	6	7	291	567	299	30	0	289	646	125	151	849
2	3	85	35	35	146	28	12	46	32	-19	215	19	6	7	286	557	299	30	0	293	620	122	149	833
3	3	85	35	35	146	27	12	43	31	-19	212	19	6	7	227	554	278	30	0	286	592	116	145	757
4	3	85	35	35	146	27	7	43	31	-17	212	18	6	7	271	541	278	36	0	283	576	111	140	790
5	3	85	35	35	146	27	7	43	29	-17	197	18	6	7	258	527	273	36	0	266	560	108	136	779
6	3	85	35	35	147	36	7	41	29	-15	194	17	6	7	255	504	272	34	0	263	546	100	132	768
7	3	85	35	35	147	27	5	37	24	-14	187	16	7	7	220	481	225	34	0	246	495	87	117	673
8	3	85	35	35	145	26	4	37	26	-14	186	18	7	7	184	504	232	36	0	246	500	84	117	667
9	3	85	35	35	144	27	4	35	27	-15	193	18	7	7	189	522	240	66	0	251	500	88	111	658
10	3	85	35	35	143	27	5	35	27	-15	196	18	7	7	189	527	240	66	0	255	513	88	106	659
11	3	85	35	35	144	27	5	38	29	-16	204	18	7	7	198	550	260	76	0	267	511	90	108	694
12	3	85	35	35	142	29	5	42	31	-19	210	18	7	7	210	571	262	84	0	276	523	92	117	714
13	3	85	35	35	142	29	7	42	31	-19	212	17	7	7	210	578	262	84	0	280	530	95	120	716
14	3	85	35	35	142	30	7	41	32	-19	215	17	5	7	265	580	241	86	0	283	525	95	124	753
15	3	85	35	35	142	31	9	41	31	-18	217	17	4	7	266	530	279	86	0	287	530	95	124	738
16	3	85	35	35	143	30	9	43	31	-18	213	17	4	7	265	530	285	86	0	285	540	95	124	747
17	4	85	35	35	144	30	10	43	31	-19	218	16	4	7	265	530	303	50	0	290	568	96	125	801
18	4	85	35	35	144	32	11	45	36	-27	238	16	4	7	279	610	312	44	0	310	796	132	140	865
19	4	85	35	35	144	34	15	55	41	-23	248	21	4	7	320	660	335	36	0	343	849	150	158	944
20	4	85	35	35	150	33	15	58	44	-24	251	21	5	7	333	680	346	30	0	351	863	153	167	991
21	3	85	35	35	150	34	15	56	43	-25	246	22	5	7	329	680	347	30	0	342	855	150	167	993
22	3	85	35	35	146	33	16	52	41	-23	240	22	5	7	318	650	326	30	0	333	818	147	164	936
23	3	85	35	35	146	32	16	51	39	-23	234	22	5	7	315	620	321	36	0	324	720	140	161	906
24	3	85	35	35	143	31	15	44	36	-22	226	20	5	7	302	590	321	30	0	306	670	128	157	887

351 993  
 246 658  
 6955 19118

C. A. D. A. F. E. GERENCIA DE OPERACIONES UNIDAD DESPACHO DE CARGA CENTRAL  
 PLANILLA DE OCCIDENTE

30-10-2005

H	TENSIONES				CABLE SUB-MARINO	PLANTA TACHIRA										PLANTA Peña Larga		PLANTA PAEZ				PLANTA S. Agatón		INTER CAMBIO VIGIA	INTER OCCID ENELCO	INTER ENELV ENELCO	INTER COLON BIA	INTERCAMBIO S. Vist. S. Loren		TERMOBARRANCAS				IMPORT CADAFE CENTRO ACA-PÁEZ	
	Oliva R A	Kv 230	Tigre KV 400	Barbaco KV 230		kV 400	kV 230	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	1	2	1	2	3	4	1	2	ENELV (MW)	COLON (MW)	Moroc (MW)	Valera (MW)	1 (MW)	2 (MW)	3 (MW)	4 (MW)		
1	229	398	239	381	230	50	10									40		35	35	35	101		-3	101	1242	40	75	23	76				170		
2	231	398	240	384	231	46	10									40		35	35	35	101		5	92	1186		74	23	76				164		
3	231	398	241	386	234	42	10									40		35	35	35	101		4	88	1143		71	21	76				160		
4	232	400	241	388	234	38	10									40		35	35	35	101		4	82	1097		67	19	76				156		
5	233	400	242	392	235	32	10									40		35	35	35	101		3	81	1070		65	19	76				152		
6	233	400	242	395	235	20	10									40		35	35	35	101		2	89	1064		70	21	76				150		
7	234	402	248	384	236	18	10									40		35	35	35	100		-2	79	915		58	19	76				132		
8	234	402	246	380	235	16	10									40		35	35	35	100		-4	81	848		58	19	76				129		
9	234	400	246	387	232	20	10									40		35	35	35	100		-7	88	830		60	21	76				127		
10	232	400	246	387	232	20	10									40		35	35	35	60	60	-8	92	810		63	21	76				130		
11	230	400	243	382	230	20	10			10						40		35	35	35	40	100	-6	50	799		33	11	76				129		
12	230	400	242	382	231	24	10			10						40		35	35	35	40	100	-7	41	825		26	8	76				132		
13	230	400	242	382	231	26	10			10						40		35	35	35	40	100	-5	41	851		29	7	76				135		
14	230	400	241	370	231	22	10			10						40		35	35	35	43	100	0	40	887		32	8	76				120		
15	230	400	243	370	231	22	10			10						40		35	35	35	43	100	1	50	939		40	11	76				119		
16	231	400	243	370	232	22	10			10						40		35	35	35	43	100	2	50	963		40	12	76				122		
17	231	400	243	375	233	18	10			10						40		35	35	35	43	100	4	50	960		42	12	76				122		
18	238	398	240	380	228	50	10			10						40		35	35	35	43	100	4	78	1037		63	19	76				143		
19	234	385	235	376	226	70	10			10						40	39	39	60	60	56	58	148	100	-1	59	1225		44	14	76				141
20	233	380	235	370	225	70	10			10						40	39	39	60	60	56	58	150	100	2	66	1296		52	16	76				133
21	224	382	236	378	226	70	10			10						40	39	39	58	60	56	58	147	100	2	49	1318		39	12	76				132
22	226	390	238	385	227	68	10			10						40	39	0	60	60	35	35	148	100	2	38	1339		32	8	76				138
23	227	395	239	387	229	60	10			10						40	0	0	40	42	36	37	90	100	0	40	1352		32	8	76				147
24	228	400	241	387	230	52	10			10						40	0	0	35	0	35	35	80	71	-2	60	1341		46	12	76				163
						70																	101	1352	0										
						16																	38	799	0										
						896																	1585	25337	0										



ante

12  
12  
16  
53  
79

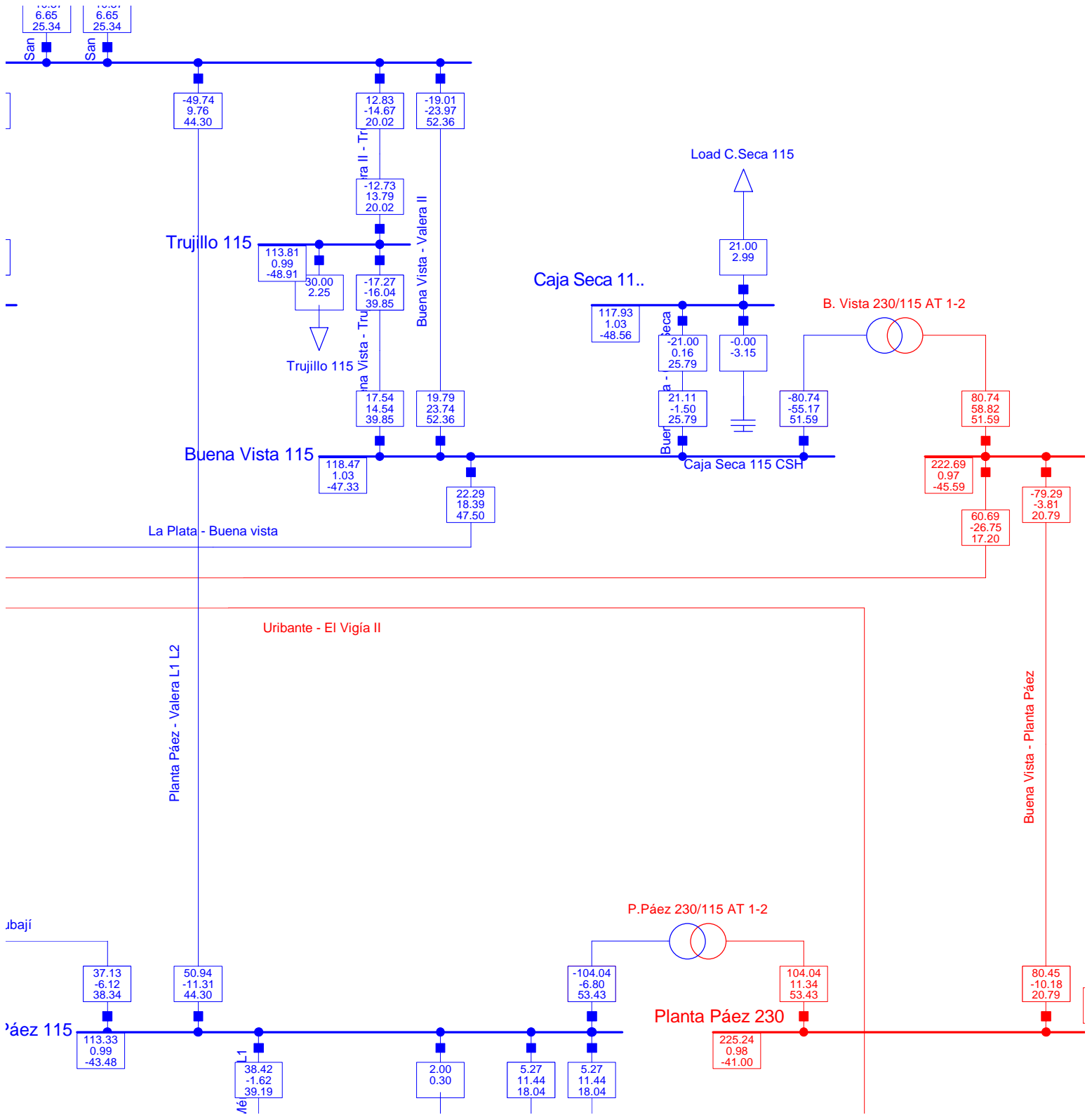
08  
10  
79

para de Barinas ..

18  
51  
5

Barbar de bar

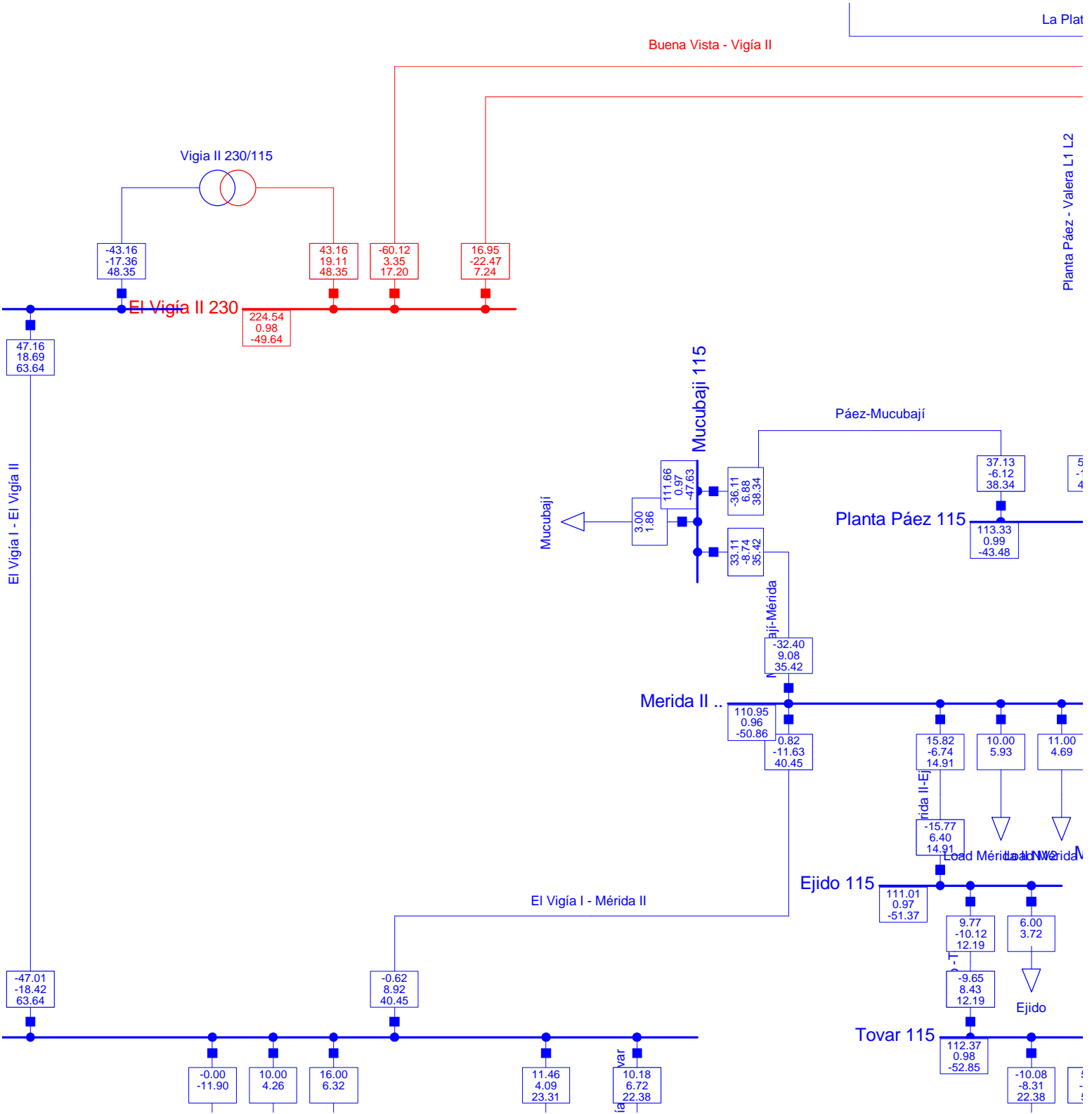
16  
30  
5

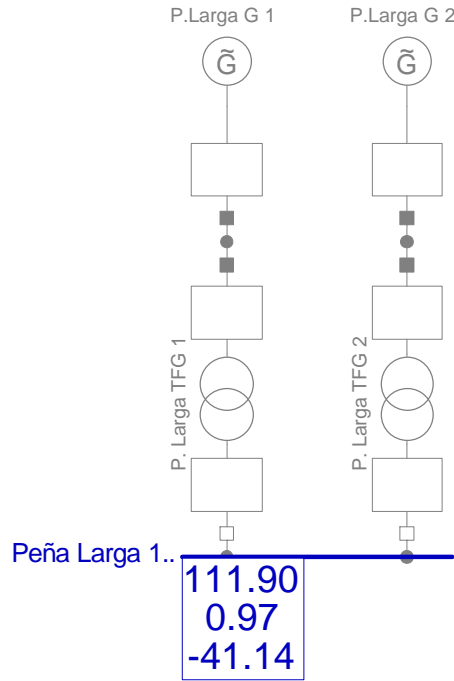
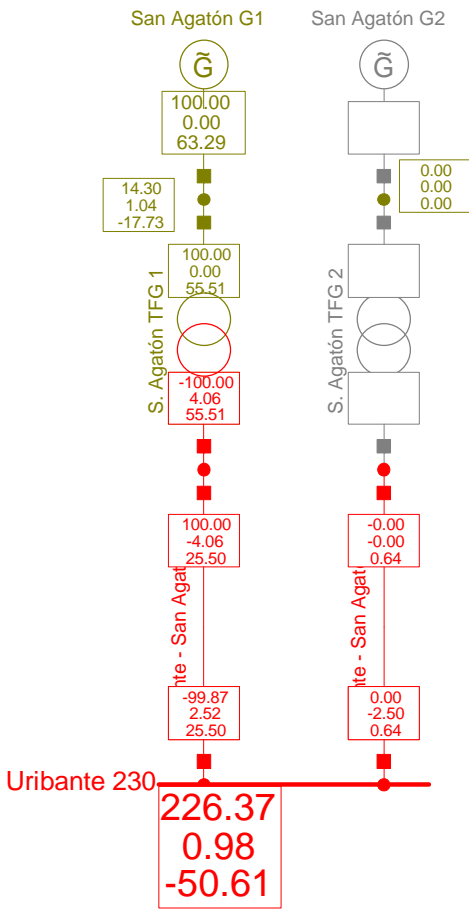


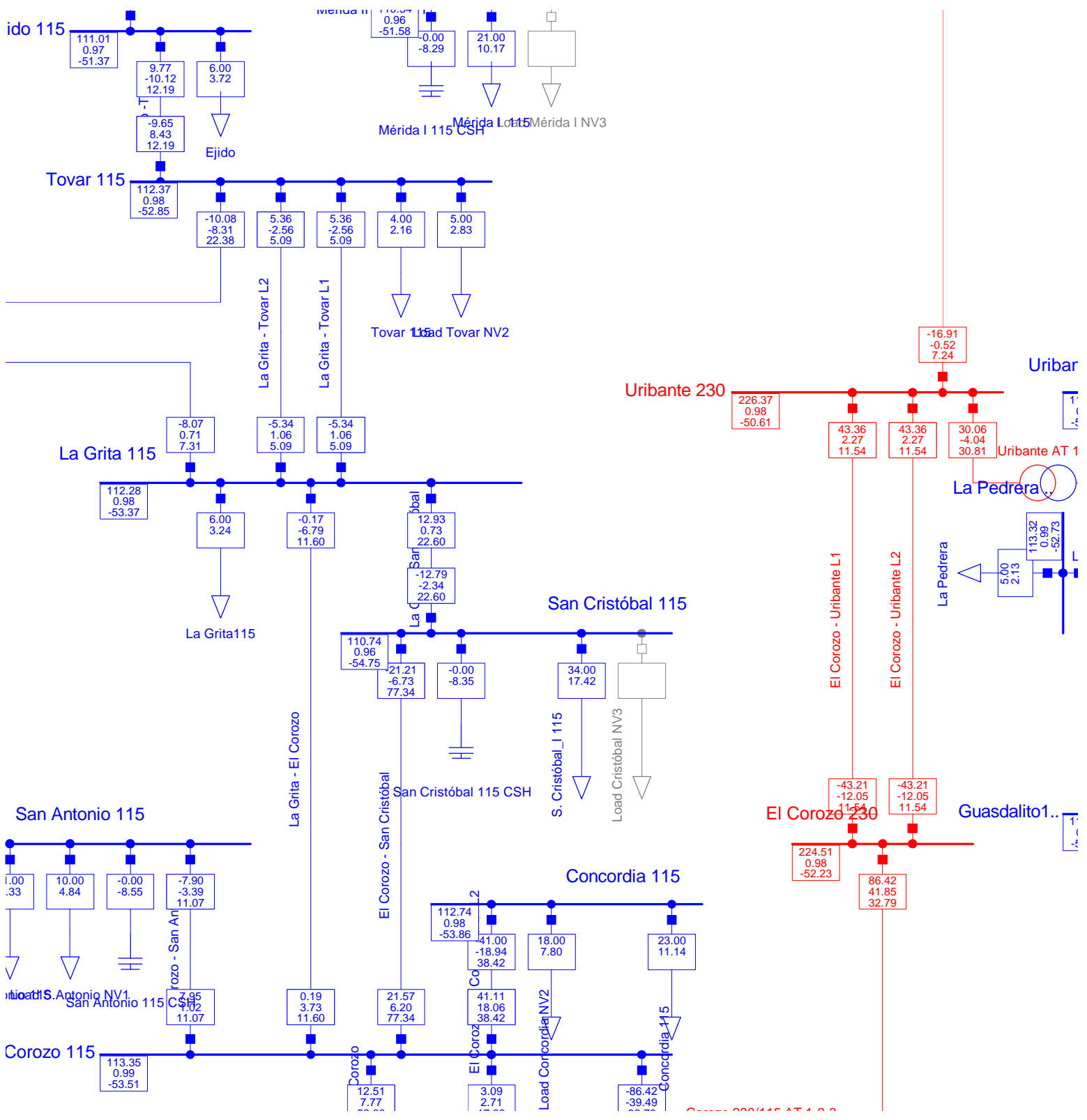


Buena Vista - Vigia II

Planta Páez - Valera L1 L2







ido 115

MÉRIDA I 115 CSH

MÉRIDA I 115 CSH

MÉRIDA I NV3

Tovar 115

Tovar NV2

La Grita 115

La Grita 115

San Cristóbal 115

San Cristóbal 115 CSH

San Antonio 115

San Antonio NV1

Corozo 115

Concordia 115

Concordia NV2

Load Corcordia NV2

Concordia NV1

Uribante 230

Uribar

Uribante AT 1

La Pedrera

La Pedrera

El Corozo 230

Guasdalito...

El Corozo - Uribante L1

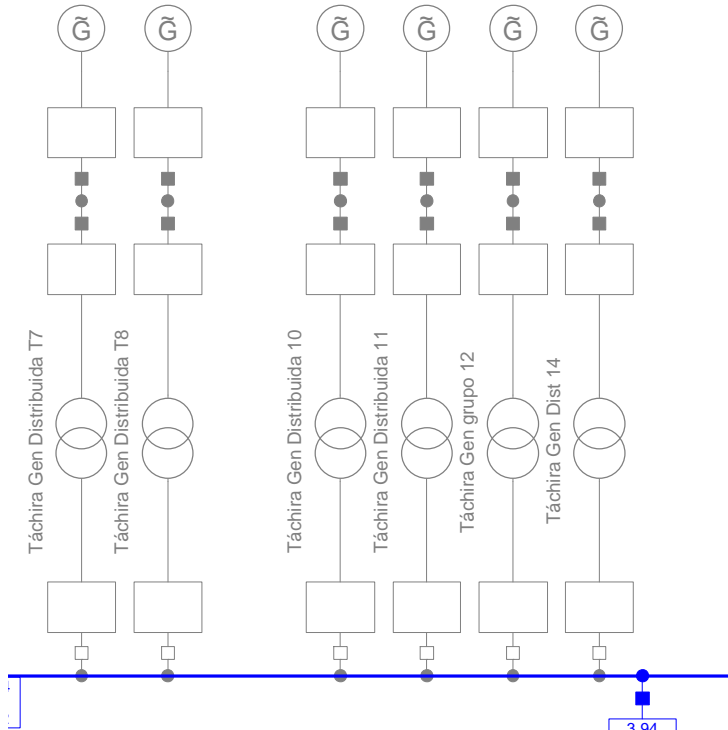
El Corozo - Uribante L1

El Corozo - Uribante L2

El Corozo - Uribante L1

El Corozo - Uribante L2

ira Gen Distribuida T7 T8 T9 T10 T11 T12 T13 T14



vigia I 115

114.52  
1.00  
-52.10

-0.00  
-11.90

10.00  
4.26

16.00  
6.32

El Vigia 115 CSH

Load El Vigia NV2

Vigia NV2

Vigia NV4

La C

La Fría - Táchira L1 L2

Fría II 115

112.26  
0.98  
-53.28

8.08  
-2.74  
7.31

25.29  
-1.54  
10.83

3.94  
-2.54  
4.81

12.69  
2.73  
13.74

-12.61  
-4.06  
13.74

San Cristóbal II 115

112.37  
0.98  
-53.61

-3.93  
0.46  
4.81

7.00  
3.78

-3.07  
-4.24  
17.93

S. Cristóbal II 115

Palo Grande 115

111.07  
0.97  
-54.08

12.24  
6.61

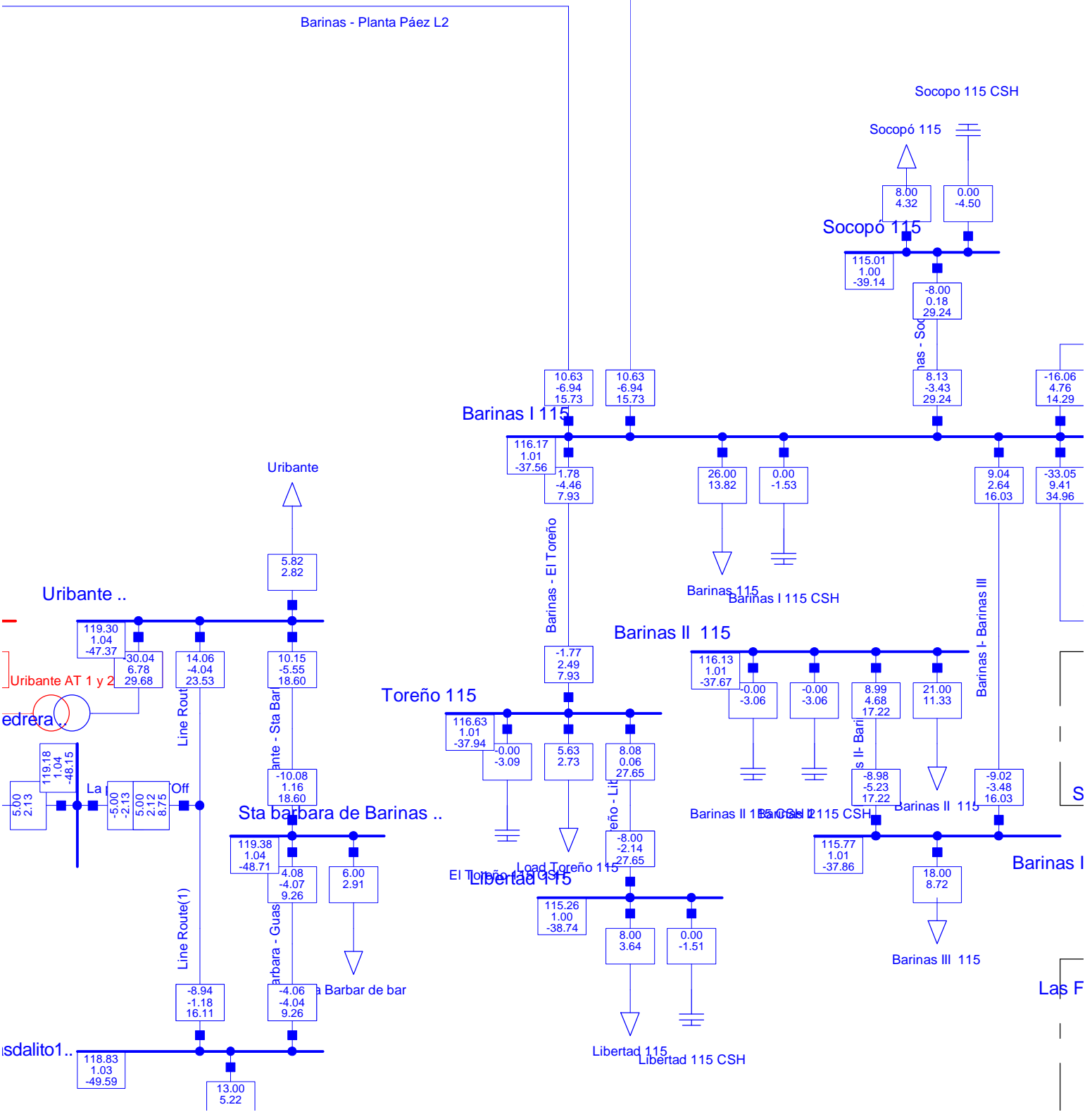
12.71  
6.15

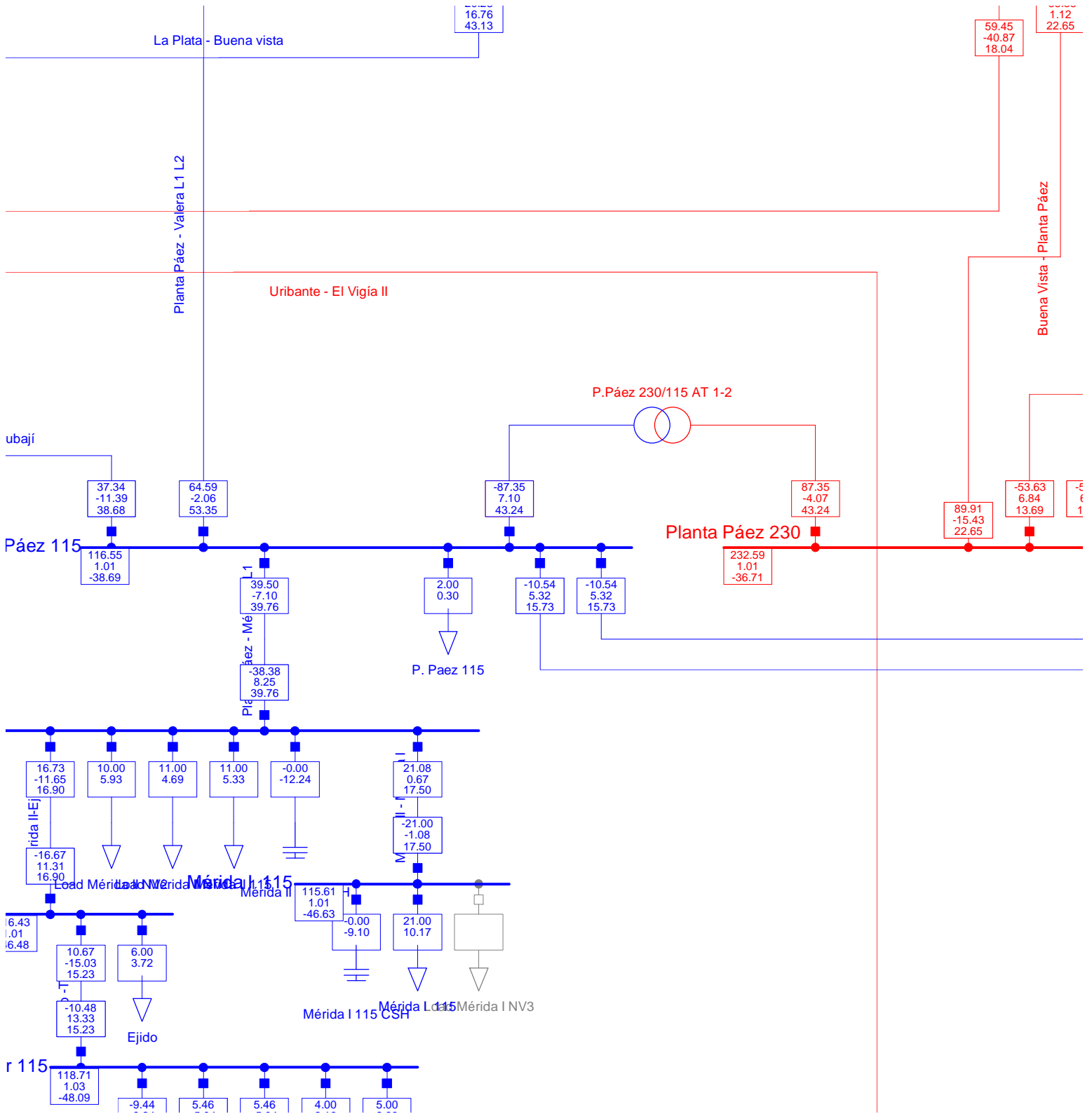
-12.34  
-8.70  
52.33

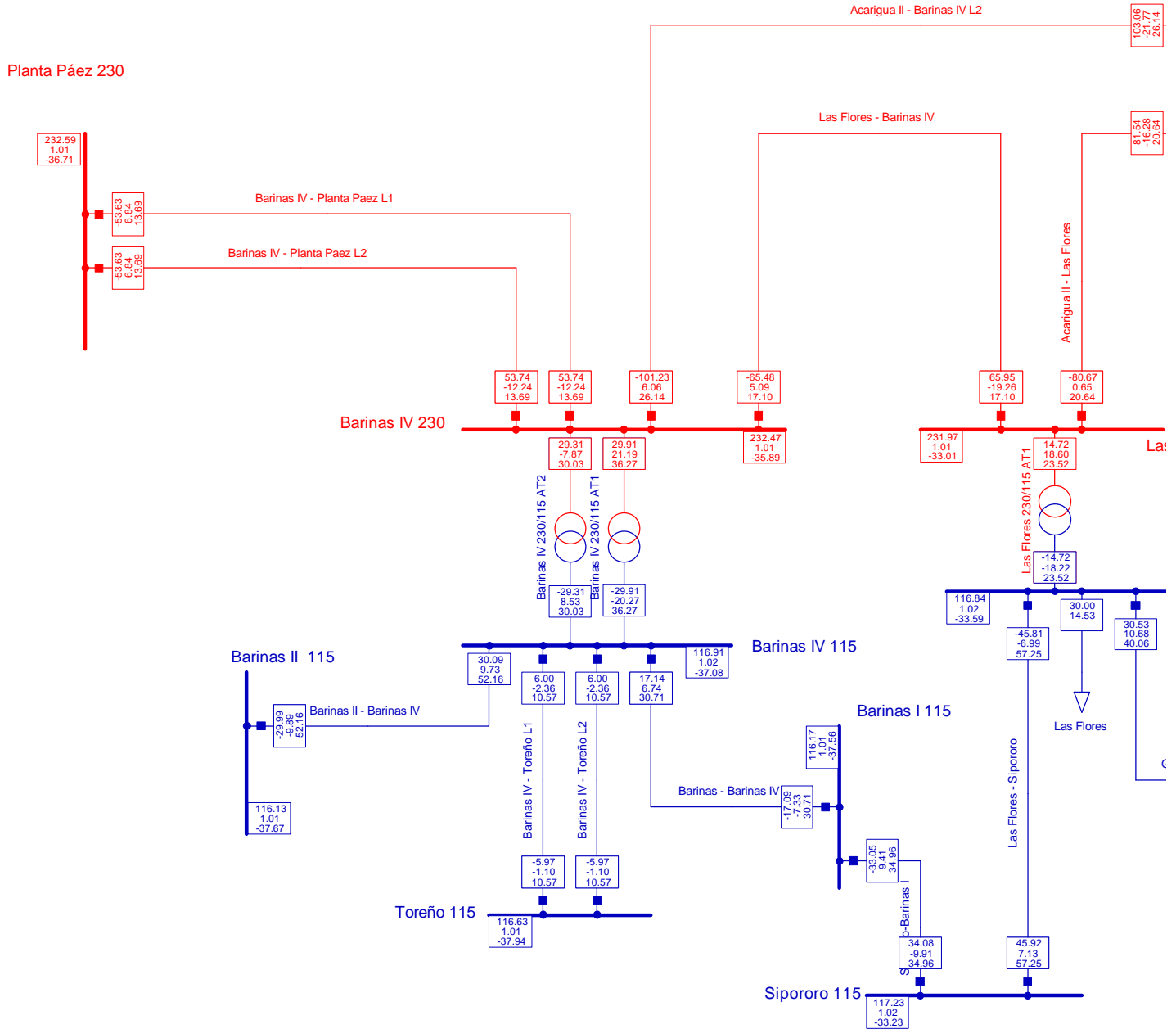
P. Grande NV1

P. Grande NV2

anceada	
línea, Magnitud [kV]	Ramas
ud [p.u.]	Potencia Activa [MW]
· [deg]	Potencia Reactiva [
	Nivel de Carga [%]







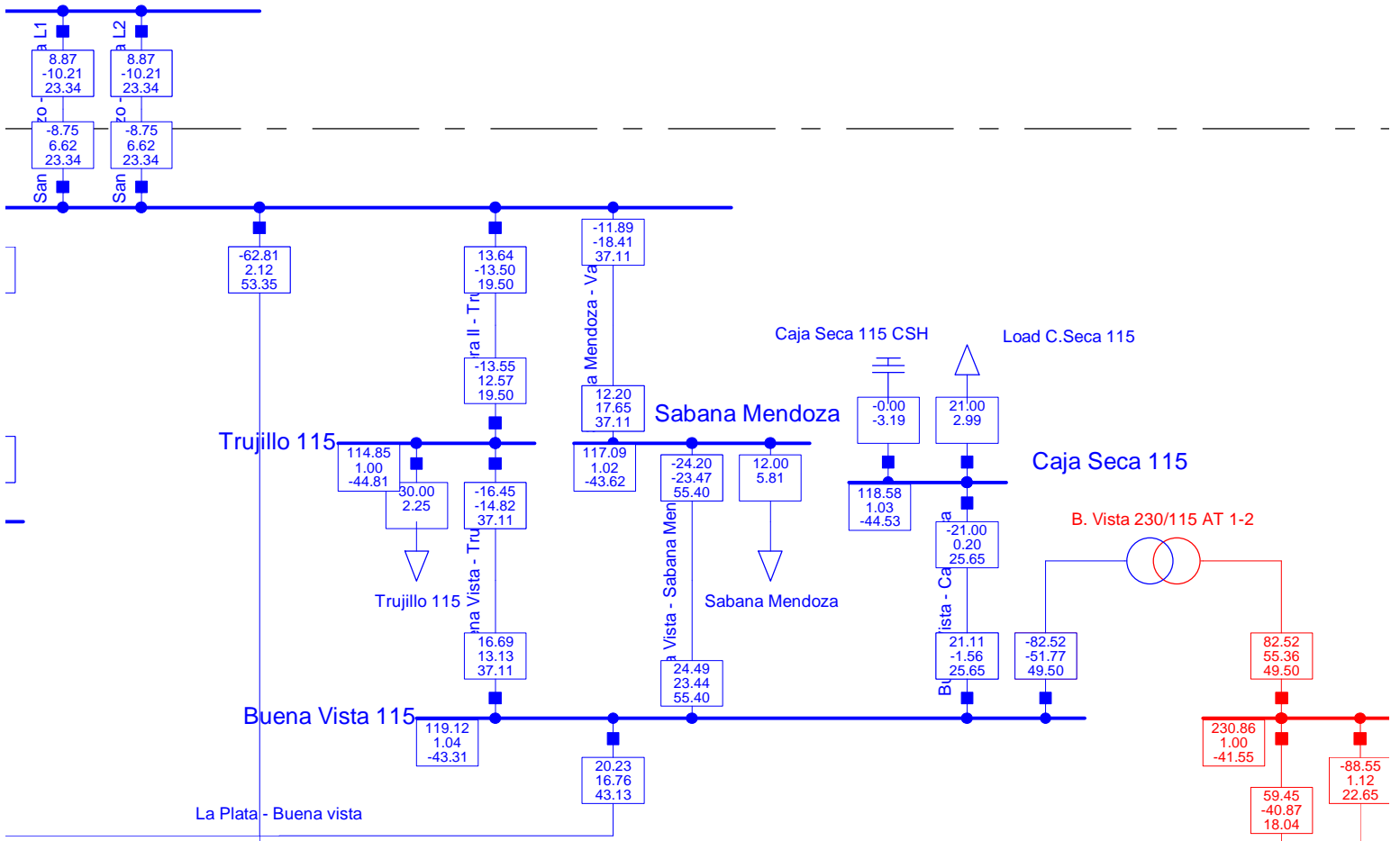
Carga Balanceada	
is	Ramas
ión Línea-Línea, Magnitud [kV]	Potencia Activa [MW]
ión, Magnitud [p.u.]	Potencia Reactiva [
ión, Ángulo [deg]	Nivel de Carga [%]

Jose G Imbernon  
 C.I. 13.800.055  
 PowerFactory 13.1.253

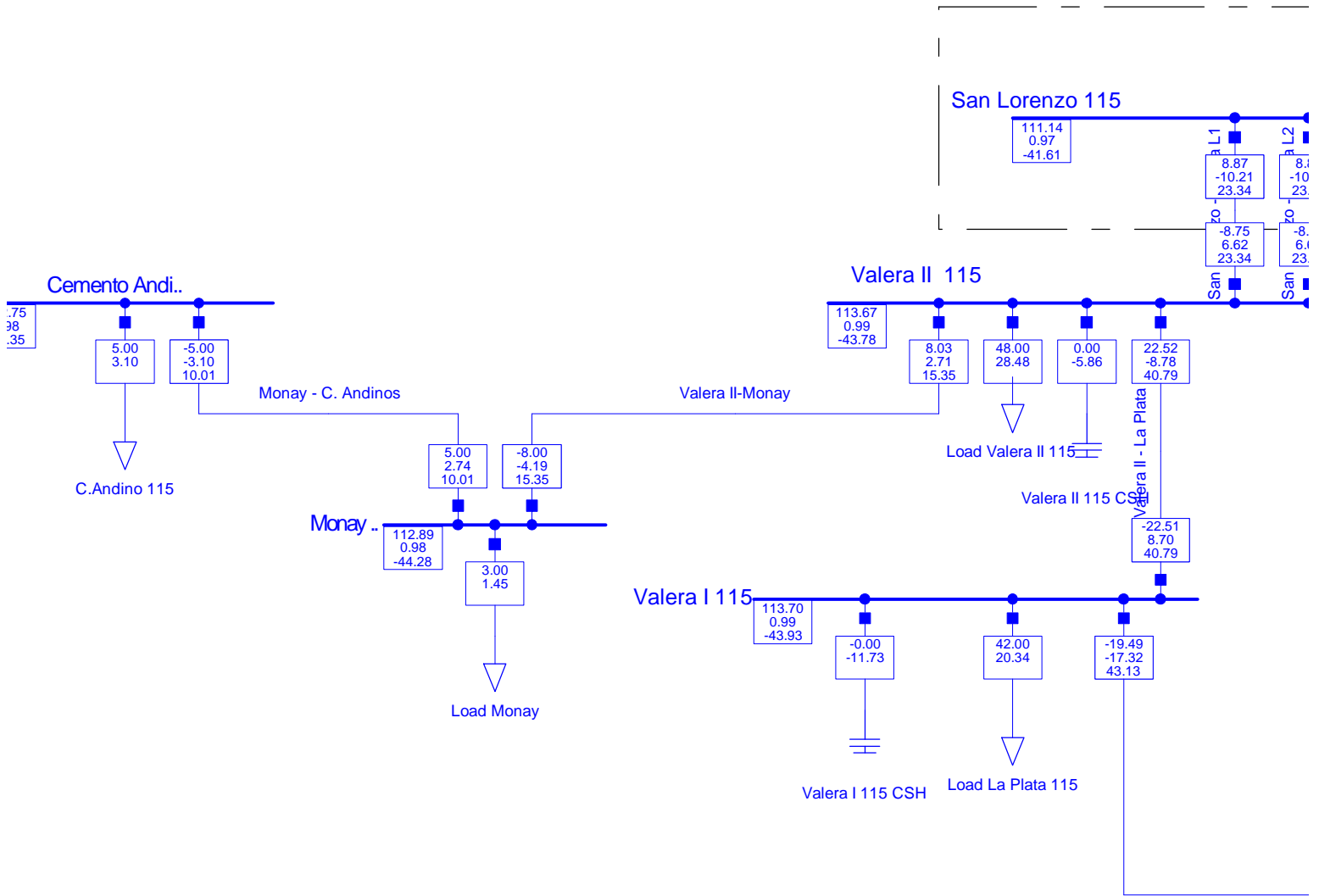
Mínima demand  
 Puesta en servicio de la S/E  
 la S/E Barinas IV  
 Caso diecien

ENELCO

EI

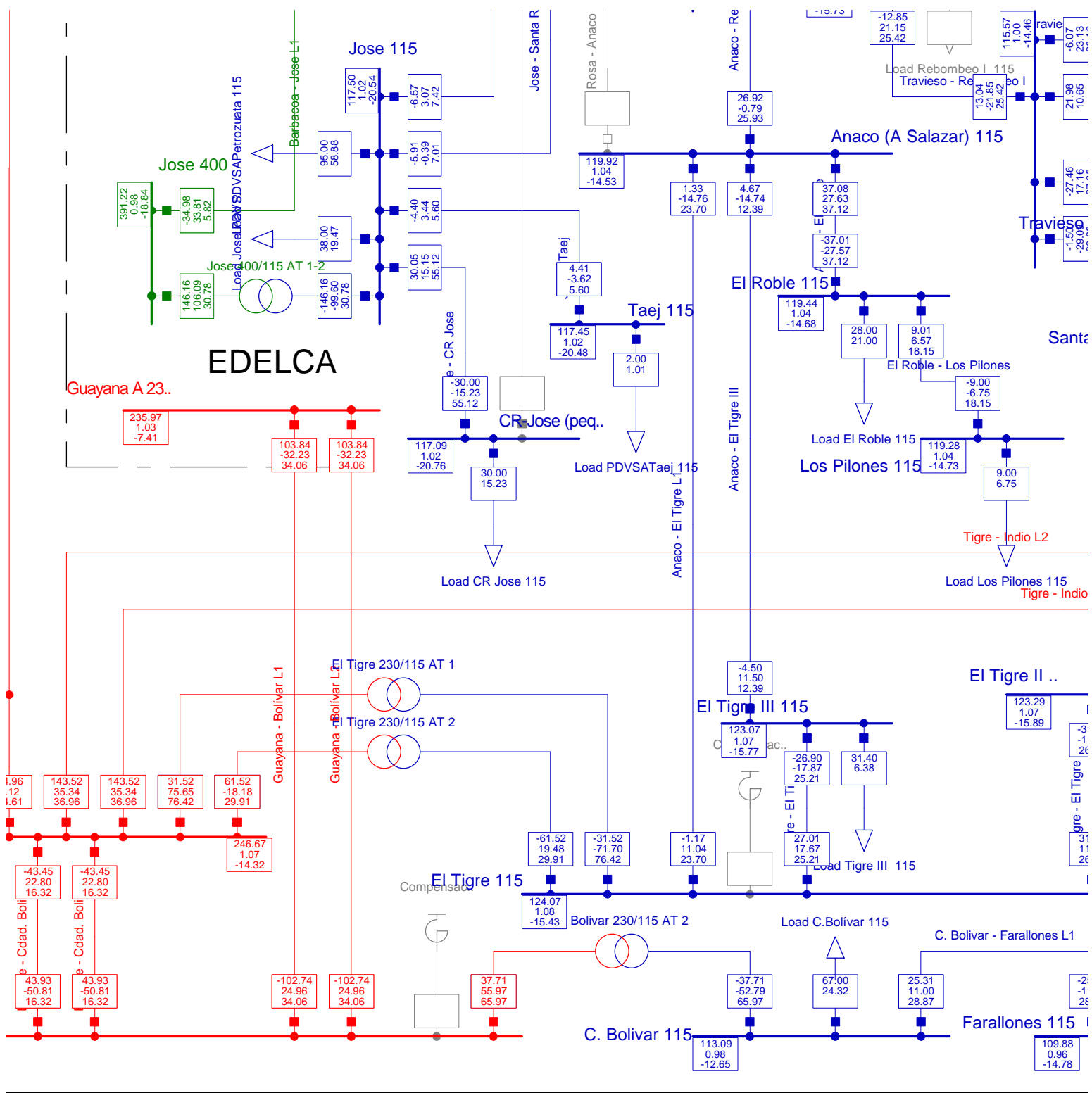


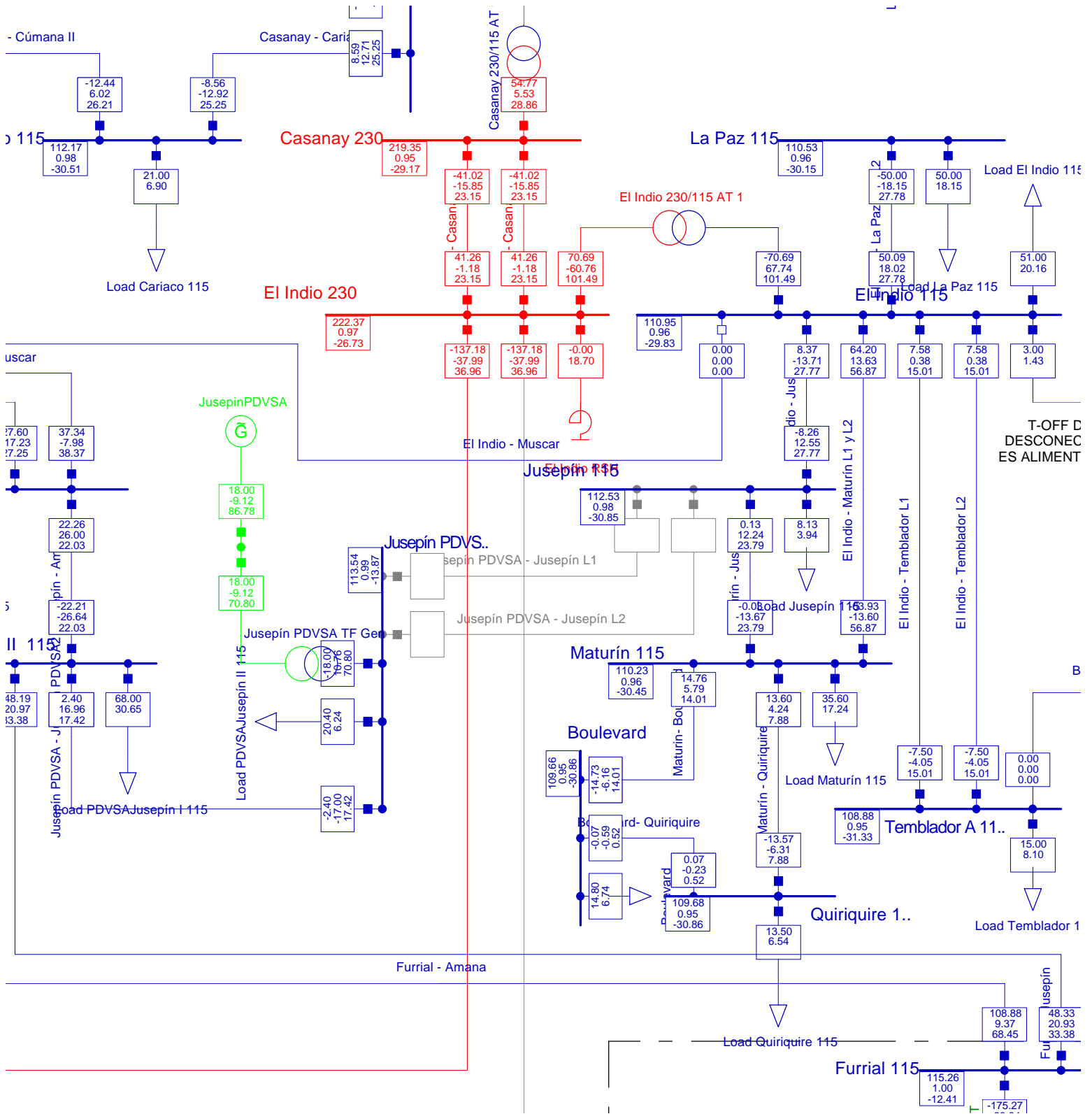


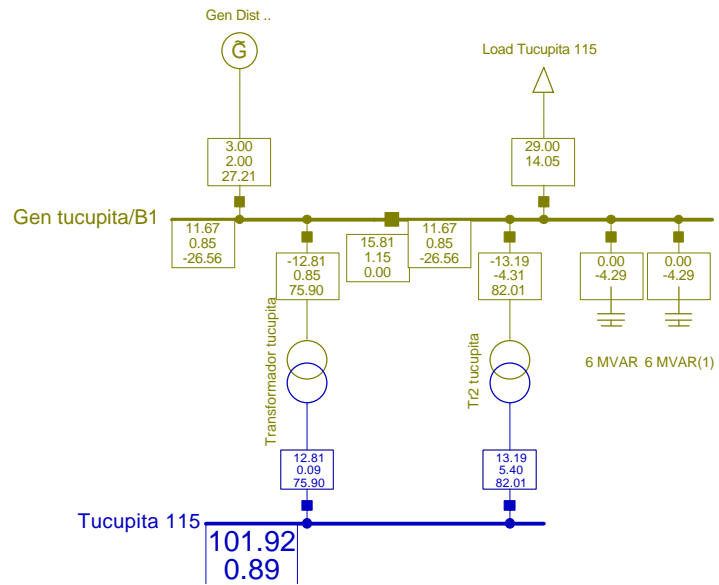
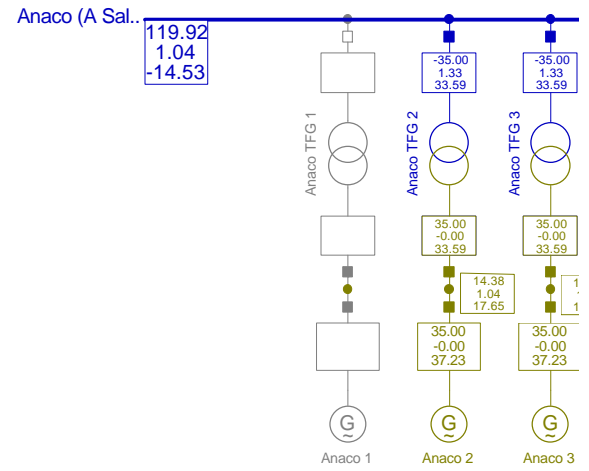
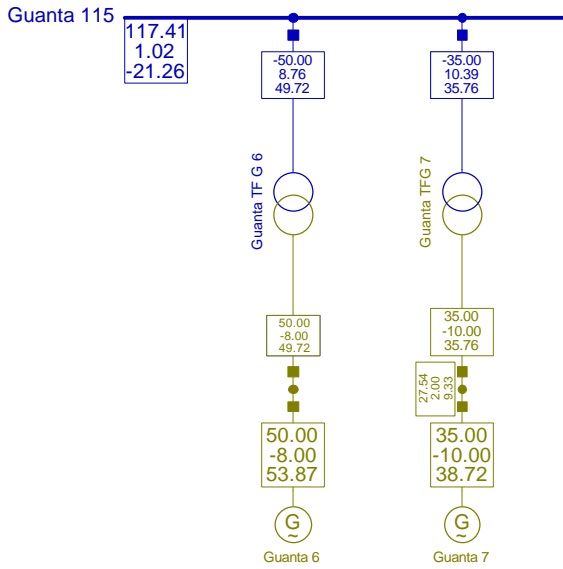


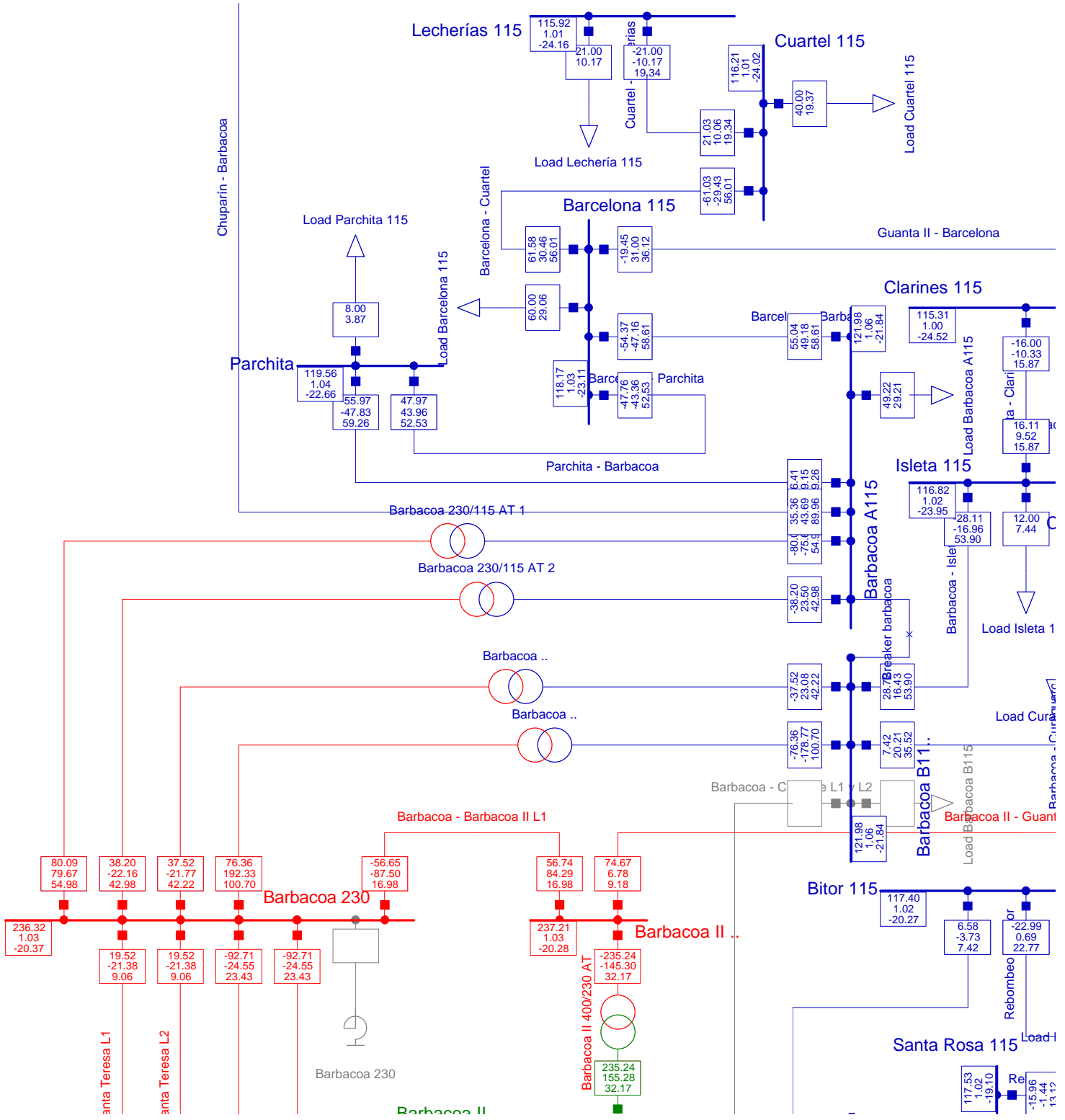


# EDELCA

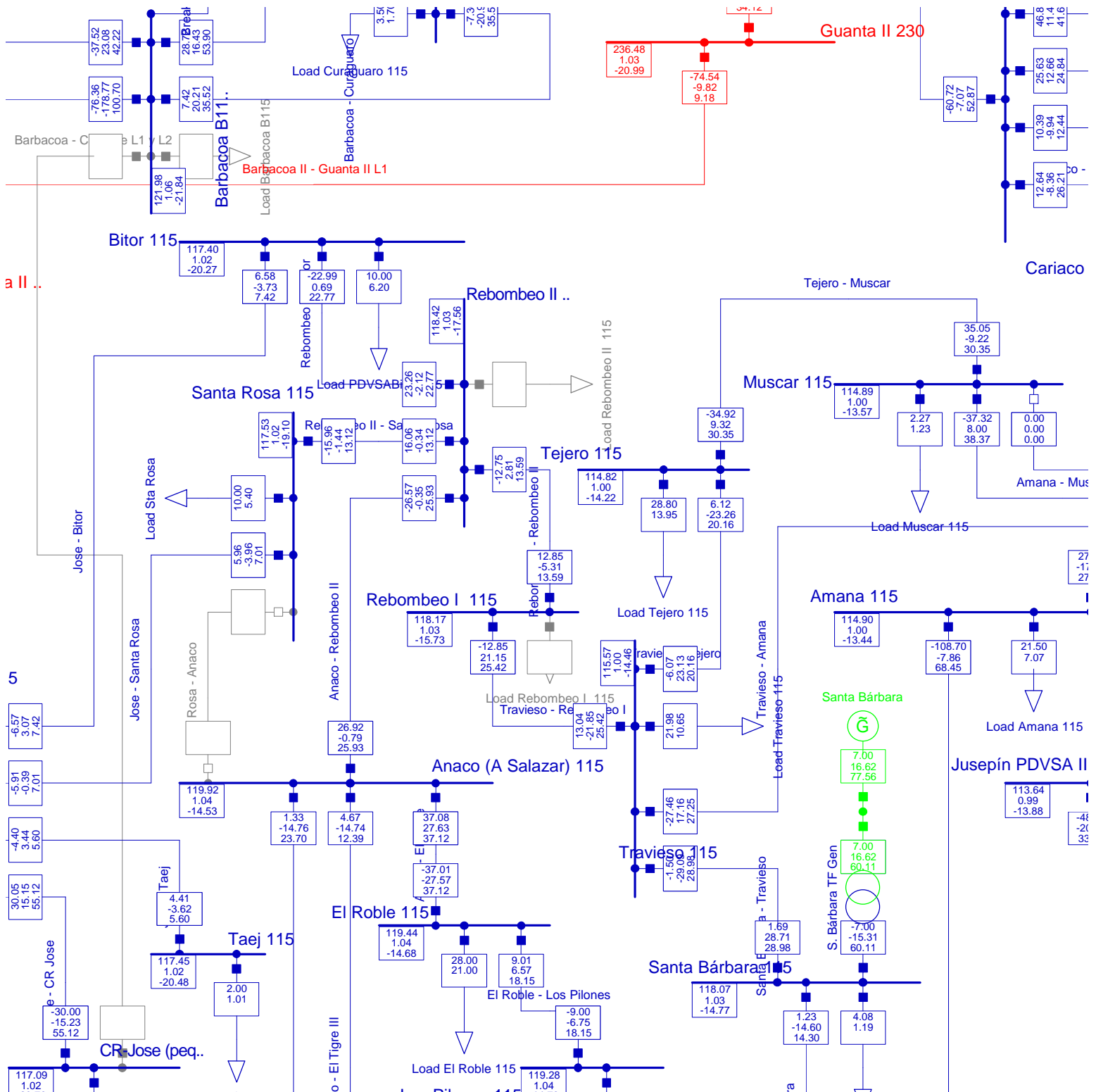






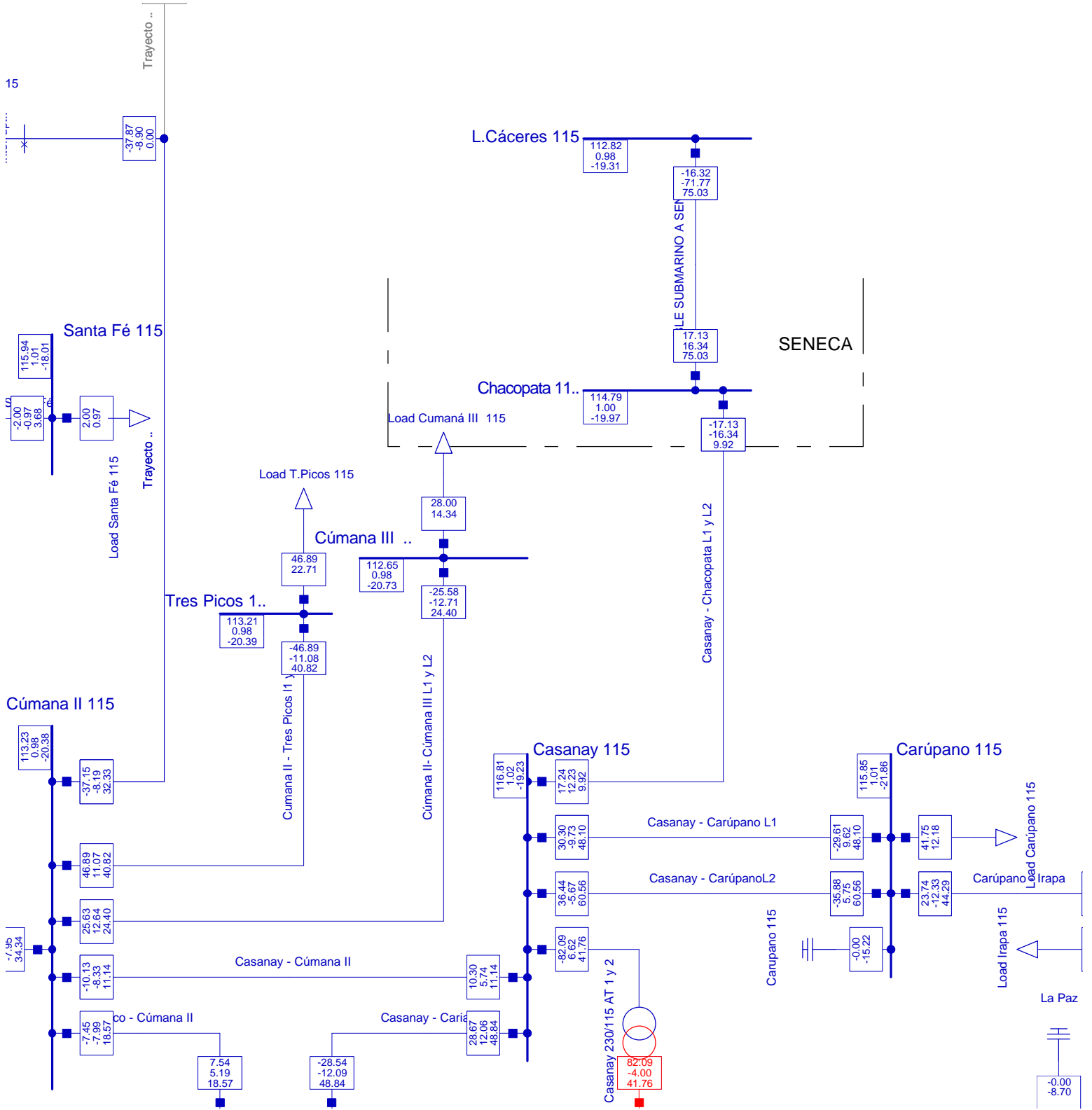


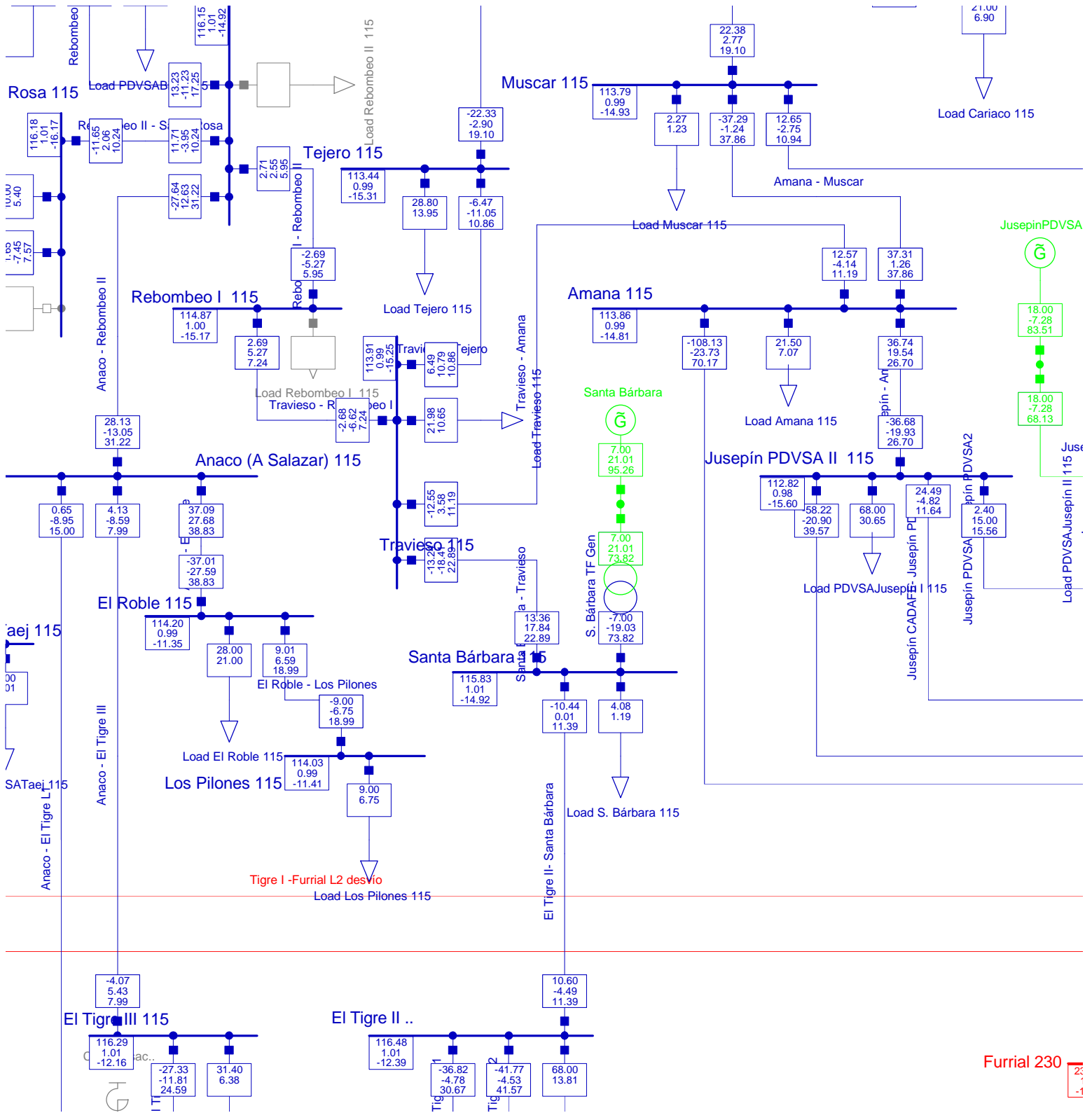




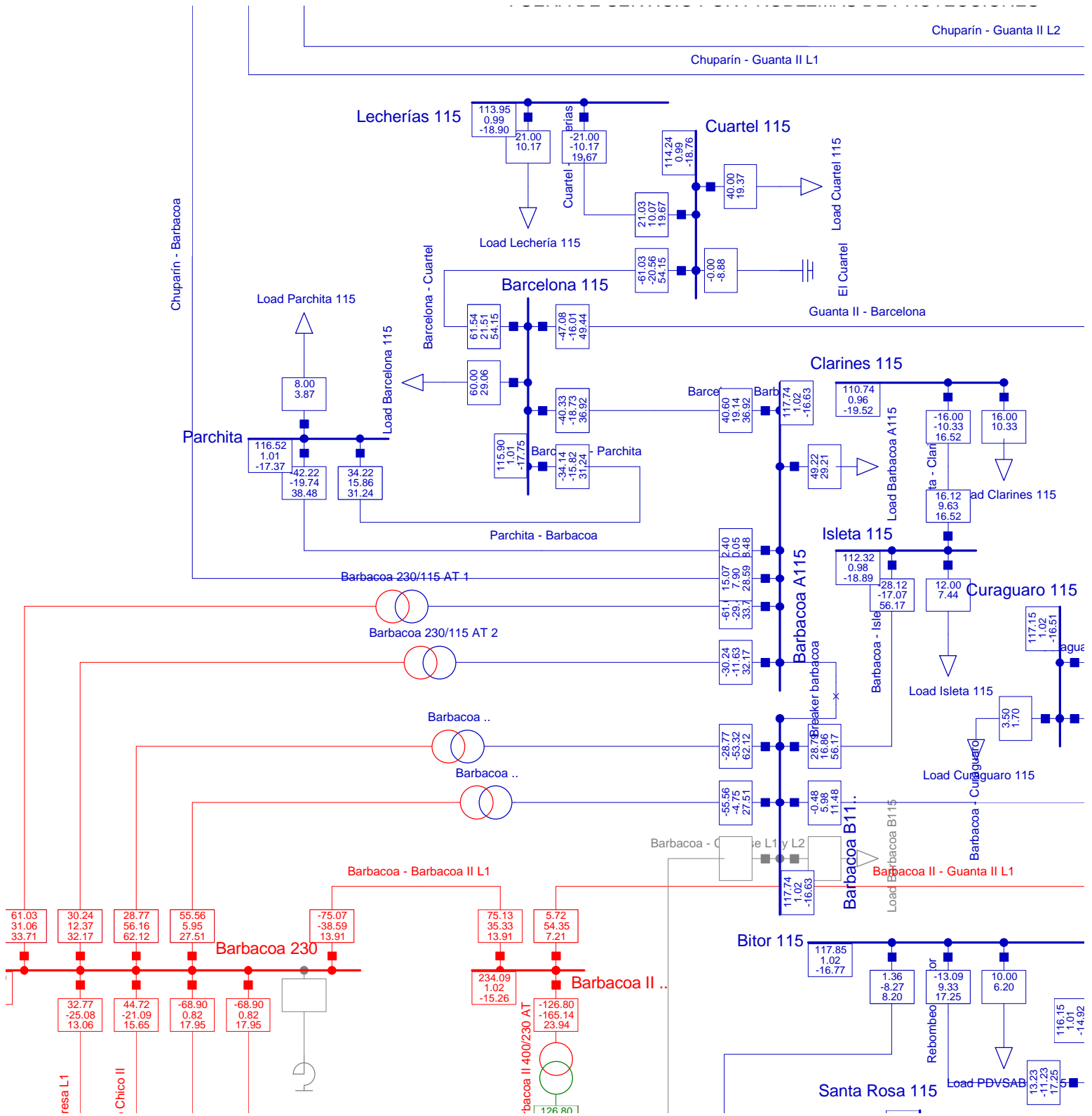


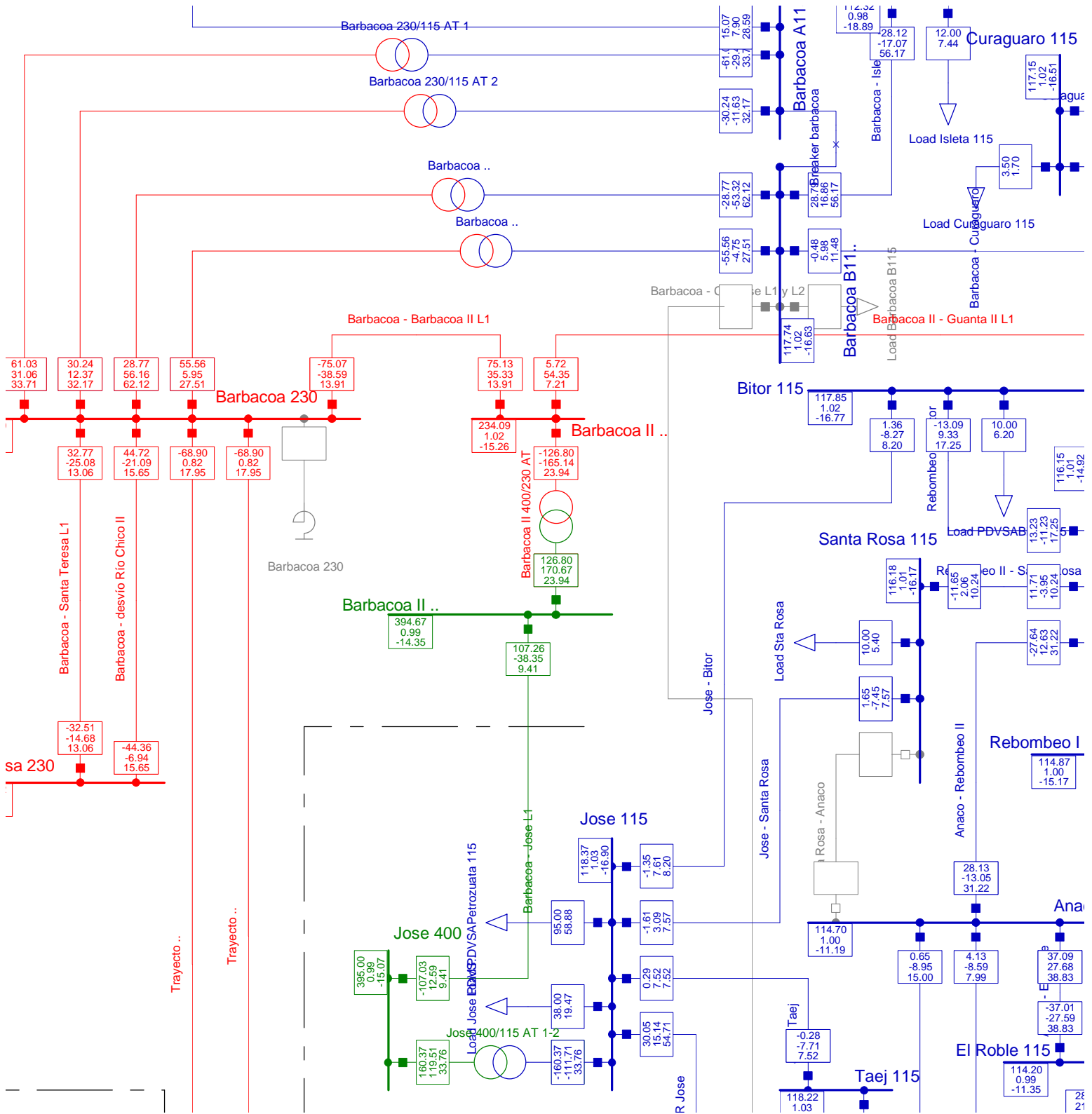


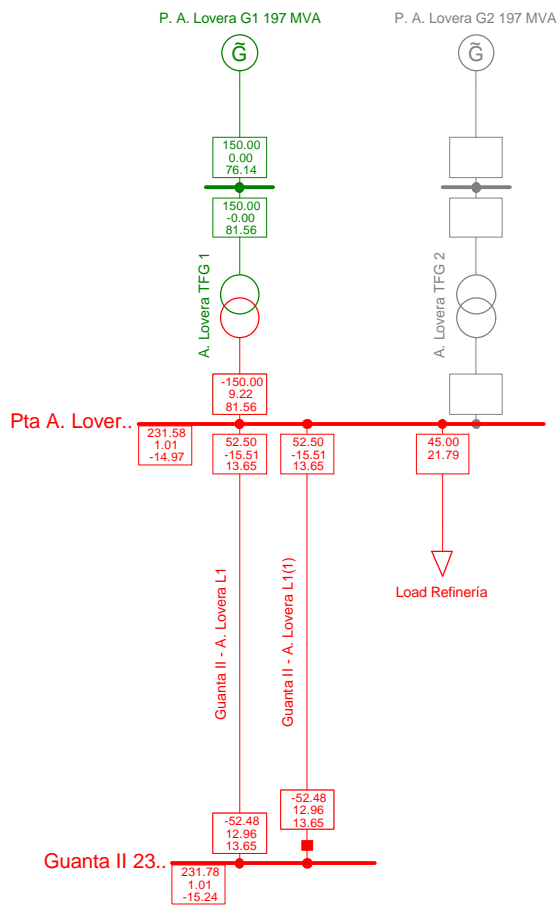




Furrial 230







S/E	BOLIVAR 271							
	KV	AUTOTRAFOS 230/115 KV		GUAYANAS		KV.		
HORA	230	MW	MVAR	MW	MVAR	400	230	115
01	229	151	118	291	19	398	239	120
02	231	149	115	286	24	398	242	121
03	231	145	112	277	30	398	243	121
04	232	140	108	271	33	400	245	123
05	233	136	104	258	37	400	246	123
06	233	131	101	255	38	400	246	123
07	234	117	90	119	41	402	248	124
08	234	117	90	184	41	402	246	124
09	234	111	86	189	41	400	246	122
10	232	106	83	189	39	400	246	122
11	230	108	84	198	40	400	243	122
12	230	117	90	210	37	400	242	122
13	230	120	93	210	34	400	242	122
14	230	124	96	265	34	400	241	122
15	230	124	96	266	35	400	243	122
16	231	124	96	265	35	400	243	122
17	231	125	97	265	36	400	243	122
18	228	140	108	279	20	398	240	121
19	224	158	122	320	4	385	235	119
20	223	167	130	333	3	380	235	118
21	224	167	131	329	-1	382	236	118
22	226	164	126	318	4	390	238	120
23	227	161	125	315	10	395	239	120
24	228	157	121	302	17	400	241	121

167      131  
106      83

MAX	212	MVA
MIN	135	MVA

MAX
MIN

TIGRE I 251 - 252						BARBACOA II 290			
AUTOTRAFOS 400/230 KV		BOLIVAR	A.TRAFOS	BARBAC.	TIGRES II	KV		AUTO-TRAFO 400/230 KV	
MW	MVAR	MW	mw	MW	MW	400	230	MW	AMP
540	330	140	153	220	78	381	226	299	850
510	330	137	150	220	78	384	227	299	846
510	320	132	148	210	76	386	227	279	790
500	320	131	146	210	76	388	228	278	782
490	320	122	146	200	76	392	228	273	768
490	320	124	146	200	76	395	228	272	766
430	290	2	135	190	68	384	229	225	630
480	300	67	129	190	66	380	229	232	650
490	300	78	127	214	62	387	228	240	676
490	290	83	125	200	60	387	228	240	676
490	290	90	128	212	62	382	221	260	755
540	290	93	128	220	62	378	220	262	765
560	300	90	134	220	66	378	220	262	765
560	300	141	139	220	70	370	222	241	697
510	300	142	144	220	72	370	222	279	806
510	300	141	144	220	72	370	227	285	806
510	300	140	144	220	72	375	228	303	854
590	350	139	150	210	80	380	222	312	902
640	370	162	180	244	88	376	221	335	972
660	370	166	176	264	88	369,9	219	346	1014,8
660	370	162	176	260	87	378	223	347	998
630	360	154	173	244	84	385	226	326	926
600	350	154	175	240	80	387	228	321	903
570	340	145	163	236	80	387	228	321	903

660 370 180 264  
430 290 125 190

757	MVA	F.P	0,8722806
519	MVA		0,8290721



BARBACOA I										238	
KV		TIGRES		STA TERESAS		AUTOTRAFOS 230/115 KV		ISLETA	TRAFOS 115/34,5	KV	
230	115	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	A	A	230	115
230	120	220	20	30	73	274	179	192	1035	219	109
231	120	220	22	30	69	264	189	192	1020	221	110
234	121	210	27	30	65	260	197	192	1020	223	111
234	121	200	30	36	60	256	210	192	1020	224	111
235	121	200	33	36	60	250	212	192	966	225	112
235	121	190	38	34	60	238	218	187	966	226	112
236	122	190	40	34	56	222	218	173	910	227	113
235	121	186	38	36	52	222	211	173	870	222	111
232	122	196	38	66	44	212	178	168	920	221	110
232	121	196	38	66	44	212	178	168	920	219	109
230	121	200	38	76	48	228	178	168	928	223	1111
231	121	210	32	84	56	234	183	170	948	222	110
231	119	210	32	84	56	234	183	170	950	222	110
231	120	216	28	86	60	238	191	173	966	220	110
231	120	216	28	86	60	238	191	173	968	222	110
232	120	216	28	86	60	238	191	176	968	222	110
233	120	210	29	50	62	250	193	173	990	222	110
228	118	226	26	44	68	286	195	216	1110	217	108
226	117	240	18	36	78	316	195	254	1206	207	103
225	116	246	14	30	82	328	176	260	1222	206	102
226	117	240	20	30	81	320	175	260	1205	207	103
227	18	236	20	30	81	312	176	254	1165	210	105
229	119	236	21	36	76	300	172	236	1097	215	107
230	19	226	24	30	74	278	173	218	1079	218	108

328      218      7  
212      172      32

F.P	#iREF!
	#iREF!

MAX	394	MVA
MIN	273	MVA

MW	MVAR

INDIO 261,266					FECHA	
TIGRES	A.TRAFO	TRAFOS 115/13,8	TRAFOS 115/34,5	LA PAZ	CONDICIONES	
MW	MW	A	A	MW	IMPORTACION	GENERACION
328	211	1195	660	56	1155	155
318	215	1160	632	54	1121	155
310	212	1140	620	52	1090	155
310	212	1140	620	52	1071	155
300	197	1140	620	52	1047	155
294	194	1130	600	52	1055	155
280	187	1090	570	50	806	155
278	186	1060	560	50	929	155
286	193	1080	560	54	918	155
290	196	1082	560	56	919	155
292	204	1112	568	58	942	155
296	210	1140	600	6	1001	155
300	212	1270	600	60	1020	155
298	215	1210	620	62	1058	155
302	217	1232	608	60	1045	155
300	213	1220	620	60	1051	155
304	218	1220	630	60	1109	155
346	238	1330	730	62	1195	155
384	248	1445	810	62	1313	155
392	251	1460	820	64	1368	155
384	246	1450	800	64	1362	155
370	240	1410	760	62	1296	155
360	234	1370	720	60	1256	155
344	226	1300	670	60	1217	155

392	251	29	41	64	1.368
278	186	21	28	6	806

MVAR
0

**PLANTA ALFREDO SALAZAR**

S	KV	STA ROSA		UNIDAD		UNIDAD # 3		EL ROBLE	REBOMBEO II
	115	M.W	AMP	M.W	MVAR	M.W	MVAR	A	A
1310	115	0	0	35	2	35	2	457	25
1276	115	0	0	35	2	35	2	434	25
1245	116	0	0	35	3	35	2	433	20
1226	116	0	0	35	3	35	3	436	20
1202	116	0	0	35	2	35	3	435	20
1210	116	0	0	35	2	35	3	415	22
961	117	0	0	35	1	35	2	400	30
1084	117	0	0	35	6	35	2	405	25
1073	117	0	0	35	9	35	5	400	25
1074	117	0	0	35	10	35	6	415	20
1097	117	0	0	35	11	35	7	421	15
1156	117	0	0	35	12	35	7	435	10
1175	117	0	0	35	13	35	8	446	10
1213	117	0	0	35	12	35	8	457	10
1200	117	0	0	35	12	35	8	464	10
1206	117	0	0	35	12	35	7	466	6
1264	117	0	0	35	11	35	6	479	5
1350	116	0	0	35	14	35	10	585	3
1468	115	0	0	35	12	35	10	574	3
1523	115	0	0	35	12	35	10	570	3
1517	115	0	0	35	12	35	10	573	5
1451	115	0	0	35	9	35	8	557	8
1411	115	0	0	35	6	35	6	542	10
1372	115	0	0	35	5	35	5	512	10

105      5  
73        1

255

PLANTA GUAN

TIGRE I	TOTAL GENERADO		KV	CUMANA II	GUANTA II N° 1 Y N° 2		TRAFOS 115/13,8
	MW	M.W			MVAR	A	
7	70	4	116	0	256	0	365
3	70	4	116	0	274	0	358
2	70	5	116	0	288	0	353
3	70	6	116	0	300	0	346
3	70	5	116	0	322	0	341
0	70	5	116	0	340	0	334
-1	70	3	117	0	357	0	321
-1	70	8	117	0	323	0	393
-2	70	14	117	0	323	0	309
0	70	16	117	0	312	0	307
0	70	18	116	0	295	0	306
1	70	19	116	0	274	0	330
3	70	21	117	0	272	0	330
5	70	20	116	0	274	0	317
6	70	20	117	0	281	0	317
6	70	19	117	0	300	0	325
7	70	17	117	0	312	0	332
24	70	24	115	0	277	0	396
22	70	22	114	0	241	0	420
22	70	22	115	0	212	0	431
22	70	22	116	0	216	0	429
20	70	17	117	0	225	0	412
18	70	12	117	0	241	0	390
14	70	10	117	0	270	0	376

24

0

9

-2

0

6

ITA 211

REBOMBEO I 357

UNIDAD 6		UNIDAD 7		TOTAL GENERADO		KV	TRAVIESO	TRAFOS 115/13,8	KV
M.W	MVAR	M.W	MVAR	M.W	MVAR	115	MW	A	115
50	10	35	6	85	16	116	-21	0	116
50	10	35	6	85	16	116	-19	0	116
50	0	35	0	85	0	117	-19	0	116
50	0	35	0	85	0	117	-17	0	117
50	-20	35	-12	85	-32	117	-17	0	117
50	-20	35	-10	85	-30	117	-15	0	117
50	-20	35	-10	85	-30	117	-14	0	117
50	-8	35	-10	85	-18	117	-14	0	116
50	-8	35	-14	85	-22	115	-15	0	116
50	-8	35	-11	85	-19	115	-15	0	115
50	-8	35	-14	85	-22	115	-16	0	115
50	-8	35	-10	85	-18	115	-19	0	115
50	-8	35	-10	85	-18	115	-19	0	115
50	-8	35	-4	85	-12	115	-19	0	115
50	-8	35	-4	85	-12	115	-18	0	115
50	-8	35	-4	85	-12	115	-18	0	115
50	-12	35	-6	85	-18	116	-19	0	115
50	-12	35	-6	85	-18	115	-27	0	115
50	16	35	12	85	28	113	-23	0	114
50	16	35	14	85	30	116	-24	0	114
50	16	35	14	85	30	116	-25	0	115
50	16	35	14	85	30	117	-23	0	115
50	0	35	-2	85	-2	117	-23	0	116
50	-2	35	0	85	-2	117	-22	0	116

<b>REBOMBEO II 367</b>	<b>S.BARBARA 347</b>	<b>TRAVIESO :</b>
------------------------	----------------------	-------------------

STA ROSA	BITOR	TRAFOS 115/13,8	KV	TIGRE II	TRAFOS 115/13,8	KV	REBOMBEO I	TRAFOS 115/13,8
A	A	A	115	MW	A	115	MW	A
39	126	235	117	12	152	114	24	960
38	120	236	117	12	152	115	20	960
38	120	236	117	12	152	115	20	999
37	114	237	117	7	150	116	20	1010
37	110	237	117	7	150	116	18	1010
37	106	237	117	7	150	116	18	1012
41	103	236	118	5	158	116	18	1012
42	110	236	118	4	185	116	18	1012
42	112	235	118	4	171	115	18	1012
43	114	235	118	5	157	114	20	1014
43	114	235	117	5	157	114	20	1017
44	114	235	117	5	144	114	20	1013
44	108	236	117	7	137	114	20	1015
30	106	236	117	7	-135	114	20	1140
28	105	236	117	9	-151	115	20	1146
27	104	234	115	9	-157	115	20	1144
26	103	0	115	10	-159	115	20	1164
25	103	0	115	11	-187	114	24	1167
28	130	0	115	15	-202	114	28	1165
30	131	0	116	15	-202	113	38	1165
32	135	0	117	15	-186	114	28	1165
33	136	0	118	16	-161	114	28	1167
33	138	0	119	16	-138	116	28	1167
31	127	0	119	15	-138	116	24	1145

22      5  
16      0

4  
-4

23  
19

<b>TOTAL MAX SEMA</b>
-----------------------

327		MUSCAR 377				TEMBLADOR 320			
AMANA		KV	TRAFOS 115/13,8	AMANA		KV	TRAFOS 115/34,5	TUCUPITA	KV
MW	A	115	A	MW	A	115	A	A	115
34	200	116	102	46	270	109	354	184	96
32	190	116	102	46	270	110	352	178	97
31	180	116	102	43	250	111	344	170	97
31	180	116	99	43	250	112	338	170	99
29	170	116	99	43	250	112	330	170	99
29	170	116	104	41	240	113	324	164	100
24	140	114	104	37	220	114	320	168	101
26	150	14	104	37	220	111	260	162	101
27	160	114	100	35	205	111	262	168	99
27	160	114	102	35	205	111	268	170	98
29	170	114	102	38	225	11	268	170	98
31	180	114	102	42	245	111	278	180	97
31	180	114	100	42	245	110	302	184	96
32	190	114	102	41	242	110	300	190	96
31	180	114	102	41	242	110	298	192	96
31	180	114	102	43	250	111	270	188	94
31	180	114	105	43	250	110	300	188	93
36	210	112	105	45	265	106	364	202	92
41	240	112	106	55	325	102	368	214	92
44	260	112	106	58	340	101	376	204	92
43	250	113	104	56	330	102	200	210	92
41	240	113	104	52	305	102	200	204	92
39	230	115	102	51	300	106	360	198	92
36	210	115	104	44	260	107	360	194	93

38600,3

46  
25

2  
2

7  
37

19  
10

#iREF!  
#iREF!

#iREF!  
#iREF!

#iREF!	(MW)
--------	------

TUCUPITA 321 - 322 -323-324

CASANAY - 2

TRAFOS 115/13,8	UNIDADES GENERADOS # 1 Y 2				TOTAL GENERADO		KV		SUBMARINO
	A	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	230	115
1330	4	2	0	0	4	2	217	110	50
1280	4	2	0	0	4	2	218	111	46
1340	4	2	0	0	4	2	218	111	42
1190	4	2	0	0	4	2	220	113	38
1160	4	2	0	0	4	2	220	113	32
1130	4	2	0	0	4	2	221	113	20
1190	3	2	0	0	3	2	223	113	18
1200	3	2	0	0	3	2	219	112	16
1220	3	2	0	0	3	2	216	110	20
1230	3	2	0	0	3	2	215	111	20
1290	3	2	0	0	3	2	218	112	20
1310	3	2	0	0	3	2	217	111	24
1340	3	2	0	0	3	2	217	111	26
1340	3	2	0	0	3	2	217	111	22
1320	3	2	0	0	3	2	217	112	22
1320	3	2	0	0	3	2	218	112	22
1380	3	2	0	0	3	2	218	112	18
1510	4	3	0	0	4	3	219	107	50
1520	4	3	0	0	4	3	205	105	70
1460	4	3	0	0	4	3	203	104	70
1490	4	3	0	0	4	3	204	105	70
1400	4	3	0	0	4	3	208	107	68
1400	4	3	0	0	4	3	213	109	60
1360	4	3	0	0	4	3	215	110	52

0

896000

26  
201

70  
16



226	CUMANA II 246	BARCELONA 281			CHUPARIN - 215 -			
A.TRAFOS	GUANTA II	KV	TRAFOS 115/13,8	GUANTA II	KV	TRAFOS 115/13,8	GUANTA II 1 Y 2	
MW	AMP	115	A	A	115	A	A	A
125	646	118	3330	190	116	2200	135	130
122	620	118	3250	174	116	2110	130	125
116	592	119	3170	160	116	2060	130	125
111	576	119	3090	159	116	2000	120	120
108	560	120	3010	153	117	1945	115	115
100	546	120	2930	148	117	1894	110	110
87	495	120	2830	146	118	1819	105	100
84	500	120	2840	142	118	1720	105	100
88	500	119	2930	258	117	1870	100	95
88	513	119	2950	289	117	1922	110	100
90	511	120	3040	190	117	1860	110	105
92	523	120	3170	197	117	1840	115	110
95	530	120	3270	204	117	1857	115	110
95	525	120	3320	212	117	1970	125	120
95	530	120	3330	220	117	1360	125	120
95	540	119	3320	212	118	1444	105	100
96	568	119	3270	202	118	1864	120	110
132	796	118	3600	188	116	2189	125	120
150	849	116	3980	238	115	2315	145	142
153	863	115	4100	276	115	2434	155	150
150	855	115	4090	280	115	2400	150	150
147	818	117	3950	278	116	2320	150	145
140	720	118	3730	271	116	2238	150	140
128	670	119	3570	246	116	2180	140	130

153

84

863
495

82

57

52

27

49

27

28

18

27

17

TOTAL MAX ZONA
----------------

217	CLARINES 286			LECHERIA 283	CUARTEL 282	TIGRE III 250		
PARAISO	KV	TRAFOS 115/34,5	TRAFOS 115/13,8	TRAFOS 115/13,8	KV	TRAFOS 115/13,8	KV	TRAFOS 115/13,8
A	115	A	A	A	115	A	115	A
170	118	230	360	1235	112	2374	118	1382
165	118	230	360	1208	113	2266	119	1362
162	118	230	360	1168	113	2152	119	1349
158	118	230	360	1107	114	2106	119	1327
154	118	220	330	1082	114	2062	120	1302
150	118	220	330	1050	114	1982	122	1279
142	117	202	344	993	115	1863	122	1213
146	117	200	344	993	115	1872	122	1376
144	118	192	341	954	113	1897	121	1396
150	118	190	341	1098	112	1949	121	1412
152	118	189	341	1115	113	1997	121	1462
154	117	194	340	1166	113	2052	121	1502
158	117	194	343	1185	113	2164	120	1543
164	117	194	443	1268	113	2200	120	1559
168	117	198	340	1265	113	2245	120	1564
164	117	198	340	1260	113	2218	120	1567
164	117	198	340	1270	113	2231	120	1562
176	116	220	360	1355	112	2349	118	1963
186	112	297	420	1390	108	2597	116	2000
190	112	297	420	1455	108	2684	116	2015
190	113	275	400	1460	109	2685	116	1942
186	113	270	395	1415	110	2670	117	1838
180	115	263	387	1335	111	2533	119	1723
174	115	260	284	1300	112	2484	120	1645

34

6

22

29

54

26

4

14

19

37

I	321,6 (MW)
---	------------

GUARAGUAO 210		TEJERO 379			MATURIN 263		QUIRIQUIRE 268	J U S E
KV	TRAFOS 115/13,8	KV	TRAFOS 115/13,8	TRAFOS 115/34,5	KV	TRAFOS 115/13,8	TRAFOS 115/34,5	KV
115	A	115	A	A	115	A	A	115
111	2170	117	910	250	107	1970	374	112
111	2150	118	900	240	108	1924	367	114
111	2140	118	880	240	108	1894	363	114
112	2140	118	870	240	108	1860	361	115
112	2130	118	840	230	109	1832	361	115
112	2130	118	830	230	110	1808	358	115
112	2130	118	760	220	111	1762	342	116
112	2130	118	778	214	109	1748	338	115
111	1900	117	786	214	108	1790	338	114
111	1920	117	806	214	108	1848	346	114
111	1930	117	824	210	108	1912	346	114
111	1960	117	844	214	108	1946	343	114
111	1960	117	856	214	108	1978	331	114
111	1940	117	860	212	108	1988	340	114
111	2290	117	868	208	108	1996	340	114
112	2265	117	870	210	108	2006	341	114
112	2060	117	870	210	108	2010	364	114
111	2060	116	1095	300	105	2016	421	110
110	2265	116	1165	330	98	2182	440	106
110	2295	116	1165	325	98	2212	438	106
110	2295	117	1120	300	99	2200	428	106
110	2200	118	1050	270	101	2174	400	108
110	2180	118	980	260	104	2110	392	110
110	2180	117	950	250	105	2020	389	112

46  
38

23  
15

17  
10

44  
35

18  
16

||

P I N 264	BOULEVARD 260		TRES PICOS 241			CARUPA		
TRAFOS 115/13,8	KV	TRAFOS 115/13,8	KV	TRAFOS 115/13,8	TRAFOS 115/34,5	KV	TRAFOS 115/13,8	TRAFOS 115/34,5
A	115	A	115	A	A	115	A	A
430	106	832	112	1602	416	108	1368	380
424	107	799	113	1559	411	108	1344	372
420	108	758	114	1525	402	110	1320	360
412	108	744	114	1349	396	110	1296	352
410	109	732	114	1369	396	110	1272	346
406	109	715	114	1409	380	110	1260	342
382	110	697	115	1306	358	112	1224	336
378	110	723	114	1326	347	110	1224	324
375	108	736	113	1292	342	110	1224	320
382	109	771	113	1292	342	110	1224	320
383	109	791	113	1346	336	110	1124	320
389	109	830	113	1346	340	110	1224	320
394	108	839	113	1356	344	110	1224	320
394	109	857	113	1369	344	110	1220	320
385	109	867	114	1402	347	110	1220	320
385	109	855	114	1469	376	110	1220	320
390	108	874	112	1602	390	110	1260	340
487	104	961	107	1795	478	107	1460	440
523	100	1024	106	1975	495	102	1620	460
517	99	1041	106	2018	498	102	1620	460
494	99	1024	106	2042	480	103	1600	440
461	103	990	109	1888	444	104	1500	400
448	104	957	111	1762	420	106	1440	380
417	105	925	112	1642	410	107	1400	370

10

21

41

25

32

23

26

17

22

16

TOTAL MAX IV

197

(MW)

ANO 223		CARIACO 225			CUMANA III 248			MANZANA
CASANAY	IRAPA	KV	TRAFOS 115/13,8	TRAFOS 115/34,5	KV	TRAFOS 115/13,8	TRAFOS 115/34,5	KV
M.W	M.W	115	A	A	115	A	A	115
61	15	112	383	222	107	1060	132	110
60	15	112	375	216	108	1020	132	111
59	15	113	366	201	108	1000	130	111
58	14	113	350	190	109	960	128	112
58	15	114	332	186	109	940	126	112
57	15	115	320	180	110	920	124	113
55	14	15	315	180	110	880	122	114
53	12	115	312	178	110	850	114	113
53	13	114	306	178	110	870	112	114
53	13	114	300	175	110	870	112	114
53	15	114	301	175	109	870	112	114
53	13	114	296	176	109	870	112	112
53	13	114	295	176	109	870	112	112
53	13	114	297	175	110	860	112	112
53	13	113	297	175	109	920	112	113
53	13	113	302	183	110	950	114	113
57	15	113	315	194	110	960	120	113
67	16	112	335	226	107	1100	150	109
76	21	110	441	275	104	1220	160	105
76	21	110	437	269	102	1230	160	105
74	20	110	420	254	102	1240	152	105
70	20	110	411	245	105	1200	145	108
66	18	110	402	230	106	1120	138	110
64	18	111	387	229	107	1080	135	111

76	20,6	9	14	25	8
53	12,32	6	9	17	6

ARES 242	SISTEMA ELECTRICO	DEMANDA DEL SISTEMA ORIENTAL POR ESTADOS			
	MONAGAS DELTA AMACURO	MONAGAS	DELTA AMACURO	SUCRE	ANZOATEGUI
TRAFOS 115/13,8	MW.	MW.	MW.	MW.	MW.
A	MW.	MW.	MW.	MW.	MW.
880	297	266	31	192	746
860	351	269	81	188	728
850	297	267	31	181	722
830	294	267	28	177	710
820	278	250	27	177	703
805	274	247	27	179	692
762	265	239	27	159	664
778	265	238	27	159	650
900	272	245	27	159	657
905	276	248	28	161	665
925	285	257	29	162	662
910	292	263	29	162	668
890	295	265	30	166	678
880	295	265	30	168	691
885	296	267	29	170	702
890	292	263	29	171	697
880	299	268	31	181	715
930	331	297	34	225	753
1000	344	309	34	231	830
990	345	312	33	238	854
980	339	305	34	234	838
925	329	297	32	228	829
890	321	289	32	211	820
860	311	280	31	198	778

0 0 0

20	351	312	81	238	854
15	0	0	0	159	650

**AUTO TRAF0**  
**400/230 KV**  
**OPSI**

**MW**

567

557

554

541

529

504

474

501

522

536

546

550

546

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

**567**

**0**



**CADAFE**  
 empresa de energía eléctrica  
 del estado venezolano

C. A. D. A. F. E. GERENCIA DE OPERACIONES UNIDAD DESPACHO DE CARGA CENTRAL  
 PLANILLA SISTEMA INOS, INTERCAMBIOS Y DEMANDAS DE E.DE V. Y ENELBAR

FECHA: 30-10-2005

H O R A	MARIP EN S.TER (MW)	S.TER EN MARIP (MW)	TUY I (MW)	TUY II (MW)	CAMA- TAGUA (MW)	CA MA TUY (MW)	PANA- MERI- CANO (MW)	TAGUA ZA (MW)	IMPOR GUACA RA II (MW)	IMPOR P.EST (MW)	IMPOR CARDE NERA (MW)	IMPOR BARBU LA (MW)	IMPOR GUAPA RO (MW)	GENER E.DEV (MW)	IMPOR E.DE V. (MW)	DEMAN E.DEV (MW)	IMPOR ENELB (MW)	GENER ENELB (MW)	DEMAN ENEL- BAR (MW)
1	0	45	45	59	37	90	10	16	6	8	21	6	6	113	55	168	267	34	301
2	0	45	45	60	37	90	10	16	5	8	20	6	5	112	52	164	262	34	296
3	0	44	44	61	37	90	10	16	5	8	20	6	5	112	50	162	254	34	288
4	0	45	45	60	37	90	10	16	5	8	19	6	5	114	45	159	246	34	280
5	0	45	45	61	37	90	10	16	5	8	19	6	5	109	45	154	247	34	281
6	0	44	44	59	37	90	11	16	5	8	19	6	5	111	45	156	248	34	282
7	0	45	45	60	37	90	11	16	4	8	18	6	5	100	48	148	231	34	265
8	0	44	44	59	37	90	11	16	4	8	19	6	5	100	53	153	237	34	271
9	0	45	45	59	37	90	11	16	4	8	19	6	6	101	55	156	247	34	281
10	0	44	44	59	37	90	11	16	4	8	19	6	6	103	55	158	251	36	287
11	0	44	44	59	37	90	12	16	4	8	19	6	6	104	55	159	260	36	296
12	0	44	44	59	37	90	12	16	4	8	19	6	7	105	56	161	242	36	278
13	0	45	45	59	37	90	11	16	5	8	19	6	7	104	57	161	249	36	285
14	0	44	44	59	37	90	9	16	5	8	19	7	7	105	54	159	257	47	304
15	0	44	44	59	37	90	10	16	5	8	19	7	7	106	56	162	275	44	319
16	0	45	45	59	37	90	10	16	5	8	19	7	7	106	56	162	265	34	299
17	0	44	44	59	37	90	10	16	5	9	21	7	6	105	60	165	270	34	304
18	0	45	45	58	37	90	10	16	5	9	23	7	6	107	76	183	291	35	326
19	0	45	45	59	37	90	10	16	5	10	28	7	8	108	90	198	398	26	424
20	0	45	45	59	37	90	10	16	6	10	29	7	7	109	95	204	398	18	416
21	0	45	45	58	37	90	10	16	7	10	28	7	6	109	92	201	395	18	413
22	0	45	45	58	37	90	10	16	7	10	27	7	6	109	88	197	315	19	334
23	0	45	45	59	37	90	10	16	7	9	24	7	6	108	80	188	316	19	335
24	0	45	45	59	37	90	10	16	6	9	21	7	6	108	70	178	290	19	309
														2568	95	204	398	763	424
															45	148	231		265
F.C.=														82,84%	4056	F.C.=	73,45%	7474	



C. A. D. A. F. E. GERENCIA DE OPERACIONES UNIDAD DESPACHO DE CARGA CENTRAL  
PLANILLA DE GENERACION DE PLANTAS

FECHA: 30-10-2005

H O R A	SISTEMA CENTRAL					HIDROS= CAPITAL +CENTRO (MW)	DEMANDA LLANOS CENTRALES (MW)	PLANTA CASTILLITO Gen.Total (MW)	PLANTA SAN FERNANDO				PLANTA CORO				
	ELE OCCI (MW)	IMP. (MW)	GEN. (MW)	DEM. (MW)	ELE CENT (MW)				1 (MW)	2 (MW)	3 (MW)	Grups (MW)	1 (MW)	2 (MW)	3 (MW)	4 (MW)	
1	1458	1910	688	2598	972	320	264	16	10			28	7				
2	1440	1865	681	2546	942	320	259	16	10			29	7				
3	1412	1813	681	2494	920	319	253	16	10			29	7				
4	1376	1759	679	2438	903	320	246	16	10			29	7				
5	1336	1702	679	2381	891	324	242	16	10			29	7				
6	1244	1589	672	2261	861	315	225	16	10			29	7				
7	1126	1422	663	2085	811	318	203	16	10			29	7				
8	1129	1422	666	2088	806	318	196	16	10			29	7				
9	1203	1520	670	2190	831	326	240	16	10			28	7				
10	1241	1563	668	2231	832	323	232	16	10			24	7				
11	1256	1777	484	2261	846	321	240	16	10			24	7				
12	1326	1997	361	2358	871	322	214	16	10			25	7				
13	1343	2015	362	2377	873	320	220	16	10			27	7				
14	1385	2056	359	2415	871	319	199	16	10			27	7				
15	1356	1897	494	2391	873	318	208	16	10			27	7				
16	1447	1919	555	2474	865	317	203	16	10			27	7				
17	1598	2004	649	2653	890	318	204	16	10			27	7				
18	1597	2112	665	2777	997	319	224	16	10			27	7				
19	1744	2441	658	3099	1157	320	268	16	10			27	7				
20	1750	2474	664	3138	1184	319	296	16	10			27	7				
21	1744	2441	662	3103	1158	321	291	16	10			27	7				
22	1888	2526	662	3188	1103	322	279	16	10			27	7				
23	1737	2280	670	2950	1025	319	265	16	10			28	7				
24	1587	2060	666	2726	961	321	259	16	10			28	7				

1888 2526 3188 1184 326 Total = 384 000 898 000 Kw-h 168 000 Kw-h  
1126 1422 2085 806 315

F.C= 80,01621 %

C. A. D. A. F. E. GERENCIA DE OPERACIONES UNIDAD DESPACHO DE CAR  
 PLANILLA DE PLANTA CENTR

FECHA: 30-10-2005

H O R A	PLANTA				PLANTA									
	PEDRO CAMEJO				TERMO ELÉCTRICA DEL CENTRO									
	1	3	4	6	UNIDAD No 1		UNIDAD No 2		UNIDAD No 3		UNIDAD No 4		UNIDAD No 5	
(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	MVAR.	(MW)	MVAR.	(MW)	MVAR.	(MW)	MVAR.	(MW)	MVAR.	
1	5						317	30			129	35		
2	5						313	20			126	30		
3	5						311	10			128	30		
4	5						310	10			125	30		
5	4						310	0			131	30		
6	4						306	-40			126	30		
7	3						309	-10			126	0		
8	3						309	0			129	30		
9	4						310	0			131	30		
10	4						308	0			133	40		
11	4						124	0			132	40		
12	5						0	0			130	40		
13	5						0	0			130	40		
14	5						0	10			126	40		
15	5						131	10			129	40		
16	5						197	10			124	40		
17	5						300	10			116	40		
18	5						320	40			110	40		
19	5						317	130			105	50		
20	6						311	110			115	40		
21	5						315	100			110	50		
22	5						316	90			109	50		
23	5						320	70			113	40		
24	5						319	90			110	50		

112 000 Kw-h

9016 000 Kw-h

Con auxiliares

C. A. D. A. F. E. GERENCIA DE OPERACIONES UNIDAD DESPACHO DE CARGA CENTRAL

O

FECHA:

H O R A	S/E Punto Fijo I			PLANTA																Estimado Import. IPP	INTER CAMBIO IPP		
	Tensiones			PUNTO FIJO																	(MV-h)	(MW)	(MVAR)
	115 Kv	34.5 Kv	13.8 Kv	(MW)	Mvar	(MW)	Mvar	(MW)	Mvar	(MW)	Mvar	(MW)	Mvar	(MW)	Mvar	(MW)	Mvar	(MW)	Mvar				
1	116	35	14	10	4	20	5			19	7			20	7	10	5			50	-66	46	
2	116	35	14	10	4	20	5			19	7			20	7	10	5			100	-63	46	
3	116	35	14	10	3	20	5			19	7			20	7	10	5			150	-60	45	
4	116	35	14	10	3	20	5			19	7			20	7	10	5			200	-47	43	
5	116	35	14	10	3	20	5			19	7			20	7	10	5			250	-52	41	
6	116	35	14	10	3	20	5			19	7			20	7	10	5			300	-43	35	
7	117	35	14	10	3	20	5			19	7			20	6	10	3			350	-46	36	
8	117	35	14	10	3	20	5			19	7			20	6	10	3			400	-45	37	
9	117	35	14	10	3	20	5			19	7			20	6	10	3			450	-46	38	
10	117	35	14	10	3	20	5			19	7			20	6	10	3			500	-47	38	
11	117	35	14	10	3	20	5			19	7			20	6	10	3			550	-46	37	
12	117	35	14	10	3	20	5			19	7			20	6	10	3			600	-48	37	
13	116	35	14	10	3	20	5			19	7			20	6	10	3			650	-63	40	
14	115	35	14	10	5	20	6			19	6			20	6	10	5			700	-62	40	
15	115	35	14	10	5	20	6			19	6			20	6	10	5			750	-64	42	
16	115	35	14	10	5	20	6			19	6			20	6	10	5			800	-62	42	
17	115	35	14	10	5	20	6			19	6			20	6	10	5			850	-63	42	
18	115	35	14	10	5	20	6			19	6			20	6	10	5			900	-64	41	
19	118	35	14	10	5	20	6			19	6			20	6	10	5			950	-87	46	
20	115	35	14	10	5	20	6			19	6			20	6	10	5			1.000	-90	46	
21	115	35	14	10	5	20	6			19	6			20	6	10	6			1.050	-91	48	
22	115	35	14	10	5	20	6			19	6			20	6	10	6			1.100	-85	48	
23	115	35	14	10	5	20	6			19	6			20	6	10	6			1.150	-78	48	
24	115	35	14	10	5	20	6			19	6			20	6	10	6			1.200	-71	50	

1.896.000 Kw-h

IPP 1.800,35 MVA-h -91 -35  
-43 50  
-1489 1012



C. A. D. A. F. E. GERENCIA DE OPERACIONES UNIDAD DESPACHO DE CARGA CENTRAL  
 PLANILLA DE SS/EE CAÑA DE AZUCAR-ARAGUA-VALENCIA-PLANTA CENTRO-SAN DIEGO

FECH/ 30-10-2005

H O R A	CAÑA AZUCAR				A R A G U A				SAL.	V A L E N C I A					S/E PLANTA CENTRO				S/E SAN DIEGO				GUAYOS			
	AUTO		CLARA		AUTO		SAN			AUTO			S/E PLANTA		CENTRO		AUTO		Salida 11							
	KV	230/115	MW	MVAR	MW	KV	230/115	MW	MVAR	(MW)	KV	230/115	MW	MVAR	MW	400	230	115	MW	MVAR	230	115	MW	MVAR	MW	(MW)
1			82		36			303		55					7										4	8
2			80		35			295		54					6										4	8
3			79		36			292		54					5										4	6
4			78		37			286		52					6										4	2
5			77		36			283		52					9										4	2
6			76		33			278		50					6										0	2
7			72		27			265		43					7										0	7
8			73		29			268		43					9										0	11
9			75		27			278		76					13										3	12
10			75		25			278		73					11										3	12
11			76		27			282		74					8										3	12
12			80		28			295		46					9										3	12
13			80		28			297		49					7										3	12
14			80		28			300		49					9										3	8
15			81		27			303		51					7										3	10
16			81		26			303		50					5										3	10
17			84		30			307		50					7										3	12
18			91		36			331		56					8										3	26
19			104		42			388		72					7										4	32
20			105		45			389		75					6										4	36
21			104		46			381		71					9										4	34
22			99		43			363		66					10										4	31
23			91		40			337		61					6										4	27
24			84		37			314		58					8										4	21

C. A. D. A. F. E. GERENCIA DE OPERACIONES UNIDAD DESPACHO DE CARGA CENTRAL  
 PLANILLA DE LAS SS/EE VALLE DE LA PASCUA - SOMBRERO II - ARENOSA - HC

FECHA: 30-10-2005

H O R A	SAN GERONIMO				A R E N O S A						H O R Q U E T A							
	CA	SOMB.	V.DE	ZARA	KV			AUTOS ly2		AUTOS ly2		HIDRO	KV		AUTO 1		AUTO 1	
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	400	230	115	765/230	MVAR.	230/115	MVAR.	(MW)	400	230	765/400	MVAR.	765/230	MVAR.
1	47	56	59	12				784		127		52			561		430	
2	47	54	57	12				760		121		52			540		414	
3	46	51	55	11				740		115		52			528		406	
4	46	49	54	11				724		109		52			513		398	
5	45	47	53	11				705		109		52			503		390	
6	43	45	41	10				671		109		52			482		378	
7	37	39	37	9				605		109		52			431		346	
8	38	38	37	9				550		110		52			399		334	
9	38	43	43	9				579		110		52			429		369	
10	38	43	43	10				587		110		52			435		374	
11	40	46	45	10				666		112		52			490		408	
12	41	47	45	9				725		112		52			531		433	
13	41	47	45	9				732		112		52			537		438	
14	40	34	42	12				808		108		52			578		459	
15	40	37	42	12				779		108		52			559		447	
16	34	37	39	12				765		106		52			550		442	
17	36	37	36	12				732		106		52			515		412	
18	40	35	45	12				802		108		52			565		444	
19	46	35	51	12				969		111		52			676		522	
20	50	52	57	12				987		133		52			690		530	
21	52	53	58	11				976		133		52			682		522	
22	50	53	55	11				949		127		52			669		509	
23	44	51	50	10				891		127		52			634		480	
24	44	50	50	10				828		124		52			594		448	

Total S.Gerónimo = 3499      Total Edelca 18314 .000 kw-h      Total Edelca 23424 .000 kw-h      13091      10333

C. A. D. A. F. E. GERENCIA DE OPERACIONES UNIDAD DESPACHO DE CARGA CENTRAL  
 ORQUETA PLANILLA DE LA S/E SANTA TERESA

FECHA: 30-10-2005

H O R A	S A N T A T E R E S A															Tr de 30/34.			
	kV			TRANSF. 230/115		BARBACOA		AUTO400/230		D.LOSADA 40		E. DE C.		Salida	TUY		TAGUA	ALTA	CAMA
	400	230	115	(MW)	MVAR.	(MW)	MVAR.	(MW)	MVAR.	(MW)	MVAR.	(MW)	MVAR.	(MW)	(MW)		(MW)	(MW)	(MW)
1				351		-42		377		180		-24			59	16	6	50	75
2				349		-39		362		180		-37			60	16	6	49	60
3				347		-35		351		180		-48			61	16	6	48	74
4				343		-35		343		180		-52			60	16	5	47	80
5				339		-35		339		180		-47			61	16	5	46	82
6				333		-37		337		180		-34			59	16	5	45	82
7				319		-38		317		120		-25			60	16	5	40	75
8				303		-41		332		135		27			59	16	0	39	67
9				301		-67		236		135		-27			59	16	0	40	70
10				300		-73		247		140		-3			59	16	0	39	70
11				302		-80		258		140		-3			59	16	0	41	77
12				302		-83		271		190		7			59	16	4	37	84
13				300		-83		273		190		9			59	16	4	38	83
14				302		-86		276		140		3			59	16	0	37	72
15				302		-81		267		140		-9			59	16	0	41	74
16				303		-78		265		205		-12			59	16	0	40	82
17				321		-49		391		250		-70			59	16	0	44	82
18				359		-17		354		250		-113			58	16	0	51	79
19				401		-32		433		250		-64			59	16	10	63	64
20				404		-32		435		250		-74			59	16	10	65	83
21				399		-28		413		230		-105			58	16	8	64	83
22				384		-31		398		220		-119			58	16	8	60	88
23				364		-34		387		210		-82			59	16	8	57	91
24				338		-37		344		210		-127			59	16	8	55	77

Total Edelca  
 12327 .000 kw-h

Max = 27  
 Min = -127  
 Energ= -1029

C. A. D. A. F. E. GERENCIA DE OPERACIONES UNIDAD DESPACHO DE CARGA CENTRAL  
 PLANILLA DE S/E DIEGO DE LOSADA - SISTEMA FALCON - S/E CABUDARE

FECHA: 30-10-2005

H O R A	DIEGO LOSADA					CA MA TUY (MW)	S/E El ISIRO					GENERACION		INTER CAMBIO IPP (MW)	DEMANDA FALCON (MW)	DEMANDA Península (MW)	S/E CABUDARE				Salida 230 kv arquisimet (MW)
	KV 400	KV 230	KV 115	AUTOS (MW)	230/115 MVAR.		230	115	AUTOS (MW)	230/115 MVAR.	Salida (MW)	CORO (MW)	P.FIJO (MW)				230	KV 115	AUTO (MW)	230/115 MVAR.	
1				108		90			128			7	79	-66	280	145					79
2				105		90			126			7	79	-63	275	142					79
3				103		90			124			7	79	-60	270	139					76
4				101		90			122			7	79	-47	255	126					76
5				101		90			120			7	79	-52	258	131					75
6				98		90			120			7	79	-43	249	122					63
7				95		90			114			7	79	-46	246	125					53
8				96		90			102			7	79	-45	233	124					64
9				94		90			103			7	79	-46	235	125					66
10				96		90			111			7	79	-47	244	126					66
11				96		90			113			7	79	-46	245	125					73
12				97		90			115			7	79	-48	249	127					75
13				97		90			113			7	79	-63	262	142					66
14				98		90			117			7	79	-62	265	141					65
15				96		90			118			7	79	-64	268	143					79
16				96		90			118			7	79	-62	266	141					77
17				100		90			119			7	79	-63	268	142					78
18				121		90			129			7	79	-64	279	143					87
19				146		90			149			7	79	-87	322	166					118
20				145		90			151			7	79	-90	327	169					118
21				141		90			140			7	79	-91	317	170					126
22				131		90			144			7	79	-85	315	164					112
23				118		90			136			7	79	-78	300	157					101
24				108		90			129			7	79	-71	286	150					92



GERENCIA DE OPERACIONES UNIDAD DESPACHO DE CARGA CENTRAL  
 PLANILLA DE LA S/E YARACUY - ACARIGUA I y II

FECHA: 30-10-2005

H O R A	S/E CABUDARE			S/E Aroa	S/E YARACUY								S/E GUANARE				S/E ACARIGUA 230				S/E EL MACARO			
	Acari gua I (MW)	SIDETUR (MW)	Manzano 115 KV (MW)	Salida 115 AGUADA GRANDE	EDELCA		TABLA	MORO-	Manzano		Barquis	Peña	Barinas	Acar. I	Araure	AUTOS				AUTOS				
					400 kV	230 kV	20	CHAS	230KV	230KV	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	230	115	MW	MVAR	230	115	MW	MVAR	
1	31	8		8		597	476	953	188	1141	80	92	24	-26		234	118	150	66	240	120	120	30	
2	31	8		8		570	464	908	186	1094	78	89	24	-26		234	118	147	63	240	120	108	27	
3	31	8		8		550	452	875	180	1055	76	86	24	-26		235	119	141	60	240	120	102	27	
4	30	8		8		527	439	837	178	1015	72	82	24	-26		235	119	135	60	240	120	102	27	
5	30	8		8		519	416	813	176	989	74	82	24	-26		237	119	135	57	240	120	102	27	
6	30	8		8		504	406	801	174	975	74	95	24	-22		236	119	138	57	240	120	99	24	
7	29	8		8		424	404	666	170	836	74	88	24	-28		236	118	123	54	241	121	96	24	
8	29	8		8		482	395	629	138	767	70	87	24	-27		234	118	117	51	239	120	102	27	
9	29	8		8		484	397	604	138	742	72	93	24	-27		232	117	120	51	237	119	108	27	
10	27	8		8		485	397	580	138	718	74	95	24	-27		234	118	117	54	237	118	108	27	
11	26	8		8		517	432	577	172	749	74	97	24	-27		230	116	120	54	237	118	111	27	
12	25	8		8		559	451	604	180	784	76	75	24	-27		230	115	123	51	237	118	117	30	
13	24	8		8		572	453	624	186	810	76	91	24	-27		229	115	123	51	237	118	117	30	
14	24	8		7		518	446	665	182	847	82	95	-26	-27		232	116	123	57	239	119	120	30	
15	28	8		7		511	414	731	158	889	86	95	-26	-25		234	118	123	60	239	119	117	30	
16	28	8		8		508	438	751	162	913	88	84	-24	-25		234	118	120	60	240	120	117	30	
17	28	8		8		490	442	744	166	910	92	84	-24	-25		235	118	144	57	240	120	117	30	
18	30	8		10		537	458	787	172	959	94	92	1	-25		230	116	144	51	236	118	129	33	
19	30	8		15		659	533	968	198	1166	120	137	5	-25		233	117	159	66	237	118	147	36	
20	32	8		15		681	544	1024	206	1230	122	135	5	-25		232	117	165	63	238	119	147	36	
21	30	8		14		681	552	1055	214	1269	116	131	-29	-26		232	117	162	63	237	118	135	36	
22	28	8		12		685	664	1083	218	1301	64	119	-29	-25		234	117	162	66	237	119	130	36	
23	28	8		10		671	642	1090	222	1312	92	105	-29	-25		235	118	162	63	237	119	130	36	
24	28	8		9		640	522	1057	224	1281	86	95	-29	-25		233	117	153	60	237	118	130	36	

Edelca Yaracuy  
2012

Saliendo a Occidente

Salida Peña L:

Salida Barina:

107 Kw-h Total

-620 Kw-h Occid.

-513 Kw-h

## **Resultados del flujo de carga del caso 2005**

### Tensiones de las barras del Sistema Oriental para el Caso 2005

SS/EE	V nominal kV	V calculada kV	V calculada p.u.
C. Bolivar 115	115	113,09	0,9834
Chirica 115	115	116,12	1,0097
Cocuy 115	115	115,26	1,0023
El Callao 115	115	113,22	0,9845
Farallones 115	115	109,88	0,9555
Guaiparo 115	115	116,26	1,0109
Los Olivos 115	115	114,70	0,9974
Oeste Aeropuerto 115	115	115,19	1,0016
Ordaz 115	115	116,11	1,0097
San Félix 115	115	118,05	1,0265
Sur Aeropuerto 115	115	115,26	1,0023
Unare 115	115	115,04	1,0003
Upata 115	115	114,63	0,9968
Villa Lola 115	115	114,30	0,9939
Vista al Sol 115	115	116,57	1,0137
Boulevard	115	109,66	0,9535
El Indio 115	115	110,95	0,9648
Jusepín 115	115	112,53	0,9785
Jusepín PDVSA I 115	115	113,54	0,9873
Jusepín PDVSA II 115	115	113,64	0,9882
La Paz 115	115	110,53	0,9612
Maturín 115	115	110,23	0,9585
Muscar 115	115	114,89	0,9991
Quiriquire 115	115	109,68	0,9537
Santa Bárbara 115	115	118,08	1,0267
Tejero 115	115	114,82	0,9984
Temblador A 115	115	108,88	0,9468
Temblador B115	115	110,83	0,9637
Travieso 115	115	115,58	1,0050
Tucupita 115	115	101,92	0,8862
Cariaco 115	115	112,17	0,9754
Carúpano 115	115	109,27	0,9502
Casanay 115	115	112,74	0,9803
Cúmana II 115	115	111,26	0,9675
Cúmana III 115	115	110,67	0,9623
Güiria 115	115	103,56	0,9005
Irapa 115	115	104,52	0,9089
Manzanare	115	110,77	0,9632
Tres Picos 115	115	111,24	0,9673
Anaco (A Salazar) 115	115	119,92	1,0428

El Roble 115	115	119,44	1,0386
El Tigre 115	115	124,07	1,0789
El Tigre II 115	115	123,29	1,0721
El Tigre III 115	115	123,07	1,0702
Los Pilones 115	115	119,28	1,0372
Rebombeo I 115	115	118,17	1,0276
Rebombeo II 115	115	118,43	1,0298
Barbacoa A115	115	121,98	1,0607
Barbacoa B115	115	121,98	1,0607
Barcelona 115	115	118,17	1,0276
Chuparín 115	115	117,13	1,0185
Clarines 115	115	115,31	1,0027
Cuartel 115	115	116,21	1,0105
Curaguaro 115	115	119,88	1,0424
Guanta 115	115	117,42	1,0210
Guanta II 115	115	117,06	1,0179
Guaraguao 115	115	117,64	1,0230
Isleta 115	115	116,82	1,0158
Lecherías 115	115	115,92	1,0080
Paraíso 115	115	116,11	1,0097
Parchita	115	119,56	1,0396
Santa Fé 115	115	114,96	0,9997
TOFF - Sta fe	115	114,97	0,9997
Barbacoa 230	230	236,32	1,0275
Barbacoa II 230	230	237,22	1,0314
Barbacoa II 400	400	389,38	0,9735
C.Bolívar 230	230	237,65	1,0332
Casanay 230	230	219,36	0,9537
El Indio 230	230	222,38	0,9668
El Tigre 230	230	246,67	1,0725
Guanta II 230	230	236,49	1,0282

### Tensiones de las barras del Sistema Occidental para el Caso 2005

S/E	V nominal kV	V calculada kV	V calculada p.u.
Barinas I 115	115	110,94	0,9647
Barinas II 115	115	110,39	0,9599
Barinas III 115	115	110,21	0,9583
Buena Vista 115	115	118,78	1,0329
Caja Seca 115	115	118,24	1,0282
Cemento Andino 115	115	111,80	0,9722
Concordia 115	115	113,33	0,9854
Corozo 115	115	113,93	0,9907
Ejido 115	115	111,50	0,9695
Fría II 115	115	112,84	0,9812
Guasdalito 115	115	113,36	0,9858
La Grita 115	115	112,85	0,9813
La Pedrera 115	115	113,89	0,9904
Libertad 115	115	107,58	0,9355
Merida II 115	115	111,41	0,9688
Monay 115	115	111,94	0,9734
Mucubaji 115	115	112,06	0,9744
Mérida I 115	115	110,82	0,9636
Palo Grande 115	115	111,66	0,9709
Peña Larga 115	115	112,08	0,9746
Planta Páez 115	115	113,65	0,9883
San Antonio 115	115	112,68	0,9798
San Cristóbal 115	115	111,34	0,9681
San Cristóbal II 115	115	112,95	0,9822
Sipororo 115	115	115,90	1,0079
Socopó 115	115	109,50	0,9522
Sta Barbara de Barinas 115	115	114,01	0,9914
Toreño 115	115	109,13	0,9489
Tovar 115	115	112,91	0,9818
Trujillo 115	115	114,11	0,9922
Táchira 115	115	112,92	0,9819
Uribante 115	115	114,11	0,9923
Valera I 115	115	112,79	0,9808
Valera II 115	115	112,73	0,9803
Vigía I 115	115	115,04	1,0003
Vigía II 115	115	115,77	1,0067
Buena Vista 230	230	223,27	0,9707
El Corozo 230	230	225,63	0,9810
El Vigía II 230	230	225,45	0,9802
Planta Páez 230	230	225,83	0,9819
San Agatón I 230	230	227,67	0,9899

San Agatón II 230	230	227,49	0,9891
Uribante 230	230	227,46	0,9890

### Tensiones de las barras del Sistema Central para el Caso 2005

S/E	V nominal kV	V calculada kV	V calculada p.u.
A.Grande 115	115	105,80	0,9200
Altagracia 115	115	120,29	1,0460
Alvarenga 115	115	118,40	1,0296
Araure 115	115	115,25	1,0022
Aroa 115	115	107,77	0,9371
Bejuma 115	115	117,69	1,0234
Bárbula 115	115	115,67	1,0058
C.Caribe 115	115	113,91	0,9905
Cabruta 115	115	123,02	1,0697
Cagua 115	115	118,91	1,0340
Cagua TR3	115	119,28	1,0372
Caicara 115	115	122,80	1,0679
Calabozo 115	115	118,73	1,0325
Caley115_A	115	109,77	0,9545
Caley115_B	115	108,16	0,9405
Camatagua 115	115	117,39	1,0208
Carabobo 115	115	117,59	1,0225
Carbonero 115	115	110,05	0,9569
Castillito (ELEVAl)115	115	117,31	1,0201
Caucagua 115	115	115,08	1,0007
Centro 115	115	117,60	1,0226
Charallave 115	115	118,21	1,0279
Chivacoa 115	115	109,11	0,9488
Conceca 115	115	116,60	1,0139
Corinsa 115	115	118,48	1,0303
Coro I 115	115	117,50	1,0217
Coro II 115	115	117,88	1,0251
El Limón 115	115	117,30	1,0200
El Playón 115	115	114,15	0,9926
El Sombrero I	115	119,64	1,0404
El Sombrero II	115	119,63	1,0403
F.Amarillo 115	115	116,48	1,0129
Florida 115	115	118,43	1,0299
Fnc 115	115	118,51	1,0305
Gorrín 115	115	118,47	1,0302
Guacara 115	115	117,20	1,0191
Guacara II 115	115	117,23	1,0194
Guanare 115	115	114,01	0,9914
Guaparo 115	115	116,97	1,0172
Inos S.Diego 115	115	117,75	1,0239
Inos Valencia 115	115	118,86	1,0336

Ivic 115	115	115,93	1,0081
Jobal 115	115	120,83	1,0507
Judibana 115	115	116,74	1,0152
La Cabrera 115	115	117,51	1,0218
La Mariposa 115	115	116,51	1,0131
La Morita 115	115	118,69	1,0321
La Victoria 115	115	116,82	1,0158
Las Delicias 115	115	117,97	1,0258
Los Guayos 115	115	117,44	1,0212
Los Pijigüaos 115	115	121,54	1,0568
Los Taques 115	115	116,63	1,0141
Morón 115	115	109,03	0,9481
Nirgua	115	108,20	0,9408
Ocumare 115	115	118,52	1,0306
P.Ayacucho 115	115	121,30	1,0548
P.Negro 115	115	119,00	1,0348
P.Sola 115	115	109,07	0,9485
Pedro Camejo 115	115	117,69	1,0234
Petroquímica 115	115	0,00	0,0000
Polar 115	115	116,85	1,0161
Pta. Castillito 115	115	117,23	1,0194
Pta. Este (ELEVAL) 115	115	118,50	1,0304
Pto Nuevo	115	121,77	1,0588
Punto Fijo 1 115	115	117,61	1,0227
Punto Fijo 2 115_A	115	117,13	1,0185
Punto Fijo 2 115_B	115	117,13	1,0185
Río Chico	115	113,45	0,9865
S.J. de los Morros 115	115	117,53	1,0220
S.Lucía 115	115	118,97	1,0346
San Carlos 115	115	114,71	0,9975
San Felipe 115	115	108,16	0,9405
San Fernando 115	115	118,78	1,0328
San Gerónimo 115	115	123,61	1,0749
San Ignacio 115	115	117,52	1,0219
San Jacinto 115	115	118,75	1,0326
San Vicente 115	115	117,88	1,0250
Santa Clara 115	115	116,94	1,0168
Soco 115	115	117,05	1,0178
Tacarigua 115	115	113,52	0,9871
Taguacita	115	0,00	0,0000
Taguaza 115	115	117,05	1,0179
Tejerías 115	115	113,19	0,9843
Tinaquillo 115	115	117,38	1,0207



Tucacas 115	115	0,00	0,0000
Turen 115	115	114,04	0,9916
Urumaco 115	115	116,02	1,0089
V.de Cura I 115	115	117,41	1,0210
V.de Cura II 115	115	117,68	1,0233
V.de la Pascua 115	115	122,53	1,0655
Valle Seco 115	115	115,04	1,0004
Yaguara 115	115	118,63	1,0315
Yaracal 115	115	0,00	0,0000
Yare 115	115	118,75	1,0326
Yaritagua 115	115	113,71	0,9887
Zaraza 115	115	121,61	1,0575
DiegoLozada 230	230	234,88	1,0212
El Isiro 230	230	224,72	0,9770
El Macaro 230	230	238,01	1,0348
Inos Camatuy 230	230	233,25	1,0141
La Arenosa 230	230	240,27	1,0447
La Horqueta 230	230	240,03	1,0436
Tiara 230	230	235,18	1,0225
Valencia 230	230	238,12	1,0353
Yaracuy 230	230	232,70	1,0118
Ciudada Lozada 400	400	381,71	0,9543
La Arenosa 400	400	403,35	1,0084
La Horqueta 400	400	398,80	0,9970
Planta Centro 400	400	404,14	1,0104
Yaracuy 400	400	407,51	1,0188
Acarigua 230	230	231,27	1,0055
Aragua 230	230	238,16	1,0355
Cabudare 230	230	231,61	1,0070
Caña de Azúcar 230	230	237,33	1,0319
DiegoLozada 230	230	234,96	1,0216
El Isiro 230	230	224,77	0,9773
El Macaro 230	230	238,05	1,0350
Inos Camatuy 230	230	233,34	1,0145
La Arenosa 230	230	240,31	1,0448
La Horqueta 230	230	240,07	1,0438
Tiara 230	230	235,25	1,0228
Valencia 230	230	238,1554	1,0355
Yaracuy 230	230	232,7299	1,0119
Ciudada Lozada 400	400	381,8601	0,9547
La Arenosa 400	400	403,4022	1,0085
La Horqueta 400	400	398,8578	0,9971
Planta Centro 400	400	404,1987	1,0105

Yaracuy 400	400	407,5534	1,0189
Acarigua I 115	115	115,4956	1,0043
Acarigua II 115	115	115,7338	1,0064
Aragua 115	115	119,2959	1,0374
Cabudare 115	115	115,384	1,0033
Caña de Azúcar 115	115	117,4348	1,0212
Ciudad Lozada 115	115	120,0299	1,0437
El Isiro 115	115	117,9413	1,0256
El Macaro 115	115	119,4137	1,0384
La Arenosa 115	115	119,6585	1,0405
San Diego 115	115	117,7526	1,0239
San Diego 230	230	236,726	1,0292
Santa Teresa 115	115	119,7885	1,0416
Santa Teresa 230	230	235,3751	1,0234
Valencia 115	115	118,8804	1,0337

**Resultados del flujo de carga del caso diciembre 2006**

**Tensiones de las barras del Sistema Central para el Caso diciembre 2006**

<b>S/E</b>	<b>V nominal kV</b>	<b>V calculada kV</b>	<b>V calculada p.u.</b>
A.Grande 115	115	109,73	0,9542
Altagracia 115	115	117,54	1,0221
Alvarenga 115	115	118,04	1,0264
Araure 115	115	116,15	1,0100
Aroa 115	115	111,60	0,9704
Bejuma 115	115	118,11	1,0270
Bárbula 115	115	115,75	1,0065
C.Caribe 115	115	112,30	0,9766
Cabruta 115	115	116,41	1,0123
Cagua 115	115	117,96	1,0258
Cagua TR3	115	118,34	1,0290
Caicara 115	115	115,47	1,0041
Calabozo 115	115	117,91	1,0253
Caley115_A	115	113,45	0,9865
Caley115_B	115	110,90	0,9644
Camatagua 115	115	113,70	0,9887
Carabobo 115	115	117,97	1,0258
Carbonero 115	115	113,71	0,9888
Castillito (ELEVAL)115	115	117,31	1,0201
Caucagua 115	115	115,82	1,0072
Centro 115	115	116,58	1,0137
Charallave 115	115	117,85	1,0248
Chivacoa 115	115	111,11	0,9662
Conceca 115	115	115,92	1,0080
Corinsa 115	115	117,66	1,0231
Coro I 115	115	115,93	1,0081
Coro II 115	115	116,33	1,0115
El Limón 115	115	116,47	1,0127
El Playón 115	115	114,91	0,9993
El Sombrero I	115	119,03	1,0350
El Sombrero II	115	119,02	1,0349
F.Amarillo 115	115	116,86	1,0162
Florida 115	115	118,89	1,0339
Fnc 115	115	118,15	1,0274
Gorrín 115	115	117,37	1,0206
Guacara 115	115	117,24	1,0195
Guacara II 115	115	117,26	1,0197
Guanare 115	115	116,30	1,0113
Guaparo 115	115	117,05	1,0179
Higuerote 115	115	116,60	1,0139
Inos S.Diego 115	115	117,76	1,0240

Inos Valencia 115	115	119,32	1,0376
Ivic 115	115	113,60	0,9878
Jobal 115	115	109,88	0,9555
Judibana 115	115	118,91	1,0340
La Cabrera 115	115	116,64	1,0143
La Mariposa 115	115	114,05	0,9918
La Morita 115	115	117,51	1,0218
La Victoria 115	115	115,30	1,0026
Las Delicias 115	115	116,87	1,0163
Los Guayos 115	115	117,45	1,0213
Los Pijiguaos 115	115	110,71	0,9627
Los Taques 115	115	118,80	1,0330
Morón 115	115	118,05	1,0265
Nirgua	115	110,21	0,9584
Ocumare 115	115	118,16	1,0275
P.Ayacucho 115	115	109,89	0,9555
P.Negro 115	115	118,05	1,0266
P.Sola 115	115	112,81	0,9810
Pedro Camejo 115	115	118,09	1,0268
Petroquímica 115	115	118,98	1,0346
Polar 115	115	116,51	1,0131
Pta. Castillito 115	115	117,24	1,0195
Pta. Este (ELEVAL) 115	115	118,88	1,0337
Pto Nuevo	115	110,49	0,9608
Punto Fijo 1 115	115	118,98	1,0346
Punto Fijo 2 115_A	115	118,68	1,0320
Punto Fijo 2 115_B	115	118,68	1,0320
Punto Fijo IV	115	0,00	0,0000
Río Chico I 115	115	116,86	1,0162
S.J. de los Morros 115	115	116,86	1,0161
S.Lucía 115	115	118,61	1,0314
San Carlos 115	115	115,29	1,0025
San Felipe 115	115	110,90	0,9644
San Fernando 115	115	117,69	1,0233
San Gerónimo 115	115	121,46	1,0561
San Ignacio 115	115	116,62	1,0140
San Jacinto 115	115	117,56	1,0222
San Vicente 115	115	116,85	1,0161
Santa Clara 115	115	116,49	1,0129
Soco 115	115	115,63	1,0055
Tacarigua 115	115	116,78	1,0155
Taguacita	115	0,00	0,0000
Taguaza 115	115	115,92	1,0080

Tejerias 115	115	111,25	0,9674
Tinaquillo 115	115	117,82	1,0245
Tucacas 115	115	114,59	0,9964
Turen 115	115	114,80	0,9982
Urumaco 115	115	114,44	0,9952
V.de Cura I 115	115	116,82	1,0158
V.de Cura II 115	115	117,08	1,0181
V.de la Pascua 115	115	120,26	1,0458
Valle Seco 115	115	115,39	1,0034
Yaguara 115	115	119,04	1,0351
Yaracal 115	115	113,62	0,9880
Yare 115	115	118,39	1,0295
Yaritagua 115	115	114,52	0,9958
Zaraza 115	115	119,40	1,0382
Planta Centro 115	115	119,02	1,0349
Pta E. Zamora	115	117,24	1,0195
Acarigua I 115	115	116,29	1,0113
Acarigua II 115	115	116,48	1,0128
Aragua 115	115	118,35	1,0292
Cabudare 115	115	115,82	1,0071
Caña de Azúcar 115	115	116,65	1,0143
Ciudad Lozada 115	115	119,67	1,0406
El Isiro 115	115	116,40	1,0122
El Macaro 115	115	118,15	1,0274
La Arenosa 115	115	120,05	1,0439
Río Chico II 115	115	117,24	1,0195
San Diego 115	115	117,76	1,0240
Santa Teresa 115	115	116,76	1,0153
Valencia 115	115	119,34	1,0377
Acarigua 230	230	232,62	1,0114
Aragua 230	230	234,80	1,0209
Cabudare 230	230	232,02	1,0088
Caña de Azúcar 230	230	235,72	1,0249
Desvio T502a Barbacoa Sta Teresa	230	235,64	1,0245
Desvio T502b Barbacoa Sta Teresa	230	234,91	1,0213
DiegoLozada 230	230	234,30	1,0187
El Isiro 230	230	236,14	1,0267
El Macaro 230	230	235,38	1,0234
Inos Camatuy 230	230	232,67	1,0116
La Arenosa 230	230	241,06	1,0481
La Horqueta 230	230	235,00	1,0218
Tiara 230	230	232,42	1,0105
Valencia 230	230	238,67	1,0377

Yaracuy 230	230	232,84	1,0123
Planta Centro 230	230	232,67	1,0116
Calabozo 230	230	238,65	1,0376
Río Chico II 230	230	234,78	1,0208
Santa Teresa 230	230	234,92	1,0214
San Diego 230	230	236,35	1,0276
Ciudada Lozada 400	400	381,32	0,9533
La Arenosa 400	400	411,30	1,0283
La Horqueta 400	400	412,80	1,0320
Planta Centro 400	400	412,33	1,0308
Yaracuy 400	400	413,29	1,0332

**Tensiones de las barras del Sistema Oriental para el Caso diciembre 2006**

<b>S/E</b>	<b>V nominal kV</b>	<b>V calculada kV</b>	<b>V calculada p.u.</b>
C. Bolivar 115	115	112,60	0,9792
Chirica 115	115	115,79	1,0069
Cocuy 115	115	114,76	0,9979
El Callao 115	115	113,25	0,9848
Farallones 115	115	109,38	0,9511
Guaiparo 115	115	115,80	1,0070
Los Olivos 115	115	114,20	0,9930
Oeste Aeropuerto 115	115	114,68	0,9972
Ordaz 115	115	115,65	1,0057
San Félix 115	115	117,72	1,0237
Sur Aeropuerto 115	115	114,76	0,9979
Unare 115	115	114,54	0,9960
Upata 115	115	114,29	0,9938
Villa Lola 115	115	114,32	0,9941
Vista al Sol 115	115	116,24	1,0108
Boulevard	115	111,91	0,9731
El Indio 115	115	113,38	0,9859
Jusepín 115	115	112,83	0,9811
Jusepín PDVSA I 115	115	112,74	0,9803
Jusepín PDVSA II 115	115	112,82	0,9811
La Paz 115	115	113,09	0,9834
Maturín 115	115	112,47	0,9780
Muscar 115	115	113,79	0,9895
Quiriquire 115	115	111,93	0,9733
Santa Bárbara 115	115	115,83	1,0073
Tejero 115	115	113,44	0,9864
Temblador A 115	115	111,40	0,9687
Temblador B115	115	117,34	1,0203
Travieso 115	115	113,91	0,9905
Tucupita 115	115	117,69	1,0234
Cariaco 115	115	115,97	1,0084
Carúpano 115	115	115,85	1,0074
Casanay 115	115	116,81	1,0157
Cúmana II 115	115	113,23	0,9846
Cúmana III 115	115	112,65	0,9796
Güiria 115	115	116,14	1,0099



Irapa 115	115	116,98	1,0172
Manzanare	115	112,75	0,9804
Tres Picos 115	115	113,21	0,9845
Anaco (A Salazar) 115	115	114,70	0,9974
El Roble 115	115	114,20	0,9930
El Tigre 115	115	117,13	1,0185
El Tigre II 115	115	116,48	1,0129
El Tigre III 115	115	116,29	1,0112
Los Pilones 115	115	114,03	0,9915
Rebombero I 115	115	114,87	0,9988
Rebombero II 115	115	116,15	1,0100
Barbacoa A115	115	117,74	1,0238
Barbacoa B115	115	117,74	1,0238
Barcelona 115	115	115,90	1,0079
Chuparín 115	115	116,53	1,0133
Clarines 115	115	110,74	0,9630
Cuartel 115	115	114,24	0,9934
Curaguaro 115	115	117,15	1,0187
Guanta 115	115	117,17	1,0188
Guanta II 115	115	117,42	1,0211
Guaraguao 115	115	116,66	1,0145
Isleta 115	115	112,32	0,9767
Lecherías 115	115	113,95	0,9909
Paraíso 115	115	115,52	1,0045
Parchita	115	116,52	1,0133
Santa Fé 115	115	115,94	1,0082
TOFF - Sta fe	115	115,94	1,0082
Barbacoa 230	230	233,60	1,0157
Barbacoa II 230	230	234,09	1,0178
Barbacoa II 400	400	394,67	0,9867
C.Bolívar 230	230	231,96	1,0085
Casanay 230	230	226,35	0,9841
El Indio 230	230	228,54	0,9936
El Tigre 230	230	234,85	1,0211
Furrial 230	230	232,27	1,0099
Guanta II 230	230	231,78	1,0077

**Tensiones de las barras del Sistema Occidental para el Caso diciembre 2006**

<b>S/E</b>	<b>V nominal kV</b>	<b>V calculada kV</b>	<b>V calculada p.u.</b>
Barinas I 115	115	116,17	1,0102
Barinas II 115	115	116,13	1,0098
Barinas III 115	115	115,77	1,0067
Buena Vista 115	115	119,12	1,0358
Caja Seca 115	115	118,58	1,0311
Cemento Andino 115	115	112,75	0,9804
Concordia 115	115	119,66	1,0405
Corozo 115	115	120,23	1,0455
Ejido 115	115	116,43	1,0124
Fría II 115	115	119,06	1,0353
Guasdalito 115	115	118,83	1,0333
La Grita 115	115	119,00	1,0347
La Pedrera 115	115	119,18	1,0364
Libertad 115	115	115,26	1,0023
Merida II 115	115	116,13	1,0098
Monay 115	115	112,89	0,9816
Mucubaji 115	115	115,97	1,0084
Mérida I 115	115	115,61	1,0053
Palo Grande 115	115	118,03	1,0263
Peña Larga 115	115	116,11	1,0097
Planta Páez 115	115	116,55	1,0135
Sabana Mendoza	115	117,09	1,0182
San Antonio 115	115	119,08	1,0355
San Cristóbal 115	115	117,79	1,0243
San Cristóbal II 115	115	119,26	1,0371
Sipororo 115	115	117,23	1,0194
Socopó 115	115	115,01	1,0000
Sta barbara de Barinas 115	115	119,38	1,0381
Toreño 115	115	116,63	1,0142
Tovar 115	115	118,71	1,0322
Trujillo 115	115	114,85	0,9987
Táchira 115	115	119,14	1,0360
Uribante 115	115	119,30	1,0374
Valera I 115	115	113,70	0,9887
Valera II 115	115	113,67	0,9884
Vigía I 115	115	120,66	1,0493

Vigía II 115	115	121,34	1,0552
Barinas IV 115	115	116,91	1,0166
Las Flores 115	115	116,84	1,0160
Buena Vista 230	230	230,86	1,0037
El Corozo 230	230	237,89	1,0343
El Vigía II 230	230	235,85	1,0254
Planta Páez 230	230	232,59	1,0112
San Agatón I 230	230	239,63	1,0419
San Agatón II 230	230	239,45	1,0411
Uribante 230	230	239,42	1,0410
Barinas IV 230	230	232,47	1,0107
Las Flores 230	230	231,97	1,0085