

**EVALUACIÓN DE LOS ESQUEMAS OPERATIVOS DEL SISTEMA DE POTENCIA  
DE LA C.V.G. EDELCA, CON PUESTA EN SERVICIO DE LAS  
NUEVAS UNIDADES A 765 KV**

Leonel R. GONZALEZ., José R. CERDA A.  
C.V.G. Electrificación del Caroní C.A. (EDELCA)

**RESUMEN**

Se hace un análisis de la evolución de los esquemas operativos del sistema de Potencia de EDELCA, como consecuencia de la incorporación progresiva de las Unidades Generadoras a 765 KV de Guri. Se evalúa la influencia sobre la topología del Sistema, perfiles de tensión, flujos de cargas, nuevos criterios de operación, criterios de estabilidad, niveles de cortocircuito, esquemas para mantenimiento, etc.

**ABSTRACT**

Analysis on operatives schemes of EDELCA power system. Incorporation of 765 KV generators. Due to the progressive incorporation of 765KV-Generator unities at Guri, it has been done an analysis of the gradual development on operative schemes of EDELCA Power system. It has been evaluated the influence on: system topology, tension profiles, charge flows, new operation criteria, stability criteria, short circuit levels, maintenance schemes, etc.

**INTRODUCCION**

En el año 1977 se concluyó la primera etapa de construcción de la Planta Guri, la cual consta de 10 Unidades Generadoras con una capacidad total instalada de 2.340 MW, a una elevación de Embalse de 236.5 Mts, sobre el nivel del mar, con una caída neta de 110 mts y un patio de distribución de 400, 230 y 34.5 KV.

A finales del año 1983, el desarrollo de los trabajos de ampliación de la etapa final de Guri, alcanzó la Fase de Puesta en servicio de la primera unidad a 765 KV, de la nueva casa de máquinas; planteándose entonces la necesidad de conectar la unidad 13 de Guri al sistema de potencia, a fin de desarrollar los programas de prueba de la misma y su posterior incorporación definitiva al sistema.

Ante la situación planteada, la División Despacho de Carga Regional, de la Dirección de Operaciones de EDELCA, dió inicio a un conjunto de estudios de análisis del sistema de potencia en operación comercial, orientados hacia la consecución de esquemas operativos, para cumplir con los requisitos de las pruebas previstas a las nuevas unidades a ser incorporadas al sistema. En el presente trabajo se hace una breve descripción de dichos esquemas, un análisis de los criterios generales utilizados para su selección y sus efectos sobre la operación del Sistema de Potencia.

#### DESCRIPCION DEL SISTEMA DE POTENCIA DE EDELCA

El Sistema de Potencia de EDELCA, puede ser subdividido en tres áreas bien definidas, a saber: Sistema Regional "A", Sistema Regional "B" y Red Troncal de Transmisión (R.T.T.).

#### SISTEMA REGIONAL "A"

El Sistema Regional "A", opera en los niveles de voltaje 115, 34.5, y 13.8 kV. A este sistema pertenecen las Barras de Distribución a 34.5 y 115 kV de Macagua. Sus principales subestaciones son: Guayana "A" y Parcelamiento Industrial "A". En la Subestación Guayana "A" llegan, a nivel de 230 kV, dos líneas de Ciudad Bolívar y dos líneas de Guri 230 kV. Asimismo, a nivel de 115 kV, salen dos líneas que alimentan Parcelamiento Industrial "A", pasando una de ellas por la Subestación FIOR. De la Subestación Parcelamiento Industrial "A", se alimentan diversas cargas regionales tanto en 34.5 kV como en 13.8 kV. Ver Figura 1, anexa.

#### SISTEMA REGIONAL "B"

Este sistema está constituido principalmente por la Subestación Guayana "B", la cual es alimentada desde Guri mediante tres líneas a 400 kV. Esta subestación reduce el voltaje de 400 a 115 kV y alimenta básicamente cargas Industriales (SIDOR, VENALUM, ALCASA, INTERALUMINA, etc.). Una parte de su carga opera a tensión constante ("carga limpia", aluminio) y la

otra produce variaciones de tensión ("carga sucia", hornos de arco). Ver Figura 2, anexa.

#### RED TRONCAL DE TRANSMISION (R.T.T.)

La R.T.T. (Oriente.Centro), está constituida por cuatro líneas, que van desde el Patio de Distribución Guri, en el Estado Bolívar, hasta la subestación Santa Teresa, en el Estado Miranda; dos de dichas líneas operan en el nivel de tensión de 400 kV, y las otras dos, en el nivel de 230 kV. Las líneas a 400 kV tienen una longitud de 560 kms cada una y son operadas por OPSIS, en coordinación con EDELCA. Las líneas a 230 kV tienen una longitud de 656 kms y son operadas por OPSIS en coordinación con CADAPE. Ver Figura 3, anexa.

#### OPERACION DEL SISTEMA DE POTENCIA EDELCA, PREVIA ENTRADA EN SERVICIO DE LA PRIMERA UNIDAD A 765 KV

En la Figura N° 3, se muestra la topología del esquema operativo, del Sistema de Potencia de EDELCA, en vigencia hasta finales del año 1983, época en la cual se dió inicio a las pruebas de aceptación de la nuevas unidades de 765 kV de Guri.

En cuanto al Sistema Regional "B", la subestación Guayana "B", operaba con dos secciones desacopladas de 400 kV, tres secciones de "carga limpia" acopladas, alimentadas por tres autotransformadores de 700 MVA y relación 400/20, cada uno. Una sección de "carga sucia" alimentada por dos autotransformadores, de 700 MVA y relación 400/115/20 kV cada uno compensada con do bancos de condensadores de 150 MVAR cada uno, la sección de "carga limpia" se alimentaba desde el patio de distribución Guri "A", mediante dos líneas de 400 kV, de aproximadamente 60 kms operadas en paralelo. La sección de "carga sucia" se alimentaba radialmente desde el patio de distribución Guri "A", a través de una línea de 400 kV de aproximadamente 60 kms.

La Red Troncal de Transmisión operaba con dos líneas a 400 kV, desde Guri a Santa Teresa, con subestaciones intermedias en El Tigre y Valle de La Pascua (San Gerónimo) y dos líneas de 230 kV, desde guri hasta Santa Teresa, con las subestaciones



intermedias Guayana "A" (de EDELCA), Ciudad Bolívar, El Tigre, Barbacoa y Santa Teresa (de CADAFE). Con interconexiones de los Sistema de 400 y 230 kV, en las subestaciones Gurí, El Tigre y Santa Teresa. El perfil nominal de tensiones se muestra en la Figura N° 4 anexa.

#### ASPECTOS OPERATIVOS

- La magnitud de la "carga limpia", de la subestación Guayana "B", era del orden de 800 MW con 425 MVAR y la "carga sucia" de 250 MW con 420 MVAR.

- El nivel de tensión de la barra de 400 kV, de la "carga sucia" de la Subestación Guayana "B", era del orden de los 380 kV.

- La tensión operativa de las barras de carga estaban alrededor de los 115 kV, controlada por los cambiadores de toma de los autotransformadores de 700 MVA, de la Subestación Guayana "B".

- Cuando los requerimientos de Carga Regional y Exportación al centro del País eran máximos, la capacidad de potencia reactiva disponible en las Unidades de Gurí no era suficiente para mantener en el sistema de potencia un óptimo perfil de tensión.

- El control de tensión en la Red Troncal de transmisión, asociado a EDELCA, se llevaba a cabo mediante las máquinas de Gurí, los cambiadores de toma de los autotransformadores de 400/230 kV, y los reactores de la subestación Santa Teresa.

- El rango de variación de la exportación EDELCA, al Centro y Oriente del País, estaba entre 300 y 1350 MW (orden de magnitud).

- Los bancos de condensadores, de la subestación Guayana "B", eran conectados normalmente en la barra de "carga sucia", operando ambos en servicio solo en horas de alta carga.

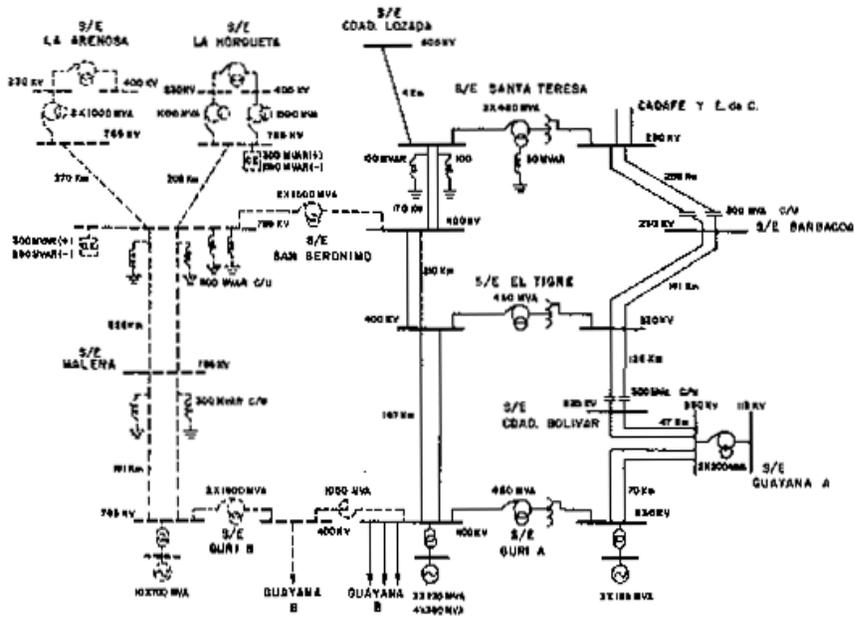


Figura 3.

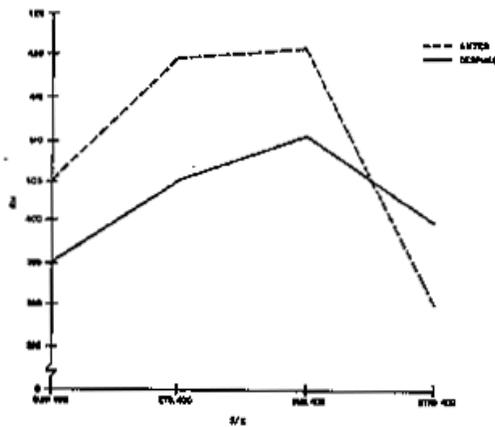


Figura 4

### ESQUEMA OPERATIVO SELECCIONADO PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE LA UNIDAD 13 DE GURI

A continuación se resumen los elementos de análisis utilizados con el fin de seleccionar los esquemas para las pruebas y posterior puesta en servicio de la Unidad de Guri.

### ESQUEMA PROVISIONAL

De acuerdo al diseño, estaba previsto interconectar los patio Guri "A" - Guri "B", de 400 kV, mediante un reactor serie, de 1000 MVA (limitador de la corriente de cortocircuito), el cual requería de una salida disponible en el patio GURI "A". La salida para tal fin correspondía a la línea Guri "A" - Guayana "B" 1 de 400 kV, por lo tanto, se hizo necesario el traspaso de dicha línea a su ubicación definitiva, según diseño en el nuevo Patio de 400 kV "B". Sin embargo, dado que los trabajos de reubicación de la Línea Guri - Guayana "B" 1 no habían concluido, hubo que acoplar al sistema la máquina 13, a través de una derivación de la Línea Guri "A" - Guayana "B" 1 de 400 kV.

El esquema de operación antes del evento fue sometido a un análisis riguroso, del cual se derivaron los siguientes aspectos de carácter relevante:

- La puesta en servicio de la Unidad 13 de Guri con la conexión provisional en derivación, no presentaba mayores problemas frente a las contingencias analizadas. Desde el punto de vista dinámico, el sistema era estable y desde el punto de vista de régimen permanente no se presentaban sobrecargas de equipo ni líneas y las tensiones estaban dentro del rango aceptable.

- Debido a que se tenía una sola Unidad a 700 MVA en servicio (Patio de 765 kV) y solo se contaba con un autotransformador de 765 kV, se necesitaba cierto "esfuerzo" por parte de la excitatriz de la máquina 13, para entregar su máxima capacidad de reactivos, limitados por la reactancia total entre la máquina y el punto de conexión (derivación Línea Guri - Guayana "B" 1), por lo que hubo que recomendar una posición de toma del autotransformador 2 de 765/400 kV, para compensar dicha

situación. La posición resultante de los análisis fue la posición 3 (765/420 kV).

#### ACOPLAMIENTO DE LOS PATIOS A Y B DE 400 KV DE GURI

Una vez finalizados los trabajos de reubicación de la Línea Guri - Guayana "B" 1 al Patio de 400 kV "B", los patios de 400 kV quedaron interconectados mediante el conductor de la línea utilizado en el esquema en derivación provisional ("by-pass").

Posteriormente se planteó la necesidad de efectuar pruebas y poner en servicio el reactor serie de 1000 MVA de Guri, realizándose los estudios correspondientes mediante el siguiente procedimiento:

- Se modeló el sistema de potencia de EDELCA utilizando el programa de computación PSS/2.

- Se elevaron cuatro posibles esquemas de operación, tomando en cuenta, en todos, el traspaso de la línea Guri - Guayana "B" 1, al nuevo patio de 400 kV "B". Los esquemas estudiados fueron los siguientes:

- a) Reactor serie de Guri en servicio y secciones de 400 kV de Guayana "B", separadas.

- b) Reactor serie de servicio ("By-pass" entre los patios de 400 kV de Guri) y secciones de 400 kV de Guayana "B" separadas.

- c) Reactor serie en servicio y secciones de 400 kV de Guayana "B" acopladas (tres líneas en paralelo).

- d) Reactor serie de Guri fuera de servicio ("By-pass" entre los patios de 400 kV) y secciones de 400 kV de Guayana "B", acopladas (tres líneas en paralelo).

Los esquemas fueron sometidos a diversas contingencias, con el fin de evaluar en cada caso, la gravedad de éstas. Determinando a su vez, la consecuencia del esquema en estudio.

Los resultados de los estudios mostraron lo siguiente:

- \* La reactancia del reactor serie de Guri, era casi el doble de la de una Línea de Guri - Guayana "B" y sin capacitación asociada, por lo que las barras del patio de 400 kV "B" operaban con tensión deprimida.

\* El incremento de nivel de cortocircuito en los patios de Guri, con la puesta en servicio de la máquina 13, no justificaba el uso del reactor serie, puesto que no se violaba la capacidad de ruptura de los interruptores de Guri (20.000 MVA, los de 400 kV).

**Caso a:**

El esquema de operación para este caso se muestra en la Figura 5 anexa.

- La desconexión de la línea Guri - Guayana "B" 2, conectada al patio de 400 kV "A", ocasionaría un colapso de tensiones intolerables para la subestación Guayana "B", sección "carga limpia". Debido a la elevada reactancia del reactor serie del autotransformador de acople (765/400 kV).

- El disparo de una unidad 13 con 400 MW no afectaba mucho las tensiones del sistema, pero sí a la frecuencia (caía a 59.3 Hz).

- Disminuye el nivel de cortocircuito en barras de Guri "A", aunque esto sólo reviste importancia con mayor número de unidades de 765 kV.

- En el caso que salga de servicio la línea Guri - Guayana "B" 2, conectada al patio de 400 kV "A", se perdería la "carga limpia" por caída de tensión mayor del 7% y por ende, la confiabilidad en la sección de carga limpia de Guayana "B" era baja.

- El reactor serie contribuía a la depresión de tensión en la barra de 400 kV, lo que dificultaba el aporte de reactivos hacia Guayana "B" desde el patio "A" de 400 kV, de Guri, a través del patio "B" de 400 kV.

- Los condensadores (filtros) de Guayana "B" no podían contribuir con la carga limpia, debido al desacople existente entre las secciones I y II de 400 kV en la subestación Guayana "B".

- El sistema sería muy sensible a contingencias dobles.

- Restringido el mantenimiento de las líneas Guri - Guayana "B".

- Por las desventajas anteriores, no era recomendable dejar las secciones I y II de 400 kV, de Guayana "B", desacopladas mientras permanecía en servicio el reactor serie. Sería necesario la puesta en paralelo de las tres Líneas Guri - Guayana "B".

#### Caso b

Los valores de tensión y flujos de interés se muestran en la Figura 6, anexa.

De acuerdo a los resultados obtenidos de las contingencias para este esquema, se tiene que:

- Los patios "A" y "B" de 400 kV, de Guri, forman una barra sólida en cuanto a tensión.

- Los flujos por las líneas Guri - Guayana "B" 2 y Guri - Guayana "B" 1, son iguales entre sí.

- A diferencia del esquema con el reactor en servicio, esta configuración permite la operación del sistema con una sola línea a Guayana "B", sección carga limpia, es decir la carga limpia de Guayana, se puede alimentar con una sola línea (con los Taps de los Autotransformadores de la Subestación Guayana "B" en posición 9).

- Este sistema es mucho más fácil de operar que el anterior (reactor en servicio).

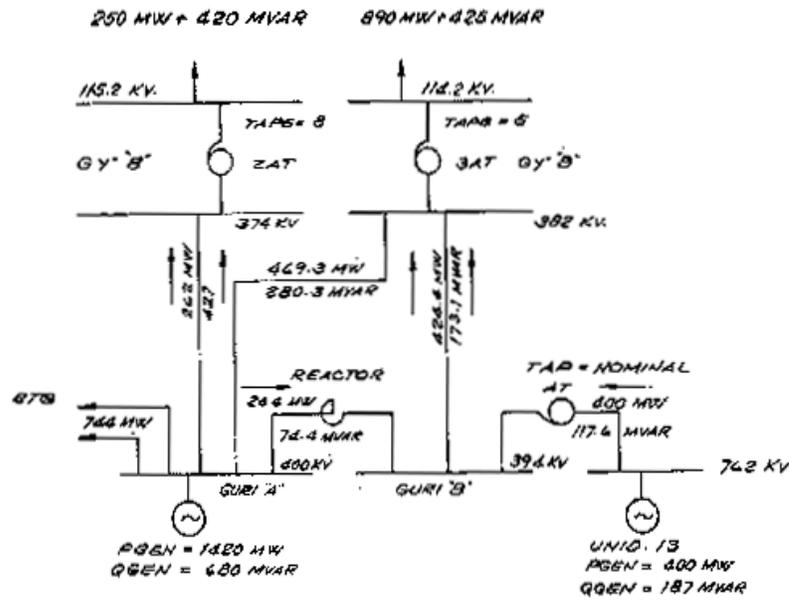
- Mejora sustancialmente la tensión en la barra de 400 kV, del patio "B".

- La salida de una línea de Guri - Guayana "B", carga limpia, no afecta la operación del sistema.

- No es imprescindible acoplar las secciones de 400 kV, en Guayana "B".

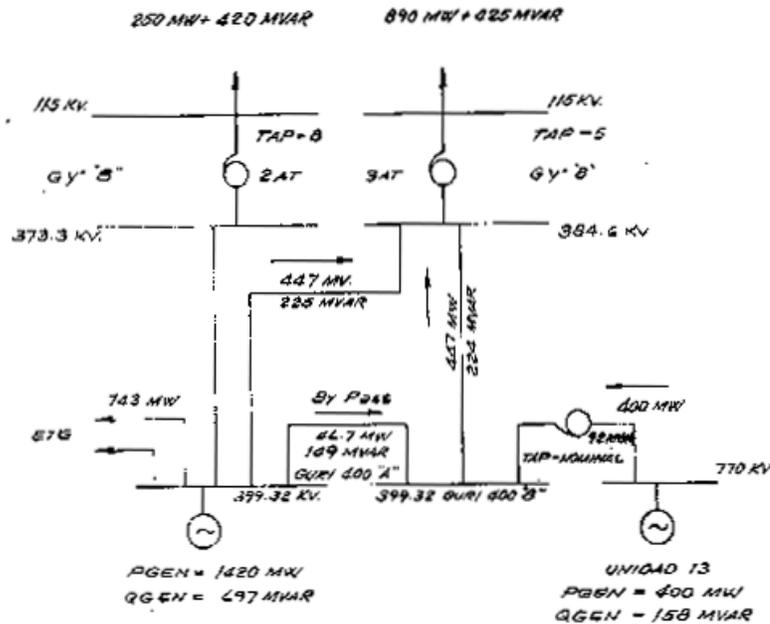
- Este esquema soportaría cualquier contingencia simple en el área Guri - Guayana "B" (carga limpia).

- La apertura a salida del "By-pass" no ocasionaría efectos transitorios en el interruptor, minimizando así los problemas del arco de potencia en el momento de la interrupción.



PRIMER CASO (OPERACION NORMAL)

FIG. N° 5



SEGUNDO CASO (OPERACION NORMAL)

FIG. N° 6

#### Caso c

Los valores de tensión y flujos de interés se muestran en la Figura 7, anexa.

- En caso de que salga fuera de servicio una de las tres líneas de Guri - Guayana "B", (cualquiera que sea), el sistema soportaría esta contingencia sin tener tensiones deprimidas en la subestación Guayana "B".

- En el evento que esté fuera de servicio una de las líneas Guri - Guayana "B", 2 o Guri - Guayana "B" 3, y se dispara la línea Guri - Guayana "B" 2, quedando toda la carga de Guayana "B" alimentada por una sola línea desde el patio "A", las tensiones de la subestación Guayana "B", no bajarían del 5% de caída de tensión (sólo si quedan en servicio los filtros de 115 kV).

- Toda la carga de Guayana "B" no podía ser suplida sólo con la Línea Guri - Guayana "B" 1, en servicio y las otras dos líneas fuera.

- Se lleva a cabo una reorientación del flujo de MVAR, inyectado por los filtros, lo que permite en todo momento dejar un filtro en servicio en la barra de 115 kV y regular tensión mediante los Taps de los autotransformadores de Guayana "B" (con menos operaciones de cambio).

- Aumenta considerablemente la confiabilidad en la subestación Guayana "B".

#### Caso d

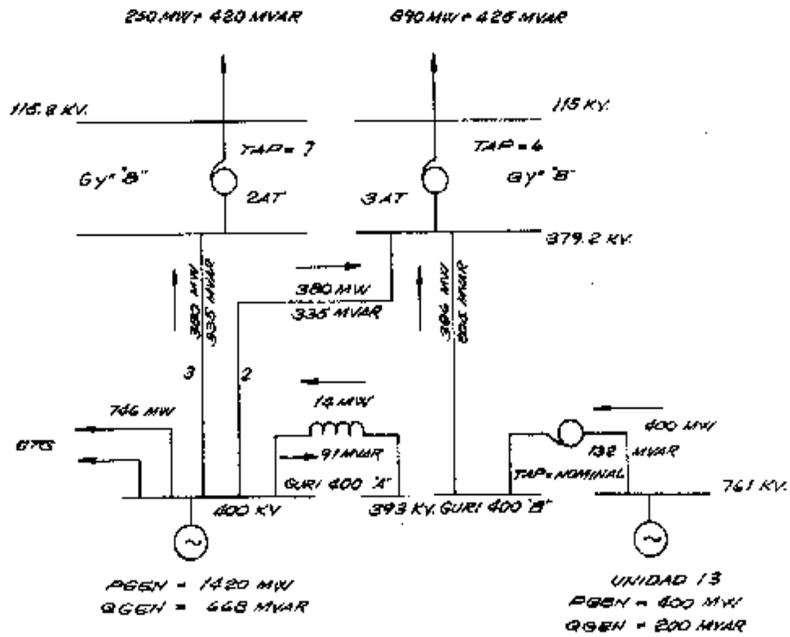
Los valores de tensión y flujo de interés para este caso se muestran en la Figura 8.

- La barra de 400 kV del patio "B" de Guri adquiere la misma tensión que la del patio "A", esto constituye una barra común bastante sólida y estable ante variaciones de carga.

- Aumenta la confiabilidad de suministro de carga a la subestación Guayana "B".

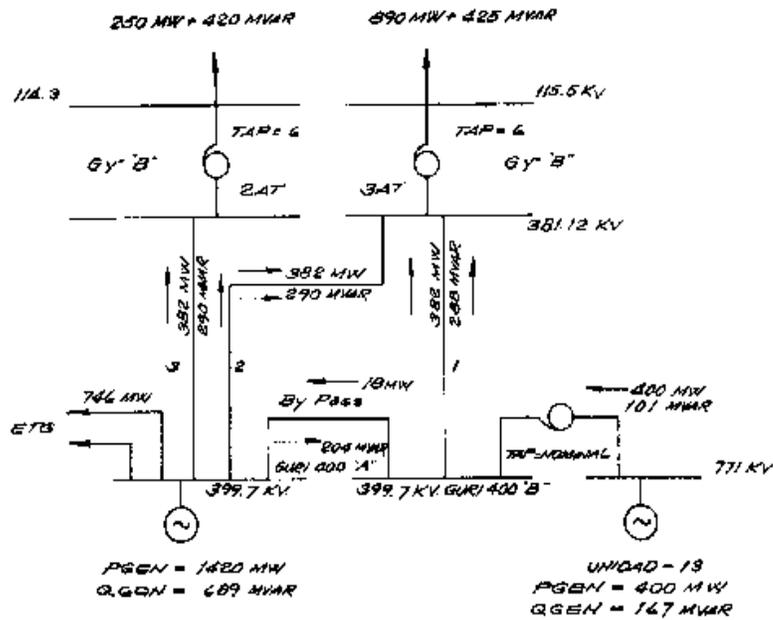
- Se pueden realizar programas de mantenimientos a las Líneas Guri - Guayana "B".

- A diferencia del tercer caso (líneas en paralelo y reactor en servicio), la carga de Guayana "B" se puede soportar con una



TERCER CASO (OPERACION NORMAL)

FIG. N° 7



CUARTO CASO (OPERACION NORMAL)

FIG. N° 8

sola línea, cualquiera que sea, asumiendo que los dos filtros de Guayana "B" permanezcan en servicio.

- El sistema soporta cualquier contingencia simple en el área Guri - Guayana "B".

#### COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

De los resultados obtenidos en los casos analizados, se obtuvo lo siguiente:

- La puesta en servicio del Reactor serie para acoplar los patios de 400 kV de Guri, trae consigo los siguientes inconvenientes desde el punto de vista de operación:

- La tensión en la barra de 400 kV, del patio "B", tiende a ser deprimida a causa de la elevada reactancia del reactor serie, lo que dificulta el soporte de la tensión en la subestación Guayana "B", por parte de dicha barra.

- Los programas de mantenimiento de la Línea Guri - Guayana "B" se ven totalmente restringidos mientras esté en servicio el reactor con una sola unidad de 765 kV, debido a que la Línea Guri - Guayana "B" 1, no soporta la carga limpia de la subestación Guayana "B", menos aún, si se quiere mantener alimentada toda la carga de Guayana "B" (ésto ocurriría si sale una línea Guri 400 kV "A" - Guayana "B", estando la otra fuera por mantenimiento).

- Se recomendó el "By-pass", del reactor hasta tanto no se justifique ponerlo en servicio.

- Debido a que los armónicos producidos por la "carga sucia" de la Subestación Guayana "B", no afectaban mucho al sistema (según estudios del CESI) se recomendó acoplar las dos secciones de 400 kV, de la subestación Guayana "B", operando de esta forma las tres líneas Guri - Guayana "B" en "paralelo" y aumentando considerablemente la confiabilidad de dicha subestación.

- Se recomendó un esquema operativo de la barra de carga de la subestación Guayana "B" (115 kV), utilizando uno de los filtros en la carga limpia, aumentando considerablemente el uso de los mismos y eliminando el problema de bajas tensiones en la Red Troncal de transmisión, mencionada anteriormente.

- El esquema recomendado en la parte anterior disminuyó también los costos de mantenimiento de los conmutadores, de los cambiadores de tomas de los autotransformadores de 700 MVA de la subestación Guayana "B", puesto que el número de operaciones diarias bajó considerablemente.

- Como consecuencia del esquema recomendado hubo que modificar la posición de los cambiadores de toma de los autotransformadores de la Red Troncal de transmisión, a fin de poder operar con bajas tensiones en Guri, por requerimientos de la subestación Guayana "B", optimizándose así los perfiles de tensión de la Red Troncal de transmisión y eliminando el control de tensiones de la subestación Santa Teresa, mediante cambios de toma de los autotransformadores (mejorando el mantenimiento de los Taps), utilizando exclusivamente los reactores de Santa Teresa para el control de tensiones. Ver Figura 4, anexa.

#### **ANALISIS DE LOS ESQUEMAS DE OPERACION CON LA INCORPORACION SUCESIVA AL SISTEMA DE LAS OTRAS UNIDADES A 765 KV, EN GURI**

Luego de concluidas las pruebas y puesta en servicio de la Unidad 13 de Guri, se procedió a analizar los efectos sobre el Sistema de Potencia, de la incorporación de las siguientes unidades de 700 MVA, a fin de determinar las precauciones a tomar en el sistema de potencia para la ejecución de las pruebas y operación del. Patio de 765 kV, con dos o mas unidades de 700 MVA en servicio.

#### **PUESTA EN SERVICIO DE LA SEGUNDA UNIDAD DE 700 MVA DE GURI (UNIDAD 14)**

A continuación se resumen los puntos de mayor interés para el análisis de la incorporación de la Unidad 14 de Guri:

- Evaluación del máximo nivel de cortocircuito en Guri, con la entrada de la Unidad 14 y en consecuencia, la necesidad de utilizar o nó el Recator serie de Guri.

- Máxima generación de la Casa de Máquinas 2 de Guri, para la determinación del límite, por razones de estabilidad del

sistema ante el disparo del autotransformador 2 de 765/400 kV y 1500 MVA de Guri.

- Evaluación de los cambiadores de toma del autotransformador 2 del patio de 765 kV, y transformadores elevadores de la Unidades de Guri, para la operación del Sistema de Potencia bajo dicho esquema.

En base a los resultados obtenidos se recomendó lo siguiente:

- El máximo nivel de cortocircuito calculado en Guri, no superaba la capacidad de ruptura de los interruptores de los Patios de Guri.

- Se determinó que el reactor serie de Guri, justificaba su conexión a partir de la entrada de la quinta unidad de casa de máquina II de Guri, considerando las 10 unidades de casa de máquina I, en servicio y la Red de Transmisión a 765 kV, fuera de servicio; o a partir de la tercera unidad de la Casa de Máquina II, con las 10 unidades de Casa de Máquina I en servicio y el sistema de 765 kV completo, en servicio.

- Tomando en cuenta lo anterior y los estudios antes descritos para la unidad 13 de Guri, se recomendó mantener el "By-Pass" del reactor, hasta que se presentara una de las dos condiciones señaladas.

- De acuerdo a los estudios de estabilidad realizados por el despacho de carga regional, se determinó que el límite máximo de Generación de la casa de máquinas II de Guri, era de 800 MW.

-Las posiciones de los cambiadores de toma recomendadas para la operación de las unidades de 765 kV, sin el sistema de transmisión de 765 kV en servicio, correspondió a la relación de 18/784 kV, para los transformadores elevadores y la relación 765/420 para el autotransformador 2.

#### PUESTA EN SERVICIO DE LAS DEMAS UNIDADES DE 765 KV

Los criterios utilizados para la conexión de la Unidad 14 de Guri, siguieron siendo válidos para la incorporación de las demás unidades, con la variante de que estaba en operación el otro autotransformador de 765/400 kV, de 1500 MVA, de Guri "B", con lo cual el límite de generación en Casa de Máquinas II, quedó a criterio del personal de Operaciones del Despacho de Carga Regional.

Al momento de concluir el presente trabajo, se encontraba en pruebas operativas todo el sistema de 765 kV, en su primera etapa y las primeras 5 unidades (11 a 15) en la casa de máquinas II de Guri. Sin embargo, actualmente se opera el sistema de potencia con el reactor serie de Guri fuera de servicio "By-pass", debido a la indisponibilidad de 2 unidades en Casa de Máquinas I. En la Tabla N° 1, anexa, se recogen los resultados del estudio de cortocircuito para diversos esquemas de generación sin violar la capacidad de ruptura de los interruptores de Guri, con el reactor serie de 1000 MVA, fuera de servicio.

Tabla N° 1

NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN GURI 400 ANTES DIVERSOS ESQUEMAS DE GENERACION  
(SIN EL REACTOR ACOPLADOR DE GURI 400 A Y GURI 400 B)

CASO Nº	ESQUEMA DE GENERACION (VER NOTA)	NIVEL DE CORTOCIRCUITO EN GURI 400 PARA FALLAS 20/-T EN BARRAS	RECOMENDACIONES
1	1 del Grupo A fuera 1 del Grupo C fuera 5 Máquinas de 765 KV en servicio.	18.750 MVA cc	Condiciones de operación indeseable, dado lo aproximado del nivel de c.c. a la capacidad de interrupción de los disyuntores asociados (20.000 MVA cc).
2	1 del Grupo A fuera 1 del Grupo C fuera 4 Máquinas de 765 KV en servicio.	17.625 MVA cc	Condiciones de operación, que solo debe ser asumida, bajo un esquema especial, ante algún requerimiento del Sistema.
3	1 del Grupo A fuera 1 del Grupo B fuera 1 del Grupo C fuera 5 Máquinas de 765 KV en servicio	17.510 MVA cc	Condición de operación, que solo debe ser asumida, bajo un esquema especial, ante algún requerimiento del Sistema.
4	1 del Grupo A fuera 3 del Grupo C fuera 5 Máquinas de 765 KV en servicio.	16.740 MVA cc	Condición de operación no limitada por el nivel de c.c. asociado.

NOTA: GRUPO A = Máquinas 1, 2 y 3  
GRUPO B = Máquinas 4, 5 y 6  
GRUPO C = Máquinas 7, 8, 9 y 10

El resto de las condiciones de operación son extrapoladas de los esquemas antes presentados.