

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



Planeación de la Operación

EVALUACIÓN DEL ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA -EDAC-, 2007

Gerencia Centro Nacional de Despacho
Dirección Planeación de la Operación
Documento XM CND 2008-071
Abril de 2008

Contenido

| | |
|--|-----------|
| 1. OBJETIVO..... | 3 |
| 2. CRITERIOS Y CONSIDERACIONES | 3 |
| 3. ANTECEDENTES | 4 |
| 4. OPERACIÓN DEL EDAC DEL SISTEMA COLOMBIANO DURANTE EL ÚLTIMO AÑO | 7 |
| 4.1. Evento del 26 de Abril de 2007..... | 10 |
| 4.2. Evento del 09 de septiembre de 2007 | 13 |
| 5. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL VS LA DERIVADA DE FRECUENCIA | 15 |
| 6. CONCLUSIONES: | 16 |

1. OBJETIVO

- 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. CRITERIOS Y CONSIDERACIONES

Para el análisis del desempeño del EDAC se tienen los siguientes criterios y consideraciones.

1. Para el sistema colombiano el esquema actualmente reportado por los OR's al CND.
2. Para el sistema ecuatoriano, el esquema enviado por CENACE en la base de datos del DigSilent.
3. Baja Frecuencia en Jamondino y Pomasqui: 58.2 Hz, con retardo de 500.
4. Lo establecido en las resoluciones CREG 025 de 1995 y 061 de 1996:
 - a. Las unidades térmicas no pueden operar por debajo de 57.5 Hz un tiempo superior a 0.8 minutos (48 segundos) durante su vida útil.
 - b. Las unidades térmicas pueden trabajar con frecuencias de 58.5 Hz hasta 30 minutos durante su vida útil.
 - c. Las unidades de generación:
 - No deben tener disparo instantáneo para frecuencias iguales o superiores a 57.5 Hz.
 - En el rango de 57.5 Hz a 58.5 Hz se puede ajustar un disparo con una temporización mínima de 15 segundos.
 - Para frecuencias superiores a 58.5 Hz y menores a 62 Hz no pueden ajustarse disparos de la unidad.
 - Para frecuencias superiores a 62 Hz y menores de 63 Hz puede ajustarse el disparo por sobrevelocidad con una temporización mínima de 15 segundos.
 - d. El esquema NO debe:

- Actuar ante el disparo de la unidad de mayor capacidad del sistema.
 - Permitir el descenso de la frecuencia por debajo de 57.5 Hz.
 - Permanecer por mas de 10 segundos después de ocurrido el evento, por debajo de la frecuencia del umbral de la primera etapa.
 - Generar grandes sobre-frecuencias por una mayor de desconexión de carga a la requerida.
5. Se considera el esquema de separación de áreas asociado a la interconexión con los siguientes ajustes:
- e. Baja Frecuencia en Jamondino y Pomasqui: 58.2 Hz, con retardo de 500 ms
 - f. 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).
 - g. 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.
 - h. 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.
 - i. Sobre voltaje en Jamondino 12 % de 230 kV (257.6 kV- Fase - fase) y Pomasqui: 15 % de 220 kV (253 kV Fase – Fase).

3. ANTECEDENTES

El Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia es un esquema suplementario de respaldo para mantener la frecuencia del SIN en valores operativos frente a desbalances generación - demanda provocados por eventos como disparos o rechazos de carga de unidades de generación y/o fraccionamiento de la red.

Con las revisiones periódicas y el seguimiento se busca verificar que el EDAC satisfaga los parámetros fundamentales (Umbral de frecuencia, temporización de los relés y porcentaje (%) de carga a deslastrar), para las condiciones de desbalance más probables.

El Esquema vigente aprobado por el Consejo Nacional de Operación es el siguiente:

| 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 | 59.0 | 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

Adicionalmente, cada uno de los operadores de red tiene la responsabilidad de ajustar y adaptar sus sistemas de forma que se cumplan las recomendaciones entregadas por el CND.

En la Tabla 2 se muestra la información que actualmente posee el CND y la cual ha sido reportada por cada uno de los OR, agrupada por área.

| ETAPA | Antioquia % | Oriental | | | Suroccidente | | | | Caribe | | | | | Nordeste % | SIN PROMEDIO % |
|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|------------------|-------------------|--------------|--------------|----------------|-------------------|--------------|--------------|----------------|
| | | Bogotá % | Meta % | Tolima % | Valle % | CQR % | Cauca - Nariño % | Huila - Caquetá % | Atlántico % | Bolívar % | Cerro matoso % | Cordoba - Sucre % | GCM % | | |
| 1 | 4.31 | 8.20 | 0.38 | 0.00 | 3.46 | 7.19 | 3.52 | 9.18 | 4.80 | 5.65 | 0.00 | 8.70 | 4.34 | 1.40 | 4.74 |
| 2 | 4.28 | 6.50 | 0.38 | 7.24 | 4.99 | 5.01 | 3.27 | 10.24 | 4.55 | 7.68 | 2.07 | 2.09 | 5.36 | 1.33 | 5.06 |
| 3 | 3.95 | 6.30 | 0.00 | 0.00 | 4.84 | 9.52 | 3.29 | 4.18 | 6.02 | 5.08 | 0.00 | 6.87 | 4.44 | 5.52 | 4.67 |
| 4 | 3.87 | 6.43 | 0.38 | 2.64 | 3.56 | 4.07 | 2.99 | 7.42 | 3.98 | 5.53 | 9.11 | 6.29 | 8.70 | 6.55 | 5.64 |
| 5 | 4.40 | 5.98 | 0.00 | 11.81 | 4.25 | 5.06 | 2.10 | 10.63 | 7.00 | 5.85 | 0.00 | 7.06 | 7.02 | 7.12 | 6.16 |
| 6 | 4.48 | 4.86 | 0.38 | 4.20 | 4.16 | 4.16 | 2.79 | 7.27 | 5.20 | 6.22 | 2.56 | 10.49 | 6.21 | 4.42 | 5.24 |
| 7 | 4.61 | 5.04 | 0.00 | 4.70 | 4.34 | 4.28 | 2.98 | 9.97 | 4.64 | 5.65 | 0.00 | 4.99 | 7.88 | 5.39 | 4.99 |
| 8 | 4.49 | 4.73 | 0.38 | 4.85 | 3.89 | 4.56 | 4.01 | 3.60 | 6.54 | 5.81 | 7.74 | 12.45 | 5.36 | 5.30 | 5.77 |
| Total | 34.40 | 48.05 | 1.90 | 35.44 | 33.48 | 43.85 | 24.95 | 62.49 | 42.72 | 47.48 | 21.48 | 58.94 | 49.32 | 37.03 | 42.26 |

*Porcentajes referidos a demanda máxima.

Tabla 2 Porcentaje actual de Desconexión Automática de Carga por Área Operativa

En la tabla anterior se observa que visto como un todo la carga instalada para desconexión por baja frecuencia está cercana al 40%, sin embargo al analizar algunas áreas en forma individual se observa como algunas poseen un porcentaje a desconectar inferior al requerido.

Se recomienda mantener actualizada la información y recalcular periódicamente los porcentajes, para garantizar que durante los eventos que se presenten en el SIN, los porcentajes tenidos en cuenta en los estudios de simulación estén acorde con los presentados en la realidad y así poder reproducir los eventos de una forma más precisa y dar recomendaciones adecuadas para las condiciones reales.

El evento presentado el 26 de abril de 2007 que llevó el sistema al colapso, fue un evento en el cual se presentó un efecto cascada que produjo un desmembramiento de la red y pérdida de múltiples recursos de generación.

La ocurrencia de este evento motivó que se analizara la posibilidad de complementar el esquema actual con una o más etapas activadas por df/dt , que permitieran mantener el sistema en servicio ante eventos críticos de baja probabilidad de ocurrencia.

El esquema vigente, esta en capacidad de desconectar hasta un 40 % de la demanda, con lo que enfrenta adecuadamente desbalances evolutivos cercanos al 40% e instantáneos cercanos al 30%; sin embargo aquellos eventos que generen pendientes de caída de la frecuencia cercanas o superiores a 1.4 Hz/s, no son controlados por el esquema, así mismo el esquema no se encuentra diseñado para eventos en los que se presenten eventos en cascada que produzcan un desmembramiento del SIN.

De lo observado en este tipo de eventos se encuentra que una de las características propias es una rápida caída de la frecuencia, acompañado con un cambio drástico en las demás variables del sistema como son las tensiones y la cargabilidad de equipos de la red, las cuales pueden generar la actuación de protecciones o esquemas adicionales, que en caso de no operar adecuadamente o de no controlarse en forma apropiada pueden desencadenar en un efecto cascada, ocasionando el colapso del sistema.

Por lo anteriormente expuesto, dentro del análisis que se realice sobre la viabilidad de ampliar el esquema actual con etapas aceleradas por df/dt , se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Eventos de generación o red que representen desbalances instantáneos inferiores al 30% y evolutivos menores del 40%, sin que se produzca un evento en cascada posterior en la red; son enfrentados adecuadamente con el esquema actual.

- Para el análisis de eventos mayores a los ya mencionados, se debe considerar adicional a la evolución de la frecuencia y la actuación del EDAC, el impacto del evento sobre las tensiones y la cargabilidad de los diferentes equipos de la red, con fin de tener una adecuada coordinación entre los diferentes esquemas de protección del sistema que permitan tener un control efectivo del evento, disminuyendo el riesgo de colapso del sistema.

4. OPERACIÓN DEL EDAC DEL SISTEMA COLOMBIANO DURANTE EL ÚLTIMO AÑO

Cada vez que se presenta un evento de frecuencia sobre el sistema Colombiano y se activa el EDAC, se realiza un análisis del desempeño de éste con respecto al evento ocurrido.

Los eventos presentados durante el 2007 se muestran en la tabla 3:

| Fecha | Hora | Evento | Frecuencia Mínima (Hz) | DAC Colombia [MW] | DAC Ecuador [MW] | Etapas EDAC (Col) |
|--------|-------|--|------------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|
| Feb-09 | 01:00 | Disparo de las unidades de San Carlos 1 - 2 con 155 MW cada una por disparo transferido desde la subestación de 230 KV. | 59.46 | 118.85 | 50 | 1 |
| Feb-09 | 02:12 | Disparo de las unidades de San Carlos 1 - 2 con 155 MW cada una por disparo transferido desde la subestación de 230 KV. | 59.43 | 99 | 40 | 1 |
| Abr-23 | 21:36 | Falla en los circuitos 230 kV San Bernardino - Betania 1 y 2 y Betania - Ibagué y disparo de las unidades 1, 2 y 3 de Betania con 529.38 MW. Queda aislada la subestación Betania 230/115 kV. En Betania se abren los interruptores a San Bernardino 1; a Ibagué y a los | 59.46 | 11 | 0 | 1 |

| Fecha | Hora | Evento | Frecuencia Mínima (Hz) | DAC Colombia [MW] | DAC Ecuador [MW] | Etapas EDAC (Col) |
|---------------|--------------|---|--|---|------------------------|---|
| | | Transformadores 1 y 2, por el lado de 230 kV. | | | | |
| Abr-26 | 09:58 | Evento en el Sistema de Transmisión Nacional, se presenta colapso del sistema eléctrico de todo el SIN | 56.00 Finalmente el sistema Colapso | 1,327.72 (valor reportado por los agentes) | ND | Se asume que actuaron las 8 etapas |
| Sep-09 | 11:15 | Se presentaron dos eventos sucesivos en los que la central San Carlos rechazó en total 608.7 MW de carga, debido a un cambio en el limitador de apertura de 99% a 4.7%. Primero salen las unidades 5 y 7 con una carga de 308 MW, cuarenta segundos después se produce la salida de las unidades 3 y 4 con una carga de 300 MW. | 59.38 | 249.28 | 86 | 1 |
| Nov-22 | 22:27 | Evento de oscilaciones de potencia en el SIN con una frecuencia de oscilación de 0.068 Hz. La frecuencia oscila entre 59.27 Hz y 60.84 Hz alcanzando a activar la primera etapa del EDAC. | 59.27 | 238.3 | 0 | 1 |
| Dic-23 | 19:58 | Disparo del transformador asociado a las unidades de Generación 7 y 8 Guatapé con 139 MW en total y en San Carlos disparo de las unidades de Generación 1 y 2 con | 59.4 | 124.68 | 135 | 1 |

| Fecha | Hora | Evento | Frecuencia Mínima (Hz) | DAC Colombia [MW] | DAC Ecuador [MW] | Etapas EDAC (Col) |
|---------------|--------------|--|------------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|
| | | 156 MW cada una. En ambos casos se presentó operación errónea de las protecciones asociadas a estos elementos. | | | | |
| Ene-08 | 01:58 | Disparo de la subestación Paraíso con pérdida de la generación de las unidades 1, 2 y 3 de Paraíso con 265 MW y el disparo de la interconexión Colombia - Ecuador por actuación del relé de separación de áreas por sobrepotencia inversa. | 59.51 | 60.85 | 0 | 1 |

Tabla 3 Eventos ocurridos durante el año 2007 y los primeros tres meses del 2008 que activaron el EDAC

Se observa como en el período comprendido entre enero 1 de 2007 y marzo 31 de 2008, se presentaron ocho eventos que activaron el EDAC, del total de estos eventos se tiene:

En siete eventos se presentó la actuación de la primera etapa, estos se pueden clasificar así:

- Cuatro eventos presentaron activación del EDAC, a pesar que la frecuencia mínima fue superior a 59.4 Hz, para estos eventos no se debió presentar dicha actuación, sin embargo es posible, que asociado a la dispersión de frecuencia, que aunque pequeña, existe en el sistema, algunos relés hayan visto las condiciones para operar.
- Dos eventos presentaron actuación, por desbalances generación – demanda que llevaron la frecuencia a valores iguales o inferiores a 59.4 Hz.
- Un evento presentó actuación debido a oscilaciones en el sistema

El evento adicional se presentó el 26 de abril y no se puede establecer con certeza cuantas etapas del esquema actuaron, pues el sistema fue llevado al colapso por una serie de disparos en generación y elementos de la red.

Con base en esto y dado que la primera etapa es la que podría presentar con mayor probabilidad una actuación indeseada generando demanda no atendida

innecesariamente, se recomienda realizar pruebas a los ajustes de los relés de la primera y segunda etapa en el sistema.

En el Acuerdo CNO 393 estableció que las etapas a probar serían las 3 y 4, pruebas que no fueron realizadas.

4.1. EVENTO DEL 26 DE ABRIL DE 2007

La figura 3 muestra la evolución de la frecuencia durante el evento, en esta se observan las diversas pendientes que se presentaron durante la caída de la frecuencia, con las siguientes conclusiones:

- Pendientes máximas del orden de -1.4 Hz/s a los 593 ms.
- Por la alta pendiente presentada en la evolución del evento a los 796 ms se engancha la etapa 1 y tan solo 1100 ms después, a pesar de la actuación de estas etapas se enganchan las etapas 7 y 8.
- Dada la temporización de estas últimas etapas, la etapa siete dispara a los 3796 ms cuando la frecuencia presenta un valor de 57.35 Hz y la etapa ocho actúa cuando la frecuencia estuvo por debajo de 54.7 Hz.

Dado el gran desbalance generación–demanda que se presenta en el sistema producido por la degradación de la red que produce la salida de servicio de generación importante, la actuación de las seis primeras etapas, logran disminuir ligeramente la pendiente de caída de la frecuencia, pero debido al gran desbalance que se tiene y a la degradación de la red, es insuficiente para frenar la caída de la frecuencia, lo que lleva a que la etapa siete actúe a los 3.796 seg, cuando la frecuencia se encontraba por debajo de 57.5 Hz, presentándose a continuación el disparo de unidades adicionales y el posterior colapso del sistema.

Del análisis anterior y con la información disponible se evidencia lo dicho anteriormente acerca de que el esquema de desconexión automática de carga a pesar de cubrir adecuadamente desbalances instantáneos hasta del 30% de la demanda y evolutivos hasta cerca del 40%, no está diseñado para cubrir eventos en los que se presente una alta degradación de la red sumado a un gran desbalance Generación – Demanda.

Adicionalmente en la figura 2 podemos observar la evolución de la tensión en Guatiguará, lo cual muestra la importancia de verificar el comportamiento de la tensión para eventos de gran magnitud en el que se produce degradación de la red.

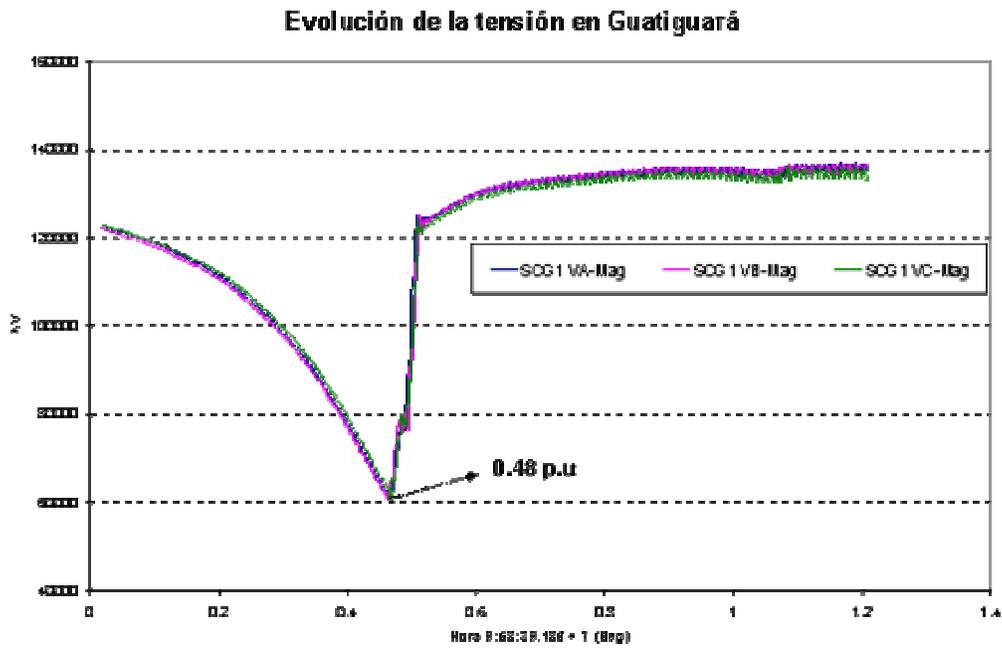


Figura 2. Evolución de la Tensión fase-tierra en Guatiguará en el evento del 26 de abril.

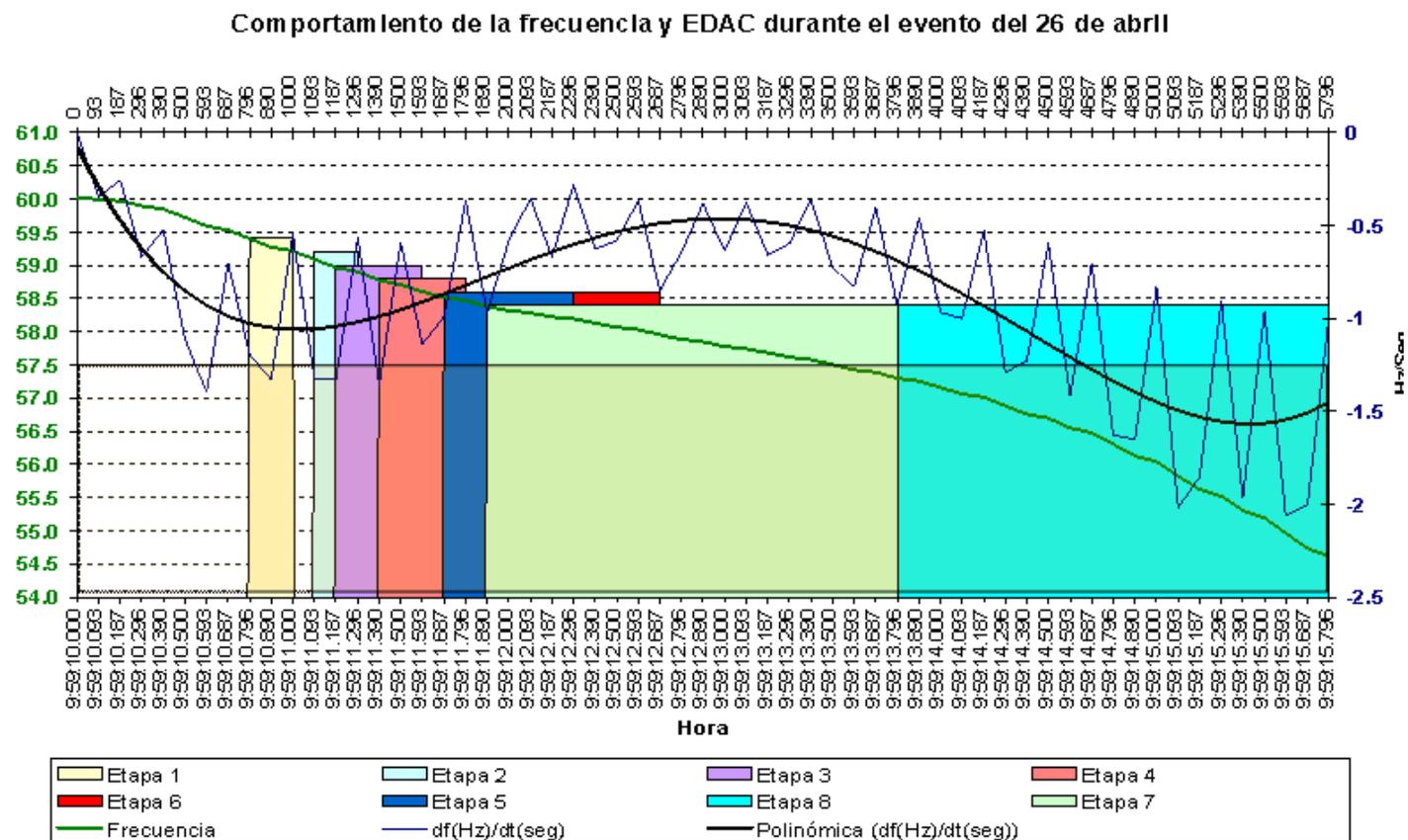


Figura 3. Evolución de la Frecuencia en el evento del 26 de abril.

4.2. EVENTO DEL 09 DE SEPTIEMBRE DE 2007

Se presentaron dos eventos sucesivos en los que la central San Carlos rechazó en total 608.7 MW de carga, debido a un cambio en el limitador de apertura de 99% a 4.7%.

Ante la salida de las unidades 5 y 7 con una carga de 308 MW, se presenta actuación de la primera etapa del Esquema Automático de Desconexión de Carga -EDAC- en todo el país, con una potencia deslastrada de 249.28 MW y una frecuencia mínima de 59.38Hz.

Analizando la figura 4, se encontraron pendientes de caída de frecuencia alrededor de 0.2 Hz/s.

Para controlar el desbalance presentado entre la generación y la carga causado por el evento, se autorizó subir generación a las plantas generadoras de La Miel, Chivor y Salvajina, logrando contrarrestar el efecto del segundo evento en el que se perdieron 302 MW en las unidades 3 y 4.

La actuación de la primera etapa del EDAC, combinada con la regulación primaria y el aporte realizado por las unidades autorizadas por el CND evitaron que al presentarse el segundo evento la frecuencia alcanzara un valor tal que activara nuevamente el EDAC.

Del análisis anterior y con la información disponible se concluye que el esquema de desconexión automática de carga actuó correctamente.

Según la información disponible en el CND la carga deslastrada reportada equivale al 4.74% de la demanda del SIN para esta hora, que es aproximadamente la demanda asignada a la primera etapa del EDAC.

En la figura 4 se observa la evolución de la frecuencia para el primer evento en el que se tiene un desbalance demanda – generación de 308 MW equivalente al 5.5% de la demanda del sistema.

En la figura 5 se observa la incidencia del evento y de la actuación del EDAC en el perfil de voltajes del sistema.

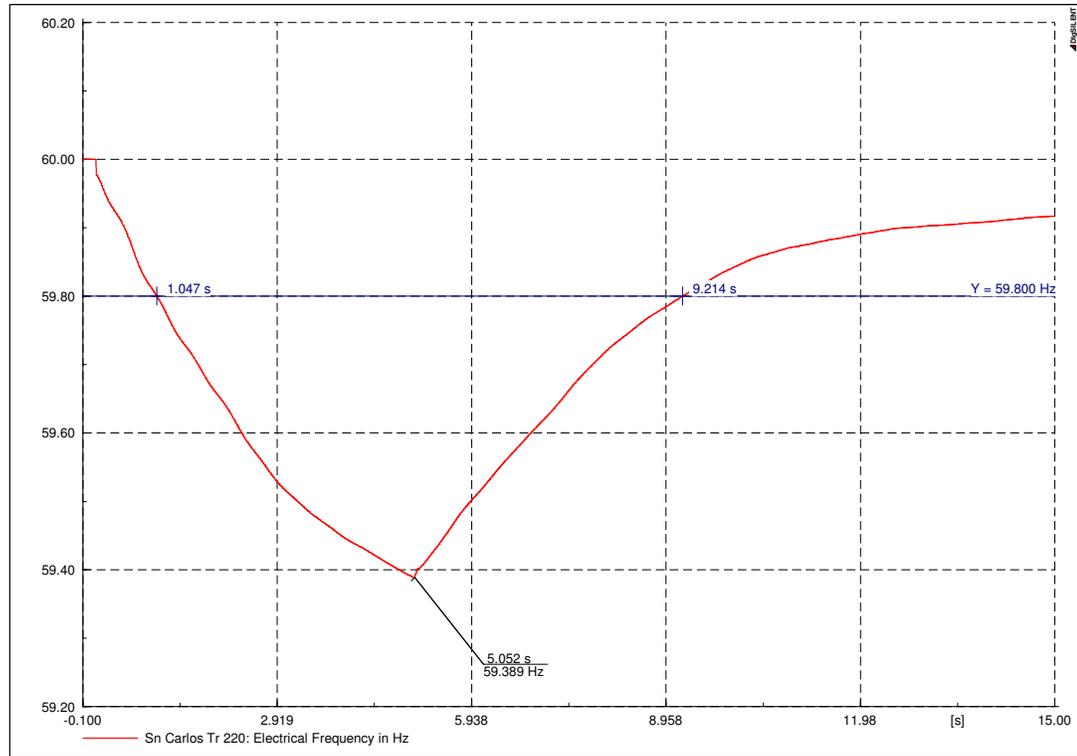


Figura 4. Evolución de la Frecuencia ante la pérdida de 308 MW en San Carlos.

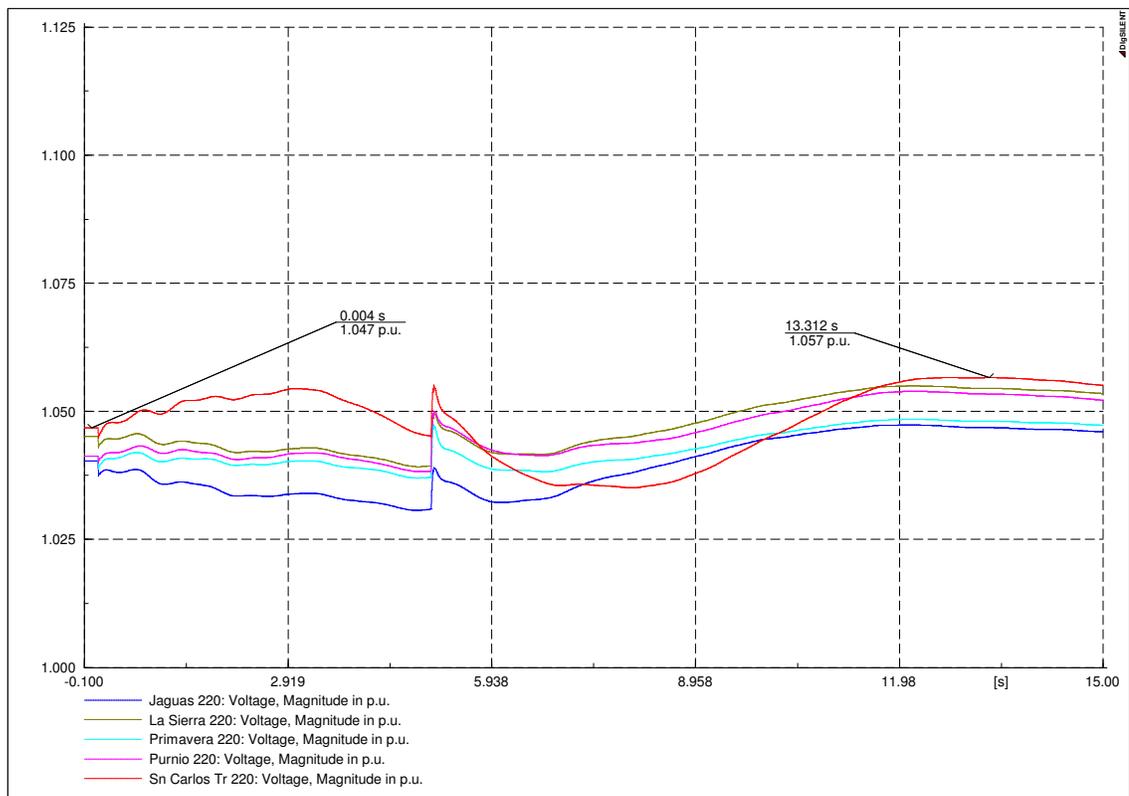


Figura 5. Evolución del perfil de Tensión ante la pérdida de 308 MW en 2 unidades de San Carlos.

5. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL VS LA DERIVADA DE FRECUENCIA

| Escenario Demanda | Demanda MW | Generación MW | Desbalance | Derivada Hz/s |
|-------------------|------------|---------------|------------|---------------|
| Mínima | 4200 | 1200 | 29% | -1.10 |
| | | 1450 | 35% | -1.39 |
| | | 1700 | 40% | -1.68 |
| | | 1900 | 45% | -1.89 |
| | | 2200 | 52% | -2.10 |
| Media | 6800 | 1200 | 18% | -0.70 |
| | | 1450 | 21% | -0.90 |
| | | 1700 | 25% | -1.00 |
| | | 1900 | 28% | -1.10 |
| | | 2200 | 32% | -1.20 |
| Máxima | 8200 | 1200 | 15% | -0.65 |
| | | 1450 | 18% | -0.79 |
| | | 1700 | 21% | -0.94 |
| | | 1900 | 23% | -1.08 |
| | | 2200 | 27% | -1.18 |

Tabla 4 Gradiente de frecuencia en función del desbalance porcentual

En la tabla 4 se observa que para desbalances demanda–generación cercanos al 30%, para cualquier escenario de demanda, la pendiente de caída de la frecuencia para el sistema colombiano llega a valores máximos de -1.2 Hz/s.

Lo anterior implica que cuando se presenten desbalances superiores al 30% de la demanda los gradientes de caída de frecuencia podrían excursionar a valores superiores al 1.4 Hz/s tal como lo ocurrido en el evento del 26 de abril de 2007.

Cabe anotar que para los casos simulados se asumió que los desbalances fueron simultáneos y no comprometieron la red del SIN, lo que se convierte en una aproximación, situación que deberá ser considerada en el estudio de detalle que se debe realizar para definir la viabilidad del complemento del esquema actual con etapas aceleradas por df/dt y/o otros esquemas adicionales.

6. CONCLUSIONES:

Se mantiene el porcentaje de desconexión en el valor del 5% para todas las etapas por su efectividad ante los diversos desbalances al minimizar la carga desconectada.

De acuerdo con los registros obtenidos en los últimos años, cerca del 91% 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.

Se recomienda a las empresas adelantar las acciones necesarias para ajustar sus Esquemas de Desconexión de Carga, asegurándose que tanto los umbrales como el porcentaje a desconectar en cada una de las etapas cumplen con lo definido por el esquema actual.

Considerando que en el año 2007 se recomendaron pruebas a las etapas 3 y 4 del EDAC pero ninguna empresa envió los resultados al CND, que adicionalmente la mayoría de los eventos (91%) presentan actuación de las tres primeras etapas, y que el 50% de los eventos del último año presentaron actuación de la primera etapa aún sin superar su umbral de actuación, se recomienda realizar pruebas a las etapas 1 a 4 e informar al CND los resultados antes del 31 de octubre del 2008.

Se recomienda realizar los análisis necesarios para determinar la viabilidad de complementar el esquema actual con al menos una etapa acelerada por df/dt , que permita evitar el colapso del sistema ante desbalances mayores, ocasionados por eventos de red o de generación que tengan baja probabilidad de ocurrencia, pero que no desenlacen en un efecto cascada de desmembramiento de la red.

Incluir en los análisis del df/dt la evolución no solo de la frecuencia y la actuación del EDAC, sino también el impacto del evento sobre las tensiones y la cargabilidad de los diferentes equipos de la red, con fin de tener una adecuada coordinación entre los diferentes esquemas de protección del sistema que permitan tener un control efectivo del evento, disminuyendo el riesgo de colapso en el sistema.