



Comité Nacional Paraguayo  
VII SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO  
25, 26 y 27 DE OCTUBRE DE 2006



Unión de Ingenieros de la ANDE  
VI SEMINARIO TÉCNICO – U.I.A

**VII/CE-C4-06**

## **MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD Y REDUCCIÓN DE TIEMPOS DE ELIMINACIÓN DE FALLAS EN BARRAS DE ESTACIONES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

**Oscar Alberto Barboza Giménez (\*); Gustavo Antonio Dávalos Maidana**

**Facultad de Ingeniería – U.N.A.**

**Paraguay**

### **RESUMEN**

Una de las principales causas de Blackout's y desconexiones de proporciones regionales en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's) es la falla en barras de Estaciones. Los Blackout's ocasionan cuantiosas pérdidas a los usuarios del servicio de suministro de energía eléctrica y a la empresa concesionaria, además de producir incomodidades y perjuicios a una nación entera. El presente trabajo postula que el riesgo potencial de desconexiones múltiples en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) puede ser sustancialmente reducido a través de la aplicación de Esquemas Específicos de Protección de Barras, Esquemas de Falla Interruptor y cambios en la Modalidad Operativa de Barras, con introducción de modificaciones mínimas en las mismas. Es posible evaluar el aumento de la Confiabilidad del SIN a través de Índices de Confiabilidad, comparando los valores obtenidos suponiendo la implementación de las propuestas de modificaciones, con los datos históricos del Sistema.

### **Palabras Clave**

Mejoramiento de Confiabilidad - Seguridad Intrínseca - Importancia Sistémica - Matriz de Seguridad de Red - Protección de Barras.

(\*) [oscbarbgim@hotmail.com](mailto:oscbarbgim@hotmail.com)

## 1- INTRODUCCIÓN

Aunque las fallas en barras no se presentan con tanta frecuencia como en otros componentes del sistema de potencia, como líneas de transmisión o distribución, las mismas acarrearán consecuencias mucho más severas para los equipos del SEP, así como para la continuidad del servicio de suministro de energía eléctrica.

En muchos casos, una falla en línea seguida de falla en la apertura del interruptor correspondiente, es equivalente a una falla en barras. Por otro lado, existen configuraciones de barras que propician la propagación a través del sistema de potencia, de fallas originadas en las Estaciones.

Para la aplicación de las propuestas de Mejoramiento de Confiabilidad, es necesario realizar evaluaciones a efectos de identificar las Estaciones Críticas para el SIN, es decir, aquellos locales cuya influencia en la Confiabilidad Global del Sistema es preponderante.

Como resultado de la aplicación de las propuestas, se tiene que las mismas proporcionan principalmente, las siguientes contribuciones:

- Aumento de la Confiabilidad Global del SIN;
- Reducción de tiempos de eliminación de fallas en barras;
- Mejoramiento de la Flexibilidad Operativa y Mantenibilidad de los locales;
- Mejor aprovechamiento de los locales con más de un juego de barras.

## 2- FALLAS EN BARRAS

Actualmente en el SIN, la protección contra falla en barras se realiza mediante las protecciones de respaldo de las líneas de transmisión (LT's), transformadores y generadores conectados a las barras, ya que ninguna de las Estaciones cuenta con Esquemas Específicos de Protección de Barras.

Puede evitarse la desconexión de circuitos mediante los Esquemas Específicos de Protección de Barras. En la Estación Carayaó (ES-CYO), que posee configuración de barras "Interruptor y Medio", en ocasión de una falla en una de las barras, las contribuciones a la falla de las LT's es interrumpida en aproximadamente 400 milisegundos por las protecciones de distancia instaladas en los terminales remotos, mediante la desconexión de las LT's. Si la ES-CYO contase con Protección Específica de Barras, la misma conmutaría los circuitos a la barra sana en aproximadamente 60 milisegundos, sin que se verifique ninguna pérdida de transmisión.

Por otro lado, en diversos locales del SIN, las previsiones iniciales de carga fueron rebasadas, por lo que la satisfacción de la demanda del sistema ha venido requiriendo la instalación de nuevas líneas y equipos, aumentando considerablemente el reticulado de la red eléctrica, con el consiguiente incremento de las corrientes de cortocircuito. El rápido despeje de las fallas en barras proporcionado por los Esquemas Específicos de Protección de Barras evita el comprometimiento de la soportabilidad de barras y equipos, en ocasión de fallas que afecten a las barras.

Puede observarse generalmente, que en los locales cuya configuración de barras es la de "Doble Juego de Barras" (Estaciones de San Lorenzo, Limpio, etc.) se utiliza solamente una barra como barra operativa, dejando la otra barra reservada para el traspaso durante el mantenimiento de una de las posiciones, transfiriendo el disparo de la protección de dicha posición sobre el Acoplador de Barras. Dicha práctica obedece al hecho de no poseer una protección selectiva de barras y a la necesidad de reducir al mínimo las maniobras sobre los equipos, como criterio de prolongación de su vida útil. Sin embargo, esto disminuye la flexibilidad operativa de las Estaciones con configuraciones de más de una barra operativa. Disminuye además la confiabilidad del sistema, ya que una falla en la barra operativa deja fuera de servicio toda la Estación, lo que podría evitarse, con una Protección de Barras Selectiva y una distribución equilibrada de las posiciones en las distintas barras de una determinada configuración.

### 3- TIPOS DE CONFIGURACIÓN DE BARRAS EN EL SIN

En el SIN existen 63 ESSE (Estaciones y Subestaciones), de las cuales 23 tienen barras de 220 [kV] y 36 tienen barras de 66 [kV]. Algunas ESSE no poseen barras en ninguno de los niveles de tensión mencionados en este párrafo, se trata normalmente, de ESSE en derivación o de fin de línea en tramos radiales.

Agrupando las ESSE según la Configuración de Barras, se tiene el siguiente cuadro resumen:

**Tabla I:** Cantidad de ESSE por Configuración de Barras.

TIPO DE BARRA	CANTIDAD		PORCENTAJE %	
	220 [kV]	66 [kV]	220 [kV]	66 [kV]
Un solo juego de barras	10	13	43,48	36,11
Un juego de barras seccionadas	2	1	8,70	2,78
Barra principal y de transferencia	1	6	4,35	16,67
Doble juego de barras	6	15	26,09	41,67
Doble juego de barras con duplicación de interruptores	1	0	4,35	0,00
Interruptor y medio	1	0	4,35	0,00
Doble juego de barras principales y barra de transferencia	2	1	8,70	2,78
<b>TOTAL</b>	<b>23</b>	<b>36</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

### 4- FILOSOFÍA DE PROTECCIONES DEL SIN

La protección primaria empleada en LT's de 220 [kV] es la protección de distancia (función 21), dicha protección también es utilizada como protección de respaldo, para las líneas del citado nivel de tensión. Fungen también como protecciones de respaldo para estas líneas, aunque en una proporción mucho menor, los relés 67 (Sobrecorriente direccional), 51 y 67N (Sobrecorriente direccional de Tierra).

Los esquemas de teleprotección empleados en el SIN, se limitan a la protección de LT's de 220 [kV], es decir, no existen esquemas de teleprotección para LT's de otro nivel de tensión. El principal esquema utilizado es el POTT, también existen LT's con esquemas PUTT, DCB y DTT.

En cuanto al recierre (función 79) para LT's de 220 [kV], el mismo es monofásico, debido a consideraciones de estabilidad.

Prácticamente todos los transformadores del SIN poseen protección unitaria (función 87) como protección primaria. Dependiendo de las condiciones particulares de cada situación específica, los transformadores poseen como protecciones de respaldo algunas o todas las siguientes funciones: 51, 51N, 51G y 51D.

Ningún local posee Protección de Barras Específica. La contribución de LT's para fallas en barras es eliminada por la operación de la 2ª zona de los relés de distancia localizados en los terminales remotos en, aproximadamente, 400 milisegundos. La contribución de los transformadores para la corriente de falla es interrumpida por las protecciones de Sobrecorriente de dichos equipos en un tiempo mayor (1 a 4 segundos). En las Estaciones sin esquema de Falla Interruptor, la detección de fallas próximas al terminal remoto de líneas de transmisión puede tornarse difícil, debido al efecto "infeed", causado por la contribución de las demás líneas y transformadores [1].

En cuanto a los esquemas de Falla Interruptor, la cantidad de los mismos es bastante reducida, en relación a la cantidad de interruptores. Para el nivel de Tensión de 220 [kV], las protecciones contra Falla Interruptor son empleadas en solo 15 interruptores correspondientes a equipos (20 % del total de interruptores), mientras que para interruptores correspondientes a LT's se emplean 23 de estos esquemas (29 % del total).

## **5- NECESIDAD DE IDENTIFICAR ESTACIONES CRÍTICAS**

Como fue descrito en la sección anterior, ninguno de los locales del SIN cuenta con Esquemas Específicos de Protección de Barras y los Esquemas de Falla Interruptor son aplicados en muy pocas Estaciones del SIN.

Para sugerir la aplicación de los esquemas de protección mencionados en el párrafo anterior, fueron realizadas evaluaciones de Seguridad intrínseca y de Importancia Sistémica en todos los locales del SIN que cuentan con barras en el nivel de tensión de 220 [kV]. El objetivo de estas evaluaciones es determinar los locales donde la aplicación de las propuestas tendría mayor impacto en el Mejoramiento de la Confiabilidad Global del SIN.

### **5.1- Evaluación de Seguridad Intrínseca**

Los criterios de evaluación objetivan una clasificación de las Estaciones por el nivel de riesgo potencial que las mismas representan para el SIN, en función de la concepción de sus configuraciones de barra, esquemas de protección y configuración física, es decir, de su aptitud para que una falla producida en las mismas no se propague a través del resto del sistema de potencia. Tal aptitud está determinada por dos conjuntos de factores, aquellos inherentes a las propias Estaciones, y aquellos que el sistema de potencia en el que están insertas impone a las mismas.

La Metodología empleada [2] asocia un puntaje a determinadas características de los locales. En relación a su Seguridad Intrínseca, las Estaciones se clasifican de la siguiente manera: **S1**, Seguridad reducida; **S2**, Seguridad moderada; **S3**, Seguridad elevada.

### **5.2- Evaluación de Importancia Sistémica**

El objetivo de esta parte del trabajo consiste en evaluar el impacto de la salida de una Estación del Sistema (importancia sistémica, grado en que la pérdida de un local presenta potencial para ocasionar disturbios significativos en el sistema), mediante la identificación de Fallas que provocan desconexiones múltiples o de grandes bloques de carga y la verificación del comportamiento del Sistema frente a estas Fallas.

El criterio adoptado es el de seleccionar las fallas más severas, asumiendo la actuación correcta de las protecciones correspondientes. Por tanto, la Falla Monofásica en Barras, con actuación correcta de las protecciones de respaldo de LT's y Transformadores (apertura de todos los circuitos que afluyen a la barra en falla), fue la contingencia seleccionada. La condición pesimista citada, fue considerada suficiente para eliminar de las consideraciones de este estudio aquellas Estaciones que en principio, no traerían impacto significativo en el desempeño del sistema.

Fueron realizadas simulaciones de Flujo de Potencia en las que, mediante un análisis preliminar del SEP, fueron eliminados los elementos del mismo que serían desconectados por el sistema de protecciones en una situación real de falla en barras. Para tal análisis fueron consideradas las protecciones existentes y sus correspondientes ajustes, así como las corrientes de cortocircuito en barras.

Las simulaciones de Flujo de Potencia permiten observar el perfil de tensiones de barras y la configuración de flujos a través de los elementos remanentes del sistema, una vez que el mismo ha alcanzado una condición operativa de estado estable. Las sobretensiones, subtensiones y sobrecargas en los elementos remanentes del sistema, son entonces evidenciadas de este modo.

Para el encuadramiento de los locales por su Importancia sistémica, fue considerado el comportamiento del SIN ante la contingencia en estudio (cortocircuito en barras de 220 [kV] con desconexión de todos los elementos conectados a la barra en falla). Dependiendo de dicho comportamiento, son definidas las siguientes categorías de clasificación: **I1**, Impacto elevado; **I2**, Impacto moderado; **I3**, Impacto Reducido.

## 6- MATRIZ DE SEGURIDAD DE RED (MSR)

Los resultados de las evaluaciones realizadas son presentados mediante una matriz 3 x 3, en la que una de las dimensiones esta constituida por las distintas categorías en las que fueron encuadradas las Estaciones por su Seguridad Intrínseca y la otra, por las categorías concernientes a la Importancia Sistémica. El resultado, denominado Matriz de Seguridad de Red [1], es presentado en la Tabla II.

Mediante la MSR es posible identificar aquellos locales que representan mayor riesgo potencial para la Confiabilidad Global del SIN, en lo referente a la posibilidad de que una falla producida en determinado local se traduzca en desconexiones de múltiples elementos del SEP. Se denominan “Locales Críticos” a todos aquellos locales que pertenecen a uno de los grupos de la zona sombreada de la MSR.

**Tabla II:** Matriz de Seguridad de Red (MSR)

Seguridad Intrínseca	Importancia Sistémica		
	S1	S2	S3
I1	ES-SLO ES-GUA ES-COV	ES-LIM ES-CYO ES-ACY	
I2	ES-PBO ES-PIR ES-CAL	ES-PBU ES-IRY	
I3	ES-LAM ES-PSA ES-HOR ES-VMI I ES-LPA ES-TRI ES-AYO ES-SPA	ES-PCA ES-SES ES-SRO ES-VMI II	

## 7- PROPUESTAS DE MODIFICACIONES

Son citadas a continuación algunas de las propuestas principales de modificaciones en el SIN, encaminadas a disminuir la probabilidad de ocurrencia de desconexiones múltiples en el Sistema de Potencia, o de reducir su impacto, una vez que las mismas ocurren.

1- Instalación de Interruptores en llegada a barras de 220 [kV] y aplicación de Esquemas Selectivos de Protección de Barras, en ES-IRY y ES-PBU.

2- Instalación de Protección Contra Falla Interruptor en todos los circuitos correspondientes a los Locales Críticos de la MSR.

- 3- *Instalación de Protección Diferencial de Barra en todos los Locales Críticos de la MSR.*
- 4- *Seccionamiento de Barras en locales con Un Solo Juego de Barras (ES-CAL, ES-LAM y ES-HOR) y en locales con Barra Principal y Barra de Transferencia (Seccionamiento de Barra Principal en ES-TRI). Adopción de Protección Diferencial de Barras para la configuración Resultante.*

## 8- RESULTADOS DE APLICACIÓN DE PROPUESTA EN ES-CYO

### 8.1- Comportamiento de la ES-CYO ante una Falla en Barras

La tabla a continuación [2], resume el comportamiento de la ES-CYO ante una falla en barras, considerando la misma con y sin Protección Específica de Barras.

**Tabla III:** Falla en Barra Tipo I

<b>Falla en Barra Tipo I</b>	
<b>Con Protección de Barras</b>	<b>Sin protección de Barras</b>
Caída de tensión en todos los circuitos de la ESSE durante el corto	Caída de tensión en todos los circuitos de la ESSE durante el corto
Eliminación rápida del defecto (cerca de 60 ms)	Tiempos largos para eliminación de la falla, en general encima de 400 ms
No hay pérdidas de transmisión después de la eliminación de la falla	Pérdida de todos los circuitos conectados a la barra en falla, por la apertura de los terminales remotos de las líneas
Fallas en barra durante el mantenimiento de algún interruptor pueden provocar la apertura de uno o dos circuitos conectados a la posición	

### 8.2- Influencia en los Indicadores del Sistema

Los Indicadores Sistémicos caracterizan la continuidad del suministro de energía eléctrica y permiten identificar los sistemas de potencia más confiables al consumidor final [3]. En virtud de que las fórmulas para calcular estos Índices están constituidas por sumatorias, puede verificarse la influencia de una falla en barras de la ES-CYO, sin considerar ninguna otra perturbación del SIN. Las fórmulas para calcular estos indicadores están dadas a continuación:

$$FREQ = \frac{\sum (\text{Potencia interrumpida al consumidor final})}{\text{Demanda máxima verificada en el periodo}} \quad [\text{Adimensional}] \quad (1)$$

$$DREQ = \frac{\sum (\text{Potencia interrumpida al consumidor final} \times \text{Duración})}{\text{Demanda máxima verificada en el periodo}} \quad [\text{Hs}] \quad (2)$$

$$ENES = \sum (\text{Potencia Interrumpida al consumidor final} \times \text{Duración}) \text{ [MW-h]} \quad (3)$$

La tabla siguiente, presenta los resultados del cálculo para estos indicadores.

**Tabla IV:** Cálculo de Indicadores

		<b>FREQ</b> (Adimensional)	<b>DREQ [Hs]</b>	<b>ENES</b> [MW-h]
<b>ES-CYO</b>	<b>Sin Protección de Barras</b>	<b>0,80</b>	<b>0,33</b>	<b>494,33</b>
	<b>Con Protección de Barras</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

### 8.3- Influencia en la Seguridad Operativa y Mantenibilidad de la ES-CYO

La principal mejora en el desempeño de la ES-CYO, en lo referente a su seguridad operativa, es que la operación del SIN no se ve seriamente afectada por una falla en barras de dicho local (no existen pérdidas de circuitos luego de la eliminación de la falla), si bien el mismo disminuye marcadamente sus prestaciones ante esta contingencia.

Además, si ocurre una falla en barras con un interruptor en mantenimiento, se pierde solamente un circuito si el interruptor en mantenimiento es adyacente a cualquiera de las barras, mientras que si el interruptor en mantenimiento es el central, se pierden solo dos circuitos. De esta manera, los trabajos de mantenimiento de interruptores en la Estación pueden ser realizados sin comprometer seriamente la seguridad del local.

## 9- CONCLUSIONES

Mediante las Evaluaciones de Seguridad Intrínseca e Importancia Sistémica, fue posible elaborar la MSR, que proporciona una visión resumida de las Estaciones con mayor influencia en el Desempeño Global del SIN. Las evaluaciones también evidenciaron problemas que se encuentran latentes, y que propician situaciones de baja Confiabilidad para el SIN.

Fueron planteadas *propuestas de modificaciones* en las Estaciones consideradas Críticas según la MSR, algunas de estas propuestas son consignadas en el ítem 7.

En base a Indicadores (FREQ, DREQ y ENES) fue posible verificar que la implementación sugerida mejora considerablemente la Confiabilidad de la ES-CYO, evitando que ocurra un Blackout en el Subsistema 1, en ocasión de una falla en barras de dicho local.

También pudo verificarse que la implementación sugerida puede realizarse a un costo reducido, en relación a las pérdidas ocasionadas por una falla en barras de la ES-CYO.

## 11- BIBLIOGRAFÍA

- [1] UERJ/ELETRORÁS, ONS, ELETRORÁS, CEPTEL, Fundação Pe. Leonel Franca, CHESF, ELETRONORTE, Melhoría da Confiabilidade das Subestações de 500 kV e 230 kV do Sistema de Transmissão Norte/Nordeste Brasileiro, “**XVII SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**”, 19 a 24 de octubre de 2.003, Uberlândia – Minas Gerais.
- [2] Comissão Mista GCOI / ONS / ELETRORÁS / CEPTEL para Avaliação do Sistema Interligado S/SE/CO, **Identificação das Subestações Críticas do Sistema Interligado, no Tocante a Possibilidade de Ocorrência de Contingências Múltiplas. Relatório 1**, (2.000).
- [3] DOP/EL ANDE, **Informe “Indicadores de Desempeño”**, (1.998-2.003.).