



**XXIII SNPTTE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPC/24  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO – V**

**GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO, CONTROLE E AUTOMAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA -  
GPC**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA EL FENÓMENO DE AUTOEXCITACIÓN DE LA  
CENTRAL TÉRMICA PUNTA DEL TIGRE**

**Claudio Saldaña(\*)**  
**UTE**

**Graciela Calzolari**  
**UTE**

**Celia Sena**  
**UTE**

**RESUMEN**

Como resultado de los estudios de planificación energética en Uruguay se decidió la construcción de una nueva central térmica denominada Punta del Tigre. La potencia eléctrica generada por esta central es inyectada en la red de transmisión de tensión nominal 500 kV. En las redes eléctricas de Extra Alta Tensión (EAT) que contienen largas líneas de transmisión puede ocurrir un rechazo de carga, dando lugar al desarrollo del fenómeno de autoexcitación.

El fenómeno de autoexcitación en la central térmica Punta del Tigre, resultante de la simulación de un conjunto de contingencias en la red de transmisión de 500 kV, fue estudiado con el programa ATP (Alternative Transients Program). Una de las principales conclusiones del estudio realizado fue la necesidad de diseñar un sistema de protección, a ser instalado en la central térmica, contra el fenómeno de autoexcitación. Este artículo presenta los aspectos más importantes de cada una de las etapas envueltas en el diseño del sistema de protección.

Con el objetivo de implementar este sistema de protección se compraron relés digitales disponibles en el mercado, los cuales fueron ensayados en fábrica. Se presentan los valores de los ajustes y los tiempos de operación de los relés y de la lógica de disparo. A partir de los resultados de los ensayos en fábrica se concluyó que el sistema de protección diseñado es adecuado para proteger la central térmica contra el fenómeno de autoexcitación y en la actualidad se encuentra en operación.

**PALABRAS-CLAVE**

Autoexcitación, Sistema de Protección, ATP

**1.0 - INTRODUCCIÓN**

Como resultado de estudios de planificación energética en Uruguay se construyó una nueva central térmica denominada Punta del Tigre. Esta central tiene seis turbinas a gas del tipo aeroderivativa, cada una de potencia aparente igual a 63.5 MVA, tensión nominal 11.5 kV, velocidad nominal 3000 rpm, un par de polos y máxima potencia activa igual a 50.8 MW. La potencia eléctrica generada por esta central es inyectada en la red de transmisión de tensión nominal 500 kV. La Figura 1 muestra en forma esquemática el diagrama unifilar de la central térmica y de parte de la red eléctrica de 500 kV. Cada transformador elevador de máquina tiene una potencia aparente de 64 MVA, tensiones nominales 11.5/150 kV y grupo de conexión triángulo/estrella. Cada uno de los autotransformadores tiene potencias aparentes 300/300/90 MVA, tensiones nominales 500/150/31.5 kV y grupo de conexión estrella/estrella/triángulo. Tres reactores shunt de 30 MVA cada uno pueden ser conectados a la barra de 31.5 kV.

En las redes eléctricas de Extra Alta Tensión (EAT) que contienen largas líneas de transmisión puede ocurrir un rechazo de carga, dando origen a elevadas sobretensiones especialmente en aquellos casos en que la carga capacitiva de las líneas de transmisión es excesiva en relación a los generadores que permanecen conectados a ellas. El problema de autoexcitación que se puede desarrollar en esta situación es un fenómeno electromagnético en el cual los generadores y las líneas de transmisión se convierten en un sistema inestable, donde la amplitud de la

(\*) Palermo 5748 – CEP 11400 Montevideo, Montevideo – Uruguay  
Tel: (+5982) 6061328 – Email: claugra07@gmail.com

tensión crece de forma exponencial y la frecuencia varía. Las magnitudes de las sobretensiones son una función de: las cargas capacitivas de las líneas, la saturación del hierro, la característica de sobrevelocidad del conjunto turbina generador, la respuesta del sistema de excitación [1],[2].

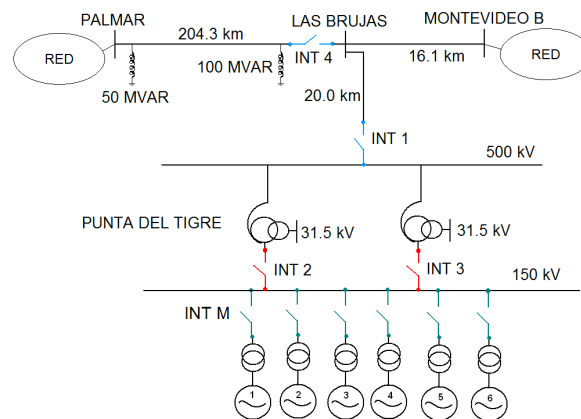


FIGURA 1 – Diagrama unifilar Punta del Tigre

Se simuló con el programa ATP un conjunto de contingencias en la red eléctrica de la Figura 1 que dió lugar al fenómeno de autoexcitación en la central térmica Punta del Tigre. Se utilizó el programa ATP debido a las no linealidades presentes, a la tensión transitoria de restablecimiento (TRV) en los interruptores, al fenómeno de ondas viajantes en líneas de transmisión, etc.

## 2.0 - CASOS ESTUDIADOS

Con la línea de transmisión Las Brujas – Montevideo B fuera de servicio se consideran las siguientes contingencias: a) ocurre un rechazo de carga (primera contingencia) en el extremo Palmar de la línea de transmisión Palmar – Las Brujas b) se transfiere una orden de disparo al interruptor del otro extremo de línea (INT4) y éste no abre (segunda contingencia). Como resultado la central térmica queda conectada a una red de transmisión en vacío dando lugar al desarrollo del fenómeno de autoexcitación. Con la línea de transmisión Las Brujas – Montevideo B en servicio otro conjunto de contingencias debe ser simulado llegándose a la misma red de transmisión en vacío.

En la definición de los casos de estudio se consideró un diferente número de generadores y autotransformadores en servicio. Con respecto al modelado en ATP cada uno de los generadores fue representado con el modelo "Three Phase Dynamic Synchronous Machine Source". El sistema de excitación, el regulador automático de tensión, el limitador de subexcitación y el regulador de velocidad de cada máquina fueron modelados en TACS [3],[4].

Con el objetivo de caracterizar el fenómeno de autoexcitación se presentan algunos resultados correspondientes al caso de un generador y dos autotransformadores en servicio. La Figura 2 muestra la variación en el tiempo de la velocidad del rotor después de la simulación de un rechazo total de carga a los 1.5 s. Cada generador posee un relé de sobrevelocidad ajustado a un valor límite de 11.7%, en la Figura 2 se observa que este límite fue alcanzado 375 ms después del rechazo total de carga y por lo tanto será sacado de servicio. La Figura 3 muestra el voltaje estático en pu en función del tiempo. Se observa un rápido aumento y altos valores en el voltaje estático.

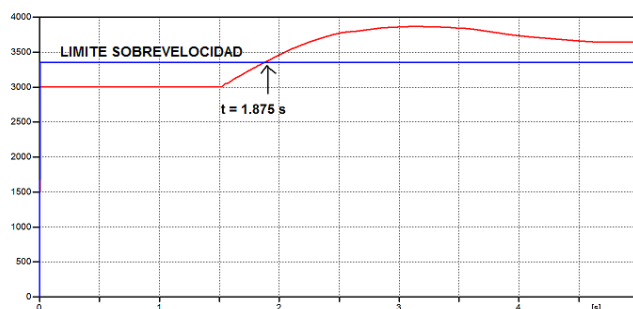


FIGURA 2 – Velocidad del generador (rpm)

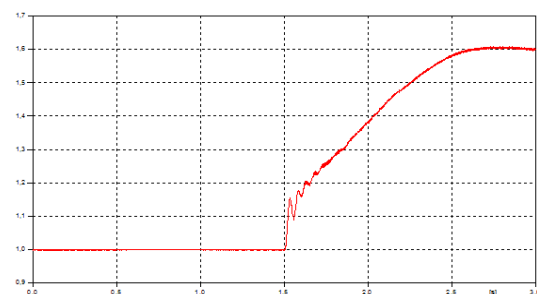


FIGURA 3 – Tensión estática en pu

La Figura 4 muestra la corriente del devando rotórico en función del tiempo. Se observa que antes del rechazo de carga el generador opera en la región de sobreexcitación y pasa a operar en la región de subexcitación después del rechazo de carga con el objetivo de intentar controlar el voltaje estático, pero sin éxito.

Con el objetivo de disminuir la excesiva inyección de potencia reactiva en el generador se simuló la conexión de dos reactores shunt de 30 MVar cada uno, 200 ms después de ocurrido el rechazo de carga. La Figura 5 muestra la tensión estática en pu en función del tiempo con y sin el efecto de los reactores shunt, observándose que ambos reactores no pueden controlar la sobretensión.

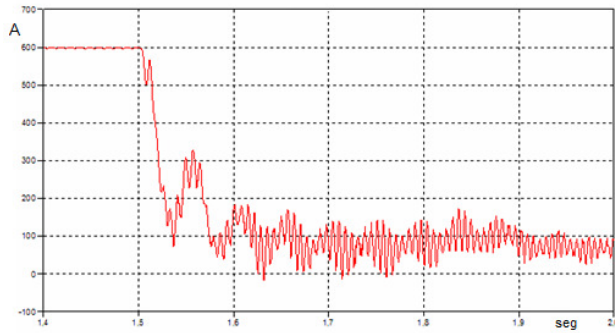


FIGURA 4 – Corriente rotórica (A)

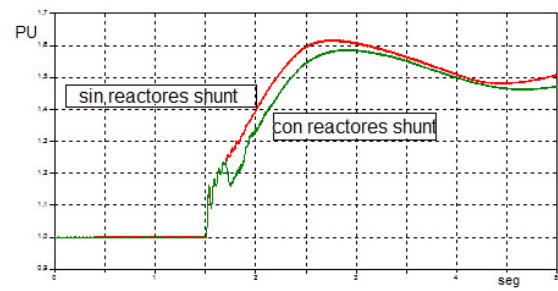


FIGURA 5 – Tensión estática (pu)

Los escenarios con un mayor número de generadores y uno o dos autotransformadores en servicio mostraron resultados similares. Debido a la severidad de los resultados y al bajo número de contingencias considerado se decidió diseñar un sistema de protección contra el fenómeno de autoexcitación a ser instalado en la central térmica.

### 3.0 - DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

Con el objetivo de separar la central térmica de la red de transmisión se podrían dar órdenes de disparo a los interruptores INT1, ó INT2 e INT3, ó INTM indicados en la Figura 1. Debido a razones económicas y menor complejidad en la implementación del sistema de protección contra autoexcitación se resolvió que éste dé órdenes de disparo a los interruptores INT2 e INT3 a nivel de 150 kV.

#### 3.1 Tensión Transitoria de Restablecimiento TRV

La primera etapa en el diseño consistió en analizar si los interruptores pueden cortar corrientes capacitivas bajo condiciones de sobretensión. Fue calculada la tensión transitoria de restablecimiento (TRV) en los interruptores INT2 e INT3. La norma IEC 62271-100 [5] suministra para el caso de "Capacitive Current Switching Test with Specified TRV" el valor de pico  $u_c$  de la tensión de restablecimiento, indicado por la ecuación (1), el cual constituye el valor límite de la TRV esperada para la cual el interruptor será capaz de cortar la corriente capacitiva.

$$u_c = U_r * \sqrt{2/\sqrt{3}} * k_c * 1.95 \text{ [kV]} \quad (1)$$

donde:  $U_r$  \_tensión nominal,  $k_c$  \_factor de tensión capacitiva

Con respecto a  $k_c$  se consideraron los valores 1.2 y 1.4 los cuales conducen a  $u_{c1} = 325 \text{ kV}$  y  $u_{c2} = 370 \text{ kV}$ , siendo  $U_r$  igual a 170 kV.

Para el intervalo de tiempo  $t_1$  entre el rechazo de carga y la apertura de los interruptores se consideraron dos valores: a) 200 ms que representa un valor típico resultante de la suma del tiempo de operación del sistema de protección y del tiempo de apertura de los interruptores b) 400 ms como un valor límite asociado al tiempo de operación de la protección de sobrevelocidad de los generadores de la central. La Figura 6 presenta la TRV para el caso de una máquina y dos autotransformadores en servicio con  $t_1 = 200 \text{ ms}$ .

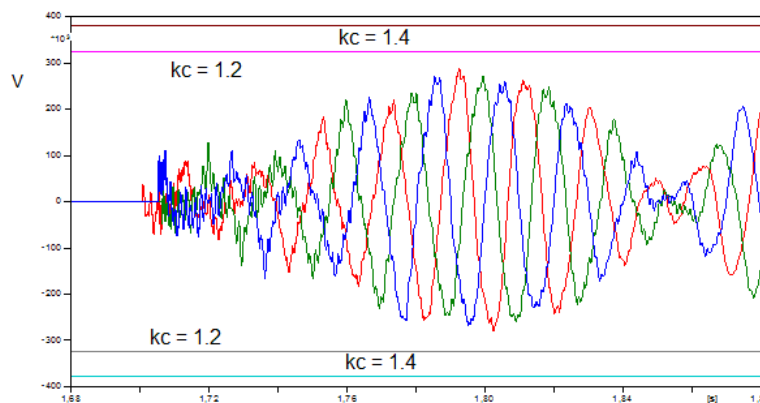


FIGURA 6 – Tensión Transitoria de Restablecimiento (V)

En este caso los dos valores de  $k_c$  anteriormente considerados son adecuados. A partir de los resultados de las TRV correspondientes a los restantes casos de estudio se concluyó que  $k_c$  debe ser especificado igual a 1.4.

### 3.2 Función Lógica de Disparo

La segunda etapa en el diseño consistió en la caracterización del fenómeno de autoexcitación para esta central. A partir de los resultados obtenidos con el ATP fue posible identificar dos características principales: a) sobretensiones de magnitudes muy altas en los niveles de tensión 500, 150 y 31.5 kV b) la operación de los generadores en la región subexcitada. Como consecuencia, se diseñó una función lógica de disparo basada en las funciones “pérdida de excitación” (código ANSI 40) y “sobretensión” (código ANSI 59), como indicado en la Figura 7. Es importante destacar que la función de protección 40 será implementada con un nuevo relé, por lo cual no se utilizará la función pérdida de excitación implementada dentro de los sistemas de protección del generador.

### 3.3 Ajuste no convencional de la función Pérdida de Excitación

La característica de operación de la función de protección pérdida de excitación consiste de dos círculos (mho) compensados, como indicado en la Figura 8, [6]. El principio de funcionamiento de la función 40 es calcular y supervisar la variación de la impedancia aparente vista desde los terminales del generador. Durante una falla en el circuito de campo la impedancia aparente entrará en uno o ambos círculos mho dependiendo de la carga inicial del generador y de la impedancia del sistema eléctrico.

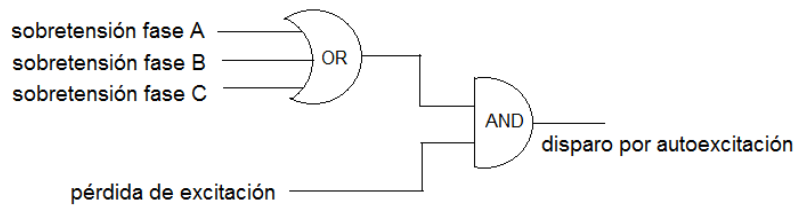


FIGURA 7 – Función Lógica de Disparo

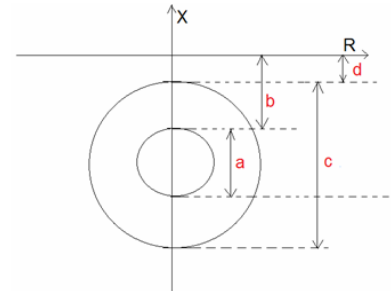


FIGURA 8 – Características Mho

El ajuste convencional es el siguiente:  $a=1.0$  pu,  $b=d=0.5 \cdot X'd$  pu,  $c=X_d$  pu, siendo  $X_d$  y  $X'd$  las reactancias sincrónica y transitoria de eje directo del generador. Para ambas características mho se puede ajustar un tiempo de retardo de operación.

Considerando la función lógica de disparo los ajustes de “a” y “b” fueron hechos en la forma convencional. Para el ajuste de “c” y “d” se calculó con ATP el lugar geométrico descrito por la impedancia aparente para cada uno de los casos de estudio definidos. Luego, en un plano R-X se graficó la característica mho compensada superpuesta con los lugares geométricos calculados de forma tal que la misma envolviese a todos ellos, resultando entonces los valores de ajuste requeridos. Se ajustó disparo instantáneo, es decir sin retardo, para ambos círculos.

### 3.4 Modelado en ATP [3],[4]

Las señales de entrada de la función pérdida de excitación son una corriente de fase instantánea y una tensión fase neutro instantánea, las cuales son obtenidas a partir de simulaciones con ATP. La transformada discreta de Fourier se utilizó para estimar las componentes de frecuencia fundamental (50 Hz) de la corriente ( $I$ ) y la tensión ( $E$ ). Un algoritmo de ventana completa deslizante con recursividad, descrito en la referencia [7], fue implementado en la rutina TACS del ATP a través del dispositivo 69. La impedancia aparente ( $Z_{aparente}$ ) que mide el relé, dada por la ecuación (2), también fue implementada en TACS.

$$Z_{aparente} = \frac{E}{I} \quad (2)$$

A partir de este modelo se puede calcular el lugar geométrico descrito por la impedancia aparente en el plano R-X durante la condición de autoexcitación.

El desempeño de la función 40 se analizó graficando sus características de operación superpuestas con el lugar geométrico de la impedancia aparente en un mismo plano R-X y observando si dicho lugar entra o no en el círculo mho de diámetro “c”. Este procedimiento fue aplicado a las tres fases del generador con el objetivo de observar las trayectorias de cada uno de los lugares geométricos y estar seguros de que los ajustes de “c” y “d” son adecuados para todos ellos.

Con respecto al ajuste del umbral de la función de sobretensión, se calculó con ATP la variación de la tensión durante la condición de autoexcitación y se definió un valor de umbral que fuese superado en todos los casos de estudio.

### 3.5 Implementación con dos relés digitales

La tercera etapa en el diseño fue la implementación de la función lógica de disparo de la Figura 7 empleando solamente dos relés digitales. Como mencionado anteriormente a los interruptores INT2 e INT3 de la Figura 1 se les dará una orden de disparo en condición de autoexcitación. Por lo tanto la manera más simple de implementar la función lógica de disparo es considerar un relé digital para cada interruptor y que contenga las funciones 40 y 59. Para suministrar las señales de entrada a las funciones 40 y 59 los transformadores de corriente (CT) fueron colocados en los devanados secundarios de los autotransformadores, el transformador de tensión (VT) fue colocado en la barra de 150 kV. La Figura 9 muestra en forma esquemática y en color azul la ubicación de dichos transformadores de medida. El VT tiene una relación de transformación de 150/0.1 kV y los CT tienen una relación de transformación de 1500/1 A. Los valores de "c" y "d" fueron elegidos como los máximos valores secundarios dados por el fabricante y correspondientes a la entrada de 1A en el relé:  $c = 325 \Omega$ ,  $d = 40 \Omega$ . El ajuste del umbral de la función 59 fue igual a 1.15 pu.

La Figura 10 muestra el lugar geométrico de la impedancia aparente en valores primarios para cada fase junto con el círculo mho de diámetro "c", durante los dos primeros ciclos después de iniciado el fenómeno de autoexcitación en el caso de un generador y un autotransformador en servicio (1G\_1T).

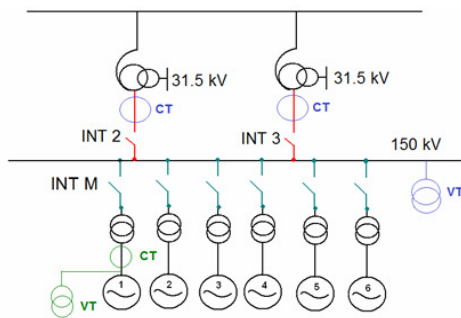


FIGURA 9 – Ubicación de los CT y VT

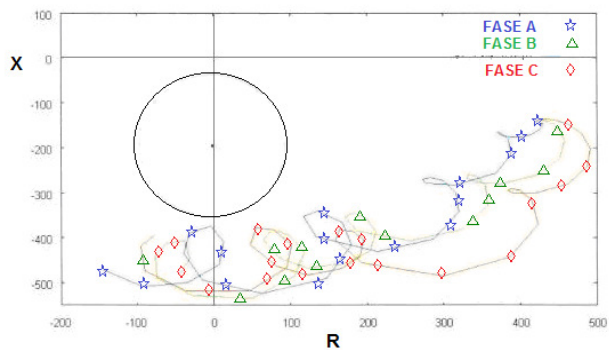


FIGURA 10 – Impedancias Aparentes ( $\Omega$ ) 1G\_1T

En este caso las trayectorias de todos los lugares geométricos no entran en el círculo mho, por lo cual esta alternativa de implementación fue descartada. La sobretensión alcanzó el valor de umbral de 1.15 pu.

### 3.6 Implementación con seis relés digitales

La cuarta etapa en el diseño fue la implementación de la función lógica de disparo de la Figura 7 usando seis relés digitales. Un relé digital fue asociado a cada generador, conteniendo las funciones 40 y 59, dando órdenes de disparo a los interruptores INT2 e INT3. Con el objetivo de suministrar las señales de entrada a las funciones 40 y 59 los CT y VT fueron ubicados en los terminales de cada generador como indicado en color verde en la Figura 9. Los VT tienen una relación de transformación de 11.5/0.115 kV y los CT tienen una relación de transformación de 4000/1 A. Los valores de "c" y "d" fueron elegidos como los máximos valores secundarios dados por el fabricante y correspondientes a la entrada de 1A en el relé:  $c = 325 \Omega$ ,  $d = 40 \Omega$ . El ajuste del umbral de la función 59 fue igual a 1.15 pu.

La Figura 11 muestra el lugar geométrico de la impedancia aparente en valores primarios para cada fase junto con el círculo mho de diámetro "c", durante los dos primeros ciclos después de iniciado el fenómeno de autoexcitación en el caso de cuatro generadores y dos autotransformadores en servicio (4G\_2T). En este caso dos lugares geométricos entran en el círculo mho, mientras que el tercer lugar geométrico no lo hace, por lo cual esta alternativa de implementación fue descartada.

La Figura 12 presenta para este caso la variación en el tiempo de las tensiones en bornes del generador y en la barra de 150 kV en pu. Se observa que: 1) la sobretensión en bornes del generador no alcanzó el valor de umbral de 1.15 pu 2) la tensión en la barra de 150 kV presenta una tasa de crecimiento mayor que la correspondiente a la tensión en bornes del generador y alcanzó el valor de umbral de la función 59.

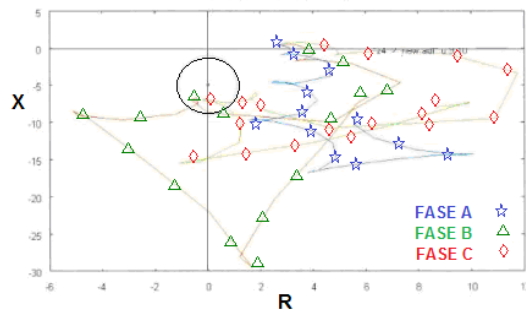
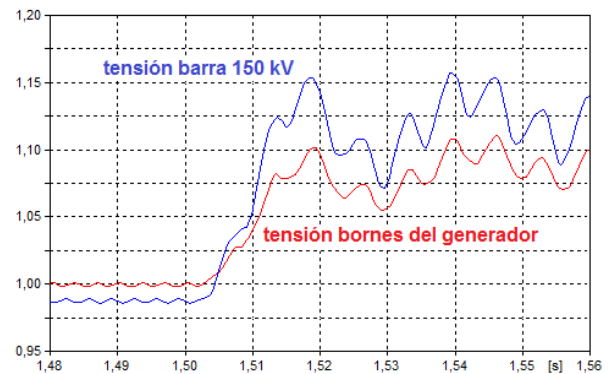
FIGURA 11 – Impedancias Aparentes ( $\Omega$ ) 4G\_2T

FIGURA 12 – Tensiones generador y barra 150 kV en pu

Se concluyó que la tensión en la barra de 150 kV es la señal de entrada adecuada para la implementación de la función 59.

### 3.7 Implementación con siete relés digitales

La quinta etapa en el diseño fue la implementación de la función lógica de disparo de la Figura 7 utilizando siete relés digitales. Un relé digital fue asociado a cada generador, conteniendo la función 40 y dando órdenes de disparo a los interruptores INT2 e INT3. Con el objetivo de suministrar las señales de entrada a la función 40 los CT y VT fueron ubicados en los terminales de cada generador como indicado en color verde en la Figura 9.

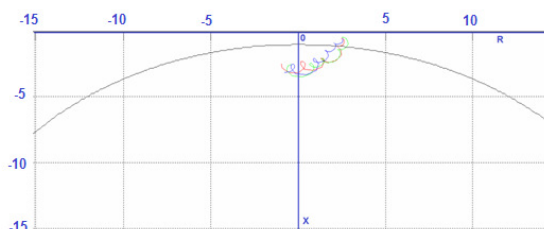
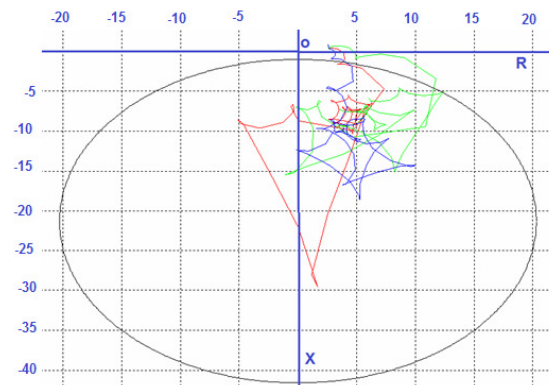
Los VT tienen una relación de transformación de 11.5/0.115 kV y los CT tienen una relación de transformación de 4000/5 A. Los valores de "c" y "d" fueron elegidos como los máximos valores secundarios dados por el fabricante y correspondientes a la entrada de 1A en el relé:  $c = 325 \Omega$ ,  $d = 40 \Omega$ .

Los valores de ajustes y los transformadores de medida fueron seleccionados con la siguiente idea: mantener el mismo tamaño del círculo mho en valores secundarios y correspondiente a la entrada de 1A del relé y por otro lado incrementar su tamaño en valores primarios para lo cual la relación de transformación de los CT fue reducida de 4000 a 800 manteniendo la misma relación de transformación para los VT. Como resultado las corrientes de un TC de 5 A nominales son inyectadas en la entrada de 1A de los relés. Desde el punto de vista del aguanté térmico de los relés el fabricante indicó que la entrada de 1A puede soportar en forma continua cuatro veces la corriente nominal. Se destaca que la corriente nominal del generador es igual a 3.99 A secundarios.

El séptimo relé usa solamente la función 59 cuya señal de entrada es la tensión en la barra de 150 kV. La relación de transformación del VT es de 150/0.1 kV y el umbral fue ajustado en 1.15 pu.

La Figura 13 muestra el lugar geométrico de la impedancia aparente en valores primarios para cada fase junto con el círculo mho de diámetro "c", durante los dos primeros ciclos después de iniciado el fenómeno de autoexcitación en el caso de un generador y un autotransformador en servicio (1G\_1T). Comparando los resultados de la Figura 10 que corresponden también a un generador y un autotransformador en servicio se observa que en la Figura 13 todos los lugares geométricos entran en el círculo mho en esta nueva alternativa de implementación.

En el caso de cuatro generadores y dos autotransformadores en servicio (4G\_2T), la Figura 14 muestra el lugar geométrico de la impedancia aparente en valores primarios para cada fase superpuesto con el círculo mho de diámetro "c", durante los dos primeros ciclos después de iniciado el fenómeno de autoexcitación. Comparando los resultados de la Figura 11 que corresponden también a cuatro generadores y dos autotransformadores en servicio se observa que en la Figura 14 todos los lugares geométricos entran en el círculo mho en esta nueva alternativa de implementación.

FIGURA 13 - Impedancias Aparentes ( $\Omega$ ) 1G\_1TFIGURA 14 - Impedancias Aparentes ( $\Omega$ ) 4G\_2T

Con respecto al resto de los casos de estudio todos los lugares geométricos entran en el círculo mho de diámetro "c" y las sobretensiones correspondientes superaron el valor de umbral de 1.15 pu.



A partir de los resultados de las simulaciones con ATP correspondientes a todos los casos de estudio se concluyó que la implementación de la función lógica de disparo con siete relés digitales cumplió con todos los requerimientos de los lugares geométricos y del umbral de sobretensión.

Esta alternativa fue seleccionada como una solución preliminar al diseño de un sistema de protección contra el fenómeno de autoexcitación en la central térmica Punta del Tigre. La aceptación final dependió de los resultados de los ensayos realizados en fábrica.

#### 4.0 - ENSAYOS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

El principal objetivo de los ensayos llevados a cabo en fábrica fue validar la solución preliminar presentada anteriormente. Para la realización de los ensayos el fabricante seleccionó dos relés digitales, uno para la implementación de la función pérdida de excitación y el otro para la implementación de la función sobretensión. La Figura 15 muestra el layout usado para los ensayos.

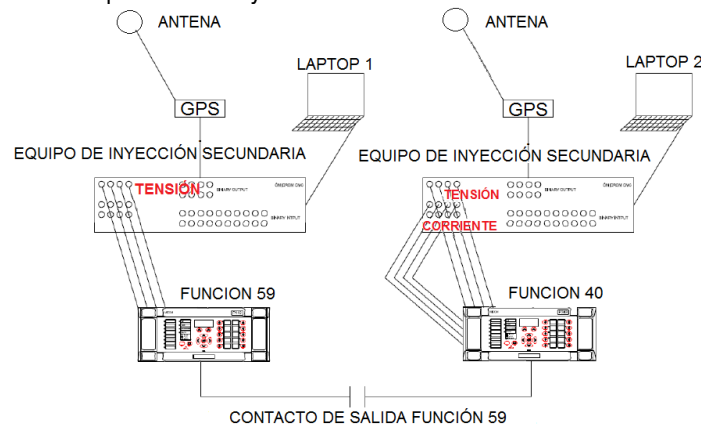


FIGURA 15 – Layout utilizado en los ensayos

Las señales de entrada de las funciones 40 y 59, correspondientes a todos los casos de estudio, fueron obtenidas en formato COMTRADE con el programa ATP. Dos archivos COMTRADE fueron creados para cada caso de estudio: uno conteniendo las señales de entrada de la función 40 y cargado en la LAPTOP 2, el otro conteniendo las señales de entrada de la función 59 y cargado en la LAPTOP 1.

Dos equipos de inyección secundaria fueron utilizados para inyectar las señales de entrada, en formato COMTRADE, en los relés.

Para cada simulación con ATP se crearon dos archivos COMTRADE por lo cual todas las señales de entrada de las funciones estuvieron sincronizadas. Por lo tanto fue necesario sincronizar los dos equipos de inyección secundaria para poder realizar los ensayos, a través de la utilización de dos GPS (Global Positioning System).

La compuerta lógica AND de la Figura 7 fue implementada dentro del relé que contiene la función 40, siendo una entrada del AND la posición de un contacto de salida del relé que contiene la función 59, como está mostrado en la Figura 15.

Se planificaron los ensayos en fábrica con dos objetivos: a) verificar si las funciones 40 y 59 detectaban o no la condición de autoexcitación en todos los casos de estudio b) medir los tiempos de operación de cada uno de los componentes de la función lógica de disparo y el tiempo total de operación del sistema de protección.

La Figura 16 muestra las definiciones de los tiempos  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$  y  $t_4$  medidos durante los ensayos.

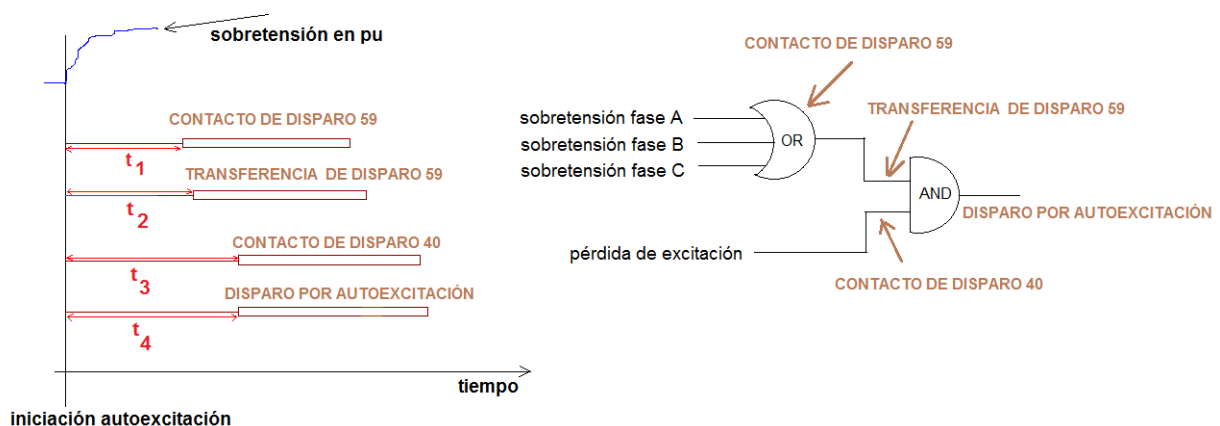


FIGURA 16 – Tiempos medidos en los ensayos

Los resultados de los ensayos confirmaron que las funciones 40 y 59 detectaron el fenómeno de autoexcitación en todos los casos de estudio. La Tabla 1 presenta los valores medidos de los tiempos  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$  y  $t_4$  correspondientes a todos los escenarios de estudio.

TABLA 1 – Tiempos de operación medidos

	$t_1$ (ms)	$t_2$ (ms)	$t_3$ (ms)	$t_4$ (ms)
1G_1T	12.2	27.5	31.4	31.4
1G_2T	17.3	33.7	38.7	38.7
2G_1T	13.0	32.0	71.8	71.8
2G_2T	18.7	33.9	63.7	63.7
4G_1T	18.2	34.8	89.1	89.1
4G_2T	21.4	40.6	75.3	75.3
6G_1T	19.7	38.1	72.8	72.8
6G_2T	14.9	33.1	117.2	117.2

donde: G generador T autotransformador

Teniendo en cuenta que el tiempo de apertura de los interruptores INT2 e INT3 está en el rango de tres a cuatro ciclos y considerando los tiempos de la Tabla 1 resulta que el tiempo total requerido para separar la central de la red de transmisión es de 200 ms en el peor caso.

Cuando la sobrevelocidad de un generador alcanza su valor límite de 11.7%, su relé de sobrevelocidad lo sacará de servicio. De las simulaciones con ATP se obtuvo que el mínimo tiempo para alcanzar este límite fue de 336 ms. Debido a que los interruptores de los generadores no fueron especificados para abrir corrientes capacitivas en condición de sobretensión, es importante dar órdenes de apertura a INT2 e INT3 antes de alcanzar el límite de sobrevelocidad. El tiempo total de 200 ms satisface este requerimiento.

Finalmente se concluyó a partir de los resultados de los ensayos en fábrica que el sistema de protección diseñado satisface todos los requerimientos.

Actualmente este sistema de protección se encuentra en operación.

## 5.0 - CONCLUSIONES

Como resultado de un conjunto de contingencias considerado en la red de transmisión de 500 kV de Uruguay, se estudió el fenómeno de autoexcitación en la central térmica Punta del Tigre.

Los casos de estudio, definidos en función del número de generadores y autotransformadores en servicio, fueron hechos con el programa ATP y algunos resultados y sus correspondientes análisis son presentados en este trabajo. Una de las principales conclusiones del estudio realizado fue la necesidad de diseñar un sistema de protección contra el fenómeno de autoexcitación a ser instalado en la central térmica.

Este artículo describe las etapas llevadas a cabo en el diseño del sistema de protección:

- Fue analizado si los interruptores podían cortar corrientes capacitivas en condición de sobretensión. Para ello se calculó la Tensión Transitoria de Restablecimiento en los interruptores.
- A partir de los resultados de las simulaciones con ATP fue posible identificar las principales características del fenómeno de autoexcitación. Como resultado se ideó una función lógica de disparo basada en las funciones “pérdida de excitación” (código ANSI 40) y “sobretensión” (código ANSI 59).
- Con el objetivo de suministrar las señales de entrada a las funciones 40 y 59 se consideraron diferentes alternativas de ubicación para los transformadores de tensión y corriente.
- Para cada alternativa de ubicación fueron calculadas las sobretensiones y los lugares geométricos de la impedancia aparente con el programa ATP, durante los primeros ciclos después de haberse iniciado el fenómeno de autoexcitación. A partir de esto se calcularon los ajustes de las funciones 40 y 59. El desempeño de la función 40 fue analizado superponiendo sus características mho de operación y los lugares geométricos en un mismo plano R-X, para todos los casos de estudio.

A partir de las etapas de diseño se concluyó que solamente una alternativa de implementación de la función lógica de disparo cumplió con todos los requerimientos de los lugares geométricos y del umbral de sobretensión.

Esta alternativa fue ensayada en fábrica utilizando dos relés digitales comerciales, uno para la implementación de la función 40 y el otro para la implementación de la función 59.

Los valores finales de los ajustes, el layout de los ensayos, los tiempos de operación de cada uno de los componentes de la función lógica de disparo y el tiempo total de operación del sistema de protección son presentados.

Finalmente se concluyó a partir de los resultados de los ensayos en fábrica que el sistema de protección diseñado satisface todos los requerimientos.

Actualmente este sistema de protección se encuentra en operación.



## 6.0 - REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] F.P. de Mello, L.M. Leuzinger, R.J.Mills, "Load Rejection Overvoltages as Affected by Excitation System Control" *IEEE Trans. PAS*, vol. PAS-94, pp. 280-287, March/April 1975.
- [2] S. Nishida, H. Susuki, S. Takeda, "Analysis of Overvoltages Caused by Self-Excitation in a Separated Power System with Heavy Load and Large Shunt Capacitance" *IEEE Trans. PAS*, vol. PAS-102, pp. 1970-1975, July 1973.
- [3] "Alternative Transients Program (ATP)-RuleBook", Canadian/American EMTP User Group, 1987-92.
- [4] H. W. Dommel, "EMTP Theory Book", Microtran Power System Analysis Corporation, Vancouver, Canada, 1992.
- [5] High-voltage switchgear and controlgear-Part 100: Alternating-current circuit-breakers, IEC Standard 62271-100, Apr. 2008.
- [6] J.Berdy, "Loss of Excitation Protection for Modern Synchronous Generators ", *Publication of General Electric Company*, GER-3183.
- [7] A.G.Phadke, J.S.Thorp, "Computer Relaying for Power Systems", Research Studies Press Ltd., J.Wiley & Sons Inc. New York, 1988.

## 7.0 - DATOS BIOGRAFICOS



**Claudio Saldaña** recibió el título de Ingeniero Industrial Opción Eléctrica de la Universidad de la República, Montevideo, Uruguay, en 1986. Obtuvo el grado de Master en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Universidade Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá, Brasil, en 1990.

Trabaja en UTE (empresa pública de energía eléctrica de Uruguay) desde 1984, desempeñándose actualmente en la Gerencia de Sector Protecciones. Sus campos de interés incluyen estudios de transitorios electromagnéticos, modelado de equipos de potencia y protecciones de sistemas de potencia, PMU y generación eólica.

**Graciela Calzolari** recibió el título de Ingeniera Industrial Opción Eléctrica de la Universidad de la República, Montevideo, Uruguay, en 1986. Obtuvo el grado de Master en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Universidade Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá, Brasil, en 1990.

Trabaja en la Gerencia de Sector Estudios y Proyectos, UTE (empresa pública de energía eléctrica de Uruguay), desde 1984. Sus campos de interés son estudios de transitorios electromagnéticos, modelado de equipos de sistemas de potencia y generación eólica.

**Celia Sena** recibió el título de Ingeniera Eléctrica en 1977 y el grado de Master en Ingeniería Eléctrica en 2010 de la Universidad de la República, Montevideo, Uruguay. Desde 1992 trabaja en UTE (empresa pública de energía eléctrica de Uruguay) en la Gerencia de Sector Protecciones.

Desde 2007 trabaja en el Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Uruguay. Sus campos de interés son protección de sistemas de potencia, dinámica y control.