

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA
FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS FÍSICAS Y NATURALES
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELECTRICISTA



**“PLAN DE CONTINGENCIA
ANTE UN COLAPSO TOTAL DEL
SISTEMA ELÉCTRICO PROVINCIAL”**

**AUTORES: BAEZ, ESTEBAN ARIEL
 GONZALEZ, VICTOR JORGE**

CARRERA: INGENIERÍA MECÁNICA ELECTRICISTA

DIRECTOR: ING. OTTA, GERARDO

CÓRDOBA - SEPTIEMBRE 2018



AGRADECIMIENTOS

Este Proyecto Integrador finaliza nuestra etapa de estudiantes, un objetivo realizado con esfuerzo y dedicación que, si bien lo conseguimos a nivel personal, no sería posible si el entorno en el cual nos desenvolvemos no es el apropiado, es por eso que queremos agradecer a todas las personas que nos acompañaron durante el transcurso de nuestra carrera.

Principalmente a nuestros padres quienes nos apoyaron incondicionalmente, brindándonos el sustento necesario para abordar las diferentes circunstancias que se presentaron y compartiendo siempre de la mejor manera cada uno de nuestros logros y acompañándonos en los momentos de flaquezas.

También se agradece la Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales por abrirnos sus puertas, a todos los compañeros y amigos que de alguna manera u otra estuvieron siempre presentes y a los profesores de esta casa de estudio, quienes fueron de gran importancia para nuestra formación como futuros profesionales.



PRÓLOGO

En el presente trabajo, **Plan de contingencia ante un colapso total del sistema eléctrico provincial**, se expone gran parte de los conocimientos adquiridos durante la etapa como alumnos en ámbito universitario.

En los diferentes capítulos, se encontrará información detallada de los temas de incumbencia, los cuales son necesarios para una mejor comprensión y análisis.

La realización de este plan surgió durante el período de Prácticas Profesionales Supervisadas realizadas en la Empresa Provincial de Energía de Córdoba, llamando nuestra atención la necesidad del personal del Centro de Teleoperación de contar con un plan de contingencias que sea ejecutable bajo las condiciones actuales sistema eléctrico. Inmediatamente se comenzó a investigar para poder adentrarnos en el tema e informarnos de su magnitud. Esto fue de gran importancia para que definitivamente se tome conocimiento de lo beneficioso que es tener un plan de contingencias actualizado, generando aún más interés por su realización.

Durante su proceso fue necesario incorporar nuevos conocimientos y definir criterios de trabajo para que se puedan alcanzar correctamente todos los objetivos planteados, elaborar una estrategia de recuperación luego de un colapso es algo laborioso porque no se cuenta con mucha información dado que es un suceso que ocurre muy ocasionalmente, pero conlleva a consecuencias muy significativas.

Este estudio sienta las bases para los operadores del Centro de Control Provincial, algo beneficioso no solo para la empresa, sino también para los usuarios del servicio eléctrico, ya que su planificación se basa en el restablecimiento del servicio en el menor tiempo posible y con la calidad necesaria.

Cabe mencionar nuestro agradecimiento al director del presente proyecto, el Ing. Gerardo Otta, quién nos brindó su tiempo, conocimiento y buena predisposición en todo momento, para guiarnos durante la realización de este estudio. Se agradece a los compañeros de trabajo quienes nos brindaron la información requerida y su apoyo, permitiendo que el proceso sea más ameno.



1.1	ÍNDICE DE TABLAS	VII
1.2	ÍNDICE DE FIGURA	VIII
2.	INTRODUCCIÓN.....	1
2.1	DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA	3
2.2	OBJETIVOS Y ALCANCE DEL ESTUDIO.....	5
2.3	METODOLOGÍA	5
3.	MARCO TEÓRICO	6
3.1.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN	7
3.1.1.	Sistema Interconectado Regional (SIR)	8
3.1.1.1	Interconexión SIR	8
3.1.1.3	Sistema Interconectado Provincial (SIP)	9
3.1.1.4	Demanda SIP	11
3.1.1.5	Instalaciones, elementos y equipos eléctricos	11
3.2.	FLUJOS DE POTENCIA	16
3.2.1	Conceptos generales	17
3.2.1.1	Potencia Activa y Reactiva	17
3.2.1.2	Potencia Activa y Reactiva en el generador.....	20
3.2.1.3	Potencia Activa y Reactiva en la red	26
3.2.1.4	Caída de tensión.....	30
3.2.1.5	Cantidades en por unidad.....	30
3.2.2	Sistema eléctrico de potencia	32
3.2.3	El problema de los flujos de potencia	33
3.2.4	Programa para el análisis de flujos (Software).....	39
3.2.5	Corridas de flujo.....	39
3.2.5.1	Consideraciones generales	40
3.2.5.2	Modelo Matemático para el Estudio de Flujos	41
3.2.6	Modelado del Sistema Eléctrico de Potencia	42
3.2.6.1	Barras.....	42
3.2.6.2	Líneas de transmisión	43
3.2.6.3	Transformadores	44
3.2.6.4	Cargas (Load)	45
3.2.6.5	Generadores	46
3.2.6.6	Dispositivos de control de potencia reactiva. Capacitores-Reactores (Shunt)	48
3.2.6.7	Elementos de protección y maniobra	48
3.3	CONTROL DE FRECUENCIA Y TENSIÓN.....	50
3.3.1	Control de Frecuencia	50
3.3.1.1	Equilibrio entre demanda y generación	50
3.3.1.2	Regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia	50
3.3.1.3	Control automático de la Generación (AGC).....	52
3.3.2	Control de la Tensión	53
3.3.2.1	Control Manual de la Tensión.....	55
3.3.2.2	Control Automático de la Tensión	56
3.4	CONTINGENCIA.....	59
3.4.1	Definición.....	59



3.4.2	Colapso (Blackout).....	59
3.4.3	Tipos de Colapsos	60
3.4.3.1	Colapsos de tensión	60
3.4.3.2	Metodología utilizada para analizar el problema de estabilidad de tensión	61
3.4.3.2	Colapsos por sobrepaso del límite de cargabilidad	62
3.4.4	Reseña de colapsos.....	63
3.5	SINCRONISMO	67
3.5.1	Teoría de la sincronización.....	67
3.5.1.1	Secuencia de fases	67
3.5.1.2	Magnitud de la tensión.....	68
3.5.1.3	Frecuencia.....	69
3.5.1.4	Diferencia angular.....	70
3.5.2	Casos de Sincronización.....	71
3.5.2.1	Sincronización de dos áreas aisladas	71
3.5.2.2	Cierre de una segunda línea paralela.....	72
3.5.2.3	Sincronización de una configuración en Anillo	72
3.5.3	Sincronización entre sistemas	73
3.5.3.1	Sincronización entre áreas pequeñas.....	74
3.5.3.2	Sincronización entre áreas grandes	74
3.5.3.3	Sincronización entre área pequeña con área grande.....	74
3.5.4	Casos reales. Oscilogramas	74
3.6	ORDEN DE SERVICIO N°196.....	79
3.6.1	OS N°196 – Recuperación del colapso - Escenario 2.....	79
3.6.1.1	Objetivo	79
3.6.1.2	Nomenclatura abreviada	79
3.6.1.3	Descripción de los Centros Operativos	80
3.6.1.4	Estrategias para la recuperación del colapso.....	83
3.6.1.5	OS N°196 – Anexos	85
	OS N°196 - Anexo 1	85
	OS N°196 - Anexo 2	86
	OS N°196 - Anexo 4	87
	OS N°196 - Anexo 5	90
	OS N°196 - Anexo 6	91
	OS N°196 - Anexo 7	91
	OS N°196 - Anexo 8	92
4.	DESARROLLO.....	94
4.1	BASE DE DATOS	94
4.2	ESTRATEGIA DE RECUPERACIÓN	106
4.2.1	Consideraciones generales	111
4.2.2	Etapas	111
4.2.2.1	Etapas 1: Confirmación del colapso	111
4.2.2.2	Etapas 2: Reconfiguración de la red – División y Formación de islas	112
4.2.2.3	Etapas 3: Cargas prioritarias.....	117
4.2.2.4	Etapas 4: Ingreso de generación y aumento de demanda por isla.....	117
4.2.2.5	Etapas 5: Sincronización parcial. Malvinas-Almafuerte	118



4.2.2.6	Etapa 6: Sincronización total. A. Cabral-Resto del sistema (Malvinas-Almafuerte) .	119
4.2.2.7	Etapa 7: Restitución del resto de la demanda.....	120
4.3	SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS	122
4.3.1.	Etapa 1.....	123
4.3.1.	Etapa 2.....	125
4.3.1.	Etapa 3.....	127
4.3.1.1	Ingreso de Central Los Molinos en Isla Almafuerte	127
4.3.1.2	Ingreso de generación hidráulica en Isla Almafuerte	130
4.3.1.3	Ingreso de generación térmica	134
4.3.1.3.1	Ingreso de generación térmica en Isla Almafuerte.....	134
4.3.1.3.2	Ingreso de generación térmica en Isla Malvinas	137
4.3.1.3.3	Ingreso de generación térmica en Isla Arroyo Cabral.....	137
4.3.1.	Etapa 4.....	141
4.3.1.	Etapa 5.....	141
4.3.1.	Etapa 6.....	145
4.3.1.	Etapa 7.....	148
4.4	ANEXOS: OS ACTUALIZADA	159
	Anexo 1: Generación disponible	159
	Anexo 2: Maniobras para la ejecución completa de la Orden de Servicio.....	162
	Anexo 3: Restauración de Demanda por etapas	169
5.	CONCLUSIONES.....	179
5.1	CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS	180
5.2	CONCLUSIONES EN BASE A RESULTADOS	180
5.3	APRENDIZAJE.....	181
6.	APÉNDICES.....	182
6.1	UNIFILAR GENERAL DE LA PROVINCIA DE CÓRDOBA.....	183
6.2	LÍMITE DE TRANSPORTABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	184
6.4	ACRÓNIMOS, FRASEOLOGÍA Y DEFINICIONES.....	188
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	194



1.1 Índice de tablas

TABLA 1-GENERACIÓN: OS N°196 VS ACTUALIDAD.....	106
TABLA 2-GENERADORES: RESUMEN GENERAL	109



1.2 Índice de figura

1-DETALLE DE CÓRDOBA-SADI 500 [kV]	8
2-INTERCONEXIÓN SIP	10
3-DETALLE DEMANDA SIP	11
4-DEMANDA INTERCONEXIÓN CON EL SADI	11
5-MOVIMIENTO DE ENERGÍA EN EL SIR	13
6-CIRCUITO EQUIVALENTE PARA FORMULAR LA POTENCIA INSTANTÁNEA	17
7-POTENCIA ENTREGADA A UNA CARGA RESISTIVA	18
8-POTENCIA ENTREGADA A UNA CARGA INDUCTIVA	18
9-MODELO SIMPLIFICADO DE LA FASE DE UN GENERADOR SINCRÓNICO, A) REPRESENTACIÓN TRIGONOMÉTRICA, B) REPRESENTACIÓN FASORIAL.....	20
10-REPRESENTACIÓN FASORIAL DE ECUACIÓN (2.16)	21
11-DIAGRAMA FASORIAL DE LA VINCULACIÓN GENERADOR SINCRÓNICO-BARRA INFINITA, A) DIAGRAMA DE SOBRE EXCITACIÓN, B) DIAGRAMA DE SUBEXCITACIÓN	22
12-ESQUEMA GRÁFICO DE UN GENERADOR SINCRÓNICO.....	23
13-DIAGRAMA DE CAPABILIDAD DE UNA MÁQUINA SINCRÓNICA.....	25
14-TRANSFERENCIA DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN LA RED DE TRANSMISIÓN	26
15-DIAGRAMA FASORIAL DE TENSIONES EN LOS EXTREMOS RECEPTOR Y TRANSMISOR DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	28
16-DIAGRAMA FASORIAL DE TENSIONES EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PARA FACTOR DE POTENCIA UNITARIO EN EL EXTREMO RECEPTOR.....	28
17-NOTACIÓN PARA LAS POTENCIAS, A) ACTIVA Y B) REACTIVA DE UNA TÍPICA BARRA "I" PARA LOS ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA	34
18-REPRESENTACIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MEDIANTE EL MODELO PI.....	44
19-MODELO DEL GENERADOR. CURVA CAPABILIDAD.....	46
20-BALANCE DE ENERGÍA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO	50
21-CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN (AGC)	53
22-DIAGRAMA DE CONTROL PARA LA EXCITACIÓN DEL GENERADOR SINCRÓNICO	54
23-ESQUEMA JERÁRQUICO PARA EL CONTROL DE TENSIÓN EN FORMA MANUAL	55
24-ESQUEMA JERÁRQUICO DEL CONTROL DE TENSIÓN AUTOMÁTICO	57
25-CURVAS P-V EN FUNCIÓN DEL FACTOR DE CARGA	61
26-IMAGEN SATELITAL DE ESTADOS UNIDOS DURANTE EL APAGÓN	63
27-IMAGEN SATELITAL DE EUROPA DURAN EL APAGÓN DE ITALIA.....	64
28-ESTADO DE LAS IMPORTACIONES EN [MW] ANTES DEL APAGÓN	65
29-SECUENCIA DE FASES.....	68
30-MAGNITUD DE LA TENSIÓN	69
31-DIFERENCIA DE FRECUENCIA GENERA UNA TENSIÓN RESIDUAL A BORNES DEL INTERRUPTOR	70
32-DIFERENCIA ANGULAR ENTRE VOLTAJES DE FASE	71
33-CASO DE SINCRONIZACIÓN DE SISTEMAS AISLADOS	71
34-CASO DE UNA LÍNEA PARALELA LARGA CON DIFERENTE IMPEDANCIA.....	72
35-CASO DE CIERRE DE UN ANILLO DENTRO DE UN MISMO SISTEMA O FORMADO CON OTROS SISTEMAS.....	73
36-SINCRONISMO: MODELO ESQUEMÁTICO DE LA CONFIGURACIÓN DE LA RED.....	75
37-OSCILOGRAFÍA DE UN CASO DE SINCRONIZACIÓN FALLIDA	76
38-OSCILOGRAFÍA DE LOS EFECTOS DE UNA SINCRONIZACIÓN FORZADA.....	77
39-OSCILOGRAFÍA DE TENSIÓN EN BARRA DONDE SE REALIZÓ EL SINCRONISMO.....	77
40-ANÁLISIS DE LA SINCRONIZACIÓN FORZADA.....	78
41-INTERFAZ XA21: SUMARIO DE COMPAÑÍAS	95
42-INTERFAZ XA21: SUMARIO DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS	95
43-TOPOLOGÍA E.T. DE SIMPLE BARRA.....	96
44-TOPOLOGÍA E.T. DOBLE BARRA.....	96
45-TOPOLOGÍA E.T. TRIPLE BARRA.....	96



46-BASE DE DATOS: SUMARIO DE SWITCH	98
47-BASE DE DATOS: EXTRACTO DEL UNIFILAR E.T. VILLA MARÍA	98
48-BASE DE DATOS: UNIFILAR E.T. BELL VILLE	99
49-BASE DE DATOS: INFORMACIÓN TÉCNICA DEL TC1 EN E.T. BELL VILLE	99
50-SCADA: UNIFILAR E.T. SAN FRANCISCO 13,2 [kV]. DETALLE DISTRIBUIDORES Y ALIMENTADORES	101
51-BASE DE DATOS: CARGAS EN E.T. SAN FRANCISCO	102
52-DIAGRAMA DE CAPABILIDAD TG11 EN CENTRAL PILAR BICENTENARIO	103
53-BASE DE DATOS: REACTORES EN E.T. ALMAFUERTE	104
54-BASE DE DATOS: INFORMACIÓN TÉCNICA DE LÍNEA EN 132 [kV] V.MARÍA-MSU	105
55-COMPARACIÓN DE GENERACIÓN. OS Nº196 VS. ACTUAL	107
56- INTERFAZ XA21 – UNIFILAR GENERAL: COLAPSO	124
57- INTERFAZ XA21 – SUMARIO DE BARRAS: COLAPSO	124
58- INTERFAZ XA21 – UNIFILAR GENERAL: ISLAS COLOREADAS	126
59- INTERFAZ XA21 – E3 – CENTRAL LOS MOLINOS	128
60- INTERFAZ XA21 – E3 – UNIFILAR GENERAL	129
61- INTERFAZ XA21 – E3 – E.T. REOLÍN	131
62- INTERFAZ XA21 – E3 – SUMARIO DE ISLAS: CONVERGENCIA	132
63- INTERFAZ XA21 – E3 – SUMARIO DE CARGAS	132
64- INTERFAZ XA21 – E3 – SUMARIO DE GENERADORES	132
65- INTERFAZ XA21 – E3 – UNIFILAR GENERAL: G. HIDRÁULICA COMPLETA	133
66- INTERFAZ XA21 – E3 – UNIFILAR GENERAL: INGRESO TG PILAR BIC. (LADO ALMAFUERTE)	135
67- INTERFAZ XA21 – E3 – SUMARIO DE CARGAS	136
68- INTERFAZ XA21 – E3 – SUMARIO DE ISLAS: CONVERGENCIA	138
69- INTERFAZ XA21 – E3 – SUMARIO DE GENERADORES: COMPLETO	138
70- INTERFAZ XA21 – E3- SUMARIO DE BARRAS: ISLA ARROYO CABRAL	139
71- INTERFAZ XA21 – E3 – SUMARIO DE BARRAS: ISLA MALVINAS	140
72- INTERFAZ XA21 – E5 – SUMARIO DE GENERADORES: SINCRONISMO PARCIAL	142
73- INTERFAZ XA21 – E5 – SUMARIO DE BARRA: REFERENCIA	142
74- INTERFAZ XA21 – E5 – UNIFILAR GENERAL: DETALLE SINCRONIZACIÓN PARCIAL	143
75- INTERFAZ XA21 – E5 – SUMARIO DE BARRAS: SINCRONISMO PARCIAL	144
76- INTERFAZ XA21 – E6 – E.T. VILLA MARÍA	146
77- INTERFAZ XA21 – E6 – SUMARIO DE BARRAS: SELECCIÓN DE E.T.	146
78- INTERFAZ XA21 – E6 – E.T. VILLA MARÍA: SINCRONISMO TOTAL	147
79- INTERFAZ XA21 – E6 – SUMARIO DE BARRAS: SINCRONISMO TOTAL	147
80- INTERFAZ XA21 – E7 – UNIFILAR GENERAL: LÍMITES TRANSPORTABILIDAD SUPERADOS	149
81- INTERFAZ XA21 – E7 – UNIFILAR GENERAL: MÁXIMA DEMANDA	151
82- INTERFAZ XA21 – E7 – AUTOTRANSFORMADORES	154
83- INTERFAZ XA21 – E7 – UNIFILAR 66 [kV] ZONA VILLA MARÍA	155
84- INTERFAZ XA21 – E7 -SUMARIO DE BARRAS: TENSIÓN ZONA VILLA MARÍA	155
85- INTERFAZ XA21 – E7 – UNIFILAR 66 [kV] ZONA SAN FRANCISCO	156
86- INTERFAZ XA21 – E7 – AUTOTRANSFORMADORES: 66 [kV] TENSIONADO	157
87- INTERFAZ XA21 – E7 – SUMARIO DE ISLAS: DEMANDA MÁXIMA	158
88- INTERFAZ XA21 – E7 – SUMARIO DE GENERADORES: DEMANDA MÁXIMA	158



UNC

Universidad Nacional de Córdoba
Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales
Proyecto Integrador

2. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, debido al crecimiento constante de la demanda de potencia, los sistemas de transporte y distribución son cada vez más complejos en lo que respecta a la topología de la red. El ingreso de nuevos grupos de generación o la incorporación de líneas de transmisión hacen que la distribución del flujo varíe constantemente. Es por ello que se deben realizar estudios previos para garantizar la factibilidad de estas inversiones. Situaciones con picos de demanda obligan a trabajar al sistema cerca de sus límites físicos, lo que implica tener todas las instalaciones en condiciones para lograr el objetivo de llevar energía a cada uno de los usuarios que la requieran.

Conocer el estado actual de los flujos de potencia resulta imprescindible, ya sea para analizar el impacto de nuevas instalaciones o poder realizar mantenimiento sobre las ya instaladas. Este tipo de análisis requiere una importante cantidad de información que necesariamente debe ser procesada por programas dedicados.

La tecnología ha ayudado a introducir mejoras notables al manejo de sistemas energéticos. La inclusión de dichos programas ha logrado que los centros de control, afectados a los más importantes centros de consumo, puedan obtener información en tiempo real de mediciones analógicas y estados de todos los elementos y equipos eléctricos instalados en las Estaciones Transformadoras. Esto permite la supervisión y el control, a través de la teleoperación, de la configuración de la red en los niveles de alta y media tensión donde es de gran importancia garantizar la continuidad del servicio, dado que por ellos fluye la mayor parte de la potencia demandada.

La información en tiempo real posibilita a los operadores de los centros de control evaluar las condiciones del sistema y actuar en consecuencia. Esto ha favorecido a la calidad de servicio que prestan las empresas eléctricas y una de las ventajas más importantes es la reducción del tiempo necesario para realizar las maniobras en la red cuando ocurren situaciones imprevistas, normalmente llamadas contingencias.

El presente proyecto se basa precisamente en el análisis, mediante el uso de una potente herramienta informática, de una situación anormal de gran impacto, y tiene como objetivo la reconfiguración de la red luego de que una contingencia ocasionase un colapso total del sistema.



Este tipo de situaciones no son comunes, pero es de gran importancia que la empresa cuente con un plan fundamentado en una evaluación previa, donde se detallen paso a paso cada una de las maniobras a realizar para poder corregir el suceso de la manera más rápida y eficiente. En caso de que este plan no exista, el operador actuará de acuerdo a su criterio y en forma intuitiva, con la posibilidad de que se cometan errores que lleven a un nuevo colapso, teniendo que iniciar nuevamente desde cero con las maniobras para el restablecimiento del servicio.

La simulación contempla el estado y operación actual del sistema eléctrico, sin tener en cuenta obras en ejecución o proyectos que no hayan finalizado al mes de julio de 2018.

La recuperación del colapso consta de analizar varios aspectos importantes antes de formular un “Plan de Contingencia”. Uno de estos puntos es la generación disponible actual, haciendo hincapié en los grupos que disponen de arranque en negro, ya que a partir de ellos se formarán las islas con el objetivo de empezar a suministrar de potencia a las cargas definidas previamente como prioritarias; al mismo tiempo que se buscará disponer de tensión los servicios auxiliares de los generadores sin arranque autónomo. Otro punto importante y determinante, es la posibilidad de realizar sincronismo entre los subsistemas que se encuentren trabajando en isla, dado que este tipo de maniobras requiere actualmente ser accionado por un operador local por medio de equipamiento especial que no se encuentran instalados en todas las Estaciones Transformadoras, por tales motivos se reconfigurará la red con la menor cantidad de islas posibles.

El plan de contingencia constará de una estrategia de recuperación donde se enuncia la serie de operaciones a seguir por el operador del Centro de Control, a los fines de guiar y facilitar las tareas en caso de que una situación de tal magnitud se produzca.



2.1 Descripción de la problemática

La provincia de Córdoba se encuentra conectada en alta tensión en el nivel de 500 [kV] al Sistema Argentino De Interconexión (SADI), desde el cual se suministra parte de la potencia demandada por el Sistema Interconectado Provincial (SIP). La potencia restante para cubrir la demanda actual es suministrada por las diferentes Centrales de Generación incorporadas al SIP o por parte de las interconexiones con las provincias vecinas.

Si se produjera una falla en los nodos de conexión con el SADI, o por alguna razón una apertura de alguna línea importante ocasiona una reacción en cadena interrumpiendo el suministro de potencia al sistema, llevaría al SIP a un colapso total. Esto se traduce en un cero tensión en toda la provincia, lo que se conoce como “Blackout”.

Por estos motivos se necesita una Orden de Servicio (OS) adecuada a este tipo de sucesos. Esta OS es un plan detallado de las operaciones a realizar desde el centro de control ante una contingencia, la cual permite el restablecimiento del servicio eléctrico, de forma rápida y eficiente.

Actualmente existe una orden de servicio realizada por la Empresa Provincial de Energía de Córdoba, pero la misma se encuentra desactualizada. La OS N°196 contempla 2 escenarios ante un colapso total.

El primer escenario consiste en las operaciones para el restablecimiento del servicio realizando las configuraciones de la red incluyendo los aportes de potencia provenientes de los nodos de conexión en 500 [kV] con el SADI. El segundo escenario considerado, es la reconfiguración de la red, pero sin tener en cuenta el aporte en 500 [kV] descripto anteriormente.

Se considera que el segundo escenario es el más desfavorable, debido que condiciona a buscar las soluciones en base a la generación actual disponible en el Sistema Eléctrico Provincial y la creación de subsistemas trabajando en isla, los cuales necesariamente se deberán ir acoplado para lograr el objetivo de la restitución del servicio eléctrico.

Es importante destacar que en el diseño de la reconfiguración de la red se deben determinar la menor cantidad de islas de generación, debido que no se dispone con el equipamiento adecuado para realizar el acoplamiento automático. Hoy en día, si fuera



UNC

Universidad Nacional de Córdoba
Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales
Proyecto Integrador

4

necesario realizar esta tarea, la misma se realizaría manualmente por operarios especializados situados en el lugar, lo que resulta operativamente impracticable si se consideran muchas islas.

Durante el desarrollo de este proyecto se hará uso de un software, proporcionado por la Empresa Provincial de Energía de Córdoba destinado al estudio de flujos de potencia, donde se realizarán las corridas de flujos con el sistema reconfigurado; controlando y garantizando que los valores de potencia transmitida no superen los límites establecidos, como así también que la tensión y frecuencia en cada una de las islas intervinientes sean los adecuados para asegurar una buena calidad del servicio.



2.2 Objetivos y alcance del estudio

➤ Principal:

Diseñar un Plan de Contingencia para el restablecimiento del servicio ante un colapso total del Sistema Eléctrico Provincial, sin tener en cuenta el aporte de potencia en 500 [kV] proveniente del SADI (Escenario 2 de OS N°196).

➤ Particulares:

1. Analizar los orígenes de estos colapsos. Motivos y situaciones en las cuáles se pueden producir estos sucesos.
2. Determinar las demandas prioritarias para cada zona.
3. Reconfigurar la red para restablecer el servicio parcial del SIP.
4. Determinar la menor cantidad de islas de generación y/o subsistemas eléctricos.
5. Simular en software XA21 de GE®.

2.3 Metodología

- Adquisición de conocimientos teóricos referido a sistemas de potencia, control y estabilidad de sistemas eléctricos, sincronismo, etc.
- Reconocimiento de todo el sistema eléctrico provincial en alta tensión, incluyendo en media tensión a centrales de generación.
- Adquisición de información de todos los elementos (líneas de transmisión, transformadores, banco de capacitores, reactores, generadores) intervinientes en el sistema eléctrico provincial.
- Modelado del sistema eléctrico provincial en software XA21 de General Electric.
- Simulación de la reconfiguración y posteriormente del restablecimiento del sistema luego del colapso.
- Creación de la menor cantidad de islas.
- Análisis de los resultados obtenidos en las corridas de flujos.
- Determinaciones que tomar como posibles soluciones o mejoras para el sistema.



UNC

Universidad Nacional de Córdoba
Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales
Proyecto Integrador

3. MARCO TEÓRICO

En el marco teórico del presente proyecto integrador se describirán los principales conceptos teóricos-prácticos, definiciones y la información que se considera necesaria en la cual se funda la base de este proyecto integrador.

En el apartado 3.1. se realizará una breve descripción del estado actual del Sistema Argentino de Interconexión, los agentes intervinientes y la inclusión de EPEC a través de los nodos en alta tensión, donde se detallan los puntos más importantes del Sistema Interconectado Provincial.

En el apartado 3.2., se incluye un desarrollo referido a los Flujos de Potencia y al software que se utilizará para realizar las corridas de flujos. Por este motivo, se explicará la metodología para la definición de los modelos físico-matemáticos de cada uno de los dispositivos que componen el Sistema Eléctrico de Potencia.

En el apartado 3.3., se introduce a la regulación de frecuencia y regulación de tensión en un sistema eléctrico, como base para el concepto de estabilidad del mismo.

En el apartado 3.4., se define el concepto de Contingencia y se enuncian las posibles circunstancias que pueden dar inicio a los fenómenos denominados “blackout”, mencionando algunos antecedentes históricos mundiales.

En el apartado 3.5., se detalla la complejidad de realizar la operación de sincronismo entre subsistemas eléctricos trabajando en isla, indicando los principales aspectos a tener en cuenta para que el acople sea correcto.

En el apartado 3.6., se presentará la Orden de Servicio N°196 “Recuperación del colapso” realizada por la empresa EPEC en el año 2005, a los fines de establecer los lineamientos necesarios para la actualización de la reconfiguración de la red para la recuperación del sistema eléctrico.



3.1. Descripción del Sistema Argentino de Interconexión

Para poder interconectar todo el territorio nacional, tratando de asegurar continuidad, calidad de servicio y el menor porcentaje de pérdidas por efecto Joule, se utilizan líneas de Alta Tensión en 500 [kV]. Estas líneas de transmisión recorren a lo largo y ancho la República Argentina logrando vincular las grandes centrales de generación con los más importantes centros de consumo, con una extensión de aproximadamente de 950 [km].

Por definición, el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) corresponde a el sistema eléctrico interconectado constituido por las instalaciones de transmisión, transformación, compensación y maniobra que integran el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal de las diversas Regiones Eléctricas de la República Argentina.

En la actualidad la empresa de transporte de energía eléctrica en Alta Tensión es Transener S.A., quien tiene a su cargo el transporte y el mantenimiento de la red del SADI mediante un contrato de concesión.

El mercado eléctrico en el área SADI es manejado por el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El mismo está compuesto por cuatro agentes reconocidos:

- a) Generadores de energía eléctrica.
- b) Transportistas de energía eléctrica.
- c) Distribuidores de energía eléctrica.
- d) Grandes Usuarios de energía eléctrica.

Las empresas comercializadoras y los medianos y pequeños usuarios no son agentes, sino simples actores.

La administración del MEM se realiza a través de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima). La compañía es una sociedad civil sin fines de lucro, cuyas acciones están en manos de los agentes que actúan en el Mercado, pero no en forma directa sino a través de sus representantes.

Las funciones principales de CAMMESA comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, por medio del OED (Organismo Encargado del Despacho), la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de



las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Además del despacho técnico y económico del SADI, organiza el abastecimiento de la demanda al mínimo costo compatible con el volumen y la calidad de la oferta energética disponible.

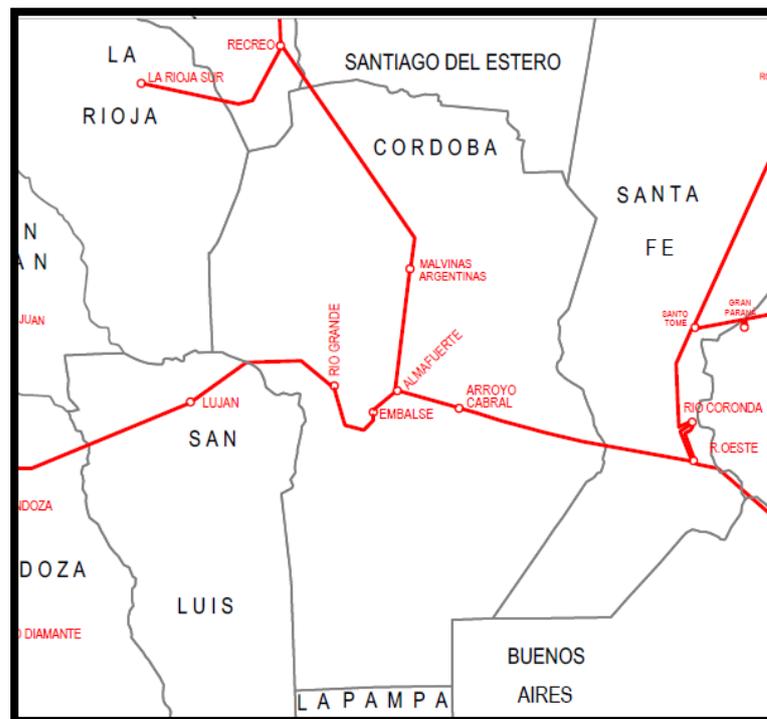
3.1.1. Sistema Interconectado Regional (SIR)

El SIR está conformado por la demanda del Área Centro, la cual incluye las demandas de las provincias de Córdoba y San Luis y además las interconexiones con el resto del SADI.

3.1.1.1 Interconexión SIR

El SIR se vincula con el SADI mediante tres nodos de interconexión ubicados en la E.T. Malvinas Argentinas, E.T. Arroyo Cabral, E.T. Almafuerite y E.T. Luján, desde donde se transfiere la potencia transmitida en 500 [kV] al nivel de 132 [kV] con el objetivo de satisfacer parte de la demanda total, mientras que el resto es aportado por las diferentes centrales de generación propias de EPEC o provenientes del sector privado.

A continuación, se muestra un detalle representativo de la provincia de Córdoba, donde se observan las líneas en 500 [kV] y los diferentes nodos de interconexión.



1-Detalle de Córdoba-SADI 500 [kV]



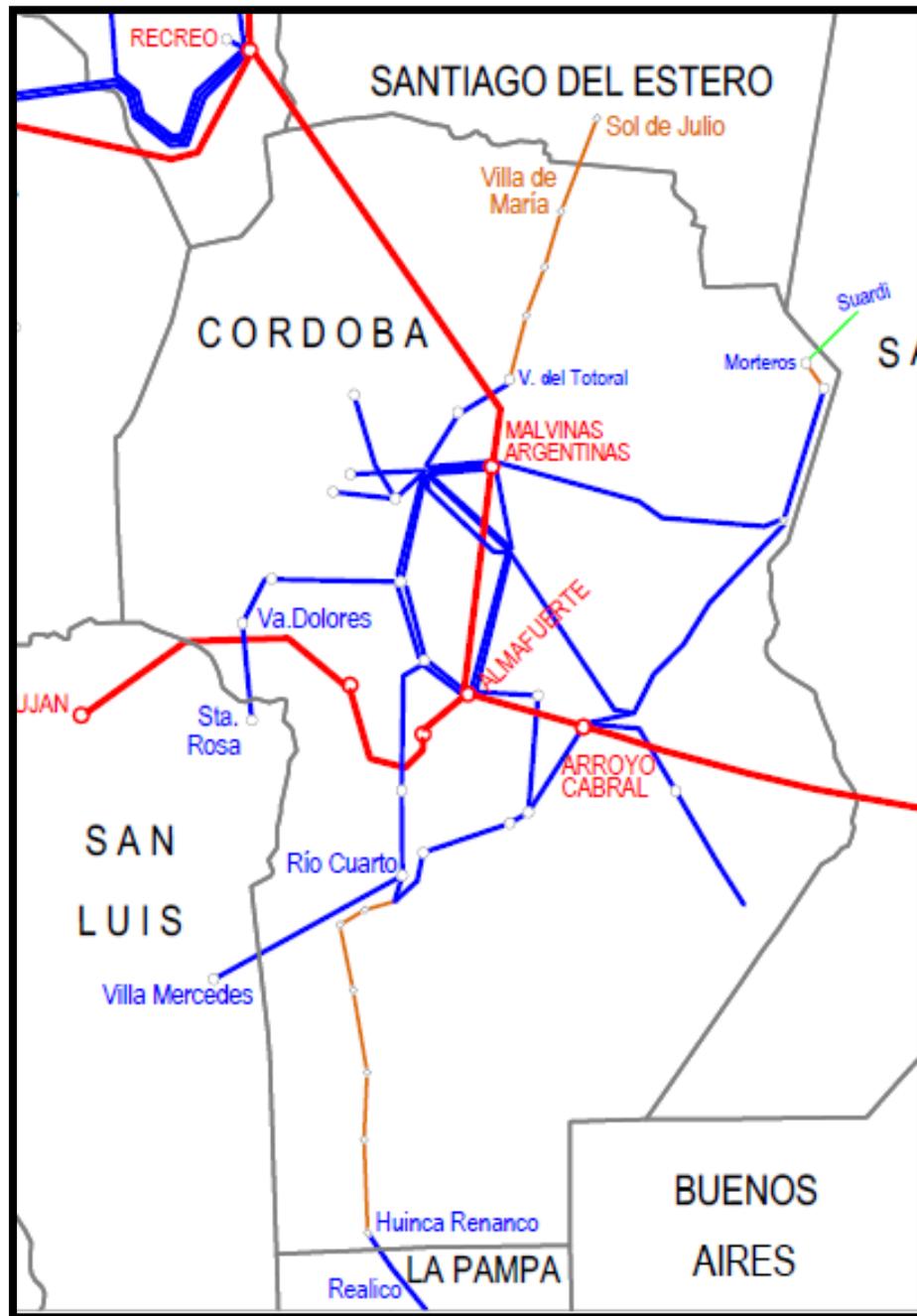
3.1.1.3 Sistema Interconectado Provincial (SIP)

El SIP está compuesto por todas las redes y estaciones transformadoras ubicadas en los diferentes lugares de la Provincia de Córdoba, por lo tanto, la demanda total es la suma de la potencia consumida por los Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Usuarios Particulares conectados a este sistema, teniendo en cuenta el flujo de potencia que existe con las provincias vecinas.

La interconexión con las provincias limítrofes se realiza en diferentes nodos, los cuales se describirán a continuación indicando en cada uno de ellos las líneas de transmisión y estaciones transformadoras intervinientes:

- En el nivel de 132 [kV] se tiene la interconexión con las provincias de San Luis y La Pampa; con la primera se vincula mediante dos líneas, una de ellas conecta la E.T. Villa Dolores (Córdoba) y E.T. Santa Rosa de Conlara (San Luis) y la restante desde la E.T. Rio Cuarto (Córdoba) hasta la E.T. Villa Mercedes (San Luis). Por el lado de La Pampa la unión se realiza a través de una sola línea que vincula la E.T. Huinca Renanco (Córdoba) con la E.T. Realico (La Pampa).
- Para el nivel de 66 [kV] se dispone de una línea entre la E.T. Villa de María (Córdoba) y la E.T. Sol de Julio (Santiago del Estero).
- Por último, la interconexión con la provincia de Santa Fe se realiza mediante una línea de 33 [kV], la cual vincula la E.T. Morteros (Córdoba) con la E.T. Suardi (Santa Fe).

A modo ilustrativo, en la siguiente imagen se pueden observar las interconexiones de Córdoba con las provincias vecinas mencionadas anteriormente, como así también las líneas de transmisión en 132 [kV] (azul) y las de 500 [kV] (rojo) que recorren la provincia.



2-Interconexión SIP

Toda la red del SIP necesita de un mantenimiento constante para asegurar la calidad y continuidad de servicio. La empresa que actúa sobre el control y manejo de este sistema es la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC).

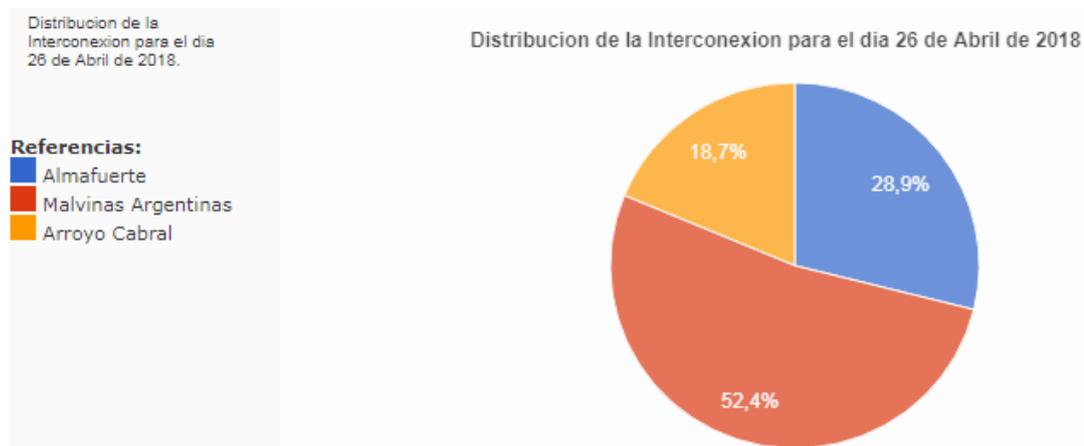
3.1.1.4 Demanda SIP

Para tener una referencia de la magnitud de potencia que se transporta y distribuye dentro del sistema, se muestra una tabla extraída de la página oficial de EPEC donde se indican consumos máximos y mínimos de diferentes días y las temperaturas a las cuales estaba sometido el sistema. Además, se observa la demanda máxima histórica con registro del día 06/02/2018 en el cual se llegó a un consumo de potencia de 2010 [MW].

Demanda	Máximo [MW]	Temp. Máx [°C]	Mínimo [MW]	Temp. Mín [°C]
Jueves 26 abril 2018	1397	29,3	903	21,1
Martes 01 mayo 2018	1143	16,1	693	12,8
Martes 06 febrero 2018 (Máx.His)	2010	36,4	1266	23,4

3-Detalle demanda SIP

A continuación, a modo de ejemplo se muestra un gráfico extraído de la página oficial de EPEC. Allí se observa el porcentaje de energía que se inyecta en cada nodo de interconexión, estos valores corresponden al consumo del SIP para un día hábil del mes de abril.



4-Demanda Interconexión con el SADI

El 100% de la energía que el SIP consume del SADI, para el día 26/04/18, representa un total de 746 [MWh]. Por el nodo ubicado en la E.T. Malvinas Argentinas ingresan 481 [MWh] (52,4%), en la E.T. Almafuerde otros 265 [MWh] (28,9%) y en la E.T. Arroyo Cabral ingresan 172 [MWh] (18,7%).

3.1.1.5 Instalaciones, elementos y equipos eléctricos

Para concluir con la descripción del SIP, se procederá a mencionar y explicar cada uno de los elementos y equipos de mayor importancia que forman parte del mismo y permiten su consolidación como sistema.



➤ Estaciones de transformación

El SIP cuenta con diferentes tipos de estaciones transformadoras, dentro de las cuales podemos encontrar:

- Subestaciones transformadoras (132-66/13,2 [kV])
- Estaciones elevadoras (3-36/500 [kV])

A partir de aquí, independientemente del tipo de Estación de que se trate, se utiliza la denominación de Estación Transformadora (E.T.) como denominación general. De ser necesario, se explicitará el tipo de Estación que se trate.

➤ Generación

El sistema cuenta con centrales de generación dentro de las cuales hay del tipo hidráulico, térmico convencional y no convencional, además de un proyecto de generación eólica y solar.

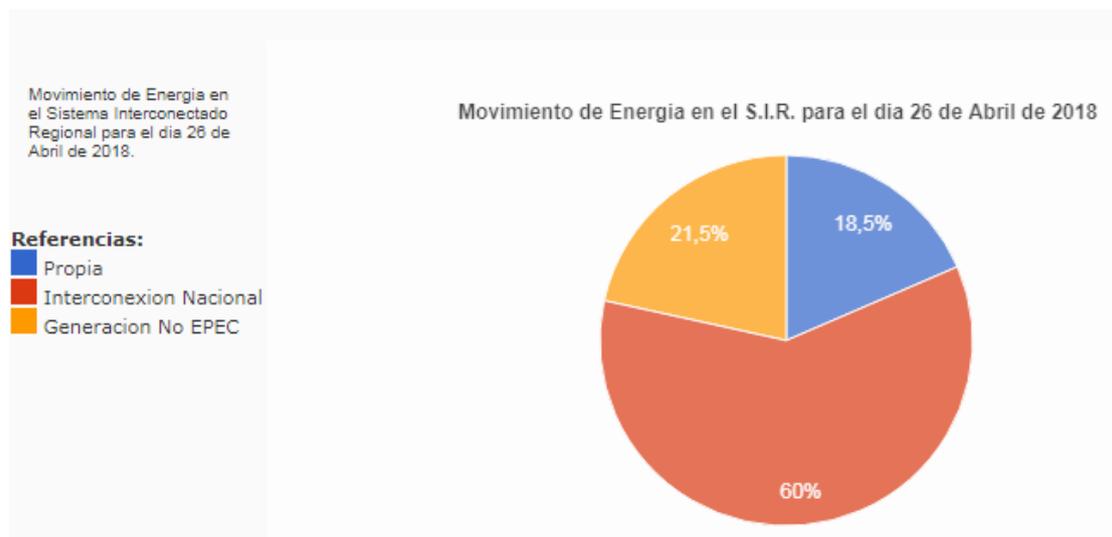
Actualmente las máquinas de generación disponibles son las mencionadas en la siguiente tabla, allí figuran máquinas propias de EPEC y las que proporciona el sector privado.

CENTRAL	POTENCIA INSTALADA [MW]
LOS MOLINOS	68
REOLÍN	33
CASSAFFOUSTH	16,5
FITZ SIMON	16,5
LA VIÑA	16
P. MORAS	6,5
C. 13 DE JULIO	92
MARANZANA	396
LAS FERIAS	32
G. LEVALLE	46
V. MARÍA	48
MSU	180
BELL VILLE	20
AGREKO	24
PILAR	214
PILAR BICENTENARIO	479
SAN FRANCISCO	39
M. SEVESO	37
SAN ROQUE	24
DEAN FUNES	32
SUROESTE	56



Si bien existe indisponibilidad de máquinas ya sea por mantenimiento, por defectos técnicos o por motivos operativos, se incluirán en el desarrollo del presente proyecto, salvo aquellas que definitivamente quedarán fuera de servicio y serán debidamente especificadas.

El aporte de potencia que realiza cada uno de los sectores de generación mencionados lo podemos observar en el siguiente gráfico, extraído de la página oficial de EPEC.



5-Movimiento de Energía en el SIR

Donde el 100% de la energía consumida por el SIR, para el día 26/04/18, representa un total de 1244 [MWh], de los cuales 746 [MWh] provienen del SADI (60%), 268 [MWh] son aportados por los generadores privados (21,5%) y los 230 [MWh] restantes para completar la demanda total del día, son aportados por la generación propia de EPEC.

➤ Transmisión

Para poder suministrar de energía eléctrica, a los diferentes consumidores de la Provincia de Córdoba, se utilizan líneas de transmisión en los niveles de Alta Tensión para lograr disminuir las pérdidas.

La mayor parte del territorio provincial está cubierto por líneas de alta tensión en los niveles de 132 [kV] y 66 [kV].

Esta tarea también se realiza a través de líneas en 33 [kV] y 13,2 [kV], generalmente utilizado por las cooperativas eléctricas para la distribución interurbana.



Se adjunta en Apéndice N°1 un esquema unifilar general de la Provincia de Córdoba, indicando tanto las líneas de transmisión como las E.T. que componen todo el sistema.

➤ Distribución

La distribución de la energía eléctrica en el nivel de tensión de 13,2 [kV] nace en las barras de media tensión de las estaciones principales de transformación (E.T. AT/MT) y posee distintas configuraciones para llegar hasta el punto de suministro del usuario.

Desde la barra de la E.T. salen las líneas de los denominados “Distribuidores”, “Alimentadores” y/o “Suministros a clientes en MT exclusivos”, todos ellos se conectan a través de celdas de distribución primarias, que cuentan con elementos de protección (interruptores automáticos), maniobra (seccionadores) y medición.

La EPEC llega a satisfacer la demanda de energía del 70% de los usuarios de la provincia, mientras que el 30% restante lo distribuyen las 204 cooperativas eléctricas del interior cordobés, entidades que a su vez son clientes mayoristas de EPEC.

➤ Compensación fija de Potencia Reactiva en el SIR

El sistema eléctrico dispone 2 tipos de compensación fija de reactivos de naturaleza inductivas y capacitivas. Una descripción de estos elementos modelados es:

- Banco de capacitores:

Cuando el factor de potencia (FDP) es diferente de la unidad, la potencia generada no es igual a la potencia consumida debido a la presencia de potencia reactiva entretenida en las líneas. Para corregir dicho efecto se colocan bancos de capacitores, conectados en paralelo, los cuales aportan potencia reactiva capacitiva al sistema y de esta forma se corrige el FDP, con su valor acercándose lo más posible a la unidad, reduciendo así las pérdidas. Además, en muchos casos los bancos de capacitores se utilizan para inyectar potencia reactiva al sistema, con el fin de poder controlar los niveles de tensión en barras.

En el SIP se encuentran instalados 58 bancos de capacitores, la mayoría ubicados en las barras de media tensión de las E.T. de la zona Capital (30) y el resto se encuentran distribuidos en las principales E.T. del interior provincial.



- Reactores:

Las líneas de transmisión tienen un comportamiento capacitivo, generalmente este efecto se observa en líneas de alta tensión, largas y con bajo nivel de carga que aportan mucha potencia reactiva capacitiva. Otro efecto, es la sobretensión que se produce en el extremo abierto de una línea, cuando desde el otro extremo se encuentra tensionada.

Para compensar se colocan reactores conectados en paralelo, los cuales aportan potencia reactiva inductiva, permitiendo el flujo de potencia activa en el sistema y evitando sobretensiones.

Los reactores se encuentran instalados en la red del SADI, conectados en el bobinado terciario de los transformadores de la E.T. Malvinas Argentinas y la E.T. Almafuerite. Existen otros casos donde se conectan directamente en los extremos las líneas, un ejemplo de ello es el reactor puesto sobre la línea de 500 [kV] entre E.T. Almafuerite y E.T. Arroyo Cabral.



3.2. Flujos de Potencia

El propósito de un análisis de *Flujos de potencia* es calcular con precisión los voltajes (tensiones) de estado estacionario en todas las barras que componen la red, y a partir de ese cálculo los flujos de potencia real y reactiva en cada una de las líneas y transformadores, bajo la suposición de generación y carga conocidas.

Los estudios de flujos de carga se usan para determinar la condición óptima de operación para modos de operación normales; tales como el ajuste adecuado de los equipos de control de voltaje, o como responderá la red eléctrica bajo condiciones anormales, tales como la salida de servicio de alguna línea o algún transformador, etc.

Los resultados de un estudio de flujo de carga son también punto de partida para los estudios de estabilidad.

Beneficios

- Se conocen los fasores de voltaje nodales y los flujos de potencia activa y reactiva en todas las ramas de la red eléctrica.
- Se conocen los equipos o circuitos sobrecargados.
- Se pueden simular diferentes condiciones de operación de la red eléctrica.
- Se puede localizar el sitio óptimo de los bancos de capacitores para mejorar el factor de potencia.
- Se pueden determinar los taps de los transformadores para la regulación del voltaje.
- Se pueden determinar las pérdidas de la red eléctrica bajo ciertas condiciones de operación.
- Se pueden simular contingencias y determinar los resultados de operación de la red eléctrica.
- Se puede obtener el funcionamiento de la red eléctrica con máximo rendimiento.
- Se pueden obtener las condiciones de operación con menores pérdidas, para mejorar la eficiencia.



3.2.1 Conceptos generales

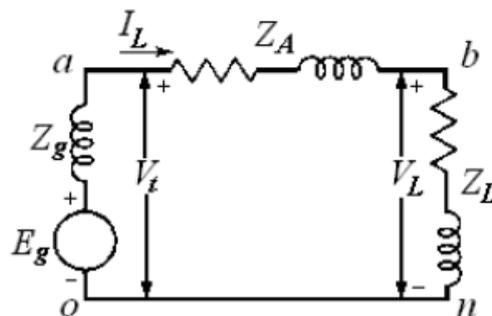
El siguiente análisis se considera necesario con el fin de facilitar la comprensión de los datos requeridos en el modelado del sistema y también para obtener una mejor comprensión de los resultados propuestos como soluciones a la hora de establecer la reconfiguración de la red.

A continuación, se presentará un extracto del libro “Análisis de Sistemas de Potencia” de los autores Grainger, John y Stevenson, William donde se desarrollan los siguientes temas:

3.2.1.1 Potencia Activa y Reactiva

Para representar mejor los conceptos, se representa en la siguiente figura el voltaje y la corriente alterna de la siguiente manera.

$v_{an} = V_{m\acute{a}x} \cdot \cos(\omega t)$	(2.1)
$i_{an} = I_{m\acute{a}x} \cdot \cos(\omega t - \theta)$	(2.2)



6-Circuito equivalente para formular la potencia instantánea

Definiendo como potencia instantánea a:

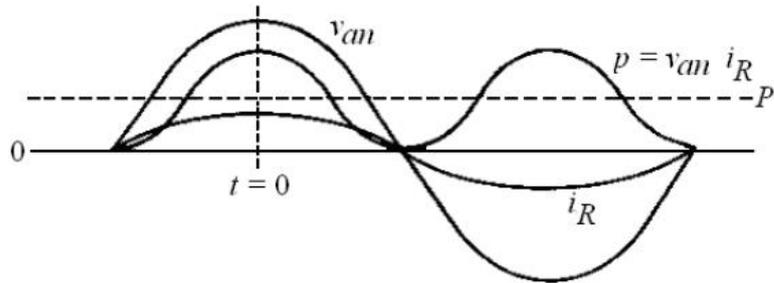
$p = v_{an} \cdot i_{an} = V_{m\acute{a}x} \cdot I_{m\acute{a}x} \cdot \cos(\omega t) \cdot \cos(\omega t - \theta)$	(2.3)
--	-------

En las ecuaciones presentadas el ángulo θ es positivo cuando la corriente atrasa en relación con el voltaje, y caso contrario es negativo cuando adelanta a la tensión. De esta manera, la potencia instantánea será positiva cuando v_{an} y i_{an} son de igual signo y en este caso la potencia es suministrada a la carga. Será negativa cuando la tensión y la corriente tengan distinto signo.

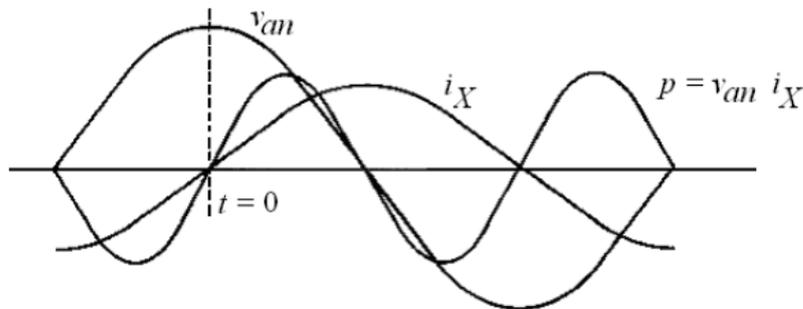
Si v_{an} y i_{an} están en fase (carga resistiva pura) la potencia nunca será negativa. Mientras que si la corriente se encuentra desfasada 90° respecto a la tensión (adelanto



para cargas puras capacitivas y en atraso para cargas puras inductivas) presenta medios ciclos positivos y negativos por igual, siendo su valor promedio cero.



7-Potencia entregada a una carga resistiva



8-Potencia entregada a una carga inductiva

Aplicando las identidades trigonométricas a la ecuación a la ecuación de potencia instantánea se obtiene la siguiente ecuación:

$$p = \frac{V_{m\acute{a}x} \cdot I_{m\acute{a}x}}{2} \cos \theta (1 + \cos 2\omega t) + \frac{V_{m\acute{a}x} \cdot I_{m\acute{a}x}}{2} \sin \theta \cdot \sin 2\omega t \quad (2.4)$$

El primer término de la ecuación anterior siempre es positivo y tiene un valor promedio de

$$P = \frac{V_{m\acute{a}x} \cdot I_{m\acute{a}x}}{2} \cos \theta \quad (2.5)$$

A la potencia promedio (P) se la denomina potencia activa o real, usándose como unidad de medida en los sistemas de potencia al Mega Watts [MW]. El coseno del ángulo de fase θ , entre el voltaje y la corriente se llama factor de potencia, siempre y cuando no existan armónicos en el sistema.

El segundo término de la ecuación descrita antes es alternadamente positivo y negativo, teniendo un valor promedio igual a cero. Esta componente instantánea (q) se denomina potencia reactiva instantánea y representa el flujo de energía que alternadamente va hacia la carga y regresa a ella. El valor máximo de esta potencia



pulsante (Q) se denomina potencia reactiva y se mide en Mega Volt-Ampere Reactivo [MVA_r].

$$Q = \frac{V_{m\acute{a}x} \cdot I_{m\acute{a}x}}{2} \text{sen } \theta \quad (2.6)$$

Teniendo en cuenta la definición del valor cuadrático medio (rms), como el cociente entre el valor máximo dividido $\sqrt{2}$, se puede expresar a (P) y (Q) de la siguiente forma:

$$P = |V||I| \cos \theta \quad (2.7)$$

$$Q = |V||I| \text{sen } \theta \quad (2.8)$$

Si se conoce el voltaje y la corriente se pueden expresar los mismos en forma fasorial de la siguiente manera:

$$V = |V| \angle \alpha \quad (2.9)$$

$$I = |I| \angle \beta \quad (2.10)$$

Donde

α : representa al ángulo del fasor de tensión en la carga con respecto al fasor de referencia.

β : representa al ángulo del fasor de la corriente en la carga respecto al fasor de referencia.

Si ahora se expresan en forma polar y se efectúa el producto de la tensión por el complejo conjugado de la corriente se obtiene la siguiente expresión:

$$VI^* = |V|e^{j\alpha} \cdot |I|e^{-j\beta} = |V||I| \angle \alpha - \beta \quad (2.11)$$

Por norma a este producto se lo designa con la letra (S) y se le llama potencia compleja.

$$S = VI^* = |V||I| \cos(\alpha - \beta) + j|V||I| \text{sen}(\alpha - \beta) \quad (2.12)$$

Teniendo en cuenta las expresiones anteriores y con $\theta = (\alpha - \beta)$, la ecuación queda:

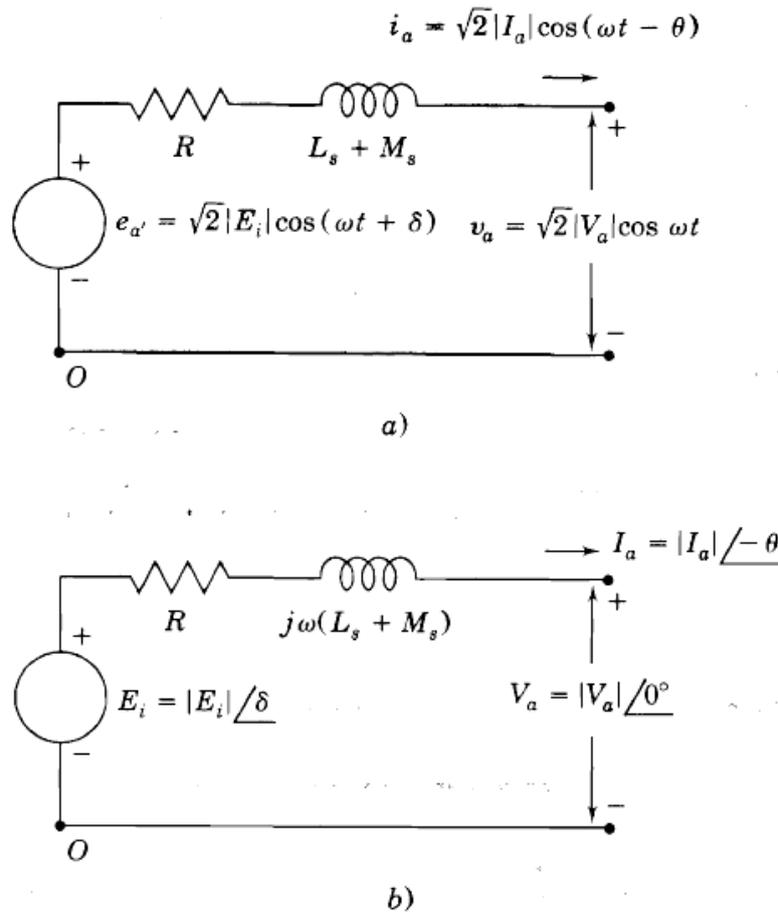
$$S = P + jQ \quad (2.13)$$

La potencia reactiva (Q) será positiva si $\alpha > \beta$, lo cual significa que la corriente atrasa respecto al voltaje y el circuito es inductivo, por el contrario, si $\alpha < \beta$ la potencia reactiva (Q) resulta negativo y la corriente adelanta al voltaje siendo el circuito capacitivo.



3.2.1.2 Potencia Activa y Reactiva en el generador

La figura 9.a representa el modelo simplificado de la fase a de un generador sincrónico, esta fase está adelantada 120° grados con respecto a la fase b , y 240° con respecto a la fase c . Los voltajes y corrientes sinusoidales son de estado estable. La figura 9.b es la representación fasorial de la figura 9.a. (Stevenson 1996)



9-Modelo simplificado de la fase de un generador sincrónico, a) Representación trigonométrica, b) Representación fasorial

En la figura 9.b, el fasor \mathbf{I} representa la corriente en el bobinado fijo de la máquina (armadura), \mathbf{V} el voltaje de armadura que se toma como fasor de referencia, \mathbf{E}_i el voltaje interno del generador sin carga, el ángulo θ es el factor de potencia (ángulo por el cual la corriente atrasa o adelanta a la tensión de armadura), el ángulo δ representa el desfase que existe entre el voltaje de armadura y el voltaje interno del generador. Este ángulo se encuentra vinculado al ángulo del rotor mecánico de la flecha del generador (eje de la máquina primaria que acciona el generador) y se denomina ángulo de potencia



o carga; R es la resistencia de armadura, L_s es la inductancia propia de cada devanado, y M_s la inductancia propia mutua de pares de bobinados adyacentes.

Teniendo en cuenta las definiciones anteriores y la Figura 9 la ecuación fasorial para el voltaje es

$$V_a = E_i - RI_a - j\omega L_s I_a - j\omega M_s I_a \quad (2.14)$$

si se toma

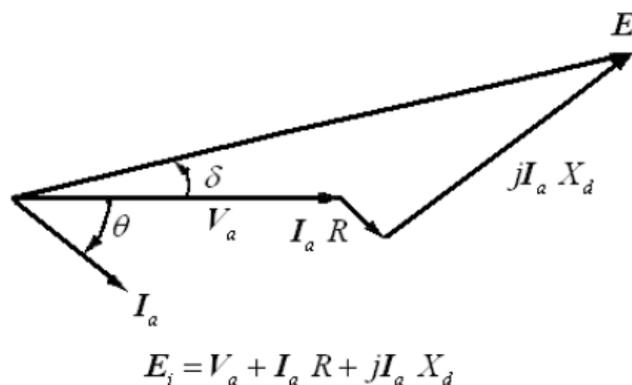
$$Z = R + jX_d = R + j\omega(L_s + M_s) \quad (2.15)$$

se puede formular la (2.14) como

$$V_a = E_i - I_a Z = E_i - I_a R - jI_a X_d \quad (2.16)$$

en la que X_d recibe el nombre de *reactancia sincrónica*, la figura 10 es la representación fasorial de (2.16).

A continuación, se analizará la capacidad que tiene el generador sincrónico para suministrar potencia activa y para absorber o suministrar potencia reactiva para ello se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:



10-Representación fasorial de ecuación (2.16)

- No se considera la caída de tensión debido a la resistencia de armadura.
- Se designa como V_t (Voltaje en la barra de acoplamiento del generador al sistema) al voltaje V_a .
- Se considera el generador como conectado a una *Barra Infinita*, esta es una barra que representa al sistema de potencia en su totalidad, y que dada la diferencia de potencia e inercia del sistema frente al generador este no puede cambiar ni la tensión de barra ni la frecuencia de la misma.

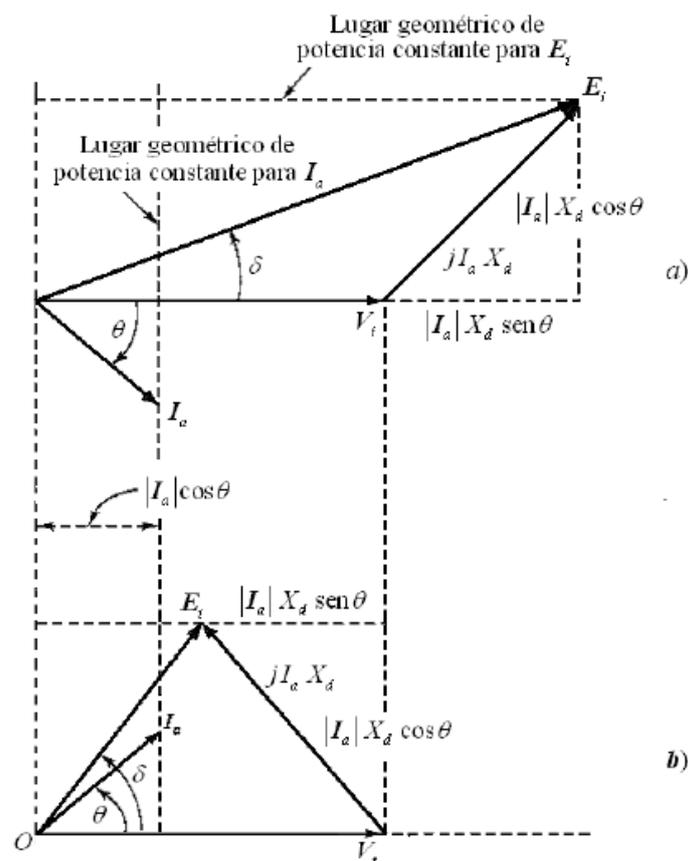


La figura 10 se replantea mediante la figura 11, en ésta no se ha tenido en cuenta R_a . Al estar el generador conectado a una barra infinita quedan fijados V_t y la frecuencia de operación, como variables de control se dispone de la corriente de campo I_f conocida como *control de excitación* y vinculada con la fem E_i del generador mediante la Ecuación (2.17).

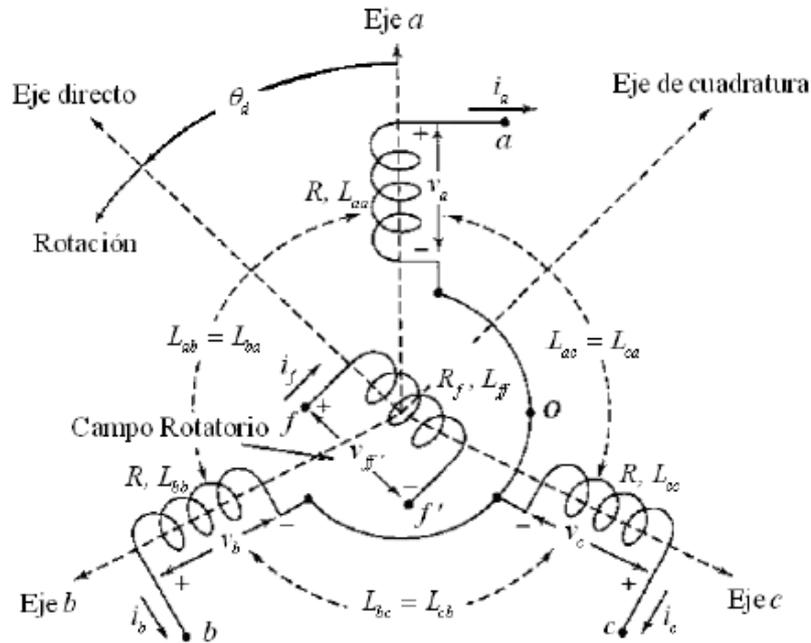
$$|E_i| = \frac{\omega M_f I_f}{\sqrt{2}} \quad (2.17)$$

donde M_f e I_f son, la inductancia mutua de la bobina de campo con respecto a cada bobina del estator, y la corriente de campo respectivamente.

La otra variable de control que se tiene es el par mecánico de la flecha el cual se encuentra vinculado al *ángulo de carga* δ , este ángulo mide el desplazamiento entre el eje de cuadratura del rotor y la bobina a del estator tomada como referencia, ver figura 12.



11-Diagrama fasorial de la vinculación generador sincrónico-barra infinita, a) Diagrama de sobre excitación, b) Diagrama de subexcitación



12-Esquema gráfico de un generador síncrono

$\delta = \theta_{a0} - 90^\circ \quad t = 0 \quad (2.18)$
$\theta_a = \theta_{a0} + \omega t = \omega t + \delta + 90^\circ \quad (2.19)$

La potencia compleja entregada al sistema por el generador se encuentra dada por las ecuaciones (2.12) y (2.13) formuladas a continuación para el ángulo θ y para V_t .

$S = V_t I_a (\cos \theta + j \sin \theta) \quad (2.20)$
$P = V_t I_a \cos \theta \quad (2.21)$
$Q = V_t I_a \sin \theta \quad (2.22)$

Se considera ahora el caso en que el generador suministra P constante al sistema. Fijada esta condición, y estando el mismo conectado a la barra infinita, debe ser constante el producto $|I_a| \cos \theta$. Esto se traduce en el lugar geométrico de potencia constante para E_i .

Variando I_f y manteniendo P constante se varía E_i , lo que permite el desplazamiento por el lugar geométrico mencionado.

Para el caso de la Figura 11. a) en el que

$ E_t \cos \delta > V_t \quad (2.23)$
--



En este caso se define al generador como *sobreexcitado* y que el mismo se encuentra entregando potencia reactiva al sistema, comportándose como un capacitor. En la Figura 11.b), el generador está entregando la misma potencia activa P al sistema, pero dada la condición:

$$|E_t| \cos \delta < |V_t| \quad (2.24)$$

el generador se encuentra tomando potencia reactiva del sistema, comportándose como un inductor, y se define como *subexcitado*.

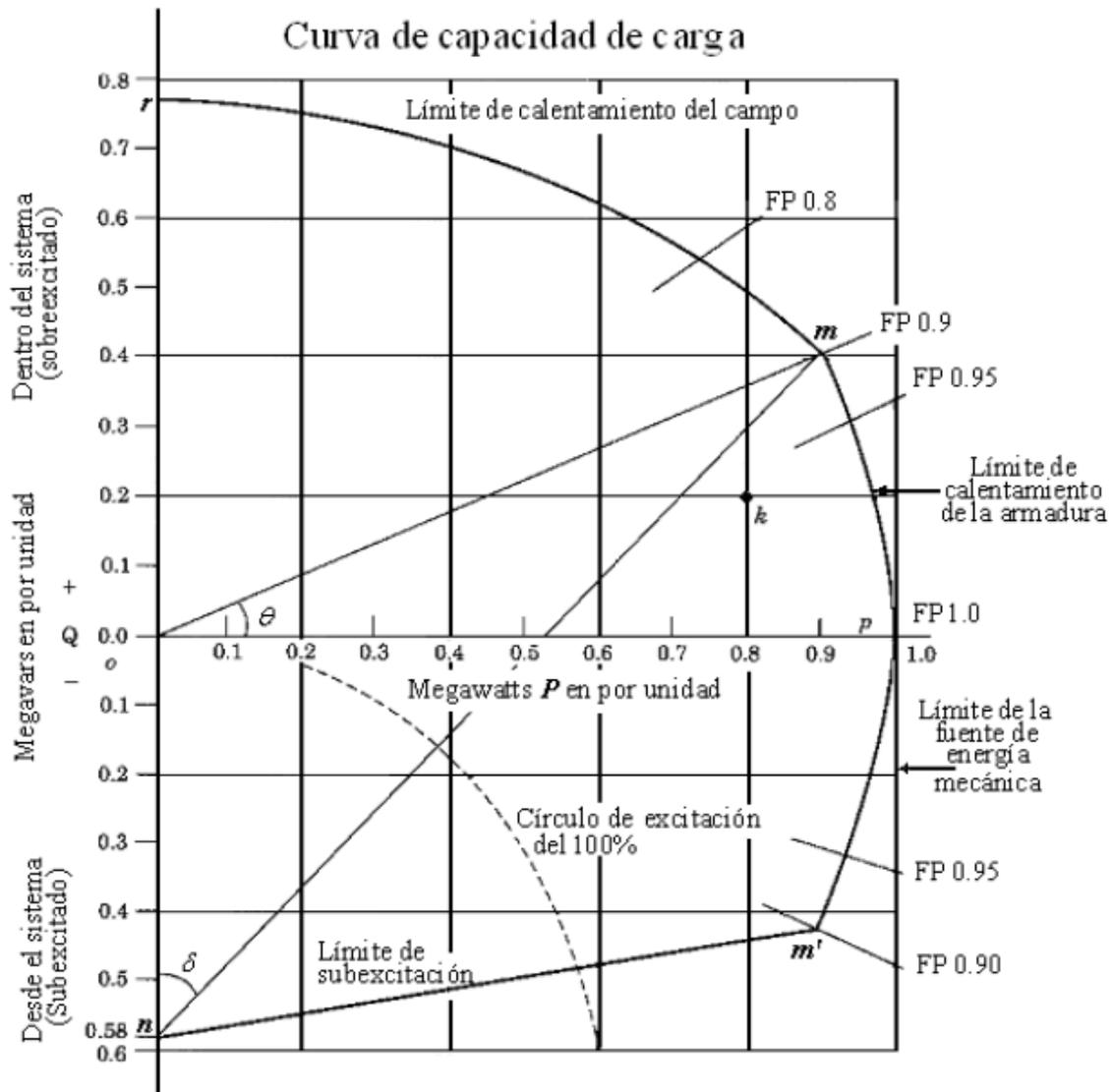
Se considera ahora el caso en el que se mantiene constante I_f , y por lo tanto $|E_i|$, variándose la potencia mecánica que acciona la flecha del generador. Si la potencia mecánica de entrada se incrementa aumenta el ángulo δ entre E_i y V_t . Esto rota el fasor E_i de módulo constante en sentido contrario a las agujas del reloj, aumentando la componente

$$|I_a| X_d \cos \theta \quad (2.25)$$

Por lo tanto, un generador con mayor δ entrega más potencia eléctrica al sistema aumentando el contra par y restituyendo la frecuencia correspondiente a la barra infinita.

La Figura 13 no es más que la Figura 11 rotada, con escala por unidad y con los límites de operación permitidos por la máquina, esta curva se denomina curva de Capabilidad Q-P de la máquina sincrónica.

En la Figura 13 se ha fijado un posible punto de operación k donde se puede apreciar que si se fija P los márgenes para operar Q quedan limitados por los máximos mencionados anteriormente, si se desplaza el punto k un cuadro hacia adelante o hacia atrás se ve que disminuye o aumenta el margen de maniobrabilidad de Q de acuerdo al P fijado, el razonamiento inverso, fijar Q , y determinar el margen de maniobrabilidad P , también es válido.

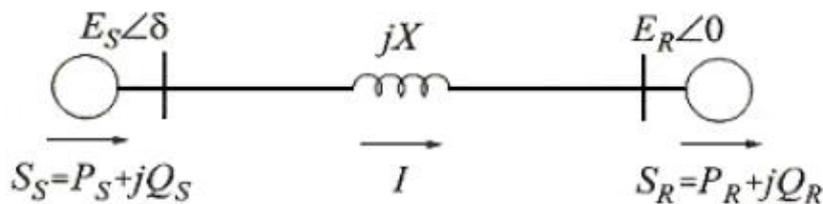


13-Diagrama de Capabilidad de una máquina sincrónica

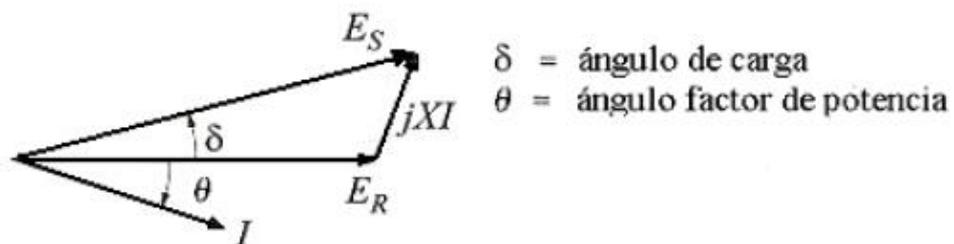


3.2.1.3 Potencia Activa y Reactiva en la red

Se analiza a continuación la transferencia de potencia activa y reactiva en una red interconectada cuyo modelo simplificado es el de la Figura 14, el sistema representa dos secciones de un sistema de potencia interconectadas por una línea de transmisión en la que no se han tenido en cuenta la resistencia y la capacidad de la misma, a los efectos prácticos las líneas de transmisión presentan características inductivas (Kundur 1994).



(a) Diagrama equivalente



(b) Diagrama fasorial

14-Transferencia de potencia activa y reactiva en la red de transmisión

Tomado como referencia el voltaje en el extremo receptor E_R , a partir del diagrama fasorial, figura 14.b) se puede escribir la ecuación para la potencia compleja S_R del extremo receptor

$$S_R = P_R + jQ_R = E_R I^* = E_R \left[\frac{E_S - E_R}{jX} \right]^* \quad (2.26)$$

$$S_R = |E_R| \left[\frac{|E_S| \cos \delta + j|E_S| \sin \delta - |E_R|}{jX} \right]^* \quad (2.27)$$

Tomando la parte real y la parte imaginaria de la Ecuación (2.27), y planteando las ecuaciones para el extremo emisor se obtienen las siguientes relaciones:



$$P_R = \frac{|E_S||E_R| \sin \delta}{|X|} \quad (2.28)$$

$$Q_R = \frac{|E_S||E_R| \cos \delta - |E_R|^2}{|X|} \quad (2.29)$$

$$P_R = \frac{|E_S||E_R| \sin \delta}{|X|} \quad (2.30)$$

$$Q_S = \frac{|E_S|^2 - |E_S||E_R| \cos \delta}{|X|} \quad (2.31)$$

A continuación, se analizan tres casos que se presentan según valores y relaciones que se establecen en las ecuaciones (2.28) a (2.31).

Primer caso que considerar $\delta = 0$, bajo esta suposición las ecuaciones (2.28) a (2.31) quedan de la siguiente manera

$$P_R = P_S = 0 \quad (2.32)$$

$$Q_R = \frac{|E_R|(|E_S| - |E_R|)}{|X|} \quad (2.33)$$

$$Q_S = \frac{|E_S|(|E_S| - |E_R|)}{|X|} \quad (2.34)$$

La potencia activa transmitida en la red es nula, mientras que la potencia reactiva depende del módulo de las tensiones, si $|E_S| > |E_R|$ resulta $Q_S > Q_R$ ambos positivos, implicando la transferencia de potencia reactiva desde el extremo emisor hacia el extremo receptor.

Por el contrario, si $|E_S| < |E_R|$, resulta $Q_S < Q_R$ ambas negativas implicando la transferencia de potencia reactiva desde el extremo receptor hacia el extremo emisor.

La potencia reactiva consumida por X es:

$$Q_S - Q_R = \frac{(|E_S| - |E_R|)^2}{|X|} = X|I|^2 \quad (2.35)$$

Segundo caso $|E_S| = |E_R|$ con $\delta \neq 0$. De las ecuaciones (3.28) a (3.31) se deducen las siguientes igualdades:

$$P_S = P_R = \frac{|E|^2}{X} \cos \delta \quad (2.36)$$

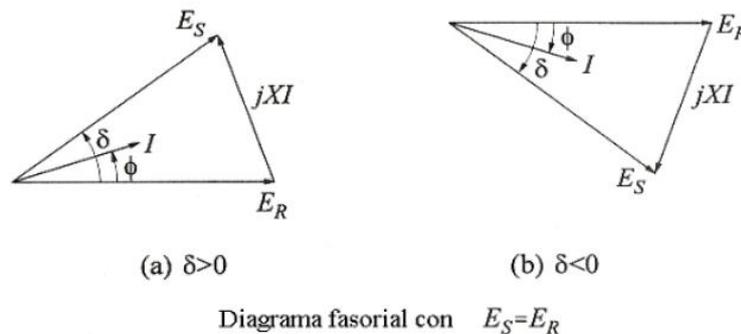
$$Q_S = -Q_R = \frac{|E|^2}{X} (1 - \cos \delta) = \frac{1}{2} X |I|^2 \quad (2.37)$$



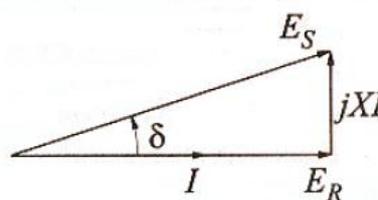
Si δ es positivo P_S y P_R son positivos y la potencia activa fluye desde el emisor hacia el receptor, con el ángulo de carga negativo la situación se revierte, en cualquiera de los dos casos cada extremo aporta la mitad de la potencia reactiva consumida por X , la figura 15.a) y figura 15.b) muestran los diagramas fasoriales correspondientes.

Se puede apreciar que la potencia activa depende tanto del módulo de la tensión como del ángulo de carga, sin embargo, en los sistemas de potencia las tensiones pueden diferir muy poco del valor nominal por lo que el control de la misma es por medio del ángulo de carga.

Para el caso en que la corriente I esté en fase con la tensión del extremo receptor (factor de potencia igual a uno), la tensión del extremo emisor es casi igual a la del receptor suministrando toda la potencia reactiva requerida por X , figura 16.



15-Diagrama fasorial de tensiones en los extremos receptor y transmisor de una línea de transmisión



16-Diagrama fasorial de tensiones en una línea de transmisión para factor de potencia unitario en el extremo receptor

Finalmente se considera el caso aplicable a cualquier valor de δ , E_S y E_R , para esta situación la corriente I , es

$$I = \frac{|E_S| \cos \delta - j|E_S| \sin \delta - |E_R|}{jX} \quad (2.38)$$

Operando con las ecuaciones (2.29), (2.31) y (2.38) se obtiene la Ecuación (2.39).

$$Q_S = -Q_R = \frac{|E_S|^2 + |E_R|^2 - 2|E_S||E_R| \cos \delta}{X} = X|I|^2 \quad (2.39)$$



La Ecuación (2.39) muestra que la potencia reactiva absorbida por X en todo caso es $X|I|^2$, por analogía denominamos a este término como "*pérdida de potencia reactiva*" en asociación con las pérdidas de potencia activa RI^2 asociada a los elementos resistivos.

$$Q_{loss} = X|I|^2 = X \frac{|P_R|^2 + |Q_R|^2}{|E_R|^2} \quad (2.40)$$

$$P_{loss} = R|I|^2 = R \frac{|P_R|^2 + |Q_R|^2}{|E_R|^2} \quad (2.41)$$

De las ecuaciones (2.40) y (2.41) se desprende que un incremento en la potencia reactiva transmitida lleva a un incremento de las pérdidas en la potencia activa y reactiva.

Resumiendo, los puntos anteriores se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- La transferencia de potencia activa depende primariamente del ángulo por el cual el voltaje del extremo emisor adelanta al voltaje del extremo receptor.
- Para la potencia reactiva se llega a la conclusión que la transferencia depende del módulo de la tensión, siendo esta transmitida desde el extremo de mayor valor al de menor valor.
- La potencia reactiva no puede ser transmitida a grandes distancias puesto que esto implica una diferencia de voltaje entre extremos que exceden los valores nominales especificados.
- Un incremento en la potencia reactiva transmitida ocasiona tanto un incremento en las pérdidas por potencia activa como reactiva.

El último punto es de fundamental importancia en el control del Activo y del Reactivo, puesto que, al tratar de equilibrar tensiones mediante inyección de reactivo, se está incrementando las pérdidas por activo y reactivo disminuyendo la capacidad de transferencia de las líneas (Kundur 1994).



3.2.1.4 Caída de tensión

Llamamos caída de tensión a la diferencia de potencial que existe entre los extremos de cualquier conductor, semiconductor o aislante. Este valor se mide en voltios y representa el gasto de fuerza que implica el paso de la corriente por el mismo.

El funcionamiento correcto de un elemento de carga depende de que se mantenga la tensión en los terminales en un valor tan cercano al valor nominal o de operación como sea posible.

Para el cálculo aproximado de la sección de un conductor según la caída de tensión que sucede en él por el paso de la corriente, se utiliza la siguiente ecuación:

$$\Delta U = k I_n L (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (2.42)$$

Donde:

ΔU : Caída de tensión [V]

k: Constante referida al tipo de alimentación (de valor igual a 2 para sistemas monofásicos y $\sqrt{3}$ para sistemas trifásicos)

I_n : Corriente nominal [A]

L: Longitud del conductor [km]

R: Resistencia del conductor [Ω /km]

X: Reactancia del conductor [Ω /km]

φ : Ángulo de desplazamiento de fase de la carga

3.2.1.5 Cantidades en por unidad

Las líneas de transmisión de potencia se operan a niveles en los que el kilovolt [kV] es la unidad más conveniente para expresar sus voltajes. Debido a que se transmite una gran cantidad de potencia, los términos comunes son los kilowatts [KW] o mega watts [MW] y los kilovoltamperes [kVA] o megavoltamperes [MVA]. Sin embargo, estas cantidades, al igual que los amperes y los ohms, se expresan frecuentemente en por ciento o en por unidad de un valor base o de referencia especificado para cada una. Por ejemplo, si se selecciona una base de voltaje de 120 [kV], los voltajes de 108, 120 y 126 [kV] equivaldrán a 0.90, 1.00 y 1.05 en por unidad o a 90, 100 y 105%, respectivamente.

El valor en por unidad de cualquier cantidad se define como la relación de la cantidad a su base y se expresa como un decimal. La relación en por ciento es 100 veces



el valor en por unidad. Ambos métodos de cálculo, porcentual y en por unidad, son más simples y más informativos que los volts, los amperes y los ohms reales.

El método en por unidad tiene una ventaja sobre el porcentual: el producto de dos cantidades expresadas en por unidad se expresa también en por unidad, mientras que el producto de dos cantidades dadas en por ciento se debe dividir entre 100 para obtener el resultado en por ciento. El voltaje, la corriente, los kilovoltamperes y la impedancia están relacionados de tal manera que la selección de los valores base para cualquiera dos de ellos determina la base de los dos restantes.

Si se especifican los valores base de corriente y de voltaje, se pueden determinar las bases de impedancia y de kilovoltamperes. La impedancia base es aquella que tiene una caída de voltaje igual a la del voltaje base, cuando la corriente que fluye a través de ella es igual a la del valor base de corriente. Los kilovoltamperes base en sistemas monofásicos son el producto del voltaje base en kilovolts y de la corriente base en amperes. Por lo general, los megavoltamperes base y el voltaje base en kilovolts son las cantidades seleccionadas para especificar las bases. Para sistemas monofásicos, o para los trifásicos, donde el término corriente se refiere a corriente de línea, el de voltaje se refiere a voltaje al neutro y el de kilovoltamperes se refiere a los kilovoltamperes por fase, las siguientes fórmulas relacionan las diferentes cantidades:

$$\text{Corriente base, } A = \frac{kVA \text{ base}}{\text{voltaje base, } kV_{LN}} \quad (2.43)$$

$$\text{Impedancia base, } \Omega = \frac{\text{voltaje base, } kV_{LN}}{\text{corriente base, } A} \quad (2.44)$$

$$\text{Impedancia base, } \Omega = \frac{(\text{voltaje base, } kV_{LN})^2 \times 1000}{kVA \text{ base}} \quad (2.45)$$

$$\text{Impedancia base, } \Omega = \frac{(\text{voltaje base, } kV_{LN})^2}{MVA \text{ base}} \quad (2.46)$$

$$\text{Potencia base, } kW = kVA \text{ base} \quad (2.47)$$

$$\text{Potencia base, } MW = MVA \text{ base} \quad (2.48)$$



3.2.2 Sistema eléctrico de potencia

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) consiste en un conjunto formado por equipos de generación, transformación, transmisión y distribución conectados físicamente y operados bajo un único esquema de control, o supervisión de operación (CMMESA s.f.).

Este sistema es el encargado de suministrar las potencias activas y reactivas demandadas por las distintas cargas, manteniendo la frecuencia y las tensiones dentro de los límites establecidos. También debe evitar que los distintos dispositivos que componen dicho sistema transporten un flujo de potencia superior a los valores de diseño.

El SEP es un sistema muy complejo, debido al tamaño y al estar altamente interconectado, con caminos alternativos y redundantes, está sometido a constantes perturbaciones, siendo la variación de carga durante el día la principal de ellas. En consecuencia, la determinación de tensión y flujos de potencia se realizan a través de programas dedicados. En esta dirección, resulta muy importante poder monitorear y controlar parámetros característicos en tiempo real de cada una de las estaciones transformadoras que componen el sistema. Esta tarea la realiza el Centro de Control Provincial perteneciente a EPEC, allí se recibe y procesa todos los datos que se consideran necesarios, misma información que luego volcaremos al software y son el puntapié inicial de las corridas de flujo.

Reconociendo la complejidad y la importancia que presentan los sistemas eléctricos, se hace necesario estudiar los mismos para evaluar su comportamiento y así poder fijar criterios para su control, obteniendo un mejor desempeño y calidad de servicio.

Para un análisis de flujo, la simulación constituye una de las herramientas más importantes, por lo que este apartado tiene como objetivo explicar cómo se logra realizar las corridas de flujo sobre el software en cuestión.



3.2.3 El problema de los flujos de potencia

Para resolver el problema de flujos de potencia, se pueden usar las admitancias propias y mutuas que componen la matriz de admitancias de barra $\mathbf{Y}_{\text{barra}}$ o las impedancias de punto de operación y de transferencia que constituyen $\mathbf{Z}_{\text{barra}}$. El punto de partida en la obtención de los datos que deben ser introducidos en la computadora es el diagrama unifilar del sistema. Las líneas de transmisión se representan por su equivalente monofásico nominal π . Los valores numéricos para la impedancia serie \mathbf{Z} y la admitancia total de carga de la línea \mathbf{Y} (generalmente en términos de los MVA de carga de la línea a voltaje nominal del sistema) son necesarios para cada línea, de forma que la computadora puede determinar todos los elementos de la matriz de admitancias de barra de $N \times N$ de la que un típico elemento \mathbf{Y}_{ij} tiene la forma:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j|Y_{ij}| \sin \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3.1)$$

Otra información esencial incluye los valores nominales de los transformadores y sus impedancias, las capacidades de los capacitores en derivación y la toma de los transformadores que pueden ser usados. Para avanzar en el estudio de flujos de potencia a realizar, se deben dar ciertos voltajes de barra y se deben conocer algunos de los valores de inyecciones de potencia. El voltaje en una barra típica “i” del sistema está dado en coordenadas polares por:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad (3.2)$$

El voltaje en la barra “j” se escribe de manera similar cambiando el subíndice “i” por el “j”. La corriente total que se inyecta en la red a través de la barra “i” en términos de los \mathbf{Y}_{in} de $\mathbf{Y}_{\text{barra}}$, está dada por la sumatoria

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{iN}V_N = \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (3.3)$$

Sean P_i y Q_i la potencia real y reactiva total que entran a la red a través de la barra “i”. Entonces el complejo conjugado de la potencia que se inyecta a la barra “i” es:

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (3.4)$$

En la que se sustituyen las ecuaciones (3.1) y (3.2) para obtener

$$P_i - jQ_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in}V_iV_n| \angle (\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.5)$$

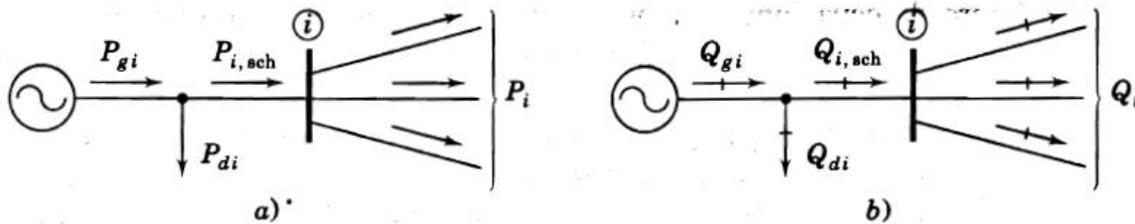
Al expandir esta ecuación e igualar las partes real y reactiva, se obtiene:



$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.6)$$

$$Q_i = -\sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.7)$$

Las ecuaciones (3.6) y (3.7) constituyen la forma polar de las ecuaciones de flujo de potencia; ellas dan valores calculados para la potencia real P_i y la potencia reactiva Q_i totales que entran a la red a través de una barra típica "i". Sea P_{gi} potencia programada que se está generando en la barra "i" y P_{di} la potencia programada que demanda la carga en esa barra.



17-Notación para las potencias, a) Activa y b) Reactiva de una típica barra "i" para los estudios de flujos de potencia

Entonces la expresión $P_{i,prog} = P_{gi} - P_{di}$ da la potencia programada total que está siendo inyectada dentro de la red en la barra "i", como se ilustra en la figura 17.a). Se nombra al valor calculado de P_i como $P_{i,calc}$ y se llega a la definición del error ΔP_i como el valor programado $P_{i,prog}$ menos el valor calculado $P_{i,calc}$

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,calc} = (P_{gi} - P_{di}) - P_{i,calc} \quad (3.8)$$

De la misma manera, para la potencia reactiva en la barra "i" se tiene:

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,calc} = (Q_{gi} - Q_{di}) - Q_{i,calc} \quad (3.9)$$

Como se muestra en la figura 17.b. Los errores ocurren durante el desarrollo de la solución de un problema de flujos de potencia, cuando los valores calculados de P_i y Q_i no coinciden con los valores programados. Si los valores calculados $P_{i,calc}$ y $Q_{i,calc}$ igualan perfectamente a los valores programados $P_{i,prog}$ y $Q_{i,prog}$ se dice que los errores ΔP_i y ΔQ_i son cero en la barra "i" y se tienen las siguientes ecuaciones de balance de potencia:

$$g_i' = P_i - P_{i,prog} = P_i - (P_{gi} - P_{di}) = 0 \quad (3.10)$$

$$g_i'' = Q_i - Q_{i,prog} = Q_i - (Q_{gi} - Q_{di}) = 0 \quad (3.11)$$



Si la barra “i” no tiene generación o carga, los términos correspondientes son iguales a cero en las ecuaciones (3.10) y (3.11). Cada barra de la red tiene dos de esas ecuaciones y el problema de flujos de potencia consiste en resolver las ecuaciones (3.6) y (3.7) para valores de los voltajes de barra desconocidos que originen que las ecuaciones (3.10) y (3.11) se satisfagan numéricamente en cada barra. Si no hay un valor programado $P_{i,prog}$ para la barra “i”, entonces no se puede definir el error $\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,calc}$ y no hay requisito que deba satisfacer la ecuación (3.10) correspondiente en el desarrollo del proceso de solución del problema de flujos de potencia. De manera similar, si no se especifica $Q_{i,prog}$ en la barra “i”, entonces no se tiene que satisfacer la ecuación (3.11).

Cuatro cantidades potencialmente desconocidas que se asocian con cada barra “i” son P_i , Q_i , el ángulo del voltaje δ_i y la magnitud del voltaje V_i . A lo más hay dos ecuaciones como las ecuaciones (3.10) y (3.11) disponibles para cada nodo y así, se debe considerar como se puede reducir el número de cantidades desconocidas para que se tenga el mismo número de ecuaciones disponibles antes de empezar a resolver el problema de flujos de potencia. La práctica general en los estudios de flujos de potencia es la de identificar tres tipos de barras en la red. En cada barra “i” se especifican dos de las cuatro cantidades siguientes: δ_i , V_i , P_i y Q_i , y se calculan las dos restantes.

Las cantidades especificadas se seleccionan de acuerdo con el siguiente análisis:

1. Barra de carga

En cada barra que no tiene generación, llamada barra de carga, P_{gi} y Q_{gi} son cero y la potencia real P_{di} y la reactiva Q_{di} que son tomadas del sistema por la carga (entradas negativas al sistema) se conocen de los registros históricos de la planeación de cargas o de mediciones. Con frecuencia, en la práctica solo se conoce la potencia real y la potencia reactiva se basa en un factor de potencia supuesto tal como 0.85 o mayor. Es frecuente que, a una barra de “i” se le llame barra P-Q porque los valores programados $P_{i,prog} = -P_{di}$ y $Q_{i,prog} = -Q_{di}$ son conocidos y los errores ΔP_i y ΔQ_i pueden definirse. Entonces, las ecuaciones (3.10) y (3.11) que les corresponden, se incluyen explícitamente en la información del problema de flujos de potencia y las dos cantidades desconocidas que van a ser determinadas para la barra son δ_i y V_i .



2. Barra de voltaje controlado

Cualquier barra del sistema en la que se mantiene constante la magnitud del voltaje se llama de voltaje controlada. En las barras en las que hay un generador conectado se puede controlar la generación de [MW] por medio del ajuste de la fuente de energía mecánica y la magnitud del voltaje puede ser controlada al ajustar la excitación del generador. Por lo tanto, en cada barra con generador “i”, se puede especificar apropiadamente P_{gi} y Q_{gi} . Se puede definir el error ΔP_{gi} con P_{di} también conocida por medio de la ecuación (3.8). La potencia reactiva del generador Q_{gi} que se requiere para mantener el voltaje programado V_i no se puede conocer por anticipado y por tanto ΔQ , no puede ser definida. Por lo tanto, en una barra con generador “i” el ángulo del voltaje δ_i es la cantidad desconocida por ser determinada y la ecuación (3.10) para P_i es la ecuación disponible. Después de que se ha resuelto el problema de flujos de potencia, se puede calcular la Q_i por medio de la ecuación (3.7). Por razones obvias a una barra de generación generalmente se le llama de voltaje controlado o barra PV. Ciertas barras sin generadores pueden tener la capacidad de controlar el voltaje; a tales barras también se les llama barras de voltaje controlado y la potencia real que generan es simplemente cero.

3. Barra de compensación

Por conveniencia a lo largo de todo este capítulo. La barra será denominada barra de compensación. El ángulo del voltaje en la barra de compensación sirve como referencia para los ángulos de todos los demás voltajes de barra, ángulo particular que se asigne al voltaje de la barra de compensación no es de importancia porque las diferencias voltaje-ángulo determinan los valores calculados de P_i y Q_i las ecuaciones (3.6) y (3.7). La práctica común es seleccionar a $\delta_i = 0^\circ$. No se definen errores para la barra de compensación (como se explica más adelante) y así, La magnitud del voltaje V_i se especifica como la otra cantidad conocida junto con $\delta_i = 0^\circ$. Entonces no hay necesidad de incluir la ecuación (3.10) o la (3.11) para la barra de compensación en el problema de flujos de potencia.



Para entender la razón por la cual no se programan P_i y Q_i en la barra de compensación se considera que en cada una de las N barras del sistema se puede escribir una ecuación como la (3.10), al hacer que “ i ” varíe de 1 a N . Cuando se juntan las resultantes N ecuaciones, se obtiene la ecuación 3.12 y es:

$$P_L = \sum_{i=1}^N P_i = \sum_{i=1}^N P_{gi} - \sum_{i=1}^N P_{di} \quad (3.12)$$

$$\text{Pérdida de potencia real} = \text{Generación total} - \text{Carga Total}$$

Evidentemente, el término P_i en la ecuación anterior presenta las pérdidas totales I^2R en las líneas de transmisión y transformadores de la red. Las corrientes individuales en las diferentes líneas de transmisión de la red no se pueden calcular hasta después de que se conocen la magnitud y el ángulo del voltaje en cada barra del sistema. Por lo tanto, P_L es inicialmente desconocido y no es posible especificar previamente todas las cantidades en las sumatorias de la ecuación (3.12). Al formular el problema de flujos de potencia se selecciona una barra, la barra de compensación en la que P_g no está programada o especificada previamente. La diferencia (compensación) entre la P total especificada que va hacia el interior del sistema por todas las otras barras y la salida total de P , más las pérdidas I^2R , se asignan a la barra de compensación después de que se ha resuelto el problema de flujos de potencia. Por esta razón se debe seleccionar una barra con generador como la de compensación. La diferencia entre los [MVA] totales suministrados por los generadores en las barras y los [MVA] recibidos por las cargas está dada por la ecuación 3.13:

$$\sum_{i=1}^N Q_i = \sum_{i=1}^N Q_{gi} - \sum_{i=1}^N Q_{di} \quad (3.13)$$

Esta ecuación se satisface sobre la base de una barra individual al cumplirse la ecuación (3.11) en cada barra “ i ” durante el desarrollo de la solución del problema de flujos de potencia. La Q_i individual se puede evaluar mediante la ecuación (3.7) después de que se tenga disponible la solución de los flujos de potencia. Así en la cantidad que se encuentra en el lado izquierdo de la ecuación (3.13) se tiene en cuenta la combinación de [MVA] asociados con la carga de la línea, los capacitores en paralelo y las reactancias instaladas en las barras, así como también, las así llamadas pérdidas I^2X en las reactancias serie de las líneas de transmisión.



Las magnitudes y ángulo de los voltajes de barra que no se programaron en los datos de entrada del estudio de flujos de potencia se llaman variables de estado o variables dependientes, porque sus valores (que describen el estado del sistema) dependen de las cantidades especificadas en todas las barras. Por tanto, el problema de flujos de potencia consiste en determinar los valores para todas las variables de estado, resolviendo un número igual de ecuaciones de flujos de potencia que se basan en las especificaciones de los datos de entrada. Si hay N_g barras de voltaje controlado (sin contar la barra de compensación) en el sistema de N barras, habrá $(2N - N_g - 2)$ ecuaciones por resolver para las $(2N - N_g - 2)$ variables de estado. Una vez que se han calculado las variables de estado, se conoce el estado completo del sistema y todas las demás cantidades que dependen de las variables de estado se pueden determinar. Cantidades como P_i y Q_i en la barra de compensación, Q_i en cada barra de voltaje controlado y las pérdidas de potencia P_L del sistema, son ejemplos de funciones dependientes.

Las funciones P_i y Q_i de las ecuaciones (3.6) y (3.7) son funciones no lineales de las variables de estado δ_i y V_i . Por lo tanto, en general, los cálculos de flujos de potencia se emplean técnicas iterativas (como los procedimientos de Gauss-Seidel y de Newton-Raphson). El método de Newton-Raphson resuelve la forma polar de las ecuaciones de flujos de potencia hasta que los errores ΔP y ΔQ en todas las barras caen dentro de los límites especificados. El método de Gauss-Seidel resuelve las ecuaciones del flujo de potencia en coordenadas rectangulares (variable compleja) hasta que las diferencias en los voltajes de barra de una iteración a otra son lo suficientemente pequeñas. Ambos métodos se basan en las ecuaciones de admitancias de barra.

El software XA21 utiliza el método de cálculo Newton – Raphson, el cual tiene mayor probabilidad y velocidad de convergencia que otros métodos de cálculo de flujos de potencia.



3.2.4 Programa para el análisis de flujos (Software)

El software que haremos uso durante este estudio es el denominado XA21 de la marca GeneralElectric®. El mismo dispone de varias aplicaciones, una de ellas es el SCADA donde se puede observar en tiempo real toda la información enviada desde las Estaciones Transformadoras, como así también ejecutar comandos para operar las mismas.

El TSM (Transmission Security Management), es la aplicación que está dedicada a realizar corridas de flujo. Esta herramienta proporciona al operador la capacidad de analizar y optimizar el funcionamiento de la red de transmisión en condiciones actuales (tiempo real) y planificaciones futuras del sistema (análisis de contingencias) (GeneralElectric 2012).

En la base de datos del TSM se encuentra cargada toda la información de los elementos que actualmente componen el SIR, la misma es actualizada a medida que el sistema sufre cambios en su configuración. Una de las principales causas de los continuos cambios, es el aumento de demanda a través del paso del tiempo que requiere la incorporación de nuevas estaciones transformadoras, líneas de transmisión, ingreso de generación, cambio de transformadores, etc.

En este apartado se analizan conceptos y métodos que han sido propuestos para la solución del problema de flujos.

3.2.5 Corridas de flujo

Los estudios de flujos de potencia son de gran importancia en la planeación y en el diseño de la expansión futura de los sistemas eléctricos, así como en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada nodo, las potencias reales y reactivas que fluyen en cada elemento del sistema, así como las pérdidas por elemento o las pérdidas totales.

Los programas dedicados a las corridas de flujo utilizan métodos numéricos para encontrar las soluciones. A estas soluciones se les da el carácter de buenas aproximaciones cuando el programa, luego de una corrida de flujo, converge.

Cabe resaltar que el objetivo de este proyecto no es explicar cómo procesa la información el software, sino más bien, explicar cómo se debe cargar adecuadamente la



base de datos, por este motivo solamente de enuncian los principales métodos numéricos que utilizan este tipo de programas para encontrar la solución convergente. Algunos de ellos son variaciones de uno o del otro, de las dos técnicas básicas que son de amplio uso en la industria de hoy: la técnica Gauss-Seidel y la técnica de Newton-Raphson. Todas estas resuelven las ecuaciones de barra en forma de admitancia. Este sistema de ecuaciones ha ganado una amplia aplicación debido a la simplicidad de preparación de datos, y la facilidad con la cual la matriz de admitancia de barra puede ser formada y modificada para subsecuentes casos.

Las soluciones digitales de los problemas de flujos de potencia siguen un proceso iterativo, asignando valores estimados a los voltajes de barras desconocidos y calculando nuevos valores para cada voltaje de barra, a partir de los estimados de las otras barras y de las potencias activas y reactivas especificadas o telemedidas. Así, se obtiene un nuevo conjunto de valores, para el voltaje en cada barra, que se usa para calcular otro conjunto de voltajes de barra. A cada cálculo de un nuevo conjunto de voltajes se le llama iteración. El proceso iterativo repite hasta que los cambios en cada barra son menores que un valor mínimo especificado.

3.2.5.1 Consideraciones generales

Las formulaciones que serán expresadas de aquí en adelante son las aplicables a sistemas trifásicos balanceados, y el sistema se ha presentado por sus parámetros de la red en secuencia positiva; esto se hace para los elementos en serie y los elementos en paralelo de la red.

Para el análisis de flujos de potencia, la red de distribución eléctrica es modelada a partir de un conjunto de nodos, conectados entre sí por medio de líneas y transformadores. También se cuenta con la información sobre los generadores y las cargas conectadas en los nodos del sistema.

Para el estudio se considera que las cargas, expresadas como potencias complejas demandadas (S_c), y las mismas para un instante dado se consideran constantes.

El modelo es apropiado para solucionar el problema de voltajes y potencias en estado estable. Sin embargo, al estar definida la potencia compleja como el producto del voltaje por la corriente conjugada, el problema para la red eléctrica es no lineal.



3.2.5.2 Modelo Matemático para el Estudio de Flujos

Para establecer un modelo matemático del problema de flujos de potencia, es básico comprender cómo circulan los flujos de potencia sobre una red. Se considera que en cada nodo del sistema se tiene una demanda de potencia constante, y conociendo o suponiendo un valor para el voltaje nodal se determina la corriente nodal.

La potencia compleja nodal S_m , inyectada en el nodo m está dada por:

$$S_m = V_m * I_m^* \quad (3.14)$$

I_m^* : Corriente compleja conjugada en el nodo m .

V_m : Tensión en el nodo m .

Suponiendo un valor para el voltaje V_m :

$$I_m = \left(\frac{S_m}{V_m}\right)^* = \frac{P_m^{neta} - jQ_m^{neta}}{V_m^*} \quad (3.15)$$

Quedando definidas las potencias de la siguiente manera:

$$S_m^{neta} = S_{Gm} - S_{Dm} \quad (3.16)$$

$$P_m^{neta} = P_{Gm} - P_{Dm} \quad (3.17)$$

$$Q_m^{neta} = Q_{Gm} - Q_{Dm} \quad (3.18)$$

Siendo:

S_m^{neta} : Potencia compleja neta en el nodo m .

S_{Gm} : Potencia compleja de generación en el nodo m .

S_{Dm} : Potencia compleja demandada en el nodo m .

P_m^{neta} : Potencia activa neta en el nodo m .

P_{Gm} : Potencia activa de generación en el nodo m .

P_{Dm} : Potencia activa demandada en el nodo m .

Q_m^{neta} : Potencia reactiva neta en el nodo m .

Q_{Gm} : Potencia reactiva de generación en el nodo m .

Q_{Dm} : Potencia reactiva demandada en el nodo m .



3.2.6 Modelado del Sistema Eléctrico de Potencia

Para resolver cualquier problema relacionado al análisis del SEP se requiere la definición de los modelos fisicomatemáticos de cada uno de los dispositivos que lo componen, estos se representan a través de circuitos equivalentes que incluyen resistencias, capacitancias e inductancias. Está por demás decir que mientras más fiel a la realidad sea el modelado de la red, mejores serán las aproximaciones arrojadas como solución en cada corrida de flujo.

A continuación, se presentan cada uno de los dispositivos con su respectivo modelo en función de lo expresado en el manual y soporte técnico del software XA21 (GeneralElectric 2012).

3.2.6.1 Barras

Por definición es un conductor de baja impedancia al cual se conectan separadamente varios circuitos eléctricos. Es aquel punto del sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica. Generalmente cada E.T. posee al menos una barra y puede adoptar diferentes configuraciones según la necesidad.

Configuraciones típicas

- Juego de barras principales: En una subestación con dos (o tres) juegos de barras, cualquier barra que se utilice en condiciones normales.
- Juego de barras de reserva: En una subestación de barras dobles (o triples), cualquier barra que se utilice en condiciones anormales. Generalmente no está tan bien acondicionada como una barra principal.
- Juego de barra seccionable con interruptor automático o seccionador: Barra que incluye un interruptor o seccionador en serie, cuyo fin es conectar o desconectar dos secciones de dicha barra.

También existe una definición muy importante para ellas, y se corresponde intrínsecamente al funcionamiento del software a la hora de realizar una corrida de flujo. Esta definición fue explicada en el apartado 3.2.3.

- Barras de cargas (PQ)
- Barra de voltaje controlado (PV)
- Barra de compensación (slack bus)



En la siguiente tabla se expresa un resumen de los datos de entrada respecto al tipo de barra.

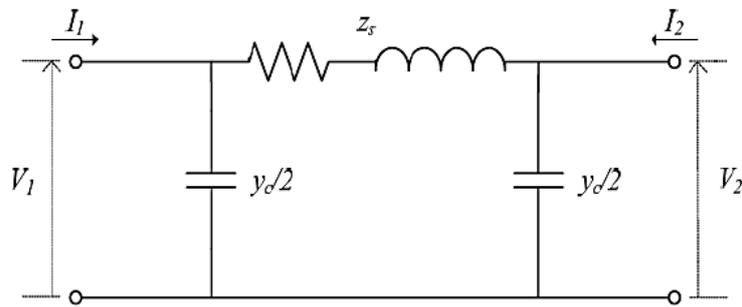
Tipo de barra	(Pg)	(Qg)	(Pc)	(Qc)	(V)	(δ)
de carga	0	0	Conocida	Conocida	?	?
de generación	Conocida	?	Conocida	Conocida	Conocida	?
de referencia	?	?	Conocida	Conocida	Conocida	Conocida

3.2.6.2 Líneas de transmisión

La línea de transmisión ocupa también un lugar importante en la operación de una red eléctrica, por sus características técnicas, por el número que forma a un sistema, así como por la extensión territorial que abarcan. Las líneas de transmisión son los elementos del sistema que están sujetos a un mayor riesgo de falla, debido a la longitud y diversos factores de falla eléctrica o de falla de aislamiento por descargas atmosféricas. Por otro lado, aun cuando se conoce de manera práctica el comportamiento típico de la línea, ya sea por medio de curvas de cargabilidad o por experiencia operativa, la gran diversidad de condiciones de operación exige la obtención de modelos que la representen adecuadamente y que permitan obtener resultados confiables de simulación.

La representación de líneas de transmisión es a través de un circuito equivalente denominado π (π) como se muestra en la figura 18, donde la resistencia e inductancia es incluida en serie entre los nodos y la capacitancia total es representada como un capacitor en paralelo conectado en cada extremo, asignándoles la mitad del valor total de la capacitancia de la línea.

Si bien el modelo π contempla en su impedancia en paralelo a la capacitancia y la conductancia, a esta última se la desprecia debido a la poca influencia que tiene frente a la capacitancia, y que a su vez no hay un método claro para su determinación. La corriente de fuga en aisladores, que es la fuente principal de la conductancia, cambia apreciablemente con las condiciones atmosféricas y con las propiedades conductoras de la contaminación que se deposita sobre los aisladores. Por estos motivos se la considera nula a los fines prácticos.



18-Representación de una línea de transmisión mediante el modelo PI

Donde:

Z_s : Impedancia serie de la línea

Y_c : Admitancia de la línea, separada en partes iguales en sus extremos.

I_1 : Corriente en un extremo “i” de la línea.

I_2 : Corriente en el otro extremo “j” de la línea.

V_1 : Tensión en el extremo “i” de la línea.

V_2 : Tensión en el extremo “j” de la línea.

3.2.6.3 Transformadores

Los transformadores son elementos eléctricos de unión entre redes eléctricas de diferentes niveles de tensión y la función primordial que desempeñan consiste en elevar los voltajes de generación a los niveles de transmisión requeridos para disminuir las pérdidas y enviar a distancias considerables la energía de las plantas generadoras. Los transformadores en los sistemas de distribución tienen la función de disminuir los voltajes de transmisión hasta niveles adecuados para suministrar la energía a los consumidores industriales, comerciales y residenciales. Mediante los transformadores se logra el control del voltaje y el manejo de potencia reactiva.

Un transformador de dos devanados está representado por un modelo de circuito de pi concentrado convencional, que puede tener piernas de conductancia y susceptancia de derivación desiguales. Cada extremo puede tener clasificaciones diferentes (para reflejar diferentes circuitos) clasificaciones de interruptor, conexión sólida de derivaciones, etc.

El transformador se especifica directamente en términos de magnitud de relación de vueltas t y ángulo de fase \emptyset , pero el usuario también puede acceder de forma opcional utilizando información de tap o de posición de fase.



Además, el tap y el ángulo de fase son independientes entre sí y tienen límites separados. Por defecto, el transformador tiene pasos de toma iguales y ninguna variación de impedancia con el tap.

- Transformadores LTC controlados: como dispositivo de voltaje/VAR, el tap varía para mantener un voltaje de la barra local o remota o el flujo de [VAR] a través del transformador dentro de un rango dado.
- Controles de voltaje múltiples: cuando un voltaje se designa como controlado localmente por más de un tipo de dispositivo, el programa automáticamente impone control precedencia. Siempre que los generadores o SVC puedan regular el voltaje, LTC y derivación el control está inactivo. Mientras los transformadores LTC puedan regular el voltaje, shunt el control está inactivo.
- Transformadores de desplazamiento de fase controlados: un transformador de desplazamiento de fase controlado mantiene el flujo de [MW] a través del transformador dentro de un rango dado por controlando el ángulo de desplazamiento de fase \emptyset .

3.2.6.4 Cargas (Load)

En las subestaciones que alimentan a las redes de distribución no se refleja la carga individual de cada consumidor, sino el efecto resultante de la combinación promedio de todas ellas. En un estudio de flujos la carga es tomada en cuenta para determinar la corriente que se demanda del nodo al que está conectada y las caídas de tensión que se provocan al circular la corriente por las impedancias de los elementos.

La carga se considera como un modelo estático de carga a potencia constante. Todos los posibles escenarios que pueden ser estudiados a través del flujo de potencia están determinados por la magnitud de la demanda.

Es un punto de consumo del sistema eléctrico, físicamente son transformadores destinados a distribución, generalmente en niveles de media tensión de 132/66 [kV], 132/33 [kV], 66/13 [kV] o 132/13 [kV] donde solo interesa el valor de potencia activa y reactiva que consumen desde la barra a la cual están conectadas. Es decir, el modelo consiste en asignar solo los valores de (P) y (Q) a la carga, independiente del valor de tensión de la barra en cuestión.



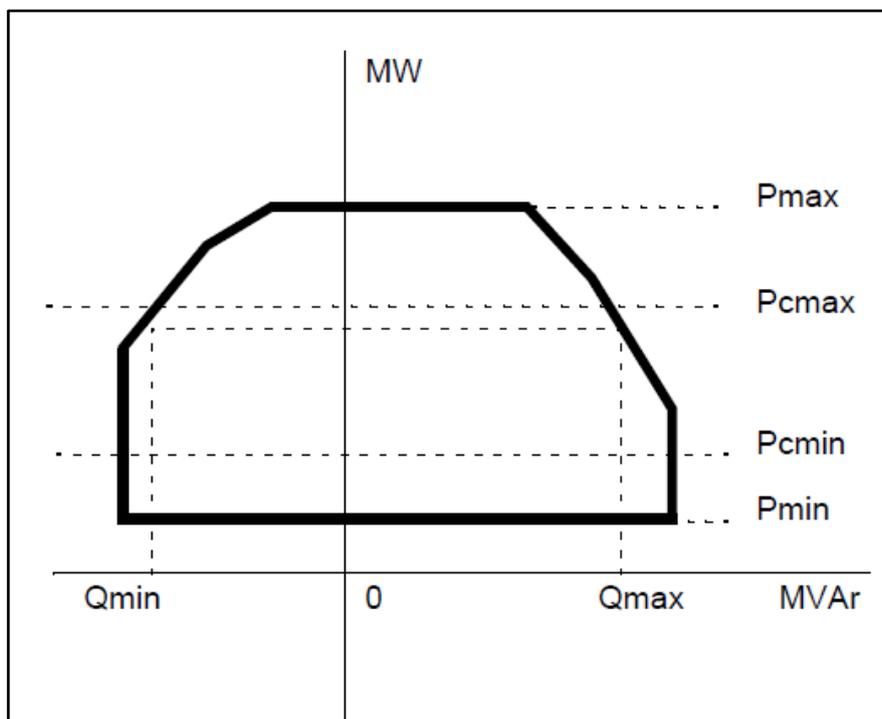
3.2.6.5 Generadores

El generador síncrono puede ser considerado como el elemento más importante del sistema eléctrico, ya que influye de manera determinante sobre las características operativas del sistema.

El generador se considera como una fuente de tensión de módulo constante, que inyecta a la red un valor de potencia activa constante. Implícitamente el modelo está contemplando la acción del regulador de tensión que mantiene fijo el valor del módulo de tensión en barras de generación, al menos dentro de ciertos límites técnicos. El voltaje deseado es configurado de acuerdo con el nivel de tensión de la barra a la cual se conecta.

Las unidades generadoras individuales están representadas, y cualquier número puede conectarse en una barra. Cada unidad tiene su propia generación de energía [MW] y [MVAR]. Los poderes reactivos se comparten entre las unidades conectadas a la barra en proporción a los factores de distribución lineal.

- Diagrama de capacidad: el diagrama de capacidades lineales por partes de una unidad se muestra en líneas continuas en la figura 19. Puede tener cualquier cantidad de segmentos lineales.



19-Modelo del Generador. Curva Capacidad



- Límites de control: rango de control [MW] de la unidad (fuera de la cual la unidad no debe operar) se muestra en líneas discontinuas en la figura como P_{cmin} a P_{cmax} . Para cualquier punto de operación P de salida [MW] dentro de este rango, los límites de [MVAR] son Q_{cmin} y Q_{cmax} , como se muestra.
- Regiones prohibidas: también es posible especificar cualquier cantidad de regiones prohibidas de salida [MW] (también llamadas zonas no permitidas) dentro de las cuales la unidad generadora no puede operar. Estas regiones solo se aplicarán para los generadores que son designados como controles [MW] participantes en el flujo de potencia.
- Modos de funcionamiento del generador: una unidad generadora puede designarse como operando en uno de cuatro modos diferentes:
 - *Normal*: La unidad tiene una generación de [MW] fija o controlada que cumple con sus límites de control [MW]. Su salida [MVAR] controla un designado voltaje, dentro de los límites de la curva de capacidad de la unidad.
 - *Bombeo*: La unidad tiene [MW] negativos fijos, y [MVAR] fijos que son negativos si son absorbidos.
 - *Compensador sincrónico*: la unidad tiene [MW] negativos fijos y su la salida [MVAR] controla un voltaje designado dentro de la reactiva límites de potencia con un mínimo de [MW] en la curva de capacidad de la unidad.
 - *Generador de Q fijo*: La unidad tiene generación de [MW] fija o controlada, cumpliendo con sus límites de control de [MW]. Su salida de [MVAR] es fijo.
- Control de voltaje del terminal del generador: las unidades generadoras conectadas a una barra son capaces de controlar el voltaje de esa barra dentro de sus límites de [MVAR]. Las unidades comparten su producción total de [MVAR] en proporción a sus capacidades de [MVAR], de tal manera que todos alcanzan sus límites superior o inferior de [MVAR] al mismo tiempo. Cuando se alcanza el límite [MVAR] de la barra completa, el control del voltaje se relaja.
- Control remoto de voltaje del generador: Un conjunto de unidades generadoras (normalmente en diferentes barras) pueden ser designados para controlar el voltaje de una barra remota. Las unidades comparten su producción total de [MVAR] en proporción a sus capacidades de [MVAR], en de tal manera que todos alcancen sus límites superior o inferior de [MVAR] al mismo tiempo. Las unidades realizan el control



remoto alterando sus voltajes de terminal. Cuando se alcanza el límite total de [MVAR], el control de voltaje se relaja.

3.2.6.6 Dispositivos de control de potencia reactiva. Capacitores-Reactores (Shunt)

El propósito de estos dispositivos, como se describió antes, es la de compensar potencia reactiva.

La estabilidad del sistema es aumentada para maximizar la utilización del sistema de transmisión y el control de la potencia reactiva tiene un impacto significativo, como lo es también la reducción de las pérdidas al mínimo práctico para asegurar que el sistema de transmisión opere eficientemente.

Estos elementos requieren un dato de entrada en el software que se corresponde con el valor de potencia reactiva constante expresados en [MVAR]. La diferencia entre un banco de capacitores y un reactor, a los fines del modelado, es simplemente el signo con el que se ingresan los [MVAR] del elemento.

- [MVAR] (+) Para un banco de capacitores.
- [MVAR] (-) Para un reactor.

3.2.6.7 Elementos de protección y maniobra

Toda estación transformadora necesita de elementos de protección y maniobra para poder operar de manera flexible el sistema. Estos elementos permiten la apertura o cierre de los circuitos, por lo que todos estos deben estar modelados para garantizar la topología y por ende la flexibilidad que presenta la red.

Estos dispositivos se introducen en el módulo del software denominado “Switch”. Dentro de este grupo se encuentran los interruptores automáticos, seccionadores de línea, seccionadores de barra y los seccionadores de puesta a tierra.

La diferencia entre unos y otros radica principalmente en su estado normal de operación y en su estado por defecto. Es decir, el estado normal de operación de un seccionador de barra o de línea y un interruptor es en la condición de “cerrado”, permitiendo el paso del flujo de potencia. Por el contrario, en un seccionador de puesta a tierra su estado normal de operación es “abierto”, dado que solamente se pone a tierra una línea cuando la misma se encuentra fuera de servicio.

Cuando se habla de estado por defecto, es el estado que toma el elemento cuando está en servicio. Por ejemplo, se tiene un juego de barras triples a la cual se conecta una



UNC

Universidad Nacional de Córdoba
Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales
Proyecto Integrador

49

línea de transmisión, en la playa de maniobras el campo de la línea cuenta con 3 seccionadores de barra, pero solo un seccionador se encuentra en estado “cerrado” y los otros 2 permanecen “abiertos”.

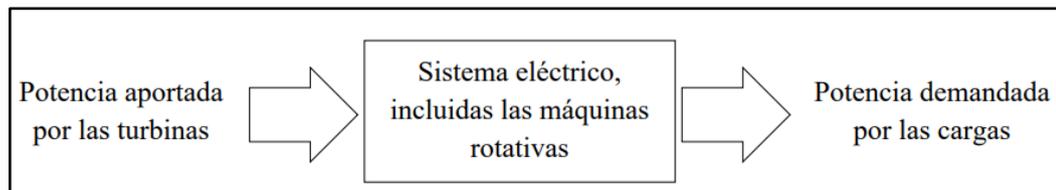
3.3 Control de Frecuencia y Tensión

3.3.1 Control de Frecuencia

La frecuencia de la onda de tensión, al igual que su valor eficaz, es uno de los parámetros que debe permanecer dentro de unos límites estrictos para que el suministro eléctrico se realice en condiciones de calidad aceptables. Variaciones de la frecuencia alejadas del valor nominal pueden provocar el mal funcionamiento de diversos equipos industriales o domésticos.

3.3.1.1 Equilibrio entre demanda y generación

La frecuencia de un sistema eléctrico está estrechamente relacionada con el equilibrio entre generación y carga. En régimen permanente todos los generadores síncronos de una red eléctrica funcionan en sincronismo, es decir, la frecuencia de giro de cualquiera de ellos multiplicada por el número de pares de polos es precisamente la frecuencia eléctrica del sistema (en Argentina tiene un valor nominal de 50 [Hz]). Mientras persiste el régimen permanente, el par acelerante aplicado por cada turbina sobre cada generador síncrono es igual, descontando las pérdidas, al par electromagnético que tiende a frenar la máquina. Si en un momento dado aumenta la carga, es decir la potencia eléctrica demandada en el sistema, entonces aumenta el par electromagnético en los generadores y consecuentemente estos comienzan a frenarse, y la frecuencia eléctrica disminuye progresivamente. (Ledesma 2008)



20-Balance de energía en un sistema eléctrico

3.3.1.2 Regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia

Como la frecuencia eléctrica está ligada al balance de potencia activa en el sistema eléctrico, suele hablarse indistintamente de control de frecuencia, control de potencia, o control de frecuencia-potencia. De manera breve puede decirse que la frecuencia del sistema y los flujos de potencia por determinadas líneas son las variables que se quieren controlar, y las potencias entrantes a los generadores son las variables empleadas para controlarlas.

Aunque hablando estrictamente la frecuencia de un sistema eléctrico solo es la misma en todos sus nudos cuando el sistema se encuentra en régimen permanente, al estudiar el control frecuencia-potencia asumimos que las desviaciones del punto de equilibrio son pequeñas y que



la frecuencia puede considerarse la misma en todos los nudos del sistema. Por ello el control de frecuencia es un problema que se aborda de manera global. En este sentido es distinto al control de tensión, eminentemente local y que afecta, salvo en casos muy especiales como el colapso de tensión, a un conjunto limitado de nudos. Así, los sistemas de control de frecuencia y de tensión se conciben de forma independiente, aprovechando el débil acoplamiento entre el flujo de potencia reactiva y las tensiones, por un lado, y el flujo de potencia activa, los ángulos de tensión y la frecuencia, por otro.

La potencia generada en cada planta debe atender también a otros requerimientos además de la frecuencia, fundamentalmente compromisos adoptados durante el funcionamiento del mercado eléctrico. Estos compromisos se refieren tanto a la producción en cada planta como al intercambio de potencia entre áreas de control vecinas. En la actualidad, dada la extensión geográfica alcanzada por los sistemas eléctricos modernos y la variedad de instituciones involucradas en su organización, estos se dividen en áreas interconectadas para facilitar su gestión técnica y económica. Las transacciones de energía en un instante determinado entre áreas quedan programadas con antelación, y cada área debe disponer de las suficientes reservas de energía para hacer frente a sus posibles desequilibrios entre generación y demanda. (Ledesma 2008)

Teniendo en cuenta todas estas consideraciones relativas a la potencia, el control de frecuencia debe conseguir que:

- Se mantenga el equilibrio entre generación y demanda.
- Se mantenga la frecuencia de referencia en el sistema.
- Se cumplan los compromisos de intercambio de energía con las áreas vecinas.
- Se mantenga la suficiente energía de reserva.

Para cumplir estos objetivos, el control frecuencia-potencia se organiza en tres niveles: primario, secundario y terciario. Cada uno de los niveles opera en un margen de tiempo e involucra un conjunto de variables provenientes de una parte más o menos amplia del sistema eléctrico:

- I. El control primario es el más rápido, operando en un margen de tiempo de entre 2 y 20 segundos. Actúa de forma local en cada generador síncrono, atendiendo a la velocidad de giro del eje. La rapidez de este control está limitada por la propia inercia de los generadores.

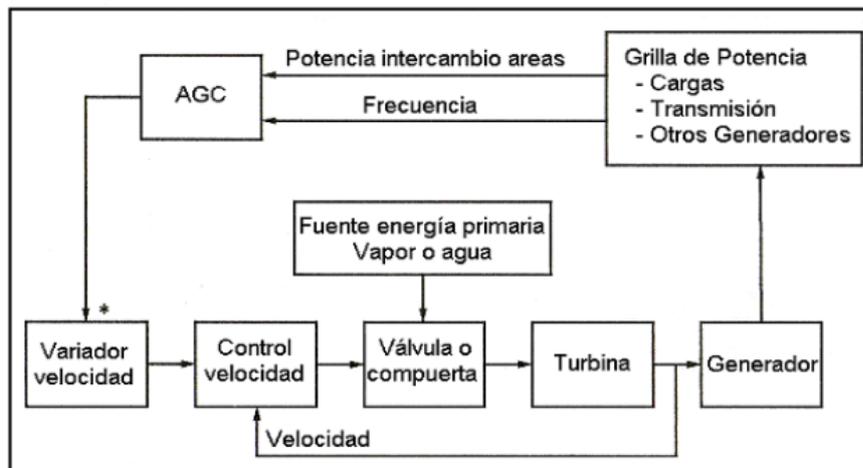


- II. El control secundario opera en un margen de tiempo de entre 20 segundos y 2 minutos. Actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas.
- III. El control terciario opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía.

3.3.1.3 Control automático de la Generación (AGC)

Con la acción de control de velocidad primaria, un cambio en la carga del sistema dará como resultado una desviación de frecuencia en estado estable, dependiendo de la característica de la pendiente del regulador y la sensibilidad de todas las unidades generadoras sobre la velocidad contribuirá al cambio general en la generación, independientemente de la ubicación del cambio de carga.

La restauración de frecuencia del sistema al valor nominal requiere una acción de control adicional que ajusta el punto de referencia de la carga (a través del motor del cambiador de velocidad). Por lo tanto, el medio básico para controlar la potencia del motor principal para que coincida con las variaciones en la carga del sistema de la manera deseada es a través del control de los puntos de referencia de la carga de las unidades generadoras seleccionadas. Como la carga del sistema cambia continuamente, es necesario cambiar la salida de los generadores automáticamente. Los objetivos principales del control de generación automática (AGC) son regular frecuencia al valor nominal especificado y mantener la potencia de intercambio entre las áreas de control en los valores programados ajustando la salida de los generadores seleccionados. Esta función se conoce comúnmente como control de frecuencia de carga (LFC). Un objetivo secundario es distribuir el cambio requerido en la generación entre las unidades para minimizar los costos operativos (Kundur 1994).



21-Control Automático de Generación (AGC)

Dado un patrón de demanda anticipado, la generación es programada a lazo abierto con el objeto de equilibrarla. Esto se realiza con un día de anticipación y se actualiza con reajustes automáticos cada quince minutos.

Variaciones en la demanda no anticipadas, y que no ocasionen cortes por subfrecuencia, son manejadas en forma automática por el AGC, actuando sobre las máquinas destinadas a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

Si el pico de la excursión excede el valor especificado, actúan los relés de corte por subfrecuencia, aislando carga (cortes parciales) para poder compensar el desbalance. Dentro del período de 15 a 30 segundos, comienza la acción del control suplementario (Regulación Secundaria de Frecuencia), recomponiendo la frecuencia, la reserva primaria y los flujos de intercambio entre áreas vecinas.

Existe un tercer nivel de control, el cual puede ser manual o automático y es el encargado del despacho diario de todas las máquinas generadoras, con un día de anticipación y con ajustes cada hora, este control es el encargado del despacho económico, del manejo de las reservas, de la programación de los flujos de intercambio con áreas vecinas, de la disponibilidad por mantenimiento y del manejo de la reserva terciaria o de 15 minutos.

3.3.2 Control de la Tensión

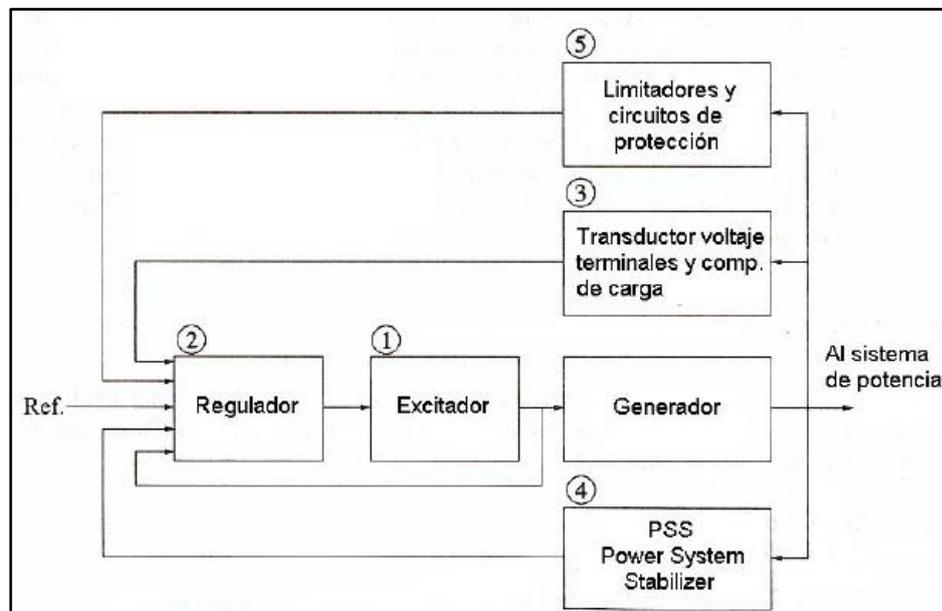
A diferencia de lo que sucede con el control de la frecuencia, donde existe un criterio unificado para su control, en el caso del control de la tensión hay en la actualidad dos ideas diferentes; una es el criterio americano, que se basa en la operación y control del reactivo mediante especificaciones y procedimientos estrictos bajo el mando de los operadores del



centro del control. El otro es el criterio europeo, que nació en Francia, y hoy se está extendiendo. Este modo de operación se basa en un control automático jerarquizado utilizando el concepto de nodo piloto (Corsi S. 2004).

Es importante aclarar que el control primario de tensión se realiza mediante el AVR (Automatic Voltaje Regulator) de la máquina generadora, es común a ambos criterios y se encarga de mantener la consigna de la tensión en barra.

En el siguiente diagrama en bloques se presenta el sistema de control de la excitación del generador. El mismo muestra que en la referencia para lazo de control, la señal puede ser fijada en forma manual, como es el caso que se está analizando, o en forma automática como será visto en el siguiente apartado.



22-Diagrama de control para la excitación del generador sincrónico

Existen otros bloques, los cuales cumplen con las siguientes funciones:

Bloque N°3: Si la realimentación de tensión se toma del lado de alta tensión del transformador elevador que acopla el generador al sistema, se debe compensar la carga que le impone el transformador al generador, si solo se toma bornes del generador, solo se necesita el transductor.

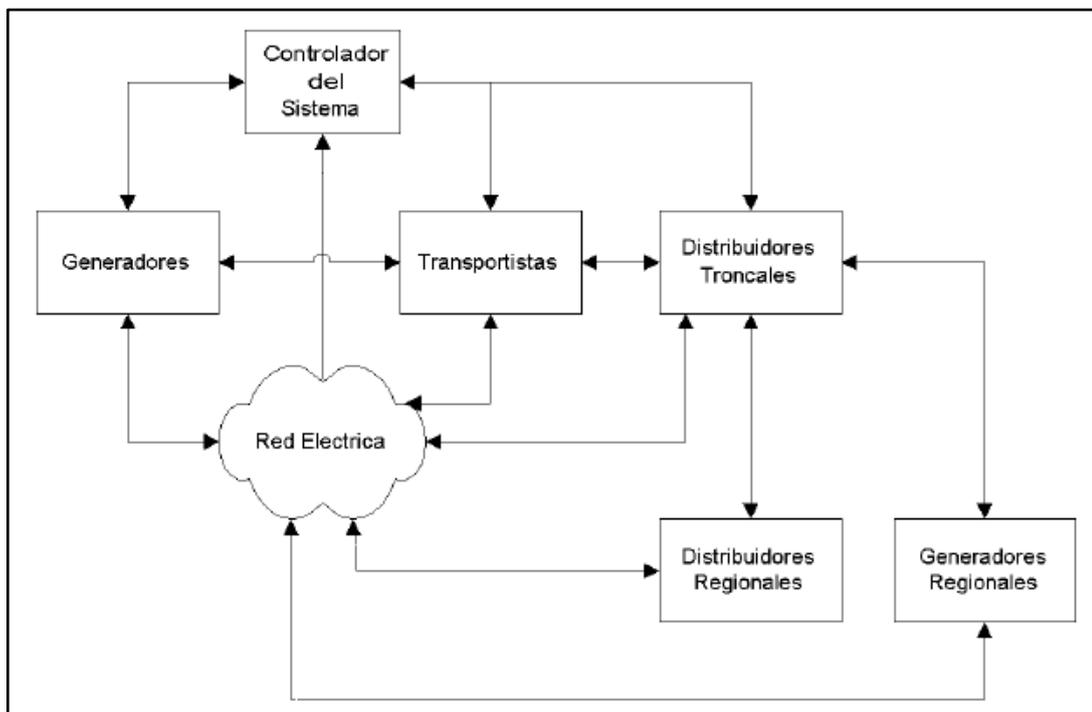
Bloque N°4: El PSS (Power System Stabilizer) es un bloque que realiza las veces de un amortiguador para compensar las oscilaciones del rotor y representa un par de amortiguación. Técnicamente es un compensador para estabilización.



Bloque N°5: Este bloque incluye los controles de protecciones del generador, en particular los de sobreexcitación y sub-excitación. Se dijo anteriormente que cuando este control toma el mando se inhabilita el lazo principal dejando de responder el generador a la referencia.

3.3.2.1 Control Manual de la Tensión

La diferencia fundamental entre los dos sistemas de control, el americano y el europeo, es precisamente como se fija la referencia. El americano lo hace en forma manual bajo procedimientos de operación, mientras que el europeo lo hace en forma automática. En la figura 22 se presenta una estructura jerárquica que permite operar los recursos para el control de tensión bajo el concepto americano, en este caso se está graficando el SADI. (Molina 2004)



23-Esquema jerárquico para el control de tensión en forma manual

La complejidad de las interacciones depende de las capas jerárquicas que existan, de las atribuciones que cada una tenga y de las normativas que permiten operar el sistema.

En un esquema complejo de múltiples áreas, si un área estima que la depresión de tensión no se debe a ella, informa al nivel superior para que este coordine con el área vecina. En algunos casos la sugerencia es la coordinación directa entre las posibles áreas causantes del problema. Este fue uno de los principales problemas en el blackout de la costa Este de los Estados Unidos y Canadá.



Si bien el proceso de colapso es lento, también lo es ponerse de acuerdo quién está causando el problema y cuál es la solución.

En la figura 23 el nivel vertical de los bloques implica jerarquías, la flechas entre los bloques y la Red Eléctrica indica Telemetría/Mando, en todo caso lo que refleja el esquema es la norma y no la excepción. Las flechas entre bloques implican comunicaciones con el objeto de consultas y/o acciones a ejecutar.

La correcta operación depende de la acción conjunta de todos los bloques siguiendo directivas expresas en formas de Procedimientos Técnicos y Normativas. Para el caso del SADI el procedimiento técnico que rige el control de la tensión y la potencia reactiva es el PT N°5, el cual se menciona a continuación:

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima
(CAMMESA) – Procedimiento Técnico N°5

Directivas: CAMMESA

Coordina: CAMMESA

Opera: Distribuidores

Transportistas

Generadores

Controles:

- Conmutación de los bancos de capacitores y reactores.
- Reguladores de excitación de las máquinas.
- Regulación de tomas (tap) de los transformadores.
- Generación forzada.
- Separación de carga.

3.3.2.2 Control Automático de la Tensión

Como ya se dijo anteriormente la diferencia fundamental entre el sistema manual y el automático radica en la forma en que se gestiona la referencia del Control Automático de tensión a bornes de la máquina (AVR). La figura 23 presenta el esquema utilizado en Francia e Italia, países líderes en la aplicación del Control Automático de la Tensión. (Corsi S. 2004)

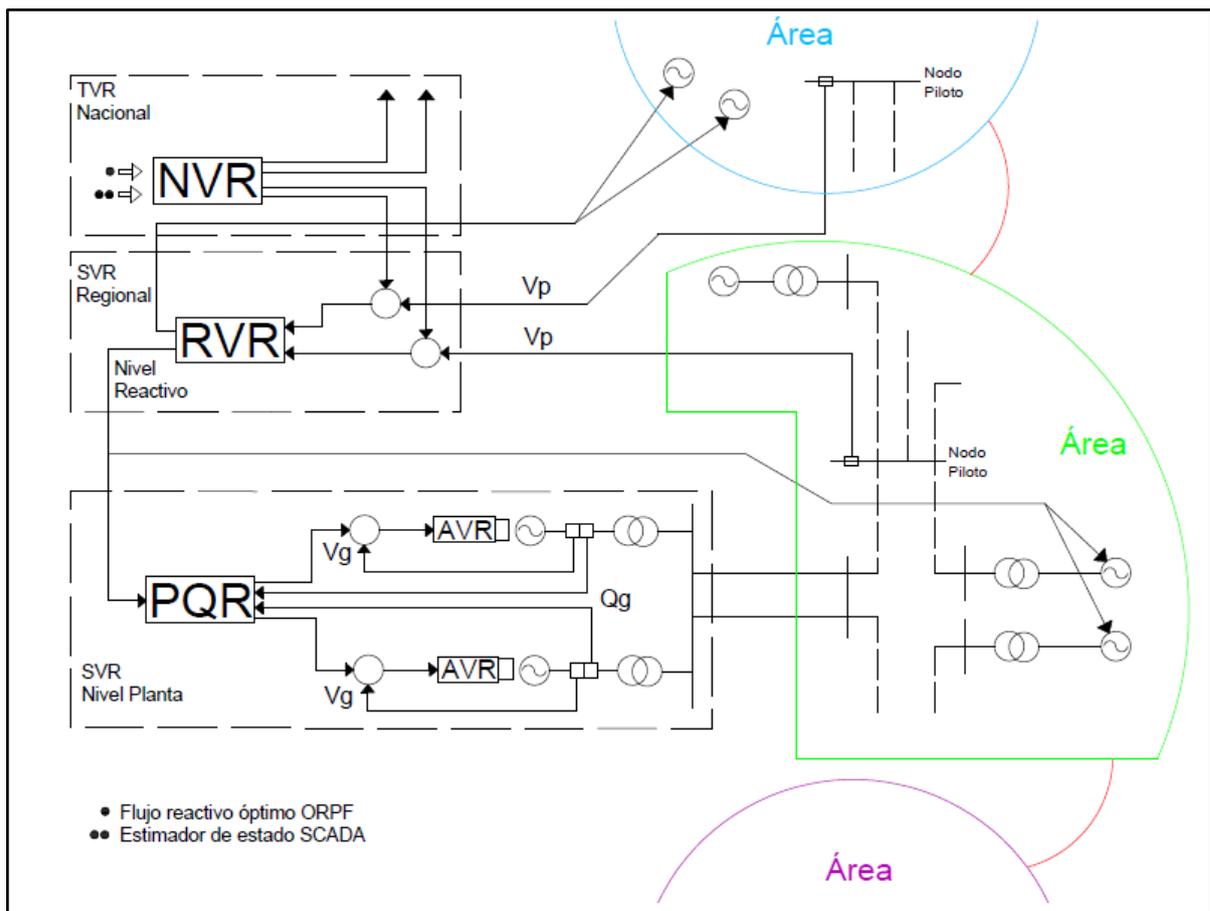
Se pueden distinguir tres niveles jerárquicos de control, un Nivel Terciario de aplicación nacional, un Nivel Secundario de aplicación regional y un Nivel Primario de aplicación local (AVR). Estos niveles no solo son distribuidos espacialmente, sino que también lo son



temporalmente. El Nivel Primario es de actuación inmediata, mientras que el Nivel Secundario actúa una vez superado el transitorio del Nivel Primario, del orden del minuto. El Nivel Terciario es el último en actuar y su período se encuentra en la decena de minutos, tanto el esquema temporal como el espacial tienen por objeto desacoplar los controles para evitar oscilaciones y ordenes en contrario.

Las constantes de tiempos dominantes en los distintos niveles pueden ser resumidas de la siguiente forma:

- VSTR (Very Short Term Reactive Dispatch), 15 a 30 minutos.
- NVR (National Voltage Regulation), 5 minutos.
- RVR (Regional Voltage Regulator), 50 segundos.
- PQR (Power Reactive Regulator), 5 segundos.
- AVR (Automatic Voltage Regulator), instantáneo a 0,5 segundos.



24-Esquema jerárquico del control de tensión automático



A continuación, se resumen algunas ventajas que presenta el control automático de la tensión:

- Mejora en la operación del sistema de potencia, lo cual se traduce en un perfil de tensiones más homogéneo.
- Incremento en la seguridad del sistema como consecuencia de un aumento en la reserva de reactivo para hacer frente a distintas contingencias.
- Aumento en la capacidad de transferencia de potencia activa reduciendo el riesgo de colapso de tensión.
- Disminución de los riesgos en la operación como consecuencia de decisiones apresuradas y/o equivocadas.

La base del sistema está constituida por la elección de los nodos pilotos. La subdivisión del sistema en áreas reduce el orden de variables, acotando de esta manera el tamaño del sistema a controlar. Es necesario asegurarse el mínimo intercambio posible de reactivo entre las áreas.

La elección de las plantas generadoras de reactivo para el control, deben ser aquellas próximas a los nodos pilotos. La simple elección de estas plantas ya plantea la subdivisión en áreas.



3.4 Contingencia

3.4.1 Definición

Evento causado por la salida de un elemento del sistema eléctrico de potencia, la salida de este elemento puede ser programada (mantenimiento) o imprevista (fallas), por ejemplo: actos vandálicos, fenómenos operativos como sobretensiones, sobrecargas de líneas de transmisión, parada intempestiva de un elemento de la red o también por fenómenos naturales como inundaciones, tornados, descargas atmosféricas, etc.

Parte importante en el análisis de seguridad de los sistemas eléctricos de potencia es el estudio de contingencias, en los cuales se analizan los efectos causados sobre el sistema (salida de servicio de líneas de transmisión, transformadores, generadores y cargas) y su capacidad de permanecer en operación normal sin un elemento.

3.4.2 Colapso (Blackout)

Se denomina así al estado que alcanza un sistema eléctrico en el cual se deja de atender una cantidad importante o la totalidad de la carga del sistema y que es antecedido por una secuencia de eventos que normalmente están ligados a la falla de alguno de los elementos del sistema eléctrico de potencia (Kundur 1994).

En principio cualquier sistema eléctrico es susceptible al colapso, debido a que, cada vez que se produce la salida de un elemento en el sistema, las corrientes en las líneas se redistribuyen a través de la red y las tensiones de las barras cambian. Como consecuencia de esto, pueden aparecer sobrecargas en líneas o transformadores.

Además, la salida de servicio de un elemento puede dar origen a la salida de otros elementos, lo que puede producir un efecto en cascada que eventualmente conduce al colapso del sistema. Cuando se realizan estudios de contingencias se puede considerar la salida de un elemento o la salida simultánea de varios elementos. Independientemente de si la contingencia es simple o múltiple se debe definir el nivel y el tipo de contingencia que vamos a manejar como aceptable para el sistema. Se considera que el sistema debe poder operar normalmente ante una contingencia simple (salida de un elemento) y que ante una segunda contingencia o ante contingencias múltiples, el sistema opere en condiciones anormales.

Los colapsos son ocasionados por algún tipo de contingencia presente en sistema, ocasionando consecuencias considerables. La principal de ellas es la pérdida de sincronismo



del sistema eléctrico, ya que, retomar dicho sincronismo es una tarea laboriosa que puede tomar un tiempo considerable para su correcta realización.

3.4.3 Tipos de Colapsos

Los sistemas pueden colapsar por diferentes causas, de acuerdo con la naturaleza de la falla se los puede clasificar en diferentes tipos.

3.4.3.1 Colapsos de tensión

El colapso de tensión constituye uno de los fenómenos más estudiados en los sistemas de energía eléctrica durante los últimos años. Este tipo de colapso está íntimamente relacionado con el estudio de la estabilidad de tensiones. Pese a que la estabilidad de tensiones es un fenómeno de naturaleza dinámica, se puede medir el grado de inestabilidad de las tensiones de un sistema de energía eléctrica utilizando un modelo estático. (Kundur 1994)

Las causas fundamentales por las que un sistema eléctrico de potencia alcanza el colapso de tensiones, se detallan a continuación:

- Potencia reactiva generada/absorbida por los generadores

Un mal ajuste de las tensiones de consigna en la regulación de la potencia reactiva de los generadores puede derivar en corrientes por las líneas demasiado elevadas, que provocan grandes caídas de tensión en las mismas.

- Sistemas con grandes desequilibrios de generación - demanda entre áreas (gran transferencia de energía entre las áreas)

El exceso de transporte de energía entre áreas de intercambio a través de las líneas de interconexión provoca que en las mismas las corrientes sean elevadas, lo que contribuye a grandes caídas de tensión.

- Grupos en sus límites de generación o absorción de potencia reactiva

La saturación del límite máximo de generación de potencia reactiva en un generador desemboca en una disminución de su tensión de consigna. Esto provoca que, para transportar la misma potencia a nodos cercanos, la corriente por las líneas deba crecer, aumentando la caída de tensión en dichas líneas. (Análogo en el caso del límite inferior).

- Pérdida de uno o más elementos de la red

En el caso de líneas y/o transformadores, la pérdida de cualquiera de estos elementos lleva por lo general a un reparto de los flujos por otras líneas, y como consecuencia de esto, las mismas aumentan sus pérdidas.



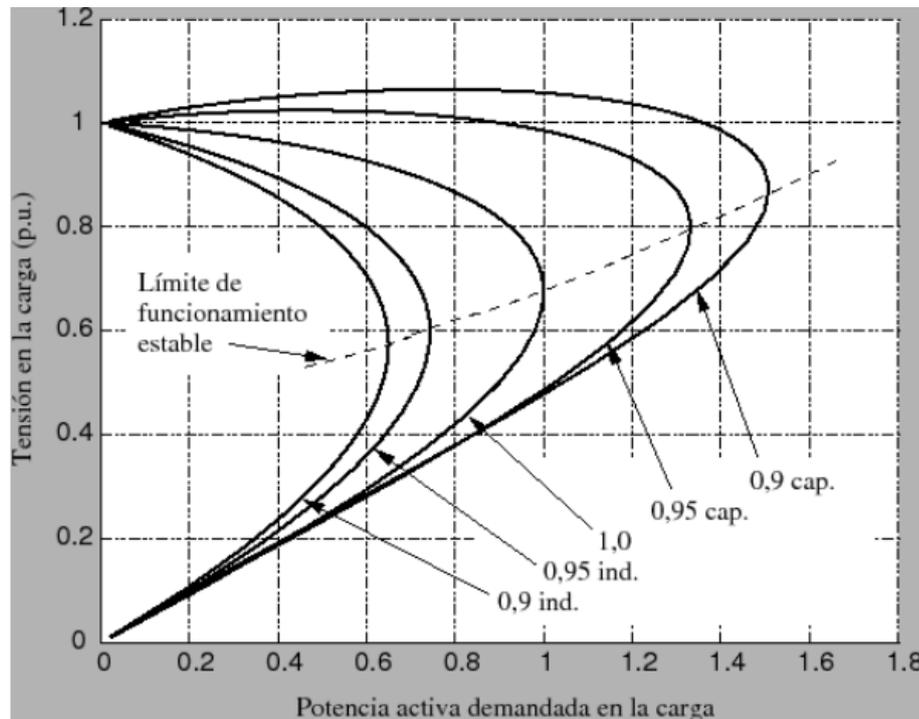
En el caso de generadores, si una gran parte de la generación perdida la asumen generadores de otras áreas de intercambio, tiene como consecuencia un aumento del transporte de energía.

3.4.3.2 Metodología utilizada para analizar el problema de estabilidad de tensión

Curvas P-V

Estas curvas muestran la relación existente entre la transferencia de potencia activa y el comportamiento del voltaje. Se generan corriendo una serie de casos de flujos de carga y relacionan el voltaje de los nodos con la carga. La ventaja de esta metodología es que proporciona una indicación de la proximidad al colapso de voltaje del sistema a través de un rango de niveles de carga.

Los sistemas de potencia se operan en la parte superior de la curva, donde es estáticamente y dinámicamente estable. La punta de la curva (también conocida como codo o nariz de la curva) se denomina el punto de máxima carga, que es el punto de colapso de la tensión cuando las cargas se modelan como potencia constante.



25-Curvas P-V en función del factor de carga

Se observa que cada curva posee un punto de cargabilidad máxima, si se excede dicho punto los voltajes caerán incontrolablemente y el sistema entrará en un estado de inestabilidad de tensión.



Se puede ver que existen 2 puntos posibles de operación antes de alcanzar la cargabilidad máxima, siendo el punto superior un indicador de estabilidad del sistema y el inferior indica inestabilidad del sistema.

En esta curva se aprecia la importancia del factor de potencia debido a que en el caso de carga inductiva se aprecia como el módulo de la tensión de la carga disminuye cada vez más rápido a medida que crece dicha carga. Por otro lado, cuanto más inductiva es la carga más cerca se esté del punto de colapso. Por el contrario, para el caso de carga capacitiva, la tensión aumenta con la carga en un principio, sin embargo, este crecimiento alcanza un máximo, a partir del cual la tensión también cae con el incremento de la carga; este efecto hace que se dificulte la determinación del colapso de tensión y es consecuencia de la utilización de compensación capacitiva en el sistema. (Kundur 1994)

Cuando se pierde un generador o un elemento de compensación capacitiva se presenta un incremento de potencia reactiva en el sistema mientras se conserva la potencia activa, lo que puede causar que el sistema pase de un estado de operación satisfactorio a un punto de inestabilidad o al menos más cercano a la cargabilidad máxima. Cabe destacar que mientras más lejos se opere del punto de cargabilidad máxima, el sistema presentará mayor estabilidad.

3.4.3.2 Colapsos por sobrepaso del límite de cargabilidad

Este tipo de colapsos se presenta cuando la cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores es sobrepasada, es decir, el flujo de potencia a través de estos elementos es mayor a la capacidad nominal. Cuando ocurre uno de estos sucesos, si se trata de una línea de transmisión lo más lógico es que si el flujo de potencia es mayor a la cargabilidad de la línea, actúe la protección correspondiente, pero si al correr el flujo de carga el operador del sistema observa que la sobrecarga de dicha línea es de un porcentaje bajo y sería una perturbación mayor el hecho de sacar la línea de operación, es conveniente mantener la línea dentro del sistema. Si la sobrecarga ocurre en un transformador, lo más recomendado es sacar el equipo de operación, por cuestiones técnicas, ya que en caso de que el transformador se llegue a averiar es más difícil y costoso su reemplazo.

Debido a que los parámetros característicos de cada uno de los elementos mencionados anteriormente varían de acuerdo con factores relacionados con los efectos climáticos, como pueden ser, la temperatura ambiente, radiación solar, velocidad del viento, etc., se puede



determinar qué condiciones climáticas extremas afectan a la cargabilidad, afectando el funcionamiento del sistema eléctrico en el cual se encuentran instalados.

3.4.4 Reseña de colapsos

- Apagón en Estados Unidos y Canadá, agosto de 2003

El 14 de agosto de 2003, aproximadamente a las 4:15 PM, ocurrió uno de los apagones más grandes de la historia, afectando a más de 45 millones de personas en 8 Estados de Estados Unidos y a otros 10 millones en Ontario en Canadá. Según el ISO de New York (NYISO) antes de la falla el sistema se encontraba en operación normal, sin grandes desconexiones por mantenimientos programados.

Desde la interconexión con el PJM (Pennsylvania-New Jersey Interconnection) se registró una subida masiva estimada de 3500 MW a través de New York y hacia el oeste en Ontario, lo que provocó la desconexión del PJM con el NYISO y que en unos pocos segundos se desconectarán las interconexiones con el ISO de New England, desconectando todo el este de New York, y la conexión con Ontario. Como resultado, el NYISO se separó en dos islas y además se separó el oeste de New York y el sistema de Ontario.



26-Imagen satelital de Estados Unidos durante el apagón

Las severas oscilaciones de frecuencia en la isla del oeste causaron la desconexión de un gran número de ciclos combinados y plantas nucleares, además de las decisiones de desconexión por los propios operadores debido a las posibles inestabilidades de los ciclos térmicos involucrados. De acuerdo con las cifras oficiales, más de 508 unidades en 265



plantas generadoras se desconectaron durante el apagón y de un total de 28700 [MW] antes del apagón, la demanda cayó a 5716 [MW], con una pérdida del 80%.

▪ Apagón de Italia, septiembre de 2003

El 28 de septiembre de 2003, a partir de las 3:25 AM, el sistema eléctrico italiano experimentó uno de los más grandes apagones en la historia de ese país, afectando un área con unos 60 millones de habitantes. En unos pocos segundos, la desconexión en cascada de las líneas de transmisión que interconectan Italia con la parte norte de Europa provocó el aislamiento de la red italiana con el Continente. La consecuente falta de los flujos de potencia importados fue seguida por una secuencia de desconexión de unidades generadoras, lo que resultó en un apagón general en cuestión de minutos.



27-Imagen satelital de Europa duran el apagón de Italia

Debido a razones históricas, el precio de la energía en Italia es bastante más alto que en el resto de los mercados europeos, y como consecuencia de los altos costos de generación propia y de las presiones de los grandes consumidores industriales por obtener energía al menor costo posible, Italia es mayoritariamente importadora de energía barata de los países colindantes. La interconexión de Italia con el resto del sistema europeo está basada en 6 líneas de 380 [kV] y 9 líneas de 220 [kV], siendo las más importantes las que se conectan a los sistemas de Francia y a Suiza.



Antes del incidente, la situación de importación eran 6651 [MW], representando un 24% del total de carga 27702 [MW].

	Programación día anterior [MW]	Importación antes de la falla [MW]
Suiza	3068	3610
Francia	2650	2212
Austria	223	191
Eslovenia	467	638
Total	6408	6651

28-Estado de las importaciones en [MW] antes del apagón

Las condiciones ambientales de humedad y viento, junto con la una mínima distancia de separación de los conductores con respecto a los árboles, lo que ocasionó un cortocircuito a las 3:01 AM y la desconexión de una línea al interior del sistema suizo. Los intentos por cerrar la línea no fueron exitosos provocando la sobrecarga y posterior desconexión de la parte sur del sistema suizo con el resto del país, disminuyendo (incluso invirtiendo) la exportación hacia Italia, sobrecargando la interconexión con Francia hasta los 4000 [MW]. Esta sobrecarga provocó una rápida baja en la tensión y problemas de estabilidad, lo que, sumado a las altas corrientes, desencadenó la desconexión del sistema italiano de la red europea. Los planes de desconexión automática de carga no fueron suficientes para cubrir la gran pérdida de energía, debido a la desconexión inesperada de grandes centrales en el norte de Italia, resultando en un apagón total.

- Apagón de Brasil, marzo de 1999

El 11 de marzo de 1999 ocurrió en Brasil el apagón más grande registrado hasta esa época, afectando un número estimado de entre 75-97 millones de personas. La reacción en cadena comenzó cuando un rayo impactó una subestación en Bauru, Sao Pablo, causando la desconexión de las líneas de 400 [kV].

En esa época, la estructura eléctrica en Brasil estaba en una crisis, con pocas inversiones en mantenimientos y ampliaciones de la red, por lo tanto, con pocas líneas de 400 [kV] que lleva la energía desde el Río Paraná hacia la ciudad, la desconexión resultó en una desconexión de un gran número de generadores.

Las líneas que conectan a la central Itaipú no pudieron soportar la sobrecarga y se desconectaron, resultando en una sobre frecuencia en el sur de Sao Pablo debido al exceso



de generación en ese subsistema, desconectándose otras unidades generadoras, agravando el problema en la zona que quedó en condiciones de baja frecuencia, donde los sistemas de desconexión de carga no fueron suficientes causando la separación del sistema en múltiples islas.

- Apagón de Argentina, noviembre de 2002

El 25 de noviembre de 2002, a las 15:28, se produjo una explosión en un transformador de la estación Ezeiza, que recibe la energía generada en las centrales hidroeléctricas del sur del país, esto hizo caer como efecto dominó el Sistema Argentino De Interconexión (SADI) y dejó sin luz a casi toda la Capital Federal, el Conurbano Bonaerense y ciudades del centro y sur del país (Córdoba, Santa Fe, La Pampa, Neuquén y Río Negro), convirtiéndose en el peor apagón de la historia local.

El apagón tuvo semejante magnitud porque la estación Ezeiza recibe dos de las cuatro líneas de alta tensión del llamado “Corredor del Comahue”, que trae la energía producida en las centrales hidroeléctricas de El Chocón, Alicurá, Piedra del Águila, Cerros Colorados, entre otras usinas de la provincia del Neuquén. Ese corredor aportaba más del 25 por ciento de la energía que se estaba consumiendo en el país.



3.5 Sincronismo

3.5.1 Teoría de la sincronización

En este apartado se incluye la información extraída de un congreso realizado en Perú (CONIMERA) en el año 2005, donde los disertantes M.Sc. Ing. Francisco Torres García y Ing. Juan Natividad bajo el título de “Problemática de Sincronización en el Sistema Eléctrico Peruano” exponían lo siguiente:

Cuando se integran dos sistemas de potencia que operan de forma aislada, se requiere tener una línea de interconexión entre ambos sistemas y luego para enlazarlos necesitamos un interruptor de potencia, para que en el momento de realizar la operación este se cierre.

El interruptor, mientras se encuentra abierto, recibe en un lado de sus polos la tensión del Sistema A, mientras que en el lado opuesto recibe la tensión del Sistema B. Por lo que antes de efectuar el cierre deben igualarse o adecuarse los parámetros de cada sistema.

Los parámetros importantes para la operación son los llamados “variables de sincronización” y son los siguientes:

- Secuencia de fases.
- Magnitud de la tensión.
- Frecuencia de los sistemas a interconectarse.
- Diferencia angular entre los sistemas.

Al realizar la sincronización, se debe tener en cuenta la fortaleza de cada sistema, por lo que para los efectos de regulación de tensión y flujo de reactivos se considera un sistema fuerte el que mayor potencia de cortocircuito; mientras que para efectos de control de frecuencia el más fuerte es el que posee mayor inercia (máquinas sincrónicas de mayor tamaño).

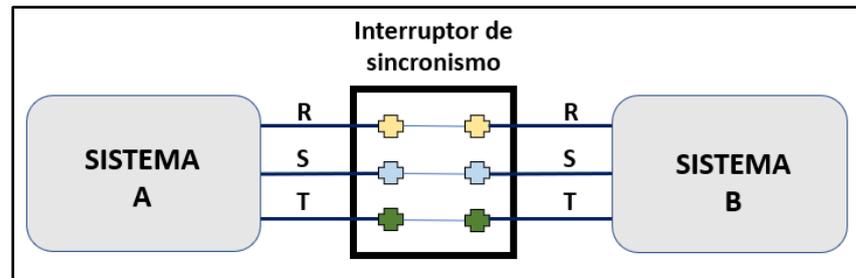
La sincronización se puede realizar de manera manual o automática mediante relés de sincronismo. Como se mencionó en capítulos anteriores, para la realización del plan se tendrá en cuenta solo la posibilidad de realizar la operación de forma manual.

3.5.1.1 Secuencia de fases

Este parámetro está referido a la verificación de la coincidencia de conexión de cada fase de los sistemas a conectarse. Esto quiere decir que la fase (R) del Sistema A debe conectarse con la fase (R) del Sistema B a través del interruptor de sincronización.



Un error en estas conexiones provocaría una falla, bifásica o trifásica a frecuencia industrial, cuando se cierra el interruptor. Una vez que en las instalaciones se ha realizado correctamente las conexiones de secuencia de fase, en la operación normal ya no es necesario volver a verificarlas, por lo que deja de ser una variable de control.



29-Secuencia de Fases

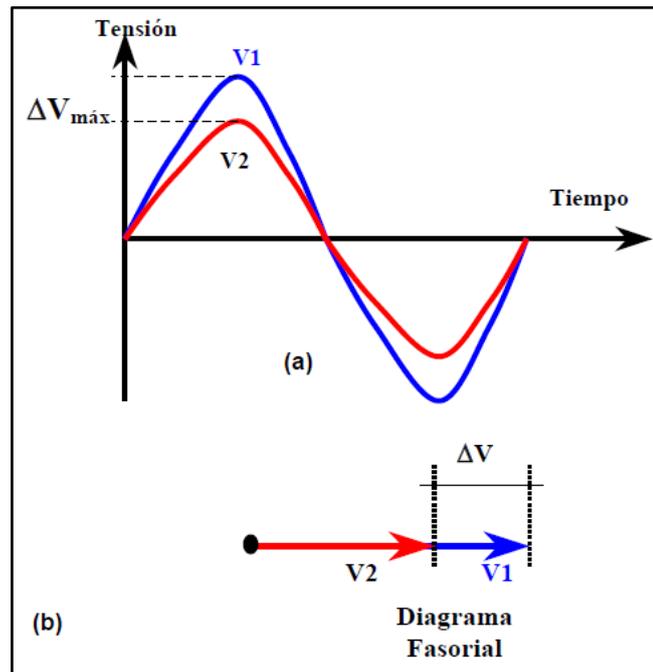
3.5.1.2 Magnitud de la tensión

La magnitud de las tensiones de los dos sistemas a sincronizar deber ser aproximadamente igual o conseguir una diferencia mínima entre ellas (el valor mínimo depende del nivel de tensiones).

Si las magnitudes de tensiones no son igualadas antes del cierre del interruptor, aparecerá súbitamente un pico de potencia reactiva [MVAR] fluyendo en forma transitoria a través del interruptor cuando se realice la maniobra. La magnitud de esta potencia reactiva en el instante de sincronización depende de la diferencia de tensión, además de las características topológicas de las redes.

La mayor diferencia permisible para sincronizar debe ser especificada en cada caso y no usar valores típicos, ya que puede variar en cada parte del sistema con diferentes efectos. Este valor se determina con simulaciones de estabilidad transitoria y simulaciones de transitorios electromagnéticos, algo que excede al presente proyecto.

Mayor diferencia de tensión provoca una mayor sobretensión temporal (sobretensión de maniobra) al aislamiento de los equipos eléctricos cercanos al punto de sincronización, así como también puede activar alguna protección. (Natividad 2005)

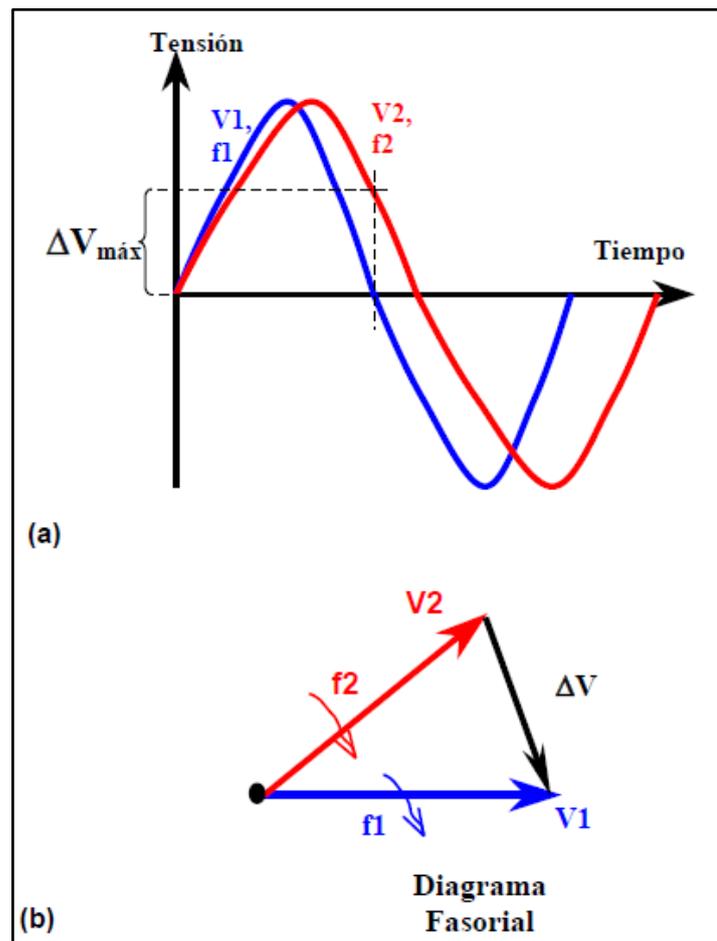
*30-Magnitud de la tensión*

3.5.1.3 Frecuencia

Es muy importante verificar este parámetro en los dos sistemas a conectar, ya que está referida a la velocidad angular de giro de sus máquinas sincrónicas. Cabe aclarar que la variación que puede existir es sobre una frecuencia nominal de operación, dado que no es posible sincronizar dos sistemas con frecuencia nominal distintas. Un ejemplo de esto es el caso de Argentina con 50 [Hz] y Brasil con 60 [Hz].

Cuando no está igualado, una gran corriente circulante aparecerá generando un pico súbito de potencia activa [MW] que fluirá a través del interruptor cuando esté sincronizando los sistemas.

La máxima diferencia de frecuencia que se puede permitir debe ser siempre especificado para cada caso y a partir de simulaciones de estabilidad transitoria. Valores que se manejan son del orden de ± 0.10 [Hz] a ± 0.15 [Hz]. Una mayor diferencia de frecuencia genera un mayor esfuerzo torsional a las máquinas rotativas de los sistemas, así como puede activar alguna protección.



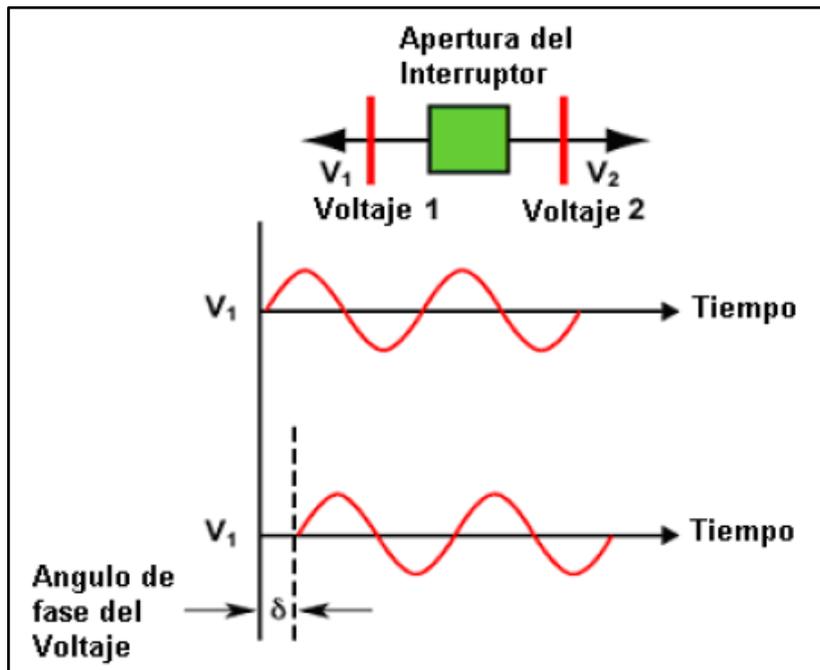
31-Diferencia de frecuencia genera una tensión residual a bornes del interruptor

3.5.1.4 Diferencia angular

Esta es probablemente la más importante de las variables. La diferencia angular de la tensión de fase (δ) se mide en el cruce por cero de las ondas de tensión de ambos sistemas que están presentes en cada polo del interruptor de sincronización. En forma ideal, la diferencia angular debería ser nula antes de realizar la maniobra.

Si la diferencia angular no se disminuye a un valor pequeño (cercano a cero) existirá un pico de potencia activa [MW] en el instante de la sincronización. Es diferencia determina el sentido del flujo de potencia activa transitoria, ingresando al sistema que presenta menor valor angular en ese instante.

El efecto de un mayor ángulo afecta principalmente a la estabilidad transitoria del sistema y provoca un cambio súbito de los flujos de potencia activa en las líneas de transmisión.



32-Diferencia angular entre voltajes de fase

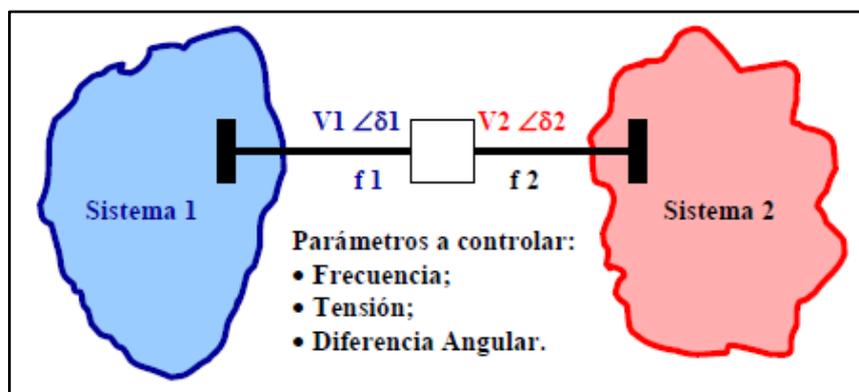
3.5.2 Casos de Sincronización

A modo de esclarecer un poco más los conceptos, se presentan 3 casos típicos de sincronización, los mismos son:

3.5.2.1 Sincronización de dos áreas aisladas

Es el caso más común y conocido, el cual trata de sincronizar dos sistemas que operan en forma aislada, para lo cual debemos monitorear e igualar las variables mencionadas antes.

Para conseguir las condiciones óptimas de sincronismo se tienen que hacer uso de los recursos eléctricos de cada sistema y una coordinación permanente con los operadores con los operadores de los centros de control.



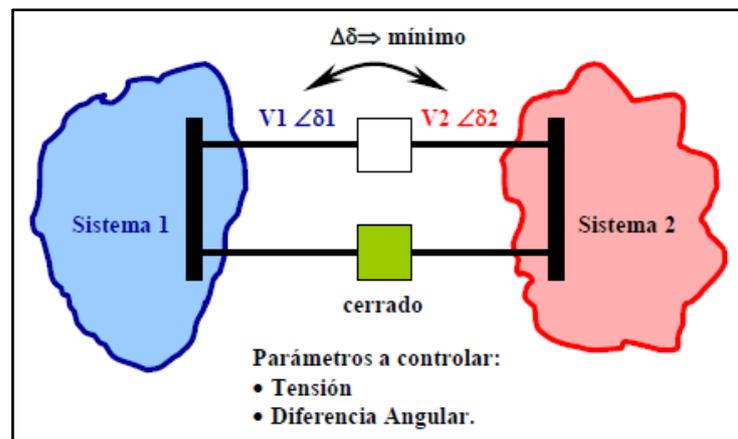
33-Caso de sincronización de sistemas aislados

3.5.2.2 Cierre de una segunda línea paralela

El caso de cierre de una línea paralela que forman un anillo, generalmente no ocasiona problemas de sincronización. Sin embargo, cuando se trata de líneas muy largas y la segunda línea posee diferente impedancia, puede presentarse una apreciable diferencia de tensión y una diferencia angular en el extremo de cierre del interruptor, ocasionando problemas en la maniobra.

Este caso también se produce cuando dos sistemas que ya se encuentran interconectados, mejoran su interconexión mediante una segunda línea que enlazará otras dos subestaciones diferentes, lo cual podrá generar un problema de una apreciable diferencia angular.

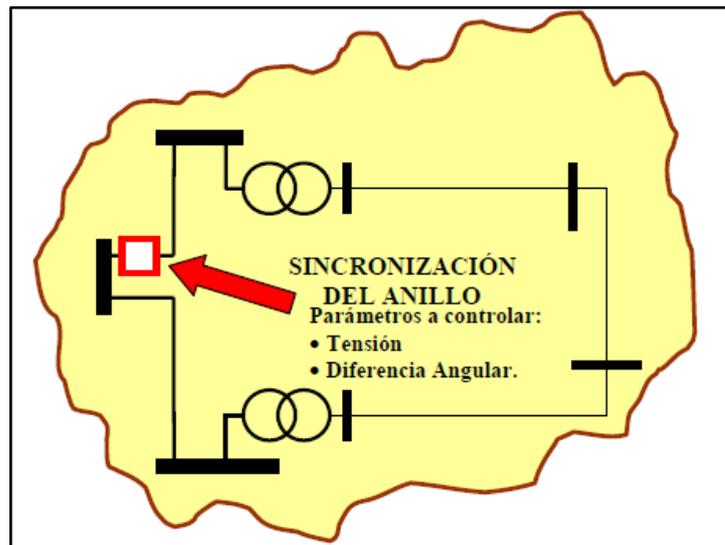
De no conseguirse las condiciones necesarias de sincronización, al cerrar el interruptor se presentará una súbita corriente transitoria que circulará por el anillo, provocando la activación de las protecciones de las líneas ocasionando su desconexión.



34-Caso de una línea paralela larga con diferente impedancia

3.5.2.3 Sincronización de una configuración en Anillo

El caso de cierre de anillos es un tema delicado que se presenta frecuentemente en sistemas débiles, debido a que presentan enlaces muy largos y con una gran impedancia; en el cual, el parámetro de mayor importancia a controlar para realizar el sincronismo es la diferencia angular.



35-Caso de cierre de un anillo dentro de un mismo sistema o formado con otros sistemas

En las configuraciones en anillo, a pesar de tener la misma frecuencia y conseguir una misma magnitud de tensión en un determinado punto, puede presentarse una gran diferencia angular que dificulte realizar la sincronización. Los ángulos que se presentan en las diferentes barras de un sistema dependen del despacho de la potencia activa de las centrales de generación y de los parámetros de la red (impedancia).

Las soluciones pueden ser:

- **Recurso Operativo:** consiste en variar el despacho de potencia activa de las centrales de generación para cambiar los flujos de potencia y disminuir el valor de ángulo de una de las barras, consiguiendo así una menor diferencia angular entre las barras a sincronizar.
- Instalar un transformador de fase cuadratura para poder variar el ángulo de fase de una de las barras y disminuir la diferencia angular. Esta solución es la más adecuada, sin embargo, es costosa y deberá evaluarse la conveniencia de implementarla cuando no es posible reducir la diferencia angular con acciones operativas.

3.5.3 Sincronización entre sistemas

Para poder conseguir una buena condición de sincronismo en lo referente al parámetro de frecuencia, se tiene que ejercer un control con las centrales que estén realizando Regulación Secundaria de Frecuencia de ambos sistemas.

Mientras que en lo referente a la diferencia de tensión se conseguirá con los equipos de compensación reactiva que estén cerca de las barras que se sincronizarán.



Finalmente, el parámetro de diferencia angular se consigue en el instante del cierre del interruptor, que consiste en realizar el paralelo de sistemas cuando la aguja del sincronoscopio pase por cero.

3.5.3.1 Sincronización entre áreas pequeñas

Una sincronización inadecuada entre áreas pequeñas puede provocar la salida de centrales de generación o colapso de alguna de estas áreas.

Áreas pequeñas con pocas centrales de generación, permiten un mayor margen en el parámetro de diferencia de frecuencia.

3.5.3.2 Sincronización entre áreas grandes

La sincronización entre áreas con mucha inercia tiene mucha importancia, ya que efectuarla con parámetros inadecuados provocarán grandes corrientes circulantes, ocasionando la desconexión inmediata de la interconexión (llamado falso paralelo) por actuación de su protección y provocar fenómenos eléctricos perjudiciales para las áreas. Por lo tanto, no se permite mucho margen en el parámetro de diferencia de frecuencia.

3.5.3.3 Sincronización entre área pequeña con área grande

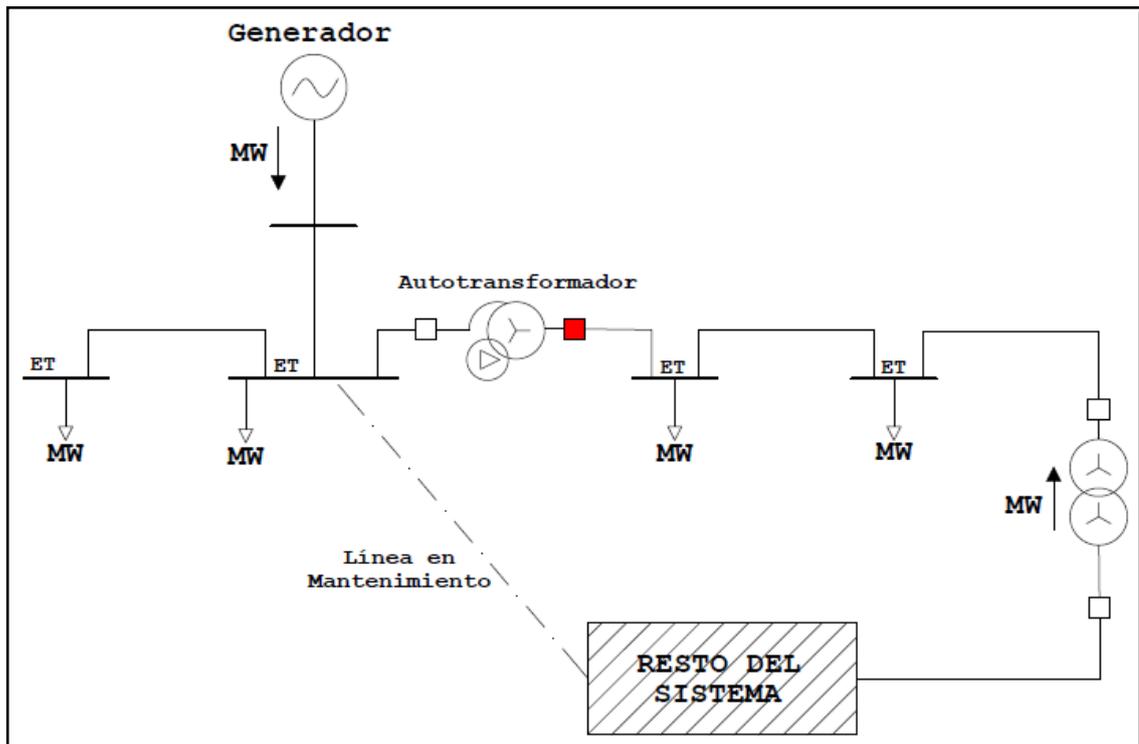
Para este caso es importante tener en cuenta la energización de la línea con la que se realizará la sincronización de los sistemas. La energización de la línea debe realizarse desde el extremo que conecta al área más grande, y efectuar la sincronización en el lado del área pequeña. Un mal sincronismo puede provocar el colapso del área pequeña.

3.5.4 Casos reales. Oscilogramas

En este apartado se mostrarán casos extraídos de la bibliografía donde se representa mediante gráficos el comportamiento de los parámetros en el momento de realizar el proceso de sincronismo.

- Sincronización fallida (operación manual)

La siguiente configuración corresponde al sistema eléctrico peruano donde se produjo esta mala sincronización.



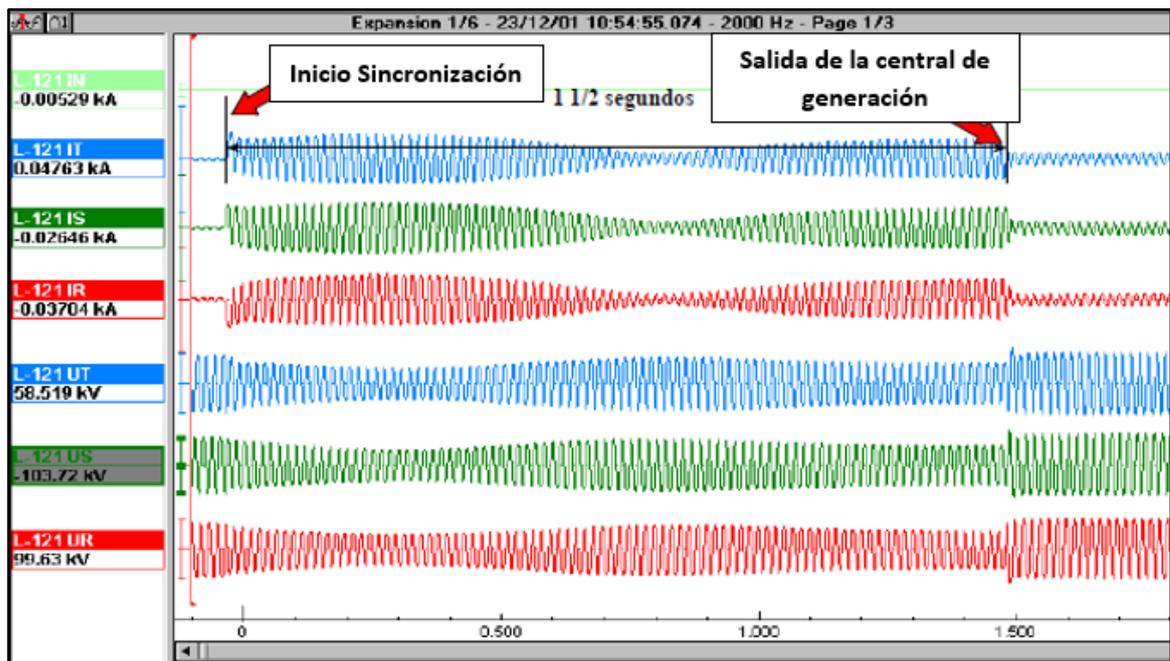
36-Sincronismo: Modelo esquemático de la configuración de la red

El evento se produjo cuando el interruptor del autotransformador abrió por protección de sobretensión, por lo que el área delimitada quedó operando en isla, dado que la línea que vinculaba la zona afectada con el resto del sistema se encontraba fuera de servicio por mantenimiento.

En esta condición se ordenó cerrar el interruptor del autotransformador, pero sin verificar los parámetros ni las condiciones de sincronismo, debido a que los operadores suponían que la zona delimitada seguía conectada por la línea que estaba en reparación.

Esto provocó un fuerte disturbio manifestándose como una oscilación de potencia de 1,5 segundos de duración, que terminó con la desconexión de la Central de Generación que operaba en la isla al perder el sincronismo.

El registro oscilográfico del suceso fue el siguiente:



37-Oscilografía de un caso de sincronización fallida

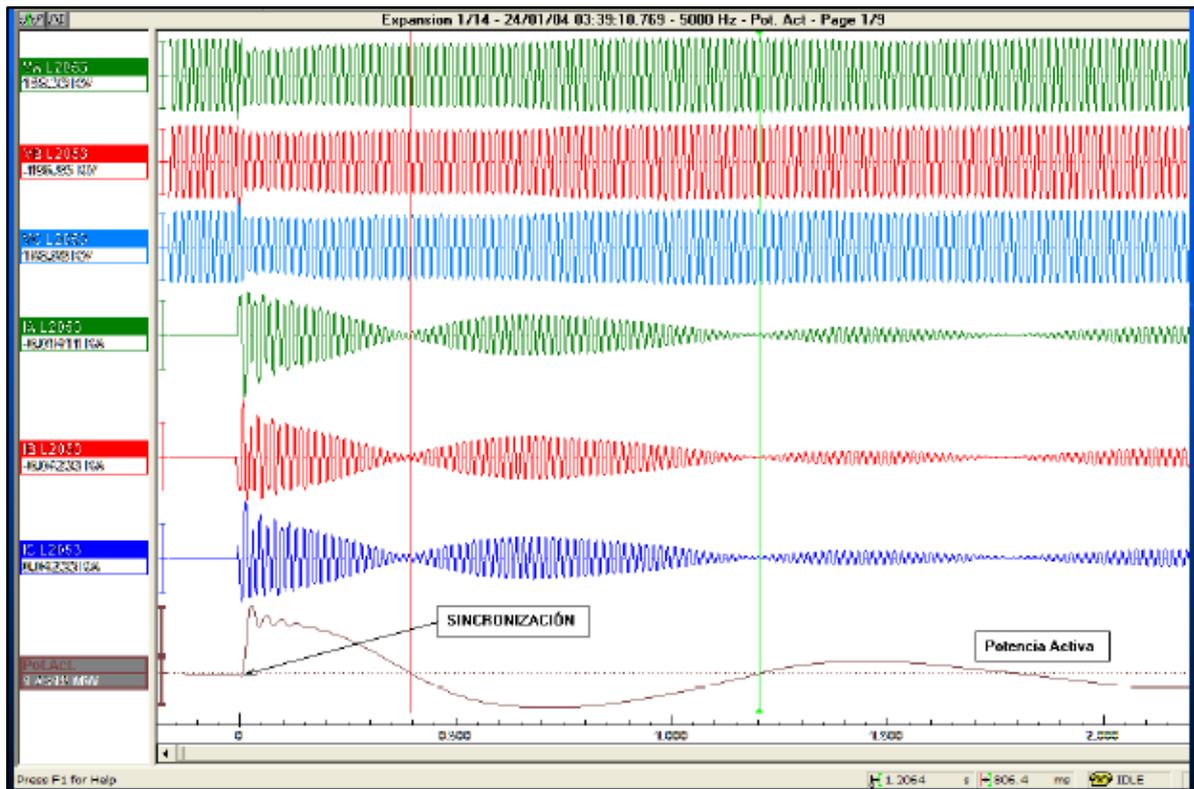
El fuerte disturbio que se observa se debió al cierre del interruptor con una gran diferencia angular (aproximadamente 50°), apareciendo súbitamente una alta corriente por fase con una componente continua, similar a un cortocircuito trifásico; seguido de una oscilación lenta al tratar el área aislada acoplarse al sistema mayor, desapareciendo cuando la Central quedó fuera de servicio.

- Sincronización forzada

Este caso se produjo también en el Sistema Eléctrico Peruano, y corresponde al momento del cierre de una línea para interconectar el Sistema Sur con el Sistema Centro-Norte luego de que una falla los deje operando separados.

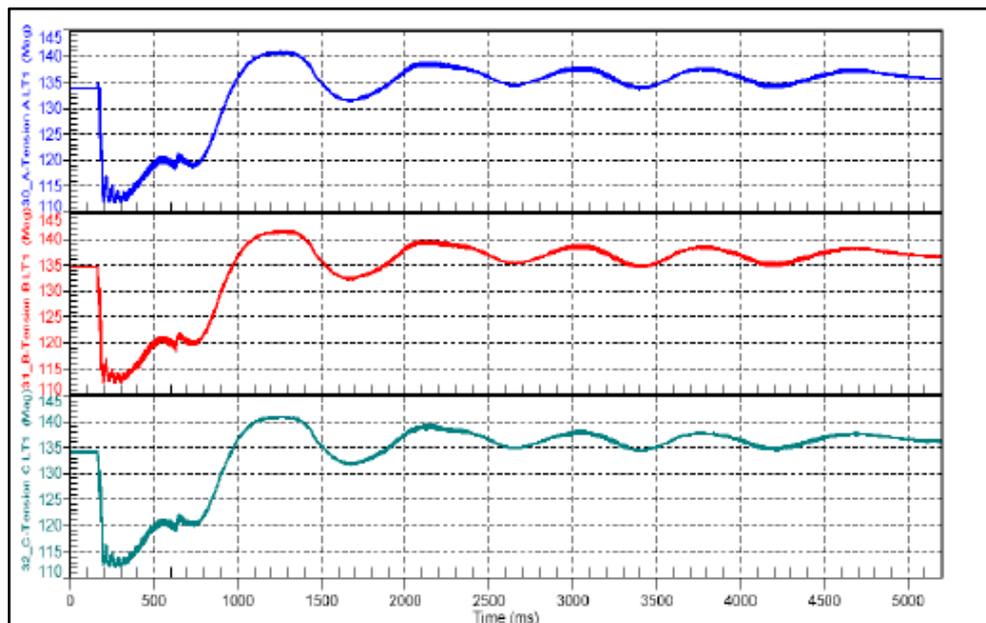
Se procedió a energizar la línea desde el Sistema Sur para sincronizar de manera automática, pero al presentarse una variación de frecuencia en el área Sur, el relé no permitía operar el interruptor, con lo que se decidió operarlo de forma manual sobrepasando los controles a esta condición.

Las condiciones eran muy cambiantes y se esperó el momento más propicio para efectuar la maniobra. Esto ocasionó un fuerte disturbio en el sistema con presencia de oscilaciones de potencia que se atenuó luego de pasados 5 segundos.



38-Oscilografía de los efectos de una sincronización forzada

El efecto generó la caída de tensión del 20% por fase en todas las barras cercanas con una duración de 600 ms, luego se recuperó, pero ocasionó la desconexión de algunas cargas industriales por actuación de la protección de mínima tensión.

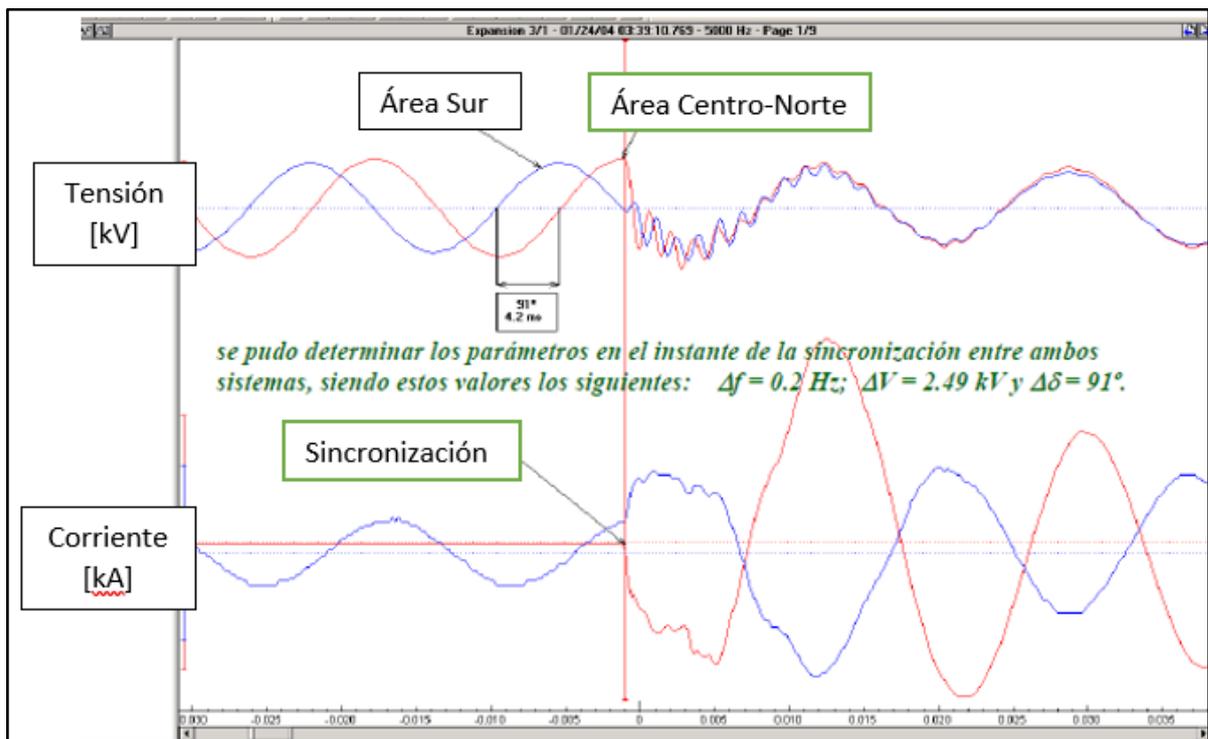


39-Oscilografía de tensión en barra donde se realizó el sincronismo



El fuerte disturbio observado, se produjo al realizar la sincronización cuando los parámetros eran inadecuados y con ayuda del registro oscilográfico se determinó el valor de estos parámetros en el instante previo a la sincronización y eran los siguientes:

- Diferencia de frecuencia: $\Delta f = 0.2 \text{ Hz}$
- Diferencia de tensión: $\Delta V = 2.49 \text{ kV}$
- Diferencia angular: $\Delta \delta = 91^\circ$



40-Análisis de la sincronización forzada

De estos valores se concluye que la diferencia angular fue demasiado grande, lo que originó una corriente de aproximadamente 1.25 [kA] y una caída de tensión entre fases, observando al sistema como si hubiese sufrido un cortocircuito trifásico. Luego de 5 segundos el sistema se recuperó, y sin tener que desconectar ninguna generación del sistema.



3.6 Orden de Servicio N°196

La presente Orden de Servicio, fue confeccionada por Dean Jorge y revisada por Aguilar Juan, ambos empleados de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), con última fecha de actualización en septiembre del año 2.005.

La misma trata la “Recuperación del Colapso” y presenta diferentes escenarios; dos de éstos para el caso de un colapso total del Sistema Interconectado Regional (SIR) para cuando se cuenta con el aporte en 500 [kV] y cuando no lo tiene. Además, expone un escenario para un colapso parcial en el subsistema Capital interconectado desde E.T. Malvinas.

El desarrollo del Proyecto Integrador comprende el escenario N°2 (determinado así por la OS N°196) para el caso del colapso total del SIR sin aporte en 500 [kV]. Por estos motivos, nos limitaremos a exponer la citada OS con las estrategias, maniobras y consideraciones de recuperación para este escenario.

3.6.1 OS N°196 – Recuperación del colapso - Escenario 2

3.6.1.1 Objetivo

Estrategia para recuperar el SIRC que comprende:

- Generación
- Transporte
- Distribución
- Grandes Usuarios

3.6.1.2 Nomenclatura abreviada

SIR	Sistema Interconectado Regional.
CTS	Centro Telemando de Subestaciones Alimentadoras de 13 [kV].
CTZ	Centro Telemando Zonal.
CTP	Centro Telemando Provincial.
CO	Centro de Operación.
COT	Centro Operaciones Transporte de TRANSENER.
COC	Centro Operaciones de CAMMESA.
EPEC	Empresa Provincial de Energía de Córdoba.
EDESAL	Empresa de Energía de San Luis.
ET	Estación Transformadora.
SEA	Sub Estaciones Alimentadores.
SOTR	Sistema de Operación en Tiempo Real.
(-)	Abrir Interruptor/Seccionador/Equipo, o abierto.
(+)	Cerrar Interruptor/Seccionador/Equipo, o cerrado.
//	Cierre en paralelo, implica maniobra de sincronización.



- I Terna N°1 de línea.
- II Terna N°2 de línea.

3.6.1.3 Descripción de los Centros Operativos

Se describe a continuación los Centros Operativos que conforman la red de EPEC, sus responsabilidades operativas y funciones ante un colapso total o parcial del Área.

La red de EPEC cuenta con un CTP, cuatro CTZ, un Sub Zonal y un CTS.

- **CTP (Centro de Teleoperación Provincial)**

Es el encargado de teleoperar y supervisar toda la red de 132 [kV] y Autotransformadores que vinculan la red de 132 [kV] con la de 66 [kV]. Puede teleoperar además la red de 66 [kV], la misma es teleoperada por los distintos CTZ bajo la supervisión del CTP.

Cuando sucede un colapso es el encargado de conformar los sectores en que queda dividida la red de 132 [kV] de EPEC.

- **CTZ Capital**

Es el encargado de supervisar y operar los transformadores de 132/13 [kV] de las E.T. de la Ciudad de Córdoba Capital y alrededores, Este, Norte, Sur, Oeste, Rodríguez del Busto, Mercado de Abasto, Guiñazú, Montecristo, Don Bosco, Barrio Jardín, Suroeste, Nueva Córdoba, Jesús María, Yocsina, Malagueño, Falda del Cañete, La Falda y Carlos Paz, en caso de falla en sistema teleoperado por el CTP, puede realizar la teleoperación de líneas de 132 [kV] y Autotransformadores de las estaciones mencionadas. Tiene la responsabilidad directa de teleoperar y supervisar las estaciones de 66 [kV] del sistema serrano o Noroeste que comprende las siguientes estaciones, San Roque, Cosquín, La Falda, Capilla del Monte (sin telemando), Quilpo (sin telemando), Cruz del Eje, Soto (sin telemando), Deán Funes (sin telemando), Quilino (sin telemando), Villa del Totoral, San José de la Dormida (sin telemando), Santa Elena (sin telemando), Villa de María (sin telemando), Sol de Julio (sin telemando), Jesús María, Río Cevallos y Villa Allende, la estación FIAT en Capital y las estaciones Bouwer y Alta Gracia que están conectadas a la línea de 66 [kV] Barrio Jardín-Reolín.



En situación de colapso es el encargado de armar el escenario de la red de 66 [kV] perteneciente al CTZ, de acuerdo a lo previsto en los anexos adjuntos y descargar las estaciones del interior que cuentan con telemando.

○ **CTS**

Es el encargado de teleoperar los alimentadores de 13 [kV] de las subestaciones de alimentación conectadas a las estaciones del sistema Capital: Este, Norte, Sur, Oeste, Rodríguez del Busto, Mercado de Abasto, Guñazú, Montecristo, Don Bosco, Barrio Jardín, Suroeste, Nueva Córdoba, FIAT y Bower. Cuando sucede un colapso debe descargar toda la demanda conectada a las estaciones antes mencionadas, si falla el programa secuencial previsto para tal fin.

○ **CTZ Villa María**

Es el encargado de supervisar y teleoperar los transformadores de 132/33 y 132/13 [kV] de las estaciones Villa María, San Francisco, General Deheza, General Cabrera y Pilar, en caso de falla en el sistema teleoperado por el CTP, puede teleoperar las líneas de 132 [kV] conectadas a las estaciones antes mencionadas agregando además las estaciones Arroyito (nueva) e Isla Verde. Tiene la responsabilidad directa de teleoperar y supervisar las líneas de 66 [kV] y las demandas conectadas a las siguientes estaciones: Alejandro (sin telemando), Alejo Ledesma (sin telemando), Arias (sin telemando), Arroyo Algodón (sin telemando), Ausonia (sin telemando), Balneria (sin telemando), Bell Ville, Canals, Chazón (sin telemando), Devoto (sin telemando), El Tío (sin telemando), Etruria (sin telemando), Freyre, Guatimozin (sin telemando), Inrville, Isla Verde, James Craik (sin telemando), La Carlota (sin telemando), La Francia (sin telemando), La Laguna (sin telemando), La Puerta (sin telemando), Laguna Larga (sin telemando), Leones, Marcos Juárez, Noetinger (sin telemando), Oliva (sin telemando), Oncativo (sin telemando), Pozo del molle (sin telemando), Río Segundo (sin telemando), San Marcos (sin telemando), Santa Rosa de Río 1ro (sin telemando), Santiago Temple (sin telemando), Tío Pujio (sin telemando) y Villa del rosario (sin telemando). Las estaciones Arroyito (vieja) y Las Varillas tiene un telemando independiente del resto del sistema y son teleoperadas por el Subzonal San Francisco con la supervisión del CTZ Villa María y el CTP. Cuando sucede un colapso es el encargado de armar el escenario de la red de 66 [kV] dependiente



del CTZ de acuerdo con lo establecido en los distintos anexos adjunto y descargar todas las demandas de las estaciones que cuentan con teleoperación. Debe enviar el operador móvil para el cierre de paralelo (sincronismo) a las E.T. Villa María y San Francisco.

○ **CTZ Río Cuarto**

Es el encargado de teleoperar y supervisar los transformadores de 132/13 [kV] y las demandas conectadas a barras de 13 [kV] de las estaciones: Las Ferias y Las Higueras, en caso de falla del sistema tele operado por el CTP puede asumir la responsabilidad de teleoperar las líneas y los Autotransformadores conectados a las estaciones antes mencionadas, agregando además la estación de 132 KV Río Cuarto y Huinca Renancó. Tiene la responsabilidad directa de tele operar y supervisar las líneas de 66 [kV] y las demandas de las siguientes estaciones: Bouchard (sin telemando), Bruzzone (sin telemando), Coronel Moldes (sin telemando), General Levalle, Huinca Renancó, Jovita (sin telemando), Laboulaye (sin telemando), Las Vertientes (sin telemando), Sampacho (sin telemando), Serrano (sin telemando), Viamonte (sin telemando) y Vicuña Mackenna. Cuando sucede un colapso es el encargado de armar el escenario de la red de 66 [kV] dependiente del CTZ de acuerdo con lo establecido en los distintos anexos adjuntos y descargar las demandas de las estaciones que cuentan con telemando. Debe enviar el operador móvil para cierre de paralelo (sincronismo) a la E.T. Río Cuarto y Gral. Levalle.

○ **CTZ Reolín**

Es el encargado de teleoperar y supervisar los transformadores de 132/13 [kV] y 132/33 [kV] de las estaciones Los Molinos y Villa Dolores, y las respectivas demandas conectadas a dichas estaciones, en caso de falla del sistema tele operado por el CTP puede asumir la responsabilidad de teleoperar las líneas y Autotransformadores de vínculo con el sistema de 66 [kV], agregando además las estaciones Reolín y La Viña. Es el responsable directo de teleoperar y supervisar las líneas de 66 [kV] y demandas conectadas a las siguientes estaciones: Atanor (sin telemando), Cassafousth, Cura Brochero (sin telemando), Fabrica Militar (sin telemando), Fitz Simon, La Viña, Los Pozos (sin telemando), Reolín, San Ignacio (sin telemando), Coop. Río Tercero (sin telemando), Cerro Pelado (sin telemando)



y Santa Rosa de Calamuchita (sin telemando). Cuando sucede un colapso es el encargado de armar el escenario de la red de 66 [kV] conectada al CTZ y descargar las demandas conectadas a las estaciones que conectan dicha red, gran parte de esta corresponde a líneas de 66 [kV] radiales.

Debe enviar el operador móvil para el cierre de paralelo (sincronismo) a la E.T. Los Molinos.

3.6.1.4 Estrategias para la recuperación del colapso

Recuperación de colapso total del SIRC sin el aporte del sistema de 500 [kV]. La recuperación del SIRC en esta situación debe realizarse solamente con la generación propia del área es decir sin contar con el aporte de potencia desde 500 KV .

Una vez que Centro de Control Provincial haya tomado conocimiento y confirmado con el COT la situación de colapso total del sistema se procederá:

Confirmación del Colapso: Informar a los operadores del SIRC la situación de colapso total y la implementación del plan de recuperación del colapso total según el escenario 2 (ver anexo 4).

Escenario 2 etapa 1: Preparar la red para el ingreso en forma inmediata de la generación hidráulica considerada en el escenario 2 etapa 1 donde intervienen las centrales hidráulicas F. Simons, Cassaffousth, Reolín, Molinos, La Viña y San Roque. Este escenario será realizado por los operadores de la red interconectada a nivel de 132 [kV] y 66 [kV], actualmente las operaciones en estos niveles de tensión se realizan en casi su totalidad por telemando.

Una vez que se encuentre la red sin tensión y reciban la comunicación desde el Centro de Control de Colapso total del sistema, se deberá cumplimentar el plan de recuperación de colapso total definido como escenario 2.

La novedad de Colapso total será informada desde el Centro de Control Provincial a los centros zonales que telecomandan los niveles de 66 [kV] y al CTS Capital.

Escenario 2 etapa 2: A medida que ingresa la generación mencionada en el escenario 2 etapa 1, continuar armando la red del sistema 132 [kV] según el escenario 2 etapa 2, esta operación en 132 [kV] será ejecutada o solicitada su ejecución por Centro de Control Provincial. No está previsto en esta etapa conectar la mayoría de los alimentadores de



media tensión ni sistemas de 66 [kV], simplemente los necesarios para mantener la red con valores normales de frecuencia y tensión.

Arranque de Generación en Negro: Toda aquella generación de EPEC que dispone de arranque autónomo (arranque en negro) deberá comenzar con esta operación en forma inmediata y no esperar el restablecimiento de la tensión por otros medios. Ver anexo 2.

Escenario 2 etapa 3: Según la disponibilidad de potencia local, información que deberá disponer y controlar el CTP, se continuará con la normalización de las demás líneas de 132 [kV] según el escenario 2 etapa 3. La conexión de estos equipamientos será ejecutada por telemando desde el CTP.

En esta etapa puede resultar conveniente la conexión de importantes módulos de cargas en 13 [kV] a fin de estabilizar la frecuencia y tensión en red, esta acción será ordenada por CTP a los respectivos centros de teleoperación.

Restablecimiento de demandas prioritarias: se procederá a restablecer las demandas prioritarias según disponibilidad de potencia existente en el área. (Ver anexo 1).

Generación en Isla: Toda aquella generación que comience con el restablecimiento de tensión, quedando luego operando en isla, deberá continuar de esa manera hasta que el operador del Centro de Control ordene el ingreso a la red, para lo cual se deberá realizar un paralelo con esta. En este caso la red no cuenta con equipamiento de paralelo automático por lo tanto se tendrá que ejecutar el sincronismo por medio de un operador móvil en el lugar designado por el Centro de Control.

Escenario 2 etapa 4: Llevar al SIR al escenario 2 etapa 4, tensionar los subsistemas de 66 [kV] y normalizar demanda según anexo 1.

Función del CTS: El centro de telemando de SEA, en casos de colapso total, recibirá las ordenes en forma directa desde el CTP para realizar las operaciones en 13 [kV] tendientes a lograr el restablecimiento de la tensión, deberá cumplimentar lo detallado en el anexo 6 sobre las maniobras a realizar en la red de 13 [kV] con los alimentadores y distribuidores de la Capital (Gran Córdoba).

Se encuentra habilitado para esta operación un programa en el SOTR que ejecuta en forma secuencial todas las aperturas programadas que deben producirse en el sistema de 13 [kV], el operador del CTP solamente deberá disparar la configuración 13 [kV] para



colapso total sistema capital, que aparece en el monitor, produciendo todas estas aperturas en cadena.

La normalización de las cargas será coordinada entre el CTP y ese centro de operaciones de 13 [kV].

Conexión con EDESAL: La normalización de las interconexiones Río Cuarto - Villa Mercedes y Villa Dolores - Santa Rosa, deben ser coordinadas entre los Centros de Control de EPEC y EDESAL. La misma dependerá de las posibilidades que tengan EPEC y EDESAL para normalizar sus demandas.

Cuando se decida energizar las líneas a Villa Mercedes a Río Cuarto deberá confirmarse que la Red de EDESAL no esté conectada con Cuyo, o si lo está, informarse que la red de 500 [kV] desde Cuyo hasta Almafuerte esté restablecida y conectada a EPEC, para evitar el paralelo de EDESAL – Cuyo con el SADI, solo a través de las líneas de 132 [kV] de EPEC.

En caso particular de EDESAL puede ser normalizada con aporte del sistema de 500 [kV], a través de la E.T. Luján alimentada desde Río Grande, Cuyo o parcialmente desde EPEC.

En este particular se debe analizar ante la dificultad de tensionar las estaciones Río Cuarto y Las Ferias a través de la red de EPEC con el objeto de permitir el ingreso de la generación disponible conectada en E.T. Las Ferias, el tensionado desde EDESAL mediante la línea de 132 [kV] Río Cuarto – Villa Mercedes.

3.6.1.5 OS N°196 – Anexos

En este apartado se presentan los anexos necesarios para la recuperación, donde se detallan operaciones, Estaciones y Centrales de generación intervinientes y las estrategias operativas. El listado de maniobras, especificado en el Anexo 4 de la OS N°196, se adjuntará al presente proyecto en el capítulo Anexos.

OS N°196 - Anexo 1

Restablecimiento de la demanda

1.1. El restablecimiento de la demanda será autorizado solamente por el Centro de Control Provincial o mediante disposiciones particulares que así lo definan por escrito para los CTZ y el CTS Capital.



1.2. Toda conexión autorizada de carga en las estaciones transformadoras deberá ser controlada permanentemente por el operador que se encuentra conectando los alimentadores o distribuidores, a fin de mantener valores aceptables de frecuencia y tensión en la emergencia se ingresarán demandas prioritarias y demandas conectadas a los escalones de mínima frecuencia.

1.3. La carga en 13 [kV] deberá ser conectada en forma gradual y cumpliendo con los módulos de potencia definidos por el Centro de Control Provincial.

Estrategia de recuperación de la demanda

Restablecer:

- 2.1. Alimentación a todas las centrales generadoras y cargas críticas. (C. Embalse ver anexo 5).
- 2.2. Servicios auxiliares de las demás estaciones transformadoras de la red.
- 2.3. Demandas prioritarias.
- 2.4. Resto de la demanda de distribución y agentes del M.E.M.

OS N°196 - Anexo 2

Generación en condiciones de arrancar cuando hay un cero tensión. Generación con arranque en negro (autónomo)

1. GENERACIÓN TÉRMICA:
 - 1.1 Levalle TG1 y TG2
 - 1.2 San Francisco TG2
2. GENERACIÓN HIDRÁULICA:
 - 2.1 C.H. Reolín - Cuenta con grupo auxiliar Hidráulico
 - 2.2 C.H. Molinos - Cuenta con grupo auxiliar Hidráulico
 - 2.3 C.H. La Viña - Cuenta con grupo auxiliar Hidráulico
 - 2.4 C.H. San Roque - Cuenta con grupo auxiliar Hidráulico
 - 2.5 C.H. F.Simons - Dispone excitación por baterías
 - 2.6 C.H. Cassaffousth - Dispone excitación por baterías

La generación definida como prioritaria para comenzar con el restablecimiento de la tensión según se define en la configuración 2 caso 1 es:

- C.H. Reolín
- C.H. Molinos
- C.H. F.Simons
- C.H. Cassaffousth
- C.H. La Viña
- C.H. San Roque



Las demás centrales del área que se encuentren en condiciones de conectarse al sistema, podrán así realizarlo en la emergencia, pero siempre con el consentimiento del Centro de Control y manteniendo el valor de la frecuencia de 50 [Hz].

Centro de Control Provincial, definirá sobre la marcha, la potencia en que permanecerán los grupos. Todos los grupos deberán quedar con el regulador de velocidad y tensión en automático.

Central Hidráulica Molinos tomará la regulación secundaria de la frecuencia en la emergencia coordinando con Centro de Control Provincial la operación de los grupos.

Centro de Control controlará el equilibrio entre oferta y demanda de potencia, mediante la conexión de cargas en la red, a fin de permitir el ingreso de la demás generación en la red.

Si eventualmente queda generación operando en isla, esta deberá continuar en esa situación hasta que Centro de Control autorice el paralelo con el sistema o defina la operación a seguir.

Toda aquella generación que comience con restablecimiento de tensión, quedando luego operando en isla, ejemplo: TG San Francisco, TG Levalle, GH San Roque, deberá continuar de esa manera hasta que el operador del Centro de Control ordene el ingreso a la red, para lo cual se deberá realizar un paralelo con esta. En este caso la red no cuenta con equipamiento de paralelo automático por lo tanto se tendrá que ejecutar el sincronismo por medio de un operador móvil en el lugar designado por el Centro de Control.

Central Hidráulica Los Molinos será la considerada como primer generador para el arranque autónomo frente a un colapso total de tensión, por tener un equipamiento de arranque más adecuado y rápido para la emergencia y también contar con la posibilidad de tomar auxiliares desde la barra 13 [kV] alimentada por Molinos II que dispone de un relé de subfrecuencia que permite al generador seguir operando en isla cuando se produce esta contingencia.

Pudiendo por alguna razón operativa comenzar a restablecer la tensión cualquier otro generador del área.



Cuando Centro de Control informa a los operadores de la red, la situación de Colapso Total en 132 [kV] y 500 [kV], los operadores de los CTZ deberán verificar el cero tensión y llevar el sistema al escenario 2 etapa 1 aplicando lo definido en el Anexo 4 para cada uno de los centros zonales.

Como operación normal en la recuperación del colapso la apertura de los interruptores necesarios para configurar la red, serán ejecutadas directamente desde el CTP mediante un programa que utilizando el SOTR configura la red 132 [kV] y 66 [kV] formando los segmentos o sectores de red necesarios para comenzar el restablecimiento de la tensión. En este caso todas las operaciones a nivel de 132 [kV] se ejecutarán desde el Centro de Control Provincial por telemando.

Se deberá realizar la recuperación del sistema solamente con la generación propia del área.

El sistema de alta tensión debería quedar cerrado, salvo aquellas líneas que tienen protección de mínima tensión y subfrecuencia que pudieran encontrarse abiertas por actuación de estas protecciones.

Los operadores de los CTZ Reolín, Río Cuarto y Villa María, deben descargar o hacer desconectar todas las demandas en media tensión, desconectando las líneas de 13 [kV].

Para el caso del CTZ Capital una parte de las demandas se desconectará de esta misma forma y las otras demandas pertenecientes a las estaciones de la capital serán operadas por el CTS.

Estas maniobras se ejecutarán una vez comunicado por Centro de Control Provincial, el estado de Colapso Total y la aplicación del escenario 2 etapa 1.

La red de acuerdo con el escenario 2 etapa 1 queda dividida en quince sectores de acuerdo al siguiente detalle:

Sector 1- Estaciones de 132 [kV] Reolín, Molinos y La Viña, estaciones de 66 [kV] Reolín, Cassaffousth, Fitz Simon y la estación de 33 [kV] Piedras Moras, todas estas estaciones cuentan con generación y es el sector con mayor arranque en negro disponible.

Sector 2- Estaciones de 132 [kV] Sur, Suroeste, Oeste, Centro, Nueva Córdoba, Yocsina, Carlos Paz y la estación de 66 [kV] San Roque. En este sector las estaciones que cuentan con generación son Suroeste, Oeste y San Roque siendo esta última la única que cuenta con arranque en negro.



Sector 3- Estaciones de 132 [kV] Las Ferias, Maranzana, Río Cuarto y la estación de 66 [kV] Gral. Levalle. En este sector las estaciones que cuentan con generación son: Las Ferias, Maranzana y Gral. Levalle siendo esta última la única que cuenta con una TG que puede arrancar en negro.

Sector 4- Estaciones de 132 [kV] Este y Pilar. En este sector la estación que cuenta con generación es Pilar sin arranque en negro.

Sector 5- Estaciones de 132 [kV] Villa María y Pilar A Ídem anterior.

Sector 6- Estaciones de 132 [kV] Norte, Rodríguez del Busto, Don Bosco, Jesús María y Guiñazú, sector sin generación.

Sector 7- Estación de 132 [kV] Mercado de Abasto, sin generación.

Sector 8- Estaciones de 132 [kV] San Francisco y Arroyito. En este sector la estación que cuenta con generación es San Francisco y tiene una TG que puede arrancar en negro.

Sector 9- Estaciones de 132 [kV] Malagueño, La Falda y Falda del Cañete, sin generación.

Sector 10- Estaciones de 132 [kV] Gral. Deheza. Gral. Cabrera y Las Higueras, sin generación.

Sector 11- Estaciones de 132 [kV] Almafuerte, Petroquímica y Tancacha, sin generación.

Sector 12- Estación de 132 [kV] Barrio Jardín, sin generación.

Sector 13- Estación de 132 [kV] Villa Dolores, sin generación.

Sector 14- Estación de 132 [kV] Isla Verde, sin generación.

Sector 15- Estación de 132 [kV] Malvinas.

El objetivo de esta primera operación es formar un subsistema 132 [kV] y 66 [kV] que involucre a las centrales definidas como prioritarias para comenzar con el restablecimiento de la tensión que son:

- C.H. MOLINOS.
- C.H. REOLIN.
- C.H. F. SIMONS.
- C.H. CASSAFFOUSTH.
- C.H. LA VIÑA.
- C.H. SAN ROQUE



Etapa 2- Tensionar desde el Sector 1 el Sector 2, en caso de que el Sector 2 haya ingresado la generación de Central San Roque se debe efectuar la sincronización del paralelo entre sectores la que está previsto realizarla en estación Los Molinos cerrando la línea de 132 [kV] con Suroeste la que se realizaría con un operador móvil enviado con ese fin. El tensionado de este sector permitiría alimentar los servicios auxiliares de las Centrales Suroeste y Dean Funes (Oeste) para el arranque de las mismas.

Mediante el cierre de la línea de 132 [kV] Este-Sur y el acoplamiento de barras de estación Pilar, se tensionan los sectores 4 y 5 que permitirían arrancar la generación de las Centrales Las Playas y Pilar, desde el Sector 1 se tensiona además el Sector 3 cerrando el paralelo a través de la línea de 132 [kV] Reolín-Río Cuarto, la sincronización del cierre en caso de estar en marcha y conectada la generación de Central Gral. Levalle se debe efectuar mediante un operador móvil destacado en estación Reolín, en esta etapa queda tensionado el Sector 12.

Etapa 3- Se vinculan los sectores 12 y 2, 5, 10 y 14, 10 y 3, 1 y 13 y cierran todas las interconexiones con las estaciones Almafuerte y Malvinas.

Etapa 4- Se normaliza el resto de las conexiones en 132 [kV] se conectan todos los transformadores en las distintas estaciones de 132 [kV] y se conectan los autotransformadores de 132/66 [kV] que vinculan el sistema de 132 [kV] con los subsistemas de 66 [kV]. Se normalizan las conexiones con EDESAL si es que las mismas no fueron cerradas con anterioridad.

[OS N°196 - Anexo 5](#)

Alimentación a Central Nuclear Embalse en caso de Colapso

Este anexo 5 solo se aplicará si la Central Nuclear Embalse solicita a E.P.E.C. el envío de tensión por 132 [kV] debido a falla en el arranque de sus grupos Diesel de emergencia, ante un colapso total de tensión que involucre a las áreas CENTRO-CUYO-NOA y donde la C.N. EMBALSE solicite el envío de tensión por 132 [kV] para alimentar sus servicios auxiliares, Centro de Control comunicará C.O.T. Litoral para que disponga la barra 2 de 132 [kV] en E.T. ALMAFUERTE para ser utilizada como barra de paso de la generación de E.P.E.C. que puede ser de C.H. REOLIN o cualquiera de las centrales que integran la configuración 2 caso 1. (Por ejemplo, Central H. Molinos).

Configuración prevista para dar alimentación a C.N. Embalse por 132 [kV]



- E.T. ALMAFUERTE: Barra N°2 de 132 [kV] liberada y solamente conectada con la línea en 132 [kV] Reolín 2 y Línea en 132 [kV] C.N. Embalse.

- E.T. REOLIN: Barra A 132 [kV] liberada y solamente conectada con Línea en 132 [kV] Almafuerde 2 y la generación de C.H. Reolín conectada sobre barra “A”.

Si se produjo el ingreso anticipado de otra generación hidráulica prevista en (Configuración 2 caso 1), la barra 132 [kV] de Reolín se encontrará tensionada en 132 [kV], debiendo en este caso solamente conectarse la línea 132 [kV] Almafuerde 2 para dar alimentación a la C.N.E.

OS N°196 - Anexo 6

Operación con Alimentadores y Distribuidores de 13 [kV] de las E.T. de Capital

La operación de las salidas de 13 [kV] en las estaciones transformadoras ubicadas en la capital, están a cargo del Centro de Telemando SEA, (CTS).

Este CTS para casos de colapso total pasa a tener una jerarquía operativa igual a los CTZ, es decir que las órdenes para las configuraciones iniciales y las restantes para la recuperación del colapso, serán emitidas desde el CTP.

Las aperturas de los interruptores necesarios para comenzar con el restablecimiento de la tensión se detallan en este anexo adjunto.

La operación de normalización de las demandas en 13 [kV] dependientes del CTS se realizará con la disposición del CTP, el que irá autorizando módulos de carga para normalizar.

El CTS deberá dejar conectados los distribuidores en cada barra 13 [kV] de las SEA por un valor que no supere al recibir tensión los 5 [MW] y desconectar todas las demás salidas de 13 [kV].

OS N°196 - Anexo 7

Operaciones a realizar en E.T. San Francisco y E.T. Gral. Levalle

Cuando la generación existente con arranque en negro logra comenzar el restablecimiento de la tensión localmente antes de que llegue por la red de 66 [kV], se deberá proceder de la siguiente manera:

E.T. San Francisco: Separar la estación del sistema de 66 [kV] realizando las siguientes maniobras



Estación	Operación	Salidas
SAN FCO	ABIERTO	L66 VARILLAS
SAN FCO	ABIERTO	L66 DEVOTO
SAN FCO	ABIERTO	L66 FREYRE
SAN FCO	ABIERTO	D132 DE DOS TRAFOS 132/13
SAN FCO	ABIERTO	LOS DOS AUTOTRAFO 132/66 KV
SAN FCO	CERRADO	ACOPLAMIENTO BARRAS 13
SAN FCO	ABIERTO	D66 ACOPLAMIENTO BARRAS

El generador se conectará tensionando la barra de 13 [kV] donde se comenzará a darle carga conectando gradualmente las salidas de 13 [kV], esta operación en isla de 13 [kV] se mantendrá hasta que C.O. defina los pasos a seguir.

Se deberá comenzar con el arranque del otro grupo TG disponible que no tiene arranque en negro. Si la potencia generada lo permite se normalizará siempre fuera de paralelo hasta E.T. Morteros.

Para el cierre de paralelo se efectuará el sincronismo con la línea de 132 KV Arroyito-San Francisco, usando como alternativas en caso de falla de esta el cierre de sincronismo por las líneas de 66 [kV] Las Varillas o Devoto.

El objetivo de cerrar el paralelo a través de la línea de 132 [kV] San Francisco-Arroyito es el de tensionar un Autotransformador de la E.T. Arroyito (nueva) y a través de la línea de 66 [kV] Arroyito Nueva-Arroyito Vieja tensionar la estación de 66 [kV] Arroyito Vieja de esta forma permitir alimentar los servicios auxiliares de la TG de ARCOR a los efectos de permitir su arranque aumentando de esta forma la normalización de un mayor porcentaje de demanda.

OS N°196 - Anexo 8

Medios de comunicación que dispone el Centro de Control para la operación

1. Onda Portadora con O.E.D., TRANSENER, E.T. y Centrales Generadoras.
2. Teléfono Público con O.E.D., TRANSENER, E.T. de alta tensión y Centrales Generadoras.
3. Sistema de Radio UHF/VHF con las E.T. y Centrales Generadoras.



UNC

Universidad Nacional de Córdoba
Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales
Proyecto Integrador

93

La autonomía del sistema de comunicaciones frente a un colapso de tensión es de un tiempo no menor a las cuatro horas.



UNC

Universidad Nacional de Córdoba
Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales
Proyecto Integrador

4. DESARROLLO

En este capítulo se presentan todos los pasos necesarios para la realización del nuevo plan de contingencia, expresando las diferentes estrategias utilizadas, detallando lo modelado en el software para realizar las corridas de flujo y la simulación de cada etapa del plan, garantizando a través del análisis de resultados la factibilidad del mismo.

4.1 Base de datos

Dentro este apartado se muestra parte de la información con la que se cuenta para realizar el modelado de los diferentes elementos del sistema, los cuales fueron mencionados en el capítulo 3.2.6 de este informe.

Esta base de datos fue generada por la EPEC mediante la recopilación de informes técnicos, mediciones y la propia información que proveen los equipamientos instalados. En algunos casos fue necesario realizar un relevamiento para obtener valores y/o parámetros que se encontraban desactualizados. El sistema fue modelado en base a la información proporcionada mediante un convenio de colaboración universidad–empresa que tuvo a los desarrolladores de este Proyecto Integrador como asesores técnicos al frente del proyecto.

Los datos se organizan en módulos que hacen referencia a la clasificación o elemento en particular, el prefijo “PSA” es el acrónimo de “Power System Analysis”. Esta es la aplicación que realiza las corridas de flujo en tiempo real y también para casos de estudio, que sería el caso de este proyecto.

A continuación, se presentan los módulos con un ejemplo ilustrativo de lo que arroja la interfaz del software y la información técnica utilizada (se incluyen todos los datos insertados en la sección: Apéndices):

**PSA_Company:**

El módulo se crea para separar las compañías intervinientes y analizar el intercambio de potencia entre ellas. En nuestro caso las compañías que conviven en el SIR son:

- EPEC – Toda la red de EPEC
- TRANSENER – Líneas y Estaciones vinculadas al SADI en 500 [kV]
- EDESAL – Líneas y E.T. de interconexión entre San Luis y EPEC en 132 [kV]

MDB#	Name	Loss (MW)	Loss (MVar)	Load (MW)	Load (MVar)	Shunt (MW)	Shunt (MVar)	Gen (MW)	Gen (MVar)
1	EPEC	173,9	291,5	1167,4	40,7	0,0	13,1	940,0	-54,7
2	TRANSENER	5,9	66,7	0,0	0,0	0,0	0,0	558,7	-12,8
3	EDESAL	0,3	0,9	188,6	32,1	0,0	0,0	0,0	0,0

41-Interfaz XA21: Sumario de Compañías

PSA_Zone:

El sistema se divide en 6 zonas, una que controla las interconexiones (CTP) y las otras de acuerdo a los Centro de Teleoperación Zonal (CTZ) en los que se subdivide el sistema de la EPEC. A continuación, se mencionan los mismos:

- Zona 1: CTP
- Zona 2: CTZ Capital
- Zona 3: CTZ Villa María
- Zona 4: CTZ San Francisco
- Zona 5: CTZ Reolín
- Zona 6: CTZ Río Cuarto

PSA_Station:

Se incluyen cada una de las estaciones transformadoras, vinculándolas a una compañía y zona. Se encuentran modeladas 128 estaciones transformadoras.

MDB#	Name	Company	Zone	District	Region of Int.....	Gen (MW)	Gen (MVar)	Load (MW)	Load (MV...)
3	Pilar Nueva	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Inside	Y 304,3	-28,0	0,0	0,0
2	Pilar	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Inside	Y 0,0	0,0	11,3	5,0
108	Piedras Moras	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Inside	Y 3,6	0,4	0,0	0,0
37	PEAchiras	EPEC	Zona F Rio IV	Rio IV	Inside	Y 0,0	0,0	0,0	0,0
306	P. Industrial S.L	EDESAL	Edesal	Edesal	Inside	Y 0,0	0,0	48,8	9,3
56	Oncativo	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Inside	Y 0,0	0,0	5,5	1,2
55	Oliva	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Inside	Y 0,0	0,0	3,5	1,4
74	Oeste	EPEC	Zona A Capital	Capital	Inside	Y 0,0	0,0	63,2	-11,3
80	Nueva Cordoba	EPEC	Zona A Capital	Capital	Inside	Y 0,0	0,0	27,4	2,6
68	Norte	EPEC	Zona A Capital	Capital	Inside	Y 0,0	0,0	46,5	-0,1
65	Mte Cristo	EPEC	Zona A Capital	Capital	Inside	Y 0,0	0,0	2,4	0,6
50	Morteros Nva	EPEC	Zona D San Fco.	San Franci...	Inside	Y 0,0	0,0	4,4	-3,7
52	Morteros	EPEC	Zona D San Fco.	San Franci...	Inside	Y 0,0	0,0	6,0	-2,2
7	Molinos II	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Inside	Y 0,8	0,8	0,0	0,0
6	Molinos	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Inside	Y 11,1	2,2	-1,6	-0,6
303	Mercedes Sur	EDESAL	Edesal	Edesal	Inside	Y 0,0	0,0	-2,3	40,0
302	Mercedes	EDESAL	Edesal	Edesal	Inside	Y 0,0	0,0	72,7	-21,2
101	Mendiolaza	EPEC	Zona E R.Ceballos	R.Ceballos	Inside	Y 0,0	0,0	9,2	2,0
18	Marcos Juarez	EPEC	Zona G B.Ville	B.Ville	Inside	Y 0,0	0,0	11,0	3,6
9	Maranzana	EPEC	Zona F Rio IV	Rio IV	Inside	Y 230,2	2,9	0,0	0,0
202	Malvinas	TRANSE...	Transener	Transener	Inside	.. 195,3	-36,0	8,5	3,7

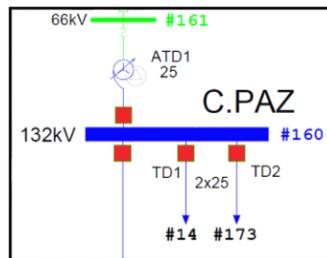
42-Interfaz XA21: Sumario de Estaciones Transformadoras



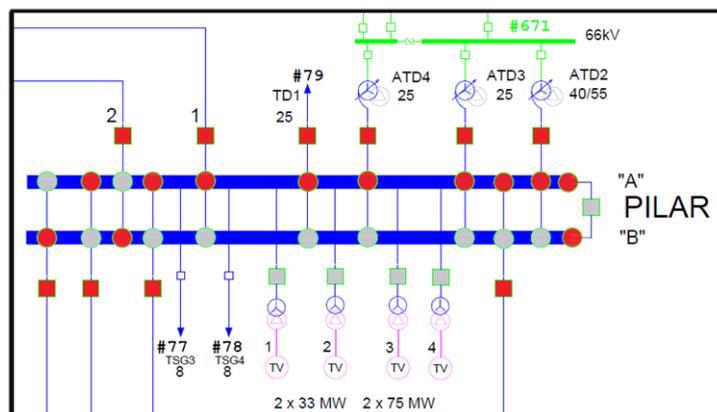
PSA_Bus:

Se encuentran modeladas 211 barras, las cuales forman parte de las diferentes estaciones transformadoras incluyendo el nivel de tensión de servicio y la tipología constructivas (indicadas en las ilustraciones).

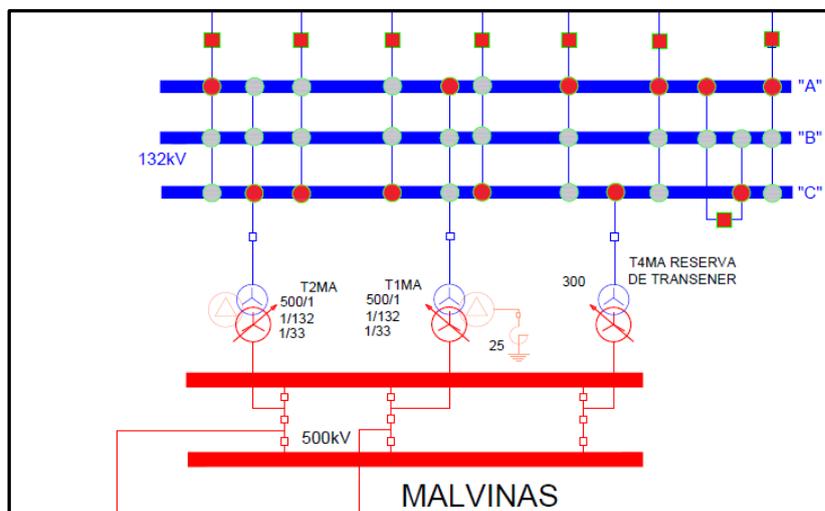
Si existe medición de tensión, ya sea sobre la propia barra o sobre los campos de salida/llegada de las líneas de transmisión, se incluyen todos los puntos de telemetría ya que el programa los utiliza como un dato de entrada para las corridas de flujo.



43-Topología E.T. de simple barra



44-Topología E.T. doble barra



45-Topología E.T. triple barra

*PSA_Switch:*

Toda estación transformadora cuenta con este equipamiento. Las estaciones generalmente utilizan una tipología similar en lo que respecta a los elementos y orden de los mismos. Por ejemplo, un campo de línea utiliza un seccionador de línea, un seccionador de puesta a tierra, el interruptor automático y los seccionadores de barra necesarios de acuerdo a la cantidad de barras a la cual se conectan. Existen, además, seccionadores de vínculo o de transferencia que también han sido modelados para mantener la correcta disposición y configuración del sistema con el objetivo de poder simular todas las condiciones operativas (reales) del SIR.

Todas las Estaciones Transformadoras en el nivel de 132 [kV] y la mayoría en 66 [kV] disponen de telecomunicación. Esto permite accionar a distancia los interruptores automáticos y visualizar el estado actual de todos los elementos a través de una interfaz gráfica (SCADA).

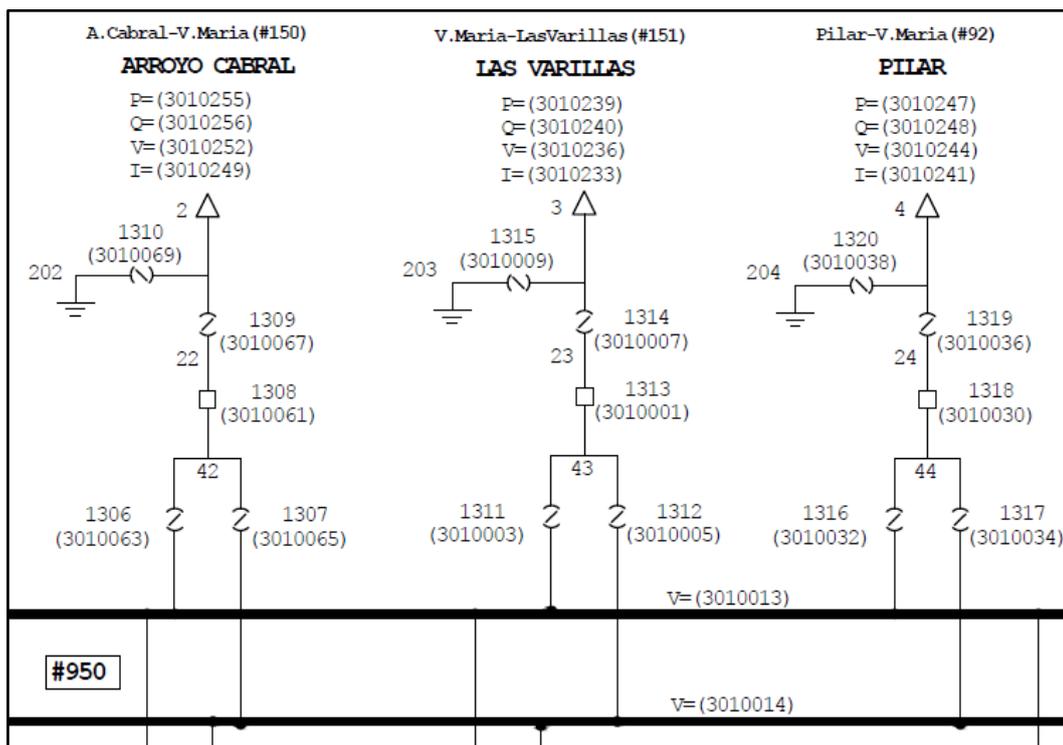
A través de los puntos de telemetría insertados en este módulo, permite al programa saber el estado del elemento (cerrado o abierto), esto es indispensable para realizar las corridas de flujo en tiempo real. Estaciones transformadoras que no disponen de telemando y están incluidas en la red, se modelan con al menos un elemento que permita la operación de conexión o desconexión de la misma.

A continuación, la imagen 46 muestra una porción de la planilla de datos correspondiente a los switch de la E.T. Villa María y en la imagen 47 se representa una porción del unifilar del modelo dicha E.T.



SwitchNumber	SwitchName	NormalSwitchingDeviceState	DefaultState	SwitchingDeviceType	ScadaOpenState	ScadaCloseState	FromSectionNumber	ToSectionNumber	BusNumberRef	SwitchDevStateTransitionRef	SwitchTelemetryRef
1306	VMaria-SecA-ACabral	Closed	Closed	Isolator	0	1	101	42	950	1	3010063
1307	VMaria-SecB-ACabral	Closed	Open	Isolator	0	1	102	42	950	1	3010065
1308	VMaria-Int-ACabral	Closed	Closed	Normal	0	1	42	22	950	1	3010061
1309	VMaria-SecL-ACabral	Closed	Closed	Isolator	0	1	22	2	950	1	3010067
1310	VMaria-SPAT-ACabral	Open	Open	Ground	0	1	2	202	950	1	3010069
1311	VMaria-SecA-LVvarillas	Closed	Closed	Isolator	0	1	101	43	950	1	3010003
1312	VMaria-SecB-LVvarillas	Closed	Open	Isolator	0	1	102	43	950	1	3010005
1313	VMaria-Int-LVvarillas	Closed	Closed	Normal	0	1	43	23	950	1	3010001
1314	VMaria-SecL-LVvarillas	Closed	Closed	Isolator	0	1	23	3	950	1	3010007
1315	VMaria-SPAT-LVvarillas	Open	Open	Ground	0	1	3	203	950	1	3010009
1316	VMaria-SecA-Pilar	Closed	Closed	Isolator	0	1	101	44	950	1	3010032
1317	VMaria-SecB-Pilar	Closed	Open	Isolator	0	1	102	44	950	1	3010034

46-Base de datos: Sumario de Switch



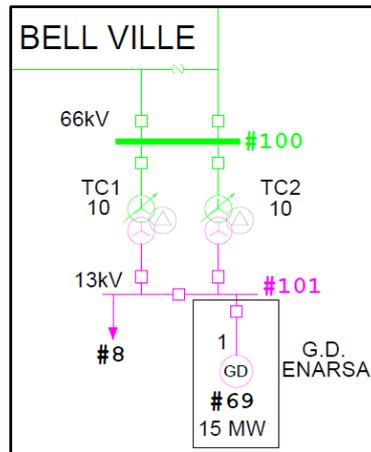
47-Base de Datos: Extracto del Unifilar E.T. Villa María

Se modelaron un total 2530 elementos entre interruptores, seccionadores de barra, seccionadores de línea y seccionadores de puesta a tierra.

PSA_Transformer:

De la totalidad de los transformadores que forman el sistema solo se modelaron 112, incluyendo aquellos autotransformadores 132/66 [kV] y todos aquellos transformadores que involucran generación aguas abajo.

A cada uno de los transformadores modelados se les colocaron los parámetros característicos de resistencia, reactancia en por unidad y el número de TAP con su paso correspondiente.



48-Base de datos: Unifilar E.T. Bell Ville

TRANSFORMADOR TC1 BELL VILLE																													
Nueva Versión																													
PARAMETROS ELÉCTRICOS																													
Potencia [MVA]			Tensión Nominal [KV]			Reactancia Directa [%] ⁽¹⁾			Reactancia Homopolar [%] ⁽¹⁾																				
Arr1	Arr2	Arr3	Arr1	Arr2	Arr3	X ₁₋₂	X ₁₋₃	X ₂₋₃	X ₀₁₋₂	X ₀₁₋₃	X ₀₂₋₃																		
10	10	3,3	66	13,2	6,6	8,5	14,25	4,05																					
REGULACIÓN POR ARROLLAMIENTO						DATOS DEL SISTEMA																							
Topes Arrollamiento 1 (bajo carga)			Topes Arrollamiento 2 (en vacío)			Tensión Nominal [kV]																							
Nº	V _{Máx.}	V _{Mín.}	Nº	V _{Máx.}	V _{Mín.}	Arr1	Arr2	Arr3	S _{b,f}	1,00E+07																			
0	0	0				66	13,2	6,6	S _{b,s}	1,00E+08																			
X ₁	0,93500		X ₀₁	0,00000		X ₀₁	0,79475	85%	⁽²⁾ X ₁₋₂	0,8500																			
X ₂	-0,08500		X ₀₂	0,00000		X ₀₂	-0,07225	85%	X ₁₋₃	1,4250																			
X ₃	0,49000		X ₀₃	0,00000		X ₀₃	0,41650	85%	X ₂₋₃	0,4050																			
									⁽²⁾ X ₀₁₋₂	0,0000																			
									X ₀₁₋₃	0,0000																			
									X ₀₂₋₃	0,0000																			
T _{1n}	1,0000		T _{2n}	1,0000		T _{3n}	1,0000																						
Paso ₁	0,0000		Paso ₂	0,0000																									
T _{1Máx}	0,0000	#DIV/0!	T _{2Máx}	0,0000	#DIV/0!				Código																				
T _{1Mín}	0,0000	#DIV/0!	T _{2Mín}	0,0000	#DIV/0!				Yy0/Yd11	/ /																			
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="3">Conexiones</th> </tr> <tr> <th>Código</th><th>W1</th><th>W2</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td><td>Yt</td><td>Yt</td></tr> <tr> <td>2</td><td>Yt</td><td>D</td></tr> <tr> <td>3</td><td>D</td><td>Yt</td></tr> <tr> <td>4</td><td>D</td><td>D</td></tr> </tbody> </table>												Conexiones			Código	W1	W2	1	Yt	Yt	2	Yt	D	3	D	Yt	4	D	D
Conexiones																													
Código	W1	W2																											
1	Yt	Yt																											
2	Yt	D																											
3	D	Yt																											
4	D	D																											
(1) En % de los valores nominales del Arrollamiento 1 (2) Cálculos previos (automáticos)																													

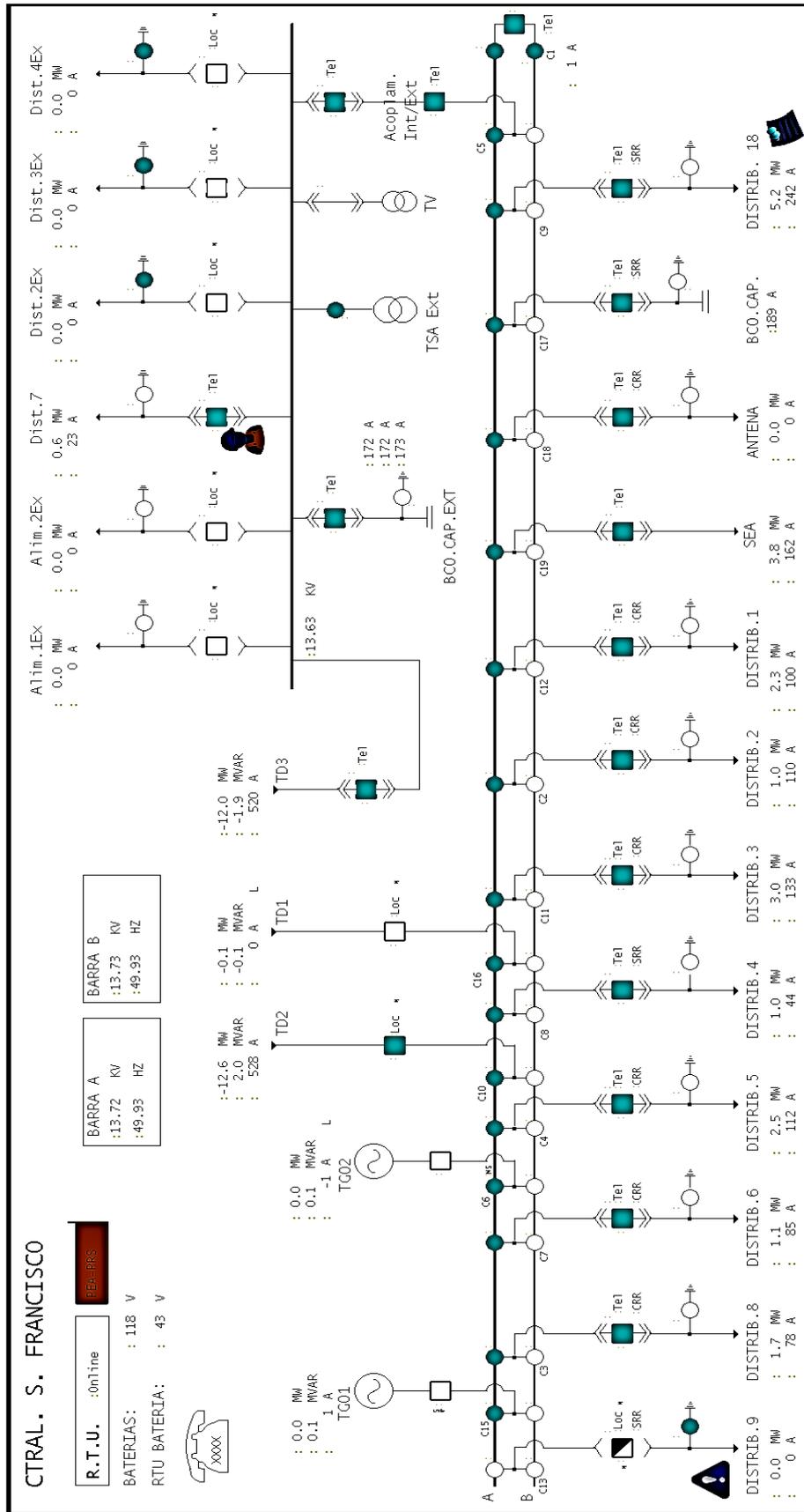
49-Base de datos: Información técnica del TC1 en E.T. Bell Ville

*PSA_Load:*

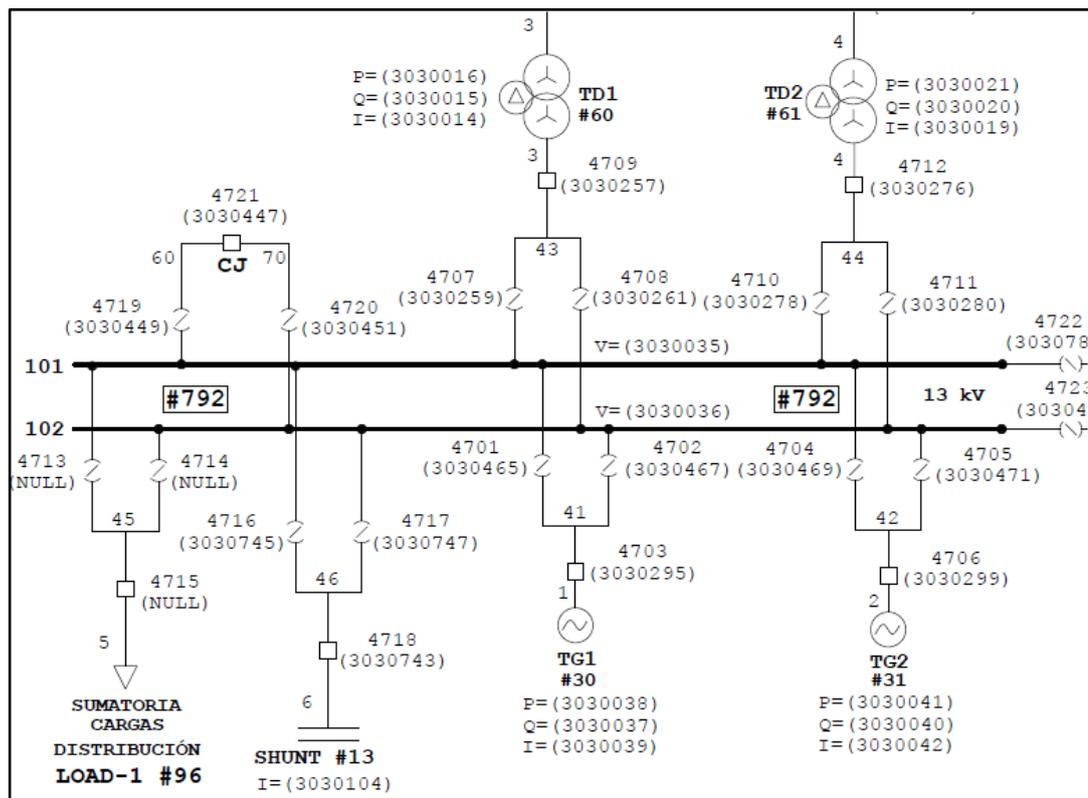
Es un punto de consumo del sistema eléctrico y comprende a todos los transformadores que no se tuvieron en cuenta en módulo anterior, generalmente son los pertenecientes a los niveles de tensión de 66 [kV], 33 [kV], 13.2 [kV] hablando respecto al nivel de baja tensión del mismo.

En lo que respecta al software, es necesario que se incluya el punto de telemetría de cada transformador (load), dado que la potencia consumida es requerida como dato de entrada para poder realizar las corridas en tiempo real.

Un caso particular es cuando existe un generador conectado a la barra de media tensión (usualmente 13,2 [kV]) y a la cual están conectados los distribuidores y/o alimentadores, es entonces cuando se genera una sumatoria equivalente a la suma de la potencia de todos estos últimos para poder representar el consumo de dicha barra a través de un solo punto de consumo, este ejemplo es representado en las siguientes ilustraciones.



50-SCADA: Unifilar E.T. San Francisco 13,2 [kV]. Detalle distribuidores y alimentadores



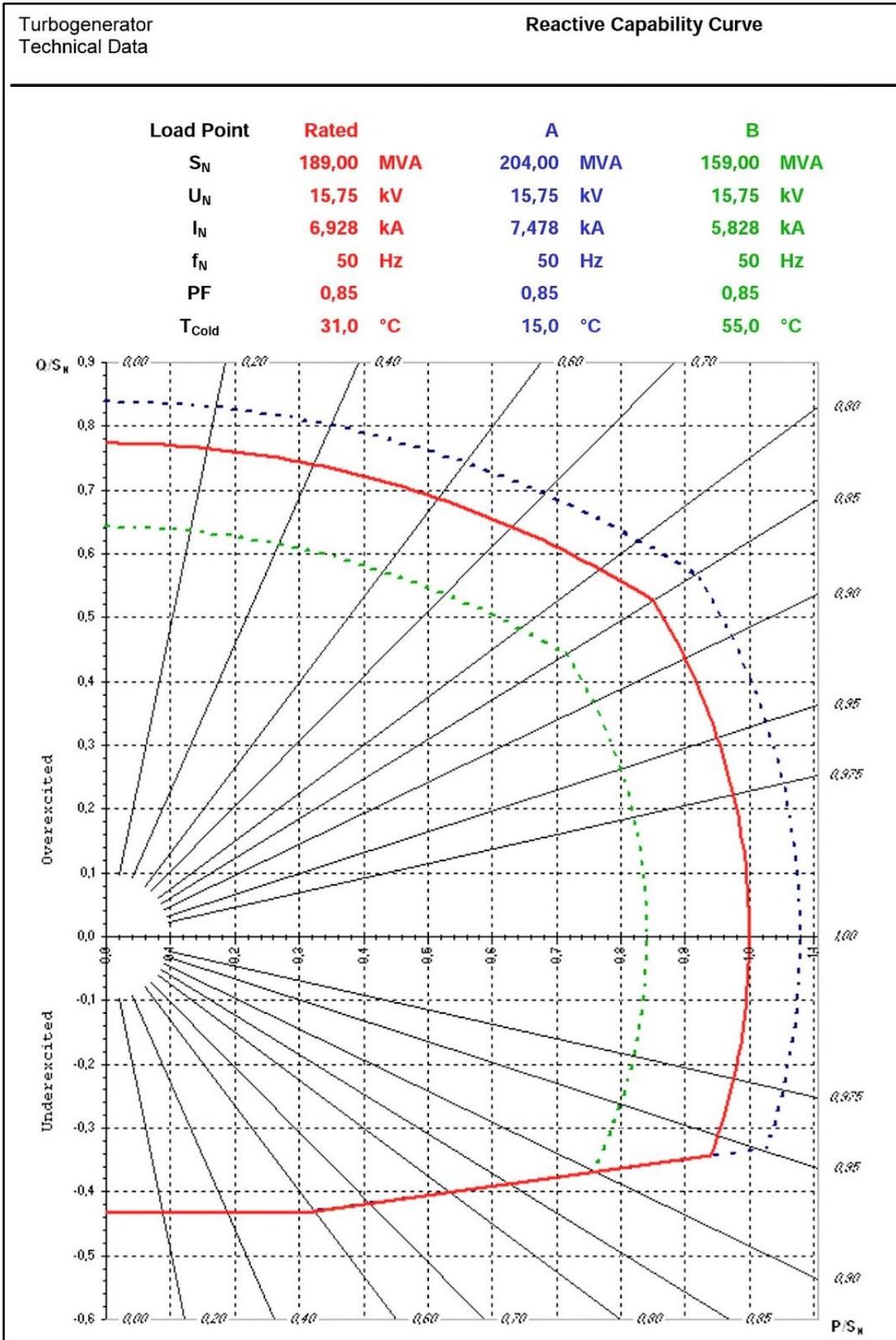
51-Base de datos: Cargas en E.T. San Francisco

PSA_Generator:

Se modelaron todas las máquinas instaladas en el sistema y además se consideraron como generadores virtuales el aporte que recibe el SIR de los nodos de 500 [kV], tomando como sistema de referencia el generador virtual Malvinas.

Es de gran importancia que en el modelo se incluyan los parámetros exactos de la curva de Capacidad de cada máquina, para que, en el momento de realizar una simulación, la misma se ejecute teniendo en cuenta los límites reales de funcionamiento. Además, se colocaron los puntos de telemetría referidos a la medición de potencia activa y reactiva.

La siguiente imagen fue extraída del manual técnico proporcionado por los fabricantes de la máquina instalada en la Central Pilar Bicentenario, denominada TG11. En la misma se puede apreciar los límites de funcionamiento de la máquina, para tres valores temperaturas de trabajo.



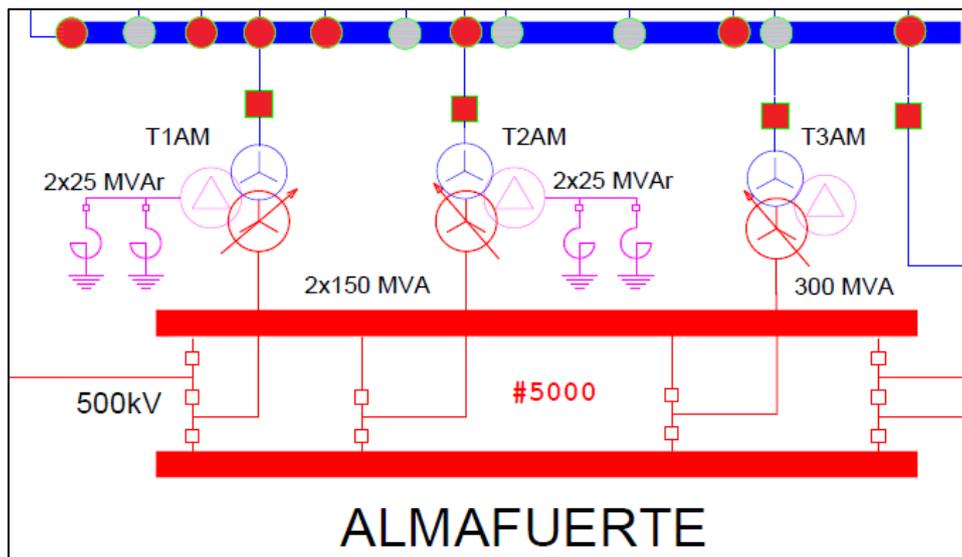
52-Diagrama de capacidad TG11 en Central Pilar Bicentenario



PSA_Shunt

Estos componentes requieren únicamente el valor de potencia reactiva, con su respectivo signo, que aportan a la barra cuando se conectan.

En este módulo están modelados los reactores de las E.T. de 500 [kV] y los bancos de capacitores, generalmente dispuestos en media tensión 13,2 [kV], que ingresan a una barra modelada.



53-Base de datos: Reactores en E.T. Almafuerite

PSA_Line:

Los parámetros que intervienen en el modelo de la línea fueron obtenidos de la Guía de Referencia de EPEC, estos son resultados de mediciones y datos técnicos propios de los conductores usados a tal fin.

En este módulo se cargan los límites de transportabilidad de la línea, los cuales dependen del propio conductor o del equipamiento ubicado en la playa de la E.T. (generalmente son los transformadores de corriente: TI), siendo cualquiera de estos el limitante de la potencia a transmitir.

Se modelaron 192 líneas de transmisión, de las cuales hay 5 en 500 [kV], 94 en 132 [kV], 91 en 66 [kV], 1 en 33 [kV] y 1 en 13,2 [kV]. Si bien existen más líneas en 33 [kV] y 13,2 [kV], las mismas no se han modelado como tal, ya que se consideran en el módulo denominado Load. Es importante aclarar que los valores característicos de cada una de ellas están colocados en por unidad.



LÍNEA ACCC 132 KV VILLA MARÍA - CT UENSA									
DATOS									
V _{Base}	132000	[V]							
S _{Base}	100000000	[VA]							
Z _{Base}	174,24	[Ohm]							
Desde	Hasta	Tensión	Long	Sección	Material	Corriente	R	X	B
		kV	km	[mm ²]		[A]	[Ohm/Km]	[Ohm/Km]	[μS/Km]
VILLA MARÍA	CT UENSA	132	1,5	309,7	ACCC	1268	0,145200	0,386813	2,984389
Desde	Hasta	R	X	B	R0	X0	B0		
		[Ohm]	[Ohm]	[μS]	[Ohm]	[Ohm]	[μS]		
VILLA MARÍA	CT UENSA	0,2178	0,5802	4,4766	0,5436	1,9689	2,7548		
Desde	Hasta	R	X	B	R0	X0	B0		
		[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]		
VILLA MARÍA	CT UENSA	0,001250	0,003330	0,000780	0,003120	0,011300	0,000480		
Conductor		Límite Aplicado							
Nominal [A]	RATE [MVA]	[A]	RATE [MVA]	Motivo					
1268	289,9	1268	289,9	Conductor					

54-Base de Datos: Información técnica de línea en 132 [kV] V.María-MSU

4.2 Estrategia de recuperación

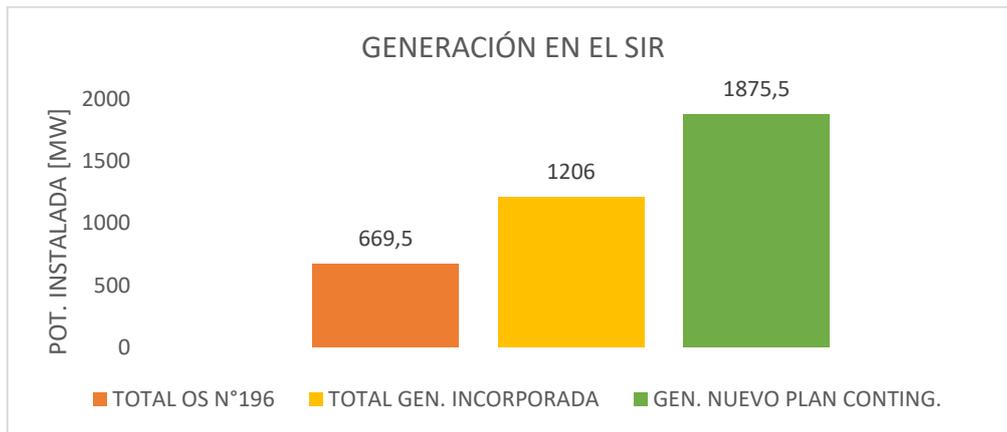
Este apartado funciona como memoria descriptiva del proyecto integrador, haciendo menciones sobre el avance del mismo, presentando las ideas y estrategias que fueron mutando, hasta llegar a armar un plan de contingencia acorde a las exigencias tanto operativas como técnicas.

Para lograr que un plan funcione correctamente es necesario realizar pruebas, estudiar el comportamiento y analizar los resultados para poder establecer criterios eficaces y lograr un óptimo desempeño al utilizar un software como herramienta. En esta dirección, se estableció que, en todos los casos de estudio el análisis debía contemplar la configuración normal del sistema.

En una primera instancia se trató de seguir los lineamientos de la orden de servicio desactualizada, determinando que la misma ya no era ejecutable. Se llegó a esa conclusión debido a que con las grandes modificaciones que sufrió en sistema eléctrico con el paso del tiempo, ocasionaron que la OS N°196 quede obsoleta al no tener en cuenta las incorporaciones de nuevas estaciones transformadoras, líneas de transmisión, y más que nada las nuevas centrales de generación que significan un aporte importante de potencia al SIR. A modo comparativo, se resalta en la siguiente tabla la generación disponible en la OS N°196 y la generación actual utilizada para la actualización.

GENERACIÓN CONTEMPLADA - OS N°196		GENERACIÓN INCORPORADA (JUNIO 2018)	
CENTRAL	POT. INSTALADA [MW]	CENTRAL	POT. INSTALADA [MW]
LOS MOLINOS	68	C. 13 DE JULIO	92
REOLÍN	33	MARANZANA	326
CASSAFFOUSTH	16,5	V. MARÍA	48
FITZ SIMON	16,5	MSU (V. María)	180
LA VIÑA	16	BELL VILLE	20
PIEDRAS MORAS	6,5	AGREKO (Isla Verde)	24
SAN ROQUE	24	M. SEVESO (Arroyito)	37
DEAN FUNES	32	PILAR BICENTENARIO	479
SUROESTE	56		
MARANZANA	70		
LAS FERIAS	32		
GRAL. LEVALLE	46		
PILAR	214		
SAN FRANCISCO	39		
TOTAL OS N°196	669,5	TOTAL GEN. INCORPORADA	1206
GEN. NUEVO PLAN CONTINGENCIA [MW]		1875,5	

Tabla 1-Generación: OS N°196 vs Actualidad



55-Comparación de generación. OS N°196 vs. Actual

Descartada la OS N°196, la siguiente idea fue estructurar la estrategia de recuperación en función de la formación de islas de acuerdo a los diferentes Centros de Control Zonal (CTZ) en los que se divide el sistema. De esta manera, la reconfiguración del sistema quedaba dividido en cinco islas, referidas a los zonales intervinientes que son: CTZ Capital, CTZ Reolín, CTZ Villa María, CTZ San Francisco y CTZ Río IV.

El fundamento de generar islas según los CTZ fue adoptado por el propio criterio que usa operativamente EPEC, logrando dividir el sistema en zonas, de las cuales cada una cuenta con jefatura y personal dedicado a responder por todas las estaciones transformadoras que pertenecen a su zona. Esto facilitaba la operación, dado que cada CTZ dispone de su personal para realizar las maniobras necesarias tanto para dividir el sistema como para luego sincronizarlas.

Con la simulación de la situación mencionada anteriormente, se observó que se debían ejecutar un gran número de maniobras, cambiando en algunos casos la configuración de operación normal de las estaciones transformadoras. También se determinó que existía mucha diferencia entre la demanda y la generación con la que contaba cada una de las islas, lo que se traducía en mucha generación disponible sin poder despachar en algunas islas y caso contrario, grandes porcentajes de demanda sin posibilidad de ser alimentada, esto último es el caso de la isla del CTZ Capital.

El análisis de las corridas de flujo permitió obtener resultados coherentes y convergentes, pero los mismos resultaban imprácticos, principalmente porque no se podía restablecer gran parte de la demanda sin antes realizar un gran número sincronismos, lo cual implica disponer de personal y equipamiento en el lugar adecuado.



En base a esto último, los criterios para la actualización de la Orden de Servicio fueron variando bajo 3 conceptos claros:

- Menor cantidad de maniobras: Esto permite una mejor organización desde el Centro de Control para la comunicación, ejecución y monitoreo de las maniobras. Influye significativamente en el tiempo de operación.
- Menor cantidad de islas: Al adoptar menos islas se necesita realizar menos operaciones de sincronismo.
- Mayor porcentaje de demanda restaurada en la 1er etapa: El ingreso de la generación con arranque en negro permite restablecer parte de la demanda. Esta primer etapa es la que primero se coordina y el ingreso de generación es fundamental para la alimentación de las cargas prioritarias.

Luego de realizar varias simulaciones, tratando de encontrar una estrategia eficiente, se observó que el manejo de la potencia reactiva es de suma importancia en casos como la restitución paulatina de la demanda, dado que al principio se debe tratar como caso de baja carga siendo transportada a través de líneas en alta tensión. Esto conlleva a que las líneas se vuelvan capacitivas aportando mucha potencia reactiva, en algunos casos, de valores tan elevados que los generadores no pueden contrarrestar ese efecto para mantener la tensión en los niveles operativos, quedando fuera de servicio por superar los límites técnicos.

Por estos motivos, se consideró que la restitución del sistema en 66 [kV] se debía realizar luego de que el sistema de 132 [kV] se encuentre unificado y estable, con una cantidad considerable de máquinas generadoras trabajando en paralelo para que cada una aporte a un óptimo manejo de potencia reactiva y el consecuente control del nivel de tensión.

Para establecer con que máquinas se debía empezar la etapa de recuperación fue necesario, en una primer instancia, verificar que las máquinas dispongan de arranque en negro. Un segundo aspecto importante es el tiempo necesario para alcanzar el régimen de las máquinas que disponen arranque autónomo, por lo que se realizó un relevamiento de las Centrales para determinar dicho valor. A continuación, en la siguiente tabla se dispone un resumen de los generadores instalados en el SIR.



Tabla 2-Generadores: Resumen general

CTZ	CENTRAL	GRUPO	POT INSTAL [MW]	POT DISP [MW]	DISPONIBILIDAD JUNIO 2018	ARRANQUE EN NEGR	TIEMPO REGIMEN [mit]	
CTZ REOLIN	Los Molinos	GH1	17	6	SI	SI	2	
		GH2	17	6	SI	SI	2	
		GH3	17	12	SI	SI	2	
		GH4	17	12	NO	SI	2	
	Reolin	GH1	11	11,5	SI	SI	10	
		GH2	11	11,5	NO	SI	10	
		GH3	11	11,5	SI	SI	10	
	Cassaffousth	GH1	5,5	5	NO	SI	15	
		GH2	5,5	5	SI	SI	15	
		GH3	5,5	5	SI	SI	15	
	Fitz Simon	GH1	5,5	3,6	NO	SI	10	
		GH2	5,5	3,6	SI	SI	10	
		GH3	5,5	3,6	SI	SI	10	
	La Viña	GH1	8	7	NO	SI	5	
		GH2	8	7	NO	SI	5	
	P. Moras	GH1	6,5	6	SI	NO	-	
	C. 13 de Julio	TG1	16	14	SI	SI	20	
TG2		16	14	SI	SI	20		
TG1 TCba		60	63	SI	SI	20		
CTZ RIO IV	Maranzana	TG1	38	35	SI	NO	-	
		TG2	38	35	SI	NO	-	
		TG3	64	60	SI	NO	-	
		TG4	64	60	SI	NO	-	
		TG5	64	60	SI	NO	-	
		TG6	64	47	SI	NO	-	
		TG7	64	47	SI	NO	-	
	Las Ferias	TG1	16	13	NO	NO	-	
		TG2	16	13	SI	NO	-	
	G. Levalle	TG1	23	21	SI	SI	10	
		TG2	23	21	SI	SI	10	
	CTZ V.MARIA	V. Maria	TG1	16	13	SI	SI	15
			TG2	16	13	SI	SI	15
TG3			16	13	SI	SI	15	
MSU		TG1	60	50	SI	SI	20	
		TG2	60	50	SI	SI	20	
		TG3	60	50	SI	SI	20	
Bell Ville		TD1	20	16	SI	SI	10	
Agreko		TD1	12	10	SI	SI	10	
		TD2	12	10	SI	SI	10	
Pilar		TV1	32	25	NO	NO	-	
		TV2	32	25	NO	NO	-	
		TV3	75	50	SI	NO	-	
		TV4	75	50	NO	NO	-	
Pilar Bicentenario	TV1	165	160	SI	NO	5hs-C.Comb		
	TG2	157	150	SI	SI	10		
	TG3	157	150	SI	SI	10		
CTZ S.FRAN	San Francisco	TG1	16	D 11 / G 12	SI	NO	-	
		TG2	23	D 15 / G 22	SI	SI	10	
	M. Seveso	TG	30	27,5	SI	SI	20	
M. Seveso	TV	7	5,7	SI	NO	-		
CTZ CAPITAL	San Roque	GH1	6	6	NO	SI	5	
		GH2	6	6 (3)	SI	SI	5	
		GH3	6	6 (3)	SI	SI	5	
		GH4	6	6	NO	SI	5	
	Dean Funes	TG1	16	13	NO	SI	10	
		TG2	16	13	NO	SI	10	
	Suroeste	TG1	28	25	SI	NO	-	
TG2		28	25	NO	NO	-		



Según el análisis mencionado anteriormente, se decide conveniente que deben tomarse como prioritarias para la recuperación del colapso las máquinas hidráulicas y las máquinas térmicas pertenecientes a la Central Pilar Bicentenario y a la Central MSU (V. María), coincidiendo en parte con la estrategia usada en la OS N°196.

Además, se determinó que no se tendrá en cuenta en el plan de recuperación de colapso, la máquina TV10 perteneciente a la generación de ciclo combinado instalada en la Central Pilar Bicentenario, ya que su tiempo de puesta en régimen es de aproximadamente 5 horas.

Ante la numerosa cantidad de situaciones presentadas a lo largo del desarrollo y con la realización de las simulaciones para las diferentes ideas, se logró comprender poco a poco el funcionamiento y comportamiento del sistema, tanto en su estado normal como en sus configuraciones especiales ante diversos eventos. Esto permitió contemplar que el sistema podía trabajar con sus estaciones transformadoras en 500 [kV] desvinculadas entre sí, logrando que también el sistema de 132 [kV] quede dividido y conectado a un nodo de 500 [kV] o al otro.

Teniendo en cuenta esto, se determinó que la mejor manera de llevar a cabo la idea de recuperación es la de establecer solamente 3 islas, cada una dependiendo de un nodo en 500 [kV].

La configuración del sistema, en su operación normal, ya está preparado para trabajar de manera separada si así lo requieran. Esto significa que operando sobre los conjuntos de barras en determinadas E.T. y abriendo líneas específicas, se pueda separar el sistema, formando las islas requeridas con muchas menos maniobras, y lo que resulta clave, no sería necesario disponer de un operador en la estación transformadora para hacer un cambio de configuración en la playa de maniobras, pudiendo entonces realizar todas las operaciones por teleoperación.

De esta manera, para unificar el sistema a una sola isla solo se requiere de 2 operaciones de sincronismo, ventaja fundamental en lo que respecta al tiempo y coordinación de maniobras.

A continuación, se expresa de manera estructurada la estrategia final que se llevará a cabo para la actualización de la OS N°196.



4.2.1 Consideraciones generales

Se establecen las siguientes consideraciones a tener en cuenta durante para el plan de contingencia ante un colapso total en el sistema sin el aporte en 500 [kV]:

- Se considera disponible la comunicación por al menos 4 horas.
- Se contempla toda la generación instalada.
- Se utiliza la configuración e infraestructura actual del sistema. Proyectos en ejecución o en etapa de planeamiento no son considerados.
- El suministro a la provincia de San Luis no será prioridad.
- Se define cargas prioritarias en base a necesidades de restitución de servicio inmediato como pueden ser nosocomios y GUMAs; por otro lado, las necesarias para mantener un flujo de potencia adecuado. La mayoría de estas son distribuidores que cuentan con relé de subfrecuencia. (ver Anexo 3)
- La frecuencia deberá ser controlada pero no es una variable de control para el software, dado que esta herramienta utiliza por defecto un valor nominal de 50 [Hz] en todas las máquinas.
- El análisis es en estado estable, por ende, no contempla un estudio de las perturbaciones ocasionadas en las maniobras de sincronismo. Se consideran medidas preventivas para que estos efectos no sean críticos.

4.2.2 Etapas

A continuación, se mencionan y describen las etapas que deben ser tenidas en cuenta para la recuperación del sistema en caso de un colapso total, considerando que bajo estas condiciones el restablecimiento del servicio se realiza de manera eficiente, segura y ordenada.

4.2.2.1 Etapa 1: Confirmación del colapso

Una vez que el Centro de Control haya tomado conocimiento y confirmado la situación de colapso total del sistema con el COT, se procederá a:

- Informar a los operadores del SIR la situación de colapso total y la implementación del plan de contingencia. Estos operadores son los CTZ dependientes de EPEC, operadores de EDESAL (San Luis) y los operadores de La Pampa.
- Informar a las centrales que cuentan con generación hidráulica la puesta a punto de sus máquinas para el ingreso inminente, siendo Central Los Molinos la primera en ingresar.
- Informar particularmente a la Central Pilar Bicentenario y E.T. Villa María, a los fines de preparar la puesta en marcha las máquinas TG11 y TG12 (Pilar



Bicentenario) y las máquinas TG1, TG2 y TG3 de MSU (Villa María) que disponen de arranque autónomo.

4.2.2.2 Etapa 2: Reconfiguración de la red – División y Formación de islas

- Una vez notificadas, todas las estaciones deberán descargar la demanda de las barras de 13 [kV].

El centro de telemando de SEA recibirá órdenes directas desde el CTP para realizar las operaciones en 13,2 [kV] tendientes a lograr el restablecimiento de tensión, para ello se deberán cumplimentar las maniobras en 13,2 [kV] especificadas en el Anexo 2 y 3 sobre los alimentadores y distribuidores de la Zona Capital.

Se deberán desconectar todos los bancos de capacitores dispuestos en las barras de 13,2 [kV] de todas las estaciones transformadoras, quedando a criterio del operador su ingreso al sistema.

- Preparar la red para el ingreso inmediato de:

Generación Hidráulica: máquinas disponibles en las centrales Los Molinos, Reolín, Cassaffouth, Fitz Simon, Piedras Moras y San Roque. Particularmente esta última deberá ingresar cuando lo ordene el CTP, mientras que las restantes deberán ingresar cuanto antes siempre que las condiciones sean las adecuadas.

Generación Térmica: máquinas TG11 y TG12 de Central Pilar Bicentenario y máquinas TG1, TG2, TG3 ubicadas en Central MSU Villa María.

Las operaciones se realizarán por telemando desde el CTP y deberán seguir el procedimiento según lo especificado en el Anexo 2.

El primer objetivo es poder tensionar todas las estaciones transformadoras que forman parte de la red de 132 [kV].

En esta etapa el sistema quedará dividido en 3 islas, sin tener en cuenta el aporte en 500 [kV] ni las interconexiones con la provincia de San Luis y la Pampa. Los subsistemas quedarán de la siguiente manera:

***Isla 1 - Malvinas***

Este subsistema quedará vinculado por 132 [kV] con la E.T. Malvinas y conectado a la TG (Pilar Bicentenario) dispuesta sobre barra “B”, siendo esta máquina el primer generador con arranque autónomo en ingresar.

Las estaciones transformadoras en 132 [kV] vinculadas a este subsistema que podrán restablecer parte de la demanda, según anexo 3, en esta etapa serán:

- E.T. Pilar Zanichelli (barra “B”)
- E.T. Pilar Bicentenario (barra “B”)
- E.T. Malvinas
- E.T. Norte
- E.T. Este
- E.T. Mercado de Abasto
- E.T. Montecristo
- E.T. Guiñazú
- E.T. Rodríguez del Busto
- E.T. Don Bosco
- E.T. Oeste
- E.T. Centro
- E.T. Tablada
- E.T. Interfabricas
- E.T. Malagueño
- E.T. Yocsina
- E.T. Carlos Paz
- E.T. Falda del Cañete
- E.T. La Falda
- E.T. San Antonio
- E.T. Jesús María
- E.T. Totoral Nueva
- E.T. Sur (barra “B”)
- E.T. San Francisco (barra “B”)
- E.T. Arroyito Nueva

Respecto al nivel de 66 [kV] no se reestablecerá ninguna demanda en esta etapa, solo permanecerán tensionados los autotransformadores de E.T. Carlos Paz, E.T. La Falda, E.T. Don Bosco y los generadores disponibles en la Central San Roque deberán ingresar con el fin de mejorar el nivel de tensión en 132 [kV].

El ingreso de los demás generadores dispuestos en la isla será coordinado desde el CTP luego de que el sistema de 132 [kV] se encuentre sincronizado parcialmente, ver etapa 5.

***Isla 2 – Almafuerite***

Este subsistema quedará vinculado por 132 [kV] con la E.T. Almafuerite. Para permitir el ingreso inmediato de la generación hidráulica, se requirió dividir la isla en 2 partes. Esto se debe a que las primeras máquinas en poder incorporarse al sistema son las de Central Los Molinos, las cuales no pueden controlar el aporte de potencia reactiva de naturaleza capacitiva de las líneas de alta tensión si toda la isla permanece vinculada en una sola red. Esto podrá ser controlado con el ingreso progresivo de toda la generación hidráulica.

Entonces, una parte de la isla quedará vinculando las siguientes estaciones transformadoras en 132 [kV], estas son:

- Central Los Molinos
- Central Fitz Simon
- Central Cassaffousth
- Central Piedras Moras
- E.T. Reolín
- E.T. La Viña
- E.T. Villa Dolores
- E.T. Suroeste
- E.T. Barrio Jardín
- E.T. Nueva Córdoba
- E.T. Sur (barra “A”)
- Central Pilar Bicentenario (barra “A”)

Corredor en 66 [kV], conectando el autotransformador de la E.T. B. Jardín y la barra de la E.T. Reolín.

A su vez, la otra parte, son las estaciones transformadoras que quedarán sin tensionar en una primera instancia. Luego estas se acoplarán cuando el ingreso de toda la generación hidráulica haya concluido. Las estaciones intervinientes en 132 [kV] son:

- Central Pilar Zanichelli (barra “A”)
- E.T. Almafuerite
- E.T. Villa María (barra “B”)
- E.T. Tancacha
- Central 13 de julio



El ingreso de generación hidráulica deberá ser inmediato, siendo Central Los Molinos la que tomará la regulación secundaria de frecuencia en la emergencia coordinando con el CTP la operación de los grupos. Desde el CTP se controlará el equilibrio entre la oferta y la demanda de potencia, mediante la conexión de cargas, a fin de permitir el ingreso de la demás generación en la red. Además, Central Los Molinos cuenta con la posibilidad de tomar auxiliares desde la barra de 13,2 [kV] alimentada por Molinos II, la misma dispone de un relé de subfrecuencia que permite al generador seguir operando en isla cuando se produce esta contingencia.

Cuando finalice el ingreso de toda la generación hidráulica en la isla, ya se dispondrá del ingreso de la TG de Central Pilar Bicentenario. Para esto, se deberán cerrar la línea Pilar-PilarBicentenario y las 3 líneas Almafuerde-Reolín para unificar barras en E.T. Almafuerde dado que el conjuntor se encuentra abierto en la configuración normal.

Se deberá verificar específicamente que la tensión en la barra “A” de la Central Pilar Bicentenario permita realizar el sincronismo de la máquina TG conectada a dicha barra. Esto va a permitir la restauración de la *demanda total* de las estaciones intervinientes en la isla.

Luego del ingreso de la TG, de inmediato se restituirá la demanda en E.T. Villa Dolores en 33 [kV], E.T. La Viña en 66 [kV], E.T. Pilar en 13,2 [kV], E.T. Tancacha, E.T. San Ignacio, E.T. Sta. Rosa de Calamuchita, E.T. Reolín y las GUMA FIAT en E.T. B. Jardín y Petroquímica en Central 13 de julio.

***Isla 3 - Arroyo Cabral***

Este subsistema quedará vinculado por 132 [kV] con la E.T. Arroyo Cabral y conectado a las TG1, TG2, TG3 de MSU (Villa María), siendo estas máquinas las primeras con arranque autónomo en ingresar en la isla.

Las estaciones transformadoras en 132 [kV] vinculadas a este subsistema que podrán restablecer parte de la demanda, según anexo 3, en esta etapa serán:

- E.T. Arroyo Cabral
- E.T. Villa María (barra "A")
- E.T. San Francisco (barra "A")
- E.T. Afisa
- E.T. Morteros Nva.
- E.T. Leones
- E.T. Gral. Deheza
- E.T. Justiniano Posse
- E.T. Isla Verde
- E.T. Las Higueras
- E.T. Las Ferias
- Central Maranzana
- E.T. Rio Cuarto
- E.T. Elena

En esta isla particularmente se contará con un valor importante de potencia disponible, potencia que no podrá ser incorporada a la red hasta que no se hayan realizado las maniobras de sincronismo. Por tales motivos, se debe verificar que la tensión sea la adecuada en la Central Maranzana, a los fines de alimentar los servicios auxiliares y preparar el futuro ingreso de generación cuando el CTP lo ordene.

Cuando se consiga la restitución de una buena parte de la demanda las zonas más alejadas presentarán un nivel de tensión inferior al nominal, esto es debido a que la generación se incorpora en E.T. Villa María y la regulación de tensión se fijará en dichas barras respetando el umbral superior (132 [kV]+10%). Para controlar que el nivel de tensión no decaiga demasiado en la zona sur (E.T. Rio Cuarto, Central Maranzana, E.T. Higueras y E.T. Las Ferias), se puede hacer uso de la generación dispuesta en E.T. Maranzana.

Respecto al nivel de 66 [kV], la red deberá permanecer sin tensión, a pesar de que se dispone de generación térmica en las E.T. Gral. Levalle, E.T. Isla Verde, E.T. La Carlota y E.T. Bell Ville. Su ingreso será programado con el CTP luego de reestablecer el servicio de tensión en toda la red de 132 [kV] y el correcto tensionado de las líneas pertenecientes al nivel de 66 [kV].



4.2.2.3 Etapa 3: Cargas prioritarias

Se considera que en cada una de las islas las E.T. fueron descargadas totalmente. Entonces, la restitución del servicio comenzará con la alimentación de las cargas especificadas en anexo 3; a éstas se les da el carácter de prioritarias ya sea por necesidad inmediata de servicio eléctrico o porque operativamente son necesarias para controlar adecuadamente el flujo de potencia a través de la red.

Es conveniente destacar que la mayoría de las cargas prioritarias seleccionadas serán aquellas que cuenten con relé de subfrecuencia, esto permitiría que, en un caso de desequilibrio entre generación y demanda, actúe el relé desconectando dicha carga para que las máquinas recuperen la frecuencia nominal y no salgan de servicio ocasionando un nuevo colapso.

Luego del ingreso de las máquinas con arranque autónomo, mencionadas en la etapa anterior, se aumentará de forma paulatina la demanda por cada E.T. tensionada en 132 [kV], verificando siempre los límites operativos.

4.2.2.4 Etapa 4: Ingreso de generación y aumento de demanda por isla

En esta etapa, el CTP organiza y ordena el ingreso de las máquinas generadoras disponibles en las E.T. que ya disponen de tensión (incluyendo las que no cuentan con arranque en negro) en la isla. Se logra con esto aumentar la restitución de la demanda y permitir que la isla sea más estable antes de realizar el sincronismo; se obtiene un mejor control de la potencia reactiva a través de las máquinas que van ingresando y a su vez el subsistema posee una mayor inercia, lo que permite absorber mejor cualquier perturbación que pueda aparecer durante la operación de sincronismo.

Cada isla permanecerá en esta situación hasta que el CTP coordine el sincronismo entre ellas, cabe resaltar que hasta esta etapa el servicio eléctrico en 66 [kV] todavía no ha sido restituido.



4.2.2.5 Etapa 5: Sincronización parcial. Malvinas-Almafuerte

En la etapa anterior, mediante el análisis de la simulación, se determinó que la demanda de la isla Almafuerte podría ser restituida completamente. Sin embargo, es conveniente dejar un margen de potencia en la máquina generadora, instalada en la E.T. Pilar Bicentenario, para que cuando se realice el sincronismo, la misma pueda absorber las posibles perturbaciones y lograr así la estabilidad necesaria.

En la isla Malvinas, llevando la máquina TG a plena carga y agregando la generación instalada en las E.T. Suroeste, E.T. Dean Funes, E.T. San Francisco y E.T. San Roque, no es suficiente para poder alimentar toda la demanda, razón por la cual es conveniente realizar la primer maniobra de sincronismo entre la isla Malvinas y la isla Almafuerte. Esta acción permite el ingreso de la generación instalada en la Central 13 de julio (92 [MW] disponibles), potencia que será utilizada para satisfacer una mayor demanda de la zona Capital, además de la potencia que todavía puede entregar la TG del lado de E.T. Almafuerte que no se encuentra a plena carga.

La operación de sincronismo se debe realizar en el conjuntor de barras de la E.T. Pilar Bicentenario. Se determinó este lugar debido a que es una estación relativamente nueva que cuenta con tecnología moderna y apropiada para realizar este tipo de maniobras. Además, en ambas barras de 132 [kV] se encuentran conectadas dos de las máquinas que van a participar en el paralelo, lo que posibilita ajustar los parámetros necesarios para el sincronismo de una manera más práctica y eficiente. Referido a esto, es importante aclarar que los valores de tensión en cada barra son similares tanto en su magnitud como en su ángulo de desfasaje, quedando fundamentado porque se determina conveniente realizar la operación de sincronismo en el conjuntor de dicha estación transformadora.



4.2.2.6 Etapa 6: Sincronización total. A. Cabral-Resto del sistema (Malvinas-Almafuerte)

Luego de realizado el sincronismo parcial y de reestablecer un buen porcentaje de la demanda de la zona Capital, se procede a realizar el sincronismo entre isla Arroyo Cabral y el resto del sistema (sincronizado en la etapa anterior).

La operación de sincronismo se puede realizar en el conjuntor de la E.T. Villa María, en el conjuntor de la E.T. San Francisco o en el interruptor de la línea Reolín-Elena. Se decide realizar tal operación en el conjuntor de la E.T. Villa María, debido a que contamos con la regulación de las 3 máquinas de dicha E.T. y el ingreso de potencia a través de MSU, logrando así que la diferencia entre estos parámetros en cada isla sea la menor posible y consiguiendo condiciones óptimas para la realización del sincronismo.

Así mismo, se verá reflejado en el capítulo siguiente, un análisis respecto al desfase del voltaje (arrojado por el software) de las barras “A” y “B” de E.T. Villa María, con lo que confirma aún más que es el lugar adecuado para el sincronismo total.

Esta maniobra permite que se trabaje con un sistema unificado e integrado, pudiendo comenzar a incorporar la importante generación instalada en la Central Maranzana (350 [MW] disponibles), se debe tener en cuenta que solo podrán ingresar las maquinas TG6 y TG7, tratando de que las mismas regulen tensión en un valor de 132 [kV]. Esta condición favorece la transmisión de potencia a través de las líneas Maranzana-Río IV y Maranzana-Las Ferias II hacia la zona Capital, permitiendo seguir aumentando la alimentación de la demanda. Respecto a esto último hay que tener en cuenta que no se puede alimentar la totalidad de la demanda de esta zona, debido a que se supera el límite de transportabilidad de algunas líneas, como por ejemplo la línea Centro-Tablada, Tablada-Oeste, Oeste-R.Busto, B. Jardín-Sur.

Una maniobra que mejora esta situación es la apertura del conjuntor de barras de la E.T. Oeste, lo que permite que se distribuya el flujo por otras líneas (vinculadas a la E.T. Malvinas), quedando en este caso la línea Pilar Bicentenario-Montecristo en un valor muy cercano a su límite de transportabilidad.



4.2.2.7 Etapa 7: Restitución del resto de la demanda

El objetivo de esta etapa es permitir la restitución de la mayor cantidad de demanda posible una vez unificado todo el sistema de 132 [kV].

Como se mencionó antes, la Central Maranzana tiene 350 [MW] disponibles, pero para que se pueda despachar toda la potencia es necesario que la red de 66 [kV] haya sido tensionada y se encuentre en condiciones de alimentar carga, de lo contrario se superarían los límites de transportabilidad de las líneas en 132 [kV]. Por esto, se recomienda que el ingreso de las TG1 y TG2 se coordine cuando el autotransformador 132/66 [kV] de E.T. Las Ferias haya sido conectado en sus 2 extremos, para direccionar ese flujo a través de 66 [kV], también es importante mencionar que las TG4 y TG5 deberán ingresar cuando se cierren los interruptores de los autotransformadores 132/66 [kV] ubicados en las E.T. Villa María y E.T. San Francisco para que dichas máquinas aporten la potencia suficiente para la alimentación de las cargas que al no contar con telemando, serán alimentadas ni bien la red de 66 [kV] sea tensionada. La generación restante instalada en la E.T. Maranzana (TG3), quedará en condiciones de ingresar al sistema si así se lo requiere.

El centro de control CTP deberá coordinar el aumento paulatino de demanda de las E.T. en 132 [kV] garantizando el equilibrio entre generación y demanda. Deberá realizar las maniobras necesarias (ver anexo 2) para tensionar y alimentar la demanda del sistema de 66 [kV] siempre y cuando se verifiquen las condiciones operativas para que ninguna máquina generadora pierda el sincronismo logrado, evitando una nueva posibilidad de colapso.

Respecto a las maniobras en el nivel de 66 [kV] se requirió necesario la apertura de la red en varias E.T. para que, al momento de tensionar, a través del cierre de los autotransformadores (dado que la operación permite una maniobra por vez), no se exceda el nivel de tensión que aumentará a medida que nos alejemos de la E.T. donde se realizó la maniobra, consecuencia de la potencia reactiva capacitiva sobre las líneas. Se recomienda entonces, que las maniobras se ejecuten en el orden especificado para que dichos efectos sean los menos perjudiciales. En este aspecto, se debe prestar atención al nivel de tensión alcanzado en E.T. Canals cuando se tensionen los autotransformadores de E.T. Villa María.

Tensionada la red de 66 [kV], se puede proceder a incorporar la generación dispuestas en las E.T. Arroyito, E.T. Bell Ville, E.T. Levalle, E.T. La Carlota, E.T. Isla Verde, para poder controlar los valores de tensión y aumentar la demanda.



Es de gran importancia mencionar que, como decisión de compromiso, se dejará sin tensionar el corredor en 66 [kV] ubicado en la zona norte del CTZ Capital, hasta que se cuente con el aporte de potencia del sistema en 500 [kV], dado a que no se pueden asegurar niveles de tensión óptimos y la potencia demandada.

Estabilizados ambos sistemas de 132 [kV] y 66 [kV], se permanecerá en esta situación y comunicándose constantemente con TRANSENER esperando las novedades y ordenes que permitan el acoplamiento al SADI a través de los nodos de 500 [kV].



4.3 Simulación y análisis de datos

Aquí se presentarán los datos arrojados por el software en las sucesivas corridas de flujo en función a la estrategia adoptada y descripta anteriormente.

La estructura será la misma que en el apartado anterior, presentando las condiciones iniciales y finales de cada etapa, analizando sus resultados y haciendo hincapié sobre los mismos en E.T. particulares (nodos pilotos).

La metodología para plasmar la información será la siguiente:

❖ Pre-Corrída de flujo

- Referencia de la etapa analizada.
- Valores y condiciones iniciales en nodos pilotos, elegidos específicamente para detallar de manera más clara el análisis de flujo.
- Valores de regulación para la generación.
- Demanda por isla.
- Presentación de diagrama unifilares.

❖ Post-Corrída de flujo

- Valores finales en nodos pilotos.
- Análisis de tensiones y transportabilidad de potencia.
- Informe de generación.
- Demanda por isla.
- Pérdidas de potencia.
- Presentación de diagramas unifilares.



4.3.1. Etapa 1

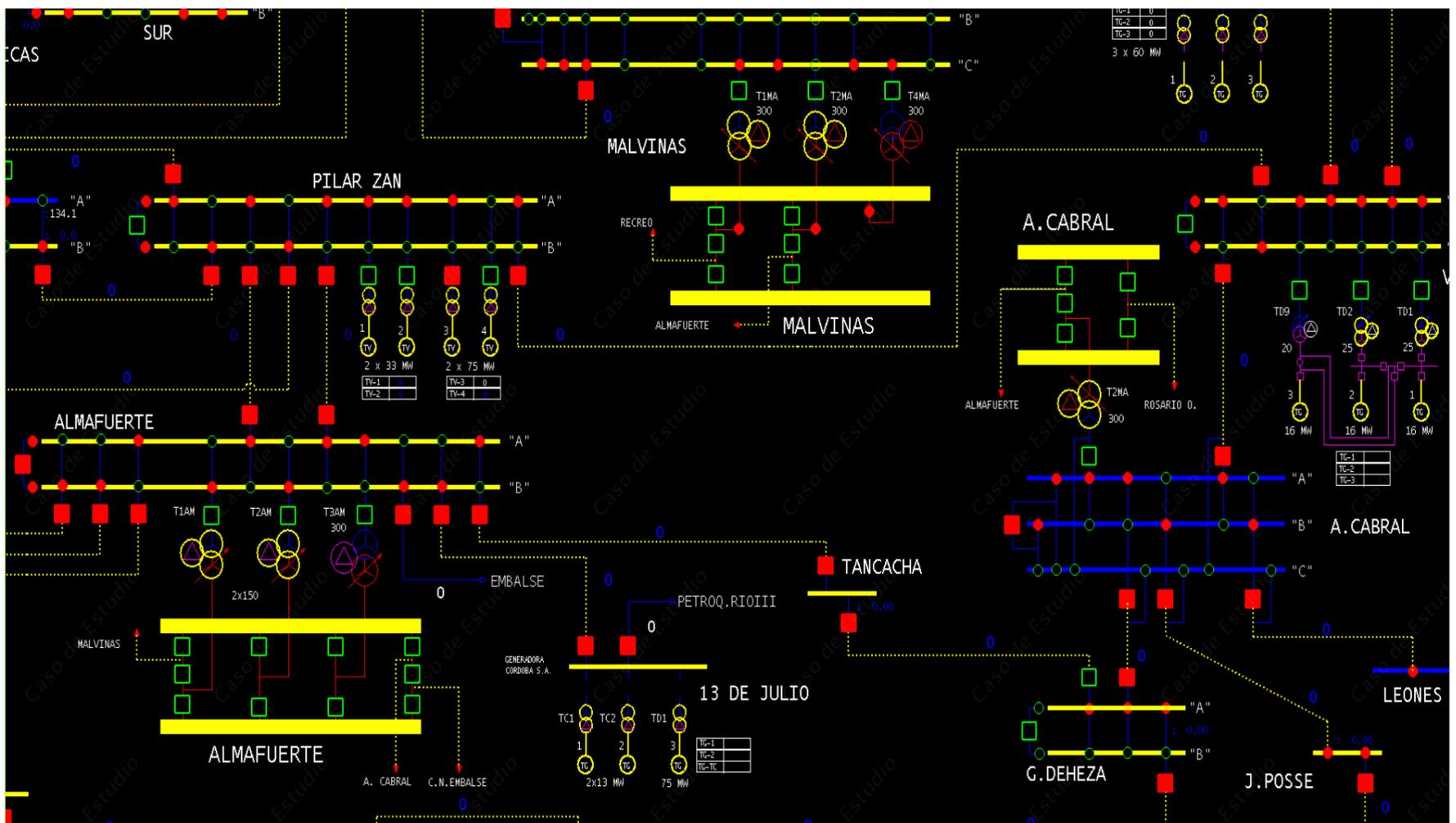
En esta etapa, como se mencionó antes, se confirma la situación de colapso total.

El procedimiento para la simulación es la siguiente:

- Apertura de interruptores de los Transformadores de 500/132 [kV] ubicados en las Estaciones Transformadoras de E.T. Almafuerde, E.T. Malvinas, E.T. Arroyo Cabral.
- Verificación de cero tensión en las Estaciones Transformadoras de toda la Provincia de Córdoba.

En la siguiente imagen (56), se puede observar las E.T. Almafuerde, E.T. Malvinas y E.T. Arroyo Cabral con los interruptores de los autotransformadores 500/132 [kV], indicados a través de contorno verde y vacío, representando el estado abierto, del lado de alta y baja tensión. Esta ejecución lleva a que las barras pertenecientes al nivel de tensión en 500 [kV] y 132 [kV] queden coloreadas en amarillo, lo que representa que las mismas se encuentran sin tensión. En esta condición la simulación representa un colapso total de las líneas de alta tensión pertenecientes al SADI, motivo por el cual el SIR quedaría sin el aporte de potencia por parte de dicho sistema, esta situación se ve reflejada en el valor nulo que indican las mediciones referidas al flujo de potencia activa [MW] que circula por las líneas que se desprenden de las estaciones mencionadas.

En la imagen 57 se muestra un resumen del nivel de tensión en las barras que pertenecen a la red de 500 [kV] (SADI), donde se aprecia que la columna denominada "Volt Magnitude kV" indica un valor nulo, lo cual confirma un cero tensión en las estaciones transformadoras 500/132 [kV].



56- Interfaz XA21 – Unifilar general: Colapso

MDB#	Name	Split...	Company	Zone	District	Station	Bus Type	Island #	Volt Magnitude KV	Voltage Angle
5051	132 ACabral	0	TRANSENER	Transener	Transener	Arroyo Cabral	Load	2	0,00	0,00
5041	16 RGrande	1	TRANSENER	Transener	Transener	Rio Grande	Load	19	0,00	0,00
5041	16 RGrande	2	TRANSENER	Transener	Transener	Rio Grande	Load	19	0,00	0,00
5041	16 RGrande	3	TRANSENER	Transener	Transener	Rio Grande	Load	19	0,00	0,00
5041	16 RGrande	4	TRANSENER	Transener	Transener	Rio Grande	Load	19	0,00	0,00
5040	500 RGrande	0	TRANSENER	Transener	Transener	Rio Grande	Load	19	0,00	0,00
5036	33 Malvinas 2	0	TRANSENER	Transener	Transener	Malvinas	Load	21	0,00	0,00
5034	1 Malvinas 2	0	TRANSENER	Transener	Transener	Malvinas	Load	21	0,00	0,00
5033	33 Malvinas 1	0	TRANSENER	Transener	Transener	Malvinas	Load	20	0,00	0,00
5032	1 Malvinas 1	0	TRANSENER	Transener	Transener	Malvinas	Load	20	0,00	0,00
5031	132 Malvinas	1	TRANSENER	Transener	Transener	Malvinas	Load	9	0,00	0,00
5031	132 Malvinas	2	TRANSENER	Transener	Transener	Malvinas	Load	20	0,00	0,00
5031	132 Malvinas	3	TRANSENER	Transener	Transener	Malvinas	Load	21	0,00	0,00
5030	500 Malvinas	1	TRANSENER	Transener	Transener	Malvinas	Load	20	0,00	0,00
5030	500 Malvinas	2	TRANSENER	Transener	Transener	Malvinas	Load	21	0,00	0,00
5021	132 Lujan	0	TRANSENER	Transener	Transener	Lujan	Load	14	0,00	0,00
5020	500 Lujan	1	TRANSENER	Transener	Transener	Lujan	Load	19	0,00	0,00
5020	500 Lujan	2	TRANSENER	Transener	Transener	Lujan	Load	14	0,00	0,00
5020	500 Lujan	3	TRANSENER	Transener	Transener	Lujan	Load	14	0,00	0,00
5011	22 CNuclear	0	TRANSENER	Transener	Transener	Embalse	Load	19	0,00	0,00
5010	500 CNuclear	0	TRANSENER	Transener	Transener	Embalse	Load	19	0,00	0,00
5006	13 Almafuerite 2	0	TRANSENER	Transener	Transener	Almafuerite	Load	17	0,00	0,00
5005	1 Almafuerite3	0	TRANSENER	Transener	Transener	Almafuerite	Load	18	0,00	0,00
5004	1 Almafuerite2	0	TRANSENER	Transener	Transener	Almafuerite	Load	17	0,00	0,00
5003	1 Almafuerite1	0	TRANSENER	Transener	Transener	Almafuerite	Load	16	0,00	0,00
5002	13 Almafuerite 1	0	TRANSENER	Transener	Transener	Almafuerite	Load	16	0,00	0,00
5001	132 Almafuerite	1	TRANSENER	Transener	Transener	Almafuerite	Load	11	0,00	0,00
5001	132 Almafuerite	2	TRANSENER	Transener	Transener	Almafuerite	Load	16	0,00	0,00
5001	132 Almafuerite	3	TRANSENER	Transener	Transener	Almafuerite	Load	17	0,00	0,00
5001	132 Almafuerite	4	TRANSENER	Transener	Transener	Almafuerite	Load	18	0,00	0,00
5000	500 Almafuerite	1	TRANSENER	Transener	Transener	Almafuerite	Load	17	0,00	0,00
5000	500 Almafuerite	2	TRANSENER	Transener	Transener	Almafuerite	Load	16	0,00	0,00
5000	500 Almafuerite	3	TRANSENER	Transener	Transener	Almafuerite	Load	19	0,00	0,00

57- Interfaz XA21 – Sumario de barras: Colapso

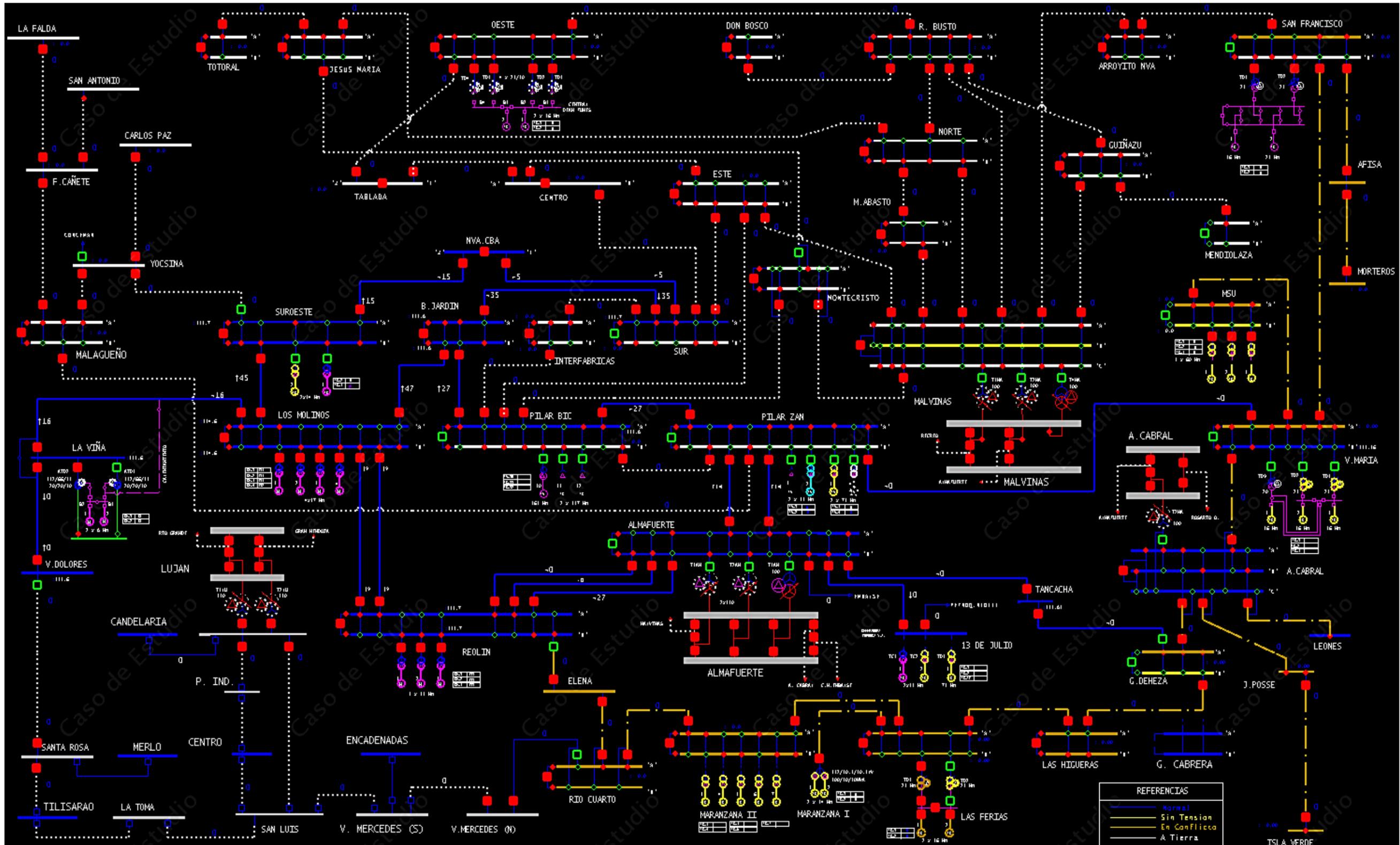


4.3.1. Etapa 2

Esta etapa corresponde a la formación de islas, previa desvinculación de las interconexiones con el SADI y las provincias limítrofes.

Se ejecutan las maniobras en el orden indicado del Anexo 2.

La imagen 58 es un extracto del unifilar general en 132 [kV], donde se observan las distintas islas formadas con un color particular. Un detalle que se desprende de esta imagen, son las E.T. Sur, Central Pilar Zanichelli y Central Pilar Bicentenario, en ellas se observa que las barras de 132 [kV] poseen 2 colores, indicando así cuál es la que queda dispuesta para una isla o la otra.



58- Interfaz XA21 – Unifilar General: Islas coloreadas



4.3.1. Etapa 3

Esta etapa se analizará en detalle, particularmente por el ingreso paulatino de la generación hidráulica.

4.3.1.1 Ingreso de Central Los Molinos en Isla Almafuerde

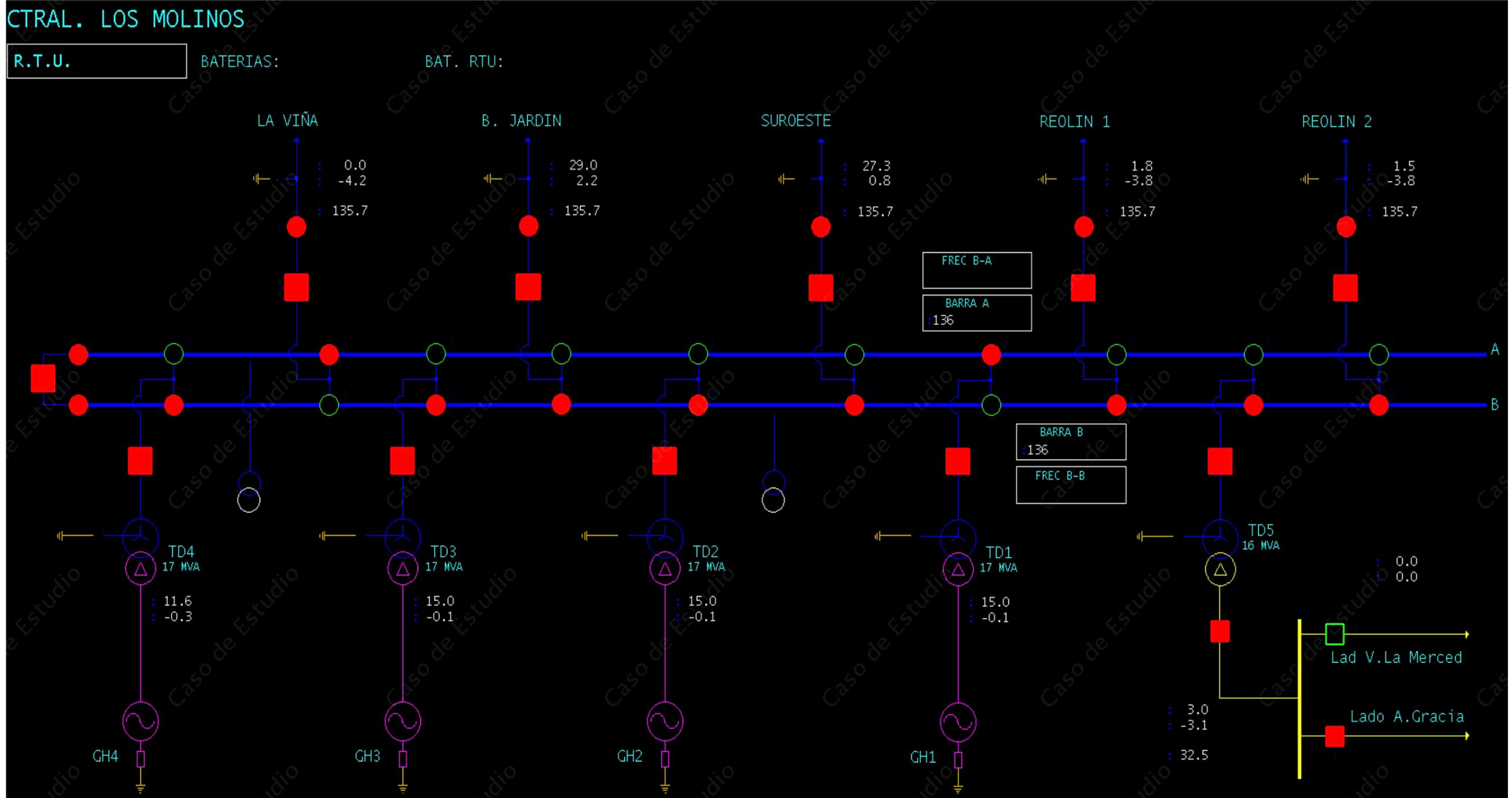
Las máquinas de esta Central son las primeras en inyectar potencia al sistema. Se consideró, como regla general de aquí en más, toda la potencia instalada de la Central en cuestión.

El ingreso de la demanda está considerado en el Anexo 3. Tiene como fundamento comenzar a alimentar las E.T. en 132 [kV] cercanas; considerando el hecho que no todas las E.T. disponen de la posibilidad de ser telecomandadas, se le asignó un consumo en [MW] a las E.T. que se encuentran “colgadas” de las líneas de transmisión y que no han podido ser desconectadas, en este caso son las cargas de Despeñadero y San Agustín que se encuentran conectadas a la línea de 66 [kV] del corredor Reolín-B.Jardín.

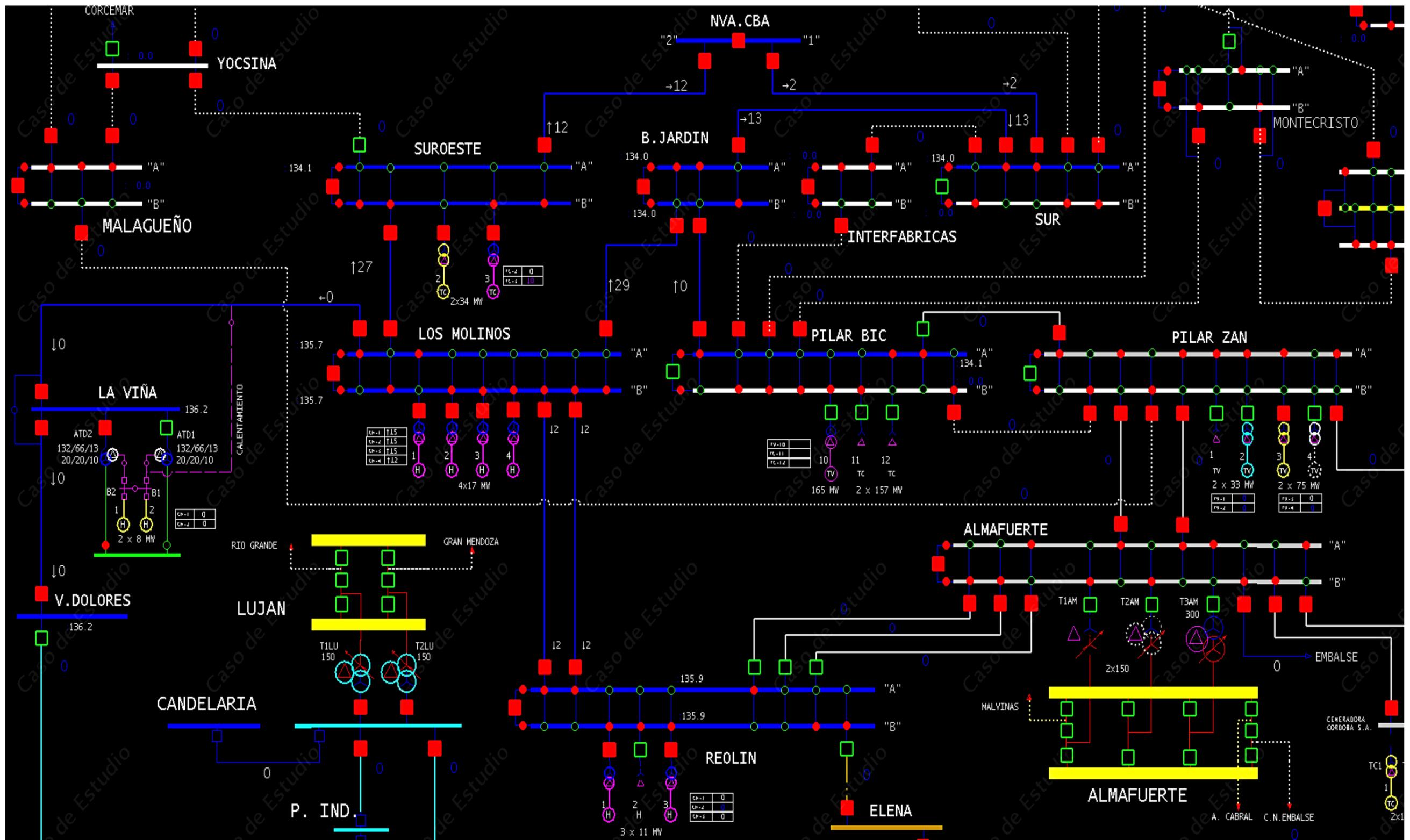
La imagen 59 es el display perteneciente a la Central Los Molinos donde se aprecia la generación de los 4 grupos que componen la Central y las líneas de transmisión por donde se alimentan las E.T. allí indicadas.

Posteriormente, en la imagen 60, observamos el unifilar general con el flujo de potencia activa que sale de Central Los Molinos hacia las primeras E.T. donde se consiguió restituir el servicio eléctrico a los usuarios. Otro detalle es el nivel de tensión ubicado al costado de las barras, donde se verifica que se encuentran dentro de los límites operativos.

En esta etapa la Isla Almafuerde todavía se encuentra subdividida a través de la apertura de las líneas Reolín-Almafuerde y Pilar-Pilar Bicentenario, lo que se puede observar en la imagen descripta anteriormente.



59- Interfaz XA21 – E3 – Central Los Molinos



60- Interfaz XA21 – E3 – Unifilar general



4.3.1.2 Ingreso de generación hidráulica en Isla Almafuerde

Dado que el nivel de 66 [kV] en esta isla permanece tensionado a través de Central Los Molinos, se pueden ir acoplando la generación hidráulica dispuesta en E.T. Reolín y las que ingresan a través de la barra de dicha Estación.

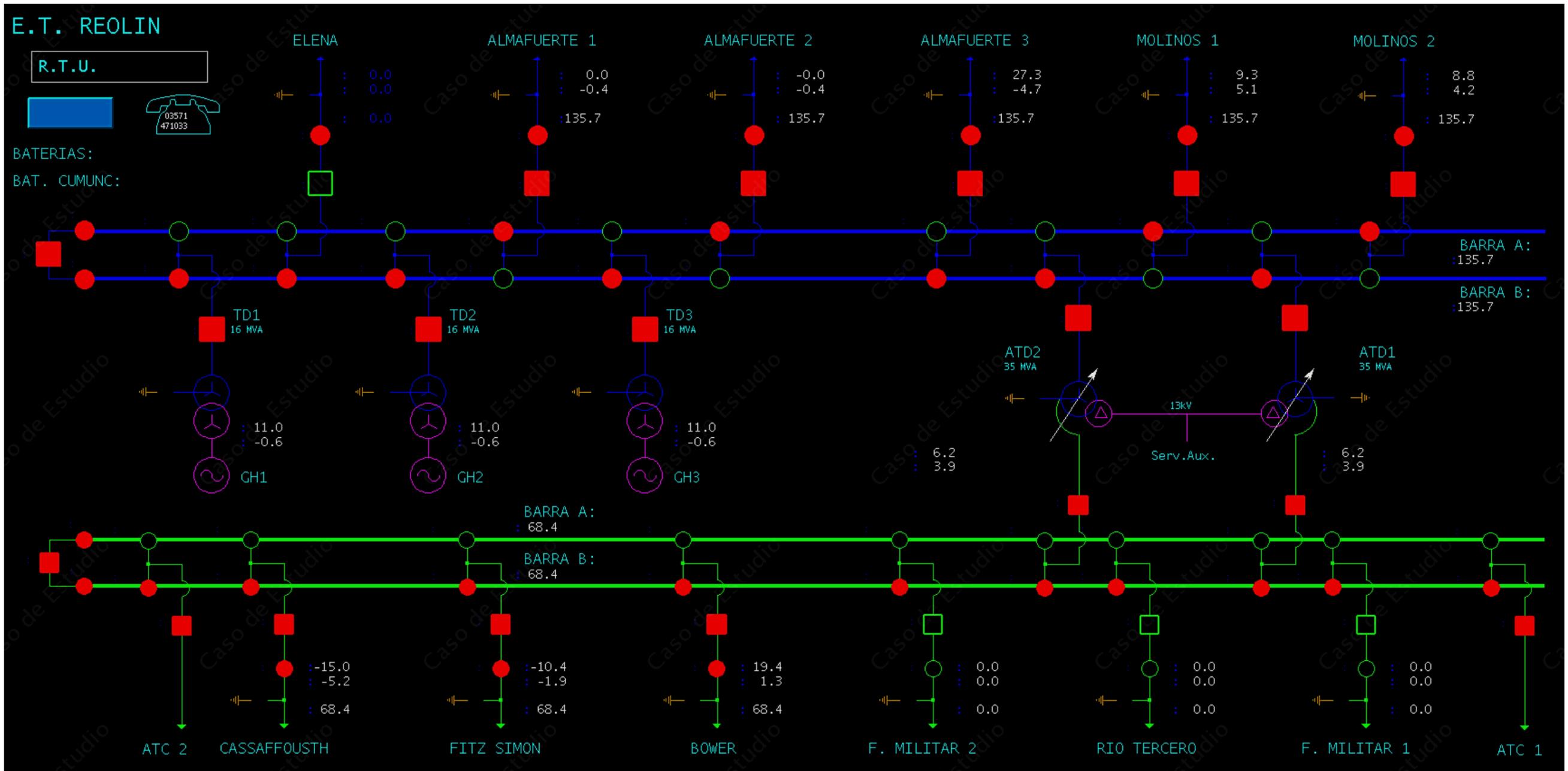
Se consideró entonces, el ingreso de toda la potencia disponible y un aumento del doble de la demanda, en las E.T. consideradas en el paso anterior.

La simulación de esta etapa es presentada en las siguientes imágenes:

En la imagen 61, se observa la E.T. Reolín con el aporte de sus 3 grupos de generación y el ingreso de la generación hidráulica proveniente de las centrales Cassaffouth, Fitz Simon y Piedras Moras (a través de los ATC).

Las imágenes 62, 63 y 64 son los resultados arrojados por el software en un formato de lista, se expone la convergencia de la isla Almafuerde (Isla 1) con un resumen de generación, pérdidas y consumo del sistema. La siguiente lista es la que indica cuales son las demandas restauradas y la potencia definida, acompañado de la tensión en barras de la E.T. La lista de generadores muestra cuales son los que se encuentran activos, la potencia activa y reactiva generada dispuesta entre los límites operativos de la máquina (capabilidad), el tipo de regulación y el voltaje de control sobre las barras.

La imagen 65 muestra en detalle el adecuado nivel de tensión conseguido en la barra “A” de la Central Pilar Bicentenario luego del cierre de las líneas para unificar la Isla Almafuerde, donde se acoplará la TG en la posterior etapa.



61- Interfaz XA21 – E3 – E.T. Reolín

Island#	Convergence Status	Gross Gen (MW)	Gross Gen (MVar)	Load (MW)	Load (MVar)	Shunt (MW)	Shunt (MVar)	Island Charging	Loss (MW)	Loss (MVar)
1	Convergent	141	11	137	29	0	0	41	4	-18
2	Deactivated	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Deactivated	0	0	0	0	0	0	0	0	0

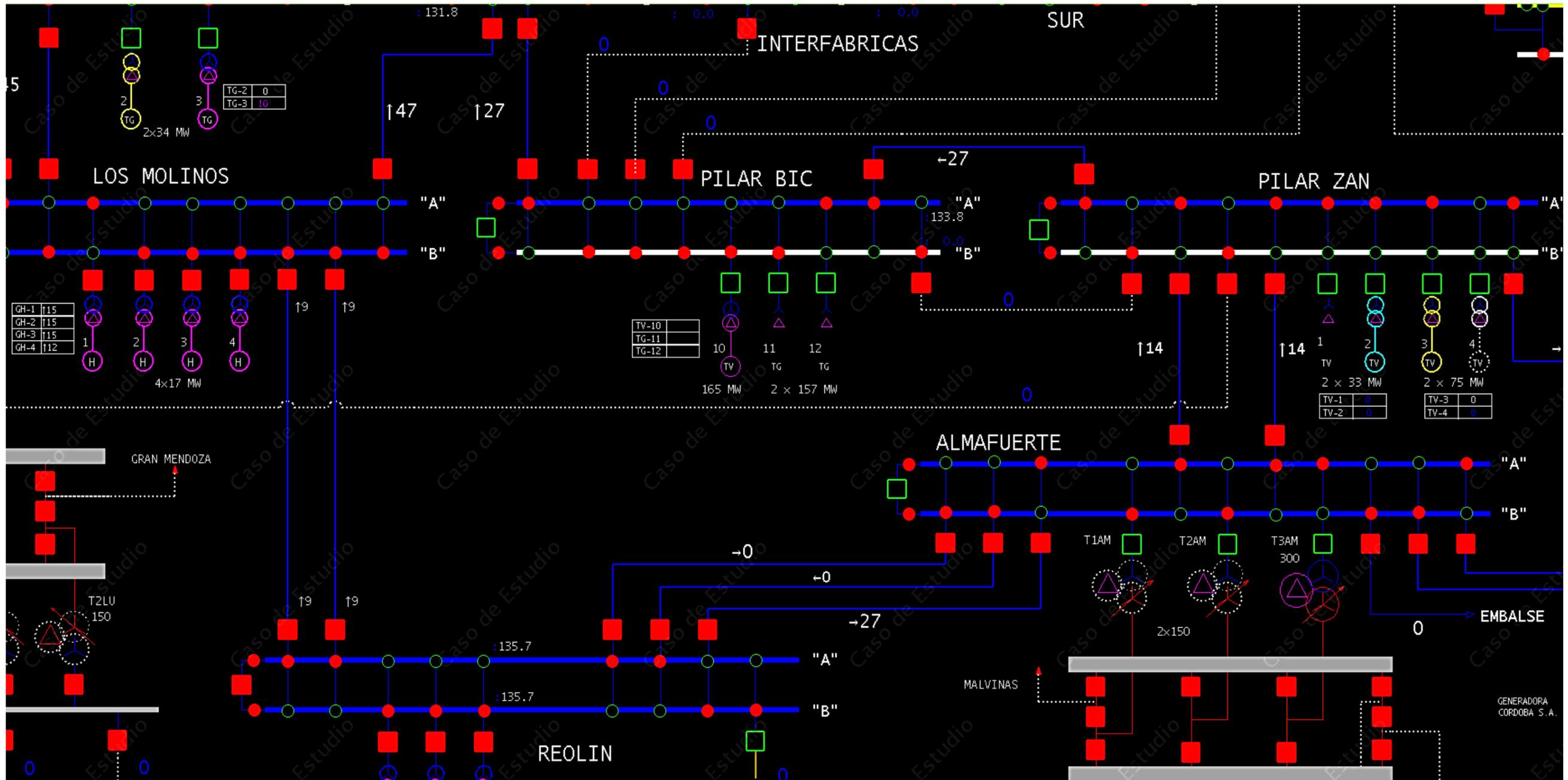
62- Interfaz XA21 – E3 – Sumario de islas: Convergencia

Island #	MDB#	Load Name	Compa...	Zone	District	Station	Bus	Status	Load (MW)	Load (MV...	Volt Mag (KV)	Type	SE P...	Opti...	SD
1	4	Alta Gracia TC1	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Alta Gracia	66	Online	10,0	2,0	63,94	NCL Actv	Off	Yes	M ⁰	
1	9	Bower	EPEC	Zona A Capital	Capital	Bower	66	Online	5,0	1,5	66,34	NCL Actv	Off	Yes	M ⁰	
1	45	Jardin TD1	EPEC	Zona A Capital	Capital	Jardin	132	Online	10,0	2,0	131,78	CO... Actv	Off	Yes	M ⁰	
1	69	Nva Cordoba TD1	EPEC	Zona A Capital	Capital	Nueva	132	Online	10,0	2,0	131,64	CO... Actv	Off	Yes	M ⁰	
1	70	Nva Cordoba TD2	EPEC	Zona A Capital	Capital	Nueva	132	Online	10,0	2,0	131,64	CO... Actv	Off	Yes	M ⁰	
1	95	San Agustin	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	San	66	Online	2,0	1,0	66,50	NCL Actv	Off	Yes	M ⁰	
1	109	Sur TD2	EPEC	Zona A Capital	Capital	Sur	132	Online	10,0	2,0	131,66	CO... Actv	Off	Yes	M ²	
1	110	Suroeste TD6	EPEC	Zona A Capital	Capital	Suroeste	132	Online	10,0	2,0	131,73	CO... Actv	Off	Yes	M ¹	
1	145	Jardin TD2	EPEC	Zona A Capital	Capital	Jardin	132	Online	10,0	2,0	131,78	CO... Actv	Off	Yes	M ⁰	
1	146	Jardin TD3	EPEC	Zona A Capital	Capital	Jardin	132	Online	10,0	2,0	131,78	CO... Actv	Off	Yes	M ⁰	
1	158	Sur TD3	EPEC	Zona A Capital	Capital	Sur	132	Online	10,0	2,0	131,66	CO... Actv	Off	Yes	M ²	
1	162	Suroeste TD7	EPEC	Zona A Capital	Capital	Suroeste	132	Online	10,0	2,0	131,73	CO... Actv	Off	Yes	M ¹	
1	163	Suroeste TD8	EPEC	Zona A Capital	Capital	Suroeste	132	Online	10,0	2,0	131,73	CO... Actv	Off	Yes	M ¹	
1	176	Alta Gracia TC2	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Alta Gracia	66	Online	10,0	2,0	63,94	NCL Actv	Off	Yes	M ⁰	
1	235	Sur TD1	EPEC	Zona A Capital	Capital	Sur	132	Online	10,0	2,0	131,66	CO... Actv	Off	Yes	M ²	
0	1	A Algodón	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Arroyo	66	Offline	0,0	0,0	0,00	NCL Actv	Off	Yes	M ⁰	

63- Interfaz XA21 – E3 – Sumario de Cargas

Island #	MDB#	Generator Name	Station	Bus	Control Type	Status	Act KV (Lo...	Reg KV (L...	Reg KV ...	Lo MW ...	Gen (M...	Hi MW C...	Lo MV...	Gen (MVar)	Hi MVAR
1	16	Molinos_GH3	Molinos	13 Molinos GH3	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	15,00	15,5	-5,0	4,0	10,0
1	15	Molinos_GH2	Molinos	13 Molinos GH2	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	15,00	15,5	-5,0	4,1	10,0
1	14	Molinos_GH1	Molinos	13 Molinos GH1	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	15,00	15,5	-5,0	4,0	10,0
1	17	Molinos_GH4	Molinos	13 Molinos GH4	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	11,65	15,5	-5,0	3,7	10,0
1	29	Reolin_GH3	Reolin	13 Reolin GH3	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	11,00	12,0	-10,0	1,8	10,0
1	28	Reolin_GH2	Reolin	13 Reolin GH2	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	11,00	12,0	-10,0	1,8	10,0
1	27	Reolin_GH1	Reolin	13 Reolin GH1	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	11,00	12,0	-10,0	1,8	10,0
1	10	LaVinia_GH1	La Viña	13 La Vinia	VtRegulation	Online	13,00	13,00	13,20	0,0	8,00	8,0	-4,0	-0,2	5,0
1	11	LaVinia_GH2	La Viña	13 La Vinia	VtRegulation	Online	13,00	13,00	13,20	0,0	8,00	8,0	-4,0	-0,2	5,0
1	22	PMoras_GH	Piedras Moras	33 PMoras	FixReactive	Online	35,27	33,00	0,00	0,0	6,50	6,5	-3,5	0,0	3,5
1	2	Cassaffo_GH1	Cassaffouth	6.6 Cassafouth	VtRegulation	Online	6,70	6,70	0,00	0,0	5,49	5,5	-4,0	2,9	5,0
1	3	Cassaffo_GH2	Cassaffouth	6.6 Cassafouth	VtRegulation	Online	6,70	6,70	0,00	0,0	5,44	5,5	-4,0	2,9	5,0
1	4	Cassaffo_GH3	Cassaffouth	6.6 Cassafouth	VtRegulation	Online	6,70	6,70	0,00	0,0	5,44	5,5	-4,0	2,9	5,0
1	5	FSimon_GH1	Fitz Simon	6.6 Fitz Simon	VtRegulation	Online	6,70	6,70	6,70	0,0	3,50	3,6	-2,0	1,4	3,0
1	6	FSimon_GH2	Fitz Simon	6.6 Fitz Simon	VtRegulation	Online	6,70	6,70	6,70	0,0	3,50	3,6	-2,0	1,4	3,0
1	7	FSimon_GH3	Fitz Simon	6.6 Fitz Simon	VtRegulation	Online	6,70	6,70	6,70	0,0	3,50	3,6	-2,0	1,4	3,0
1	18	Molinos II_GH	Molinos II	13 Molinos 2	VtRegulation	Online	12,50	12,50	0,00	0,0	3,00	4,5	-3,5	-2,0	3,5
0	1	Seveso	Arroyito 66	66 Arroyito66	FixReactive	Offline	0,00	66,57	0,00	-10,0	0,00	30,0	-10,0	0,0	15,0

64- Interfaz XA21 – E3 – Sumario de Generadores



65- Interfaz XA21 – E3 – Unifilar general: G. Hidráulica completa



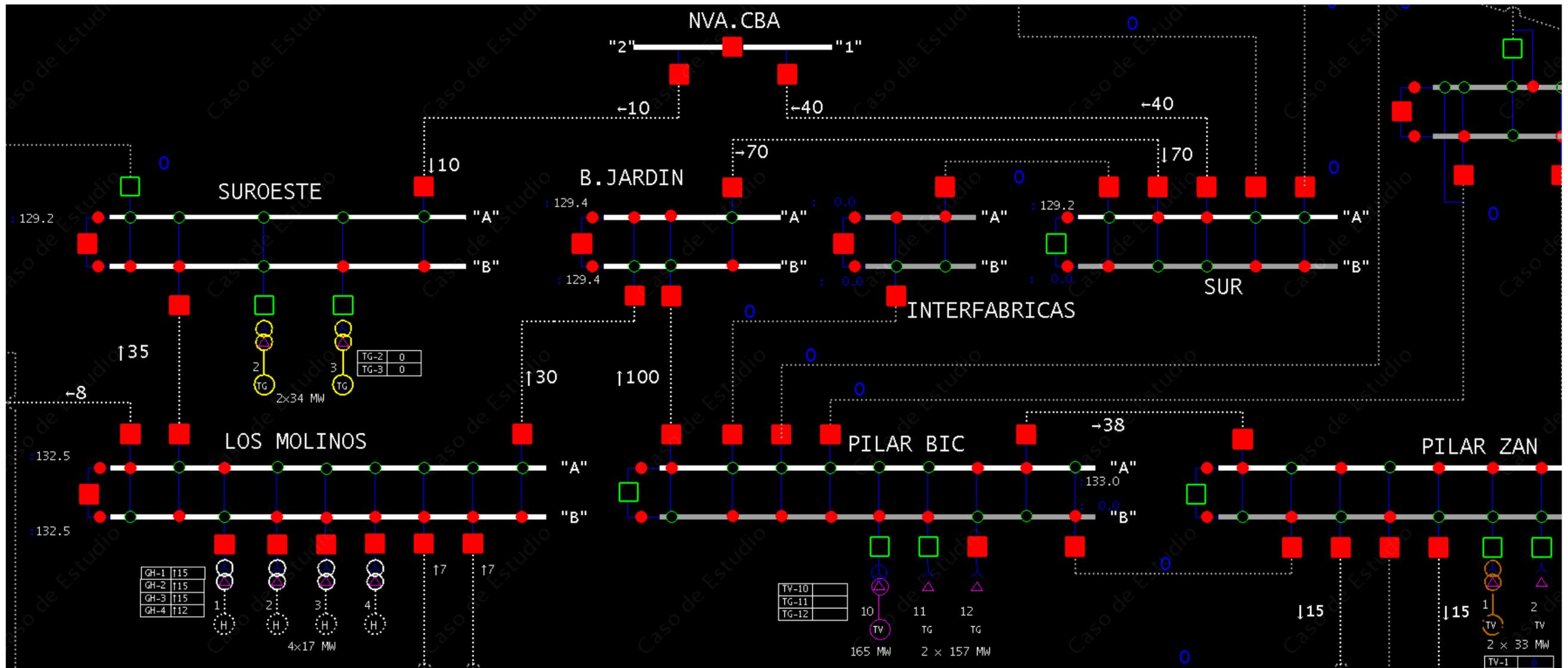
4.3.1.3 Ingreso de generación térmica

A continuación, se desarrolla la simulación para el ingreso de las máquinas térmicas seleccionadas para cada isla correspondientes a la etapa 3, estas son:

4.3.1.3.1 Ingreso de generación térmica en Isla Almafuerte

Concluido el ingreso de la generación hidráulica, se ejecutan las maniobras en 132 [kV] para unificar la Isla Almafuerte. Se verifica entonces, el nivel de tensión obtenido en la Central Pilar Bicentenario a los fines de permitir el acoplamiento de la TG dispuesta en la barra “A”. Este ingreso permitirá la restitución completa de la demanda de todas las E.T. intervinientes en la isla.

La imagen 66 muestra a la TG ya incorporada a la barra “A” de la Central Pilar Bicentenario y el consecuente aumento de flujo de potencia por las líneas de transmisión, dado que ya se están alimentando más cargas (imagen 67).



66- Interfaz XA21 – E3 – Unifilar general: Ingreso TG Pilar Bic. (lado Almafuerte)



Island #	MDB#	Load Name	Compa...	Zone	District	Station	Bus	Status	Load (MW)	Load (MV...)	Volt Mag (KV)
5	15	S R Calamuchita TC1	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Sta Rosa	66	Online	2,0	0,5	65,74
5	27	Fiat Auto	EPEC	Zona A Capital	Capital	Fiat	66	Online	10,0	2,0	66,42
5	29	Fitz Simon TC1	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Fitz Simon	66	Online	1,0	0,4	67,73
5	45	Jardin TD1	EPEC	Zona A Capital	Capital	Jardin	132	Online	12,0	2,5	129,43
5	51	Brochero	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	La Viña	66	Online	6,0	1,5	65,46
5	60	Los Pozos ATC1	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	Los Pozos	66	Online	1,0	0,0	65,42
5	69	Nva Cordoba TD1	EPEC	Zona A Capital	Capital	Nueva	132	Online	15,0	2,5	129,14
5	70	Nva Cordoba TD2	EPEC	Zona A Capital	Capital	Nueva	132	Online	15,0	2,5	129,14
5	79	Pilar	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Pilar	132	Online	7,0	1,5	133,78
5	84	Reolin - Almafuerte	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Reolin	33	Online	4,0	1,0	34,25
5	87	Rio Tercero	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Reolin	66	Online	15,0	2,5	66,92
5	88	Reolin FMI 1	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Reolin	66	Online	10,0	2,0	66,92
5	89	Reolin FMI 2	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Reolin	66	Online	4,0	1,0	66,92
5	95	San Agustin	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	San	66	Online	2,0	0,5	65,15
5	109	Sur TD2	EPEC	Zona A Capital	Capital	Sur	132	Online	10,0	2,0	129,25
5	110	Suroeste TD6	EPEC	Zona A Capital	Capital	Suroeste	132	Online	15,0	2,5	129,15
5	114	Villa Dolores TD1	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	Villa	132	Online	8,0	1,5	130,85
5	124	Tancacha TD1	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Tancacha	132	Online	2,0	0,5	133,29
5	132	Tancacha TD2	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Tancacha	132	Online	8,0	1,5	133,29
5	145	Jardin TD2	EPEC	Zona A Capital	Capital	Jardin	132	Online	12,0	2,5	129,43
5	146	Jardin TD3	EPEC	Zona A Capital	Capital	Jardin	132	Online	12,0	2,5	129,43
5	158	Sur TD3	EPEC	Zona A Capital	Capital	Sur	132	Online	10,0	2,0	129,25
5	162	Suroeste TD7	EPEC	Zona A Capital	Capital	Suroeste	132	Online	15,0	2,5	129,15
5	163	Suroeste TD8	EPEC	Zona A Capital	Capital	Suroeste	132	Online	15,0	2,5	129,15
5	174	Villa Dolores TD2	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	Villa	132	Online	8,0	1,5	130,85
5	176	Alta Gracia TC2	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Alta Gracia	66	Online	10,0	2,0	62,53
5	201	Petroquimica	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	C 13 Julio	132	Online	7,0	1,5	133,26
5	235	Sur TD1	EPEC	Zona A Capital	Capital	Sur	132	Online	10,0	2,0	129,25
5	236	Fitz Simon TA2	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Fitz Simon	6.6	Online	2,0	0,5	6,70

67- Interfaz XA21 – E3 – Sumario de Cargas



4.3.1.3.2 Ingreso de generación térmica en Isla Malvinas

El ingreso de la TG dispuesta en la barra “B” de Central Pilar Bicentenario permite tensionar todas las E.T. del nivel 132 [kV] de la isla. La demanda restaurada es parcial, dado que en esta isla se encuentra la mayor densidad de consumo.

4.3.1.3.3 Ingreso de generación térmica en Isla Arroyo Cabral

Se incorpora la generación dispuesta en la Central MSU, que inyecta la potencia a las barras de E.T. Villa María para tensionar toda la red de 132 [kV] de la isla.

Particularmente esta isla tiene la mayor parte de su demanda en el nivel de 66 [kV], por lo que las E.T. en 132 [kV] que dispongan de transformadores 132/13,2 [kV] o 132/33 [kV] se alimentaran por completo.

Se recomienda que cuando la isla se empiece a cargar, la regulación de tensión se fije a un nivel alto (140 [kV] aproximadamente), para poder disponer de un nivel de tensión adecuado en las E.T. Elena y E.T. Rio Cuarto, ya que estas son las que más alejadas se de la Central MSU.

En la imagen 68 se observa la convergencia del flujo en las 3 islas formadas. Acompañado del listado de los generadores activos (imagen 69) por isla, donde la isla 1 corresponde a Arroyo Cabral, la isla 5 a Malvinas y la isla 6 a Almafuerte.

Las imágenes 70 y 71 corresponden a un extracto del listado de barras pertenecientes a la isla Arroyo Cabral y Malvinas respectivamente. La información que se destaca aquí es el nivel de tensión alcanzado en [kV] y el desfase angular medido en grados y tomando como referencia la barra a la cual se conecta el grupo de generación de mayor potencia, indicado en la columna “Bus Type” acompañado del término “reference”.

De esta tabla se refleja el importante aumento de tensión en las E.T. San Francisco, E.T. Afisa y E.T. Morteros como causa del aporte reactivo de las líneas, pero lejos está de ser un problema operativo, ya que todavía no se ha reestablecido demanda en dichas E.T. En la Isla Malvinas se observa un perfil de tensiones más uniforme debido a la importantes vinculaciones entre las E.T. sumado a que ya se encuentran con carga.



Island#	Convergence Status	Gross Gen (MW)	Gross Gen (MVAR)	Load (MW)	Load (MVAR)	Shunt (MW)	Shunt (MVAR)	Island Charging	Loss (MW)	Loss (MVAR)
1	Convergent	119	-4	115	19	0	0	41	4	-22
5	Convergent	148	-39	146	31	0	0	79	2	-70
6	Convergent	278	46	274	54	0	0	40	4	-8

68- Interfaz XA21 – E3 – Sumario de islas: Convergencia

Island #	MDB#	Generator Name	Company	District	Station	Bus	Control Type	Status	Act KV...	Reg KV...	Lo MW ...	Gen (MW)	Hi MW ...	Lo MVAR	Gen (MVAR)	Hi MVAR
1	68	MSU_TG3	EPEC	V.Maria	MSU VMaria	132 MSU VMaria	VtRegulation	Online	140,00	0,00	0,0	13,79	60,0	-23,1	-1,4	38,2
1	67	MSU_TG2	EPEC	V.Maria	MSU VMaria	132 MSU VMaria	VtRegulation	Online	140,00	0,00	0,0	51,50	60,0	-20,6	-1,2	25,0
1	66	MSU_TG1	EPEC	V.Maria	MSU VMaria	132 MSU VMaria	VtRegulation	Online	140,00	0,00	0,0	54,18	60,0	-20,4	-1,2	24,0
5	57	PilarNva_TG11	EPEC	Alta Gracia	Pilar Nueva	132 Pilar Nva	VtRegulation	Online	133,02	0,00	55,0	148,40	168,0	-78,0	-39,4	88,0
6	29	Reolin_GH3	EPEC	Alta Gracia	Reolin	13 Reolin GH3	VtRegulation	Online	12,50	13,20	0,0	11,00	12,0	-10,0	2,5	10,0
6	28	Reolin_GH2	EPEC	Alta Gracia	Reolin	13 Reolin GH2	VtRegulation	Online	12,50	13,20	0,0	11,00	12,0	-10,0	2,5	10,0
6	27	Reolin_GH1	EPEC	Alta Gracia	Reolin	13 Reolin GH1	VtRegulation	Online	12,50	13,20	0,0	11,00	12,0	-10,0	2,5	10,0
6	17	Molinos_GH4	EPEC	Alta Gracia	Molinos	13 Molinos GH4	VtRegulation	Online	12,50	13,20	0,0	11,65	15,5	-5,0	3,5	10,0
6	16	Molinos_GH3	EPEC	Alta Gracia	Molinos	13 Molinos GH3	VtRegulation	Online	12,50	13,20	0,0	15,00	15,5	-5,0	3,8	10,0
6	15	Molinos_GH2	EPEC	Alta Gracia	Molinos	13 Molinos GH2	VtRegulation	Online	12,50	13,20	0,0	15,00	15,5	-5,0	3,8	10,0
6	14	Molinos_GH1	EPEC	Alta Gracia	Molinos	13 Molinos GH1	VtRegulation	Online	12,50	13,20	0,0	15,00	15,5	-5,0	3,8	10,0
6	11	LaVinia_GH2	EPEC	Carlos Paz	La Viña	13 La Vinia	VtRegulation	Online	13,00	13,20	0,0	8,00	8,0	-4,0	0,9	5,0
6	10	LaVinia_GH1	EPEC	Carlos Paz	La Viña	13 La Vinia	VtRegulation	Online	13,00	13,20	0,0	8,00	8,0	-4,0	0,9	5,0
6	7	FSimon_GH3	EPEC	Alta Gracia	Fitz Simon	6.6 Fitz Simon	VtRegulation	Online	6,70	6,70	0,0	3,50	3,6	-2,0	2,1	3,0
6	6	FSimon_GH2	EPEC	Alta Gracia	Fitz Simon	6.6 Fitz Simon	VtRegulation	Online	6,70	6,70	0,0	3,50	3,6	-2,0	2,1	3,0
6	5	FSimon_GH1	EPEC	Alta Gracia	Fitz Simon	6.6 Fitz Simon	VtRegulation	Online	6,70	6,70	0,0	3,50	3,6	-2,0	2,1	3,0
6	58	PilarNva_TG12	EPEC	Alta Gracia	Pilar Nueva	132 Pilar Nva	VtRegulation	Online	133,00	0,00	55,0	137,78	168,0	-78,0	5,9	88,0
6	22	PMoras_GH	EPEC	Alta Gracia	Piedras Moras	33 PMoras	FixReactive	Online	34,89	0,00	0,0	6,50	6,5	-3,5	0,0	3,5
6	18	Molinos II_GH	EPEC	Alta Gracia	Molinos II	13 Molinos 2	VtRegulation	Online	12,50	0,00	0,0	3,00	4,5	-3,5	-2,0	3,5
6	4	Cassaffo_GH3	EPEC	Alta Gracia	Cassaffouth	6.6 Cassafouth	VtRegulation	Online	6,70	0,00	0,0	4,99	5,5	-4,0	3,9	5,0
6	3	Cassaffo_GH2	EPEC	Alta Gracia	Cassaffouth	6.6 Cassafouth	VtRegulation	Online	6,70	0,00	0,0	4,99	5,5	-4,0	3,9	5,0
6	2	Cassaffo_GH1	EPEC	Alta Gracia	Cassaffouth	6.6 Cassafouth	VtRegulation	Online	6,70	0,00	0,0	5,04	5,5	-4,0	3,9	5,0
0	42	TV_CNE	TRANSEN...	Transener	Embalse	22 CNuclear	FixReactive	Offline	0,00	23,00	0,0	0,00	650,0	-300,0	0,0	300,0

69- Interfaz XA21 – E3 – Sumario de Generadores: Completo



MDB#	Name	Split...	Company	Zone	District	Station	Bus Type	Islan...	Volt Magnitude KV	Voltage Angle	Gross Gen (MW)	Gross Gen (M...	Load (MW)	Load (MVar)
120	132 AFISA	0	EPEC	Zona D San Fco.	San Francisco	Afisa	Load	1	143,49	-2,09	0,00	0,00	0,00	0,00
790	132 SFrancisco	2	EPEC	Zona D San Fco.	San Francisco	San Francisco	Load	1	143,43	-1,72	0,00	0,00	0,00	0,00
1160	132 Morteros Nva	0	EPEC	Zona D San Fco.	San Francisco	Morteros Nva	Load	1	143,40	-2,19	0,00	0,00	5,00	1,00
1120	132 Las Varillas	0	EPEC	Zona D San Fco.	San Francisco	Las Varillas	Load	1	142,31	-1,05	0,00	0,00	0,00	0,00
1180	132 MSU VMaria	0	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	MSU VMaria	Reference	1	140,00	0,00	119,47	-3,89	0,00	0,00
950	132 VMaria	1	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Villa Maria	Load	1	139,83	-0,21	0,00	0,00	30,00	4,00
531	132 Leones	0	EPEC	Zona G B.Ville	B.Ville	Leones	Load	1	139,38	-2,71	0,00	0,00	0,00	0,00
390	132 IVerde	0	EPEC	Zona G B.Ville	B.Ville	Isla Verde	Load	1	139,25	-3,20	0,00	0,00	0,00	0,00
1030	132 JPosse	0	EPEC	Zona G B.Ville	B.Ville	Justiniano	Load	1	138,93	-3,17	0,00	0,00	5,00	1,00
5051	132 ACabral	0	TRANSENER	Transener	Transener	Arroyo Cabral	Load	1	138,09	-2,58	0,00	0,00	0,00	0,00
330	132 Deheza	1	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Gral Deheza	Load	1	132,97	-7,10	0,00	0,00	15,00	3,00
510	132 Las Higueras	0	EPEC	Zona F Rio IV	Rio IV	Las Higueras	Load	1	128,45	-11,94	0,00	0,00	20,00	4,00
710	132 Reolin	2	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Reolin	Load	1	128,14	-13,42	0,00	0,00	0,00	0,00
1060	132 Elena	0	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Elena	Load	1	128,01	-13,41	0,00	0,00	5,00	1,00
981	132 Maranzana	0	EPEC	Zona F Rio IV	Rio IV	Maranzana	Load	1	127,98	-12,58	0,00	0,00	0,00	0,00
500	132 Las Ferias	0	EPEC	Zona F Rio IV	Rio IV	Las Ferias	Load	1	127,98	-12,58	0,00	0,00	0,00	0,00
980	132 Maranzana2	0	EPEC	Zona F Rio IV	Rio IV	Maranzana	Load	1	127,92	-12,66	0,00	0,00	0,00	0,00
720	132 RCuarto	0	EPEC	Zona F Rio IV	Rio IV	Rio IV	Load	1	127,80	-12,91	0,00	0,00	15,00	2,50
121	66 AFISA	1	EPEC	Zona D San Fco.	San Francisco	Afisa	Load	1	75,52	-2,09	0,00	0,00	0,00	0,00
391	66 IVerde	2	EPEC	Zona G B.Ville	B.Ville	Isla Verde	Load	1	72,52	-3,20	0,00	0,00	0,00	0,00
391	66 IVerde	3	EPEC	Zona G B.Ville	B.Ville	Isla Verde	Load	1	72,52	-3,20	0,00	0,00	0,00	0,00
951	66 VMaria	4	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Villa Maria	Load	1	72,07	-0,21	0,00	0,00	0,00	0,00
791	66 SFrancisco	3	EPEC	Zona D San Fco.	San Francisco	San Francisco	Load	1	71,71	-1,72	0,00	0,00	0,00	0,00
530	66 Leones	2	EPEC	Zona G B.Ville	B.Ville	Leones	Load	1	71,10	-2,71	0,00	0,00	0,00	0,00
501	66 Las Ferias	2	EPEC	Zona F Rio IV	Rio IV	Las Ferias	Load	1	65,97	-12,58	0,00	0,00	0,00	0,00
502	13 Las Ferias	0	EPEC	Zona F Rio IV	Rio IV	Las Ferias	Load	1	12,44	-17,75	0,00	0,00	20,00	2,00
675	13 Pilar TV1	0	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Pilar Nueva	Load	2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

70- Interfaz XA21 – E3- Sumario de Barras: Isla Arroyo Cabral

Islan...	MDB#	Name	Spl...	Company	Zone	District	Station	Bus Type	Volt Magnitude KV	Voltage Angle	Gross Gen (MW)	Gross Gen (M...	Load (MW)	Load (MVar)
5	160	132 Carlos Paz	0	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	Carlos Paz	Load	133,68	-2,23	0,00	0,00	6,00	1,00
5	80	132 ArroyitoN	0	EPEC	Zona D San Fco.	San Francisco	Arroyito 132	Load	133,57	-3,86	0,00	0,00	0,00	0,00
5	850	132 Suroeste	2	EPEC	Zona A Capital	Capital	Suroeste	Load	133,51	-2,06	0,00	0,00	0,00	0,00
5	960	132 Yocsina	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Yocsina	Load	133,50	-2,05	0,00	0,00	0,00	0,83
5	570	132 Malagueño	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Malagueño	Load	133,41	-1,98	0,00	0,00	0,00	0,00
5	670	132 Pilar	5	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Pilar	Load	133,40	-0,55	0,00	0,00	0,00	0,00
5	1040	132 SAntonio	0	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	San Antonio	Load	133,19	-2,10	0,00	0,00	0,00	0,00
5	280	132 FCanete	0	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	Falda del	Load	133,18	-2,10	0,00	0,00	0,00	0,00
5	790	132 SFrancisco	1	EPEC	Zona D San Fco.	San Francisco	San Francisco	Load	133,15	-4,69	0,00	0,00	0,00	0,00
5	320	132 Pilar Nva	1	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Pilar Nueva	Reference	133,02	0,00	148,40	-39,40	0,00	0,00
5	920	132 VTotoralNva	0	EPEC	Zona E R.Ceballos	R.Ceballos	Villa Totoral	Load	132,86	-3,09	0,00	0,00	0,00	0,00
5	970	132 Mendiolaza	0	EPEC	Zona E R.Ceballos	R.Ceballos	Mendiolaza	Load	132,82	-3,08	0,00	0,00	0,00	0,00
5	420	132 JMaria	0	EPEC	Zona E R.Ceballos	R.Ceballos	Jesus María	Load	132,78	-3,09	0,00	0,00	5,00	1,00
5	5031	132 Malvinas	1	TRANSENER	Transener	Transener	Malvinas	Load	132,75	-2,88	0,00	0,00	0,00	0,00
5	360	132 Guiniazu	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Guiniazu	Load	132,74	-3,07	0,00	0,00	0,00	0,00
5	1050	132 Interfabrica	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Interfabricas	Load	132,71	-2,45	0,00	0,00	10,00	2,00
5	1100	132 MteCristo	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Mte Cristo	Load	132,69	-2,63	0,00	0,00	3,00	1,00
5	840	132 Sur	1	EPEC	Zona A Capital	Capital	Sur	Load	132,68	-2,80	0,00	0,00	0,00	0,00
5	700	132 RBusto	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	R del Busto	Load	132,67	-3,11	0,00	0,00	15,00	3,00
5	180	132 Centro	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Centro	Load	132,66	-2,88	0,00	0,00	15,00	3,00
5	990	132 Tablada	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Tablada	Load	132,66	-2,96	0,00	0,00	10,00	2,00
5	630	132 Oeste	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Oeste	Load	132,66	-3,04	0,00	0,00	0,00	0,00
5	240	132 Don Bosco	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Don Bosco	Load	132,65	-3,15	0,00	0,00	10,00	2,00
5	260	132 Este	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Este	Load	132,65	-2,78	0,00	0,00	15,00	3,00
5	610	132 Norte	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Norte	Load	132,58	-3,16	0,00	0,00	15,00	3,00
5	30	132 MAbasto	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Abasto	Load	132,55	-3,15	0,00	0,00	10,00	2,00
5	440	132 La Falda	0	EPEC	Zona B La Falda	La Falda	La Falda	Load	131,62	-2,59	0,00	0,00	0,00	0,00
5	441	66 La Falda	3	EPEC	Zona B La Falda	La Falda	La Falda	Load	72,32	-2,59	0,00	0,00	0,00	0,00
5	441	66 La Falda	2	EPEC	Zona B La Falda	La Falda	La Falda	Load	70,36	-3,56	0,00	0,00	10,00	2,00
5	81	66 ArroyitoN	2	EPEC	Zona D San Fco.	San Francisco	Arroyito 132	Load	69,94	-3,86	0,00	0,00	0,00	0,00
5	190	66 Cosquin	0	EPEC	Zona B La Falda	La Falda	Cosquin	Load	69,80	-3,21	0,00	0,00	0,00	0,00
5	241	66 Don Bosco	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Don Bosco	Load	69,35	-3,01	0,00	0,00	0,00	0,00
5	1020	66 Calera	0	EPEC	Zona E R.Ceballos	R.Ceballos	Calera	Load	69,33	-2,94	0,00	0,00	0,00	0,00
5	800	66 SRoque	2	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	San Roque	Load	69,31	-2,86	0,00	0,00	0,00	0,37
5	161	66 Carlos Paz	0	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	Carlos Paz	Load	68,91	-2,53	0,00	0,00	0,00	0,00

71- Interfaz XA21 – E3 – Sumario de Barras: Isla Malvinas



4.3.1. Etapa 4

Se incluye en esta etapa a los generadores dispuestos por cada isla que tienen la posibilidad de ingresar. Se produce entonces un aumento de demanda y se espera en esta situación hasta la primer operación de sincronismo.

4.3.1. Etapa 5

Para realizar el sincronismo se deben garantizar que los parámetros especificados se encuentren en valores aceptables.

A través de la simulación, se puede observar el nivel de tensión en las barras “A” y “B” de la Central Pilar Bicentenario y el ángulo de desfase. Respecto a este último, si bien la referencia es distinta para cada barra, el valor de desfase que se observa es cercano a cero dado que los generadores de mayor potencia (inercia) están conectados precisamente sobre estas barras. Esta es una condición muy favorable para la maniobra.

El nivel de voltaje y la frecuencia en ambas barras va a estar regulado por cada máquina, lo que no significaría mayores inconvenientes para establecer una buena condición antes del cierre del interruptor de sincronismo.

El acoplamiento de estas dos islas permite un sistema más estable, con posibilidad de restablecer más demanda y garantizar mejores controles sobre la regulación de tensión.

Los niveles de transportabilidad de las líneas de transmisión hasta este punto no han sido un tema a tener en cuenta, dado que todavía la demanda restaurada no es total en la mayoría de las Estaciones Transformadoras.

La imagen 72, tomada luego del sincronismo, muestra las TG de Pilar Bicentenario operando sobre la isla 1 que representaría ahora a la unión Malvinas-Almafuerte. La barra de referencia de esta isla sigue siendo la Pilar Bicentenario (imagen 73).

La imagen 74 es la nueva configuración obtenida luego del sincronismo (conjuntor cerrado), donde se ve el aporte de las máquinas operando en paralelo y el flujo de potencia activa hacia las E.T. de la zona Capital.

La imagen 75 muestra el perfil de tensiones alcanzado luego del sincronismo, donde no se refleja ningún problema.



Island #	MDB#	Generator Name	Company	District	Station	Bus	Control Type	Status	Act KV...	Reg K...	Reg KV...	Lo MW...	Gen (MW)	Hi MW...	Lo MVAR	Gen (MVar)	Hi MVAR
2	66	MSU_TG1	EPEC	V.Maria	MSU VMaria	132 MSU VMaria	VtRegulation	Online	140,00	140,00	0,00	0,0	55,96	60,0	-20,3	-0,3	23,4
2	67	MSU_TG2	EPEC	V.Maria	MSU VMaria	132 MSU VMaria	VtRegulation	Online	140,00	140,00	0,00	0,0	53,28	60,0	-20,4	-0,3	24,4
2	68	MSU_TG3	EPEC	V.Maria	MSU VMaria	132 MSU VMaria	VtRegulation	Online	140,00	140,00	0,00	0,0	15,57	60,0	-23,0	-0,4	37,5
1	64	TermoCba_TG1	EPEC	Alta Gracia	C 13 Julio	132 C 13 de Jul	VtRegulation	Online	133,00	136,00	0,00	0,0	58,97	60,0	-24,0	-16,2	50,0
1	57	PilarNva_TG11	EPEC	Alta Gracia	Pilar Nueva	132 Pilar Nva	VtRegulation	Online	133,00	133,00	0,00	55,0	161,58	168,0	-78,0	22,5	88,0
1	58	PilarNva_TG12	EPEC	Alta Gracia	Pilar Nueva	132 Pilar Nva	VtRegulation	Online	133,00	133,00	0,00	55,0	150,96	168,0	-78,0	22,5	88,0
1	62	13Julio_TG1	EPEC	Alta Gracia	C 13 Julio	132 C 13 de Jul	VtRegulation	Online	133,00	133,00	0,00	0,0	16,00	16,0	-8,0	-5,4	15,0
1	63	13Julio_TG2	EPEC	Alta Gracia	C 13 Julio	132 C 13 de Jul	VtRegulation	Online	133,00	133,00	0,00	0,0	16,00	16,0	-8,0	-5,4	15,0
1	22	PMoras_GH	EPEC	Alta Gracia	Piedras Moras	33 PMoras	FixReactive	Online	34,77	33,00	0,00	0,0	6,50	6,5	-3,5	0,0	3,5
1	20	DFunes_TG1	EPEC	Capital	Oeste	13 Oeste	VtRegulation	Online	13,20	13,20	0,00	0,0	16,00	16,0	-15,0	1,2	15,0
1	21	DFunes_TG2	EPEC	Capital	Oeste	13 Oeste	VtRegulation	Online	13,20	13,20	0,00	0,0	16,00	16,0	-15,0	-4,6	15,0
1	30	SanFco_TG1	EPEC	San Francisco	San Francisco	13 SFrancisco	VtRegulation	Online	13,20	13,20	0,00	0,0	16,00	16,0	-15,0	-1,0	15,0
1	31	SanFco_TG2	EPEC	San Francisco	San Francisco	13 SFrancisco	VtRegulation	Online	13,20	13,20	0,00	0,0	23,00	23,0	-15,0	-1,0	20,0
1	10	LaVinia_GH1	EPEC	Carlos Paz	La Viña	13 La Vinia	VtRegulation	Online	13,00	13,00	13,20	0,0	8,00	8,0	-4,0	1,1	5,0
1	11	LaVinia_GH2	EPEC	Carlos Paz	La Viña	13 La Vinia	VtRegulation	Online	13,00	13,00	13,20	0,0	8,00	8,0	-4,0	1,1	5,0
1	37	Suroeste_TG3	EPEC	Capital	Suroeste	13 Suroeste	VtRegulation	Online	12,78	12,78	13,20	0,0	28,00	28,0	-15,0	2,5	20,0
1	27	Reolin_GH1	EPEC	Alta Gracia	Reolin	13 Reolin GH1	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	11,00	12,0	-10,0	3,6	10,0
1	28	Reolin_GH2	EPEC	Alta Gracia	Reolin	13 Reolin GH2	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	11,00	12,0	-10,0	3,6	10,0
1	29	Reolin_GH3	EPEC	Alta Gracia	Reolin	13 Reolin GH3	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	11,00	12,0	-10,0	3,6	10,0
1	14	Molinos_GH1	EPEC	Alta Gracia	Molinos	13 Molinos GH1	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	15,00	15,5	-5,0	4,3	10,0
1	15	Molinos_GH2	EPEC	Alta Gracia	Molinos	13 Molinos GH2	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	15,00	15,5	-5,0	4,3	10,0
1	16	Molinos_GH3	EPEC	Alta Gracia	Molinos	13 Molinos GH3	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	15,00	15,5	-5,0	4,3	10,0
1	17	Molinos_GH4	EPEC	Alta Gracia	Molinos	13 Molinos GH4	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	11,65	15,5	-5,0	4,0	10,0
1	18	Molinos II_GH	EPEC	Alta Gracia	Molinos II	13 Molinos 2	VtRegulation	Online	12,50	12,50	0,00	0,0	3,00	4,5	-3,5	-1,9	3,5
1	33	SRoque_GH2	EPEC	Carlos Paz	San Roque	13 SRoque GH2	VtRegulation	Online	12,31	12,31	13,20	0,0	6,00	6,0	-3,0	-0,7	5,0
1	34	SRoque_GH3	EPEC	Carlos Paz	San Roque	13 SRoque GH3	VtRegulation	Online	12,30	12,30	13,20	0,0	6,00	6,0	-3,0	-0,8	5,0
1	5	FSimon_GH1	EPEC	Alta Gracia	Fitz Simon	6.6 Fitz Simon	VtRegulation	Online	6,70	6,70	6,70	0,0	3,50	3,6	-2,0	2,2	3,0
1	6	FSimon_GH2	EPEC	Alta Gracia	Fitz Simon	6.6 Fitz Simon	VtRegulation	Online	6,70	6,70	6,70	0,0	3,50	3,6	-2,0	2,2	3,0
1	7	FSimon_GH3	EPEC	Alta Gracia	Fitz Simon	6.6 Fitz Simon	VtRegulation	Online	6,70	6,70	6,70	0,0	3,50	3,6	-2,0	2,2	3,0
1	2	Cassaffo_GH1	EPEC	Alta Gracia	Cassaffouth	6.6 Cassafouth	VtRegulation	Online	6,70	6,70	0,00	0,0	5,04	5,5	-4,0	4,2	5,0
1	3	Cassaffo_GH2	EPEC	Alta Gracia	Cassaffouth	6.6 Cassafouth	VtRegulation	Online	6,70	6,70	0,00	0,0	4,99	5,5	-4,0	4,2	5,0
1	4	Cassaffo_GH3	EPEC	Alta Gracia	Cassaffouth	6.6 Cassafouth	VtRegulation	Online	6,70	6,70	0,00	0,0	4,99	5,5	-4,0	4,2	5,0
0	48	GMendoza_GN	TRANSEN	Tropozon	Luipa	500 Luipa	VtRegulation	Offline	0,00	522,64	0,00	1000,0	0,00	1500,0	1000,0	0,0	1000,0

72- Interfaz XA21 – E5 – Sumario de Generadores: Sincronismo parcial

1	472	13 La Vinia	2	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	La Viña	Load	12,89	-0,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Yes
1	591	13 Molinos	0	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Molinos	Load	12,45	4,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Yes
2	1180	132 MSU VMaria	0	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	MSU VMaria	Reference	140,00	0,00	124,81	-0,99	0,00	0,00	0,00	0,00	...
1	320	132 Pilar Nva	0	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	Pilar Nueva	Reference	133,00	0,00	312,54	44,92	0,00	0,00	0,00	0,00	...
1	1130	132 C 13 de Jul	0	EPEC	Zona H Alta Gra...	Alta Gracia	C 13 Julio	Volt-Reg	133,00	3,40	90,97	-26,97	7,00	1,50	0,00	0,00	Yes
1	792	13 SFrancisco	0	EPEC	Zona D San Fco.	San Francisco	San Francisco	Volt-Reg	13,20	5,30	39,00	-2,01	17,00	2,50	0,00	0,00	Yes

73- Interfaz XA21 – E5 – Sumario de Barra: Referencia



Island...	MDB#	Name	Split...	Company	Zone	District	Station	Bus Type	Volt Magnitude KV	Voltage Angle	Gross Gen (MW)	Gross Gen (MV...	Load (MW)	Load (MVAr)
1	670	132 Pilar	4	EPEC	Zona H Alta Gracia	Alta Gracia	Pilar	Load	133,10	0,35	0,00	0,00	7,00	1,50
1	320	132 Pilar Nva	0	EPEC	Zona H Alta Gracia	Alta Gracia	Pilar Nueva	Reference	133,00	0,00	312,54	44,92	0,00	0,00
1	1130	132 C 13 de Jul	0	EPEC	Zona H Alta Gracia	Alta Gracia	C 13 Julio	Volt-Reg	133,00	3,40	90,97	-26,97	7,00	1,50
1	330	132 Deheza	2	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Gral Deheza	Load	132,82	0,86	0,00	0,00	0,00	0,00
1	5001	132 Almafuerte	1	TRANSENER	Transener	Transener	Almafuerte	Load	132,73	1,33	0,00	0,00	0,00	0,00
1	710	132 Reolin	1	EPEC	Zona H Alta Gracia	Alta Gracia	Reolin	Load	132,67	1,26	0,00	0,00	0,00	0,00
1	860	132 Tancacha	0	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Tancacha	Load	132,55	0,89	0,00	0,00	10,00	2,00
1	670	132 Pilar	5	EPEC	Zona H Alta Gracia	Alta Gracia	Pilar	Load	132,40	-1,16	0,00	0,00	0,00	0,00
1	590	132 Molinos	0	EPEC	Zona H Alta Gracia	Alta Gracia	Molinos	Load	132,05	-0,28	0,00	0,00	0,00	0,00
1	470	132 La Vinia	0	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	La Viña	Load	130,86	-0,89	0,00	0,00	0,00	0,00
1	900	132 VDolores	1	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	Villa Dolores	Load	130,45	-1,29	0,00	0,00	16,00	3,00
1	790	132 SFrancisco	1	EPEC	Zona D San Fco.	San Francisco	San Francisco	Load	130,25	1,46	0,00	0,00	0,00	0,00
1	80	132 ArroyitoN	0	EPEC	Zona D San Fco.	San Francisco	Arroyito 132	Load	130,06	-1,40	0,00	0,00	0,00	0,00
1	1050	132 Interfabrica	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Interfabricas	Load	129,68	-3,62	0,00	0,00	20,00	3,00
1	1100	132 MteCristo	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Mte Cristo	Load	129,42	-3,82	0,00	0,00	0,00	0,00
1	410	132 Jardin	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Jardin	Load	129,38	-3,86	0,00	0,00	36,00	6,00
1	570	132 Malagueño	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Malagueño	Load	129,33	-3,96	0,00	0,00	12,00	2,10
1	960	132 Yocsina	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Yocsina	Load	129,27	-4,06	0,00	0,00	4,00	0,60
1	850	132 Suroeste	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Suroeste	Load	129,26	-3,90	0,00	0,00	45,00	7,50
1	840	132 Sur	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Sur	Load	129,21	-4,08	0,00	0,00	30,00	6,00
1	160	132 Carlos Paz	0	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	Carlos Paz	Load	129,21	-4,37	0,00	0,00	20,00	4,00
1	5031	132 Malvinas	1	TRANSENER	Transener	Transener	Malvinas	Load	129,18	-4,21	0,00	0,00	5,00	1,00
1	260	132 Este	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Este	Load	129,18	-4,10	0,00	0,00	30,00	4,50
1	620	132 NvaCordoba	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Nueva Cordoba	Load	129,16	-4,10	0,00	0,00	30,00	5,00
1	180	132 Centro	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Centro	Load	129,09	-4,28	0,00	0,00	45,00	7,50
1	990	132 Tablada	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Tablada	Load	129,02	-4,41	0,00	0,00	10,00	2,00
1	280	132 FCanete	0	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	Falda del	Load	129,00	-4,11	0,00	0,00	0,00	0,00
1	1040	132 SAntonio	0	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	San Antonio	Load	128,96	-4,17	0,00	0,00	5,00	1,00
1	630	132 Oeste	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Oeste	Load	128,90	-4,58	0,00	0,00	0,00	0,00
1	420	132 JMaria	0	EPEC	Zona E R.Ceballos	R.Ceballos	Jesus María	Load	128,81	-4,86	0,00	0,00	5,00	1,00
1	700	132 RBusto	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	R del Busto	Load	128,81	-4,79	0,00	0,00	30,00	4,50
1	240	132 Don Bosco	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Don Bosco	Load	128,74	-4,85	0,00	0,00	20,00	4,00
1	360	132 Guiniazu	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Guiñazu	Load	128,71	-4,91	0,00	0,00	20,00	3,00
1	610	132 Norte	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Norte	Load	128,70	-4,87	0,00	0,00	30,00	3,00
1	30	132 MAbasto	0	EPEC	Zona A Capital	Capital	Abasto	Load	128,69	-4,82	0,00	0,00	20,00	3,00
1	970	132 Mendiolaza	0	EPEC	Zona E R.Ceballos	R.Ceballos	Mendiolaza	Load	128,54	-5,20	0,00	0,00	10,00	1,00
1	920	132 VTotoralNva	0	EPEC	Zona E R.Ceballos	R.Ceballos	Villa Totoral	Load	128,37	-5,37	0,00	0,00	10,00	2,00
1	440	132 La Falda	0	EPEC	Zona B La Falda	La Falda	La Falda	Load	127,44	-4,40	0,00	0,00	0,00	0,00
1	441	66 La Falda	2	EPEC	Zona B La Falda	La Falda	La Falda	Load	70,02	-4,40	0,00	0,00	0,00	0,00

75- Interfaz XA21 – E5 – Sumario de Barras: Sincronismo parcial



4.3.1. Etapa 6

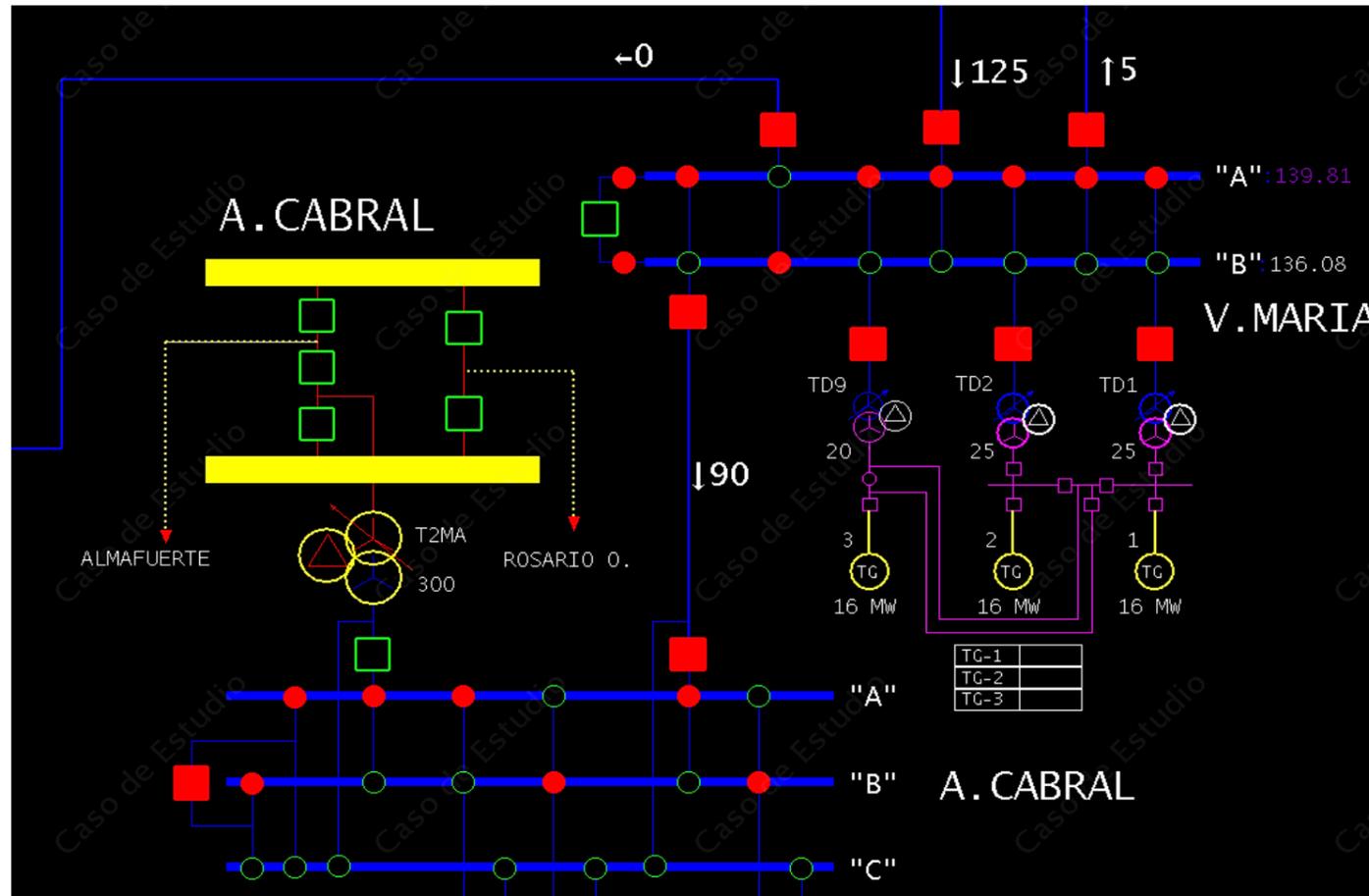
Esta etapa es una de las más importantes, primero porque unifica todo el sistema de 132 [kV] y segundo porque para realizar la operación de sincronismo total se debe lograr condiciones óptimas, donde la coordinación entre CTP y los operadores dispuestos en la E.T. Villa María juegan un papel fundamental para conseguir esto.

Por un lado, la tensión de la barra “A” de la E.T. Villa María estará siendo regulada por la inyección de potencia de las máquinas de MSU, lo que no resulta un gran inconveniente. Por otro lado, la tensión en la barra “B” de E.T. Villa María es resultado de la condición del sistema unificado en la etapa anterior, por lo que, la diferencia de tensión entre dichas barras debería ser controlada más fácilmente por las máquinas de MSU. Esto requiere bajar la regulación alta que tenían, hasta disminuir esa diferencia lo más pequeña posible, sin perder de vista los niveles de tensión en las E.T. que ya están brindando el servicio eléctrico a los usuarios.

La imagen 76 muestra la diferencia de tensión en las barras de la E.T. Villa María, tensiones que deberían emparejarse para lograr un sincronismo sin mayores inconvenientes.

Por otra parte, la imagen 77 provee de información sobre la condición alcanzada en las barras de la E.T. San Francisco y E.T. Villa María donde se puede observar que la diferencia de tensiones es más reducida en la última. Respecto al ángulo de desfasaje de tensión (Voltage Angle) se observa que la E.T. San Francisco posee una mayor diferencia entre sus barras, si bien cada isla posee su barra de referencia particular, un claro índice para una buena sincronización es la proximidad de este parámetro al valor 0 (cero), con lo que se da por justificado el hecho de seleccionar el lugar de operación en la E.T. Villa María.

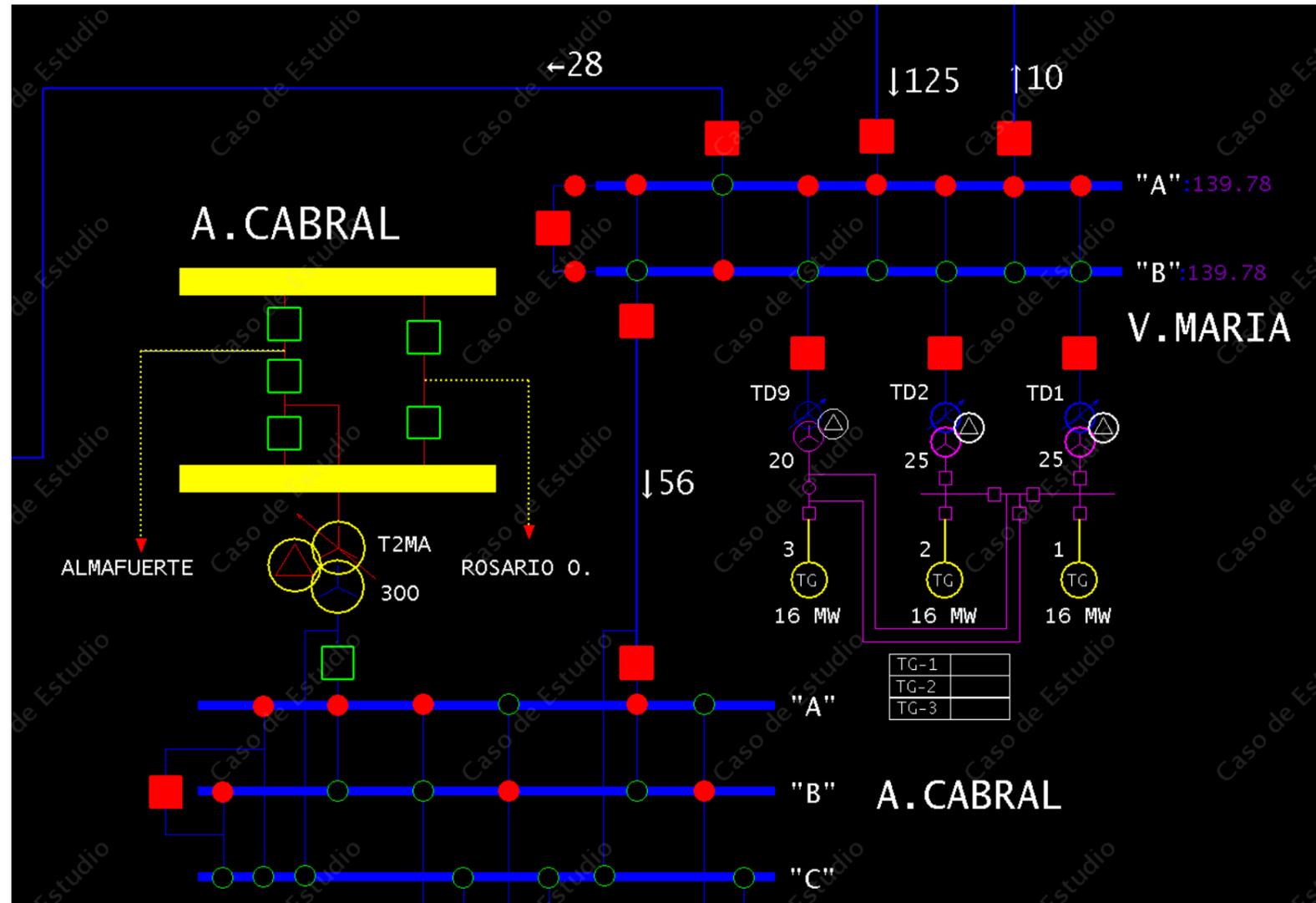
Las imágenes 78 y 79 están sacadas luego de la operación de sincronismo total. Allí se observa el nivel de tensión unificado en las barras de E.T. Villa María y la redistribución del flujo a través de las líneas. La tabla refleja que las barras ya corresponden a la misma isla 1 y que la referencia del sistema completo quedó sobre la barra de Pilar Bicentenario.



76- Interfaz XA21 – E6 – E.T. Villa María

Island #	MDB#	Name	Comp...	Zone	District	Station	Bus Type	Volt Magnitude KV	Voltage Angle	Gross Gen (MW)	Gross Gen (MV...)	Load (MW)	Load (MVar)
1	920	132 VTtotalNva	EPEC	Zona E R.Ceballos	R.Ceballos	Villa Totoral	Load	130,50	-5,08	0,00	0,00	10,00	2,00
2	950	132 VMaria	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Villa Maria	Load	139,81	-0,21	0,00	0,00	30,00	4,00
1	950	132 VMaria	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Villa Maria	Load	136,08	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00
1	900	132 VDolores	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	Villa Dolores	Load	131,36	-1,02	0,00	0,00	16,00	3,00
12	900	132 VDolores	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	Villa Dolores	Load	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	860	132 Tanchacha	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Tanchacha	Load	133,25	1,09	0,00	0,00	10,00	2,00
1	990	132 Tablada	EPEC	Zona A Capital	Capital	Tablada	Load	130,99	-4,15	0,00	0,00	10,00	2,00
1	850	132 Suroeste	EPEC	Zona A Capital	Capital	Suroeste	Load	131,10	-3,64	0,00	0,00	45,00	7,50
1	840	132 Sur	EPEC	Zona A Capital	Capital	Sur	Load	131,25	-3,84	0,00	0,00	30,00	6,00
12	3030	132 SanLuis	EDESAL	Edesal	Edesal	San Luis	Load	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	3040	132 SRosa SL	EDESAL	Edesal	Edesal	Santa Rosa	Load	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	790	132 SFrancisco	EPEC	Zona D San Fco.	San Francisco	San Francisco	Load	143,41	-1,73	0,00	0,00	0,00	0,00
1	790	132 SFrancisco	EPEC	Zona D San Fco.	San Francisco	San Francisco	Load	131,10	1,72	0,00	0,00	0,00	0,00
1	1040	132 SAntonio	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	San Antonio	Load	130,95	-3,93	0,00	0,00	5,00	1,00

77- Interfaz XA21 – E6 – Sumario de Barras: Selección de E.T.



78- Interfaz XA21 – E6 – E.T. Villa María: Sincronismo total

Island #	MDB#	Name	Comp...	Zone	District	Station	Bus Type	Volt Magnitude KV	Voltage Angle	Gross Gen (MW)	Gross Gen (MV...)	Load (MW)	Load (MVar)
1	1180	132 MSU VMaria	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	MSU VMaria	Volt-Reg	140,00	4,38	124,81	7,51	0,00	0,00
1	531	132 Leones	EPEC	Zona G B.Ville	B.Ville	Leones	Load	139,98	2,44	0,00	0,00	0,00	0,00
1	390	132 IVerde	EPEC	Zona G B.Ville	B.Ville	Isla Verde	Load	139,85	1,95	0,00	0,00	0,00	0,00
1	950	132 VMaria	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Villa Maria	Load	139,78	4,17	0,00	0,00	30,00	4,00
1	1030	132 JPosse	EPEC	Zona G B.Ville	B.Ville	Justiniano	Load	139,53	1,99	0,00	0,00	5,00	1,00
1	5051	132 ACabral	TRANSEN	Transener	Transener	Arroyo Cabral	Load	138,68	2,57	0,00	0,00	0,00	0,00
1	1120	132 Las Varillas	EPEC	Zona D San Fco.	San Francisco	Las Varillas	Load	137,82	3,23	0,00	0,00	0,00	0,00
1	320	132 Pilar Nva	EPEC	Zona H Alta Gracia	Alta Gracia	Pilar Nueva	Reference	136,00	0,00	310,77	84,81	0,00	0,00

79- Interfaz XA21 – E6 – Sumario de Barras: Sincronismo total



Una vez que la operación de sincronismo haya resultado exitosa, y posteriormente cerrando las líneas de transmisión que desvinculaban las islas, se consigue un sistema unificado e integrado, donde el reparto de potencia y el nivel de tensión se verá mejorado.

La unificación del sistema en 132 [kV] permite el despacho de potencia disponible en la Central Maranzana hacia la zona Capital, siempre teniendo en cuenta los límites de transportabilidad de las líneas salientes de la Central. Motivo por el cual se recomienda despachar las máquinas TG1 y TG2 cuando el sistema de 66 [kV] haya sido restablecido, situación que se explica la siguiente etapa.

4.3.1. Etapa 7

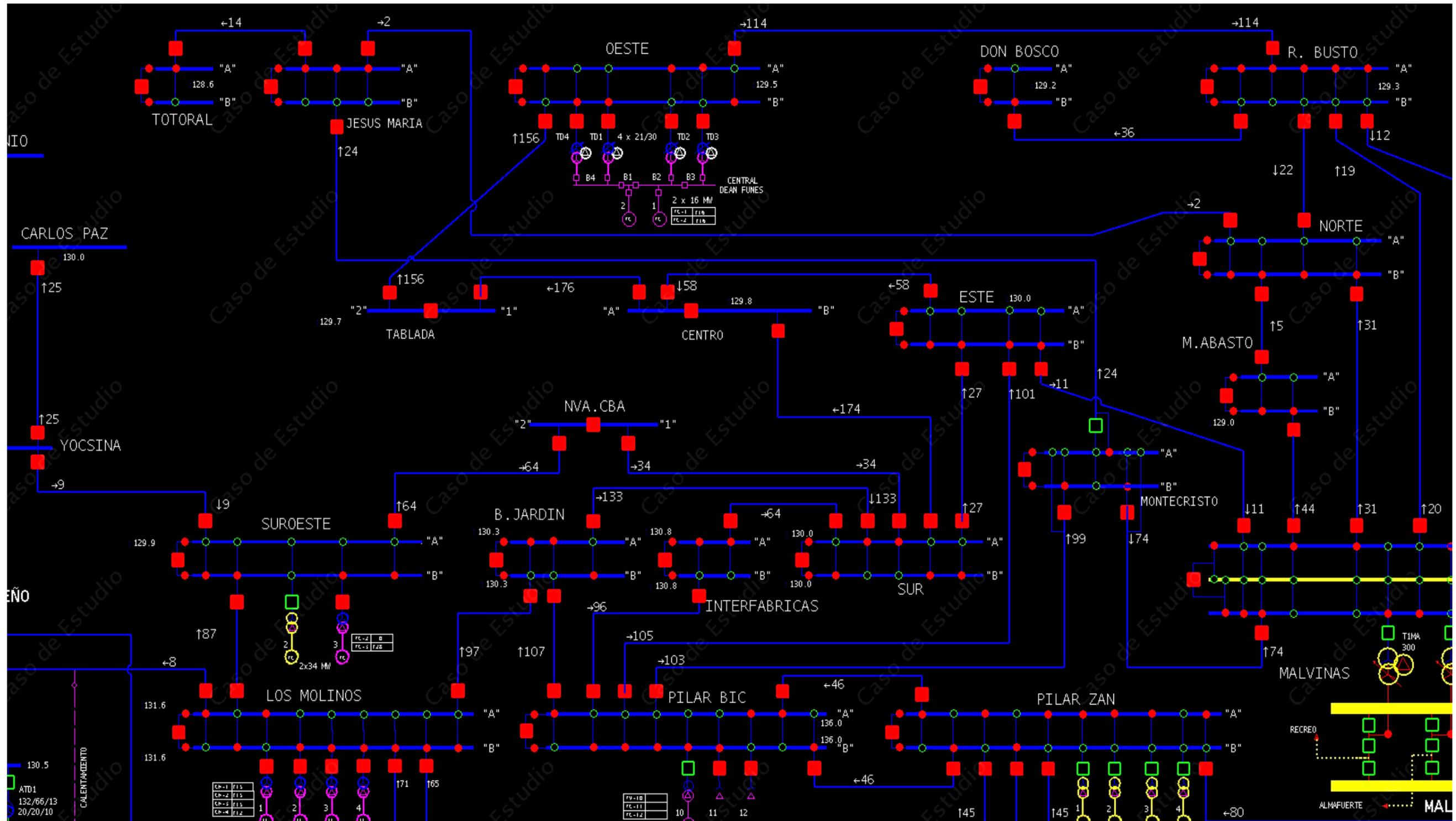
Esta etapa considera la posibilidad de la restauración máxima de la demanda en función de toda la generación disponible en la Provincia de Córdoba.

Si la restauración de la demanda es total o no, va a depender exclusivamente de la temporada, día y hora del colapso. Cabe resaltar esto, dado que, para la simulación, se consideró una demanda típica de un día hábil por la tarde donde la potencia solicitada ronda los 1500 [MW].

De la información expuesta en apartados anteriores, se observó que la generación disponible actual ronda los 1430,3 [MW], esto sería un caso ideal, donde todo equipo se encuentra en las condiciones adecuadas para entregar toda su potencia. Mencionado esto, está por demás decir que la restauración completa en estas condiciones no es posible.

Con el sistema de 132 [kV] unificado, y con toda la generación disponible tratando de restaurar la demanda normal de cada E.T. se observó un problema. El mismo se debe a que al no contar con el nodo en 500 [kV] de la E.T. Malvinas inyectando potencia, algunas de las líneas de transmisión se ven sobrepasadas en los límites de transportabilidad. Esto se puede observar en la imagen 80, donde se simula sobre las condiciones antes mencionadas.

Referencia técnica		Datos Simulación			Condición
Línea	Límite [A]	Tensión [kV]	Potencia [MW]	Corriente [A]	
Sur-B. Jardín	560	129,8	133	592	Sobrecarga
Sur-Centro	720	129,8	174	774	Sobrecarga
Centro-Tablada	720	129,8	176	783	Sobrecarga
Tablada-Oeste	560	129,8	156	694	Sobrecarga

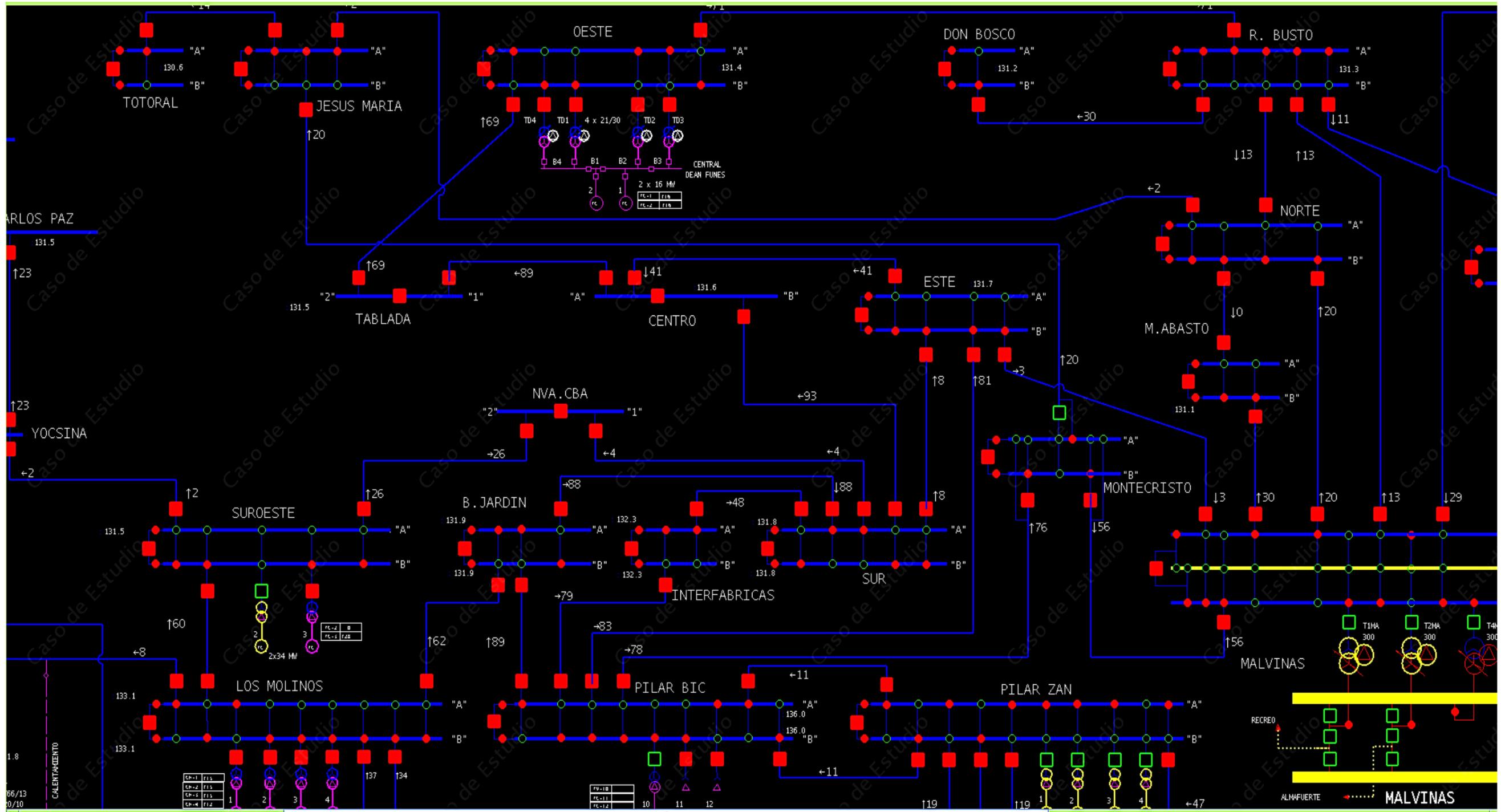


80- Interfaz XA21 – E7 – Unifilar General: Límites transportabilidad superados



Mediante el análisis de las líneas más afectadas, se determinó que el causante de esta problemática es la gran potencia demandada por algunas E.T. de la zona Capital. Identificando cada una de ellas, se optó por la solución de disminuir su alimentación, logrando que el flujo por las líneas se encuentre dentro de los límites, garantizando estabilidad en el sistema. Las siguientes imágenes reflejan lo mencionado, donde la demanda por E.T. quedó definida bajo estas condiciones y son las expresadas en el Anexo 3.

Referencia técnica		Datos Simulación			Condición
Línea	Límite [A]	Tensión [kV]	Potencia [MW]	Corriente [A]	
Sur-B. Jardín	560	131,4	108	475	Óptimo
Sur-Centro	720	131,4	121	532	Óptimo
Centro-Tablada	720	131,4	119	523	Óptimo
Tablada-Oeste	560	131,4	99	435	Óptimo



81- Interfaz XA21 – E7 – Unifilar general: Máxima demanda



Nada se mencionó todavía sobre el nivel de 66 [kV]. Es por lo que ahora se analizará la simulación donde, ejecutadas las maniobras en el orden especificado en el Anexo 2, se logra tensionar y alimentar la mayor parte de la red.

Poniendo el foco sobre el CTZ Villa María, donde se encuentra la mayor parte de la demanda en este nivel de tensión, se inicia el tensionado de la red a través del cierre de los 3 autotransformadores situados en la E.T. Villa María.

En la imagen 82 se puede observar el estado de todos los autotransformadores 132/66 [kV], tensionados solamente del lado de 132 [kV] y con sus interruptores abiertos del lado de baja tensión, indicando que la mayoría de las líneas de 66 [kV] todavía no han sido tensionadas.

La imagen 83, muestra cómo queda dividida la red de 66 [kV], donde se observa que cerrando los autotransformadores de la E.T. Villa María quedan alimentadas 2 líneas radiales V. María–Oliva y V. María–Las Varillas y un anillo formado por las líneas que salen hacia Ausonia y hacia Bell Ville. Se puede apreciar, además, que el nivel de tensión obtenido en las E.T. intervinientes, se encuentra dentro de los límites (+/- 10%), información que se ve reflejada en la imagen 84.

La operación sigue con el cierre de los autotransformadores de E.T. Isla Verde y E.T. Leones, esto mejora los niveles de tensión en las E.T. que forman parte de este anillo. El ingreso de generación disponible será progresivo pudiendo conseguirse el restablecimiento de toda la demanda de la zona.

El mismo análisis puede adaptarse para la conexión de los autotransformadores en E.T. Arroyito Nueva, E.T. San Francisco, E.T. Afisa, E.T. Las Ferias y E.T. Pilar, este proceso se puede ver en la imagen 85.

En la imagen 86 se aprecian todos los autotransformadores 132/66 [kV] con sus respectivos interruptores cerrados, lo cual indica que la red de 66 [kV] está tensionada.

Es necesario aclarar que, si bien se formaron subsistemas en el nivel de 66 [kV], al momento de la unión entre los mismos no se estará realizando un sincronismo, dado que los mismos ya se encuentran vinculados mediante la red de 132 [kV].



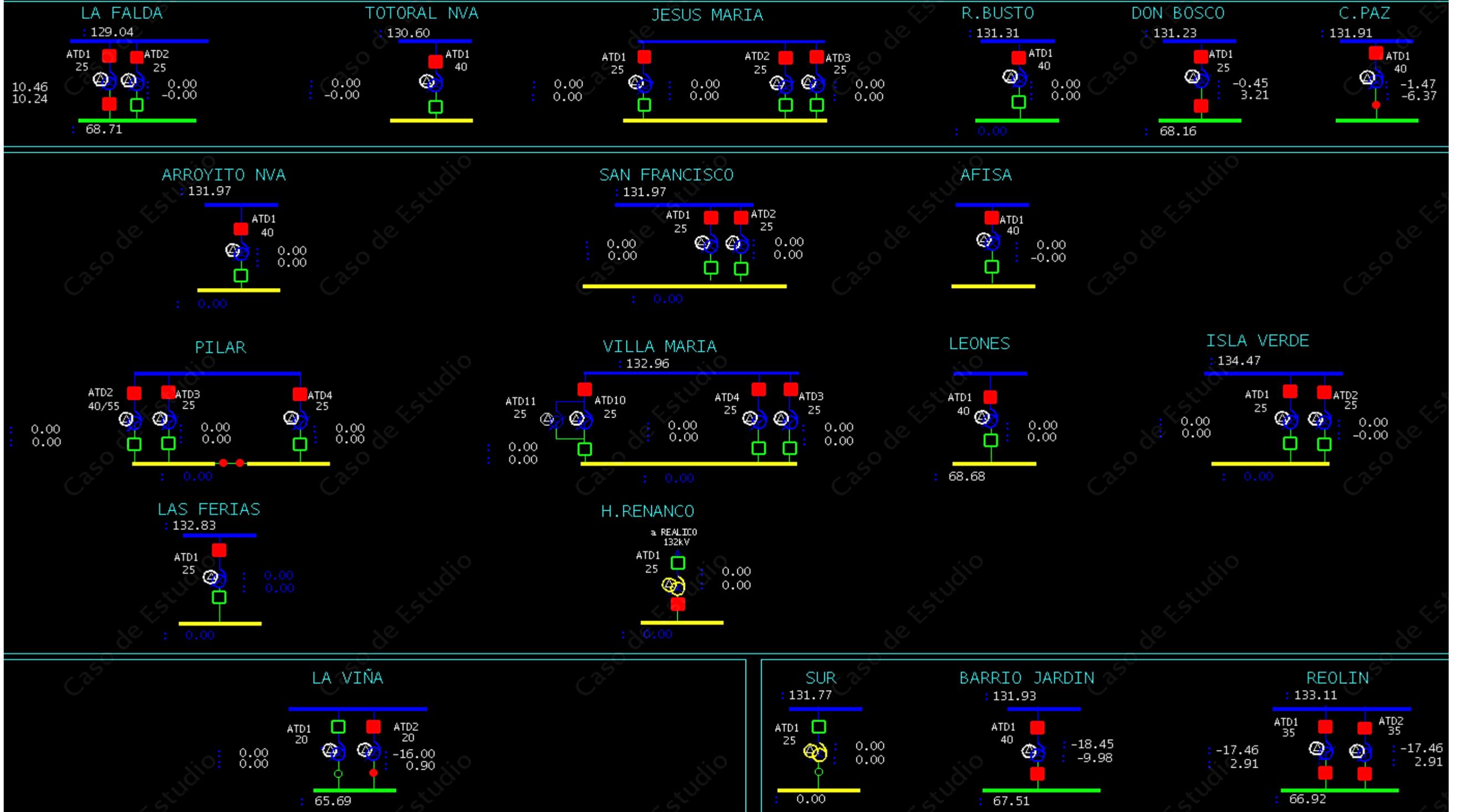
La imagen 87 es el resumen de la condición final alcanzada por la orden de servicio, donde se puede apreciar que la potencia generada por las máquinas instaladas en el Sistema Eléctrico Provincial ronda alrededor de los 1225 [MW], quedando alimentada una demanda de 1170 [MW]. La diferencia entre la potencia generada y la consumida se ve representada por las pérdidas que se ocasionan durante el proceso de transporte y distribución.

En la imagen 88 se tiene un sumario de los generadores que se encuentran conectados, indicando para cada uno de ellos la potencia activa y reactiva que están suministrando al sistema.

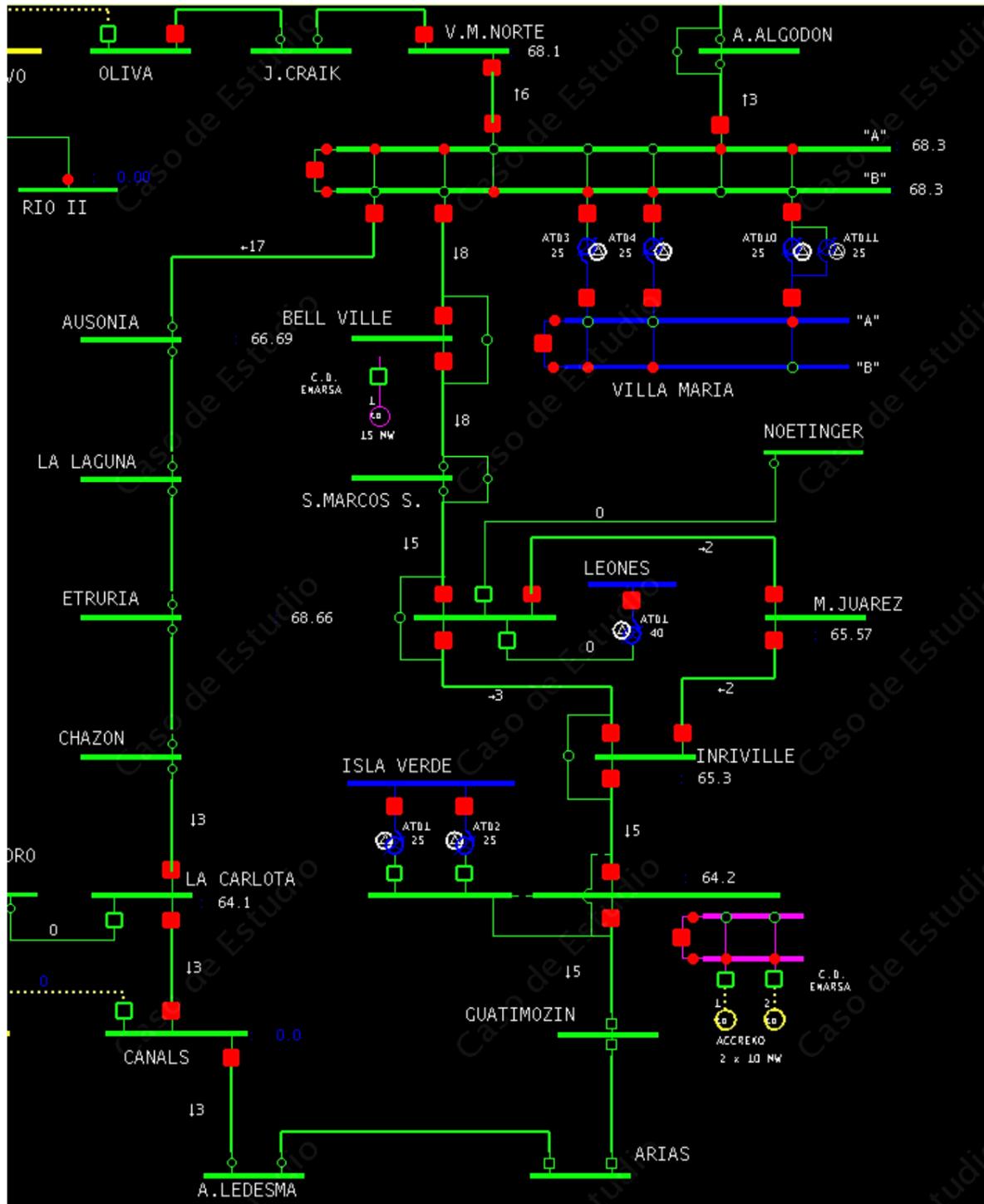
Luego de lograda esta condición, lo que resta es aguardar la confirmación de restauración del SADI para su posterior acoplamiento a través de los nodos de 500 [kV].



AUTOTRANSFORMADORES



82- Interfaz XA21 – E7 – Autotransformadores



83- Interfaz XA21 – E7 – Unifilar 66 [kV] Zona Villa María

BC Bus Summary - Case 17: CASE CONTAINS CONVERGED SOLUTION

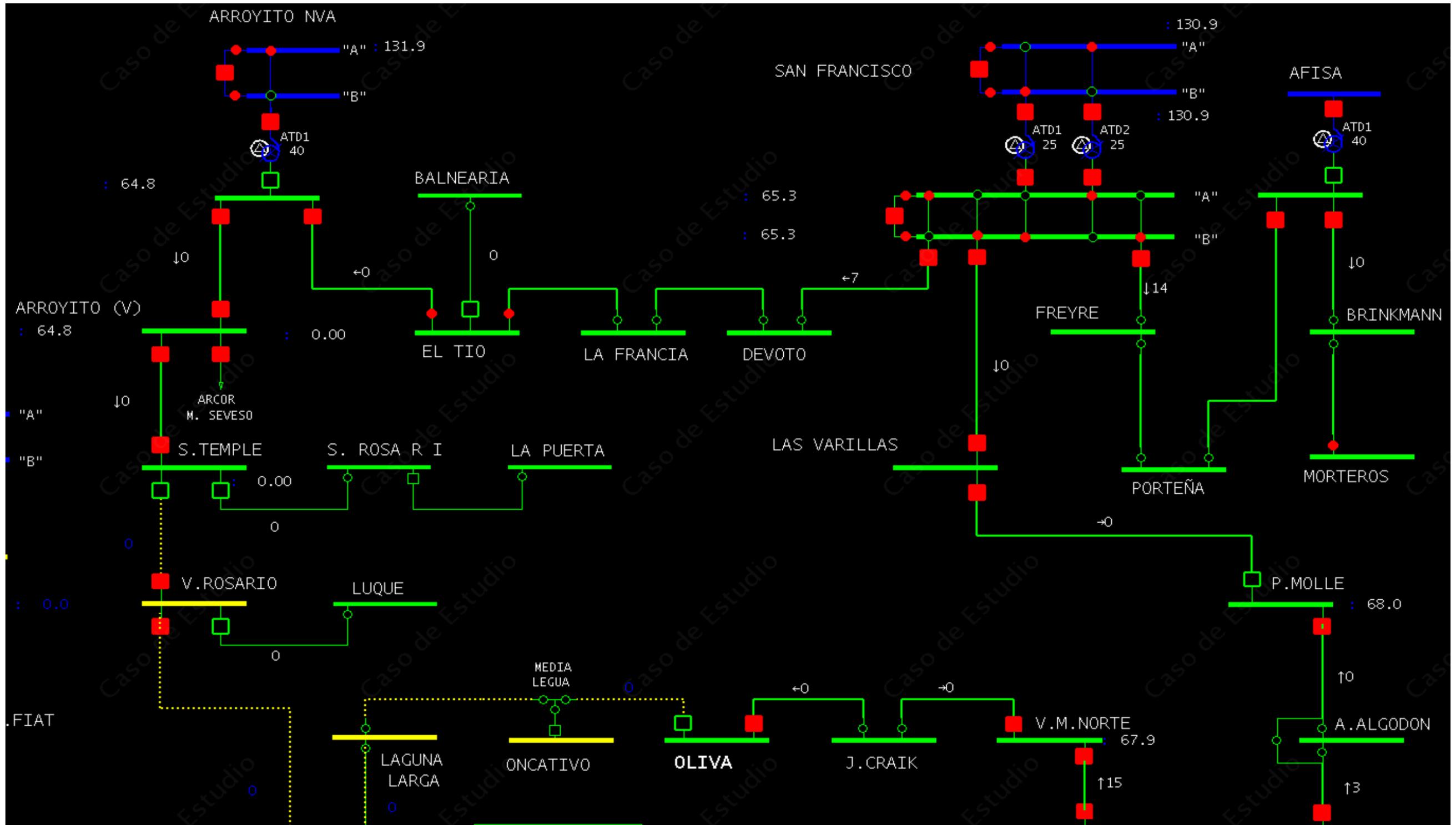
chivo Acciones Navegacion Base Case

Pagina 1 of 1 Total de Registros: 237

Case Number: 17 31/07/18 11:22:56.052 ART: STNA: DPF: demand execution
 Note: Etapa7- 66 (ATD V.M) -
 Status: CASE CONTAINS CONVERGED SOLUTION

Island #	MDB#	Name	Company	Zone	District	Station	Bus Type	Volt Magnitude KV	Voltage Angle
1	411 66	Jardin	EPEC	Zona A Capital	Capital	Jardin	Load	67,64	-5,82
1	290 66	FIAT	EPEC	Zona A Capital	Capital	Fiat	Load	67,50	-6,17
1	870 66	Tio Pujio	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Tio Pujio	Load	67,47	6,23
1	170 66	Cassafouth	EPEC	Zona H Alta Gr...	Alta Gracia	Cassafouth	Load	67,20	1,02
1	671 66	Pilar	EPEC	Zona H Alta Gr...	Alta Gracia	Pilar	Load	67,15	0,45
1	701 66	RBusto	EPEC	Zona A Capital	Capital	R del Busto	Load	66,93	-5,16
1	711 66	Reolin	EPEC	Zona H Alta Gr...	Alta Gracia	Reolin	Load	66,91	0,99
1	921 66	VTotoralNva	EPEC	Zona E R.Ceball...	R.Ceballos	Villa Totoral	Load	66,87	-6,13
1	640 66	Oliva	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Oliva	Load	66,84	5,84
1	400 66	JCralk	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	James Craik	Load	66,83	5,84
1	100 66	BVille	EPEC	Zona G B.Ville	B.Ville	Bell Ville	Load	66,69	4,52
1	1140 66	S Ignacio	EPEC	Zona H Alta Gr...	Alta Gracia	San Ignacio	Load	66,23	-0,00
1	671 66	Pilar	EPEC	Zona H Alta Gr...	Alta Gracia	Pilar	Load	66,17	0,45
1	671 66	Pilar	EPEC	Zona H Alta Gr...	Alta Gracia	Pilar	Load	66,17	0,45
1	750 66	SMarcos	EPEC	Zona G B.Ville	B.Ville	San Marcos	Load	66,11	3,74
1	791 66	SFrancisco	EPEC	Zona D San Fco.	San Francisco	San Francisco	Load	66,06	2,54
1	791 66	SFrancisco	EPEC	Zona D San Fco.	San Francisco	San Francisco	Load	66,06	2,54
1	90 66	Ausonia	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Ausonia	Load	66,04	4,56
1	110 66	Bower	EPEC	Zona A Capital	Capital	Bower	Load	65,81	-6,28
1	1150 66	Sta Rosa Cala	EPEC	Zona H Alta Gr...	Alta Gracia	Sta Rosa	Load	65,76	-0,49
1	530 66	Leones	EPEC	Zona G B.Ville	B.Ville	Leones	Load	65,73	3,28
1	471 66	La Vinia	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	La Viña	Load	65,71	-0,75
1	540 66	Los Pozos	EPEC	Zona I Carlos Paz	Carlos Paz	Los Pozos	Load	65,67	-0,80
1	550 66	Marcos Juarez	EPEC	Zona G B.Ville	B.Ville	Marcos Juarez	Load	65,57	3,11
1	780 66	SAgustin	EPEC	Zona H Alta Gr...	Alta Gracia	San Agustín	Load	65,31	-2,40
1	460 66	La Laguna	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	La Laguna	Load	65,29	3,63
1	380 66	Inrville	EPEC	Zona F Rio IV	Rio IV	Inrville	Load	65,25	2,80
1	270 66	Etruria	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Etruria	Load	64,69	2,90
1	210 66	Chazon	EPEC	Zona C V.Maria	V.Maria	Chazon	Load	64,34	2,42
1	391 66	IVerde	EPEC	Zona G B.Ville	B.Ville	Isla Verde	Load	64,16	1,82
1	430 66	La Carlota	EPEC	Zona F Rio IV	Rio IV	La Carlota	Load	64,05	1,92
1	50 66	AFierro	EPEC	Zona H Alta Gr...	Alta Gracia	Alto Fierro	Load	63,97	-6,12

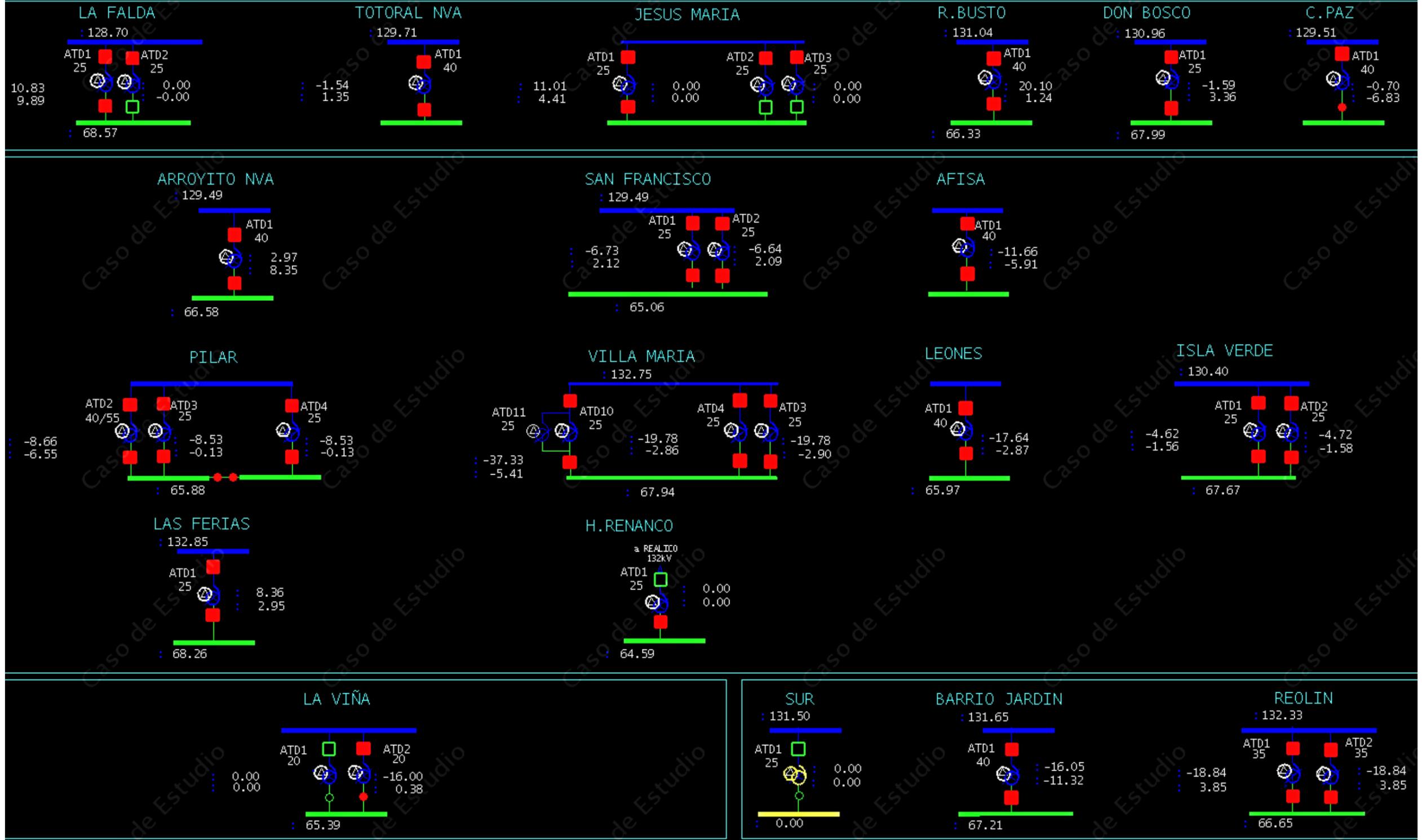
84- Interfaz XA21 – E7 -Sumario de Barras: Tensión zona Villa María



85- Interfaz XA21 – E7 – Unifilar 66 [kV] Zona San Francisco



AUTOTRANSFORMADORES



86- Interfaz XA21 – E7 – Autotransformadores: 66 [kV] tensionado



MDB#	Name	Gen (MW)	Gen (MVAR)	Load (MW)	Load (MVAR)	Loss (MW)	Loss (MVAR)	C Load (...)	C Load (...)	NC Loa...	NC Load...	Act Intc...	Act Intch...	Shunt (...)	Shunt (M...
1	EPEC	1225,4	158,3	1166,7	128,3	50,1	37,5	479,4	-0,8	687,3	129,1	8,6	-7,4	0,0	0,0
2	TRANSENER	0,0	0,0	7,0	1,0	1,6	-8,4	0,0	0,0	7,0	1,0	-8,6	7,4	0,0	0,0
3	EDESAL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

87- Interfaz XA21 – E7 – Sumario de islas: Demanda máxima

Island #	MDB#	Generator Name	Station	Bus	Control Type	Status	Act KV (Lo...	Reg KV (L...	Reg KV ...	Lo MW ...	Gen (M...	Hi MW C...	Lo MV...	Gen (MVAR)	Hi MVAR
1	57	PilarNva_TG11	Pilar Nueva	132 Pilar Nva	VtRegulation	Online	136,00	136,00	0,00	55,0	150,71	168,0	-78,0	56,9	88,0
1	58	PilarNva_TG12	Pilar Nueva	132 Pilar Nva	VtRegulation	Online	136,00	136,00	0,00	55,0	150,71	168,0	-78,0	56,9	88,0
1	52	Maranzana_4	Maranzana	132 Maranzana2	VtRegulation	Online	133,00	133,00	0,00	15,0	60,00	64,0	-28,0	-7,2	38,0
1	53	Maranzana_5	Maranzana	132 Maranzana2	VtRegulation	Online	133,00	133,00	0,00	15,0	60,00	64,0	-28,0	-7,2	38,0
1	64	TermoCba_TG1	C 13 Julio	132 C 13 de Jul	VtRegulation	Online	133,00	136,00	0,00	0,0	58,97	60,0	-24,0	-10,8	50,0
1	54	Maranzana_6	Maranzana	132 Maranzana2	VtRegulation	Online	133,00	133,00	0,00	15,0	50,00	64,0	-28,0	-7,2	38,0
1	55	Maranzana_7	Maranzana	132 Maranzana2	VtRegulation	Online	133,00	133,00	0,00	15,0	50,00	64,0	-28,0	-7,2	38,0
1	66	MSU_TG1	MSU VMaria	132 MSU VMaria	VtRegulation	Online	133,00	133,00	0,00	0,0	50,00	60,0	-20,7	-0,1	25,5
1	67	MSU_TG2	MSU VMaria	132 MSU VMaria	VtRegulation	Online	133,00	133,00	0,00	0,0	50,00	60,0	-20,7	-0,1	25,5
1	68	MSU_TG3	MSU VMaria	132 MSU VMaria	VtRegulation	Online	133,00	133,00	0,00	0,0	50,00	60,0	-20,7	-0,1	25,5
1	49	Maranzana_1	Maranzana	132 Maranzana	VtRegulation	Online	133,00	133,00	0,00	0,0	35,00	38,0	-10,0	8,6	25,0
1	1	Seveso	Arroyito 66	66 Arroyito66	VtRegulation	Online	66,57	66,57	0,00	-10,0	30,00	30,0	-10,0	6,9	15,0
1	50	Maranzana_2	Maranzana	132 Maranzana	VtRegulation	Online	133,00	133,00	0,00	0,0	30,00	38,0	-10,0	8,6	25,0
1	37	Suroeste_TG3	Suroeste	13 Suroeste	VtRegulation	Online	12,78	12,78	13,20	0,0	28,00	28,0	-15,0	-3,3	20,0
1	31	SanFco_TG2	San Francisco	13 SFrancisco	VtRegulation	Online	13,20	13,20	0,00	0,0	23,00	23,0	-15,0	-1,8	20,0
1	8	Levalle_TG1	General	13 GLevalle	VtRegulation	Online	13,00	13,00	0,00	0,0	20,00	23,0	-15,0	-6,0	20,0
1	9	Levalle_TG2	General	13 GLevalle	VtRegulation	Online	12,69	12,69	0,00	0,0	20,00	23,0	-15,0	15,0	20,0
1	62	13Julio_TG1	C 13 Julio	132 C 13 de Jul	VtRegulation	Online	133,00	133,00	0,00	0,0	16,00	16,0	-8,0	-3,6	15,0
1	63	13Julio_TG2	C 13 Julio	132 C 13 de Jul	VtRegulation	Online	133,00	133,00	0,00	0,0	16,00	16,0	-8,0	-3,6	15,0
1	30	SanFco_TG1	San Francisco	13 SFrancisco	VtRegulation	Online	13,20	13,20	0,00	0,0	16,00	16,0	-15,0	-1,8	15,0
1	20	DFunes_TG1	Oeste	13 Oeste	VtRegulation	Online	13,50	13,50	0,00	0,0	16,00	16,0	-15,0	-4,2	15,0
1	21	DFunes_TG2	Oeste	13 Oeste	VtRegulation	Online	13,50	13,50	0,00	0,0	16,00	16,0	-15,0	-4,2	15,0
1	16	Molinos_GH3	Molinos	13 Molinos GH3	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	15,00	15,5	-5,0	3,8	10,0
1	15	Molinos_GH2	Molinos	13 Molinos GH2	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	15,00	15,5	-5,0	3,8	10,0
1	14	Molinos_GH1	Molinos	13 Molinos GH1	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	15,00	15,5	-5,0	3,8	10,0
1	69	BellVille	Bell Ville	13 BVille	VtRegulation	Online	14,56	14,56	0,00	3,2	15,00	20,0	-11,9	5,9	11,9
1	17	Molinos_GH4	Molinos	13 Molinos GH4	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	11,65	15,5	-5,0	3,5	10,0
1	29	Reolin_GH3	Reolin	13 Reolin GH3	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	11,00	12,0	-10,0	4,1	10,0
1	28	Reolin_GH2	Reolin	13 Reolin GH2	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	11,00	12,0	-10,0	4,0	10,0
1	27	Reolin_GH1	Reolin	13 Reolin GH1	VtRegulation	Online	12,50	12,50	13,20	0,0	11,00	12,0	-10,0	4,0	10,0
1	60	IVerde_Agreko1	Isla Verde	13 IVerde	VtRegulation	Online	13,96	13,96	0,00	-6,0	10,00	12,0	0,0	6,8	10,0

88- Interfaz XA21 – E7 – Sumario de Generadores: Demanda máxima



4.4 Anexos: OS Actualizada

Anexo 1: Generación disponible

CTZ	CENTRAL	GRUPO	POT INSTAL [MW]	ARRANQUE AUTÓNOMO	TIEMPO REGIMEN [min]
CTZ REOLIN	Los Molinos	GH1	17	SI	2
		GH2	17	SI	2
		GH3	17	SI	2
		GH4	17	SI	2
	Reolin	GH1	11	SI	10
		GH2	11	SI	10
		GH3	11	SI	10
	Cassaffousth	GH1	5,5	SI	15
		GH2	5,5	SI	15
		GH3	5,5	SI	15
	Fitz Simon	GH1	3,5	SI	10
		GH2	3,5	SI	10
		GH3	3,5	SI	10
	La Viña	GH1	8	SI	5
		GH2	8	SI	5
	P. Moras	GH1	6,5	NO	-
	C. 13 de Julio	TG1	16	SI	20
		TG2	16	SI	20
TG1 TCba		60	SI	20	
CTZ RIO IV	Maranzana	TG1	38	NO	-
		TG2	38	NO	-
		TG3	64	NO	-
		TG4	64	NO	-
		TG5	64	NO	-
		TG6	64	NO	-
		TG7	64	NO	-
	G. Levalle	TG1	23	SI	10
		TG2	23	SI	10



CTZ	CENTRAL	GRUPO	POT INSTAL [MW]	ARRANQUE AUTÓNOMO	TIEMPO REGIMEN [min]
CTZ V.MARIA	V. Maria	TG1	16	SI	15
		TG2	16	SI	15
		TG3	16	SI	15
	MSU	TG1	60	SI	20
		TG2	60	SI	20
		TG3	60	SI	20
	Bell Ville	TD1	20	SI	10
	Agreko	TD1	12	SI	10
		TD2	12	SI	10
	Pilar	TV1	32	NO	-
		TV2	32	NO	-
		TV3	75	NO	-
		TV4	75	NO	-
Pilar Bicentenario	TV1	165	NO	5hs-C.Comb	
	TG11	157	SI	10	
	TG12	157	SI	10	
CTZ SAN FCO.	San Francisco	TG1	16	NO	
		TG2	23	SI	10
	M. Seveso	TG	30	SI	20
	M. Seveso	TV	7	NO	-
CTZ CAPITAL	San Roque	GH1	6	SI	5
		GH2	6	SI	5
		GH3	6	SI	5
		GH4	6	SI	5
	Dean Funes	TG1	16	SI	10
		TG2	16	SI	10
	Suroeste	TG1	28	NO	-
		TG2	28	NO	-

La recomendación del ingreso de generación por etapa esta expresado en esta tabla de resumen:

Disponibilidad generación	Etapas 3	Etapas 4	Etapas 5	Etapas 6	Etapas 7	TOTAL
[MW]	645	123	92	128	443	1431



Resumen del ingreso gradual de generación por etapa.

CENTRAL	GRUPO	POT DISP [MW]	INGRESO EN ETAPA			
Los Molinos	GH1	17	3			
	GH2	17	3			
	GH3	17	3			
	GH4	17	3			
Reolin	GH1	11	3			
	GH2	11	3			
	GH3	11	3			
Cassaffousth	GH1	5,5	3			
	GH2	5,5	3			
	GH3	5,5	3			
Fitz Simon	GH1	3,5	3			
	GH2	3,5	3			
	GH3	3,5	3			
La Viña	GH1	8	3			
	GH2	8	3			
P. Moras	GH1	6,5	3			
C. 13 de Julio	TG1	16		5		
	TG2	16		5		
	TG1 TCba	60		5		
Maranzana	TG1	38				7
	TG2	38				7
	TG3	64				7
	TG4	64				7
	TG5	64				7
	TG6	64			6	
	TG7	64			6	
G. Levalle	TG1	23				7
	TG2	23				7
V. Maria	TG1	16				7
	TG2	16				7
	TG3	16				7
MSU	TG1	60	3			
	TG2	60	3			
	TG3	60	3			
Bell Ville	TD1	20				7
Agreko	TD1	12				7
	TD2	12				7
Pilar Bicentenario	TG11	157	3			
	TG12	157	3			
San Francisco	TG1	16		4		
	TG2	23		4		
M. Seveso	TG	30				7
	TV	7				7
San Roque	GH1	6		4		
	GH2	6		4		
	GH3	6		4		
	GH4	6		4		
Dean Funes	TG1	16		4		
	TG2	16		4		
Suroeste	TG1	28		4		



Anexo 2: Maniobras para la ejecución completa de la Orden de Servicio

MANIOBRAS PARA LA FORMACIÓN DE ISLAS - ETAPA 2						
ENCARGADO	E.T.	[kV]	ELEMENTO	ESTADO	DESVINCULACIÓN	ISLA
CTP	Sur	132	Conjuntor	Abierto	E.T. Malvinas de E.T. Almafuerite	1
CTP	Suroeste	132	Int. Línea Yocsina	Abierto		
CTP	Pilar Bicent	132	Int. Línea Pilar I	Abierto		
CTP	Reolín	132	Int. Líneas Almafuerite 1, 2 y 3	Abierto		
CTP	San Francisco	132	Conjuntor	Abierto	E.T. Malvinas de E.T. Arroyo Cabral	2
CTP	V. María	132	Conjuntor	Abierto	E.T. Arroyo Cabral de E.T. Almafuerite	3
CTP	G. Deheza	132	Int. Línea Tancacha	Abierto		
CTP	Reolín	132	Int. Línea Elena	Abierto		
CTP	H. Renancó	132	Int. ATD1 (A Realicó)	Abierto	SIP de La Pampa	0
CTP	Rio IV	132	Int. Villa Mercedes (N)	Abierto	SIP de San Luis	
CTP	V. Dolores	132	Int. Línea Santa Rosa	Abierto	SIP de Stgo. del Estero	
CTZ Capital	Totoral	66	Int. Línea San J. de la dormida	Abierto	SIP de Santa Fe	
CTZ San Fco.	Morteros	33	Int. TC1 (A Suardi)	Abierto	SIP del SADI	
Transener	Malvinas	132	Int. T1MA, T2MA y T4MA	Abierto		
Transener	A. Cabral	132	Int. T1AC	Abierto		
Transener	A. Cabral	132	Seccionador Transferencia	Abierto		
Transener	Almafuerite	132	Int. T1AM, T2AM y T3AM	Abierto		



MANIOBRAS PARA LA FORMACIÓN DE ISLAS - ETAPA 2					
ENCARGADO	E.T.	[kV]	ELEMENTO	ESTADO	DESVINCULACIÓN
CTZ Capital	J. María	66	Int. ATD1, ATD2 y ATD3	Abierto	Sistema 132 [kV] Isla Malvinas, aislando líneas de 66 [kV] y 33 [kV]
CTZ Capital	Totoral Nva.	66	Int. ATD1	Abierto	
CTZ Capital	Totoral Nva.	66	Int. Línea Dean Funes	Abierto	
CTZ Capital	R. Busto	66	Int. ATD1	Abierto	
CTZ Capital	La Falda	66	Int. ATD2	Abierto	
CTZ Capital	La Falda	66	Int. Línea C. Del Monte	Abierto	
CTZ Capital	Cosquín	66	Int. TC1 y TC2	Abierto	
CTZ Capital	San Roque	66	Int. TC5	Abierto	
CTZ Capital	La Calera	66	Int. TC1 y TC2	Abierto	
CTZ San Fco.	San Francisco	66	Int. ATD1 y ATD2	Abierto	
CTZ San Fco.	Arroyito Nva.	66	Int. ATD1 y ATD2	Abierto	
CTZ Capital	B. Jardín	66	Int. Línea FIAT	Abierto	Sistema 132 [kV] Isla Almafuerde, aislando líneas de 66 [kV] y 33 [kV]
CTZ Capital	Sur	66	Int. ATD1 (Futuro)	Abierto	
CTZ Reolín	La Viña	66	Int. Línea Cura Brochero	Abierto	
CTZ Reolín	La Viña	66	Int. Línea Los Pozos	Abierto	
CTZ Reolín	S.R.Calamuchita	66	Int. Línea San Ignacio	Abierto	
CTZ Reolín	Reolín	66	Int. Línea F. Militar 1	Abierto	
CTZ Reolín	Reolín	66	Int. Línea F. Militar 2	Abierto	
CTZ Reolín	Reolín	66	Int. Línea Río III	Abierto	
CTZ V. María	Pilar	66	Int. ATD2, ATD3, ATD4	Abierto	Sistema 132 [kV] Isla A. Cabral, aislando líneas de 66 [kV] y 33 [kV]
CTZ V. María	V. María	66	Int. ATD3, ATD4 y ATD10/11	Abierto	
CTZ V. María	Leones	66	Int. ATD1	Abierto	
CTZ V. María	Isla Verde	66	Int. ATD1 y ATD2	Abierto	
CTZ V. María	Gral. Deheza	33	Int. Coop. Gral. Cabrera	Abierto	
CTZ San Fco.	Afisa	66	Int. ATD1	Abierto	
CTZ Río IV	G. Levalle	66	Int. ATD1 (Futuro)	Abierto	
CTZ Río IV	Las Ferias	66	Int. ATD1/2	Abierto	
CTZ Río IV	Canals	66	Int. Línea Viamonte	Abierto	
CTZ V. María	Oliva	66	Int. Línea Oncativo	Abierto	
CTZ San Fco.	S.Temple	66	Int. Línea V. del Rosario	Abierto	Sistema 66 [kV] subdividido
CTZ San Fco.	Las Varillas	66	Int. Línea Pozo del Molle	Abierto	



MANIOBRAS - ETAPA 3 - ISLA 1 MALVINAS					
ENCARGADO	E.T.	[kV]	ELEMENTO	ESTADO	DESCRIPCIÓN
CTP	Pilar Bicentenario	-	Ingreso de Máquina TG	Cerrar	TG dispuesta en Barra "B"
CTZ Capital	Carlos Paz	13,2	Int. TD1	Cerrar	Alimentar demanda según Anexo 3.
CTZ Capital	Carlos Paz	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTZ Capital	Centro	13,2	Int. TD1	Cerrar	
CTZ Capital	Centro	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTZ Capital	Centro	13,2	Int. TD3	Cerrar	
CTZ Capital	Don Bosco	13,2	Int. TD1	Cerrar	
CTZ Capital	Don Bosco	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTZ Capital	Este	13,2	Int. TD1	Cerrar	
CTZ Capital	Este	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTZ Capital	Este	13,2	Int. TD3	Cerrar	
CTZ Capital	Interfabrica	13,2	Int. TD1	Cerrar	
CTZ Capital	Interfabrica	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTP	J Maria	132	Int. Línea Caroya 132	Cerrar	
CTZ Capital	La Falda	13,2	Int. TC1	Cerrar	
CTZ Capital	La Falda	13,2	Int. TC2	Cerrar	
CTZ Capital	M Abasto	13,2	Int. TD1	Cerrar	
CTZ Capital	M Abasto	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTZ Capital	Montecristo	13,2	Int. TD1	Cerrar	
CTZ Capital	Norte	13,2	Int. TD1	Cerrar	
CTZ Capital	Norte	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTZ Capital	Norte	13,2	Int. TD3	Cerrar	
CTZ Capital	Oeste	13,2	Int. TD1	Cerrar	
CTZ Capital	Oeste	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTZ Capital	Oeste	13,2	Int. TD3	Cerrar	
CTZ Capital	Oeste	13,2	Int. TD4	Cerrar	
CTZ Capital	R del Busto	13,2	Int. TD1	Cerrar	
CTZ Capital	R del Busto	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTZ Capital	R del Busto	13,2	Int. TD3	Cerrar	
CTZ Capital	Tablada	13,2	Int. TD1	Cerrar	
CTZ Capital	Tablada	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTZ San Fco	San Fco	13,2	Int. TD1	Cerrar	
CTZ San Fco	San Fco	13,2	Int. TD2	Cerrar	



MANIOBRAS - ETAPA 3 - ISLA 2 ALMAFUERTE					
ENCARGADO	E.T.	[kV]	ELEMENTO	ESTADO	DESCRIPCIÓN
CTP	Los Molinos	-	Ingreso Máquinas GH	Cerrar	GH1, GH2, GH3 y GH4
CTZ Capital	B. Jardín	13,2	Int. TD1	Cerrar	Alimentar demanda según Anexo 3.
CTZ Capital	B. Jardín	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTZ Capital	B. Jardín	13,2	Int. TD3	Cerrar	
CTZ Capital	Nva Córdoba	13,2	Int. TD1	Cerrar	
CTZ Capital	Nva Córdoba	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTZ Capital	Sur	13,2	Int. TD1	Cerrar	
CTZ Capital	Sur	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTZ Capital	Sur	13,2	Int. TD3	Cerrar	
CTZ Capital	Suroeste	13,2	Int. TD6	Cerrar	
CTZ Capital	Suroeste	13,2	Int. TD7	Cerrar	
CTZ Capital	Suroeste	13,2	Int. TD8	Cerrar	
CTP	Pilar Bicent	132	Int. Línea Pilar I	Cerrar	Isla Almafuerite unificada
CTP	Reolín	132	Int. Líneas Almafuerite 1, 2 y 3	Cerrar	
CTP	Pilar Bicent	-	Ingreso de Máquina TG	Cerrar	TG dispuesta en Barra "A"
CTZ Capital	B. Jardín	66	Int. Línea FIAT	Cerrar	Luego del Ingreso TG Pilar Bicentenario, aumentar demanda según Anexo 3.
CTP	La Viña	132	Int. Línea Villa Dolores	Cerrar	
CTZ Reolín	La Viña	66	Int. Línea Cura Brochero	Cerrar	
CTZ Reolín	La Viña	66	Int. Línea Los Pozos	Cerrar	
CTZ Reolín	Cassaffousth	66	Int. Línea San Ignacio	Cerrar	
CTZ Reolín	Reolín	66	Int. Río Tercero	Cerrar	
CTZ Reolín	Reolín	66	Int. FM I y FM II	Cerrar	
CTZ Reolín	Reolín	33	Int. Dist. Almafuerite	Cerrar	
CTZ Reolín	Fitz Simon	66	Int. TC1	Cerrar	
CTZ Reolín	Fitz Simon	6,6	Int. TA2	Cerrar	
CTZ Reolín	Tancacha	13,2	Int. T1	Cerrar	
CTZ Reolín	Tancacha	13,2	Int. T2	Cerrar	
CTZ Reolín	C. 13 de Julio	132	Int. Línea Petroquímica	Cerrar	
CTZ Capital	Alta Gracia	13,2	Int. Distrib. (Todos)	Cerrar	
<p>Coordinar aumento de demanda desde CTP en: E.T. B. Jardín, E.T. Nva. Córdoba, E.T. Sur y E.T. Suroeste, las cuales se restauraron anteriormente de forma parcial. (Verificar Reactivo con Banco de Capacitores)</p>					



MANIOBRAS - ETAPA 3 - ISLA 3 A. CABRAL					
ENCARGADO	E.T.	[kV]	ELEMENTO	ESTADO	DESCRIPCIÓN
CTP	MSU	-	Ingreso Máquinas TG	Cerrar	TG 1-TG2-TG3
CTZ Reolín	Elena	13,2	Int. TD1	Cerrar	Alimentar demanda según Anexo 3.
CTZ Reolín	Ferías	13,2	Int. TD1	Cerrar	
CTZ Reolín	Ferías	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTZ Reolín	Las Higueras	13,2	Int. TD1	Cerrar	
CTZ Reolín	Las Higueras	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTZ Reolín	Rio Cuarto	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTZ V. María	V. Maria	13,2	Int. TD1	Cerrar	
CTZ V. María	V. Maria	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTZ V. María	V. Maria	33	Int. TD3	Cerrar	
CTZ V. María	Gral Deheza	13,2	Int. TD2	Cerrar	
CTZ V. María	Gral Deheza	13,2	Int. TD3	Cerrar	
CTZ V. María	J Posse	13,2	Int. TD1	Cerrar	
CTZ San Fco	Morteros Nva	13,2	Int. TD2	Cerrar	

MANIOBRAS ETAPA 4 - INGRESO GENERACIÓN ISLA MALVINAS Y ALMAFUERTE 132 [kV]					
ENCARGADO	E.T.	[kV]	ELEMENTO	ESTADO	DESCRIPCIÓN
CTP	San Roque	-	Ingreso Máquinas GH	Cerrado	Aumento de demanda Isla Malvinas
CTP	Dean Funes	-	Ingreso Máquinas TG	Cerrado	
CTP	San Francisco	-	Ingreso Máquinas TG	Cerrado	
CTP	Suroeste	-	Ingreso Máquinas TG	Cerrado	Aumento de demanda Isla Almafuerite



ETAPA 5-6 - MANIOBRAS PARA LA UNIFICACIÓN COMPLETA EN 132 [kV]					
ENCARGADO	E.T.	[kV]	ELEMENTO	ESTADO	DESCRIPCIÓN
CTP	Pilar Bicent	132	Conjuntor	Cerrado	SINCRONISMO PARCIAL (Almafuerte-Malvinas)
CTP	Sur	132	Conjuntor	Cerrado	Cierre vínculos restantes
CTP	Suroeste	132	Int. Línea Yocsina	Cerrado	
CTP	C. 13 de Julio	132	Ingreso Máquina TG	Cerrado	TG TermoCórdoba, TG1 y TG2
Coordinar aumento de demanda desde CTP en Isla Malvinas-Almafuerte					Verificar Gen/Dem
CTP	V. María	132	Conjuntor	Cerrado	SINCRONISMO TOTAL
CTP	San Francisco	132	Conjuntor	Cerrado	Cierre vínculos restantes
CTP	Reolín	132	Int. Línea Elena	Cerrado	
CTP	G. Deheza	132	Int. Línea Tancacha	Cerrado	
CTP	Maranzana	-	Ingreso Máquina TG	Cerrado	TG6 y TG7
Coordinar aumento de demanda desde CTP, luego continuar con maniobras para tensionar sistema 66 [kV]					Verificar Gen/Dem



ETAPA 7 - MANIOBRAS PARA TENSIONAR LÍNEAS 66 [kV]					
ENCARGADO	E.T.	[kV]	ELEMENTO	ESTADO	DESCRIPCIÓN
CTZ V. María	V. María	66	Int. ATD3, ATD4 y ATD10/11	Cerrado	Tensionado
CTZ V. María	Leones	66	Int. ATD1	Cerrado	
CTZ V. María	Isla Verde	66	Int. ATD1 y ATD2	Cerrado	
Ingresa generación en E.T. V.María, Bell Ville, Isla Verde, La Carlota.					Mejora nivel de tensión y permite alimentar demanda.
CTZ San Fco.	San Francisco	66	Int. ATD1 y ATD2	Cerrado	Tensionado
CTZ San Fco.	Arroyito Nva.	66	Int. ATD1 y ATD2	Cerrado	
CTZ San Fco.	Afisa	66	Int. ATD1	Cerrado	
CTZ V. María	Pilar	66	Int. ATD2, ATD3, ATD4	Cerrado	
Ingresa generación en E.T. Arroyito.					Mejora nivel de tensión y permite alimentar demanda.
CTZ Río IV	Las Ferias	66	Int. ATD1/2	Cerrado	Tensionado
Ingresa generación en E.T. General Levalle, Maranzana					Mejora nivel de tensión y permite alimentar demanda.
CTZ Río IV	Canals	66	Int. Línea Viamonte	Cerrado	Unificación Sistema 66 [kV]
CTZ V. María	Oliva	66	Int. Línea Oncativo	Cerrado	
CTZ San Fco.	S.Temple	66	Int. Línea V. del Rosario	Cerrado	
CTZ San Fco.	Las Varillas	66	Int. Línea Pozo del Molle	Cerrado	
Tensionado y posterior alimentación del Sistema 66 [kV] Zona Norte del CTZ Capital.					
CTZ Capital	J. María	66	Int. ATD1, ATD2 y ATD3	Cerrado	Tensionado y alimentación red 66 [kV] zona norte CTZ Capital
CTZ Capital	Totoral Nva.	66	Int. ATD1	Cerrado	
CTZ Capital	R. Busto	66	Int. ATD1	Cerrado	
CTZ Capital	Cosquín	66	Int. TC1 y TC2	Cerrado	
CTZ Capital	San Roque	66	Int. TC5	Cerrado	
CTZ Capital	La Calera	66	Int. TC1 y TC2	Cerrado	

Anexo 3: Restauración de Demanda por etapas

Etapa 3 - Demanda Inicial en Isla Alamfuerte	Generación:				Isla	Potencia Disponible [MW]	Demanda restaurada [MW]
	-						
	Los Molinos				2-Alamfuerte	68	59
	-				3-A.Cabral	0	0
	-				0-Resto sistema	-	-
CTZ	ISLA	LOAE	NOMBRE	ESTADO	POT [MW]	Demanda	Observacion
1	2	4	Alta Gracia TC1	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	2	176	Alta Gracia TC2	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	2	9	Bower	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
2	2	246	Despeñadero	Tensionado	2	Sin Telemetría	
1	2	45	Jardin TD1	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	2	145	Jardin TD2	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	2	146	Jardin TD3	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	2	69	Nva Cordoba TD1	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	2	70	Nva Cordoba TD2	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
2	2	95	San Agustin	Tensionado	2	Sin Telemetría	
1	2	235	Sur TD1	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	2	109	Sur TD2	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	2	158	Sur TD3	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	2	110	Suroeste TD6	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	2	162	Suroeste TD7	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	2	163	Suroeste TD8	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	

Etapa 3 - Demanda en Isla Alamfuerte	Generación:				Isla	Potencia Disponible [MW]	Demanda restaurada [MW]
	-						
	Los Molinos-Reolín-Cassaffousth-Piedras Moras-FitzSimon-La viña				2-Alamfuerte	151	137
	-				3-A.Cabral	0	0
	-				0-Resto sistema	-	-
CTZ	ISLA	LOAE	NOMBRE	ESTADO	POT [MW]	Demanda	Observacion
1	2	4	Alta Gracia TC1	Tensionado	10		
1	2	176	Alta Gracia TC2	Tensionado	10		
1	2	9	Bower	Tensionado	3		
2	2	246	Despeñadero	Tensionado	2	Sin Telemetría	
1	2	45	Jardin TD1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	2	145	Jardin TD2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	2	146	Jardin TD3	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	2	69	Nva Cordoba TD1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	2	70	Nva Cordoba TD2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
2	2	95	San Agustin	Tensionado	2	Sin Telemetría	
1	2	235	Sur TD1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	2	109	Sur TD2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	2	158	Sur TD3	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	2	110	Suroeste TD6	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	2	162	Suroeste TD7	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	2	163	Suroeste TD8	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	



Etapa 3 - Máxima Demanda por isla	Generación			Isla	Potencia Disponible [MW]	Demanda restaurada [MW]	
	TG Pilar Bic.			1-Malvinas	157	146	
	TG PilarBic.-LosMolinos-Reolín-Cassaffousth-PiedrasMoras-FitzSimon-La viña			2-Almafuerte	308	274	
	TG1 - TG2 - TG3 MSU			3-A.Cabral	180	115	
			0-Resto sistema	-	-		
CTZ	ISL	LOAD	NOMBRE	ESTADO	POT [MW]	Demanda	Observaciones
1	1	14	Carlos Paz TD1	Tensionado	3	Relé Subfrecuencia	
1	1	173	Carlos Paz TD2	Tensionado	3	Relé Subfrecuencia	
1	1	16	Centro TD1	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	140	Centro TD2	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	141	Centro TD3	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	17	Cosquin TC1	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	1	142	Cosquin TC2	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	1	22	Don Bosco TD1	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	168	Don Bosco TD2	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	24	Este TD1	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	169	Este TD2	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	170	Este TD3	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	26	F del Cañete	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	1	36	Guiñazu TD1	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	1	149	Guiñazu TD2	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	1	178	Interfabrica TD1	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	179	Interfabrica TD2	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	242	J Maria-Caroya 132	Tensionado	5		
1	1	130	La Calera TC1	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	1	131	La Calera TC2	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	1	48	La Falda TC1	Tensionado	5		
1	1	177	La Falda TC2	Tensionado	5		
1	1	3	M Abasto TD1	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	167	M Abasto TD2	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	64	Malagueño Min1	Tensionado	0	Abrir alimentador	
1	1	171	Malagueño Min2	Tensionado	0	Abrir alimentador	
1	1	172	Malagueño Min3	Tensionado	0	Abrir alimentador	GUMA
1	1	63	Malagueño TD1	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	1	243	Mendiolaza TD1	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	1	244	Mendiolaza TD2	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	1	205	Montecristo	Tensionado	3		
1	1	240	Mte Cristo Nva - TD1	Tensionado	0	Actualmente FS	
1	1	241	Mte Cristo Nva - TD2	Tensionado	0	Actualmente FS	
1	1	68	Norte TD1	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	156	Norte TD2	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	157	Norte TD3	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	116	Total Nva TD1	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	1	127	Total Nva TD2	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	1	71	Oeste Barra 2	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	72	Oeste Barra 3	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	73	Oeste Barra 4	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	83	R del Busto TD1	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	147	R del Busto TD2	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	148	R del Busto TD3	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	134	San Antonio TD1	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
3	1	96	San Fco Bar A-B	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
3	1	97	San Fco Bar3	Tensionado	2	Relé Subfrecuencia	
1	1	105	San Roque	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	1	126	Tablada TD1	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	175	Tablada TD2	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1	122	Yocsina TD1	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	



Etapa 4 - 5 Sincronismo parcial		Generación:			Isla	Potencia Disponible [MW]	Demanda restaurada [MW]
		TG11 y TG12 PilarBic.-LosMolinos-Reolín-Cassaffousth-PiedrasMoras-FitzSimon-La viña-Suroeste-San Francisco-Dean Funes-San Roque-C.13 de			1-2 Malvinas-Almafuerte	679,5	640
		TG1 - TG2 - TG3 MSU			3-A.Cabral	180	120
					0-Resto sistema	-	-
CTZ	ISLA	LOAD	NOMBRE	ESTADO	POT [MW]	Demanda	Observaciones
1	1-2	4	Alta Gracia TC1	Tensionado	10		
1	1-2	176	Alta Gracia TC2	Tensionado	10		
1	1-2	9	Bower	Tensionado	3		
2	1-2	51	Brochero	Tensionado	6	Desde La Viña	
1	1-2	14	Carlos Paz TD1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	173	Carlos Paz TD2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	16	Centro TD1	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	140	Centro TD2	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	141	Centro TD3	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	17	Cosquin TC1	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	1-2	142	Cosquin TC2	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
2	1-2	246	Despeñadero	Tensionado	2	Sin Telemetría	
1	1-2	22	Don Bosco TD1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	168	Don Bosco TD2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
2	3	180	Elena TD1	Tensionado	5		
1	1-2	24	Este TD1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	169	Este TD2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	170	Este TD3	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	26	F del Cañete	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
5	3	54	Ferías 1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
5	3	55	Ferías 2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	27	Fiat Auto	Tensionado	10		
2	1-2	236	Fitz Simon TA2	Tensionado	2		
2	1-2	29	Fitz Simon TC1	Tensionado	1		
4	3	135	Gral Deheza TD2	Tensionado	10		
4	3	136	Gral Deheza TD3	Tensionado	10		Coop. AGD
1	1-2	36	Guiñazu TD1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	149	Guiñazu TD2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	178	Interfabrica TD1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	179	Interfabrica TD2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	242	J Maria-Caroya 132	Tensionado	5		
4	3	133	J Posse TD1	Tensionado	5		
1	1-2	45	Jardin TD1	Tensionado	12	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	145	Jardin TD2	Tensionado	12	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	146	Jardin TD3	Tensionado	12	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	130	La Calera TC1	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	1-2	131	La Calera TC2	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	1-2	48	La Falda TC1	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	177	La Falda TC2	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
5	3	56	Las Higueras TD1	Tensionado	10		
5	3	159	Las Higueras TD3	Tensionado	10		
2	1-2	60	Los Pozos ATC1	Tensionado	1		
2	1-2	252	Los Pozos ATC2	Tensionado	1		
1	1-2	3	M Abasto TD1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	167	M Abasto TD2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	64	Malagueño Min1	Tensionado	5		
1	1-2	171	Malagueño Min2	Tensionado	5		
1	1-2	172	Malagueño Min3	Tensionado	0	Abrir alimentador	GUMA
1	1-2	63	Malagueño TD1	Tensionado	2		
1	1-2	243	Mendiolaza TD1	Tensionado	10		
1	1-2	244	Mendiolaza TD2	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	



Etapa 4 - 5 Sincronismo parcial	Generación:				Isla	Potencia Disponible [MW]	Demanda restaurada [MW]
	TG11 y TG12 PilarBic.-LosMolinos-Reolín-Cassaffouth-PiedrasMoras-FitzSimon-La viña-Suroeste-San Francisco-Dean Funes-San Roque-C.13 de				1-2 Malvinas-Almafuerte	679,5	640
	TG1 - TG2 - TG3 MSU				3-A.Cabral	180	120
	-				0-Resto sistema	-	-
CTZ	ISLA	LOAD	NOMBRE	ESTADO	POT [MW]	Demanda	Observaciones
1	1-2	205	Montecristo	Tensionado	5		
3	3	230	Morteros Nva TD2	Tensionado	5		
1	1-2	240	Mte Cristo Nva - TD1	Tensionado	0	Actualmente FS	
1	1-2	241	Mte Cristo Nva - TD2	Tensionado	0	Actualmente FS	
1	1-2	68	Norte TD1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	156	Norte TD2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	157	Norte TD3	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	116	Total Nva TD1	Tensionado	5		
1	1-2	127	Total Nva TD2	Tensionado	5		
1	1-2	69	Nva Cordoba TD1	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	70	Nva Cordoba TD2	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	71	Oeste Barra 2	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	72	Oeste Barra 3	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	73	Oeste Barra 4	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
2	1-2	201	Petroquímica	Tensionado	7		
4	1-2	79	Pilar	Tensionado	7		
1	1-2	83	R del Busto TD1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	147	R del Busto TD2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	148	R del Busto TD3	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
2	1-2	84	Reolin - Almafuerte	Tensionado	4		
2	1-2	86	Reolin - CoopSur	Tensionado	0		
2	1-2	85	Reolin - Transener	Tensionado	0		
2	1-2	88	Reolin FMI 1	Tensionado	10		
2	1-2	89	Reolin FMI 2	Tensionado	4		
5	3	225	Rio Cuarto TD2	Tensionado	15		
2	1-2	87	Rio Tercero	Tensionado	15		
2	1-2	15	S R Calamuchita TC1	Tensionado	2		
2	1-2	237	S R Calamuchita TC2	Tensionado	2		
2	1-2	255	S R Calamuchita-VGBel.	Tensionado	6		
2	1-2	95	San Agustin	Tensionado	2	Sin Telemetría	
1	1-2	134	San Antonio TD1	Tensionado	5		
3	1-2	96	San Fco Bar A-B	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
3	1-2	97	San Fco Bar3	Tensionado	2	Relé Subfrecuencia	
2	1-2	245	San Ignacio	Tensionado	2	Sin Telemetría	
1	1-2	105	San Roque	Tensionado	0	Barra 13,2 [kV] descargada	
1	1-2	235	Sur TD1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	109	Sur TD2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	158	Sur TD3	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	110	Suroeste TD6	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	162	Suroeste TD7	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	163	Suroeste TD8	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	126	Tablada TD1	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
1	1-2	175	Tablada TD2	Tensionado	5	Relé Subfrecuencia	
2	1-2	124	Tanchacha TD1	Tensionado	2		
2	1-2	132	Tanchacha TD2	Tensionado	8		
4	3	119	V Maria TD1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
4	3	120	V Maria TD2	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
4	3	261	V Maria TD3	Tensionado	5		LUCA
2	1-2	114	Villa Dolores TD1	Tensionado	8		
2	1-2	174	Villa Dolores TD2	Tensionado	8		
1	1-2	122	Yocsina TD1	Tensionado	2	Relé Subfrecuencia	



Etapa 7 - Máxima Demanda	Generación:				Isla	Potencia Disponible [MW]	Demanda restaurada [MW]
	TG11 y TG12 PilarBic.-LosMolinos-Reolín-Cassaffouth-PiedrasMoras-FitzSimon-La viña-Suroeste-San Francisco-Dean Funes-San Roque-C.13 de julio TG1, TG2 y TG3 MSU-Villa María-Agreko-Bell Ville-La Carlota-Maranzana-Levalle-Arroyito(Seveso)				1-2-3 Malvinas-Almafuerte-A.Cabral	1430,5	1176,1
CTZ	ISLA	LOAD	NOMBRE	ESTADO	POT [MW]	Demanda	Observaciones
4	1-2-3	1	A Algodón	Tensionado	3	Sin Telemetría	
5	1-2-3	2	A Ledesma	Tensionado	1,5	Sin Telemetría	
3	1-2-3	128	AFISA TC1	Tensionado	3		
3	1-2-3	231	AFISA TC2	Tensionado	3		
1	1-2-3	4	Alta Gracia TC1	Tensionado	10		
1	1-2-3	176	Alta Gracia TC2	Tensionado	10		
5	1-2-3	5	Arias	Tensionado	3,6	Sin Telemetría	
3	1-2-3	6	Arroyito TC1	Tensionado	7,5		
3	1-2-3	104	Arroyito TC2	Tensionado	7,5		
4	1-2-3	7	Ausonia	Tensionado	3,4	Sin Telemetría	
3	1-2-3	23	Balnearia	Tensionado	6,5	Sin Telemetría	
4	1-2-3	8	Bell Ville TC1	Tensionado	14,2		
1	1-2-3	9	Bower	Tensionado	3		
3	1-2-3	10	Brinkman	Tensionado	10	Sin Telemetría	
2	1-2-3	51	Brochero	Tensionado	6	Desde E.T. La Viña	
5	1-2-3	11	Bruzzone	Tensionado	9	Sin Telemetría	
5	1-2-3	13	Canals	Tensionado	2,9		
1	1-2-3	14	Carlos Paz TD1	Tensionado	12	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	173	Carlos Paz TD2	Tensionado	12	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	16	Centro TD1	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	140	Centro TD2	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	141	Centro TD3	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
4	1-2-3	19	Chazon	Tensionado	3,4	Sin Telemetría	
5	1-2-3	65	Coronel Moldes	Tensionado	3,6	Sin Telemetría	
1	1-2-3	17	Cosquin TC1	Tensionado	5,5		
1	1-2-3	142	Cosquin TC2	Tensionado	5,5		
2	1-2-3	246	Despeñadero	Tensionado	2	Sin Telemetría	
3	1-2-3	21	Devoto	Tensionado	3,8	Sin Telemetría	
1	1-2-3	22	Don Bosco TD1	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	168	Don Bosco TD2	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
3	1-2-3	153	El Tio TC1	Tensionado	3,1		
2	1-2-3	180	Elena TD1	Tensionado	7		
1	1-2-3	24	Este TD1	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	169	Este TD2	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	170	Este TD3	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
4	1-2-3	25	Etruria	Tensionado	3,4	Sin Telemetría	
1	1-2-3	26	F del Cañete	Tensionado	3,4		
5	1-2-3	54	Ferías 1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
5	1-2-3	55	Ferías 2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	27	Fiat Auto	Tensionado	10		
2	1-2-3	236	Fitz Simon TA2	Tensionado	2		
2	1-2-3	29	Fitz Simon TC1	Tensionado	1		
3	1-2-3	30	Freyre	Tensionado	4,5	Sin Telemetría	
4	1-2-3	32	Gral Deheza TD1	Tensionado	0		
4	1-2-3	135	Gral Deheza TD2	Tensionado	10		
4	1-2-3	136	Gral Deheza TD3	Tensionado	18		Coop. AGD
5	1-2-3	34	Gral Levalle TC3	Tensionado	1,7		
5	1-2-3	144	Gral Levalle TC4	Tensionado	1,7		
1	1-2-3	256	Gral.Paz TC1	Tensionado	0,6		
5	1-2-3	35	Guatimozin	Tensionado	2,2	Sin Telemetría	
1	1-2-3	36	Guiñazu TD1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	149	Guiñazu TD2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
5	1-2-3	37	H Renanco TC1	Tensionado	0		
5	1-2-3	150	H Renanco TC2	Tensionado	0		
4	1-2-3	98	I Verde - Rural	Tensionado	0,1		
4	1-2-3	42	I Verde-CorBusto	Tensionado	3,4		
4	1-2-3	39	I Verde-Norte	Tensionado	1,2		



4	1-2-3	43	I Verde-Pascana	Tensionado	8,2		
4	1-2-3	160	Inrville TC1	Tensionado	3		
4	1-2-3	38	Inrville TC2	Tensionado	3		
1	1-2-3	178	Interfabrica TD1	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	179	Interfabrica TD2	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	242	J Maria-Caroya 132	Tensionado	8		
4	1-2-3	133	J Posse TD1	Tensionado	5		
3	1-2-3	44	James Craik	Tensionado	5,7	Sin Telemetría	
1	1-2-3	45	Jardin TD1	Tensionado	12	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	145	Jardin TD2	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	146	Jardin TD3	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
2	1-2-3	259	L Molinos - AGracia	Tensionado	0,7		
2	1-2-3	226	L Molinos - S Agu.	Tensionado	1		
2	1-2-3	258	L Molinos - VLMerced	Tensionado	7		
1	1-2-3	130	La Calera TC1	Tensionado	4		
1	1-2-3	131	La Calera TC2	Tensionado	4		
5	1-2-3	151	La Carlota TC1	Tensionado	10,5		Gen
5	1-2-3	152	La Carlota TC2	Tensionado	0		
1	1-2-3	48	La Falda TC1	Tensionado	6	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	177	La Falda TC2	Tensionado	6	Relé Subfrecuencia	
3	1-2-3	49	La Francia	Tensionado	3,6	Sin Telemetría	
4	1-2-3	50	La Laguna	Tensionado	3,4	Sin Telemetría	
5	1-2-3	52	Laboulaye	Tensionado	5,5		
4	1-2-3	53	Laguna Larga	Tensionado	2,3	Sin Telemetría	
5	1-2-3	56	Las Higueras TD1	Tensionado	10		
5	1-2-3	159	Las Higueras TD3	Tensionado	10		
3	1-2-3	57	Las Varillas TC1	Tensionado	10,5		
3	1-2-3	100	Las Varillas TC2	Tensionado	4,8		
5	1-2-3	117	Las Vertientes	Tensionado	1,8	Sin Telemetría	
4	1-2-3	59	Leones TC1	Tensionado	2,5		
4	1-2-3	164	Leones TC2	Tensionado	2,5		
2	1-2-3	66	Los Molinos - FM	Tensionado	1		
2	1-2-3	60	Los Pozos ATC1	Tensionado	1		
2	1-2-3	252	Los Pozos ATC2	Tensionado	1		
3	1-2-3	115	Luque	Tensionado	7,5	Sin Telemetría	
1	1-2-3	3	M Abasto TD1	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	167	M Abasto TD2	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	64	Malagueño Min1	Tensionado	5		
1	1-2-3	171	Malagueño Min2	Tensionado	5		
1	1-2-3	63	Malagueño TD1	Tensionado	2		
4	1-2-3	61	Marco Juarez TC1	Tensionado	7,2		
4	1-2-3	165	Marco Juarez TC2	Tensionado	7,2		
1	1-2-3	243	Mendiolaza TD1	Tensionado	10		
1	1-2-3	205	Montecristo	Tensionado	7		
3	1-2-3	230	Morteros Nva TD2	Tensionado	5		
3	1-2-3	129	Morteros TC2	Tensionado	1,1		
4	1-2-3	58	Noetinger	Tensionado	3,6		
1	1-2-3	68	Norte TD1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	156	Norte TD2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	157	Norte TD3	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	69	Nva Cordoba TD1	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	70	Nva Cordoba TD2	Tensionado	15	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	71	Oeste Barra 2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	72	Oeste Barra 3	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	73	Oeste Barra 4	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
4	1-2-3	232	Oliva TC2	Tensionado	3,7	Relé Subfrecuencia	
4	1-2-3	75	Oncativo	Tensionado	5,3		
3	1-2-3	76	P del Molle TC1	Tensionado	2,8		
3	1-2-3	166	P del Molle TC2	Tensionado	2,8		



2	1-2-3	201	Petroquímica	Tensionado	10		
4	1-2-3	79	Pilar	Tensionado	7		
3	1-2-3	81	Porteña	Tensionado	2,5	Sin Telemetría	
1	1-2-3	83	R del Busto TD1	Tensionado	10		
1	1-2-3	147	R del Busto TD2	Tensionado	10		
1	1-2-3	148	R del Busto TD3	Tensionado	10		
2	1-2-3	84	Reolin - Almafuerte	Tensionado	4	Relé Subfrecuencia	
2	1-2-3	88	Reolin FMI 1	Tensionado	10		
2	1-2-3	89	Reolin FMI 2	Tensionado	4		
1	1-2-3	90	Rio Ceballos TC1	Tensionado	6		
1	1-2-3	121	Rio Ceballos TC2	Tensionado	6,7		
5	1-2-3	225	Rio Cuarto TD2	Tensionado	15		
2	1-2-3	87	Rio Tercero	Tensionado	15		
2	1-2-3	15	S R Calamuchita TC1	Tensionado	2		
2	1-2-3	237	S R Calamuchita TC2	Tensionado	2		
2	1-2-3	255	S R Calamuchita-VGBel.	Tensionado	6		
3	1-2-3	234	S Temple - Rio I	Tensionado	4,1		
3	1-2-3	102	S Temple - StaRosa Rio I	Tensionado	9		
3	1-2-3	93	S Temple TC1	Tensionado	0,5		
3	1-2-3	103	S Temple TC2	Tensionado	1,1		
5	1-2-3	94	Sampacho	Tensionado	3,6	Sin Telemetría	
2	1-2-3	95	San Agustin	Tensionado	2	Sin Telemetría	
1	1-2-3	134	San Antonio TD1	Tensionado	5		
3	1-2-3	96	San Fco Bar A-B	Tensionado	25	Relé Subfrecuencia	
3	1-2-3	97	San Fco Bar3	Tensionado	2	Relé Subfrecuencia	
2	1-2-3	245	San Ignacio	Tensionado	2	Relé Subfrecuencia	
4	1-2-3	92	San Marcos Sud	Tensionado	2,9	Sin Telemetría	
1	1-2-3	105	San Roque	Tensionado	1,3		
1	1-2-3	235	Sur TD1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	109	Sur TD2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	158	Sur TD3	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	110	Suroeste TD6	Tensionado	20	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	162	Suroeste TD7	Tensionado	20	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	163	Suroeste TD8	Tensionado	20	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	126	Tablada TD1	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
1	1-2-3	175	Tablada TD2	Tensionado	10	Relé Subfrecuencia	
2	1-2-3	124	Tancacha TD1	Tensionado	2	Relé Subfrecuencia	
2	1-2-3	132	Tancacha TD2	Tensionado	8	Relé Subfrecuencia	
4	1-2-3	111	Tio Pujio	Tensionado	9	Sin Telemetría	
1	1-2-3	116	Total Nva TD1	Tensionado	7		
1	1-2-3	127	Total Nva TD2	Tensionado	7		
1	1-2-3	112	V Allende TC1	Tensionado	9,3		
1	1-2-3	138	V Allende TC2	Tensionado	9,3		
5	1-2-3	228	V Mackenna TC1	Tensionado	1		
5	1-2-3	62	V Mackenna TC2	Tensionado	1		
4	1-2-3	125	V Maria Norte	Tensionado	13,2		
4	1-2-3	119	V Maria TD1	Tensionado	0	Relé Subfrecuencia	Gen
4	1-2-3	120	V Maria TD2	Tensionado	0	Relé Subfrecuencia	Gen
4	1-2-3	261	V Maria TD3	Tensionado	6		Salida a Luca 33 [kV]
3	1-2-3	101	V Rosario TC1	Tensionado	7,2		
5	1-2-3	118	Viamonte	Tensionado	3	Sin Telemetría	
2	1-2-3	114	Villa Dolores TD1	Tensionado	8		
2	1-2-3	174	Villa Dolores TD2	Tensionado	8		
1	1-2-3	123	Yocsina Corcema	Tensionado	2		GUMA
1	1-2-3	122	Yocsina TD1	Tensionado	2	Relé Subfrecuencia	

Alimentadores y Distribuidores que disponen la protección de subfrecuencia. Se sugiere la conexión de estos para evitar problemas de frecuencia en el sistema mientras se opera en isla.

La última columna corresponde a un valor promedio de potencia activa en [MW] de la carga.

E.T. Este	ET ESTE	Corral de Palos	5,52
		Renacimiento	5,23
	SEA ESTE	Bajo Grande	6,78
		Learte	3,33
		Mataderos	3,52
		Villa Argentina	3,34
		Muller	2,82
		Altmira	3,67
		Trolebuses	1,34
	SEA SAN VICENTE	San Vicente	3,46
		Maldonado	3,79
	SEA PERKINS	A.G.A.	4,64
		Empalme	0,50
		Ferreya	3,25
Radio Nacional		3,75	
Ruta 9		3,65	
Villa Posse	4,64		

E.T. Guñazu	ET GUIÑAZU	Villa Gran Parque	6,13
		Villa Retiro	4,25
		Colonia Tirolesa	4,16
		Zofracor	6,55

E.T. Mercado de Abasto	ET MERCADO DE ABASTO	C. de Grigaitis	5,12
		Santa Elena	3,67
		Mi Granja	2,75
	SEA YOFRE	San Jorge	2,80
		Patricios	2,86
		La Floresta	3,52
		Edison	2,70
		Palmar	2,25
		Arenales	2,90
		Yofre	3,40

E.T. Don Bosco	ET DON BOSCO	Valle Escondido	4,87
		Camino a la Calera	5,29
		Tropezón	6,34
		San Ignacio	4,19
		Pozos Verdes	4,50

E.T. Interfabricas	SEA FIAT	Dist. N°5 Interfabrica	4,27
		Dist. N°4 La Lacteo	3,00
		Dist. N°4 23 de Abril	3,00

E.T. Centro	SEA PUEYRREDON	Charcas	0,60
		Forja	2,57
		Rincón	2,35
		Av. Del Trabajo	2,16
		Bulnes	3,25
	SEA CENTRO	Ames	5,00
		Peatonal	2,60
		Olmos	3,15
		Igualdad	2,70
	SEA 25 DE MAYO	Argenta	3,38
		Banco Nacion	2,44
		Catamarca	1,05
		Catedral	1,92
		Chacabuco	2,16
		Plaza de la Merced	2,61
		Torres las Americas	0,61
		Trust Joyero	2,28
Tyta	1,43		

E.T. Norte	ET NORTE	Muiño	4,92
		Jacinto Rios	2,09
		Panamericano	6,05
	SEA NORTE	General Savio	2,66
		Centro America	4,27
		Ayacucho	3,10
		Villa Azalais	3,50
		Yaguar	4,54
		Toledo	4,56
		M. T. De Alvear	3,87
		Pritty	2,70
		Los Gigantes	3,97
		Leandro N. Alem	1,30
	Quebrachal	3,50	
	SEA ALTA CORDOBA	Atenas	2,74
		J. B. Justo	3,44
		Urquiza	3,03
Cnel. Olmedo		3,51	

E.T. V. Allende	ET Va. ALLENDE	Villa Cornú	6,51
		Av. Argentina	3,30
		San Luis	5,87

E.T. R. Del Busto	ET RODRIGUEZ DEL BUSTO	El Ombu	3,30	
	SEA RODRIGUEZ DEL BUSTO	Cóndor	3,70	
		Poeta Lugones	2,70	
	SEA SOBREMONTA	Zumaran	3,00	
		Las Magnolias	2,00	
		Los Paraisos	3,22	
		Energia Atomica	3,25	
		Mariano Fragueiro	4,21	
		Pimentel	2,84	
		Pajas Blancas	3,62	
		Aeropuerto	1,50	
		Huincan	1,76	
		Canal 10	2,67	
		SEA ARGUELLO	Peñarol	1,60
			Villa Warcalde	3,20
			Estadio Córdoba	3,30
	Villa Belgrano		3,00	
	Los Boulevares		3,00	
	Feriar		2,40	
	Los Hungaros		5,18	

E.T. Suroeste	ET SUROESTE	Villa Libertador	5,20
		Congreso	6,15
		Villa Adela	6,96
		Rivadavia	7,40
		Texas	5,85
		Rosedal	5,88
		Atlántica	5,77
		Jupiter	6,34
		Santa Isabel	4,00
		Defensa	5,45

E.T. Sur	SEA VILLA REVOL	Maipu	2,20
		Bialet Masse	2,20
		Pueblo Colon	2,87
		Barrio Jardin	3,94
		Crisol	1,65
	SEA SAN VICENTE	Yapeyu	3,67
		Juniors	1,67
		Chacra la Merced	3,52
		Molino Letizia	2,05



E.T. Oeste	SEA SANTA ANA	La Madrid	4,01
		Los Platanos	3,14
		Los Naranjos	4,80
		Fundicion Mira	3,12
		Quebrada De las Rosas	3,42
		Las Palmas	3,27
	SEA CERRO	Alto Verde	2,65
		Cerro	3,00
		Telecor	0,85
		Chateau Carreras	1,00
		La Salle	6,19
	SEA DEAN FUNES	Pinzon	3,80
		San Martin	0,50
		Marechal	4,67
		Bajada Caseros	4,30
		Villa Paez	3,52
		Providencia	2,65
		Colegio Belgrano	1,20
		Usina Mendoza	2,90
		Villa Cabrera	3,15
		Central de Policia	0,47
		Set Jujuy	1,10
		Centro Comercial	2,70
		SEA REBAJE	Santo Domingo
	Observatorio		2,90
	Tribunales		3,50
	Club Social		3,50
	Nuevocentro		1,30

E.T. B. Jardin	SEA PIZURNO	Ciudadela	1,76
		Bella Vista	3,02
		Colinas V.S.	2,66
		Las Rosas	3,56
		San Fernando	2,70
		Canal 8	1,00
	ET B° JARDIN	San Antonio	3,96
		San Carlos	6,16
		60 Cuadras	3,33
		SEP	3,43
		Porta	5,44
		Oña	3,21

VILLA MARIA	Linea 1 Villa Maria N°1 o 3	8,28
	Santa Ana	5,25
	Linea N°2 Villa Maria	7,41
	Alto Alegre	3,26
	Linea Villa Maria N°6 o 2	6,22
	Ballesteros no esta	3,15

COSQUIN	Dist.N°1 Cosquin se Paso?	5,52
	Dist.N°2 Pan de Azucar	1,60
	Dist.N°3 Casa Gande	2,54

SAN FRANCISCO	Dist.N°6 Frontera Rural	5,66
	Linea 66kV Freyre	38,00
	Dist.N°4 Devoto	5,56
	Dist.N°8 Rural	4,42

L,AS VARILLAS	Dist.N°3 El Arañado	2,10
	Dist.N°1 Las Varillas Centro	6,30
	Dist.N°5 Alicia - El Fortín	3,55
	Dist.N°2 Las Varillas II	

CAPILLA DEL MONTE	Dist.N°2 Interconexion La Cumbre	0,85
	Dist.N°4 Balumba o Centro	1,32

CARLOS PAZ	Dist.N°2 El Saladillo	5,25
	Dist.N°8 Playas de Oro	6,19
	Dist.N°4 Tanti	
	Dist.N°5 Colinas	6,10

BELL VILLE	Dist.N°3 Barbuy	4,87
	Dist.N°4 Monte Leña - Morrison	1,40
	Dist.N°5 Mainero	3,68

LA FALDA	Dist.N°1 Centro - El Dominador	5,11
	Dist.N°2 Eden	5,68
	Dist.N°4 Valle Hermoso	4,38
	Dist3 Hgrande	



En la siguiente tabla se detallan la potencia demandada por los GUMAS y los principales nosocomios pertenecientes al SIR, usuarios a los cuales se les debe restablecer lo antes posible el servicio eléctrico.

GUMAS EPEC - MAYO 2018					
CLIENTE	ESTACIÓN/SEA	NIVEL DE TENSIÓN [kV]	DEMANDA (MW)		
			Resto	Pico	Valle
Arcor - Colonia Caroya	E.T. J. MARÍA	66	4,61	4,53	4,57
Atanor - Río III	E.T. 13 DE JULIO	132	-	-	-
Danisco - Arroyito	E.T. ARROYITO	66	-	-	-
Embotelladora del Atlántico			8,20	8,05	8,00
H. Libertad - Pueyrredón	SEA PUEYRREDON	13,2	0,77	0,70	0,48
H. Libertad - R. Del Busto	SEA R. DEL BUSTO	13,2	1,96	1,90	0,99
Molinos Cañuelas (A. María)	E.T. ADELIA MARÍA	66	2,25	2,21	2,07
Molino Florencia - Laboulaye	E.T. LABOULAYE	66	2,26	2,07	2,04
J. Minetti S.A. - Pta. Malagueño	E.T. MALAGUEÑO	132	17,09	17,71	17,48
J. Minetti Yocsina (Ex-CORCYOXY)	E.T. YOCSINA	132	4,95	4,95	4,99
Palmar S.A.			3,92	3,82	3,82
Pritty - Córdoba			3,78	3,84	3,58
Quilmes			0,92	0,94	0,97
Total			50,71	50,72	48,99

NOSOCOMIOS DE CAPITAL			
CLIENTE	ESTACIÓN/SEA	NIVEL DE TENSIÓN [kV]	DEMANDA PROMEDIO [MW]
Hospital Cordoba	SEA CENTRO	13,2	0,75
Hospital de Urgencias	SEA PUEYRREDON	13,2	0,3
Instituto del Quemando	SEA PUEYRREDON	13,2	1,4
Hospital Misericordia	E.T. NUEVA CBA	13,2	0,25
Hospital Infantil	SEA ALTA CBA	13,2	1,4
Hospital Privado	SEA PIZZURNO	13,2	0,65
Hospital de Clínicas	E.T. OESTE	13,2	2,25
Hospital Materno Neonatal	SEA REBAJE	13,2	1,5
Hospital Rawson	SEA VILLA REVOL	13,2	1
Total			9,5



UNC

Universidad Nacional de Córdoba
Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales
Proyecto Integrador

5. CONCLUSIONES

La implementación de programas dedicados a la supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) han permitido gestionar los procesos de una manera más eficiente, particularmente a procesos que disponen de mucha información y donde las decisiones por parte de los operadores se deben tomar en poco tiempo.

La ventaja de usar un software dedicado para la simulación de flujos de potencia, donde la información es proporcionada en tiempo real, es la posibilidad de ejecutar las operaciones sobre un sistema virtual y verificar los resultados, antes de ejecutarlos sobre el sistema real. En esta dirección, también se utiliza la misma base de datos de toda la red eléctrica, para el estudio y simulación de condiciones futuras y/o contingencias.

El estudio previo de situaciones complejas, como lo es el escenario donde se desarrolla el presente proyecto, permite a los operadores disponer de mejores herramientas para solventar los efectos de tal eventualidad. Por tales motivos, se generan las ordenes de servicios, donde se establecen las estrategias y pasos necesarios para que la operación y ejecución se desarrolle garantizando la adecuada utilización de los recursos, sin poner en riesgo ningún bien de capital, ni la integridad del personal humano.

La actualización de la Orden de Servicio N°196, permitirá a la Empresa Provincial de Energía de Córdoba disponer de un estudio basado en el objetivo de restablecer el servicio eléctrico a la mayor cantidad de usuarios, realizando la menor cantidad de maniobras posibles sobre la red, disminuyendo eficientemente el tiempo de recuperación y haciendo un correcto uso de las instalaciones y equipos eléctricos.

Un aspecto importante, es el constante mantenimiento del sistema eléctrico, ya que la Orden de Servicio contempla un escenario de operación normal.



5.1 Cumplimiento de objetivos

Se logró llevar a cabo de manera eficiente el estudio para la actualización de la Orden de Servicio N°196, de donde se desprende la planificación, organización y estrategias para la recuperación del Sistema Eléctrico Provincial ante un colapso total.

Para lograr la simulación de cada etapa, fue necesario un exhaustivo estudio sobre el modelado de todos los elementos intervinientes en el Sistema Eléctrico, desde un elemento seccionador hasta la configuración de un grupo de generación. Pasando luego por extenso período de carga de datos, para posteriormente realizar la inicialización de la aplicación, donde surgieron inconvenientes que pudieron ser disgregados y solucionados a medida que se incorporaban conocimientos sobre el funcionamiento del software, sin dejar de lado el aprendizaje necesario sobre el comportamiento de la sistema eléctrico.

La convergencia del programa con los datos adquiridos en tiempo real, realizando corridas de flujo de forma automática cada 5 minutos, es un aval del correcto modelado de la red. Esto asevera que los procedimientos definidos para cada etapa de la Orden de Servicio son correctos en base a los resultados arrojados por la aplicación.

5.2 Conclusiones en base a resultados

En lo que respecta al análisis de los resultados obtenidos en las diferentes corridas de flujo, es importante destacar que mediante la orden de servicio actualizada se puede lograr restablecer un importante porcentaje de demanda.

En el caso de estudio se planteó restablecer una demanda típica de 1493 [MW], y a pesar de que toda la generación instalada en el sistema provincial es de 1413 [MW], solo se pudo restablecer un 78,76% de la demanda total, lo que significa 1176 [MW] de potencia restaurada. Esto es consecuencia de una decisión de compromiso, la de no alimentar la totalidad de la demanda en algunas Estaciones Transformadoras de la Zona Capital como son las E.T. Norte, E.T. Rodríguez del Busto, E.T. Sur y E.T. Oeste, siendo esta última la más perjudicada debido a que solo se alimenta un 50% de su demanda típica. El problema radica en los límites admisibles de transportabilidad de líneas de 132 [kV] de B. Jardín-Sur, Sur-Centro y Centro-Tablada. Dentro de esta decisión, también se optó por dejar sin alimentación el corredor en 66 [kV] Totoral-La Falda, debido a que se encuentra localizado en el extremo norte de la provincia y su posible alimentación no solo causaría la sobrecarga de líneas en el nivel de 132 [kV], sino también problemas en el control de la tensión.



Un paso importante para solventar las dificultades antes mencionadas sería realizar una repotenciación de las centrales ubicadas en la Zona Capital o en el mejor de los casos construir una nueva Central de Generación en dicha zona. Esto significaría mayor potencia para satisfacer un mayor porcentaje de demanda y también para mejorar los niveles de tensión en los puntos más extremos del Sistema Eléctrico.

5.3 Aprendizaje

Fue de gran importancia como alumnos de la facultad, la realización de este proyecto, ya que se tuvo acceso a la información en las mismas condiciones en las que se obtendrían en el ámbito laboral.

Incorporamos conocimientos sobre análisis y corridas de flujo, algo totalmente nuevo para nosotros, donde resaltamos la oportunidad que tuvimos de manipular tan potente software.

El estudio del problema nos llevó a profundizar sobre maniobras que se realizan en un sistema eléctrico integrado como lo es del SIR, si bien algunas de ellas son de ejecución frecuente, como lo es la incorporación de máquinas generadoras para la regulación de potencia activa y reactiva, la apertura de líneas desde uno de sus extremos para conseguir un comportamiento capacitivo y lograr así un aumento de la tensión en las estaciones deseadas, otras son ejecutadas en casos puntuales, como lo es la realización de sincronismo entre subsistemas, determinando que una buena sincronización dependerá de factores propiamente eléctricos determinados por el sistema, y los factores operativos a cargo de la capacidad humana para la coordinación de la maniobra. En este sentido, el presente proyecto, ahonda en proporcionar la mayor información para que la ejecución sea eficaz.

Se generó la necesidad de aprender nuevos conceptos sobre transmisión, generación y distribución de potencia, acoplándose y fortaleciendo los conocimientos adquiridos durante el progreso en nuestra carrera de grado.

La simulación nos aportó destrezas para la manipulación del flujo en la red actuando sobre todos los elementos intervinientes, realizando operaciones de naturalezas muy similares a lo que hoy se ejecuta desde el Centro de Control Provincial

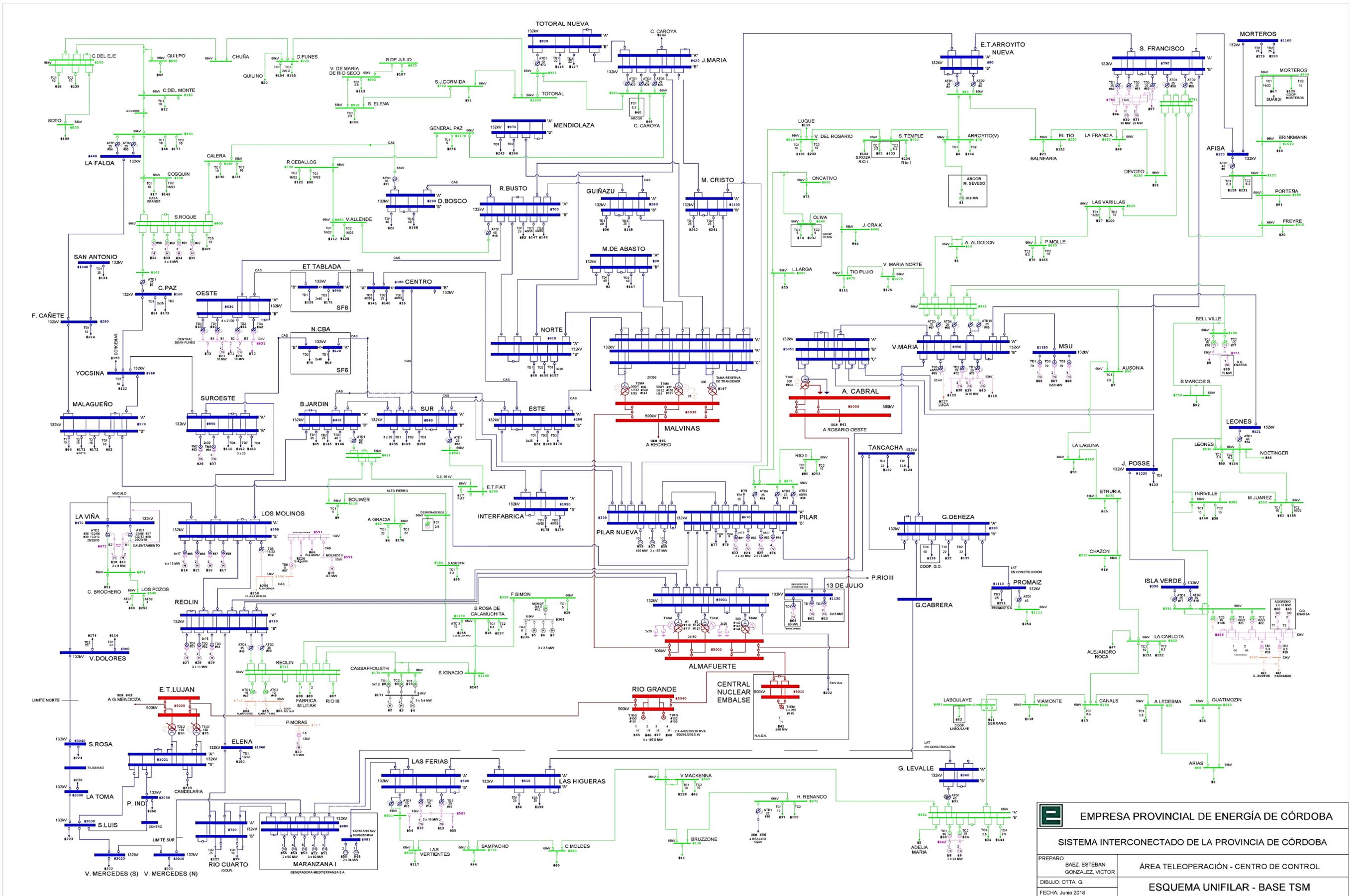


UNC

Universidad Nacional de Córdoba
Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales
Proyecto Integrador

6. APÉNDICES

6.1 Unifilar General de la Provincia de Córdoba



 EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CÓRDOBA	
SISTEMA INTERCONECTADO DE LA PROVINCIA DE CÓRDOBA	
PREPARO: BAEZ, ESTEBAN GONZALEZ, VICTOR	ÁREA TELEOPERACIÓN - CENTRO DE CONTROL
DIBUJO: OTTA, G	ESQUEMA UNIFILAR - BASE TSM
FECHA: Junio 2018	



6.2 Límite de transportabilidad de líneas de transmisión

E		DIVISION PROTECCIONES					03/08/2017
		LIMITES DE CORRIENTE LINEAS DE 132 KV					
LOS LIMITES DE CARGA DE LOS CABLES PUEDE VARIAR SEGÚN EL FABRICANTE, AQUÍ TOMAMOS LA MAS BAJA (PIRELLI) EN OTROS FABRICANTES							
PUEDE SER UN 10% A UN 15% MAS. (POR EJEMPLO CABLE Al/ac 300/50 PIRELLI =650 A, CEDAM=740 A, IMSA= 740 A, PRYSMIAN= 650 A, ETC.)							
ESTACION	LINEA	TRAFO DE CORRIENTE		CABLE			DISPARO
		NOMINAL (relacion)	AL 120%	MATERIAL	SECCION (mm2)	CAPACIDAD (Amperes)	PROTECCION
AFISA	SAN FRANCISCO	300/5	360 A	Al/Ac	300/50	650 A	420 A (dispara autotrafo AFISA en 66kV)
ARROYITO	MALVINAS	800/5	960 A	Al/Ac	300/50	650 A	720 A
	SAN FRANCISCO	300/5	360 A	Al/Ac	300/50	650 A	no tiene
BARRIO JARDIN	LOS MOLINOS 2	800/5	960 A	Al/Ac	240/40	565 A	600 A
	PILAR 2	1000/5	1200 A	Cu-Al/Ac	630-435/65	765 A	no tiene
	SUR	500/5	600 A	Al/Ac	240/40	565 A	no tiene
CARLOS PAZ	YOCSINA	400/5	480 A	Al/Ac	300/50	650 A	320A
CENTRO	SUR	600/5	720 A	Cu	630	780 A	720 A
	TABLADA	800/5	960 A	Cu	630	780 A	720 A
	ESTE (futura)	800/5	960 A	Cu	630	780 A	no tiene
DON BOSCO	ROD. DEL BUSTO	300/5	360 A	Cu	500	710 A	375 A
ELENA	REOLIN	800/5	960 A	Al/Ac	300/50	650 A	608 A
	RÍO CUARTO	800/5	960 A	Al/Ac	300/50	650 A	624 A
ESTE	CENTRO (futura)	800/5	960 A	Cu	630	780 A	no tiene
	MALVINAS	600/5	720 A	Cu-Al/Ac	500-300/50	650 A	no tiene
	PILAR 2	800/5	960 A	Al/Ac	185/32	475 A	720 A
	SUR	400/5	480 A	Al/Ac	150/25	415 A	no tiene
F. DEL CAÑETE	S. A. DE ARREDONDO	125/5	150 A	Al/Ac	300/50	650 A	no tiene
	LA FALDA	260/5	312 A	Al/Ac	300/50	650 A	340A
	MALAGUEÑO	260/5	312 A	Cu-Al/Ac	185-300/50	530 A	340A



ESTACION	LINEA	TRAFO DE CORRIENTE			CABLE		DISPARO
		NOMINAL (relacion)	AL 120%	MATERIAL	SECCION (mm2)	CAPACIDAD (Amperes)	PROTECCION
GRAL DEHEZA	ARROYO CABRAL	500/5	600 A	Al/Ac	300/50	650 A	no tiene
	LAS HIGUERAS	800/5	960 A	Al/Ac	300/50	650 A	800 A
	TANCACHA	600/5	720 A	Al/Ac	300/50	650 A	810 A
GUIÑAZU	MALVINAS	500/5	600 A	Al/Ac	300/50	650 A	600 A
	MENDIOLAZA	400/5	480 A	Al/Ac	300/50	650 A	520A
	ROD. DEL BUSTO	500/5	600 A	Al/Ac	300/50	650 A	550 A
HUINCA RENANCO	REALICO	120/5	144 A	Al/Ac	300/50	650 A	144 A
INTERFÁBRICAS	PILAR	1000/5	1200 A	Cu-Al/Ac	630-435/65	765 A	no tiene
	SUR	1000/5	1200 A	Cu-Al/Ac	630-435/65	765 A	850 A
ISLA VERDE	JUSTINIANO POSSE	260/5	312 A	Al/Ac	300/50	650 A	351 A
JESUS MARIA	NORTE	800/5	960 A	Al/Ac	300/50	650 A	600 A
	V. DEL TOTORAL	400/5	480 A	Al/Ac	300/50	650 A	400 A
JUSTINIANO POS	ISLA VERDE	400/5	480	Al/Ac	300/50	650 A	no tiene
LA FALDA	FALDA DEL CAÑETE	260/5	312 A	Al/Ac	300/50	650 A	260 A
LA VIÑA	LOS MOLINOS	300/5	360 A	Al/Ac	150/25	415 A	390 A
	VILLA DOLORES	500/5	600 A	Al/Ac	300/50	650 A	440 A
LAS FERIAS	LAS HIGUERAS	800/5	960 A	Al/Ac	300/50	650 A	no tiene
	MARANZANA	500/1	600 A	Al/Ac	300/50	650 A	no tiene
	MARANZANA 2	800/5	960 A	Al/Ac	300/50-338/50	650 A	no tiene
LAS HIGUERAS	GRAL. DEHEZA	800/5	960 A	Al/Ac	300/50	650 A	no tiene
	LAS FERIAS	800/5	960 A	Al/Ac	300/50	650 A	no tiene
MALAGUEÑO	FALDA DEL CAÑETE	250/5	300 A	Cu-Al/Ac	185-300/50	530 A	366A
	PILAR	800/5	960 A	Al/Ac	300/50	650 A	no tiene
	YOCSINA	400/5	480 A	Al/Ac	300/50	650 A	no tiene
MARANZANA 2	LAS FERIAS	800/1	960 A	Al/Ac	300/50-338/50	650 A	no tiene
	RIO CUARTO	800/1	960 A	Al/Ac	300/50-338/50	650 A	no tiene. ABRE LA TG4 A 650A



ESTACION	LINEA	TRAFO DE CORRIENTE			CABLE	CAPACIDAD (Amperes)	DISPARO
		NOMINAL (relacion)	AL 120%	MATERIAL	SECCION (mm ²)		PROTECCION
M. DE ABASTO	MALVINAS	500/5	600 A	Al/Ac	185/32	475 A	675 A
	NORTE	500/5	600 A	Al/Ac	185/32	475 A	675 A
MOLINOS	Bº JARDIN	500/5	600 A	Al/Ac	240/40	565 A	600 A
	LA VIÑA	400/5	480 A	Al/Ac	150/25	415 A	440 A
	REOLIN 1	500/5	600 A	Al/Ac	300/50	650 A	600 A
	REOLIN 2	500/5	600 A	Al/Ac	300/50	650 A	600 A
	SUROESTE	500/5	600 A	Al/Ac	240/40	565 A	600 A
NORTE	JESUS MARIA	500/5	600 A	Al/Ac	300/50	650 A	600 A
	MALVINAS	500/5	600 A	Al/Ac	300/50	650 A	700 A
	M. DE ABASTO	500/5	600 A	Al/Ac	185/32	475 A	675 A
	ROD. DEL BUSTO	400/5	480 A	Al/Ac	185/32	475 A	480 A
NVA. CORDOBA	SUR	600/5	720 A	Cu-Al/Ac	630-240/40	565 A	no tiene
	SUROESTE	600/5	720 A	Cu-Al/Ac	630-240/40	565 A	no tiene
OESTE	ROD. DEL BUSTO	800/5	960 A	Al/Ac	185/32	475 A	800 A
	TABLADA	800/5	960 A	Cu-Al/Ac	630-150/25	415 A	520 A
PILAR	CABLE 1	800/5	960 A	Cu	630	780 A	no tiene
	CABLE 2	1000/5	1200 A	Cu	630	780 A	no tiene
	ALMAFUERTE 1	400/5	480 A	Al/Ac	435/55	765 A	520 A
	ALMAFUERTE 2	400/5	480 A	Al/Ac	435/55	765 A	520 A
	MALAGUEÑO	800/5	960 A	Al/Ac	300/50	650 A	800 A
	VILLA MARIA	400/5	480 A	Al/Ac	150/25	415 A	560 A
PILAR 2	CABLE 1	800/5	960 A	Cu	630	780 A	no tiene
	CABLE 2	1000/5	1200 A	Cu	630	780 A	no tiene
	Bº JARDIN	1000/5	1200 A	Cu-Al/Ac	630-435/65	765 A	no tiene
	ESTE	1000/5	1200 A	Al/Ac	185/32	475 A	no tiene
	MALVINAS	1000/5	1200 A	Al/Ac	185/32	475 A	no tiene
	INTERFÁBRICAS	1000/5	1200 A	Cu-Al/Ac	630-435/65	765 A	no tiene



ESTACION	LINEA	TRAFO DE CORRIENTE			CABLE		DISPARO
		NOMINAL (relacion)	AL 120%	MATERIAL	SECCION (mm ²)	CAPACIDAD (Amperes)	PROTECCION
REOLIN	ALMAFUERTE 1	800/5	960 A	Al/Ac	300/50	650 A	800A
	ALMAFUERTE 2	1000/5	1200 A	Al/Ac	300/50	650 A	960A
	ALMAFUERTE 3	1000/5	960 A	Al/Ac	300/50	650 A	960 A
	MOLINOS 1	500/5	600 A	Al/Ac	300/50	650 A	600 A
	MOLINOS 2	1000/5	1200 A	Al/Ac	300/50	650 A	650 A
	ELENA	800/1	960 A	Al/Ac	300/50	650 A	600 A
RIO CUARTO	MARANZANA 2	800/5	960 A	Al/Ac	300/50-338/50	650 A	no tiene
	ELENA	500/5	600 A	Al/Ac	300/50	650 A	no tiene
	V. MERCEDES	800/5	960 A	Al/Ac	300/50	650 A	704 A
ROD. DEL BUSTO	DON BOSCO	300/5	360 A	Cu	500	710 A	375 A
	GUIÑAZU	600/5	720 A	Al/Ac	300/50	650 A	no tiene
	MALVINAS	600/5	720 A	Al/Ac	300/50	650 A	no tiene
	NORTE	600/5	720 A	Al/Ac	185/32	475 A	no tiene
	OESTE	600/5	720 A	Al/Ac	185/32	475 A	792A
SAN FRANCISCO	AFISA	300/5	360 A	Al/Ac	300/50	650 A	240 A
	ARROYITO	400/5	480 A	Al/Ac	300/50	650 A	360 A
	LAS VARILLAS	400/5	480 A	Al/Ac	300/50	650 A	520 A
SUR	B° JARDIN	800/5	960 A	Al/Ac	240/40	565 A	no tiene
	CENTRO	800/5	960 A	Cu	630	780 A	720 A
	ESTE	800/5	960 A	Al/Ac	150/25	415 A	no tiene
	NUEVA CORDOBA	400/5	480 A	Cu-Al/Ac	630-240/40	565 A	no tiene
	INTERFÁBRICAS	1000/5	1200 A	Cu-Al/Ac	630-435/65	765 A	900 A
SUROESTE	MOLINOS 1	500/5	600 A	Al/Ac	240/40	565 A	600 A
	NUEVA CORDOBA	400/5	480 A	Cu-Al/Ac	630-240/40	565 A	no tiene
	YOCSINA	800/5	960 A	Al/Ac	185/32	475 A	no tiene
TABLADA	CENTRO	800/5	960 A	Cu	630	780 A	720 A
	OESTE	800/5	960 A	Cu-Al/Ac	630-150/25	415 A	560 A
TANCACHA	ALMAFUERTE	800/5	960 A	Al/Ac	300/50	650 A	960 A
	GRAL. DEHEZA	600/5	720 A	Al/Ac	300/50	650 A	810 A



6.4 Acrónimos, fraseología y definiciones

Extraídos del Anexo II de los Procedimientos Técnicos de C.A.M.M.E.S.A.

COC: Centro de Control de Operaciones del SADI, a cargo de CAMMESA.

COD: Centro de Control de Operaciones de cada uno de los Distribuidores.

COG: Centro de Control de Operaciones de cada uno de los Generadores.

Contingencia: Cambio imprevisto y repentino en la topología de la red y/o en el parque generador.

COT: Centro de Control de Operaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, a cargo de TRANSENER S.A.

COTDT: Cada uno de los Centros de Control de Operaciones de los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal.

Demanda: Potencia requerida por los consumidores de energía eléctrica.

Emergencia: Condición extraordinaria del SADI, como consecuencia de contingencias severas que produzcan o puedan producir el colapso parcial o total del Sistema Eléctrico, o bien un déficit momentáneo de generación en el mismo.

Entrar en paralelo: Acción de conectar eléctricamente una máquina o sistema eléctrico con el SADI luego de verificar manual o automáticamente el cumplimiento de las condiciones de sincronismo.

Equipo disponible: Equipo en condiciones de ser puesto en servicio.

Equipo eléctrico: Elemento integrante de un sistema eléctrico.

Equipo indisponible: Equipo no apto para entrar en servicio.

Fuera de servicio: Equipo que no está siendo utilizado.

Interruptor en reposo: Estado de un interruptor, separado de toda fuente de tensión, y en posición de cerrado.

Interruptor: Es el equipo que sirve para cerrar y abrir circuitos eléctricos con o sin carga, o con corrientes de fallas.

Marcha en vacío: Equipo energizado al que no se le ha conectado su carga.

Pérdida de demanda: Reducción intempestiva de la demanda.

Restricción: Disminución de la potencia nominal de un equipo por razones extremas.

Restricciones por déficit: Reducción de la demanda por imposibilidad de satisfacerla.



Salir del paralelo: Acción de desvincular una máquina o sistema del SADI.

Seccionador: Es un dispositivo de corte visible, cuya función consiste en abrir o cerrar un equipo sin carga.

Seccionador de puesta a tierra: Seccionador que vincula a un equipo fuera de servicio, rígidamente a tierra.

Sincronización: Proceso mediante el cual las tensiones de dos máquinas sincrónicas o sistemas eléctricos, desconectados entre sí, se ajustan en frecuencia, en módulo y fase.

Sistema Argentino de Interconexión (SADI): Sistema eléctrico interconectado constituido por las instalaciones de transmisión, transformación, compensación y maniobra que integran el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal de las diversas Regiones Eléctricas de la República Argentina.

Sistema eléctrico: Conjunto formado por equipos de generación, transformación, transmisión y otros, conectados físicamente y operados bajo un único esquema de control, dirección o supervisión de operación.

Sobrecarga: Potencia suministrada o carga superior a la potencia nominal para la que se ha previsto una instalación o un elemento de esta.

Telecomando o Telemando: Comando a distancia.

Telemedición: Medición a distancia.

Teleprotección: Protección a distancia.

Frases y términos relacionados con la generación

Arranque: Proceso mediante el cual un generador es llevado desde el estado de reposo a la velocidad de régimen, para su posterior sincronización y entrada en paralelo.

Curva o Diagrama de Capacidad P-Q o Curva de Capabilidad de un generador: Representación gráfica de los límites de generación de potencia aparente de la potencia activa y reactiva generada.

Generación de energía eléctrica: Obtención de la energía eléctrica mediante la utilización de otra forma de energía.

Mínimo técnico: Potencia de un generador por debajo de la cual no puede operar en condiciones normales de funcionamiento.



Pérdida de Generación: Reducción imprevista de la potencia generada. Ésta puede ser intempestiva o controlada.

Potencia despachada: Es la suma de las potencias o cargas de los generadores en un instante dado.

Potencia disponible: Es la máxima potencia que una unidad generadora puede entregar. Es igual a la potencia efectiva menos las posibles limitaciones o restricciones temporarias.

Potencia disponible del SADI: Es la suma de las potencias disponibles de todos los generadores disponibles, ya sea que estén en servicio o no.

Potencia efectiva: Valor que se obtiene al deducir de la potencia nominal las limitaciones permanentes.

Potencia generada: Es la potencia o carga instantánea de un generador.

Potencia indisponible: Suma de potencias efectivas de los generadores en reparación, ya sea ésta forzada o programada.

Potencia máxima: Es el máximo valor de potencia generada que puede mantenerse durante un tiempo determinado, incluyendo la capacidad de sobrecarga.

Potencia nominal: Valor especificado en la chapa característica de la máquina que indica la potencia máxima en servicio continuo para la cual ha sido diseñada la misma.

Potencia operable del SADI: Es la suma de potencias disponibles de los generadores que se encuentran en servicio.

Programa de despacho: Valores horarios de generación prevista para cada grupo generador, obtenidos como resultado del modelo de despacho hidrotérmico diario, en función de las previsiones de demanda y disponibilidad de generación del MEM.

Regulación de la frecuencia del SADI: Ajuste de la potencia generada con respecto a la demanda, para mantener la frecuencia en el valor de consigna.

Regulación primaria de frecuencia (RPF): Regulación automática de la potencia generada por acción del regulador de velocidad librado al estatismo, con el objeto de equilibrar las variaciones rápidas de la demanda.

Regulación secundaria de frecuencia (RSF): Regulación manual o automática de la potencia generada de un grupo de unidades generadoras, con el objeto de compensar el error final resultante de la Regulación Primaria de Frecuencia.



Regulación terciaria de frecuencia (RTF): Asignación de un valor de consigna para la regulación de frecuencia distinto del nominal, a fin de ajustar la hora sincrónica a la hora patrón.

Reserva disponible: Es la diferencia entre la potencia disponible y la potencia despachada.

Reserva fría: Es la parte de la Reserva No Rotante constituida por aquellas máquinas térmicas de punta (grupos turbo gas) que puedan entrar en servicio y alcanzar su Potencia Disponible en un tiempo no mayor a 20 minutos, que han sido ofrecidas por los Generadores y aceptadas por el OED a tal efecto.

Reserva no rotante: Es la parte de la Reserva Disponible que se encuentra fuera de servicio y que puede ser conectada al Sistema Eléctrico y tomar carga dentro de un tiempo especificado; o sea la diferencia entre Potencia Disponible y la Potencia Operable.

Reserva rotante: Es la parte de la Reserva Disponible conectada al Sistema Eléctrico y lista para tomar carga; o sea la diferencia entre Potencia Disponible y la Potencia Operable.

Tiempo de arranque: Lapso, expresado en horas o minutos, desde que se enciende la caldera para grupos turbo vapor; desde la orden de apertura de los álabes para los grupos hidráulicos y desde que se solicita el arranque para los grupos turbo gas, hasta que el generador completa su proceso de arranque.

Frases y términos relacionados con la transmisión y la transformación

Anillo: Circuito eléctrico unido por sus dos extremos, alimentado por una o más fuentes.

Barras: Elementos que posibilitan la unión eléctrica entre distintos equipos ubicados en el mismo emplazamiento. De acuerdo con su condición de utilización pueden definirse como: principal, auxiliar, de transferencia, de reserva, etc.

Bobina de compensación: Equipo de un sistema eléctrico, con un valor fijo de reactancia inductiva, destinado a compensar el exceso de potencia reactiva capacitiva.

Compensador estático: Equipo con regulación electrónica de potencia reactiva. Está compuesto fundamentalmente por un transformador, reactor controlado, banco de capacitores y válvula de tiristores.

Compensador sincrónico: Máquina sincrónica que funciona sin carga activa, destinada a suministrar o absorber potencia reactiva.



Conductor: Elemento de línea que tiene la misión de transmitir la energía.

Estación o subestación: Conjunto de quipos eléctricos y de los edificios necesarios localizados en un mismo lugar, para la conversión, transformación, compensación de la energía eléctrica y/o para la conexión de dos o más redes o sistemas.

Falla transitoria o fugaz: Falla cuya supresión no necesita ninguna intervención en el lugar en que se ha producido.

Falla permanente: Falla cuya supresión necesita la intervención en el lugar en que se ha producido.

Falla intermitente: Falla que se reproduce en el mismo lugar a intervalos reducidos y bajo el efecto de la misma causa.

Interconexión: Conexión entre dos o más sistemas eléctricos.

Límite de transmisión de potencia: Valor de potencia máximo que se puede transmitir, teniendo cuenta las limitaciones y/o restricciones, ya sean de origen térmico, por estabilidad o por seguridad.

Límites de compensación: Son los valores de potencia reactiva máxima que un equipo de compensación puede entregar o recibir.

Punto de interconexión: Lugar donde es posible efectuar la puesta en paralelo entre los sistemas de diferentes empresas y/o regiones.

Red: Conjunto de circuitos eléctricos conectados entre sí.

Transformación: Conversión de energía eléctrica en energía eléctrica sin cambio de frecuencia.

Transmisión: Conducción de energía eléctrica, generalmente a grandes distancias.

Frases y términos relacionados con perturbaciones y fallas

Cortocircuito: Conexión voluntaria o accidental de dos puntos de un circuito a través de una impedancia despreciable.

Falla: Modificación accidental, en un punto dado, de las características del circuito eléctrico. Modificación accidental de un dispositivo asociado que trae como consecuencia el comportamiento no deseado de un circuito eléctrico.

Perturbación: Modificación imprevista e indeseada de las variables de un sistema eléctrico, a causa de una contingencia que provoca una alteración con respecto a sus condiciones normales de operación.



UNC

Recierre: Reconexión automática de un interruptor después de su apertura por actuación de una protección.

Sobretensión: Valor de tensión, ya sea transitoria o de una determinada duración, que excede al valor máximo admisible de servicio normal.



UNC

Universidad Nacional de Córdoba
Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales
Proyecto Integrador

7. Bibliografía

CAMMESA. *Anexo II - Freseología y definiciones*. s.f.

Corsi S., Pozzi M., Sabelli C. and Serrani A. «The Coordinated Automatic Voltage.» IEEE Transaction on Power, 2004.

EPEC, Empresa Provincial de Energía de Córdoba. s.f.

GeneralElectric. *Manual y Soporte Técnico de XA21*. 2012.

Kundur, Prabha. *Power System Stability and Control*. New York: McGraw Hill, 1994.

Ledesma, Pablo. «Regulación de frecuencia y potencia.» Universidad Carlos III de Madrid, 2008.

Molina, Roberto D. «Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia.» *Curso de Posgrado CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico)*. 2004.

Natividad, Ing. Francisco Torres García - Ing. Juan. «Problemática de Sincronización en el Sistema Eléctrico Peruano.» Perú, 2005.

Stevenson, Jhon J. Grainger - William D. *Análisis de sistemas de potencia*. México: Mc Graw Hill, 1996.

Vaschetti, Jorge. «Control en Tiempo Real del Sistema Eléctrico de Potencia mediante técnicas de Inteligencia Artificial.» Córdoba, 2013.



UNC

Universidad Nacional de Córdoba
Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales
Proyecto Integrador