

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

ACUERDO No. 292

Abril 29 de 2004

Por el cual se ratifica el Esquema de Deslastre Automático de Carga

El Consejo Nacional de Operación en uso de sus facultades legales, en especial las conferidas en el Artículo 36 de la Ley 143 de 1994, la Resolución 8-0103 del 2 de febrero de 1995 del Ministerio de Minas y Energía, el Anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, su Reglamento interno y según lo acordado en la reunión No. 205 del C.N.O. celebrada el 29 de abril de 2004, y

CONSIDERANDO

- 1.- Que el artículo 36 de la Ley 143 de 1994, creó el CONSEJO NACIONAL DE OPERACION que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.
- 2.- Que de conformidad con el artículo 34 de la Ley 143 de 1994, el CND debe; *"a. Planear la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica."* ciñéndose a lo establecido en el Reglamento de Operación y en los acuerdos del CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN
- 3.- Que la resolución CREG061-1996 modificó la resolución CREG025-1995 en su numeral 2.2.4 el cual estableció: *"Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia: El esquema será sometido a disposición de las empresas a finales de abril de cada año. El CND revisará la propuesta teniendo en cuenta los comentarios de las empresas y colocará a su disposición el informe del esquema definitivo antes del 31 de mayo de cada año. Las empresas deberán tener implantado el esquema antes del 30 de junio del mismo año."*
- 4.- Que el Subcomité de estudios Eléctricos en su reunión 100 de Abril 14 de 2004, dio visto bueno al Esquema de Deslastre Automático de Carga por Baja Frecuencia presentado por el CND el cual incluye la operación integrada con Ecuador.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

5.- Que el Comité de Operación en su reunión No. 121 del 22 de Abril de 2004, y mediante concepto CO-24, dio visto bueno al Esquema de Deslastre Automático de Carga por Baja Frecuencia aprobado por el Subcomité de Estudios Eléctricos en su reunión 100 de Abril 14 de 2004,

ACUERDA:

PRIMERO.- Ratificar el Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- presentado en el documento ISA-UEN-CND-032-04, "Evaluación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- 2003", el cual forma parte del presente Acuerdo como Anexo N° 1.

SEGUNDO: Para la aplicación del Esquema, se tendrán en cuenta las condiciones que se acuerden con los agentes para situaciones de fragmentación de la red.

TERCERO.- El presente Acuerdo rige a partir de la fecha, deroga todos los acuerdos que le sean contrarios y sustituye el Acuerdo CNO 268 de 2003.

Dado en Bogotá D.C. a los 29 días del mes de abril de 2004.

El Presidente ad-hoc

JORGE CHINGUAL VARGAS

El Secretario Técnico,


ALBERTO OLARTE AGUIRRE

ANEXO No 1



Operación
de Mercados
de Energía
*Información Eléctrica y
Energética*

Evaluación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- 2003

DIRECCIÓN OPERACIÓN

Documento ISA UENCND 032-04

Medellín, Marzo 09 de 2004



**¡Siente tu bandera,
cree en tu país!**



Contenido

1 OBJETIVO	1
2 ANTECEDENTES.....	1
3 OPERACIÓN DEL EDAC DURANTE EL 2003	3
3.1 ANÁLISIS DE EVENTOS	6
3.1.1 Consideraciones básicas y supuestos	6
3.1.2 Mayo 27 de 2003 Hora: 00:02	7
3.1.3 Noviembre 14 de 2003.....	10
4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	15

Evaluación del Esquema De Desconexión Automática De Carga Por Baja Frecuencia -EDAC- 2003

1 OBJETIVO

Realizar el informe sobre el comportamiento del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- del Sistema Interconectado Nacional -SIN- durante el período Enero 01 – Diciembre 31 de 2003.

2 ANTECEDENTES

Para cumplir el objetivo de Operar el SIN en forma segura, económica y confiable, es necesario contar con un mecanismo de control que se sale del rango de actuación de las instancias primaria y secundaria, tal esquema es el esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- que sirve como mecanismo de respaldo para mantener la frecuencia en los rangos operativos óptimos, ante la desbalances entre la generación y la demanda, debido a disparos de unidades de generación o fraccionamientos de la red.

Con el seguimiento del comportamiento, se busca verificar que el EDAC satisfaga los parámetros de umbrales de frecuencia, temporización de los relés y porcentajes de carga a deslastrar, en las diferentes condiciones de desbalance generación – demanda del SIN, establecidos en la resolución CREG 061 Numeral 2.2.4.

Ante la operación interconectada de los sistemas Colombia - Ecuador a través de las líneas Jamondino-Pomasqui 1 y 2 a 230 kV a partir del 1º de marzo de 2003, se realizó en abril de 2002 el estudio "Evaluación del esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia del SIN año 2002 y propuesta para el año 2003" documento ISA UENCND 061-03, en el cual se presenta el análisis del comportamiento de los esquemas vigentes de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- de los Sistemas Colombiano y Ecuatoriano, operando en forma aislada e interconectados y se verificó que el EDAC satisfaga los parámetros fundamentales: Umbrales de frecuencia, temporización de los relés y porcentaje (%) de carga a deslastrar, para diferentes condiciones de desbalance, establecidos en el marco regulatorio

Los esquemas de desconexión de carga vigentes a abril de 2003 tanto para el sistema colombiano como para el ecuatoriano que fueron considerados para este análisis se presentan a continuación:

Etapa	Umbral de frecuencia [Hz]	Desconexión de Carga [%]		Retardo Intencional [ms]	
		Colombia	Ecuador	Colombia	Ecuador
1	59.4	5	3	200	200
2	59.2	5	3	200	200
3	59.0	5	8	400	200
4	58.8	5	8	400	200
5	58.6	5	8	600	200
6	58.6	5	18	1000	200
7	58.4	5	---	2000	200
8	58.4	5	----	4000	200

**Tabla 1. Esquema de Desconexión Automática de Carga Colombia – Ecuador
(vigente a abril de 2003)**

De los resultados de este estudio se destacan las siguientes conclusiones:

- Para los Sistemas operando en forma aislada se observa una buena actuación del EDAC. Para el sistema colombiano desbalances superiores al 40% requerirían implementación de etapas adicionales ó revaluación del esquema actual.
- Se mantiene el porcentaje de desconexión de carga en el 5% para Colombia, para todas las etapas por su efectividad ante los diversos desbalances al minimizar la carga desconectada.
- Con los Sistemas interconectados se presenta actuación del EDAC así:
Demanda máxima: pérdidas de generación > 450 MW
Demanda media: pérdidas de generación > 350 MW
Demanda mínima: pérdidas de generación > 230 MW
- En cuanto a la desconexión de carga se observa un buen comportamiento del esquema siempre y cuando no exista apertura de la interconexión. En estos casos los deslases de carga corresponden al desbalance de cada Sistema y se ven afectados por una mayor caída de la frecuencia ocasionada por el aislamiento de los Sistemas y la disminución de la inercia.
- En cuanto a la recuperación de la frecuencia se observa un buen comportamiento para el sistema colombiano, observándose en todos los casos valores del orden de 59.4 Hz a los 10 segundos. Sin embargo, para el sistema ecuatoriano cuando se presenta desconexión de las 6 etapas del EDAC, se observan problemas de

sobrefrecuencia ocasionados por el efecto combinado de la desconexión de carga en la última etapa (18% en 200 ms), el efecto de las altas tensiones y la actuación de los reguladores de velocidad.

- De acuerdo con los registros históricos el 78% de los eventos ocasionan la actuación del EDAC dentro del umbral de la primera y segunda etapa, lo cual indica que el esquema implementado actualmente es lo suficientemente robusto para cubrir este tipo de eventos en cualquiera de los periodos de demanda.

Posteriormente, atendiendo a las recomendaciones del CND respecto a los porcentajes de desconexión de carga del sistema de Ecuador y como resultado de los análisis del esquema de desconexión de carga, CENACE presentó en agosto de 2003 el documento **"Actualización del esquema de alivio de carga -EAC- por baja frecuencia del sistema nacional interconectado con la interconexión Ecuador-Colombia de 230 kV"**

Como resultado de este estudio se presentó la siguiente propuesta de esquema a implementar en el sistema de Ecuador.

Paso	Frecuencia (Hz)	Tiempos de actuación (ciclos)	Desconexión de carga (%)	Desconexión acumulada de carga (%)
1	59.4	12	7	7
2	59.2	12	10	17
3	59.0	12	12	29
4	58.8	12	7	36
5	58.6	12	7	43
6	58.4	12	7	50

Tiempo de actuación = temporización del relé + tiempo de apertura de interruptor

Tabla 2. Esquema EDAC propuesto por CENACE

Este esquema fue aprobado por el sistema ecuatoriano y se implementó en el sistema de Ecuador a partir del 1 de octubre de 2003.

3 OPERACIÓN DEL EDAC DURANTE EL 2003

Durante el año 2003 se presentaron en total 22 eventos que activaron el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia en el sistema, de los cuales 14 se presentaron en demanda media, 5 en mínima y 3 en máxima.

El mayor número de eventos se presentó durante el mes de mayo del 2003 con un total de 8 eventos que representan el 36% del total de los eventos en el año, seguido por el mes de septiembre con el 23% de los eventos.

En todos los eventos presentados, se operaron interconectados los sistemas Colombia-Ecuador, y sólo en los tres primeros eventos registrados del año como son: mayo 08 a

las 18:36, mayo 09 a las 00:51 y mayo 09 a las 07:32 se presentó disparo de la interconexión con Ecuador como consecuencia de los eventos registrados en el área Suroccidental.

De los 22 eventos del EDAC, 3 corresponden a eventos de aislamiento del área Caribe del resto del SIN al presentarse disparo de San Carlos-Cerromatoso a 500 kV y 2 a eventos presentados en el área Caribe aislada del SIN. Adicionalmente, se registraron 2 eventos asociados al área Caribe 2, es decir, el área conformada por las subáreas Atlántico, Bolívar y GCM, uno de ellos ante aislamiento de Caribe 2 al dispararse el circuito Sabana-Chinú a 500 kV y el otro ante disparo de generación en operación aislada de esta zona.

Otros de los eventos de menor magnitud, que se presentaron en zonas aisladas del SIN son los correspondientes a la subárea Huila-Caquetá el 10 de mayo a las 21:11 por atentado y el del Valle del Cauca del 16 de agosto a las 10:28 en el cual la unidad 4 del Bajo Anchicayá queda aislada atendiendo la carga de Buenaventura.

En el Anexo 1 se presenta el detalle de los eventos del EDAC durante el 2003, indicando fecha y hora del evento, desbalance Generación/Demanda, frecuencia mínima obtenida, demanda tanto del sistema colombiano como ecuatoriano, frecuencia de recuperación del sistema a los 10 segundos, porcentaje de participación del EDAC en el sistema ecuatoriano, participación detallada del EDAC del sistema Colombiano y breve descripción del evento.

Se presentan 5 eventos que representan el 22.7% del total de eventos del EDAC, en los cuales no se tiene información del desbalance real del sistema, de los cuales dos corresponden a eventos presentados en área Caribe aislada por oscilaciones de potencia, uno a las subáreas Córdoba-Sucre y Cerromatoso aislados regulados por Urrá, otro asociado a la subárea Huila-Caquetá por cambios de generación en Betania y el último por evento en el Valle del Cauca ante disparo de uno de los circuitos Chipichapé - Bajo Anchicayá 2 estando por fuera ante mantenimiento el otro circuito Chipichapé - Bajo Anchicayá 1, quedando la unidad 4 de Bajo Anchicayá aislada con la carga de Buenaventura.

Se observa en general que para los desbalances Generación/Demanda presentados en el Anexo 1, los valores de frecuencia mínima registrados en el sistema están de acuerdo a lo esperado según el esquema de desconexión de carga vigente tanto para el sistema de Colombia como para el de Ecuador.

Sin embargo, se tienen 2 eventos de aislamiento del área Caribe (23 de agosto y 04 de septiembre) que presentan un desbalance generación/demanda muy alto comparado con la frecuencia mínima registrada, aunque en estos casos, es de anotar que la frecuencia reportada corresponde a registros tomados cada 4 segundos, y es posible que la frecuencia real del sistema haya sido inferior a estos valores. Adicionalmente, el 14 de noviembre, se presentó un evento con un desbalance muy bajo comparado con la frecuencia mínima registrada, en el cual se presentó aislamiento de una gran parte del sistema y se partió de condiciones de red muy deterioradas del sistema.

En el Anexo 2 se presentan los registros de frecuencia asociados a los eventos del EDAC, tomados en Medellín con frecuencímetro de resolución de 10 datos por segundo. Adicionalmente, para el evento del 14 de noviembre, se presenta un registro adicional

que corresponde a la frecuencia tomada en Santa Rosa -Ecuador-, el cual fue suministrado por CENACE en el informe No.DOP-040.

En el Anexo 1 se observa que para algunos eventos, no se tiene la información de la frecuencia de recuperación del sistema, debido a que son eventos que corresponden a áreas aisladas del SIN, de los cuales no se dispone del registro de frecuencia. El único evento que involucró todo el sistema y del cual no se dispone de registro de frecuencia fue el del 08 de septiembre debido a problemas de pérdida de señal.

De los eventos de los cuales se tiene información de la frecuencia de recuperación del sistema a los 10 segundos de ocurrido el evento se puede observar que en todos los casos se supera el umbral de la primera etapa del EDAC (59.4 Hz), excepto para el evento del 27 de mayo, en el cual la frecuencia a los 10 segundos es de 59.26 Hz. Sin embargo, al revisar el registro de frecuencia para este evento, se observa que la frecuencia presenta una pendiente de recuperación bastante adecuada, logrando superar el umbral de la primera etapa a los 12 segundos.

En la Tabla 3 se presenta la clasificación de los eventos de acuerdo a la frecuencia mínima obtenida.

Rangos de Frecuencia	Total eventos	%
$f > 59.4 \text{ Hz}$	3	13.6
$59.2 \text{ Hz} < f \leq 59.4 \text{ Hz}$	12	54.5
$59.0 \text{ Hz} < f \leq 59.2 \text{ Hz}$	5	22.7
$58.8 \text{ Hz} < f \leq 59.0 \text{ Hz}$	1	4.5
$58.6 \text{ Hz} < f \leq 58.8 \text{ Hz}$	1	4.5
Total	22	100.0

Tabla 3 Clasificación de eventos del EDAC

Se observa que el mayor porcentaje de eventos, el 54.5% presentó activación del umbral de la primera etapa (59.4 Hz), el 22.7% las dos primeras etapas, 13.5% a eventos con frecuencias superiores a 59.4 Hz, de los cuales dos corresponden al área Caribe aislada y sólo en un 4.5% con actuación de las tres primeras etapas del EDAC y el otro 4.5% restante para el evento de mayor impacto en el SIN con frecuencia mínima de 58.68 Hz alcanzando a activar las cuatro primeras etapas del EDAC.

Al comparar los eventos del EDAC del 2003 con los presentados durante el año 2002, se observa una gran disminución respecto al total de eventos registrados, ya que en el 2003 se presentaron en total 22 eventos del EDAC y en el 2002 72 eventos, es decir 50 eventos menos en el 2003.

Sin embargo, del total de eventos asociados al EDAC en el 2002, 59 casos corresponden a eventos del EDAC en el área Caribe y sólo en 13 eventos se presentó actuación del EDAC en las restantes áreas del SIN.

Del reporte presentado durante el 2003, se tienen 10 eventos de áreas aisladas del SIN (Caribe, Caribe 2, Córdoba-Sucre y Cerromatoso, Huila-Caquetá y parte del Valle del Cauca), un evento en el cual quedó el sistema Nariño conectado del sistema ecuatoriano, un evento en el cual la subárea Antioquia-Chocó queda aislada y 10 eventos que corresponden a la operación integrada del sistema colombiano interconectado con el sistema de Ecuador.

3.1 Análisis de eventos

Se seleccionaron los dos eventos que presentaron mayor impacto para el SIN y son:

- Mayo 27 a las 00:02: Disparo de los circuitos San Marcos- Juanchito con 32 MW y Paéz- Juanchito 230 KV, adicionalmente se presentó disparo de las bahías de línea Yumbo a San Marcos y Yumbo a Pance, bahía de seccionamiento S200 en Yumbo y disparo de la bahía de línea San Bernardino a Jamondino 1, en Jamondino hubo recierre trifásico en la bahía de línea a San Bernardino 1. Este disparo se produjo ante operación en respaldo en el momento en que EPSA normalizaba el circuito Juanchito - Salvajina en Juanchito donde la falla no fue aclarada, dicho problema se debió a que el polo C del interruptor L240 de Juanchito no abrió desde la falla inicial de las 22:49 horas. Durante este evento se presentó disparo de la central del Alto Anchicayá con 360 MW (3 unidades), rechazo de 340 MW de generación en Betania y disparo de la unidad 3 de Guadalupe III con 45 MW, con una frecuencia mínima de **58.86 Hz**
- Noviembre 14 a las 00:58: Disparo del circuito Jaguas - Primavera a 230 kV con 290 MW, posteriormente, se evidenció una oscilación de potencia, del orden de 0.5 Hz, con la activación y desactivación del arranque de las protecciones distancia en ambos extremos de los circuitos Ancón Sur - Esmeralda 1 y 2. El disparo en Esmeralda circuitos Ancón 1 y 2 ocurrió 143 segundos después de la apertura de Jaguas - Primavera, al momento que la corriente había tomado un máximo de 1970 A y el voltaje un mínimo de 99 kVf-t. Adicionalmente se presentó disparo de los siguientes circuitos: Esmeralda - San Felipe, Esmeralda - San Carlos 2, Esmeralda - La Virginia 1, Esmeralda - Yumbo 3, Esmeralda bahía a La Enea, en la subestación la Virginia se disparo la bahía a la Hermosa. Antioquia quedó aislada del resto del país, la frecuencia en el interior cayó a **58.69 Hz** y en Antioquia llegó a **65.12 Hz**. Se presentó una pérdida de generación total en Antioquia de 539 MW así: Porce 1, 2 y 3 con 106 MW, cada uno, Guatapé 3 y 4 con 5 MW cada uno, Guadalupe III con 90 MW, Playas 3 con 55 MW, Jaguas 1 con 85 MW y Esmeralda con 29 MW

3.1.1 Consideraciones básicas y supuestos

Sistema Colombiano: En todos los casos se considera el esquema EDAC vigente para el sistema colombiano, el cual fue aprobado por el CNO en el acuerdo No. 233 del 24 de Mayo de 2002 y corresponde al esquema presentado en la Tabla 1

Sistema Ecuatoriano: Para los eventos ocurridos antes del 30 de septiembre del 2003 se considera el esquema EDAC presentado en la Tabla 1 que correspondía al esquema vigente para Ecuador en este período.

Para los eventos presentados a partir del primero de octubre, se considera el esquema actualmente implementado por Ecuador y que corresponde al esquema presentado en la Tabla 2.

3.1.2 Mayo 27 de 2003 Hora: 00:02

3.1.2.1 Descripción del evento

Este evento fue uno de los más severos para el SIN, en el cual la frecuencia mínima obtenida fue de 58.86 Hz, ocasionado por el disparo de los circuitos a 230 KV San Marcos- Juanchito y Paéz- Juanchito, adicionalmente se presentó disparo de las bahías de línea Yumbo a San Marcos y Yumbo a Pance, bahía de seccionamiento S200 en Yumbo y disparo de la bahía de línea San Bernardino a Jamondino 1, en Jamondino hubo recierre trifásico en la bahía de línea a San Bernardino 1. Este disparo se produjo ante operación en respaldo en el momento en que EPSA normalizaba el circuito Juanchito - Salvajina en Juanchito donde la falla no fue aclarada, dicho problema se debió a que el polo C del interruptor L240 de Juanchito no abrió desde la falla inicial de las 22:49 horas.

Durante este evento se presentó disparo de la central del Alto Anchicayá con 360 MW (3 unidades), rechazo de 340 MW de generación en Betania y disparo de la unidad 3 de Guadalupe III con 45 MW.

3.1.2.2 Topología

Para las condiciones previas a este evento se tenía una topología degradada en el sistema especialmente en el área Suroccidental y la subárea Antioquia-Chocó. En la Tabla 4 se presentan los elementos de la red indisponibles a 27 de mayo de 2003.

Nivel de tensión	Elementos Indisponibles
115 kV	• Línea Guatapé - Calderas • Línea Calderas - Río Claro • Circuito Río Mayo - Popayán • Circuito 1 Bajo Anchicayá - Chipichape • Circuito 1 y 2 Zarzal - Tuluá • Circuitos 1 y 2 San Bernardino - Santander
230 kV	• Circuitos 1 y 2 San Carlos - Esmeralda • Línea Alto Anchicayá - Pance • Circuito 1 y 2 San Carlos - Ancón • Circuito 1 y 2 Jaguas - Guatapé • Circuito 2 San Bernardino - Jamondino • Línea 1 Betania - Ibagué • Línea Guatapé - Miraflores • Guatapé - Barbosa • Línea Tunal - Guavio • Línea Tunal - Reforma • Línea Salvajina - Juanchito • Línea Salvajina - Pance
500 kV	• Línea San Carlos - La Virginia • Circuito 1 San Carlos - Cerromatoso

Tabla 4... Elementos indisponibles a mayo 27 de 2003

3.1.2.3 Análisis del evento

Durante este evento no se presentó apertura de la interconexión con Ecuador, por lo tanto la demanda total del sistema corresponde a la demanda de Colombia más la de Ecuador, que para este evento fue de 5241 MW.

La pérdida total de generación fue de 745 MW, por lo tanto, el desbalance Generación/Demanda del sistema fue del 14%, y la frecuencia mínima obtenida fue de 58.86 Hz alcanzando a activar las tres primeras etapas del EDAC, ya que según el registro de frecuencia real obtenido para este evento (ver Anexo 2), la frecuencia se mantuvo por debajo del umbral de la tercera etapa durante 4.4 seg, tiempo suficiente para activar completamente esta etapa.

En el sistema colombiano, según la información reportada por los agentes, el porcentaje de desconexión de carga total fue del 11.6% con participación de todas las subáreas que integran el sistema, y para el sistema Ecuatoriano, según la información entregada por CENACE, Ecuador desconectó el 4.9%.

De acuerdo con la frecuencia mínima registrada en el sistema y los esquemas EDAC vigentes a mayo de 2003, esta desconexión de carga fue insuficiente, ya que para Colombia fue menor del 15% y para Ecuador menor del 6%, lo cual explica la lenta recuperación de frecuencia, con 59.24 Hz a los 10 seg.

Para la simulación de este evento, se consideró la información suministrada por el Centro de Supervisión y Maniobras de ISA respecto a la secuencia de disparo de los elementos del STN. En el caso de los disparos asociados a las unidades de generación, y dado que no se disponía de la información de secuencia de salida, se simuló de acuerdo a las pendientes de caída de la frecuencia real del sistema. La secuencia de eventos simulados se presenta a continuación:

- 0.04 seg: Disparo del circuito San Marcos – Yumbo 1
- 0.075 seg: Disparo del circuito Juanchito – San Marcos 1
- 0.25 seg: Disparo del circuito Juanchito – Paez 1
- 0.30 seg: Disparo del circuito Pance - Yumbo 1
- 2 seg: Disparo de las tres unidades del Alto Anchicayá con 360 MW
- 2.5 seg: Disparo de una unidad de Guadalupe III con 45 MW.
- 3 seg: Disparo de dos unidades de Betania con 340 MW.

En la Figura 1 se presenta la comparación entre los resultados obtenidos mediante la simulación y el registro real de frecuencia durante este evento.

3.1.3 Noviembre 14 de 2003

3.1.3.1 Descripción del evento

En las condiciones previas a este evento, se tenía una red débil en la subárea Antioquia-Chocó debido a una serie de atentados contra la infraestructura eléctrica en el Oriente antioqueño, en la cual, esta subárea se encontraba conectada con el resto del SIN a través de los circuitos a 230 kV Ancón Sur-Esmeralda 1 y 2 y Jaguas-Primavera.

El evento se inició a las 00:55 horas con una falla monofásica en la fase A del circuito Jaguas-Primavera a 230 kV, aclarada a los 115 ms en Jaguas, lo que implicó disparo del circuito Jaguas - Primavera a 230 kV con 290 MW por un recierre no exitoso. Posteriormente y por tres minutos se presentaron oscilaciones de potencia en el SIN, del orden de 0.5 Hz, con la activación y desactivación del arranque de las protecciones distancia en ambos extremos de los circuitos Ancón Sur - Esmeralda 1 y 2, ocasionando disparo de estos circuitos a las 00:58 horas, al momento que la corriente había tomado un máximo de 1970 A y el voltaje un mínimo de 99 kVf-t. Adicionalmente, se presentó disparo de los siguientes circuitos: Esmeralda - San Felipe, Esmeralda - San Carlos 2, Esmeralda - La Virginia 1, Esmeralda - Yumbo 3, Esmeralda bahía a La Enea, en la subestación la Virginia se disparo la bahía a la Hermosa.

Antioquia quedó aislada del resto del país, alcanzando una frecuencia máxima de **65.12 Hz** (ver Anexo 2), lo cual implicó una pérdida de generación total en Antioquia de 558 MW así: Porce 1, 2 y 3 con 106 MW cada uno, Guatapé 3 y 4 con 5 MW cada uno, Guadalupe III con 90 MW, Playas 3 con 55 MW, Jaguas 1 con 85 MW y Esmeralda con 29 MW

En el resto del sistema, la frecuencia cayó a **58.96 Hz**, según los registros tomados cada 4 segundos en Esmeralda y según la información suministrada por CENACE en el informe No.DOP-040 bajó a **58.69 Hz** (ver Anexo 2).

3.1.3.2 Topología

En la Tabla 5 se presentan las condiciones topológicas previas a este evento

Nivel de tensión	Elementos Indisponibles
115 kV	• Línea Guatapé - Calderas. • Línea Calderas - Río Claro. • Circuito Río Mayo - Popayán. • T El Zaque - Riomayo. • Circuitos 1 y 2 San Bernardino - Santander. • Circuito Toluviejo - El Carmen. • Línea Tibú - Convención.
230 kV	• Línea Playas - Oriente • Línea Playas - Guatapé • Circuitos 1 y 2 San Carlos - Guatapé. • Circuito 1 Santa Rosa - Santo Domingo (Ecuador)
500 kV	• Circuito 2 Chinú - Sabanalarga. • Línea San Carlos - La Virginia.

Tabla 5. Elementos indisponibles a noviembre 14 de 2003

3.1.3.3 Análisis del evento

Al igual que en el caso anterior, durante este evento no se presentó apertura de la interconexión con Ecuador.

En este caso, el equivalente de pérdida de generación del sistema corresponde a la pérdida de la transferencia por los circuitos Ancón Sur - Esmeralda con 500 MW.

La demanda afectada corresponde a la demanda total de Colombia sin la subárea Antioquía-Chocó más la demanda de Ecuador, que equivale a una demanda total de 4843 MW.

Por lo tanto, el desbalance Generación/Demanda del sistema para este evento fue del 10.3%.

Según la información reportada por CENACE al Centro Nacional de Despacho, en el informe No.DOP-040, el porcentaje total de carga desconectada en Ecuador fue de 24.96% y la frecuencia mínima registrada fue de 58.68 Hz.

En el sistema colombiano, según la información reportada por los agentes, el porcentaje de desconexión de carga total fue del 12.3% con participación de todas las subáreas que integran el sistema, a excepción de Tolima, Huila-Caquetá y Meta.

Para la simulación de este evento, el análisis se centra en la evaluación del EDAC, es decir, la implicación del evento al interior del país, más no en el efecto de la sobrefrecuencia presentado en la subárea Antioquia-Chocó al quedar aislada. Se consideró la siguiente secuencia de eventos:

- 0.5 seg: Corto circuito monofásico en el circuito a 230 kV Jaguas – Primavera a 7 Km de Primavera.
- 0.615 seg: Despeje de la falla y disparo del circuito a 230 kV Jaguas – Primavera.
- 0.670 seg: Disparo del circuito Guatapé-Playas a 110 kV.
- 1.176 seg: Disparo de los circuitos Ancón Sur – Esmeralda 1 y 2 a 230 kV.
- 1.176 seg: Disparo de la línea Barranca –Bucaramanga 230 kV.
- 1.22 seg: Disparo de las unidades de generación de Porce 1, 2 y 3.
- 1.22 seg: Disparo de las unidades de generación de Guatapé 3 y 4.

Posteriormente y según la información del SOE, aproximadamente a los 45 segundos después, se presentaron otros disparos de generación asociados a las unidades de Antioquia y en tiempos superiores ó iguales a 1 minuto los demás disparos de elementos del STN, por lo tanto no fueron considerados en la simulación.

En la Figura 2 se presentan los resultados obtenidos mediante la simulación, en la cual se observa una rápida pendiente de caída de la frecuencia, activando hasta la cuarta etapa del EDAC, obteniendo una frecuencia mínima de 58.71 Hz a los 3.24 seg de la simulación.

De la excursión de la frecuencia se observa que el umbral de la cuarta etapa se alcanza a los 2.59 seg, activándose completamente al mantenerse por debajo de este umbral durante 1.48 seg.

Por lo tanto, en la simulación se obtiene una respuesta total en desconexión de carga del 20% para el sistema colombiano y del 36% para el sistema ecuatoriano (ver Tabla 2), que en potencia corresponde a una desconexión total de carga de 1156 MW, es decir, 412 MW adicionales desconectados comparados con la información reportada al CND (Colombia y Ecuador).

La recuperación de la frecuencia a los 10 seg de la simulación es muy buena, alcanzando a superar el umbral de la primera etapa con una frecuencia de 59.67 Hz.

En la Figura 3 se presenta el registro de frecuencia real obtenido para este evento, el cual tiene una resolución de 4 seg, lo cual no permite extraer suficiente información de la excursión de la frecuencia durante el evento, ya que en la evaluación de los primeros 10 segundos, sólo se tendrían 3 datos para analizar. Sin embargo, de la información suministrada por CENACE, se observa que la frecuencia descendió hasta **58.69 Hz**, como se observa en la Figura 4 del registro de frecuencia de la subestación Santa Rosa de Ecuador.

En la Figura 5 se presenta la comparación entre el registro real en Esmeralda vs la respuesta de la simulación, esta última con resolución de 1 dato cada 10 milisegundos. No se presenta la comparación con el registro detallado de Ecuador, ya que no se dispone de esta información en Excel.

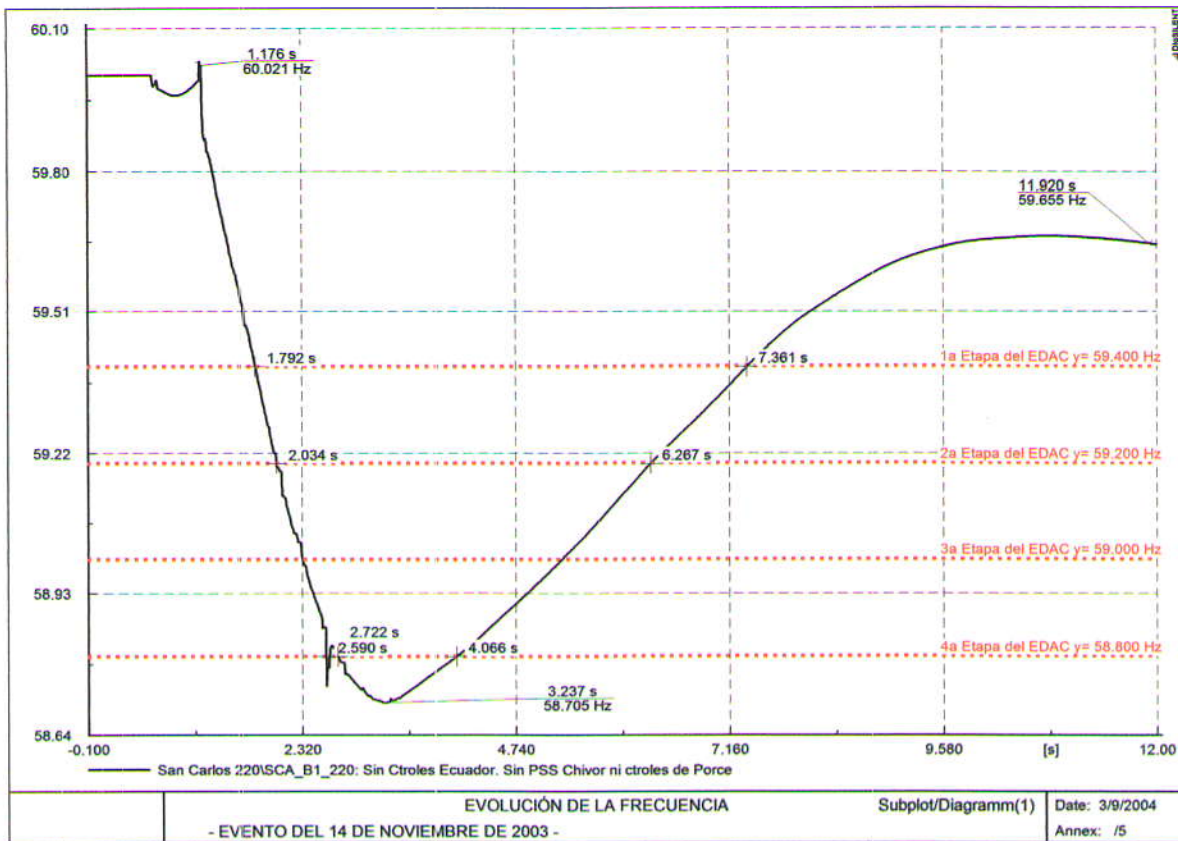


Figura 2. Resultado de la simulación -Evento del 14 de noviembre de 2003-

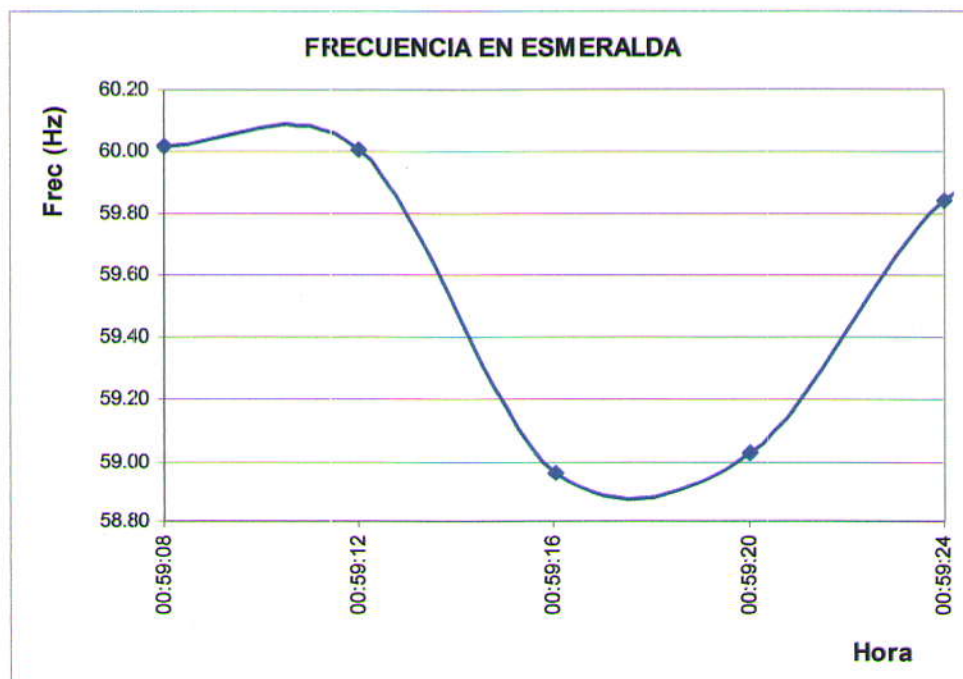


Figura 3. Registro real de frecuencia tomado en Esmeralda

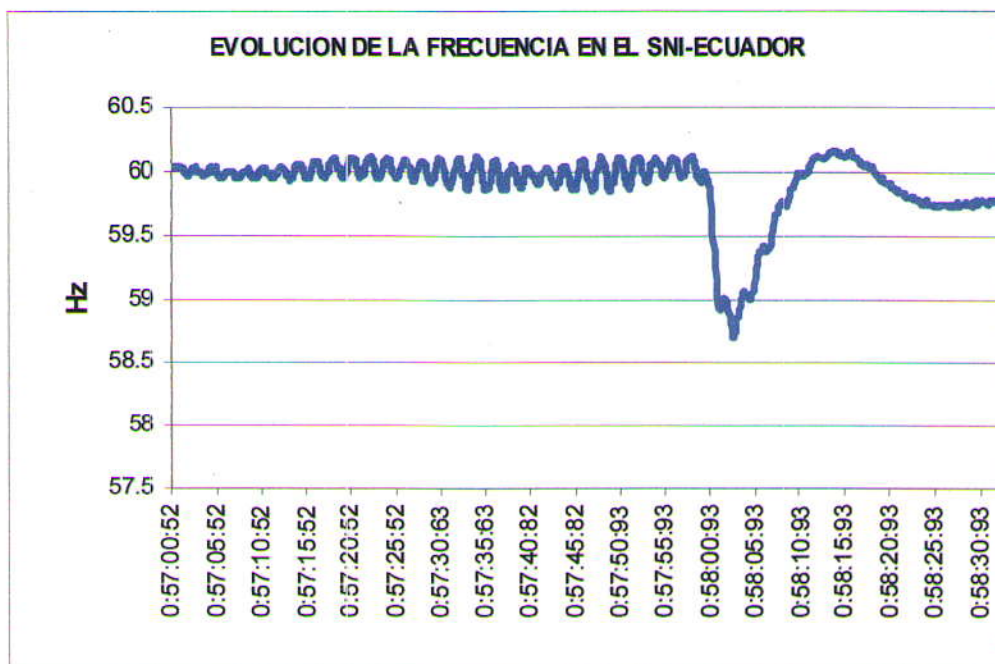


Figura 4. Registro real de frecuencia tomado en la Subestación Santa Rosa de Ecuador

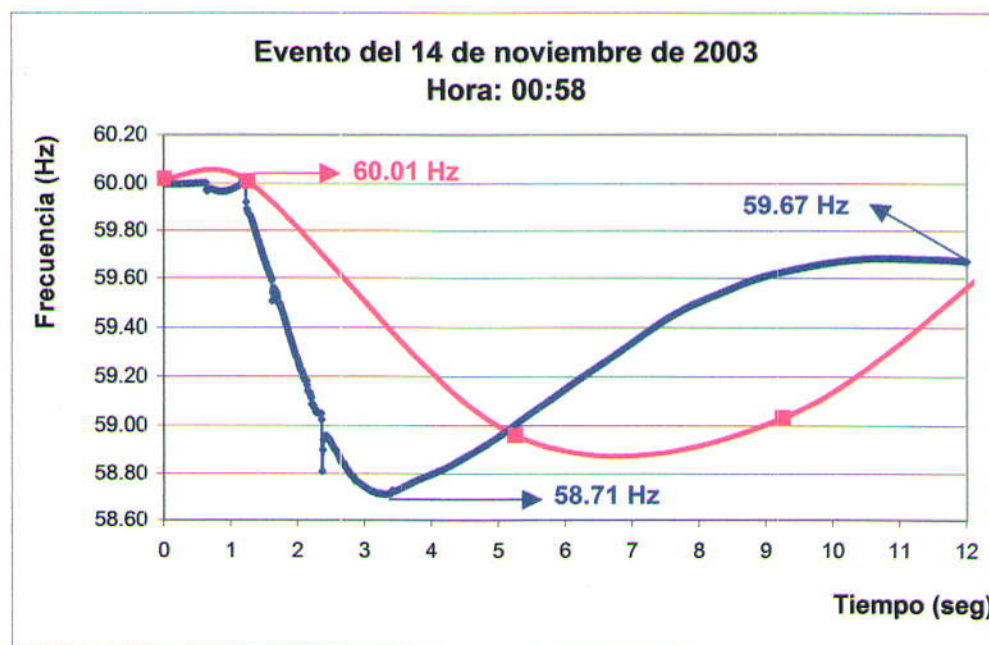


Figura 5. Comparación entre la frecuencia Real vs Simulación.

3.1.3.4 Conclusiones

A pesar de que el desbalance Generación/Demanda del sistema para este evento fue sólo del 10%, se presentó alta desviación de la frecuencia del sistema debido a que en este evento se presentó aislamiento de una gran parte del sistema, se partió de condiciones de red deterioradas y el esquema actual ha sido diseñado como respaldo del SIN para responder ante desbalances generación/demanda para todo el sistema integrado.

Al presentar la comparación entre la frecuencia obtenida en la simulación y la frecuencia real (cada 4 seg.), se observa que los puntos de partida y la respuesta a los 4 segundos coinciden, igualmente la tendencia alrededor de los 10 segundos es similar. Sin embargo, al comparar con el registro real suministrado por CENACE (mayor resolución), se observa que la frecuencia mínima registrada fue muy similar a la obtenida mediante la simulación con diferencia de sólo 0.02 Hz.

Se concluye que es necesario disponer de registros de frecuencia de mayor resolución que nos permitan hacer una evaluación detallada de la respuesta de frecuencia del sistema y del comportamiento del EDAC.

Actualmente se dispone del registrador de frecuencia de Jamondino que posee una resolución de 10 muestras por segundo. Sin embargo, para este evento específico, no se disponía de este equipo, ya que se encontraba en mantenimiento (del 12 al 17 de noviembre de 2003).

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Durante el año 2003 se presentaron en total 22 eventos que activaron el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.

En todos los eventos presentados, se operaron interconectados los sistemas Colombia-Ecuador, y sólo en los tres primeros eventos registrados del año se presentó disparo de la interconexión con Ecuador como consecuencia de los eventos registrados en el área Suroccidental.

Del reporte presentado durante el 2003, se tienen 10 eventos de áreas aisladas del SIN (Caribe, Caribe 2, Córdoba-Sucre y Cerromatoso, Huila-Caquetá y parte del Valle del Cauca), un evento en el cual quedó el sistema Nariño conectado del sistema ecuatoriano, un evento en el cual la subárea Antioquia-Chocó queda aislada y 10 eventos que corresponden a la operación integrada del sistema colombiano interconectado con el sistema de Ecuador.

Al comparar los eventos del EDAC del 2003 con los presentados durante el año 2002, se observa una gran disminución respecto al total de eventos registrados, ya que en el 2003 se presentaron en total 22 eventos del EDAC y en el 2002 72 eventos, es decir 50 eventos menos en el 2003. Sin embargo, del total de eventos asociados al EDAC en el 2002, 59 casos corresponden a eventos del EDAC en el área Caribe y sólo en 13 eventos se presentó actuación del EDAC en las restantes áreas del SIN.

Se observa que el mayor porcentaje de eventos, el 54.5% presentó activación del umbral de la primera etapa (59.4 Hz), el 22.7% las dos primeras etapas, 13.5% a eventos con frecuencias superiores a 59.4 Hz, de los cuales dos corresponden al área Caribe aislada, un 4.5% con actuación de las tres primeras etapas del EDAC y el otro 4.5% restante para el evento de mayor impacto en el SIN con frecuencia mínima de 58.68 Hz.

Se observa en general que para los desbalances Generación/Demanda presentados en cada uno de los eventos, los valores de frecuencia mínima registrados en el sistema están de acuerdo a lo esperado según el esquema de desconexión de carga vigente tanto para el sistema de Colombia como para el de Ecuador.

Sin embargo, se tienen 2 eventos de aislamiento del área Caribe que presentan un desbalance generación/demanda muy alto comparado con la frecuencia mínima registrada, aunque en estos casos, es de anotar que la frecuencia reportada corresponde a registros tomados cada 4 segundos, y es posible que la frecuencia real del sistema haya sido inferior a estos valores. Adicionalmente, el 14 de noviembre, se presentó un evento con un desbalance muy bajo comparado con la frecuencia mínima registrada, en el cual se presentó aislamiento de una gran parte del sistema y se partió de condiciones de red muy deterioradas del sistema.

De los eventos de los cuales se tiene información de la frecuencia de recuperación del sistema a los 10 segundos de ocurrido el evento se puede observar que en todos los casos se supera el umbral de la primera etapa del EDAC (59.4 Hz), excepto para el evento del 27 de mayo, en el cual la frecuencia a los 10 segundos es de 59.26 Hz. Sin embargo, al revisar el registro de frecuencia para este evento, se observa que la frecuencia presenta una pendiente de recuperación bastante adecuada, logrando superar el umbral de la primera etapa a los 12 segundos.

Del análisis de los eventos simulados, se encontró que la respuesta del sistema en términos de la frecuencia mínima obtenida fue adecuada y en el caso del evento del 27 de mayo el tiempo en que se presenta esta frecuencia mínima es muy aproximados al que se presentó en el registro real.

En términos de la frecuencia de recuperación del sistema, para el evento del 27 de mayo se observa que en la simulación se alcanza el umbral de la primera etapa del EDAC a los 10 segundos, mientras que en el registro real sólo llega a 59.24 Hz, pero se observa una clara tendencia a la recuperación. En este caso la desconexión de carga real para todo el sistema integrado fue del 10%, que al compararlo con el porcentaje de desconexión ideal (simulado) del 13%, representa un delta de potencia de 150 MW, lo cual hace la gran diferencia respecto a la recuperación de frecuencia.

En este caso, se reportó una participación del 11.6% en el sistema colombiano y del 4.9% en el sistema ecuatoriano, que al comparar con los esquemas vigentes a mayo de 2003, representan desviaciones del 23% y del 65% respectivamente.

En el análisis del evento del 14 de noviembre de 2003, a pesar de que el desbalance generación/demanda del sistema para este evento fue sólo del 10%, se presentó alta desviación de la frecuencia del sistema debido a que en este evento se presentó aislamiento de una gran parte del sistema, se partió de condiciones de red deterioradas y el esquema actual ha sido diseñado como respaldo del SIN para responder ante desbalances generación/demanda para todo el sistema integrado. Sin

embargo, la respuesta de recuperación de frecuencia del sistema fue muy buena, superando el umbral de la primera etapa del EDAC tanto en la simulación como en el registro real.

De los resultados obtenidos tanto en las simulaciones como en el reporte de eventos del año 2003, se concluye que en términos generales, la respuesta del esquema EDAC frente a los eventos en el SIN fue satisfactoria, indicando que el esquema actualmente implementado es lo suficientemente robusto para cubrir los diferentes desbalances Generación/Demanda del SIN en cualquiera de los periodos de demanda.

Es necesario garantizar la adecuada operación del esquema en sitio, por lo tanto, es recomendable realizar seguimiento periódico al estado de los relés de baja frecuencia que lo conforman. Adicionalmente, se deben realizar las pruebas al esquema, como lo establece el acuerdo del CNO 278 de diciembre de 2003.