

## ANEXO 2 DE ORDEN DE SERVICIO N° 54: AUTOMATISMO DISTRIBUIDO DE REACTORES

### OBJETIVO

En este Anexo de la OS 54 se describe el funcionamiento de la Automatismos Distribuido de Reactores (ADR) que controla la tensión del corredor Choele Choel - Esperanza.

DISTRIBUCION	
Centro de Documentación de Sede Central	GRS - Supervisor de Mantenimiento de ET - Colonia Valentina
Comunicaciones	GRS - Supervisor de Mantenimiento de LAT - Colonia Valentina (1)
COT - Centro de Operaciones	GRS - Supervisor de Mantenimiento de LAT - Puerto Madryn
COT - Jefatura del Centro de Control	GRS - Supervisor de Mantenimiento y Técnicos de ET - Santa Cruz Norte
COT - Programación Semanal y Diaria	GRS - Supervisor de Protecciones y Control - Colonia Valentina
Director de Ingeniería Regulatoria	GRS - Supervisor de Protecciones y Control - Santa Cruz Norte
Director Técnico	GRS - Supervisor de Técnicos de ET - Bahía Blanca
GdeM - Jefatura Centro de Trabajos con Tensión	GRS - Supervisor de Técnicos de ET - Colonia Valentina
Gerente de Mantenimiento	GRS - Técnicos de ET Choele Choel
Gerente de Planificación y Operación de la Red	GRS - Técnicos de ET Esperanza
Gestión de la Calidad	GRS - Técnicos de ET Puerto Madryn 500 kV (Intesar)
GRS - Gerente Regional Sur	GRS - Técnicos de ET Río Santa Cruz
GRS - Jefatura de Estaciones Transformadoras	GRS - Técnicos de ET Santa Cruz Norte
GRS - Jefatura de Gestión de Mantenimiento	Jefatura de Estudio de Fallas y Normalizaciones
GRS - Jefatura de Líneas de Transmisión	Jefe de Administración de Redes de Operación
GRS - Jefatura de Protecciones, Control y Comunicaciones	Jefe de Ingeniería de Operación
GRS - Laboratorio de Mediciones Especiales	Jefe de Planeamiento de la Red
GRS - Supervisor de Comunicaciones	Jefe de Protecciones y Control
GRS - Supervisor de Mantenimiento de ET - Bahía Blanca	Jefe de Seguridad, Salud en el Trabajo y Medio Ambiente
**CAMMESA	
*INTESAR	
* Distribución otras empresas	
** Distribución vía MEMNet	

*Este Anexo de la OS 54 se encuentra disponible en Intranet, en la dirección Dir. General > Sistema de Documentos > Ingeniería en Operación > Orden de servicio (Ingeniería de Operación) > Transener.*

## CONTENIDO

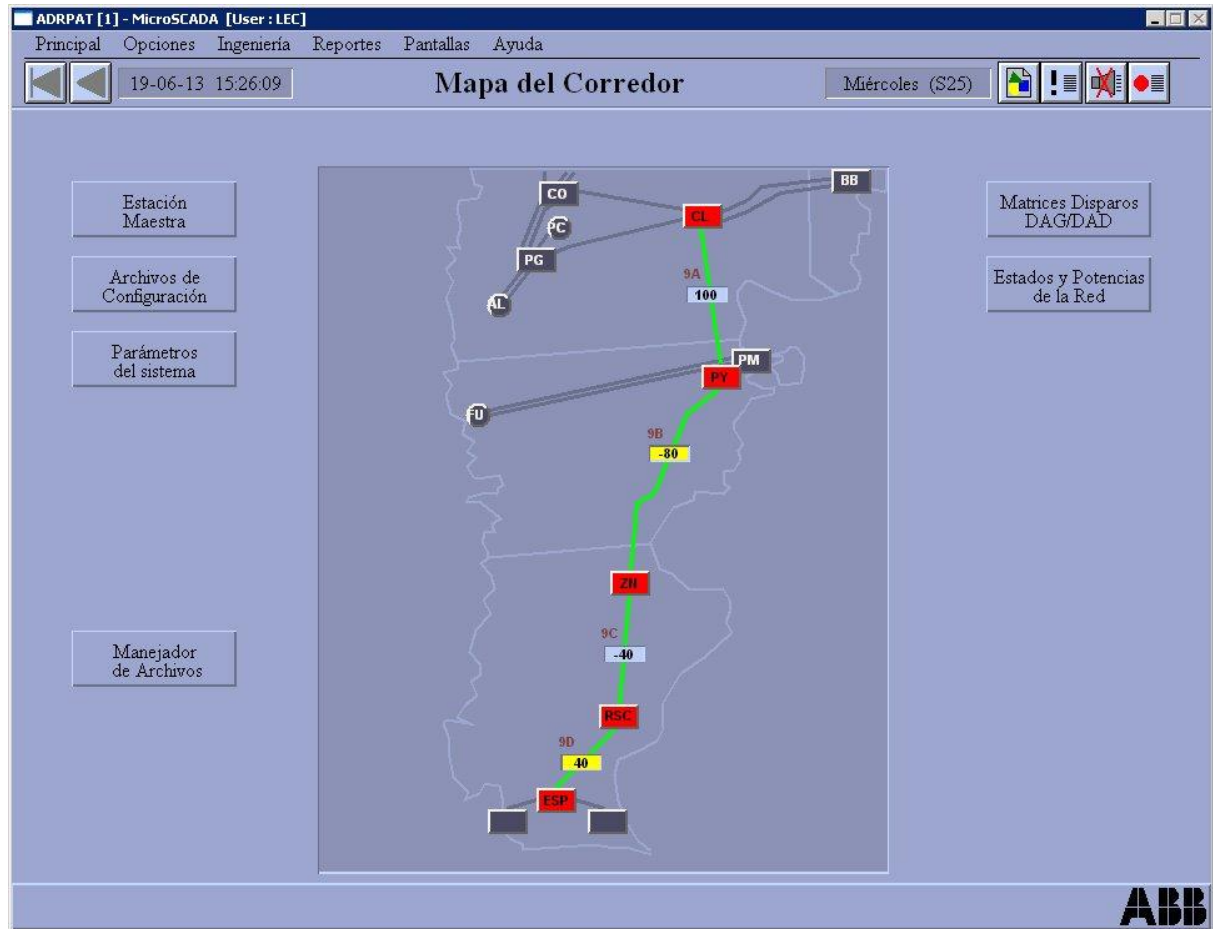
	Pág.
<b>1. DESCRIPCIÓN DEL AUTOMATISMO .....</b>	<b>3</b>
<b>1.1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>3</b>
<b>1.2. CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN DEL AUTOMATISMO.....</b>	<b>4</b>
<b>1.3. METODOLOGÍA UTILIZADA PARA LA DEFINICIÓN DE ACCIONES DEL AUTOMATISMO .....</b>	<b>6</b>
<b>1.3.1. ADR TEMPORIZADO .....</b>	<b>6</b>
<b>1.3.2. ADR FORZADO.....</b>	<b>6</b>
<b>1.4. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPAMIENTO DEL AUTOMATISMO.....</b>	<b>11</b>
<b>2. PROGRAMACIÓN DEL CONTROL MAESTRO.....</b>	<b>12</b>
<b>2.1 FUNCIÓN PRINCIPAL .....</b>	<b>12</b>
<b>2.2 FUNCIONES SECUNDARIAS.....</b>	<b>12</b>
<b>2.3 DATOS UTILIZADOS PARA LOS CÁLCULOS .....</b>	<b>12</b>
<b>2.3.1 Estado de las líneas .....</b>	<b>13</b>
<b>2.3.2 Potencias en líneas.....</b>	<b>14</b>
<b>2.3.3 Potencias de transformadores .....</b>	<b>16</b>
<b>2.4 DATOS UTILIZADOS PARA LOS CÁLCULOS DESDE PLC DE ESTACIONES .....</b>	<b>17</b>
<b>2.4.1 Estado de los Equipos de Teleprotección en ET .....</b>	<b>17</b>
<b>2.4.2 Conectividad de los Reactores Maniobrables .....</b>	<b>17</b>
<b>2.4.3 Llaves Normal/Prueba .....</b>	<b>17</b>
<b>2.5 INFORMACIÓN INTERCAMBIADA ENTRE SUBSISTEMAS .....</b>	<b>17</b>
<b>2.5.1 Intercambio de datos.....</b>	<b>17</b>
<b>2.5.3 Intercambio de eventos .....</b>	<b>18</b>
<b>3. TABLAS DEL SISTEMA .....</b>	<b>18</b>
<b>3.2 TABLA DE CORRELACIÓN PRIMARIA .....</b>	<b>19</b>
<b>3.3 TABLA DE CONFIGURACIONES NO OPERABLES.....</b>	<b>20</b>
<b>3.4 TABLA DE ACCIÓN ADR FORZADO .....</b>	<b>20</b>
<b>3.5 DETERMINACIÓN DEL ESTADO DE LOS REACTORES .....</b>	<b>21</b>
<b>4. PROCEDIMIENTOS PARA LOS CÁLCULOS .....</b>	<b>23</b>
<b>4.1 DETERMINACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE RED .....</b>	<b>23</b>
<b>4.2 BÚSQUEDA DE LA TABLA ACCIÓN ADR FORZADO .....</b>	<b>23</b>
<b>4.3 DETERMINACIÓN DE LA SELECCIÓN DE REACTORES PARA ACCIÓN ADR FORZADA .....</b>	<b>24</b>
<b>4.3.1 Descripción General del Procedimiento .....</b>	<b>24</b>
<b>4.3.2 Matriz de disparos.....</b>	<b>25</b>
<b>5 FUNCIONAMIENTO ANTE CONDICIONES DE FALLAS DEL SISTEMA.....</b>	<b>26</b>
<b>5.1 FALLA DE COMUNICACIONES ENTRE EL CONTROL MAESTRO Y UN PLC DE ET .....</b>	<b>26</b>
<b>5.2 FALLA DE COMUNICACIONES ENTRE UN PLC DE ET Y LA RTU DE ET .....</b>	<b>27</b>
<b>5.3 MODO SIMULACIÓN EN ESTACIÓN MAESTRA .....</b>	<b>27</b>
<b>5.4 FALLA DE COMUNICACIONES ENTRE LA ESTACIÓN MAESTRA Y EL PLC MAESTRO .....</b>	<b>29</b>
<b>5.5 HABILITACIÓN ADR.....</b>	<b>30</b>

## 1. DESCRIPCIÓN DEL AUTOMATISMO

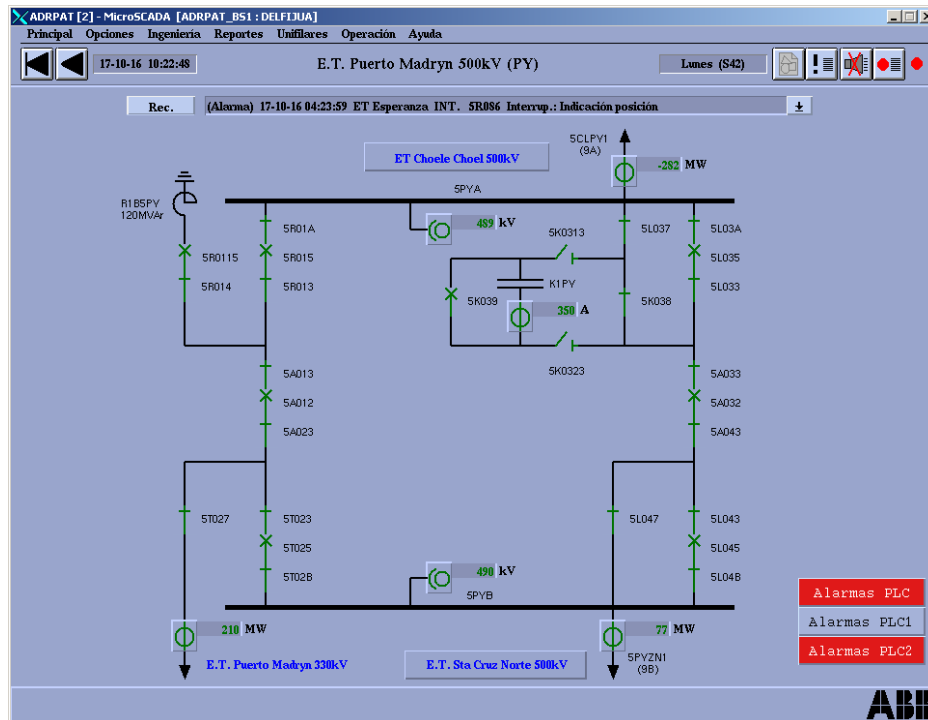
### 1.1. INTRODUCCIÓN

Se describen en este Anexo las características y condicionamientos del automatismo que controla las tensiones del corredor Choele Choel – Esperanza. Además se establece su relación con los automatismos preexistentes y las modificaciones realizadas en los mismos.

En este documento se dan las pautas para la operación del control automático y coordinado de conexión/desconexión de los reactores de barra de las ET Santa Cruz Norte, Río Santa Cruz y Esperanza, Automatismo Distribuido de Reactores (ADR), ante los distintos eventos del corredor.



Ejemplo de Pantalla de ET:



## 1.2. CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN DEL AUTOMATISMO

En este punto se describe la filosofía de operación del ADR.

En la figura 1 se muestran los reactores de barras de las tres estaciones de 500 kV. Se definen como maniobrables aquellos que tienen interruptor propio.

### ET Santa Cruz Norte (ZN):

Tres reactores maniobrables (3 x 50 MVA): R1B5ZN, R2B5ZN, R3B5ZN.

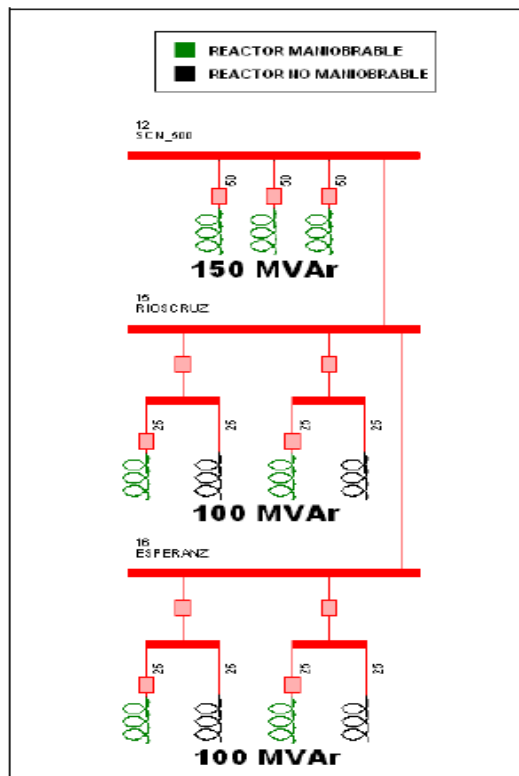
### ET Río Santa Cruz (RSC):

Dos reactores maniobrables (2 x 25 MVA): R1B5RSC, R3B5RSC.

### ET Esperanza (ESP):

Dos reactores maniobrables (2 x 25 MVA): R1B5ESP, R3B5ESP.

En estas dos últimas estaciones se parte del supuesto que se opera siempre con la calle que alimenta a los reactores cerrada.



**FIGURA 1**

En determinados escenarios y ante determinados eventos es necesaria la conexión o desconexión de reactores en un tiempo mínimo. Ante los demás eventos, los tiempos pueden ser mayores.

En la descripción del automatismo se definen dos modos de operación con tiempos de operación bien diferenciados.

**ADR temporizado:** Actúa conectando o desconectando reactores en forma temporizada. Cada PLC monitorea los niveles de tensión de su ET. El tiempo de actuación va desde 1 a 15 s. Se configuran los tiempos de actuación de cada uno de los reactores maniobrables de cada una de las tres ET de tal forma que el resultado sea una acción escalonada en el control de tensión del corredor.

**ADR forzado:** Actúa ante determinados eventos y en función de la situación previa de la red. Son los casos donde las sobretensiones/subtensiones registradas sin la actuación del mismo en tiempos mínimos, ponen en peligro la estabilidad de Sistema. Se utiliza también para anticiparse a la actuación de protecciones de sobretensión configuradas para proteger equipamiento.

El tiempo de operación (detección/procesamiento/actuación) es menor o igual a 250 ms.

**Convenciones:**

A los efectos del manejo del valor de las variables en el programa del automatismo se toma:

Positivo el flujo de potencia activa hacia Choele Choel.

Positivo la conexión de reactores. Por ej.: Entrar en servicio un reactor es +25 MVar.

### 1.3. METODOLOGÍA UTILIZADA PARA LA DEFINICIÓN DE ACCIONES DEL AUTOMATISMO

#### 1.3.1. ADR TEMPORIZADO

Está implementada en cada PLC la posibilidad de conectar y desconectar reactores en función de la medición de la tensión en barras de 500 kV. La tabla 1 muestra el ajuste implementado:

ET	Escalón	Subtensión 1 (<475 kV)	Subtensión 2 (<465 kV)	Sobretensión (>535 kV)
Santa Cruz Norte	1°	12,5 s	5,5 s	1,2 s
	2°	14,5 s	7,5 s	5,2 s
	3°	16,5 s	9,5 s	9,2 s
Río Santa Cruz	1°	12,0 s	5,0 s	1,0 s
	2°	14,0 s	7,0 s	5,0 s
Esperanza	1°	13,0 s	6,0 s	1,4 s
	2°	15,0 s	8,0 s	5,4 s
ET		Subtensión 1 (<470 kV)	Subtensión 2 (<450 kV)	Sobretensión (>535 kV)
Puerto Madryn	1°	14,0 s	7,0 s	0,6 s

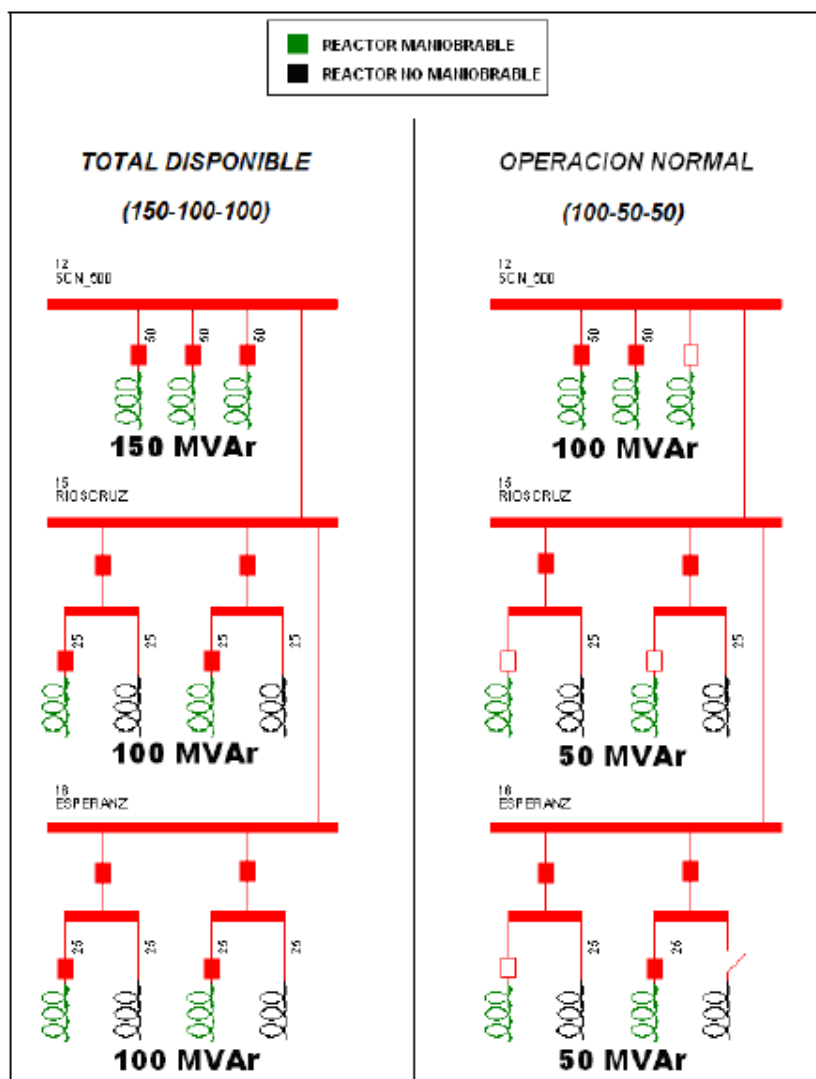
**TABLA 1**

Con este ajuste temporizado se busca el control gradual de la tensión del corredor. Evitando la sobre-actuación.

#### 1.3.2. ADR FORZADO

En determinados escenarios y para determinados eventos es necesario forzar la conexión/desconexión de reactores.

Se denomina “Configuración Normal” a la utilizada en un estado prefalla en particular. En la figura 2 se muestra una “Configuración Normal” utilizada como base. De la comparación del flujo postfalla con este prefalla surge la variación de la cantidad de reactores en servicio en cada ET entre ambos estados.



**FIGURA 2**

Tal como se ve en la figura 2, la operación normal tomada para este ejemplo, está formada por los siguientes reactores en servicio:

**ZN: 100 MVar**

**RSC: 50 MVar**

**ESP: 50 MVar**

En este caso tiene disponible para controlar la tensión:

**ZN: +50 ó -100 MVar**

**RSC: +50 MVar (2 x +25)**

**ESP: +25 ó -25 MVar**

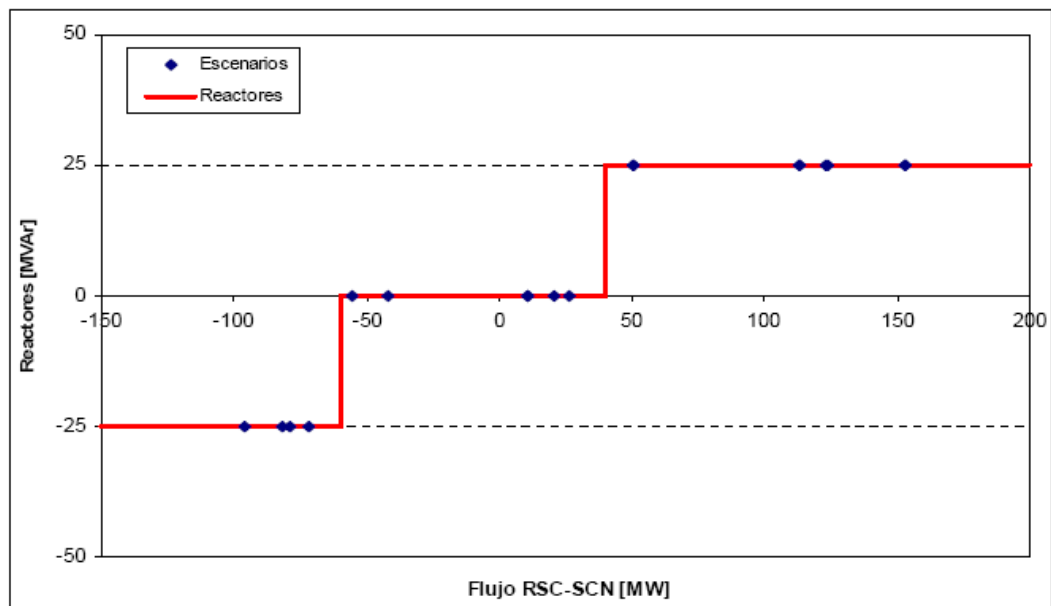
Se describe a continuación el mecanismo de cálculo del ADR forzado.

Si se estudian todas las fallas posibles del corredor, con los distintos escenarios posibles, y se analizan

los postfalla de cada uno de esos eventos, surge que en algunos casos no alcanza la acción local de los reactores para evitar tensiones no admitidas.

Para cada uno de estos eventos se determina una función ADR. Se define la variable a controlar y se determina la configuración de reactores que permite un adecuado postfalla para distintos valores de esa variable. Para armar la función se parte de una configuración prefalla de reactores (normal) y la curva resultante indica la variación de reactivo necesaria para el control adecuado de la tensión.

Por ejemplo para el evento P Madryn- Santa Cruz Norte (9B) la configuración de reactores en postfalla tiene relación con el flujo prefalla por la línea 5RSC-ZN1 como se ve el figura 3.



**FIGURA 3**

Esto se lleva al programa de la Estación Maestra (EM) a una planilla de ADR donde en ordenadas figuran todos los eventos, en la segunda columna se traducen las funciones ADR en condiciones y en la tercer columna el resultado de verificar condiciones.

Cada evento puede tener más de una fila para contemplar distintas condiciones.

Por ejemplo para el caso de la función de figura 3 se genera la Tabla 2:

Evento	Condición	ADR
9B	$P9C \leq -50$	-25
9B	$P9C > -50$ , $P9C < 50$	
9B	$P9C \geq 50$	+25

**TABLA 2**

Con esta información entra en un programa de asignación de cual es la acción que corresponde (identifica que reactor se va a conectar o desconectar).

Es el programa equivalente al que en los Automatismos DAG define cuales son los generadores a



seleccionar, en función de una lista de prioridades, una vez determinado el volumen de DAG.

En el punto 4 se hace una descripción detallada de los pasos del programa.

Aquí se lo describe sintéticamente.

- 1) Lee cual es la “Configuración Real” de reactores en prefalla.
- 2) Se determina qué reactores están disponibles para maniobra.
- 3) Corrige la “Configuración Normal” con la acción ADR de la tercera columna de la tabla 1. Con esto se determina la “Condición Postfalla” deseada (Configuración Post falla).
- 4) Se resta la “Configuración Post falla” menos la “Configuración Real”. Así se determina la cantidad de MVAr que es necesario accionar.
- 5) Cada evento tiene su propia lista de prioridades para la conexión/desconexión de reactores.
- 6) El programa preselecta siguiendo la lista y conociendo la disponibilidad de cada uno hasta alcanzar el volumen pedido.
- 7) En el caso de que un PLC detecte un evento que requiera la acción de un reactor en la misma estación donde se detecta, el PLC tendrá seteada (enviada por la EM) una matriz de disparo local para que la señal no tenga que ir a la E.M. ida y vuelta.
- 8) La operación ADR forzado se puede inhibir desde la EM.

**El barrido de las distintas configuraciones posibles con los escenarios actuales posibles determinó, que en esta etapa, por lo menos hasta la entrada en servicio del Capacitor Serie de Madryn, no es necesaria ninguna conexión o desconexión forzada.**

**Esto significa que en las tablas vigentes, con la entrada en servicio comercial del ADR, las columnas función ADR (Norte y Sur) estarán siempre en blanco.**

Los **eventos** que analiza son los que se listan en la Tabla 3:

Estación	Descripción	Evento ADR Línea	Evento ADR Trafo	Evento ADR Reactor	Delta Q [MVar]
Choele Choel CL	Desconexión línea 5CLPY1	9A			
Puerto Madryn 500kV PY	Desconexión línea 5CLPY1	9A			
	Desconexión línea 5PYZN1	9B			
	Desconexión trafo T1PY		0A		
Santa Cruz Norte ZN	Desconexión línea 5PYZN1	9B			
	Desconexión línea 5RSC-ZN1	9C			
	Desconexión un reactor			0E	50
	Desconexión dos reactores			0F	>50
	Desconexión tres reactores ( <b>reserva</b> )			0G	
	Desconexión trafo T1ZN		0B		
Río Santa Cruz RSC	Desconexión línea 5RSC-ZN1	9C			
	Desconexión línea 5ESPRSC1	9D			
	Desconexión dos reactores			0H	50
	Desconexión tres o más reactores			0I	>50
Esperanza ESP	Desconexión línea 5ESPRSC1	9D			
	Desconexión dos reactores			0J	50
	Desconexión tres o más reactores			0K	>50
	Desconexión trafo T1ESP		0D		

**TABLA 3**

Con respecto a la nominación de los eventos, se sigue la regla que se aplicó a todas las DAG. Se reservan dos números por DAG: 1 y 2 para DAGNEA, 3 y 4 para DAGNOA, 5 y 6 para DAG Comahue, 7 y 8 DAG GMZ (Gran Mendoza), 9 y 0 para el ADR. En todos los casos el primer número es para eventos de líneas y el segundo para todos los demás.

Los eventos que son originados por la desconexión de reactores pueden involucrar uno o más módulos de reactor. Hay módulos de reactores de 25 y 50 MVar.

Se definió que la desconexión de un módulo de 25 MVar no provoca evento. En estos casos siempre alcanza la acción del ADR temporizado (Acción Local) para el control de las tensiones dentro de los márgenes admitidos. Esto es, sin necesidad de actuación del ADR forzado.

Queda entonces que los módulos de 50 MVar y las salidas simultánea de más de un módulo (2 x 25, 2 x 50, etc.) emitirán eventos. Con la salvedad que la salida de más de un módulo es de baja probabilidad. En la tabla 1 figura la denominación de los mismos.

Y las **acciones** disponibles se listan en la Tabla 4.

ET Santa Cruz Norte	Conectar Reactor R1B5ZN	50MVA <sub>r</sub>	500kV	<b>ZN- CR1</b>
	Desconectar Reactor R1B5ZN	50MVA <sub>r</sub>	500kV	<b>ZN- DR1</b>
	Conectar Reactor R2B5ZN	50MVA <sub>r</sub>	500kV	<b>ZN- CR2</b>
	Desconectar Reactor R2B5ZN	50MVA <sub>r</sub>	500kV	<b>ZN- DR2</b>
	Conectar Reactor R3B5ZN	50MVA <sub>r</sub>	500kV	<b>ZN- CR3</b>
	Desconectar Reactor R3B5ZN	50MVA <sub>r</sub>	500kV	<b>ZN- DR3</b>
ET Río Santa Cruz	Conectar Reactor R1B5RSC	25 MVA <sub>r</sub>	500kV	<b>RSC CR1</b>
	Desconectar Reactor R1B5RSC	25 MVA <sub>r</sub>	500kV	<b>RSC DR1</b>
	Conectar Reactor R3B5RSC	25 MVA <sub>r</sub>	500kV	<b>RSC CR3</b>
	Desconectar Reactor R3B5RSC	25 MVA <sub>r</sub>	500kV	<b>RSC DR3</b>
ET Esperanza	Conectar Reactor R1B5ESP	25 MVA <sub>r</sub>	500kV	<b>ESP CR1</b>
	Desconectar Reactor R1B5ESP	25 MVA <sub>r</sub>	500kV	<b>ESP DR1</b>
	Conectar Reactor R3B5ESP	25 MVA <sub>r</sub>	500kV	<b>ESP CR3</b>
	Desconectar Reactor R3B5ESP	25 MVA <sub>r</sub>	500kV	<b>ESP DR3</b>

**TABLA 4**

#### 1.4. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPAMIENTO DEL AUTOMATISMO

Las partes que los componen son:

- **Estación Maestra ADR ET Madryn 500 kV (EM) redundante:** Tiene información del Estado del Sistema en tiempo real. Con dicha información evalúa las acciones necesarias para cada evento, generando las matrices de acción que se envían al PLC Maestro.
- **PLC Maestro Standalone ET Madryn 500kV redundante:** Tiene la función de PLC de Estación. Envía información de configuración a la EM y detecta eventos en el sistema eléctrico (salidas de servicio de líneas, conexión o desconexión de reactores, transformadores), y como PLC Maestro, concentra los eventos generados por todos los PLC de ET, los traduce en acciones que envía a los PLC que deben realizarlas. Adicionalmente tienen la función de ejecutar las acciones de control postfalla, tal como conexión o desconexión del reactor. Esta acción puede responder a un evento o por medición local de desvíos de tensiones de barra de la ET.
- **Los PLC de ET Santa Cruz Norte (ZN), ET Río Santa Cruz (RSC), ET Esperanza (ESP):** Tienen la función de enviar información de configuración a la EM, detectar eventos en el Sistema Eléctrico (salidas de servicio de líneas, conexión o desconexión de reactores, transformadores) y le envía la información al PLC Maestro de Madryn 500 kV. Tienen la función de ejecutar las acciones de control postfalla, tal como conexión o desconexión de reactores. Esta acción puede responder a una orden externa o por medición local de desvíos de tensiones

**ANEXO 2 DE ORDEN DE SERVICIO N° 54: AUTOMATISMO DISTRIBUIDO DE REACTORES**

**Confeccionó: Ingeniería de Operación**

**28 de febrero, 2018**

de barra de la ET.

- **Eventos:** Cuando se dice que el Sistema detecta y toma acción ante determinados eventos significa que existe un canal directo de teleprotección entre el lugar que detecta el evento y el PCL Maestro de Madryn 500 kV. Sólo en determinados eventos, que requieren únicamente acciones locales no es necesario que viaje la señal de teleprotección.

## **2. PROGRAMACIÓN DEL CONTROL MAESTRO**

### **2.1 FUNCIÓN PRINCIPAL**

La función Principal del Control Maestro es calcular y enviar las matrices de configuración a los PLC, para que el sistema tome la acción adecuada en el momento en que sea detectado un evento.

Para esto se vale de comunicaciones serie punto a punto con los correspondientes PLC de ET, a través de las cuales adquiere y envía información.

### **2.2 FUNCIONES SECUNDARIAS**

Las funciones secundarias del Control Maestro son las siguientes:

- Presentar el funcionamiento del sistema en forma adecuada para que los Operadores y Supervisores del Sistema puedan monitorear el estado del mismo, analizar eventos pasados, etc.
- Realizar una autosupervisión del sistema, para alertar al Operador del Sistema en caso que el mismo requiera de su intervención.
- Permitir que el Operador pueda ingresar en forma manual valores, en caso que sea necesario a causa de alguna pérdida de información por problemas en las comunicaciones o *hardware* asociado.
- Comunicarse con otros Controles Maestros, u otros Sistemas para tomar y entregar datos, que serán utilizados en los cálculos o condiciones.

### **2.3 DATOS UTILIZADOS PARA LOS CÁLCULOS**

A continuación se mencionan las señales que debe utilizar el Control Maestro para calcular las matrices a enviar a los PLC de Estaciones Transformadoras (ET). Se explica en cada caso cómo deben ser interpretadas y qué debe hacerse en caso de desconocerse su valor por falla en las comunicaciones.

En la pantalla Parámetros del Sistema se definen y describen los valores adoptados que el Sistema toma de referencia para realizar acciones concretas.

ADRPAT [1] - MicroSCADA [User: LEC]

Principal Opciones Ingeniería Reportes Pantallas Ayuda

19-06-13 15:49:14 **Parámetros del Sistema** Miércoles (S25)

PARAMETRO	VALOR (MW)	DESCRIPCION
UMBRAL_ADR	10	Valor de potencia mínima a partir del cual se hace ADR
DIF_POT_LIN	100	Diferencia mínima para dar alarma por discrepancia en potencias de líneas
R_ZN	100	Reactivo de ZN en operación normal
R_RSC	50	Reactivo de RSC en operación normal
R_ESP	50	Reactivo de ESP en operación normal
BANDASUP_ADR	20	Banda superior de ajuste para selección de reactores
BANDAINF_ADR	10	Banda inferior de ajuste para selección de reactores

Anterior      Siguiete

Aceptar valores      Cancelar

**ABB**

### 2.3.1 Estado de las líneas

Para cada tramo de línea del Corredor, los PLC de las ET envían al Control Maestro una señal con dos posibles estados: “En servicio” o “Fuera de servicio”.

El PLC de ET determina que un tramo de línea está en servicio, si la misma presenta conectividad con algún otro elemento de transmisión (en general alguna otra línea, o en casos particulares transformadores).

De esta forma, para un mismo tramo de línea, se reciben en el Control Maestro 2 señales de los PLC de ambos extremos.

Para la determinación del estado de un tramo de línea, el Control Maestro se basa en la tabla siguiente, siendo:

COM A = Comunicación con PLC “A” (1=OK / 0=Falla)

COM B = Comunicación con PLC “B” (1=OK / 0=Falla)

IND A = PLC “A” indicación de la línea      (1= Línea en Servicio / 0 = Línea Fuera de servicio)

IND B = PLC “B” indicación de la línea      (1= Línea en Servicio / 0 = Línea Fuera de servicio)

COM A	COM B	IND A	IND B	Estado de la Línea
0	0	0	0	Valor Congelado
0	0	0	1	Valor Congelado
0	0	1	0	Valor Congelado
0	0	1	1	Valor Congelado
0	1	0	0	0
0	1	0	1	1
0	1	1	0	0
0	1	1	1	1
1	0	0	0	0
1	0	0	1	0
1	0	1	0	1
1	0	1	1	1
1	1	0	0	0
1	1	0	1	Valor Congelado
1	1	1	0	Valor Congelado
1	1	1	1	1

**TABLA 5**

Si hay **pérdida de comunicaciones con los PLC de ambos extremos**, o **discrepancia en los valores**, el estado de esta línea pasa a **Valor Congelado**, generándose una alarma (y evento) que indica este estado.

Cuando un estado de línea pasa a **Valor Congelado** significa que el Sistema toma el último valor que tenía la línea antes de la falla en la comunicación o discrepancia.

En esta situación, el Operador tiene la posibilidad de **modificarlo manualmente**, lo cual quedará registrado con un evento de **Ingreso Manual**.

En cuanto desaparece la **falla de comunicaciones con ambos PLC o la discrepancia**, según corresponda, el valor vuelve a actualizarse automáticamente sobre la base de la tabla anterior.

<b>Estado de las Líneas</b>					
Tramo		Línea en Servicio			Estado de Datos
		PLC1	PLC2	E.M.	
9A	5CLPY1	?	SI	SI	OK
9B	5PYZIH	SI	SI	SI	OK
9C	5RSC_ZIH	SI	SI	SI	OK
9D	5ESPRSC1	SI	?	SI	OK

**Pantalla de MicroSCADA “Estados y Potencias de la Red”**

### 2.3.2 Potencias en líneas

La potencia activa que transporta cada línea se obtiene en cada PLC de ET, desde Transductores o desde la **Unidad Terminal Remota (RTU)** presente en cada Estación a través del protocolo *Modbus*. De esta forma, para cada tramo de línea se tienen dos mediciones de potencia correspondientes a sus

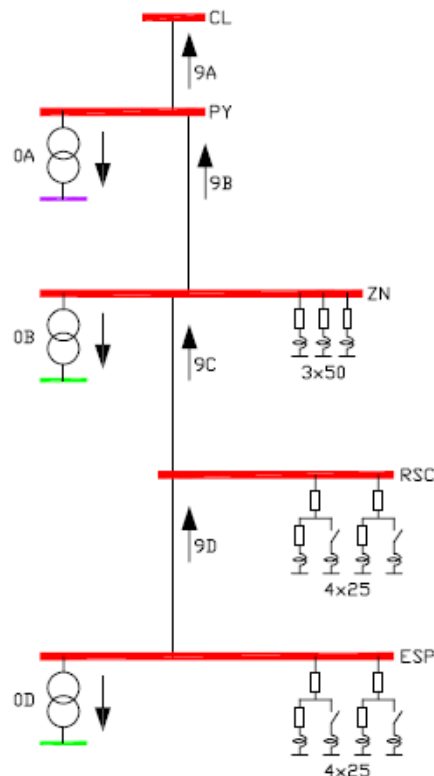
dos extremos.

Para la emisión de un evento por salida de línea se define además un umbral mínimo de potencia circulante por la misma ( $P > 10$  MW). Si se opera por debajo de dicho umbral, no se emite evento.

En el Sistema se definen dos convenciones de signos:

- **Convención de signos en la Estación:** El signo de la potencia es considerado negativo (-) si la energía es entrante a barras y positivo (+) si es saliente de la Estación. Este valor y signo, son mostrados en las pantallas unifilares de cada ET.
- **Convención de signos del Sistema:** Se considera signo positivo cuando la potencia fluye desde ET Esperanza hacia la ET Choele Choele. En los transformadores se considera positivo cuando la potencia va desde la alta tensión a la baja tensión.

En el siguiente esquema de la figura 4 se representa el sistema que supervisa el ADR. En el esquema figura con una flecha el sentido positivo de flujo de potencia en cada tramo de línea y transformador.



**FIGURA 4**

El Control Maestro preprocesa las dos mediciones de ambos extremos de cada línea, y toma una sola medición de Potencia de la Línea.

Este preprocesamiento, toma en primer lugar la medición del extremo hacia el que fluye la potencia de acuerdo con la convención de signos del Sistema. En caso de que este valor sea inválido (por falla en



el transductor, o falla de comunicación con el PLC), se toma el del otro extremo.

Si ambas mediciones están en **estado inválido** o tienen una **discrepancia** mayor que lo admitido (definido como un parámetro del sistema en la pantalla correspondiente), la medición que se toma para los cálculos pasa a Valor Congelado, generándose una alarma (y evento) que indica este estado.

Cuando una medición de línea pasa a **Valor Congelado** significa que el Sistema está utilizando para los cálculos el último valor medido antes de la falla en la comunicación o discrepancia.

En esta situación, el Operador tiene la posibilidad de **modificarlo manualmente**, lo cual queda registrado con un evento de **Ingreso Manual**.

En cuanto desaparece la **falla de comunicaciones con ambos PLC o la discrepancia**, según corresponda, el valor vuelve a actualizarse automáticamente.

Estas variables se utilizan en las tablas de “Acción ADR Forzado” con el código “**Pxx**”, donde xx es el código de la línea correspondiente.

<b>Potencia de las Líneas</b>					
Tramo		Potencia			Estado de Datos
		PLC1	PLC2	E.M.	
9A	5CLPY1	?	100	100	Respaldo
9B	5PYZH1	-70	0	-80	Manual
9C	5RSC_ZH1	-40	?	-40	OK
9D	5ESPRSC1	?	?	40	Congelado

**Pantalla de MicroSCADA “Estados y Potencias de la Red”**

### 2.3.3 Potencias de transformadores

En casos particulares, las potencias de algunos transformadores específicos se pueden tomar en cuenta para los cálculos, en las condiciones a considerar en las tablas.

El sistema considera que la potencia en los Transformadores es positiva (+) cuando la energía fluye desde el lado de Alta Tensión hacia el lado de Baja Tensión.

Estas variables se utilizan en las tablas con el código “**PTxnn(n)**”, donde x es el número del transformador, y nn(n) es el código de la ET correspondiente (2 ó 3 caracteres).

<b>Potencia de Transformadores</b>			
Transformador	Potencia		Estado de Datos
	PLC	E.M.	
T5CL	?	85	Congelado
T1PY	12	20	Manual
T1ZH	?	0	Manual
T1RSC	1546	564	Manual
T1ESP	?	40	Congelado

**Pantalla de MicroSCADA “Estados y Potencias de la Red”**



## 2.4 DATOS UTILIZADOS PARA LOS CÁLCULOS DESDE PLC DE ESTACIONES

### 2.4.1 Estado de los Equipos de Teleprotección en ET

Si el PLC de una ET indica que hay problemas con sus dos equipos de teleprotección, o no se conoce el dato para ninguno de los dos Sistemas; entonces ningún reactor de esa ET se considera entre los equipos a ser seleccionados para la acción forzada de reactores.

En los casos que corresponda, se valida también el estado del canal de teleprotección en aquellas Estaciones donde la señal haga tránsito.

Por esta razón, en cada PLC de ET, se ingresan en forma discriminada las alarmas de teleprotección que hacen tránsito de Acción Forzada de ADR.

### 2.4.2 Conectividad de los Reactores Maniobrables

La señal de Reactor Conectado/Desconectado, indica si éste se halla conectado/desconectado al Sistema. Esta información es obtenida del PLC de cada ET (que la toma de la RTU a través de comunicación Modbus) y utilizada por la rutina de selección de los equipos.

Si la conectividad de un reactor maniobrable es conocida, entonces la máquina está habilitada para ser seleccionada para la Acción del ADR forzado.

### 2.4.3 Llaves Normal/Prueba

En las ET se verifica el estado de la Llave *Normal/Prueba*, y si el estado de esta llave es conocido, y está en posición *Normal*, los reactores de esta ET están habilitados para ser seleccionados para Acción del ADR Forzado.

En caso de pérdida de comunicación con el PLC de una ET y luego de un lapso de 10 minutos, el PLC toma por defecto la matriz de selección nula. (Cuando un PLC toma la matriz nula, no emitirá ningún comando a reactor aunque reciba el comando correspondiente desde el PLC maestro).

Con igual criterio, el Control Maestro deja de considerar a esa ET para Acción del ADR forzado, saltando en sus programas de selección a las ET que siguen en prioridad. El Control Maestro intenta ajustar la Acción Forzada sobre los Reactores utilizando la selección de las ET que continúan con comunicación.

## 2.5 INFORMACIÓN INTERCAMBIADA ENTRE SUBSISTEMAS

### 2.5.1 Intercambio de datos

Los Controles Maestros del ADR y la DAG Comahue, intercambian datos a través de una red LAN Ethernet.

El ADR intercambia datos con el Automatismo SIP a través de un vínculo de comunicación serie en protocolo IEC 60870-5-101. Desde el Automatismo SIP, se ve como si fuera el PLC de ET Madryn 500 kV.

Entre los datos a intercambiar entre el ADR y el ASIP, están el estado y la potencia por las líneas de 500 kV e información de los transformadores de rebaje.

El Control Maestro ASIP utiliza para su procesamiento, los correspondientes a:  
5CLPY1 y 5PYZN1 (Estados y potencias por las líneas).

**ANEXO 2 DE ORDEN DE SERVICIO N° 54: AUTOMATISMO DISTRIBUIDO DE REACTORES**

**Confeccionó: Ingeniería de Operación**

**28 de febrero, 2018**

T1PY y T1ZN (Estados y potencias).

### 2.5.3 Intercambio de eventos

#### Entre DAG Comahue y ADR

El PLC de Choele Choel detecta la apertura de la línea 5CLPY1 y envía el evento correspondiente (9A) al ADR.

#### Entre ADR y ASIP

El PLC Maestro del ADR de la ET Madryn 500 kV detecta y ofrece al ASIP (PLC Madryn 330 kV) los siguientes eventos de la Tabla 5:

Evento	Nombre evento en ADR	Nombre evento en ASIP
Apertura línea 5CLPY1	<b>9A</b>	<b>A</b>
Salida del Autotrafo T1PY	<b>0A</b>	<b>B</b>
Apertura línea 5PYZN1	<b>9B</b>	<b>I</b>
Salida del Autotrafo T1ZN	<b>0B</b>	<b>J</b>

**TABLA 5**

En Santa Cruz Norte un PLC atiende los eventos de 132kV; y está comunicado con el ASIP.

Otro PLC atiende los eventos de 500 kV, salida de trafo y eventos de reactores. Esta comunicado con el ADR. Estos eventos estan también disponibles en bornera del PLC de 132 kV.

### 3. TABLAS DEL SISTEMA

La lectura de la configuración y el estado del Sistema permite al Control Maestro determinar la necesidad o no de acciones del ADR forzado y las prioridades de reactores a seleccionar para obtener un adecuado control de tensión.

Se define aquí el formato general de las tablas de datos que se cargan en el Control Maestro.

#### 3.1 FORMATO DE LAS TABLAS DE DATOS

El Sistema utiliza un conjunto de tablas para realizar el cálculo de las matrices. Todas las tablas del sistema usan el mismo formato.

Las tablas consisten en archivos de texto (.txt) con las siguientes características:

- Los datos van separados por tabulaciones.
- Se utiliza el “.” como separador de decimales en los datos numéricos.
- Aquellos datos numéricos que se dejen en blanco serán interpretados como cero.
- Se admiten líneas completas en blanco, en cualquier lugar de la tabla, a fin de facilitar la lectura.
- Todo lo que sigue a un “;” se considera comentario. Estos pueden ser utilizados, por ejemplo, para los encabezados de las columnas.
- Cada archivo tiene como primeros cuatro caracteres de su nombre, un código que representa el subsistema al cual pertenece, por ej.:

<b>Código genérico</b>	<b>sub_</b>
Subsistema Gran Mendoza	GMZ_
Subsistema Madryn500	PY5_

Se utiliza este formato normalizado de planillas de datos, de forma tal que los archivos puedan ser editados desde Excel u otro programa similar.



### 3.2 TABLA DE CORRELACIÓN PRIMARIA

Para poder determinar las matrices a enviar, el Control Maestro debe consultar la **Tabla de Acción ADR Forzado** que corresponda a la configuración actual del sistema.

Dado que el sistema no está provisto de todas las tablas para todas las posibles configuraciones de red, debe consultar primero la **Tabla de Correlación Primaria** para determinar qué archivo debe usar para una configuración dada.

Es decir que el sistema primero determina la configuración de la red y luego, con ese dato, busca en la **Tabla de Correlación Primaria** el nombre de la **Tabla de Volúmenes** que debe usar.

Para determinar la configuración de red el Control Maestro tiene en cuenta las líneas del corredor en servicio y los tres transformadores de 500 kV del corredor (PY, ZN y ESP).

#### ANEXO 2 DE ORDEN DE SERVICIO N° 54: AUTOMATISMO DISTRIBUIDO DE REACTORES

Confeccionó: Ingeniería de Operación

28 de febrero, 2018

La **Tabla de Correlación Primaria** es un archivo de nombre **sub\_CORRPRIM.txt** con el siguiente aspecto:

<b>;COMENTARIOS</b>		
<b>;Configuración</b>	<b>Archivo</b>	
RC	PY5_RC	
9A	PY5_9A	<b>;COMENTARIO</b>
0B	PY5_0B	<b>; .....</b>
.....	.....	

En la primera columna se busca la cadena de configuración de la red actual y en la segunda se obtiene el nombre de la **Tabla de Acción ADR Forzado**. Por esta razón, es muy importante que la cadena de configuración esté escrita según las reglas definidas en “4.1 DETERMINACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE RED”.

Si el sistema no puede interpretar adecuadamente este archivo, emite una alarma informando la situación y aborta el envío de matrices a los PLC, los cuales quedan con la última configuración enviada.

**IMPORTANTE:** Todas las posibles configuraciones "N" y "N-1" deben estar definidas en la **Tabla de Correlación Primaria**. No se espera lo mismo de todas las configuraciones "N-2" o peores.

### 3.3 TABLA DE CONFIGURACIONES NO OPERABLES

Ciertas configuraciones de la red pueden ser declaradas No Operables. Se encuentran definidas en una **Tabla de Configuraciones No Operables**.

La **Tabla de Configuraciones No Operables** es un archivo de nombre **sub\_CONF\_NOP.txt** con el siguiente aspecto:

```

;PY5_CONF_NOP
;Configuraciones no operables:

9A9B9C
.....

```

Cada línea de datos tiene una cadena de caracteres que representa Estados de Red. Se considera no operable a aquella configuración de red cuya cadena contiene todas las letras de alguna de las líneas de datos de la tabla.

### 3.4 TABLA DE ACCIÓN ADR FORZADO

La **Tabla de Acción ADR Forzado** es un archivo de texto que el sistema utiliza para los cálculos de matrices.

El nombre de este archivo es el indicado en la **Tabla de Correlación Primaria**, ejemplo:

PY5\_RC.txt    para el estado de Red Completa  
 PY5\_9C.txt    para el estado N-1 con la línea 9C fuera de servicio  
 PY5\_9C0A.txt para el estado N-2 con la línea 9C y el transformador 0A fuera de servicio  
 etc.

Se incluye la descripción de la tabla.

;Tabla PY5_RC (red completa)					
;Evento	Condiciones	Valor ADR Norte	Valor ADR Sur	Otras Acciones	Comentarios
9A					
9A					
9C					
9D					
9D					

**TABLA 6**

La tabla 6 está formada por las siguientes columnas de datos:

- **Col. 1 – Evento:** Letra correspondiente al evento. Si no está el evento en la tabla a evaluar, para ese evento no hay acción de reactores forzada. Puede haber varias filas correspondientes al mismo evento con condiciones diferentes.
- **Col. 2 - Condiciones:** Indica una condición para la cual corresponden las acciones de control descriptas. La condición consiste en una ecuación booleana, la cual está compuesta por constantes, variables, operadores matemáticos y operadores lógicos. Las variables, corresponden a los valores de potencia de las líneas, y en algunos casos también la potencia en un transformador (en MW), se anotan con una letra P seguida de la codificación de la línea correspondiente. Por ejemplo, nombres válidos son: P9A, P9C, P9D, etc. La condición puede estar formada por varias ecuaciones lógicas separadas por comas, o por retornos de línea (ASCII 10), en ese caso, la condición tendrá valor de verdad verdadero cuando se cumplan todas las ecuaciones, esto es equivalente a usar el operador AND entre las condiciones.
- **Col. 3 y 4 – Acción forzada de reactores (si corresponde) Norte y Sur:** Es el valor de potencia reactiva que debe variar respecto de la condición normal para el correcto control de tensión. Si este campo está en blanco no corresponde Acción Forzada de Reactores para este evento.
- **Col. 5 – Otras acciones:** En esta columna se escriben las acciones adicionales que se requieran para cada caso.
- **Col. 6 – Comentarios:** En esta columna pueden dejarse comentarios internos. No es leída por el automatismo.

### 3.5 DETERMINACIÓN DEL ESTADO DE LOS REACTORES

La EM deberá armar una matriz donde figure el estado de los reactores. Ya se dijo que existen los reactores maniobrables y los no maniobrables dependiendo si tienen interruptor propio o no.

Los reactores en cada ET son los siguientes:

Santa Cruz Norte

R1B5ZN: 50 MVar **con** un interruptor propio a barra

**ANEXO 2 DE ORDEN DE SERVICIO N° 54: AUTOMATISMO DISTRIBUIDO DE REACTORES**

**Confeccionó: Ingeniería de Operación**

**28 de febrero, 2018**

R2B5ZN: 50 MVar **con** un interruptor propio a barra  
 R3B5ZN: 50 MVar **con** un interruptor propio a barra

Río Santa Cruz

R1B5RSC: 25 MVar **con** interruptor propio  
 R2B5RSC: 25 MVar sin interruptor propio  
 R3B5RSC: 25 MVar **con** interruptor propio  
 R4B5RSC: 25 MVar sin interruptor propio

Esperanza

R1B5ESP: 25 MVar **con** interruptor propio  
 R2B5ESP: 25 MVar sin interruptor propio  
 R3B5ESP: 25 MVar **con** interruptor propio  
 R4B5ESP: 25 MVar sin interruptor propio

La Estación Maestra determina para cada Reactor si el mismo está Conectado y si está Disponible para ser operado.

La Estación Maestra determina que está Conectado si los interruptores y seccionadores están cerrados en el camino desde el Reactor hasta alguna de las barras.

Determina que está Disponible para ser operado si es un reactor maniobrable y está cerrado, o si estando desconectado los seccionadores entre el reactor y la barra si están cerrados.

La Estación Maestra, mantiene una tabla con el estado de los reactores, que se muestra en la pantalla de estado de equipos.

<b>Estado de Reactores</b>					
E.T.	Reactiva		Reactores		
	Normal	Actual	Equipo	Conectado	Disponible
ZH	100	100	R1 (50 MVar)	X	X
			R2 (50 MVar)		X
			R3 (50 MVar)	X	X
RSC	50	100	R1 (25 MVar)	X	X
			R2 (25 MVar)	X	
			R3 (25 MVar)	X	X
			R4 (25 MVar)	X	
ESP	50	75	R1 (25 MVar)	X	X
			R2 (25 MVar)	X	
			R3 (25 MVar)		X
			R4 (25 MVar)	X	

**TABLA 7**

Esta información es obtenida del PLC de cada ET (que la toma de la RTU a través de comunicación Modbus) y es utilizada por la rutina de selección de los equipos.

Si un reactor está Disponible, entonces el mismo está habilitado para ser seleccionado para la Acción del ADR forzado.

#### **4. PROCEDIMIENTOS PARA LOS CÁLCULOS**

A continuación se presenta el procedimiento que sigue el Control Maestro para el cálculo de las acciones sobre los reactores maniobrables.

Se listan los pasos a seguir, luego de lo cual se da una descripción más detallada de cada uno de los puntos listados.

1. Determinación del estado de la red (n, n-1, etc.).
2. Determinación de la configuración de la Red: Cada configuración corresponde a una combinación particular de líneas y transformadores en servicio y fuera de servicio.
3. Búsqueda de la configuración actual en una “Tabla de Configuraciones No Operables”.
4. Búsqueda de las tablas a utilizar en la “Tabla de Correlación Primaria”: A partir de la configuración actual de la red, obtenida del punto 2, se determina el nombre de la tabla “***Acción ADR Forzado***” a utilizar.
5. Búsqueda de los valores de Acción ADR ante cada evento.
6. Determinación de los valores reales de potencia reactiva a accionar corrigiendo los valores del punto 5. Esto es necesario porque la configuración de reactores real puede diferir de la tomada como base (“normal”).
7. Se implementa un algoritmo de selección de reactores. El mismo utiliza los valores sacados en el punto 6 y las reglas de selección de reactores.
8. Creación de la “Matriz de Disparo ADR” para los PLC Maestros y “Matrices de Selección de Reactores” para los PLC de ET, con los datos obtenidos en el punto 7.
9. Envío de matrices a los PLC Maestros y de ET.

##### **4.1 DETERMINACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE RED**

Es el parámetro que permite identificar la situación de operación de la red en lo que se refiere a la disponibilidad de los tramos de línea que componen el corredor.

La configuración de la red queda representada por una cadena de letras con la siguiente estructura:

- Está formada por los códigos que identifican los tramos de línea que se hallan fuera de servicio en orden alfanumérico.

##### **Subsistema PY5**

9A - 9B - 9C - 9D

En el caso de Red Completa, es decir con todos los tramos en servicio, se identifica con la cadena de caracteres “RC”.

##### **Ejemplo:**

- La cadena RC indica que no hay ningún tramo fuera de servicio.
- la cadena **9D** nos informa que el sistema eléctrico está en una configuración de red con la línea 5ESPRSC1 fuera de servicio.

##### **4.2 BÚSQUEDA DE LA TABLA ACCIÓN ADR FORZADO**

El Control Maestro buscará la tabla correspondiente a la configuración de red que determinó en el paso anterior en primer lugar en la **Tabla de Configuraciones No Operables**.



Si la configuración de red es No Operable, el Control Maestro emite una alarma informando esta situación (“Configuración de Red No Operable”) y no envía matrices nuevas (“Matrices Congeladas”).

En caso que la configuración no esté definida como No Operable, buscará luego en la **Tabla de Correlación Primaria**, para obtener el nombre de la **Tabla Acción ADR Forzado** a utilizar en los próximos pasos.

Si una configuración de red no se encuentra definida en la **Tabla de Configuraciones No Operables** ni en la **Tabla de Correlación Primaria** y corresponde a un estado N, N-1 o N-2, el sistema da alarma de “Configuración no definida”.

Si una configuración de red no se encuentra definida en la **Tabla de Correlación Primaria** ni en la **Tabla de Configuraciones No Operables** y corresponde a un estado N-3 o peor, el sistema da alarma de “Configuración No Operable”.

En ambos casos, el sistema envía las matrices resultantes del último cálculo válido antes de la alarma. A esta situación se la denomina “Envío de Matrices Congeladas”.

### 4.3 DETERMINACIÓN DE LA SELECCIÓN DE REACTORES PARA ACCIÓN ADR FORZADA

#### 4.3.1 Descripción General del Procedimiento

El volumen teórico de potencia reactiva necesaria para cada evento del corredor bajo supervisión del ADR, sale del cálculo que genera la **Tabla Acción ADR Forzado**

A partir de dichos valores el Control Maestro, primero corrige dicho valor por comparación entre lo “real” y lo “normal”, luego selecciona los reactores entre los disponibles.

A continuación se detallada el procedimiento para la determinación de la necesidad o no de una acción forzada de reactores.

##### Paso 1:

Verificar que en la tabla en uso, para el evento determinado haya prevista una “**Acción ADR Norte**” o una “**Acción ADR Sur**”. Si no existe valor en ninguna de las dos columnas no hay acción forzada. La tabla tiene la siguiente disposición:

**Columna 1**, Evento: Nombre del evento (9A, 9B, 9C, 9D, 0A, 0B, 0D, 0E, 0F, 0G, 0H, 0I, 0J, 0K)

**Columna 2**, Condición: Se pueden usar las potencias de las líneas (P9A, P9B, P9C, P9D) y de los transformadores (PT5CL, PT1PY, PT1ZN, PT1RSC, PT1ESP). La celda en blanco significa TRUE

**Columna 3**, ADR Norte: Valor de ADR respecto de la configuración normal que hay que hacer al NORTE del evento, en caso de evento de línea.

**Columna 4**, ADR Sur: Valor de ADR respecto de la configuración normal que hay que hacer al SUR del evento, en caso de evento de línea.

Si se trata de eventos de reactores o transformadores (0x), se completa solo la columna 3 ADR NORTE.

Los valores de ADR están referidos a la operación Normal, por lo tanto, si se pone "0", significa que el sistema luego de la falla debe quedar en la operación normal. Es decir que con "0" puede haber acción. Si, en cambio, no se requiere acción, se deja la columna que corresponda (ADR NORTE o ADR SUR)



en blanco.

Para determinar los valores de las Configuraciones normales Norte y Sur la EM tiene en cuenta el valor de las variables R\_ZN, R\_RSC y R\_ESP que figuran en la pantalla “Parámetros del Sistema”.

Paso 2:

Del estado de los reactores determinado en el punto 3.5, se obtienen los valores de Reactivo Actual al norte y al sur del evento bajo análisis.

Paso 3:

El valor de ADR Teórico se obtiene de la siguiente fórmula, tanto para valores al norte como al sur de la falla:

$$\text{ADR Teórico} = \text{ADR Tabla} + \text{Reactivo Configuración Normal} - \text{Reactivo Actual}$$

El valor resultante es el monto de reactiva que deberá accionar el automatismo ya sea conectar o desconectar reactores, de acuerdo al signo.

Si es un evento de línea se obtienen un valor de ADR Teórico al norte del evento y otro al sur.

Paso 4:

En este paso se determina cuales son los reactores a operar. De acuerdo al resultado del paso 3 se sabrá si hay que conectar o desconectar reactores en Norte y en Sur.

De la tabla 7 sabemos qué reactores tenemos disponibles para conectar y para desconectar.

Para la selección de reactores se van tomando reactores disponibles de la tabla 7 siguiendo el orden de la misma hasta completar el valor de reactiva hallada en el punto 3.


#### **4.3.2 Matriz de disparos**

Luego de las determinaciones realizadas en el punto 4.3.1 queda definida la matriz de disparos ADR. Las filas son todos los eventos del corredor y las columnas, los reactores maniobrables.

<div> <div>ADRPAT [1] - MicroSCADA [User : LEC]</div> <div>Principal Opciones Ingeniería Reportes Pantallas Ayuda</div> <div>19-06-13 14:43:47</div> <div>Selección de disparos</div> <div>Miércoles (S25)</div> <div> </div> </div>																			
Evento	Descripción	ESP				RSC				ZN						ADR Norte		ADR Sur	
		DR3	CR3	DR1	CR1	DR3	CR3	DR1	CR1	DR3	CR3	DR2	CR2	DR1	CR1	Teor.	Sel.	Teor.	Sel.
9A	Línea 5CLPY1							X								0	0	-25	-25
9B	Línea 5PYZIH							X								0	0	-25	-25
9C	Línea 5RSC-ZIH			X		X		X				X		X		100	100	-75	-75
9D	Línea 5ESPRSC1			X								X		X		80	100	-25	-25
0A	Trafo 5T1PY													X		50	50	-	-
0B	Trafo 5T1ZH													X		55	50	-	-
0D	Trafo 5T1ESP		X											X		25	25	-	-
0E	1 React. ZH		X											X		75	75	-	-
0F	2 React. ZH													X		55	50	-	-
0G	3 React. ZH													X		35	50	-	-
0H	2 React. RSC		X													20	25	-	-
0I	>=3 React. RSC													X		50	50	-	-
0J	2 React. ESP											X		X		100	100	-	-
0K	>=3 React. ESP							X		X						-65	-75	-	-

Último cálculo: 19-06-13 12:46:50  
 Causa: Potencia TRAF0 T1PY

Cadena de Red: RC  
 Estado: (H), Tabla: PY5\_RC.TXT



**TABLA 8**

## 5 FUNCIONAMIENTO ANTE CONDICIONES DE FALLAS DEL SISTEMA

### 5.1 FALLA DE COMUNICACIONES ENTRE EL CONTROL MAESTRO Y UN PLC DE ET

En este caso, el PLC de ET, continúa detectando y emitiendo eventos, y los envía por los canales de teleprotección al PLC Maestro.

En el caso del Control Maestro, tomará los datos faltantes de los PLC en los otros extremos de las líneas, o de la entrada manual del Operador, como se detalló en “4. PROCEDIMIENTOS PARA LOS CÁLCULOS”.

Con respecto a la no actualización de matrices, el PLC de ET, primero mantiene las matrices congeladas durante un tiempo, y luego toma matrices nulas, que implican que el PLC no emitirá ningún comando a los reactores, aunque reciba el pedido por teleprotecciones.

En el Control Maestro, al perder la comunicación con una de las ET, mantiene los datos de potencias, y conectividad durante un minuto.

Luego de este tiempo, se considera que la ET pasó a selección nula, y deja de tomar en cuenta esta ET en los cálculos.

El PLC actúa de la misma forma, es decir cuando detecta la pérdida de comunicación con la Estación Maestra, pasa la matriz que tiene localmente a matriz nula.

Cuando la comunicación se reestablece, el Control Maestro tomará las potencias, y los estados de conexión recibidos desde el PLC y continuará con la Operación normal considerando también a los reactores de esta ET como disponibles.

### **5.2 FALLA DE COMUNICACIONES ENTRE UN PLC DE ET Y LA RTU DE ET**

El PLC de ET toma de la RTU local de cada Estación la información de la posición de equipos de playa, y en algunos casos las potencias de líneas.

Ante una pérdida de comunicación, el PLC mantendrá congelados los últimos datos recibidos. Mientras que la topología de la Estación no cambie y se mantengan los niveles de transmisión, el PLC emitirá correctamente los eventos correspondientes.

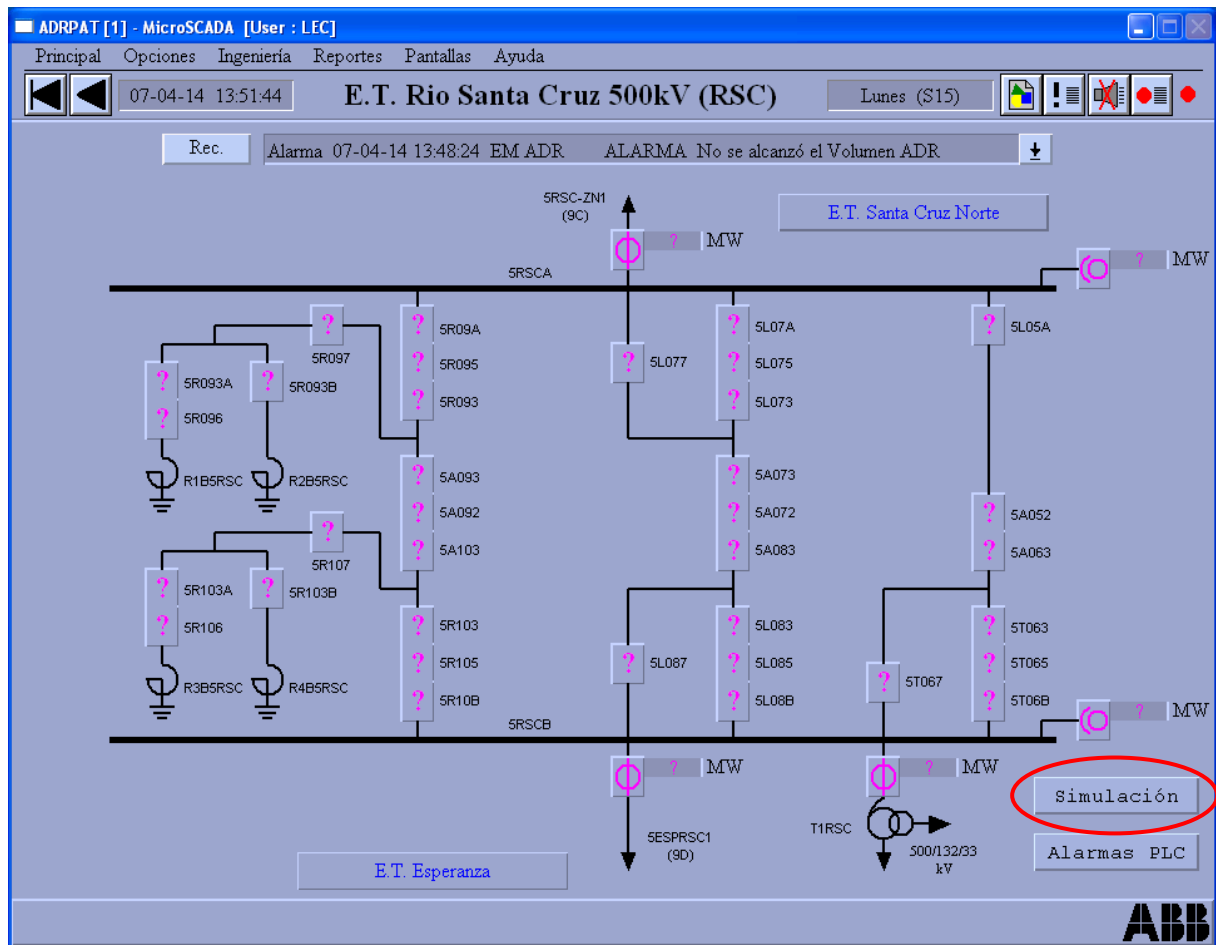
Si la configuración de la ET cambia, y no se ha reestablecido la comunicación con la RTU, el Operador de la ET deberá pasar el PLC a prueba, para evitar la emisión de eventos erróneos.

Cuando la comunicación con la RTU se reestablece, el PLC pasa a tomar los datos actualizados en forma automática.

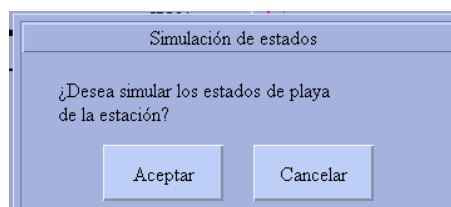
### **5.3 MODO SIMULACIÓN EN ESTACIÓN MAESTRA**

En cualquiera de los dos casos anteriores, en la Estación Maestra, quedan congelados los estados de equipos, y por lo tanto la indicación de Reactor Conectado, y Reactor Disponible quedan congeladas. En caso que haya cambios en la playa, se deben ingresar en forma manual en la Estación Maestra, para actualizar estas variables, y que los cálculos respondan a la realidad.

Por este motivo en los unifilares de las Estaciones PY, ZN, RSC y ESP se cuenta con un botón para pasar a Modo de Simulación.

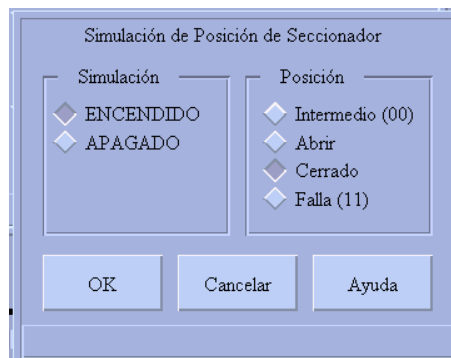
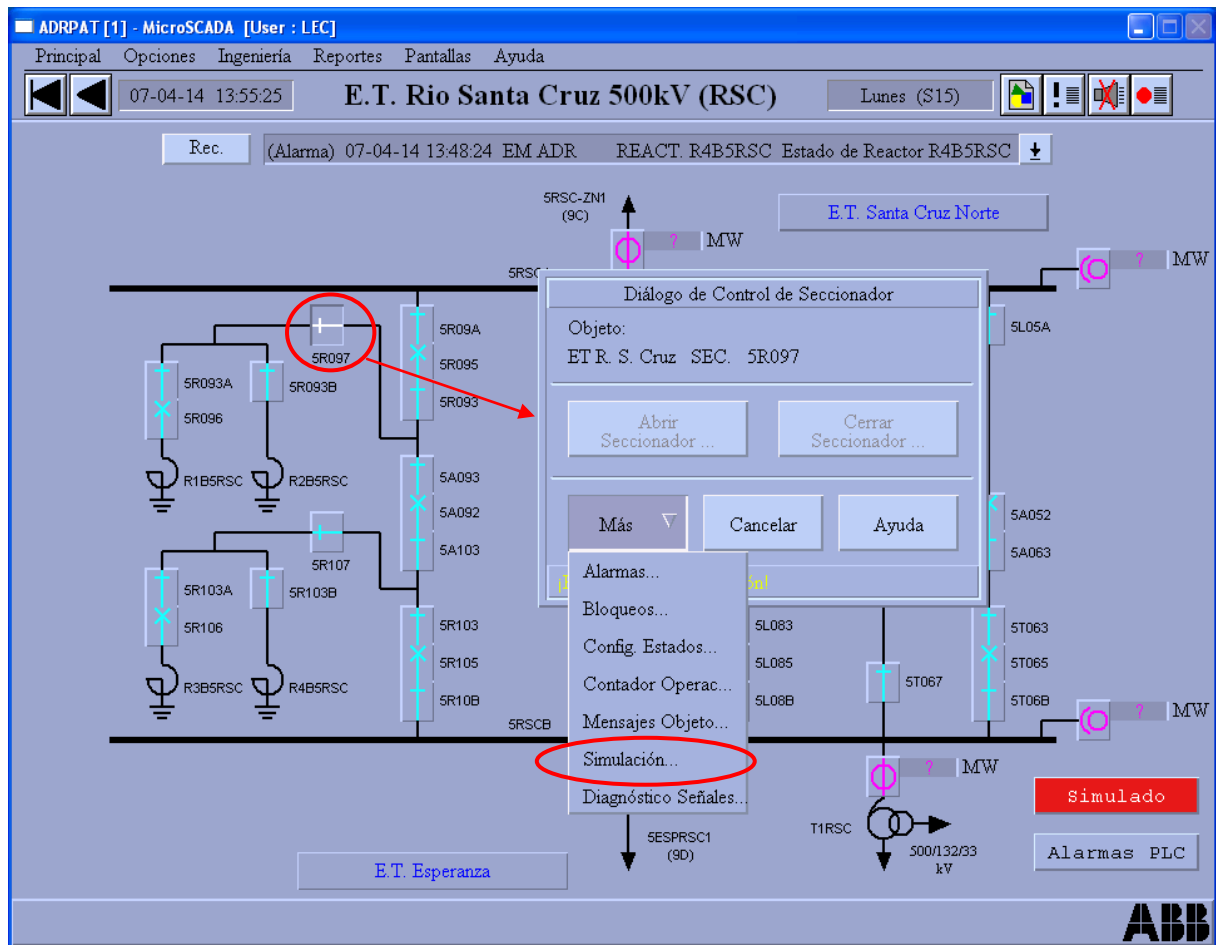


Al presionar el botón, se solicita confirmación



Y al confirmar, todas las posiciones pasan a estado simulado, mostrándose en la pantalla con otro color y con el estado que estaba congelado (previo a la pérdida de comunicación).

Esto equipos pueden ahora simularse haciendo click sobre el equipo al que se desea hacer un ingreso manual:



#### 5.4 FALLA DE COMUNICACIONES ENTRE LA ESTACIÓN MAESTRA Y EL PLC MAESTRO

En el caso que exista una pérdida de comunicación entre la Estación Maestra, y el PLC Maestro, este PLC mantiene las matrices congeladas en forma indefinida.

En caso que esto no sea conveniente, deberá pasarse a la inhibición de la condición **Acción ADR Forzada** en la Estación Maestra, dejando el control de tensión del corredor al ADR temporizado que es un control local.

ANEXO 2 DE ORDEN DE SERVICIO N° 54: AUTOMATISMO DISTRIBUIDO DE REACTORES

Confeccionó: Ingeniería de Operación


28 de febrero, 2018

## 5.5 HABILITACIÓN ADR

La pantalla “Habilitación ADR” permite por medio de botones habilitar o deshabilitar la función “ADR Forzado” en la EM.

También permite habilitar o deshabilitar la función “ADR Temporizado” en forma independiente en cada uno de los PLC.

Cuando los PLC retoman la comunicación con la EM, luego de una pérdida, esta actualiza automáticamente el estado de funcionamiento del ADR.



**ADR Forzado E.M.:** HABILITADO Habilitar Deshabilitar

**ADR Forzado en PLC**

PLC	ADR Forzado
E.T. Santa Cruz Norte (ZN)	?
E.T. Río Santa Cruz (RSC)	?
E.T. Esperanza (ESP)	?

**ADR Temporizado en PLC**

PLC	ADR Temporizado	Habilitar	Deshabilitar
E.T. Santa Cruz Norte (ZN)	?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
E.T. Río Santa Cruz (RSC)	?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
E.T. Esperanza (ESP)	?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

**ABB**