

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN ¹

CNO

ACUERDO No. 130

Mayo 4 de 2001

Por el cual se aprueba 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, y según lo acordado en la reunión No 153 del C.N.O. celebrada el 3 de mayo de 2001

ACUERDA:

PRIMERO.- Aprobar el Esquema de Desconexión Automática de Carga –EDAC- presentado en el documento– Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia -, anexo al presente Acuerdo.

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.

El Presidente,



ALBERTO OLARTE A.

El Secretario Técnico,



GERMAN CORREDOR A.



ANEXO 1

GERENCIA CENTRO NACIONAL DE DESPACHO
DIRECCIÓN SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA
POR BAJA FRECUENCIA -EDAC-

MODIFICACIÓN AL ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA -EDAC-

1. OBJETIVO

Presentar la modificación al Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia - EDAC- para el SIN, para cubrir desbalances Generación - Demanda superiores al 30%.

2. ANTECEDENTES

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

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

El Esquema vigente aprobado por el Subcomité de Estudios Eléctricos es el siguiente:

Etapas	Umbral de Frecuencia (Hz)	% de Desconexión de Carga	Retardo Intencional (ms)
1	59.4	5	200
2	59.2	5	200
3	59.0	5	400
4	58.8	5	400
5	58.5	5	400
6	58.5	5	1000

Adicionalmente, se estableció como compromiso de las empresas que integran el SIN, ajustar y adaptar sus sistemas según este esquema, tal que ante un evento transitorio el sistema pueda mantener la frecuencia dentro de los rangos operativos.

En los seguimientos realizados durante el año 1997, Documentos ISA CND 97-102 e ISA UENCND - 360, con base en información desde junio de 1996 hasta noviembre de 1997, se concluyó que el esquema ha tenido un comportamiento aceptable, en términos de la carga desconectada y de la recuperación rápida de la frecuencia. Sin embargo, algunas áreas no satisfacen el criterio de equidad ni se ajustan al esquema propuesto.

Además, el evento evolutivo del 1o de septiembre de 1997, con un desbalance del orden del 41%, superó la capacidad nominal del esquema que es del 30% hasta la 6a etapa y recordó a las empresas lo preceptuado en el Código de Redes y en la Resolución 061 de 1996: "Cada empresa distribuidora habilitará hasta el 60% de su demanda para ser desconectada por relés de baja frecuencia, con el fin de que el SIN pueda soportar la salida de grandes plantas de generación y se eviten, en lo posible, colapsos totales."

En consecuencia, se requiere revisar el esquema vigente y diseñar e instalar etapas de respaldo frente a eventos evolutivos que aunque de baja probabilidad de ocurrencia pueden generar apreciable riesgo a la operación del sistema.

Siguiendo los lineamientos y criterios del Código de Redes (Resolución CREG-025 de 1995) y la Resolución 061 de 1996, presentamos a consideración la propuesta de modificación al Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia -EDAC- del SIN para cubrir desbalances Generación - Demanda superiores al 30%.

3. NUEVO ESQUEMA

3.1 Metodología

Para modificar el esquema vigente y determinar etapas adicionales frente a desbalances generación - demanda superiores al 30%, se adelantaron las siguientes etapas:

- Análisis estadístico de desbalances generación - demanda en el SIN
- Determinación de desbalances probables de generación
- Análisis de las pendientes de caída de la frecuencia en función del desbalance porcentual
- Propuesta de modificación al esquema
- Verificación de actuación del esquema propuesto

3.2 Análisis estadístico de desbalances generación - demanda en el SIN

Considerando los últimos tres años de datos reportados en los Informes Anuales de Operación y en los documentos de seguimiento sobre la actuación del EDAC en el SIN, con una muestra de 100 eventos, se tienen los siguientes resultados generales:

Desbalance	X<10%	10%<X, X<15%	15%<X, X<20%	20%<X, X<25%	25%<X, X<30%	X>30%
Ocurrencias (%)	79	14	4	2	0	1
Frec.Mínima Hz		59.03	58.87	58.60		57.84

Tomando como referencia la proyección de demanda esperada para el primer semestre de 1998, según del documento ISA UEN-CND 98-074 " Restricciones eléctricas del SIN para el primer semestre de 1998", con demandas máxima, media y mínima del orden de 7600, 5500 y 3500 MW, se resaltan los siguientes resultados:

- El 79% de las ocurrencias corresponde a desbalances menores del 10%, es decir, menores de 760 MW en demanda máxima, de 550 MW en demanda media y de 350 MW en demanda mínima.
- El siguiente nivel, con el 14% de las ocurrencias, indica desbalances entre el 10% y el 15% lo que significa pérdida de generación en valores menores de 1140 MW en demanda máxima, 825 MW en demanda media y 525 MW en demanda mínima.
- El 4% de las ocurrencias muestra desbalances entre el 15% y el 20% con pérdida de generación en valores menores de 1520 MW en demanda máxima, 1100 MW en demanda media y 700 MW en demanda mínima. Estos eventos involucraron tres centrales grandes en carga media y todo TEBSA con Flores 1 y la Unión por pérdida de enlaces, en demanda mínima.
- En forma similar, un 2% de las ocurrencias obedecieron a desbalances entre el 20% y el 25% con pérdida de generación en valores menores de 1900 MW en demanda máxima, 1375 MW en

demanda media y 875 MW en demanda mínima. Los eventos ocurrieron por pérdida de una central grande, en demanda media una ocurrencia y la otra en demanda mínima.

- Solamente hubo un evento con desbalance superior al 25%, por falla evolutiva de alta impedancia, comprometiendo varias centrales en secuencia por fraccionamiento de la red, Grupo Chivor - Guavio, Paipas, Colegio, Termocentro y generación en redes regionales.
- En 7 eventos se presentó aislamiento de CORELCA.

Este análisis permite concluir que los desbalances esperados son menores del 20% y que el EDAC vigente satisface apropiadamente las exigencias de estos eventos. Adicionalmente, las etapas 5 y 6 respaldan al SIN para eventos evolutivos hasta del 30%. Resulta razonable, entonces, hacer un ajuste en las etapas 5 y 6 e integrar etapas adicionales para desbalances mayores que aunque de muy baja probabilidad de ocurrencia pueden resultar de gran impacto en el SIN.

3.3 Desbalances probables de generación

Para la evaluación de desbalances probables que involucren una planta o correspondan a eventos evolutivos que incluyan dos o más centrales de generación, se toman como base las capacidades de las plantas de generación y algunas hipótesis de evento evolutivo, con base en la historia registrada y según la proximidad de las centrales pudieran generar desbalances superiores al 20%:

EVENTOS (MW)	DESBALANCE (%)		
	Máxima	Media	Mínima
DEMANDA			
TEBSA B1 y 21-22, Flores 1 y Unión 4, 600 (98-3-22)			18.3
Alto Anchicayá 345, (97-11-12)			9.4
Bloque Guadalupe-Troneras 500, (97-11-08)		9.6	
San Carlos 600 (97-10-22)		10.7	
Guavio 920 (97-4-06)			22.1
Guavio 1150, Chivor 800, Colegio 100, Paipa 134, Termocentro 198, (97-9-01)		41	
TEBSA 388, B/quillas 94, (98-1-01)			14
Guavio, Chivor	20		
Guavio, Chivor	25		
Guavio, Chivor, Paipa	30		
Guavio, Chivor, Paipa, Colegio, Guaca	35		

3.4 Análisis de las pendientes de caída de la frecuencia en función del desbalance porcentual

Para caracterizar el impacto sobre la operación del SIN de desbalances simultáneos mayores del 20%, se evaluó la pendiente de caída de la frecuencia mediante simulaciones de estabilidad. En demanda máxima se obtuvieron los siguientes resultados:

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

6

EVENTO (MW)	DESBALANCE (%)	PENDIENTE (Hz/s)
Guavio 1000, Chivor 530	20	-0.89
San Carlos 1230, Sierra 300	20	-1.00
San Carlos 990, Guatapé 540	20	-0.86
Guavio 1000, Chivor 920	25	-1.32
San Carlos 1180, Guatapé 540, Sierra 200	25	-1.33
Guavio 1110, Chivor 990, Paipa	30	-1.53
San Carlos, Guatapé, Jaguas, Playas, Sierra	30	-1.55
Guavio, Chivor, Paipa, Zipa, Guaca	35	-1.77
San Carlos, Guatapé, Jaguas, Playas, Sierra, Merieléctrica, Termocentro	35	-1.94
Guavio, Chivor, Paipa, Zipa, Guaca, Paraíso, Canoas	40	-1.77
San Carlos, Guatapé, Jaguas, Playas, Sierra, Merieléctrica, Termocentro, Tasajero	40	-2.07
Guavio 1150, Chivor 800, Colegio 100, Paipa 134, Termocentro 198, no simultáneamente (97-9-01)	41	-0.96 (Real)

3.5 Análisis detallado de la respuesta de frecuencia del SIN ante eventos

3.5.1 Evento del 1o de Septiembre de 1997, Figura 1:

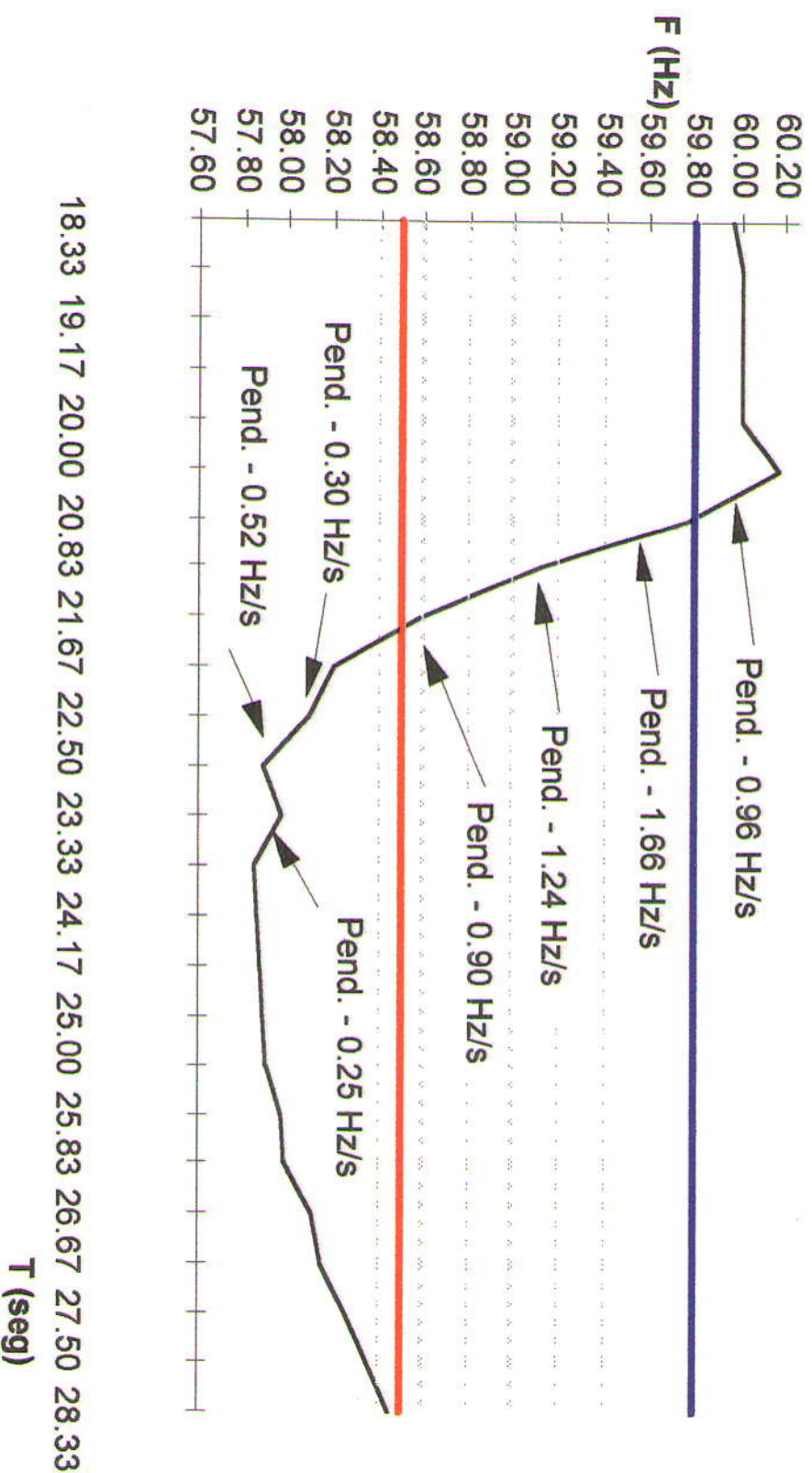
- En la gráfica de respuesta de frecuencia se observan diversas pendientes en la caída de la frecuencia:
- Una pendiente inicial de -0.96 Hz/s correspondiente a la pérdida de la generación de Guavio.
- Aproximadamente 400 ms después la pendiente aumenta a -1.66 Hz/s reflejando el aislamiento de Chivor.
- En un período de cerca de 1600 ms se muestran tres cambios apreciables en la pendiente (-1.24, -0.90 y -0.25 Hz) por la operación de aproximadamente 5 etapas del EDAC.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN ⁷

CNO

Figura 1.

EVENTO SEPTIEMBRE 01/97, HORA 21:01



CNO

- Al cabo de este tiempo vuelve a aumentar la pendiente de descenso de la frecuencia a -0.52 Hz/s reflejando una pérdida adicional de generación.
- Sigue una lenta recuperación de la frecuencia con la actuación de lo restante del EDAC y después de aproximadamente 800 ms se refleja otra pérdida de generación.

3.5.2 Evento del 1o de Enero de 1998: Pérdida de generación en TEBSA de 388 MW y Barranquilla de 94 MW por acercamiento de conductores a la salida del transformador de TEBSA 14, coincidente con el recierre del circuito 3 Sabana - TEBSA.

En la Figura 2 se ilustra la respuesta de frecuencia correspondiente, de la cual se aprecia:

- Salida secuencial de unidades con intervalos del orden de 1.6s entre la primera y la segunda, de aproximadamente 1.7s entre la segunda y la secuencia de las restantes para el descenso de la frecuencia hasta 59.05 Hz.

Conclusiones:

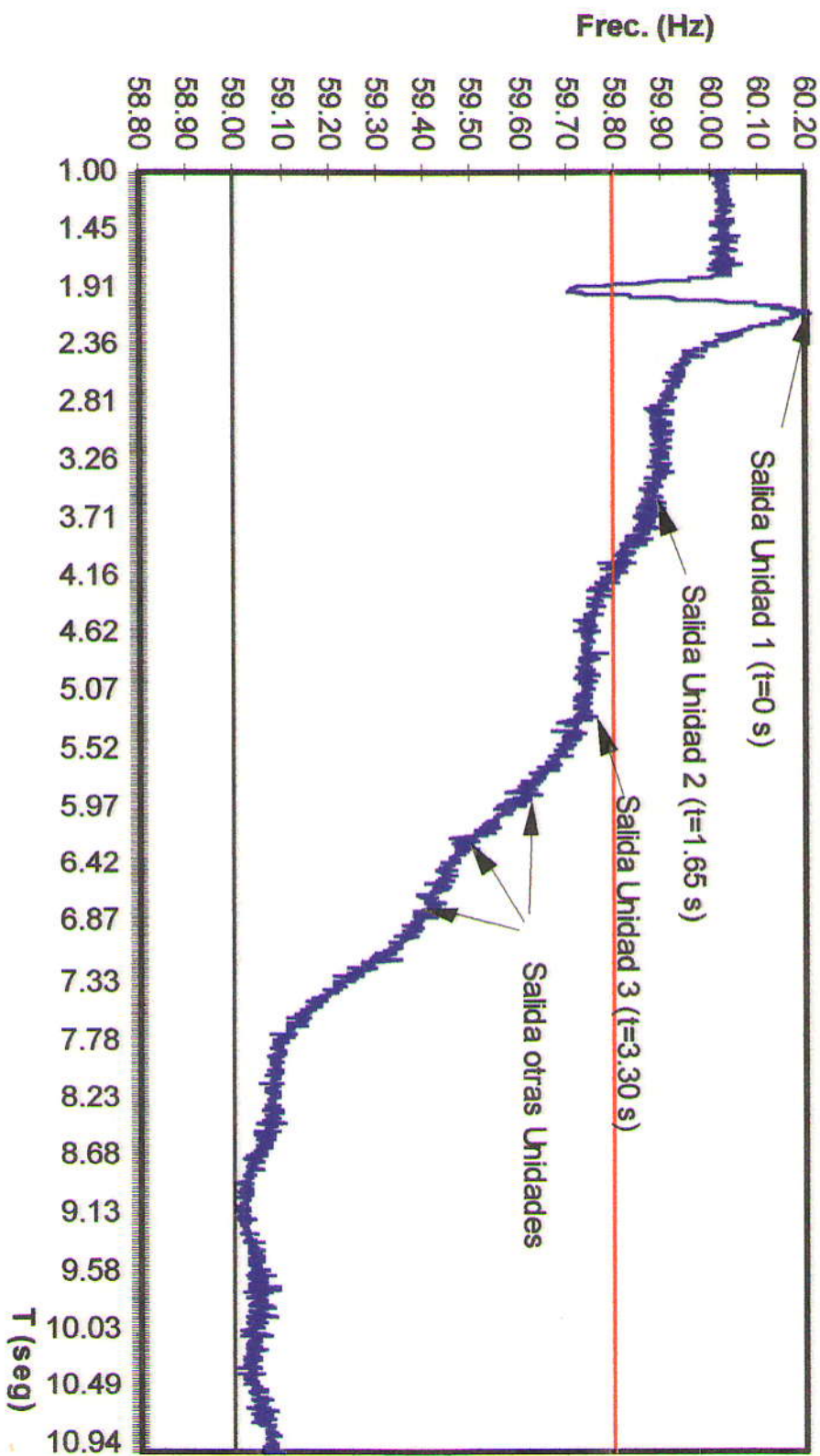
- Los eventos de gran magnitud los constituyen secuencias de pérdidas de generación, es decir, no existe simultaneidad de salidas en plantas cercanas, aún en las unidades de la misma planta.
- Los tiempos entre disparos de unidades o plantas son muy diversos. En los casos mostrados se registraron diferencias en los órdenes de 400 ms, 800 ms, 1600 ms y 1700 ms.

3.6 Modificación al esquema

Con base en simulaciones de algunos de los desbalances no simultáneos indicados en el numeral 3.4, manteniendo el porcentaje de desconexión en un valor del 5% por su efectividad ante diversos desbalances, se conforma la siguiente modificación al esquema vigente:

CNO

Figura 2.
EVENTO ENERO 01/98, HORA 07:55:27



CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Etapas	Umbral de Frecuencia (Hz)	% de Desconexión de Carga	Retardo Intencional (ms)
1	59.4	5	200
2	59.2	5	200
3	59.0	5	400
4	58.8	5	400
5	58.6	5	600
6	58.6	5	1000
7	58.4	5	2000
8	58.4	5	4000

Nota: El retardo incluye tiempo de actuación de interruptores.

4. VERIFICACIÓN DE ACTUACIÓN DEL ESQUEMA

Las primeras 4 etapas que cubren hasta el 20% de desbalances han sido adecuadamente probadas por los eventos ocurridos hasta la fecha y, como ya se dijo, han tenido un comportamiento aceptable en términos de desconexión de carga y recuperación de frecuencia. Además, son las etapas fundamentales del esquema pues cubren el 97% de los eventos.

Por lo tanto, se verifican los ajustes a las etapas 5 y 6 para cubrir desbalances hasta del 30% y se plantean dos etapas adicionales para cubrir hasta el 40%, frente a eventos evolutivos que ya son de muy baja probabilidad de ocurrencia.

Para verificación se simulan desbalances entre el 20% y el 40%.

4.1 Datos de entrada y supuestos

Se simuló el **esquema propuesto** en cada una de las áreas del SIN, como se detalla en el Anexo A1 y se modelaron relés de baja frecuencia en el programa DIG-Silent. Con base en información preliminar de las empresas del año 1997 se tomaron subestaciones asociadas a cada una de las etapas del EDAC haciendo asignación de porcentajes de deslastre de carga entre estas S/Es para cada etapa.

Como ya se indicó, se consideró la proyección de demanda esperada para el primer semestre de 1998.

En ninguno de los casos se permite una frecuencia menor o igual a 57.5 Hz. Para eventos mayores al 20% de desbalance se espera una recuperación lenta de la frecuencia, como caso pesimista, por el impacto de estos desbalances en la operación del SIN y además por no haberse considerado en las simulaciones algunos reguladores de velocidad.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

4.2 Análisis de resultados para Demanda Máxima

En el Anexo A2 se presenta la respuesta del esquema propuesto para desbalances entre el 20% y el 40% para demanda máxima, en términos de recuperación de la frecuencia, carga desconectada y estado posfalla del sistema.

• Desbalance del 20%

Se simularon dos secuencias de eventos Guavio-Chivor y San Carlos - La Sierra, figuras denominadas CASO 1a y CASO 1b:

- La pendiente inicial de descenso de la frecuencia es del orden de -0.9 Hz/s . La frecuencia alcanza un valor mínimo de 58.62 Hz, activando completamente las 4 etapas esperadas e inicia recuperación lenta con diferentes pendientes. El comportamiento de la frecuencia es muy similar en nodos cercanos de la red, por lo cual la actuación del EDAC es uniforme en las áreas aunque con la diferencia natural entre los sistemas de la costa y el centro del país.
- El evento simulado para San Carlos - La Sierra afecta transitoriamente la tensión de la línea de 500 kV.
- En ambos casos el sistema queda en condición de demanda media por lo cual las tensiones son superiores al caso de prefalla.

• Desbalance del 25%

Se conformó una secuencias de eventos con Guavio-Chivor, con los resultados que se ilustran en las figuras denominadas CASO 2a:

- La pendiente inicial de descenso de la frecuencia es similar al caso anterior, la cual aumenta a aproximadamente -1.3 Hz/s por la salida secuencial de la segunda planta. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 58.33 Hz, activando completamente las 5 etapas esperadas e inicia actuación de las etapas 6 a 8 para la recuperación de la frecuencia. Este desbalance está en el umbral de las etapas 5 y 6 y aún con su impacto no dispara completamente la etapa 6. Al recuperarse la frecuencia inhibe el disparo de las etapas 7 y 8. El comportamiento de la frecuencia es muy similar en la red, por lo cual la actuación del EDAC es uniforme.
- En este caso la condición de demanda media es más pronunciada por lo cual las tensiones son superiores al caso de prefalla.

• Desbalance del 30%

Se conformó una secuencia de eventos, Guavio-Chivor-Paipa, con los resultados que se ilustran en las figuras denominadas CASO 3a:

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

- El comportamiento inicial de la frecuencia es similar al caso anterior, con diversas pendientes en función de la salida secuencial de unidades y la respuesta de desconexión de carga del esquema. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 58.11 Hz, activando completamente las 6 etapas esperadas e iniciando la actuación de las etapas 7 y 8. La etapa 7 opera parcialmente hasta recuperar la frecuencia por encima del umbral de frecuencia e inhibe la actuación de la etapa 8.
- Como ya se ha indicado, la condición de demanda media es pronunciada por lo cual las tensiones en algunas áreas son muy superiores al caso de prefalla.

- **Desbalance del 32%**

Se conformó una secuencia de eventos, Guavio-Chivor-Paipa-Zipa, con los resultados que se ilustran en las figuras denominadas CASO 4a:

- La frecuencia alcanza un valor mínimo de 57.88 Hz, actuando completamente las 7 etapas esperadas y activando la etapa 8 que por su temporización se inhibe por recuperación de la frecuencia.
- La condición de demanda media es muy pronunciada por lo cual las tensiones son muy superiores al caso de prefalla en algunas áreas.

- **Desbalance del 40%**

Se conformó una secuencia de eventos, Guavio-Chivor-Paipa-Zipa-Guaca-Paraíso-Canoas

- La frecuencia alcanza un valor mínimo de 57.62 Hz, actuando completamente las 8 etapas modeladas e iniciando una lenta recuperación de la frecuencia. El impacto sobre el SIN es muy severo.
- La condición resultante es de demanda media-baja por lo cual las tensiones son muy superiores al caso de prefalla en algunas áreas y muy bajas en la zona de influencia del evento.

Este último caso es la versión aproximada en demanda máxima del evento del 1o de septiembre de 1997. La comparación de la frecuencia registrada, Figura 1 de la página 7 y la frecuencia resultado de la simulación, figura del Anexo 2, CASO 5a, indican un comportamiento similar, confirmando la bondad del esquema propuesto.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El esquema propuesto corresponde en sus primeras cuatro etapas al vigente, las cuales han sido probadas ampliamente por los eventos y por las simulaciones de seguimiento del esquema con respuesta satisfactoria.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Las modificaciones realizadas en las etapas 5-6 en umbrales de frecuencia y temporización facilitan la coordinación del esquema y permiten la adecuación de las etapas 7-8 en los umbrales de frecuencia y temporizaciones mostrados.

Se confirman las etapas 6 a 8 como etapas de respaldo para desbalances mayores al 25% y hasta del 40%.

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.

Según las simulaciones, para desbalances superiores al 25%, el esquema propuesto presenta un comportamiento apropiado, en términos de la carga desconectada. En algunos casos, la recuperación de la frecuencia no es tan rápida debido al impacto del desbalance sobre la operación del SIN y al efecto de las tensiones resultantes sobre la demanda que queda en línea.

Se recomienda a las empresas adelantar las acciones necesarias para ajustar sus esquemas de desconexión de carga al esquema propuesto, muy similar al vigente, más la inclusión de circuitos adicionales en la conformación de las etapas 7-8, para lograr una participación equitativa y permitirle al sistema soportar grandes desbalances generación-demanda.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

6. REFERENCIAS

1. ISA, "EVALUACIÓN DEL ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA, EDAC, ABRIL-NOVIEMBRE 1997", Documento ISA UENCND - 360, Noviembre 26 de 1997.
2. ISA, "REVISIÓN DEL ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA", Documento ISA CND 97-102, Abril 22, 1997.
3. ISA, "Informe de Operación 1997"
4. ISA, "Informe de Operación 1996"
5. ISA, "Informe de Operación 1995"
6. ISA, "Restricciones eléctricas del SIN para el primer semestre de 1998", Documento ISA UEN-CND 98-074.