

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

ACUERDO No. 325

Junio 3 de 2005

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.219 del C.N.O. celebrada el 26 de mayo de 2005, 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 114 de Mayo 06 de 2005, dio visto bueno al Esquema de Deslastre Automático de

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

C.N.O.

Carga por Baja Frecuencia presentado por el CND el cual incluye la operación integrada con Ecuador;

5.- Que el Comité de Operación en su reunión No.133 del 19 de Mayo de 2005, y mediante concepto CO-49 dio visto bueno al Esquema de Deslastre Automático de Carga por Baja Frecuencia aprobado por el Subcomité de Estudios Eléctricos en su reunión 114 de Mayo 06 de 2005,

ACUERDA:

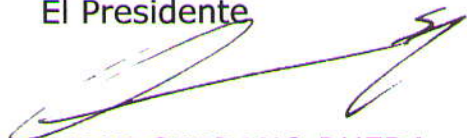
PRIMERO.- Ratificar el Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- presentado en el documento ISA UENCND 048-05, "Evaluación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- 2004", el cual forma parte del presente Acuerdo como Anexo N° 1. Igualmente, ratificar las conclusiones principales del citado documento:

- Se mantiene el porcentaje de desconexión de carga en el 5% en Colombia para todas las etapas por su efectividad ante los diversos desbalances al minimizar la carga desconectada.
- De acuerdo con los registros obtenidos para el último año, cerca del 90% de los eventos ocasionan la actuación del EDAC dentro del umbral de las tres primeras etapas, que son las más rápidas en su actuación.

SEGUNDO.- El presente Acuerdo rige a partir de la fecha, deroga todos los acuerdos que le sean contrarios y sustituye el Acuerdo CNO 292 de 2004.

Dado en Bogotá D.C. a los 27 días del mes de mayo de 2005.

El Presidente


OMAR SERRANO RUEDA

El Secretario Técnico,


ALBERTO OLARTE AGUIRRE

ANEXO No 1



Operación
de Mercados
de Energía
*Información Eléctrica y
Energética*

1.1

Evaluación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- 2004

DIRECCIÓN PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN -ISA -
CND

Gerencia Operación y Administración de Mercados de Energía

Documento ISA UENCND 048 -05

Medellín, Abril de 2005

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	2
1 OBJETIVOS.....	3
2 ANTECEDENTES	3
3 OPERACIÓN DEL EDAC DEL SISTEMA COLOMBIANO DURANTE EL AÑO 2004.....	4
4 CRITERIOS	10
5 CONSIDERACIONES	11
6 CASOS ANALIZADOS.....	12
7 RESULTADOS.....	12
7.1 EVENTO 1 PÉRDIDA DE 690 MW DE GENERACIÓN EN GUAVIO	12
7.2 EVENTO 2 PÉRDIDA DE LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR POR PÉRDIDA DE GENERACIÓN EN ECUADOR	13
7.3 EVENTO 3 PÉRDIDA SECUENCIAL DE 1210 MW DE GENERACIÓN EN SAN CARLOS.....	15
7.4 EVENTO 4 PÉRDIDA DE 829 MW DE GENERACIÓN EN CHIVOR	17
8 CONCLUSIONES GENERALES	19

RESUMEN EJECUTIVO

Se presenta el análisis del comportamiento del esquema vigente de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- del Sistema Colombiano, teniendo en cuenta los criterios establecidos en la resolución CREG 061 de 1996.

Para el Sistema colombiano las cargas a desconectar son definidas por cada empresa distribuidora y corresponden a un 40% del total de la demanda, distribuidos en 8 etapas con desconexiones de carga del 5% (con retardos desde 200 ms hasta 4 s en la última etapa). El Sistema Ecuatoriano cuenta con etapas similares a las del Sistema Colombiano en cuanto a umbrales de frecuencia se refiere, con 6 etapas y una desconexión del 50% habilitado en todas las barras de carga del Sistema. Este esquema se caracteriza por la desconexión rápida de todas las etapas (200 ms).

Para la evaluación del comportamiento del EDAC se analizaron eventos de pérdida de generación para los Sistemas de Colombia y Ecuador operando en forma interconectada:

- Pérdida de 690 MW de generación en Guavio
- Evento sobre la interconexión Colombia – Ecuador por pérdida de generación en Ecuador.
- Pérdida secuencial de 1210 MW de generación en San Carlos
- Pérdida de 829 MW de generación en Chivor.

De los resultados se obtienen las siguientes conclusiones:

- ♦ Se mantiene el porcentaje de desconexión de carga en el 5% en Colombia para todas las etapas por su efectividad ante los diversos desbalances al minimizar la carga desconectada.
- ♦ 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.
- ♦ De acuerdo con los registros obtenidos para el último año, cerca del 90% de los eventos ocasionan la actuación del EDAC dentro del umbral de las tres primeras etapas, que son las más rápidas en su actuación.

1 OBJETIVOS

- Analizar el comportamiento del esquema vigente de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- del Sistema Colombiano operando en forma interconectada con Ecuador.
- Verificar 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.

2 ANTECEDENTES

El Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia – EDAC- es una estrategia de respaldo del SIN para mantener la frecuencia dentro sus valores operativos frente a desbalances generación – demanda, provocados por eventos como disparos o pérdidas de carga de unidades de generación o fraccionamientos de la red.

En la resolución CREG 061 de 1996 se establece como responsabilidad del CND el diseño del esquema EDAC del SIN, la cual expresa textualmente:

“Mediante estudios de estabilidad dinámica y aplicando los criterios definidos en este Código, el CND determinará para cada área operativa el número de etapas a implementar, el porcentaje de demanda total a desconectar en cada etapa y la temporización correspondiente. El esquema será sometido a consideración 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”.

El Esquema vigente para Colombia corresponde al aprobado por el Subcomité de Estudios Eléctricos y el esquema Ecuatoriano corresponde al reportado por CENACE.

Para el Sistema colombiano las cargas a desconectar son definidas por cada empresa distribuidora y corresponden a un 40% del total de la demanda, distribuidos en 8 etapas con desconexiones de carga del 5%. En este esquema se cuenta con cinco etapas de desconexión rápida (hasta 600 ms) y tres etapas adicionales con retardos de hasta 4 segundos, con el fin de proteger el Sistema ante eventos secuenciales de gran magnitud.

Para el Sistema Ecuatoriano se cuenta con etapas similares a las del Sistema Colombiano en cuanto a umbrales de frecuencia se refiere. Este Sistema cuenta con 6 etapas para una desconexión del 50% de la demanda, habilitado en todas las barras de carga del Sistema. Este esquema se caracteriza por la desconexión rápida de todas las etapas (200 ms). Ver Tabla 1.

Etapa	Umbral de frecuencia [Hz]	Desconexión de Carga [%]		Retardo Intencional [ms]	
		Colombia	Ecuador	Colombia	Ecuador
1	59.4	5	7	200	200
2	59.2	5	9	200	200
3	59	5	10	400	200
4	58.8	5	10	400	200
5	58.6	5	6	600	200
6	58.6	5	----	1000	----
7	58.4	5	8	2000	200
8	58.4	5	----	4000	----
Total Desconexión [%]		40	50		

Tabla 1. Esquema de Desconexión Automática de Carga Colombia – Ecuador

3 OPERACIÓN DEL EDAC DEL SISTEMA COLOMBIANO DURANTE EL AÑO 2004

Durante el 2004, se realizó la evaluación continua al desempeño del esquema EDAC en cada una de sus actuaciones, verificando los porcentajes de carga a desconectar, umbrales de frecuencia, temporización y comparando con los parámetros ratificados por el CNO en el acuerdo No. 292 del 29 de abril de 2004 y el cual se presentó en el documento ISA UENCND 032-04.

En el 2004, se presentaron en total 19 eventos que activaron el EDAC, clasificados así:

De ellos 13 eventos involucraron subáreas de la Costa Atlántica y en los 6 restantes, se reportó actuación del EDAC en las todas las áreas del SIN. El mayor número de eventos (12) ocurrieron en el primer semestre, debido principalmente a que se operó con el sistema de la

Costa Atlántica aislada del resto del SIN, particularmente en el mes de Junio de 2004, hubo ocurrencia de 6 eventos con actuación de EDAC. Ver Figuras 1 y 2.

De acuerdo con el rango de frecuencia de actuación, se observa que en el 57.89% de ellos hubo actuación de la primera etapa (59.4 Hz), el 10.52 % hasta la segunda etapa, 21.05% hasta la tercera etapa, y en el 10.52 % de ellos se llegó hasta la actuación de la cuarta etapa, tal como es mostrado en la Tabla 2.

Rango de frecuencia	Total eventos
$59.2 \text{ Hz} < f \leq 59.4 \text{ Hz}$	11
$59 \text{ Hz} < f \leq 59.2 \text{ Hz}$	2
$58.8 \text{ Hz} < f \leq 59 \text{ Hz}$	4
$58.6 \text{ Hz} < f \leq 58.8 \text{ Hz}$	2
$58.4 \text{ Hz} < f \leq 58.6 \text{ Hz}$	0
$f \leq 58.4 \text{ Hz}$	0
TOTAL	19

Tabla 2. Clasificación de eventos por rango de frecuencia

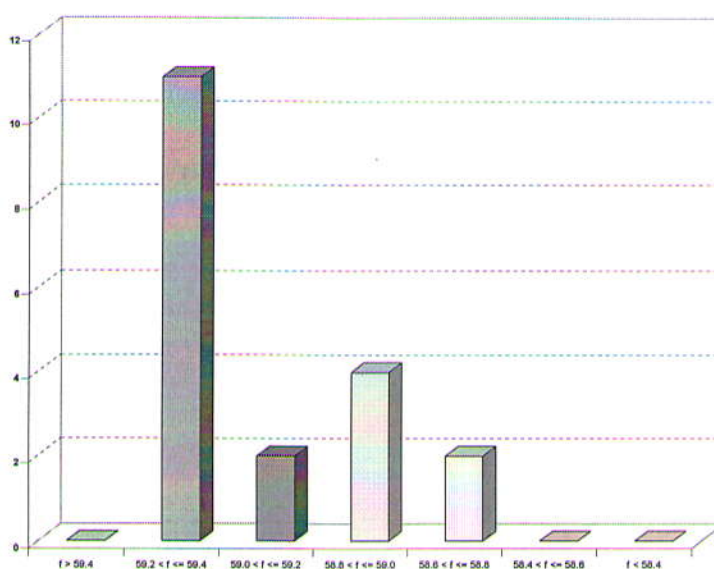


Figura 1. Número de eventos por rango de frecuencia

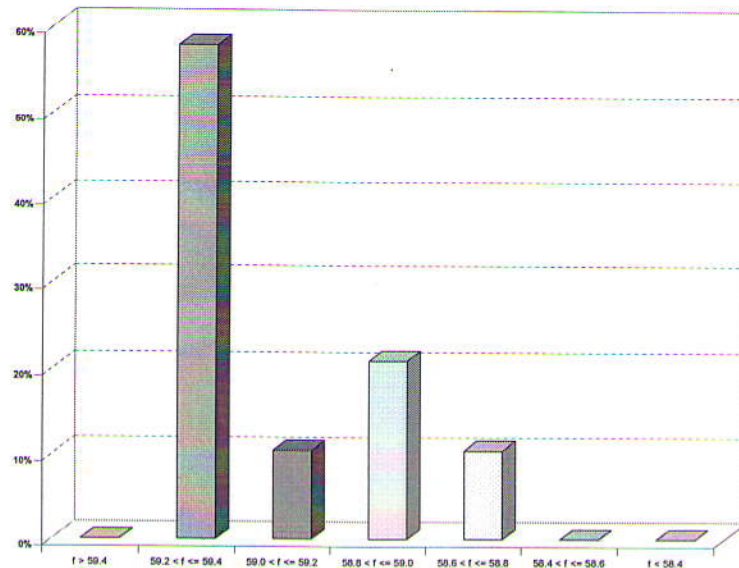


Figura 2. Porcentaje de eventos por rango de frecuencia

En las Tablas 3a y 3b, se presentan de forma detallada todos los eventos ocurridos en el 2004 con actuación del EDAC, determinando la frecuencia, carga desconectada por EDAC para el sistema colombiano, descripción del evento y las áreas en las cuales se reportó actuación.

#	Fecha	Frec	MW	Evento y Area
1	25/02/2004 15:50	59.39	75.45	Disparo de las unidades 1- 3 -4 de Guavio. CQR = 8.2 MW HUILA-CAQUET = 4.53 MW BOGOTA = 20.92 MW NORDESTE = 9.1 MW ATLANTICO = 20 MW ANTIOQUIA-CHOCO = 12 MW META = 3.7 MW.
2	09/03/2004 11:25	58.69	144,20	Disparo de la línea 500 kV Sabanalarga - Chinu 1 BOLIVAR = 40.2 MW ATLANTICO = 51 MW GCM = 53 MW
3	15/03/2004 11:44	58.67	183,20	Disparo de la línea 500 kV Sabanalarga - Chinu 1 BOLIVAR = 42.8 MW ATLANT-GCM = 140.4 MW
4	12/04/2004 21:44	59.01	7,90	Disparo circuitos San Bernardino - Jamondino 1 y 2. Quedó Cauca – Nariño alimentada desde Ecuador. CAUCA-NARIÑO =7.9 MW
5	16/04/2004 19:03	59.29	287,21	Disparo de todos los activos de la S/E Guatape por despeje del barraje 220 kV lo que ocasiono la salida de 560 MW. CQR= 15.64MW HUILA-CAQUET = 7.81 MW BOGOTA = 63.38 MW NORDESTE = 26.68 MW COSTA ATLANTICA = 50.9 MW ANTIOQUIA-CHOCO = 66.0 MW META = 3 MW. CAUCA-NARIÑO = 12.5 MW VALLE DEL CAUCA = 41.3 MW
6	19/04/2004 02:53	59.39	191,66	Disparo de las 3 unidades de la central La Tasajera ANTIOQUIA-CHOCO =12 MW ATLANTICO = 14.6 MW BOGOTA = 20.67 MW BOLIVAR = 5.8 MW CQR =10.74 MW CORDOBA/SUCRE = 1 MW GCM = 11.25 MW HUILA-CAQUET = 4.32 MW NORDESTE = 13.3 MW VALLE DEL CAUCA = 44.40 MW CEDELCA = 1.91 MW
7	27/06/2004 22:04	58.85	211,95	Disparo de la línea 500 kV San Carlos - Cerro 2 BOLIVAR = 58.8 MW ATLANTICO = 51.5 MW GCM = 45.9 MW CORD/SUCRE = 55.6 MW
8	28/06/2004 04:59	59.2	101.4	Disparo Guajira 1 con 130 MW, con la costa aislada del SIN BOLIVAR = 29.1 MW GCM = 16.7 MW ATLANTICO = 31.2 MW CORD/SUCRE = 24.4 MW

Tabla 3a. Eventos con actuación EDAC 2004

#	Fecha	Frec	MW	Evento y Area
9	28/06/2004 05:41	58.84	124,10	Disparo ST 24 con 160 MW, con la costa aislada del SIN BOLIVAR = 6.3 MW GCM = 33.3 MW ATLANTICO= 67.7 MW CORD/SUCRE= 16.8 MW
10	28/06/2004 22:56	59.4	27,00	Disparo de la unidad 4 de B/quilla. La costa aislada del SIN. BOLIVAR = 12.95 MW ATLANTICO = 14.05 MW
11	29/06/2004 10:03	59.4	32,80	Por variación de carga de la Mina, Costa aislada del SIN. ATLANTICO = 17.0 MW BOLIVAR = 6.0 MW CORDOBA/SUCRE = 9.8 MW
12	29/06/2004 10:57	59.4	20,90	Por variación de carga de la Mina, Costa aislada del SIN. ATLANTICO = 17.0 MW BOLIVAR = 3.9 MW
13	09/08/2004 18:35	59.4	26,10	Area caribe 2 aislada del SIN por indisponibilidad de los circuitos Sabanalarga - Chinú 1 y 2 500 kV. BOLIVAR =7.6 MW ATLANTICO =12.5 MW GCM = 6 MW.
14	14/08/2004 18:32	59.38	9,30	Área caribe 2 aislada del SIN por indisponibilidad de ctos Sabanalarga - Chinú 1 y 2 y Cuestecitas - Cuatricentenario. ATLANTICO = 2.9 MW. GCM = 6.4 MW.
15	30/08/2004 16:18	59.4	30,10	Disparo Línea Valledupar - Cuestecitas 230 kV GCM : 30.10 MW
16	02/09/2004 17:49	58.96	167,70	Disparo del circuito 1 San Carlos - Cerromatoso 500 KV. ATLANTICO: 58.7 MW BOLIVAR : 34.0 MW CORD-SUCRE: 35.0 MW GCM: 40.0 MW CERRO: 10.0 MW
17	03/09/2004 18:28	59.4	7,00	Mina de Ferroniquel toma 50 MW estando la costa aislada del SIN GCM : 7 MW
18	16/10/2004 21:56	58.82	694,26	Las unidades de San Carlos eyectan 1210 MW EPM:109MW, EEB: 135.5 MW EPSA: 94.1MW, HUILA: 13.72 MW TOL : 11.6 MW, CQR : 22.33 MW BOLIVAR: 67.7 MW, ATLANTICO: 37.08 MW GCM : 49.21MW,COR/SUC : 38.5MW NORDESTE = 88.16 MW ; META 16.06 MW NARIÑO = 11.3MW.
19	24/12/2004 06:31	59.29	184.68	Disparo uns 1- 2 -3 de Betania con 300 MW y apertura San Bernardino Betania 1 y 2. CALDAS-QUINDIO-RISARALDA = 5.7 MW HUILA-CAQUET = 7.9 MW BOGOTA = 31.81 MW NORDESTE = 21.18 MW ATLANTICO = 14 MW

Tabla 3b. Eventos con actuación EDAC 2004

En este estudio se presenta el análisis de algunos de los eventos de mayor impacto para el sistema operando en forma integrada durante el periodo 2004 a 2005:

- Pérdida de 690 MW de generación en Guavio
- Evento sobre la interconexión Colombia – Ecuador por pérdida de generación en Ecuador.
- Pérdida secuencial de 1210 MW de generación en San Carlos
- Pérdida de 829 MW de generación en Chivor. Evento del 2005- Explicar por que se analiza este evento para este periodo

En todos los casos los sistemas logran recuperar sus condiciones operativas de tensión y frecuencia, debido a la actuación del EDAC y de la regulación primaria y secundaria de las unidades, por lo que puede concluirse que el esquema ha presentado un buen comportamiento y responde adecuadamente a las necesidades del sistema Colombiano.

4 CRITERIOS

Según la Resolución 061 de 1996, el Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia se diseña de acuerdo con los siguientes criterios:

- El disparo de la unidad de mayor capacidad del Sistema (230 MW) no deberá activar la primera etapa de desconexión.
- En ningún momento la frecuencia podrá ser inferior a 57.5 Hz. Esta restricción la establecen las unidades térmicas, las cuales no podrán operar por debajo de esta frecuencia un tiempo superior a 48 segundos durante su vida útil.
- En contingencias se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de 58.5 Hz, para evitar la pérdida de vida útil de las plantas térmicas. Según recomendación de fabricantes estas plantas pueden operar con esta frecuencia hasta 30 minutos durante toda su vida útil.
- Después de 10 segundos de ocurrido un evento, la frecuencia del Sistema deberá estar por encima del umbral de la primera etapa (59.4 Hz) del EDAC.

- Se deberá optimizar la cantidad de carga a desconectar en eventos, evitando al máximo la sobrefrecuencia.

5 CONSIDERACIONES

- Se considera el esquema de desconexión de carga vigente y reportado por los OR's para Colombia y por el CENACE para Ecuador.
- Se consideran los controles que están funcionando adecuadamente en las simulaciones tanto para las máquinas de Colombia como para las de Ecuador.
- Se considera el esquema de separación de áreas asociado a la interconexión con los siguientes ajustes:

Baja Frecuencia en Jamondino y Pomasqui: 58.2 Hz, con retardo de 500 ms

Sobrepotencia de envío Colombia a Ecuador: 380 MW con retardo de 2 segundos, considerando que el conteo del tiempo se resetea cuando la potencia baja del 95% del valor de ajuste (361 MW).

Sobrepotencia de envío Ecuador a Colombia: en este caso se cuenta con dos ajustes que operan según el sentido del flujo a través de la interconexión.

Se tiene un ajuste para el caso de exportación desde Ecuador hacia Colombia de 250 MW con retardo de 2 segundos, considerando que el conteo del tiempo se resetea cuando la potencia baja del 95% del valor de ajuste (237 MW).

En caso contrario, es decir, con exportación de Colombia hacia Ecuador, el ajuste se tiene en 100 MW durante 500 ms previendo condiciones de inversión de flujo cuando la demanda de Nariño queda alimentada desde Ecuador.

Bajo voltaje en Jamondino y Pomasqui: 0.8 p.u de 220 kV (176 kV Fase – Fase condicionado a las tres fases) con retardo intencional de 500 ms.

Alto voltaje en Jamondino 12 % de 230 kV (257.6 kV- Fase - fase) y Pomasqui: 15 % de 220 kV (253 kV Fase – Fase).

6 CASOS ANALIZADOS

Para la evaluación del comportamiento del EDAC se analizaron los eventos ocurridos durante el año 2004, incluidos en las Tablas 3a y 3b, y adicionalmente se estudiaron de manera detallada 4 eventos mayores de pérdida de generación para el sistema integrado Colombia – Ecuador:

- Pérdida de 690 MW de generación en Guavio
- Evento sobre la interconexión Colombia – Ecuador por pérdida de generación en Ecuador.
- Pérdida secuencial de 1210 MW de generación en San Carlos
- Pérdida de 829 MW de generación en Chivor.

7 RESULTADOS

A continuación se presenta un resumen de los resultados obtenidos ante diferentes eventos de pérdida de generación. Las variables establecidas como referencia corresponden a la frecuencia mínima, frecuencia después de 10 segundos de ocurrido el evento, porcentaje de carga deslastrado en cada Sistema y las etapas del EDAC que actúan en cada caso. Esto con el fin de establecer el comportamiento del esquema y la robustez del mismo.

En la Tabla 4 se presenta el resumen de operación del esquema para todos los casos y en los anexos 1 a 4, el análisis detallado para cada uno de los eventos.

7.1 Evento 1 Pérdida de 690 MW de generación en Guavio

Por falla en servicios auxiliares en la Central Guavio, se presentó disparo escalonado de las unidades 3, 1 y 4 de Guavio, para una pérdida total de generación en el SIN de 690 MW, el desbalance generación carga fue asumido favorablemente con buena respuesta de las unidades de generación en la prestación del servicio de regulación primaria y secundaria, lo mismo que la actuación del EDAC.

Es importante anotar que debido a los intervalos de tiempo ocurridos entre los disparos de las unidades, sólo se considera para el análisis del evento la salida de las unidades 1 y 4 de Guavio.

La salida de la generación en la unidad 4 de Guavio con 230 MW, representa un desbalance del 3.3% y la frecuencia alcanza los 59.38 Hz transitoriamente, razón por la cual se produce la desconexión de la primera etapa del EDAC en algunas barras del sistema. Ver Figura 3.

No se reportó actuación del EDAC en todas las áreas del SIN, ya que debido al efecto de dispersión de la frecuencia no se alcanzó a superar el umbral de la primera etapa (59.4 Hz).

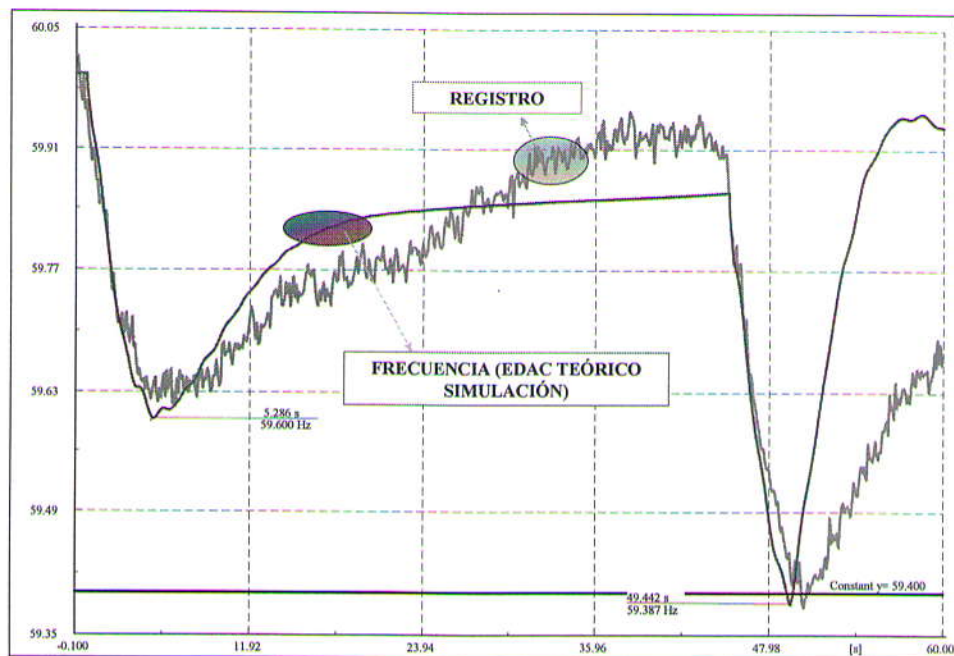


Figura 3. Evolución de la frecuencia

Particularmente para Colombia se presentó una desconexión de carga de aproximadamente 75 MW (1.41%), mientras que para Ecuador se presentó una desconexión de 37 MW (2.29%), lográndose obtener una adecuada recuperación de la frecuencia.

Debido a la disminución de la frecuencia y a la desconexión de carga se presenta una disminución transitoria del flujo de potencia de Colombia a Ecuador, ante el disparo de las unidades. Por lo tanto, no se presenta una variación significativa de las tensiones en Jamondino.

7.2 Evento 2 Pérdida de la interconexión Colombia – Ecuador por pérdida de generación en Ecuador

El evento inició debido a falla monofásica sostenida, Fase B, en la Línea Electroquil - Gonzalo Zevallos a 69 kV, en la Zona de Guayaquil,

Ecuador. El despeje de la falla ocurrió en tiempos de respaldo, del orden de un segundo según los registros de falla, y afectó la carga y la generación de la Planta Gonzalo Zevallos, disparando inicialmente del orden de 140 MW.

La condición de falla sostenida afectó la tensión del Sistema Ecuatoriano hasta la frontera con Colombia, presentando una caída de tensión en Jamondino del orden de 17 kV entre fases. El intercambio evolucionó inicialmente de 230 MW a 90 MW en el transcurso de 1 s y luego aumentó hasta un máximo de 345 MW antes de transcurrir 1 s, ante pérdida adicional de generación en el orden de los 130 MW, evolucionando a condiciones de colapso de tensión, con posterior separación de los sistemas por actuación de la protección distancia en Pomasqui.

Con la actuación del esquema de alivio de carga en Ecuador se restableció el equilibrio generación - demanda en condiciones de sobrefrecuencia. Eventos posteriores de generación afectaron las condiciones de suministro en Ecuador llevando el sistema a colapso.

El Sistema Colombiano no registró perturbación mayor. Después de la separación de los sistemas presentó una ligera sobrefrecuencia que fue regulada rápidamente por los esquemas de control. Ver Figura 4

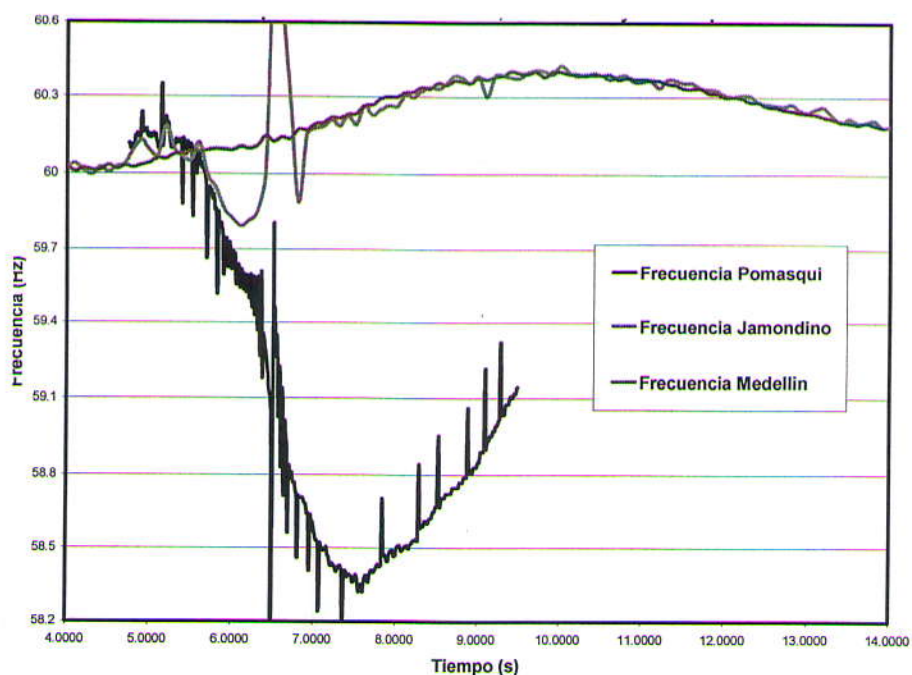


Figura 4. Evolución de la frecuencia

Adicionalmente, los esquemas automáticos controlaron secuencialmente las condiciones de tensión en Jamondino.

Las simulaciones de análisis eléctrico reflejan coherentemente la evolución del evento y permitieron establecer que el sistema ecuatoriano fue afectado inicialmente por una falla en al red, y que luego del despeje de la falla presentó pérdida importante de generación que llevó la interconexión al límite de transferencia y a colapso de tensión. Posterior a la separación de los sistemas, se presentó actuación total del EAC, en el orden del 50%, en Ecuador, recuperando la frecuencia a valores operativos, pero eventos posteriores de generación impidieron mantener condiciones apropiadas de suministro.

7.3 Evento 3 Pérdida secuencial de 1210 MW de generación en San Carlos

El 16 de octubre de 2004 a las 21:56 Horas, se presentó pérdida secuencial de generación en la Central San Carlos, con un total de 1210 MW, por falla en los servicios auxiliares, afectando la frecuencia del sistema integrado hasta valores del orden de 58.8 Hz, activando los esquemas de desconexión de carga con un total de desconexión en Colombia del orden de 695 MW y en Ecuador de 495 MW. Ver Figura 5.

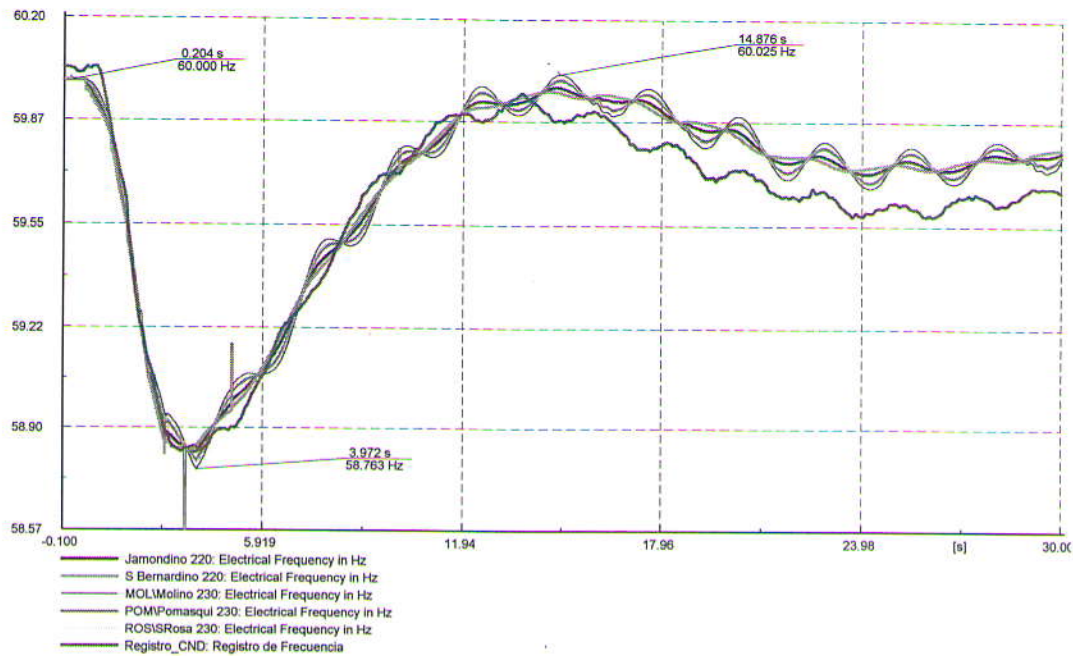


Figura 5. Evolución de la frecuencia

Ante el evento, la transferencia de 235 MW dirección Colombia – Ecuador se invirtió presentando alta variabilidad con valores transitorios superiores a 300 MW en dirección Ecuador – Colombia, estabilizándose brevemente alrededor de 220 MW e incrementándose hasta 250 MW en un lapso de 3.5 minutos desde el inicio del evento, valor en el cual se presenta la apertura en Jamondino por actuación del esquema de sobrepotencia.

La tensión evoluciona de 235 kV presentando alta variabilidad por las condiciones de inversión de flujo y en función de la transferencia, con valores entre 250 kV y 220 kV, estabilizándose inicialmente en 241 kV, y recuperando condiciones normales mediante la operación del control de tensión en Jamondino.

La respuesta de los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia, EDAC en Colombia y EAC en Ecuador, fue apropiada ante la magnitud del evento. En Colombia se desconectaron 695 MW, de un esperado del 770 MW, para una efectividad del 90%, y en Ecuador, con una incursión en la cuarta etapa al registrarse una frecuencia mínima de 58.778 Hz se desconectaron 495 MW de 620 MW (36%), con buena efectividad.

7.4 Evento 4 Pérdida de 829 MW de generación en Chivor

A las 10:45 horas del 28 de enero del 2005, se presentó falla en el sistema que alimenta los servicios auxiliares de corriente continua a 125VDC de la Central Chivor, quedando sin SOE y sin los sistemas de señalización, de supervisión y control y de protección, provocando el disparo de todas las unidades de generación, excepto de la unidad 4 que se encontraba en mantenimiento desde el 17 de enero de 2005.

Como consecuencia de la pérdida de generación, se presentó la caída de la frecuencia hasta 59.05 Hz con la activación de los esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia hasta su segunda etapa, provocando la desconexión de 419 MW en Colombia (con la participación de todas las áreas) y 231 MW en Ecuador, para un total de desconexión de 650 MW aproximadamente.

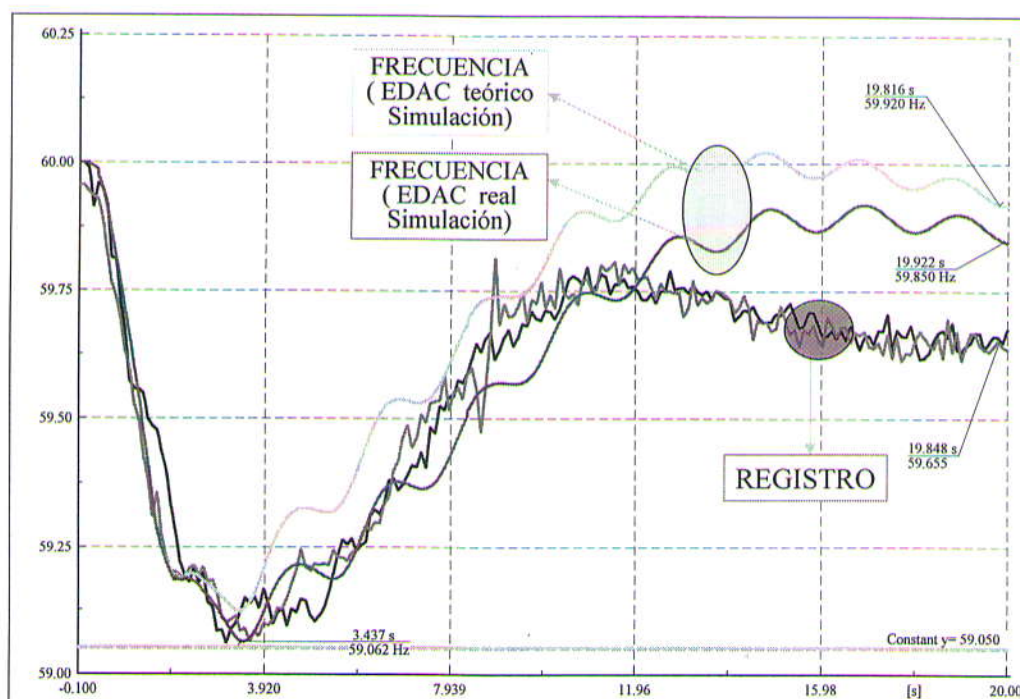


Figura 6. Evolución de la frecuencia

La frecuencia permaneció por fuera del rango (59.8-60.2HZ), por un tiempo de un minuto y 24 segundos, recuperada mediante la actuación del EDAC en ambos países.

En cuanto a la regulación primaria de las unidades, se observa un buen comportamiento en la recuperación de la frecuencia. Especialmente la central de Guavio representa un aporte significativo al subir 238 MW en

total. De igual forma, las centrales de Guatapé, Guadalupe, Tasajera, La Miel, Altoanchicayá, entre otras, contribuyen con el aumento de generación a la recuperación adecuada de la frecuencia.

La regulación secundaria de frecuencia estaba siendo prestada con 210 MW en Chivor y 70 MW en Jaguas.

Debido a la desconexión de carga se observa una inversión transitoria del flujo de potencia de Ecuador a Colombia alcanzando del orden de 22 MW, lo que ocasiona un aumento de las tensiones especialmente en la barra de Jamondino. Sin embargo, la actuación de los VQ's del suroccidente colombiano y la regulación de frecuencia recuperaron rápidamente las condiciones de operación del sistema integrado Colombia – Ecuador.

La salida secuencial de la generación en la Central Chivor con 829 MW, representa un desbalance del 10.44%. Con base en los registros de desconexión de carga se deslastraron 419 MW (6.77% de la carga de Colombia), 231 MW (13.21% de la carga de Ecuador), para un total de desconexión de 650 MW equivalentes a un 8.19% de la demanda total de los dos sistemas.

De igual forma para Ecuador considerando el esquema teórico, se debía presentar una desconexión de 270.28 MW (15.45%) y la carga real desconectada fue de 231 MW (13.21%), por lo tanto el sistema ecuatoriano desconecto el 85% de la carga esperada de acuerdo a la simulación.

Evento	Desbalance Evento	Frecuencia Mínima [Hz]	DAC Colombia [MW] / [%]	DAC Ecuador [MW] / [%]	DAC Total [MW] / [%]	Actuación Etapas EDAC	Funcionamiento del esquema
Pérdida de 230 MW de generación en Guavio	3.3%	59.38 Hz	75.45 MW (1.4%)	37.04 MW (2.3%)	112.49 MW (1.6%)	1	
Pérdida inicial de 140 MW de generación en Gonzalo Zevallos	2.2%	58.37 Hz	-----	600 MW (50%)	600 MW (50%)	6	
Pérdida de 1210 MW de generación en San Carlos	17.0%	58.82 Hz	695 MW (13.4%)	495 MW (28.6%)	1090 MW (15.8%)	4	
Pérdida de 829 MW de generación en Chivor	10.4%	59.06 Hz	419.48 MW (6.8%)	231 MW (13.2%)	650.4 MW (8.2%)	2	

Tabla 4. Resultados EDAC**8 CONCLUSIONES GENERALES**

- Para el Sistema Colombiano se mantiene el Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia que cubre un 40% del total de la demanda, distribuido en 8 etapas con desconexiones de carga del 5% (con retardos desde 200 ms en las dos primeras etapas, 400 ms en las dos siguientes y hasta 4 s en la última etapa según la Tabla 1). Se mantiene el porcentaje de desconexión de carga en el 5% en Colombia para todas las etapas por su efectividad ante los diversos desbalances al optimizar la carga desconectada y en la recuperación al minimizar condiciones de sobrefrecuencia.
- De acuerdo con los registros obtenidos para el último año, cerca del 90% de los eventos provocan la operación del EDAC dentro del umbral de las tres primeras etapas, que son las más rápidas en su actuación. Esto indica que el esquema es lo suficientemente confiable para cubrir los eventos más probables.
- De los eventos analizados, el mayor desbalance para el sistema corresponde a la pérdida secuencial de 1210 MW de generación en San Carlos, con una desconexión total de 694 MW (13.5%) en Colombia y 495 MW en Ecuador, observándose una adecuada recuperación de las condiciones de frecuencia y tensión, aún después de la pérdida de la interconexión con Ecuador.
- Los resultados que se obtuvieron muestran en forma general un adecuado funcionamiento del EDAC; sin embargo, para algunas subáreas del SIN es necesario revisar la implementación de forma que se ajuste al esquema vigente, y por tanto, a los requerimientos del Sistema.
- En general las variables principales en la evaluación del EDAC relacionadas con la evolución de la frecuencia, regulación primaria y

secundaria de las unidades y la desconexión de carga, presentan un buen comportamiento en la recuperación de la frecuencia.