

Consejo Nacional de Operación CNO

ACUERDO No. 330

Agosto 11 de 2005

Por el cual se aprueba el Esquema Suplementario de Baja Frecuencia (ESBF) para el Área Caribe que permitirá aumentar el límite de transferencia hacia esta área ante condiciones de emergencia o déficit de generación y con la indisponibilidad de un circuito a 500 kV.

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 aprobado en la reunión No. 222 del Consejo Nacional de Operación celebrada el 11 de agosto de 2005 y,

CONSIDERANDO

1. Que según se establece en la Resolución CREG 061 de 1996 *"En donde el esquema de desconexión nacional sea insuficiente, por ejemplo en áreas radiales o que a pesar de ser enmalladas se prevé su aislamiento del SIN, las empresas que estén localizadas en estas áreas deberán instalar esquemas suplementarios que permitan conservar parte de su carga y generación en condiciones de aislamiento. Estos esquemas suplementarios serán analizados entre el CND, los CRD's y las empresas involucradas y aprobados por el CNO"*;
2. Que debido a los trabajos proyectados para la ampliación de los campos gasíferos de Chuchupa se espera una reducción considerable de la disponibilidad de gas en los campos de la Guajira que puede llevar a una situación crítica para la atención de la demanda por déficit de potencia.
3. Que debido a la parada de la producción de gas en el campo Cusiana se esperan limitaciones al suministro de gas en el

ACUERDO 330 1

Consejo Nacional de Operación CNO

interior del país, debiendo depender del transporte de gas a través del gasoducto Ballenas – Barranca, en directa relación con la generación térmica con base en gas en la Costa Atlántica.

4. Que el CND presentó los estudios eléctricos que respaldan el esquema ESBF en la reunión No. 116 del Subcomité de Estudios Eléctricos celebrada el 19 de julio de 2005.
5. Que el Subcomité de Estudios Eléctricos en su reunión 116 de julio 19 de 2005 recomendó la implementación de este esquema.
6. Que el Comité de Operación en su reunión 137 de julio 21 de 2005 recomendó igualmente la implementación de este esquema mediante concepto CO-53.
7. Que el Consejo Nacional de Operación en su reunión 222 del 11 de agosto de 2005, analizó los beneficios de la mayor transferencia de energía que se posibilita con esta implementación y los riesgos que se generan con la misma.
8. Que las empresas localizadas en el área operativa Caribe y el CND acordaron el diseño y las políticas de uso del ESBF propuesto en reunión realizada en Medellín el 4 de Agosto de 2005.

ACUERDA

PRIMERO: Aprobar el Esquema Suplementario de Baja Frecuencia (ESBF) para el área Caribe presentado en el anexo 1, el cual forma parte integral del presente Acuerdo.

SEGUNDO: Este esquema suplementario será activado únicamente para condiciones operativas o de déficit de potencia en el área Caribe originados por el mantenimiento a la infraestructura del Campo de gas de Cusiana y por los trabajos de ampliación de la plataforma B de Chuchupa, casos en los cuales, de presentarse contingencias técnicas atribuidas a situaciones de orden público o a

ACUERDO 330 2

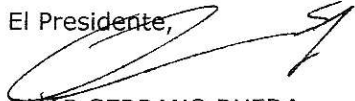
Consejo Nacional de Operación CNO

contingencias técnicas atribuidas a situaciones de orden público o a cualquier circunstancia ajena a la voluntad de los agentes del área Caribe y que afecten la prestación del servicio a usuarios finales, se entenderán como indisponibilidades ocasionadas por eventos de fuerza mayor.

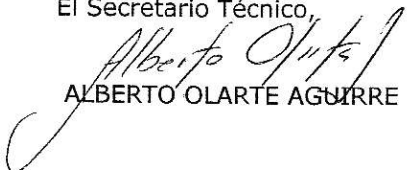
TERCERO: En concordancia con lo establecido en la Resolución CREG 061 de 1996, las Empresas Operadoras de Red de los sistemas de transmisión regional y distribución local del área operativa Caribe aprueban el diseño y la implementación del Esquema Suplementario de Baja Frecuencia (ESBF), según consta en el acta del Anexo 2 el cual hace parte integral del presente Acuerdo.

CUARTO: El presente Acuerdo rige a partir de la fecha de su expedición.

El Presidente,


OMAR SERRANO RUEDA

El Secretario Técnico,


ALBERTO OLARTE AGUIRRE

ANEXO 1



Operación
de Mercados
de Energía
*Información Eléctrica y
Energética*

Esquema Suplementario de Baja Frecuencia (ESBF) para las Áreas Caribe y Caribe 2

Detección de aislamiento y mitigación de sus efectos sobre las
áreas



¡Siente tu bandera,
cree en tu país!

DIRECCIÓN PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN

Documento ISA UENCND 05-084

Medellín, Agosto 02 de 2005

Contenido

1OBJETIVO.....	1
2MARCO REGULATORIO.....	1
3ESQUEMA PROPUESTO.....	2
3.1ANTECEDENTES.....	2
3.2CONSIDERACIONES BÁSICAS Y SUPUESTOS.....	4
3.3SITUACIÓN ACTUAL.....	7
3.3.1Área Caribe.....	7
3.3.2Área Caribe 2.....	7
3.4ESQUEMA PROPUESTO.....	8
3.4.1Esquema General.....	8
3.4.2Diseño del esquema para detección de aislamiento.....	9
3.4.3Deslastre de la carga de Córdoba - Sucre.....	13
3.4.4Deslastre de la carga rural de Atlántico.....	14
3.4.5Deslastre de la carga de Guajira–Cesar-Magdalena (GCM).....	14
3.5RESULTADOS AREA CARIBE.....	15
3.6RESULTADOS AREA CARIBE 2.....	28
3.7BENEFICIOS DEL ESQUEMA ESBF.....	36
3.7.1Área Caribe.....	37
3.7.2Área Caribe 2.....	39
3.8CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	44

Página en Blanco

Esquema Suplementario de Baja Frecuencia (ESBF) para las Áreas Caribe y Caribe 2

1 OBJETIVO

Presentar los análisis eléctricos que soportan la propuesta de implementación del esquema suplementario por baja frecuencia y df/dt para las áreas Caribe y Caribe 2, que permita la detección efectiva de aislamiento y que una vez ocurra, prevenga el colapso total de las Áreas Caribe o Caribe 2. Este esquema es necesario para aumentar la transferencia hacia el área ante condiciones de emergencia o déficit de generación en el área y con la indisponibilidad de un circuito San Carlos – Cerromatoso o un circuito Sabanalarga-Chinú

Particularmente, se pretende que con la actuación del Esquema Suplementario de Baja Frecuencia (ESBF) a diseñar, se mantenga el balance Carga – Generación, evitando el disparo por baja frecuencia de la generación del área.

En este sentido, el objetivo principal del Esquema es reducir de manera apreciable los tiempos de restablecimiento de la carga en las Áreas luego de un evento de aislamiento con altas transferencias previas.

El esquema a diseñar debe optimizar al máximo el requerimiento de recursos de protección y telecomunicaciones, haciendo uso, en lo posible, de los elementos disponibles en la actualidad.

2 MARCO REGULATORIO

Desde el punto de vista de planeamiento eléctrico, para el análisis de generaciones de seguridad, límites de intercambio y estudios de estabilidad dinámica del sistema, se utilizan los criterios establecidos en las resoluciones vigentes.

A continuación se resumen los criterios establecidos en las Resoluciones CREG 025/1995 y 083/1999.

CREG 025/95

- En estado estacionario las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV, 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje máximo es 105% del valor nominal.
- La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de tensión y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.
- La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de voltaje de operación con respecto al nominal del equipo.
- La operación del sistema dentro de los límites de carga determinados anteriormente, exceptuando la sobrecarga de transformadores, se consideran como operación normal. Fuera de ellos el sistema se considera que está en estado de alerta o de emergencia.

- En el análisis de estado estacionario se consideran sólo contingencias sencillas en las líneas de transmisión y en los bancos de transformación 230/115 kV ó 220/110 kV.
- Ante una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de transmisión, en cercanía a la subestación con mayor nivel de cortocircuito, la cual es aclarada con tiempo de protección principal y asumiendo salida permanente del elemento en falla, el sistema debe conservar la estabilidad.
- En las máquinas, los ángulos del rotor deben oscilar de forma coherente y amortiguada con respecto a una referencia. En el caso de resultar redes aisladas después de un evento, en cada red se escogerá una referencia, que generalmente es la planta de mayor capacidad.
- Las corrientes e impedancias vistas por los relés vecinos, deben ser tales que no ocasionen la salida de elementos adicionales, lo cual originaría una serie de eventos en cascada.
- En las barras principales del sistema de transmisión la tensión en estado transitorio no debe estar por debajo de 0.8 p.u. durante más de 500 ms.
- Al evaluar la estabilidad del sistema de transmisión ante pequeñas perturbaciones, se debe chequear que los valores propios tengan componente de amortiguación. Si no hay amortiguación se deben ajustar apropiadamente los sistemas de control de las unidades de los equipos del SIN y como último recurso, limitar las transferencias por el sistema de transmisión.

CREG 061/96

- En donde el esquema de desconexión nacional sea insuficiente, por ejemplo en áreas radiales o que a pesar de ser enmalladas se prevé su aislamiento del SIN, las empresas que estén localizadas en estas áreas deberán instalar esquemas suplementarios que permitan conservar parte de su carga y generación en condiciones de aislamiento. Estos esquemas suplementarios serán analizados entre el CND, los CRD's y las empresas involucradas y aprobados por el CNO.

CREG 083/99

- El CND operará el SIN respetando los límites, tanto en estado normal como de sobrecarga, declarados por los agentes para sus equipos, límites que deberán ser sustentados técnicamente tanto en el momento en que se efectúe la declaración inicial, como en el momento en que se solicite la modificación de estos límites.

3 ESQUEMA PROPUESTO

3.1 Antecedentes

La línea de Interconexión a 500 kV entre el Área Caribe y el Centro del País ha sido blanco de numerosos atentados contra su infraestructura. Esto ha conducido a que se presenten diferentes condiciones de operación en la línea, relacionadas directamente con los circuitos indisponibles. Así mismo, hace probable la ocurrencia de eventos de aislamiento, aún con todos los circuitos disponibles, si se realizan atentados coordinados y simultáneos sobre alguno de sus tramos.

La situación más común durante los últimos dos años ha sido la indisponibilidad de un circuito San Carlos – Cerromatoso 500 kV o Sabanalarga - Chinú. Por lo tanto, la planeación y la operación han tenido en cuenta condiciones de riesgo de aislamiento para asegurar la confiabilidad de la atención de la demanda del Área Caribe y Caribe 2. La seguridad de las Áreas están soportadas por la correcta actuación del Esquema de Deslastre Automático de Carga por baja frecuencia (EDAC), el ajuste apropiado de los relés de protección de las unidades de generación y por el cálculo adecuado de los límites de importación de las Áreas. El cálculo actual de los límites de importación considera un factor de seguridad adicional consistente en que la frecuencia mínima permitida en la simulación es superior en 0.5 Hz a lo establecido en el Código de Operación y el tiempo máximo por debajo de 58.5 Hz es inferior en 5 segundos. Con lo anterior, se busca que los límites calculados sean robustos frente a variaciones en la demanda, en los porcentajes de desconexión del EDAC o en la respuesta dinámica de las máquinas, con respecto a lo simulado.

Bajo condiciones de operación con un circuito San Carlos-Cerromatoso o Sabanalarga – Chinú 500 kV, en donde el límite de importación se ve reducido sustancialmente, se ha presentado en varias oportunidades problemas déficit de potencia en las áreas Caribe y Caribe 2 por insuficiencia o baja presión de gas, lo cual ha conllevado a la falta de atención de parte de la demanda por restricciones eléctricas.

Otro aspecto importante es la diferencia entre el límite de importación del área con dos circuitos San Carlos – Cerromatoso 500 kV en servicio y el límite con un solo circuito. Actualmente para demanda máxima con dos circuitos el límite de importación es de 960 MW, mientras que con un circuito es 450 MW. Ante el evento de estar operando con dos circuitos y se presente la salida de uno de estos, las características técnicas de las unidades de generación del área (en su mayoría térmicas), hacen que pasar de la transferencia inicial hasta alcanzar la máxima transferencia eléctricamente permitida con un circuito sea un proceso que implica un lapso de tiempo que en algunas ocasiones ha sido del orden de horas, lo cual implica alto riesgo en la seguridad y confiabilidad en la atención de la demanda del área Caribe durante el mismo.

Finalmente, debido a los trabajos proyectados para la ampliación de los campos gasíferos de Chuchupa, se espera una reducción de la disponibilidad de Gas en Guajira, por lo cual habrán disponibles hasta 240 MPCD por períodos entre 3 y 5 días en los meses de octubre/05 a enero/06. El sector Eléctrico dispondría sólo de 66 MPCD, los cuales servirían para generar 337 MW aproximadamente en las plantas más eficientes del área. A pesar de poder contar con una generación aproximada de 100 MW con combustibles sustituto "Fuel Oil" en las unidades de Termobarranquilla 3 y 4, la condición esperada puede llevar a una situación crítica para la atención de la demanda por déficit de potencia en el área si se tiene para estas fechas disponible sólo un circuito San Carlos-Cerromatoso o Sabanalarga-Chinú, situación similar a la descrita en los párrafos anteriores. Ver Figura 1

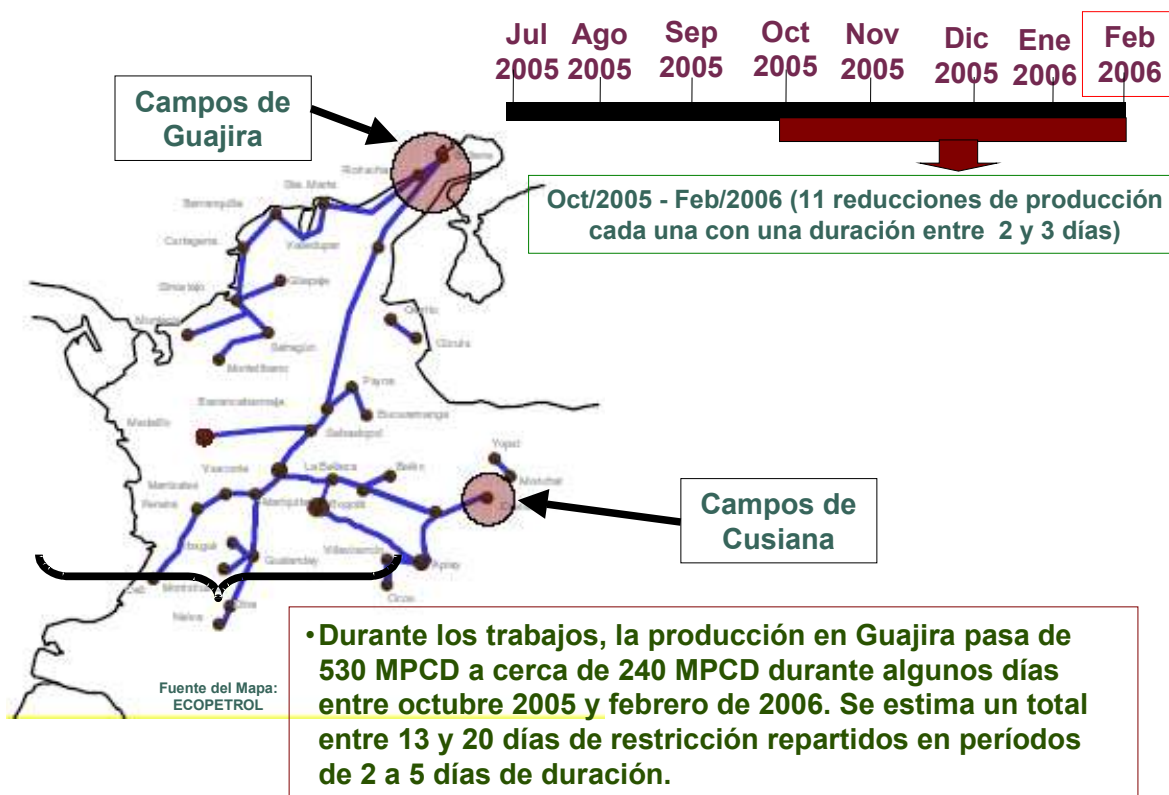


Figura 1. Condición de producción Gas esperada para Guajira

De estos análisis se concluyó que es necesario plantear un esquema suplementario con el objetivo de habilitar mayores importaciones de manera confiable en condiciones de emergencia para el área Caribe y Caribe 2, ante la indisponibilidad de un circuito San Carlos–Cerromatoso o Sabanalarga–Chinú a 500 kV y el disparo del circuito que queda en servicio.

El Centro Nacional de Despacho ha recomendado anteriormente la implementación de un esquema de similares características en el documento ISA UENCND 111-03. Tal documento presenta la filosofía básica para el diseño de esquemas suplementarios de baja frecuencia sobre la cual se basa este documento.

Este documento presenta una descripción detallada del esquema. Adicionalmente se presenta el ajuste y los valores esperados de los nuevos límites de importación del área Caribe y Caribe 2 con la implementación del esquema.

3.2 Consideraciones Básicas y Supuestos

- **Demanda:** Se presentan los resultados para los períodos típicos de demanda máxima, media y mínima: 20, 14 y 03 respectivamente.
- Se considera la última actualización del Esquema de desconexión de carga por baja frecuencia (EDAC) del área Caribe, el cual se resume en la Tabla 1. La concepción básica es que el esquema nacional EDAC es lento para enfrentar un aislamiento de la Costa Atlántica, por lo tanto el esquema suplementario(ESBF) debe complementar al esquema nacional en las ultimas dos etapas para bajas transferencias, y las ultimas cuatro para altas transferencias.

- Para altas transferencias, el criterio a aplicar es que el ESBF permita mantener la frecuencia entre 58.0 y 58.4 mediante disparos rápidos hasta que se den las condiciones de actuación de las dos últimas etapas del EDAC Nacional.
- Se considera disponible el Compensador Estático SVC de Chinú.
- Se consideran los ajustes actuales del esquema de sobretensión del área GCM, el cual se resume en la Tabla 2.
- Se considera la operación en modo automático del VQ de Cuestecitas, el cual da orden sobre los interruptores asociados al reactor de 20 MVAR y el condensador de 40 MVAR una vez la tensión salga de la franja de ajuste de operación durante 10 segundos. Para el caso es importante tener en cuenta la conexión del reactor (en caso de estar fuera de línea) a los 10 segundos una vez la tensión ha salido de la franja superior de operación.

Tabla 1. Esquema actual de desconexión de carga por baja frecuencia EDAC

Etapas	Umbral de frecuencia [Hz]	Desconexión de Carga [%]	Retardo Intencional [ms]
1	59.4	5	200
2	59.2	5	200
3	59	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
Total Desconexión [%]		40	

Tabla 2. Esquema actual de sobretensión en el área GCM

ETAPA	APERTURA DE	AJUSTE DE TENSIÓN	RETARDO
1	Condensador 1 de 40 MVAR de Fundación	242 kV	300 ms
2	Condensador de 40 MVAR de Cuestecitas	242 kV	500 ms
3	Condensadores 2 y 3 de 20 MVAR de Fundación	242 kV	500 ms
4	Un circuito Guajira – Cuestecitas	245 kV	10 s

3.3 Situación actual

3.3.1 Area Caribe

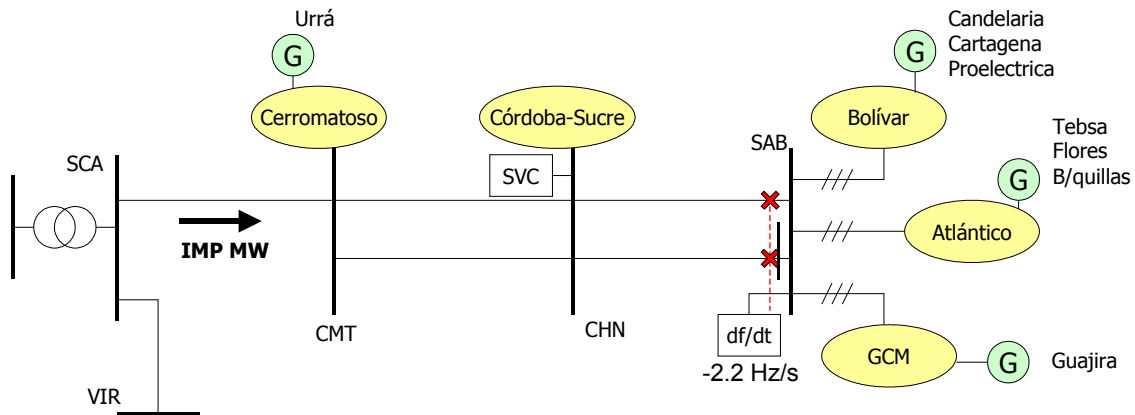


Figura 2. Condición actual esquemas suplementarios en el área Caribe

El esquema de operación actual para cuando sólo se dispone de un circuito San Carlos – Cerromatoso se muestra en la Figura 2.

En la actualidad se tienen definidos límites de importación para el área Caribe por períodos (documento ISA UENCND 049-05), tal como se ilustra en la Tabla 3

Tabla 3. Límites Normales de Operación (MW)

	P1 - P8	P9 - P14	P15 - P18	P19 - P21	P22	P23	P24
LIM MAX ORDINARIO	300	320	350	450	450	350	320
LIM MAX FESTIVO	250	250	250	400	350	350	250

Estos límites fueron encontrados basados en la actuación sólo del esquema EDAC y la actuación de los relés de sobretensión del área GCM.

3.3.2 Area Caribe 2

El esquema de operación actual para cuando sólo se dispone de un circuito Sabanalarga – Chinú se muestra en la Figura 3

En la actualidad se tienen definidos límites de importación para el área Caribe 2 como el 20% de la demanda compuesta por GCM, Bolívar y Atlántico

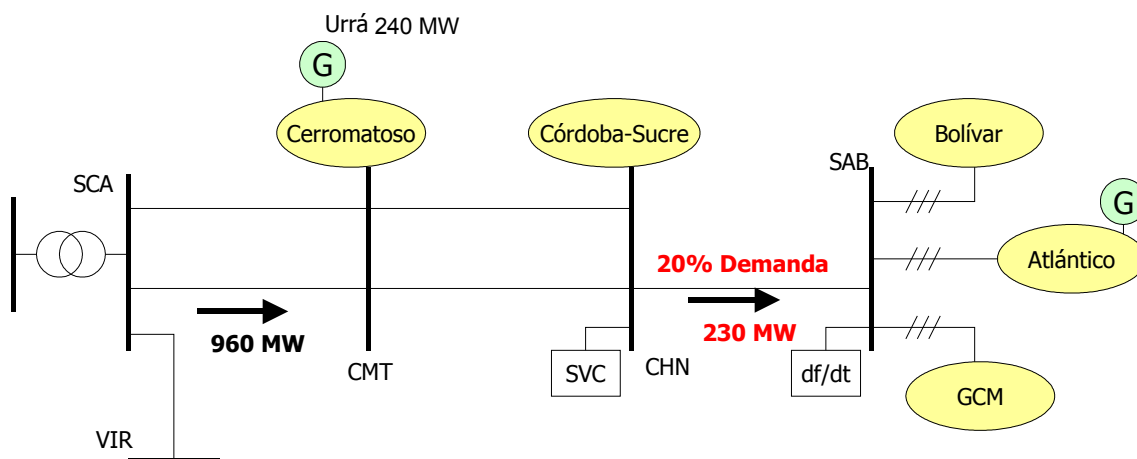


Figura 3. Condición actual esquemas suplementarios en el área Caribe 2

3.4 Esquema Propuesto

3.4.1 Esquema General

El objetivo de plantear este esquema es el aumento del límite de importación del área Caribe y Caribe 2 para condiciones de emergencia y ante indisponibilidad de un circuito San Carlos–Cerromatoso o Sabanalarga – Chinú 500 kV. Como se observa en la Figura 4, se propone la implementación de dos relés df/dt, uno en la subestación Chinú 500 kV y el otro en Sabanalarga 220 kV.

Cada uno de los relés consta de dos etapas de disparo, las cuales serán utilizadas para implementar el esquema general. Para el caso de Chinú se plantea realizar la desconexión de la totalidad de la carga del área Córdoba – Sucre en dos etapas mediante el disparo de circuitos a 110 kV que llegan a la subestación Chinú 110 kV. Para el caso de Sabanalarga, se plantea utilizar la primera etapa del relé para desconectar la carga del área GCM mediante el disparo de los tres circuitos Sabanalarga – Fundación 220 kV. La segunda etapa del relé de esta subestación se utilizará para desconectar la carga rural de Atlántico mediante el disparo del transformador 220/110 kV de la subestación Sabanalarga y la carga asociada también a esta última subestación.

Con la implementación de cada una de las etapas se pretende aumentar el límite por pasos, hasta llegar a un valor que se espera reduzca al máximo los posibles racionamientos por condiciones de emergencia o déficit de generación en el área, así como la probabilidad de colapsos por aislamiento del área.

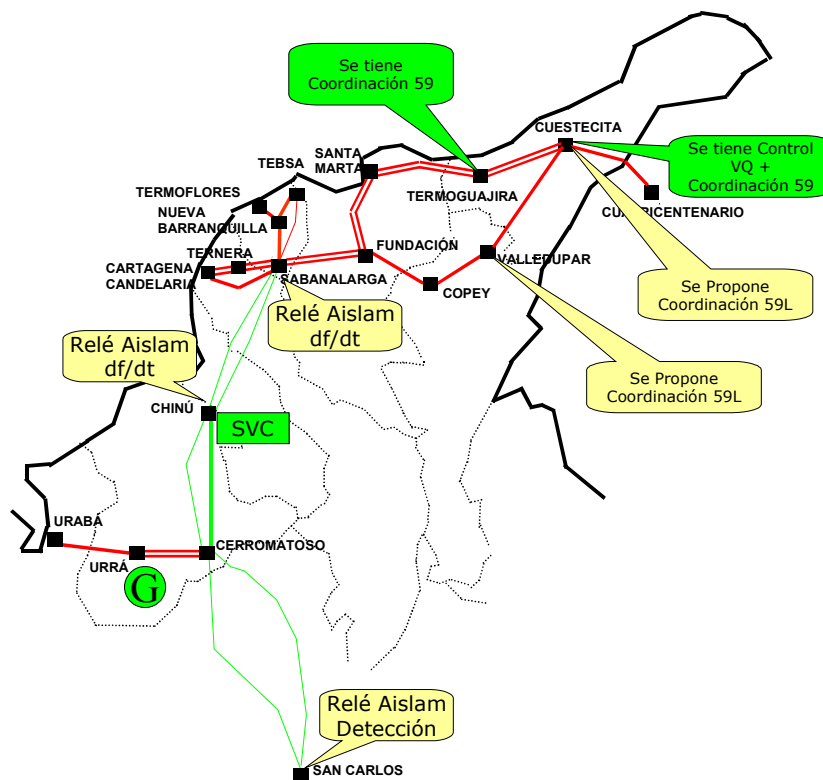


Figura 4. Esquema General Propuesto

3.4.2 Diseño del esquema para detección de aislamiento

El componente básico y primordial para el diseño de un Esquema Suplementario de Baja Frecuencia efectivo para el Área Caribe, es la estrategia de detección de aislamiento.

En este caso, se requiere que la estrategia sea lo suficientemente robusta para obtener una adecuada selectividad para diferenciar entre un aislamiento y un evento de pérdida de generación. Así mismo, debe permitir la actuación del esquema suplementario incluso en casos en que se presenten fallas en parte del sistema de detección de aislamiento.

Existen diferentes métodos para detectar una condición de aislamiento de un área. A continuación se hace un recuento de los métodos analizados y las características propias de cada uno:

- Supervisión de la posición de los interruptores de las líneas de interconexión. Puede ser local o telemedida. Es útil cuando se conoce exactamente cual es el punto en donde ocurrirá el aislamiento. Sin embargo, este método presenta baja confiabilidad, por cuanto su activación depende de relés de fin de carrera asociados al interruptor y en que requiere sistemas de telecomunicación para enviar disparos transferidos.
- Activación por pendiente de frecuencia (df/dt). Es el método más utilizado para enfrentar desbalances súbitos Generación – Demanda. Su utilidad radica en que ofrece una rápida solución al desbalance desconectando bloques de carga cuando detecta grandes pendientes de caída de la frecuencia. Sin embargo, el nivel de selectividad de este método depende de que existan diferencias detectables en la variable df/dt entre un aislamiento y pérdidas probables de generación.

- Separación Angular. Este método está basado en una tecnología denominada “Mediciones Fasoriales Sincronizadas”, mediante el cual se pueden obtener valores instantáneos de los Fasores de Voltaje y Corriente en diferentes puntos de la Red. Para su implementación se requiere un equipo especializado para la medición de Fasores, consistente en un receptor GPS y un procesador de la señal de Voltaje o Corriente. Adicionalmente requiere de canales de comunicación altamente confiables para cada elemento con los cuales transmitir los valores obtenidos por medición. El uso de este método para la aplicación de detección de aislamiento, consiste en comparar los ángulos medidos en dos puntos y si la diferencia es mayor que un valor predeterminado, ordenar el disparo de las cargas seleccionadas.
- Diferencia de Frecuencias. Este método consiste en la detección de diferencias en la frecuencia en dos puntos diferentes de la Red. Su implementación requiere relés de frecuencia y comunicaciones. Generalmente, las comunicaciones son utilizadas para transmitir los valores medidos en cada punto. En este estudio se propone una variación al esquema tradicional, mediante el envío de una señal de bloqueo por frecuencia en lugar de transmitir un valor por el canal de comunicaciones. Este es el método más recomendable para la aplicación en estudio debido a su relación costo/beneficio.

El esquema seleccionado debe ser lo suficientemente robusto para que detecte aislamiento en cualquiera de los tres tramos que conforman la línea a 500 kV entre las subestaciones de San Carlos y Sabanalarga.

Una vez realizados los análisis de los esquemas descritos, se seleccionó el método de diferencia de frecuencias. El módulo básico está compuesto por dos relés de baja frecuencia instalados en cada una de las islas que se forman luego del evento y por un elemento de lógica implementado en el sitio donde se quiere disparar la carga. La Figura 5 muestra el esquema del módulo propuesto.

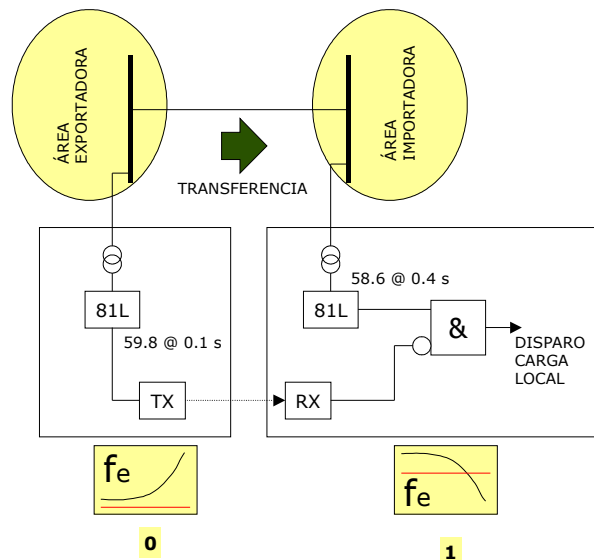


Figura 5. Esquema de Detección de Aislamiento

El principio de funcionamiento del esquema de detección de aislamiento se basa en que luego del aislamiento de las dos áreas, sus comportamientos de frecuencia dependen de la dirección del flujo de potencia previo al evento. Así, el área que está exportando presentará un balance generación/demanda mayor que 1, por lo tanto tendrá tendencia al aumento de la frecuencia. Por otra parte, el área importadora presentará un balance generación/demanda menor que 1 con la consiguiente caída de la frecuencia. Por el contrario, cuando ocurre un evento de frecuencia de ámbito global a las dos áreas, su comportamiento es casi idéntico.

Un esquema de detección de aislamiento basado en este principio deberá monitorear las frecuencias de ambas islas y enviar una señal desde el área exportadora al área importadora indicando su condición de frecuencia. Con ambas medidas disponibles, la lógica decidirá si se cumplen las condiciones para el disparo de la carga por aislamiento y actuará en consecuencia.

En el ESBF propuesto aquí, se pretende que la desconexión de carga necesaria para enfrentar un aislamiento con altas transferencias previas sea rápida y altamente confiable. Por lo tanto, se utilizará un esquema de bloqueo que impida el disparo de los relés de frecuencia y gradiente (df/dt) asociados al esquema cuando el evento sea global y que les permita actuar libremente frente a un aislamiento. Con lo anterior se logra independencia del canal en los momentos críticos de un aislamiento, reduciendo la probabilidad de actuación indeseada del esquema.

La señal de bloqueo es producida por el relé instalado en el área exportadora, con un ajuste igual al valor mínimo de la banda de operación nominal de frecuencia, en este caso 59.8 Hz. Así, inhibirá el disparo de la carga en el área importadora al enviar una señal a través del canal cuando la frecuencia en el área exportadora sea inferior al ajuste, y por lo tanto, indicando un evento global.

Los relés de frecuencia y/o gradiente del área importadora se ajustan de manera coordinada con el fin de lograr el objetivo planteado de disparar únicamente la carga necesaria para volver a encontrar el balance generación/demanda.

La secuencia de la Figura 6 resume los cuatro diferentes estados que puede tomar el esquema dependiendo del evento y del estado del canal de comunicaciones.

Como puede observarse, el único estado indeseable es el EVENTO GLOBAL – FALLA CANAL, en el cual se envía señal de bloqueo, pero no es detectada por la lógica debido a la indisponibilidad del canal. No obstante, la probabilidad de combinada de un evento global lejano a la zona de influencia y de la falla del canal es muy baja. Y aún así, en caso de actuación, su efecto será benéfico, aunque indeseado, al contribuir para alcanzar nuevamente el balance generación/demanda.

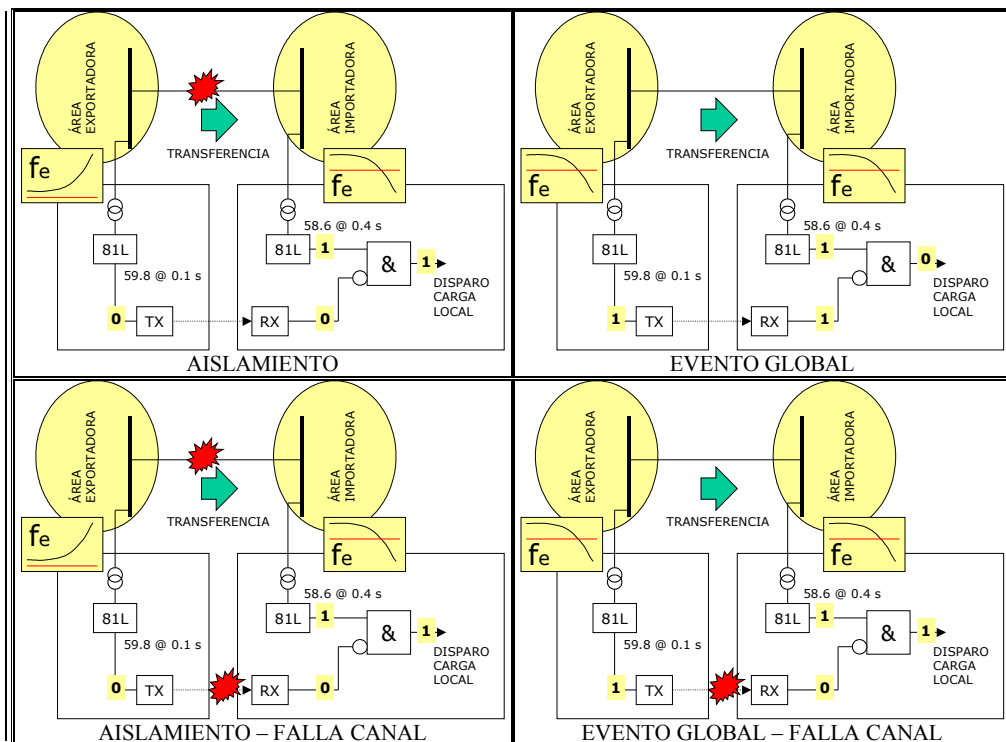


Figura 6. Posibles estados de la detección de Aislamiento

El esquema detallado de detección de aislamiento para el área Caribe se ilustra en la Figura 7.

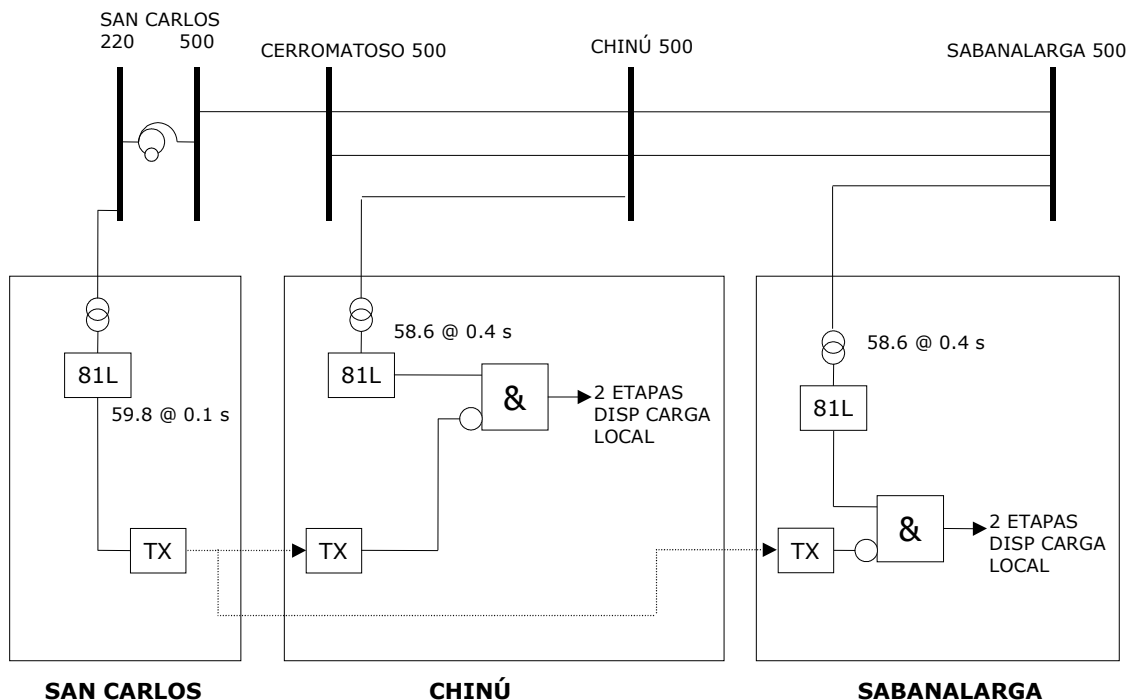


Figura 7. Posibles estados de la detección de Aislamiento

La instalación del relé de frecuencia en San Carlos 220 kV responde a que se quieren detectar también los casos de aislamiento por disparo en la transformación 500/220

kV. Así mismo, se requieren dos canales de comunicación de un bit cada uno para transmitir la señal de bloqueo entre las tres subestaciones.

Aunque como todo esquema de protección este esta susceptible de una mala operación, la optimización de los recursos de protección y telecomunicaciones, además de controlar los costos de implementación y AOM del esquema, aumenta su confiabilidad debido a que reduce el número de elementos que pueden fallar.

3.4.3 Deslaste de la carga de Córdoba - Sucre

En esta etapa se plantea la implementación del relé de pendiente de frecuencia (df/dt) en la subestación Chinú 500 kV. Como se explicó anteriormente el relé se utilizará para desconectar la carga de Córdoba - Sucre, específicamente se enviará disparo a los circuitos 732 (Coveñas), 716 (Chinu Planta), 730 (San Marcos), 713 (Since), 714 (Monteria) y 731 (Boston), lo cual corresponde al 100% de la demanda del área. Los interruptores que se disparan ante la actuación de estas etapas se ilustran en la Figura 8.

Los ajustes propuestos para este relé son:

- Primera etapa -1.1 Hz/s, 400 ms (relé como gradiente de frecuencia)
- Segunda etapa 58.2 Hz, 1 s (relé como umbral de frecuencia)

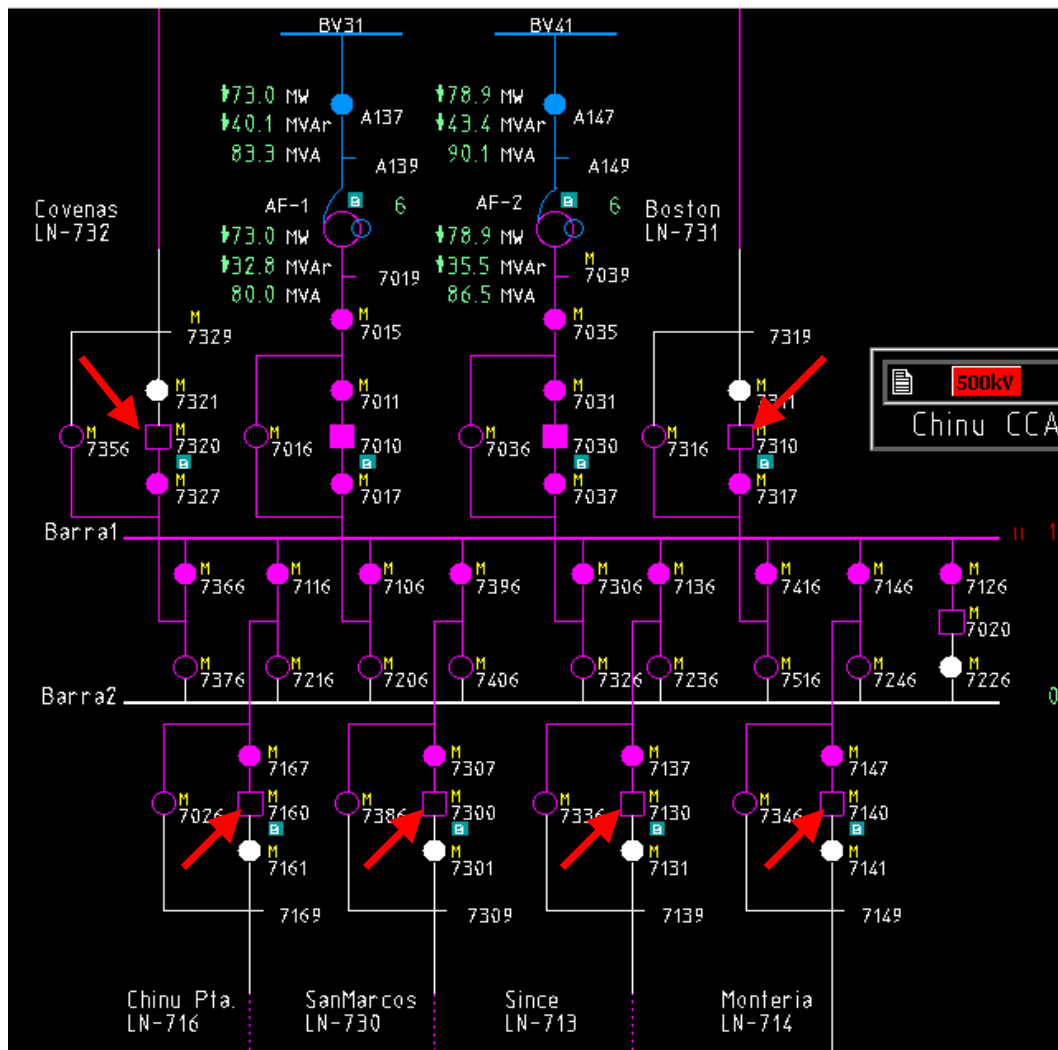


Figura 8. Interruptores abiertos por el relé df/dt en Chinú

3.4.4 Deslaste de la carga rural de Atlántico

En esta etapa se plantea la implementación del relé de frecuencia en la subestación Sabanalarga 220 kV. Este etapa del relé se utilizará para enviar disparo a los interruptores 8110, 8130, 8510 y 8530, los cuales abren el transformador 220/110 kV y la carga asociada a la subestación Sabanalarga. Los interruptores que se disparan ante la actuación de esta etapa se ilustran en la Figura 9.

Los ajustes propuestos para este relé son:

- 58.3 Hz, 200 ms (relé como umbral de frecuencia)

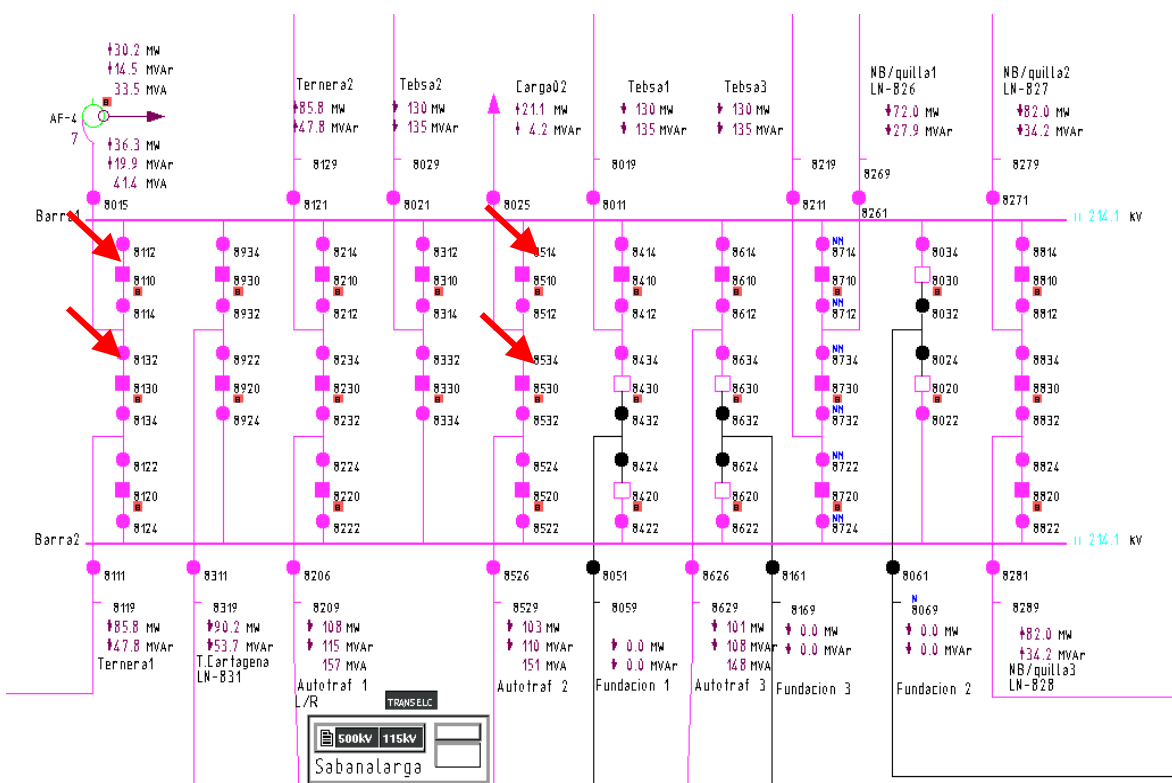


Figura 9. Interruptores abiertos por el relé de frecuencia en Sabanalarga

3.4.5 Deslaste de la carga de Guajira–Cesar–Magdalena (GCM)

En esta etapa se plantea utilizar la segunda etapa del relé df/dt instalado en la subestación Sabanalarga 220 kV. El objetivo de esta etapa es desconectar la carga de GCM. La desconexión rápida de esta carga cumple con dos objetivos, uno es el control de la frecuencia y el otro es el control de voltajes. Este último es muy importante ya que la desconexión de gran parte del carga del área hace que la tensiones aumenten rápidamente, lo que se logra controlar al desconectar las líneas largas de GCM.

Para la desconexión de esta carga se enviará disparo a los interruptores 8020, 8030, 8420, 8430, 8620 y 8630, los cuales abren los tres circuitos Sabanalarga-Fundación en Sabanalarga, tal como se ilustra en la Figura 10.

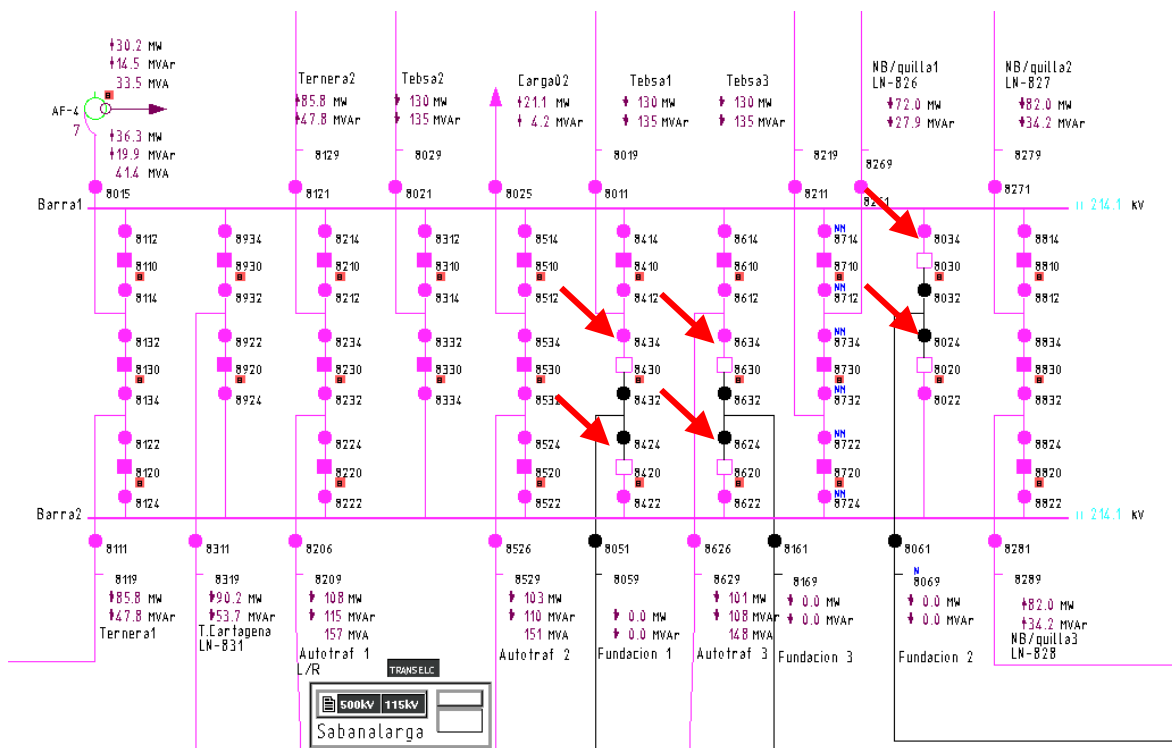


Figura 10. Interruptores abiertos por el relé de frecuencia (df/dt) en Sabanalarga

3.5 Resultados Area Caribe

A continuación se presentan los resultados obtenidos para los ajustes de los relés df/dt de Chinú y Sabanalarga. De acuerdo con los análisis eléctricos realizados, los ajustes para estos relés son:

CHINÚ

Etap 1:

Umbral de frecuencia 59.6 Hz

Diferencia de frecuencia -1.1 Hz/s

Número de ciclos de medida 5 ciclos

Temporización Intencional 400 ms

Orden de disparo circuitos 110 kV

subestación Chinú

Etapa 2:	Umbral de frecuencia 58.2 Hz
	Número de ciclos de medida 5 ciclos
	Temporización Intencional 1000 ms
	Orden de disparo circuitos 110 kV
subestación Chinú	

SABANALARGA

Etapa 1:	Umbral de frecuencia 59.8 Hz
	Diferencia de frecuencia -1.6 Hz/s
	Número de ciclos de medida 5 ciclos
	Temporización Intencional 100 ms
	Orden de disparo circuitos 1, 2 y 3 a
220 kV Sabanalarga-Fundación	

Etapa 2:	Umbral de frecuencia 58.3 Hz
	Número de ciclos de medida 5 ciclos
	Temporización Intencional 200 ms
	Orden de disparo transformador
220/110 kV y carga s/e Sabanalarga	

El comportamiento del sistema de potencia ante aislamiento, así como los valores límites de importación del área Caribe con los ajustes descritos se describen a continuación.

3.5.1.1 Demanda Máxima

3.5.1.1.1 Importación 450 MW

Con el fin de encontrar el valor de ajuste del relé df/dt , es necesario verificar el valor de esta variable en el límite actual de 450 MW.

Como se observa en la Figura 11, en el límite actual el valor de df/dt está alrededor de -1.0 Hz/s y el umbral de frecuencia esta por encima de 58.3 Hz. Con estos valores no actuaría ninguna de las etapas del esquema ESBF y la tensiones se controlan adecuadamente.

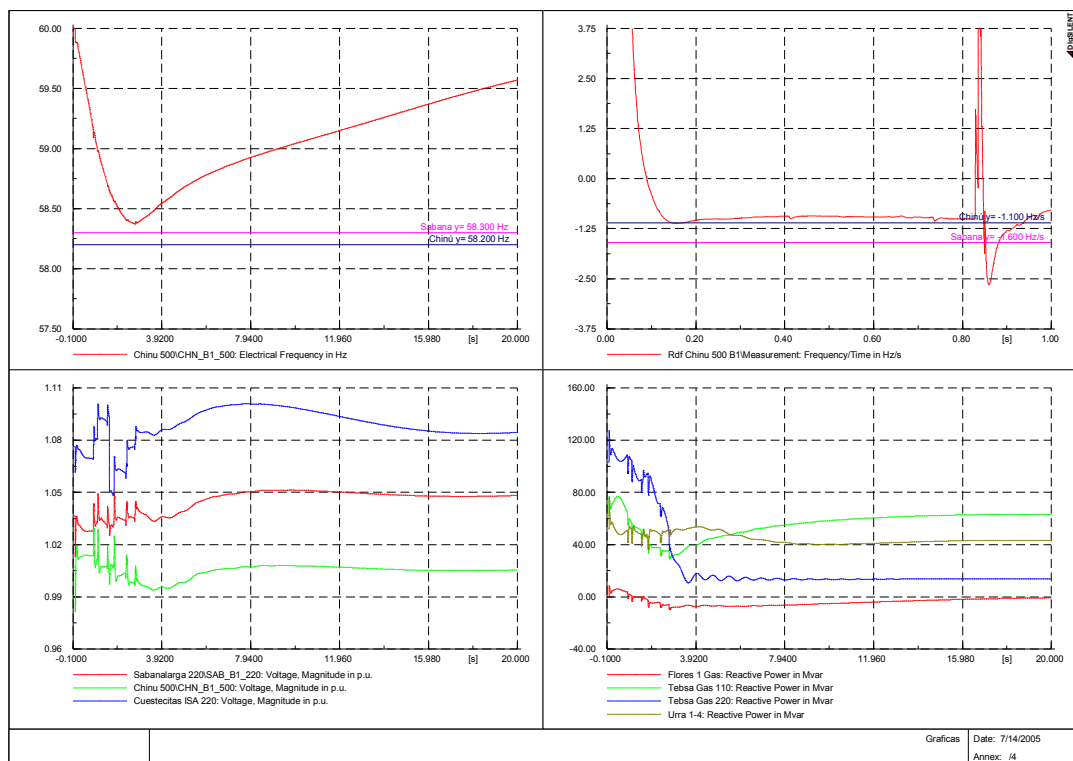


Figura 11. Caribe Importación 450 MW

3.5.1.1.2 Importación 500 MW

Al aumentar el intercambio a 500 MW, las condiciones de frecuencia en el área evolucionan según se muestra en la Figura 12. Se observa que la frecuencia logra bajar por debajo del umbral de 58.3 Hz durante más de 200 ms, lo cual hace que actúe la etapa 2 del relé df/dt instalado en Sabanalarga, deslastrando la carga rural de Atlántico.

A su vez se observa un valor del df/dt que si bien esta por debajo de -1.1 Hz/s, este no permanece más de 400 ms por debajo de dicho valor, lo cual impide la actuación de la etapa 1 del relé. Sin embargo, si dadas la condiciones resultantes del evento llegase a actuar esta etapa 1 deslastrando el 100 % de la carga de Córdoba-Sucre, el resultado es que la caída de la frecuencia se logra controlar más rápidamente, con lo que no alcanzaría a actuar la etapa 2 del relé de Sabanalarga y se espera que el deslastre de carga en las demás áreas sea menor.

Desde el punto de vista del control de voltaje, con el esquema actual implementado en GCM, si bien las tensiones no se ven sean peligrosas para la seguridad de los equipos, si se hace necesario tomar una acción preventiva para garantizar un nivel de voltaje operativo más adecuado para mejorar las condiciones finales del área. La acción preventiva en mención, una vez realizado varias sensibilidades, debe ser la salida de la línea Cuestescitas-Valledupar.

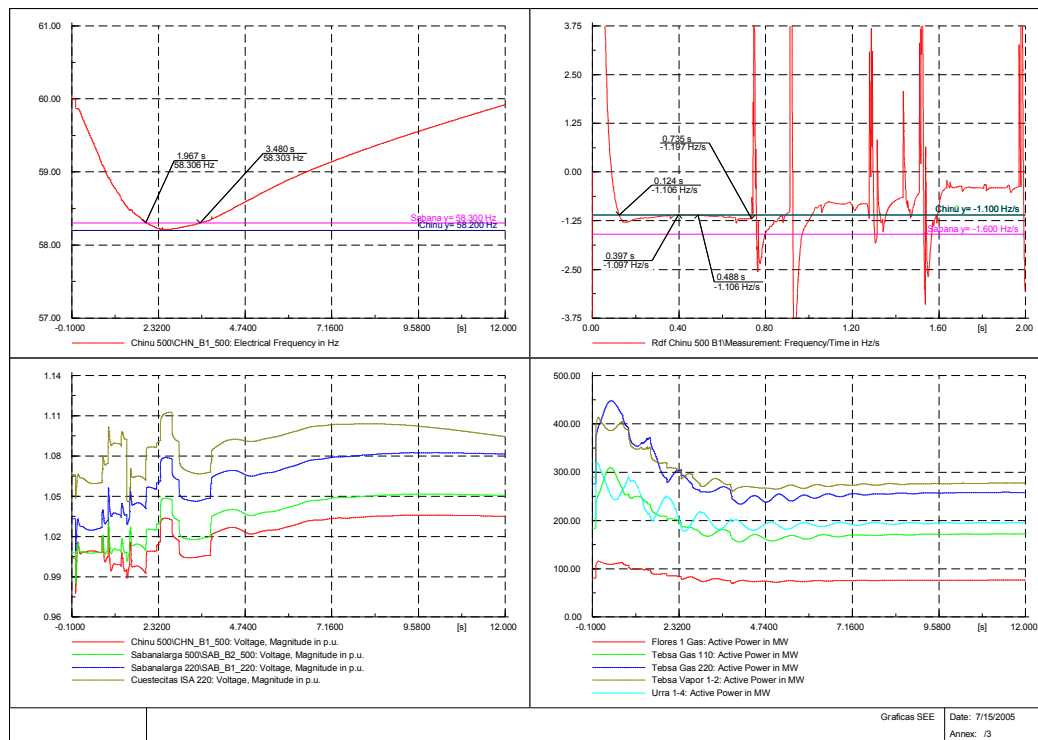


Figura 12. Caribe mportación 500 MW

3.5.1.1.3 Importación 550 MW

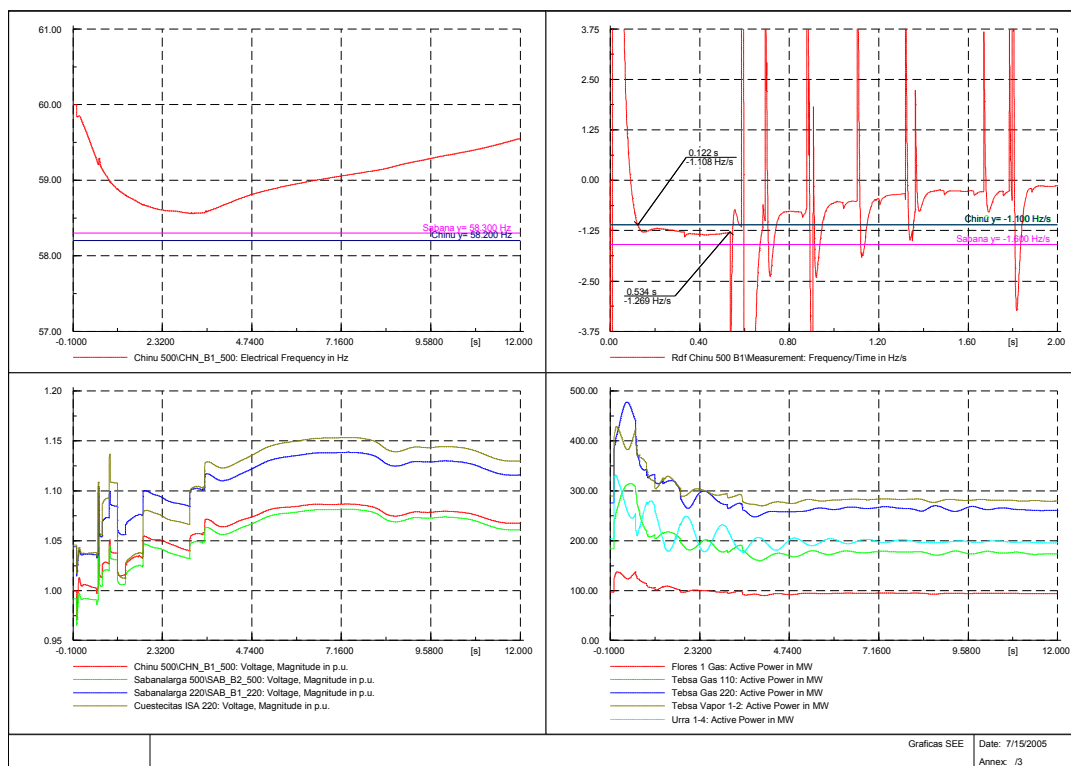


Figura 13. Caribe Importación 550 MW

Al aumentar la importación a 550 MW, la frecuencia evoluciona como se muestra en la Figura 13. En este caso, se obtienen valores sostenidos de df/dt por debajo de -1.1

Hz/s por más de 400 ms, lo cual lleva a la actuación de la etapa 1 del relé de Chinú y el deslastre de la carga de Córdoba-Sucre.

Con el deslastre acelerado de la carga de Córdoba-Sucre, la frecuencia mínima es del orden de 58.4 Hz. Por lo tanto, se concluye que -1.1 Hz/s es el valor óptimo de ajuste de la primera etapa y que actuará a partir de importaciones del orden de 550 MW.

3.5.1.1.4 Importación 600 MW

Al aumentar la importación a 600 MW, la frecuencia evoluciona como se muestra en la Figura 14. En este caso, al igual que en el anterior, se obtienen valores sostenidos de df/dt por debajo de -1.1 Hz/s por más de 400 ms, lo cual lleva a la actuación de la etapa 1 del relé de Chinú y el deslastre de la carga de Córdoba-Sucre.

Con el deslastre acelerado de la carga de Córdoba-Sucre para este nivel de intercambio, la frecuencia mínima es del orden de 58.33 Hz. Para esta evolución de frecuencia el deslastre de carga por la actuación del EDAC es mayor y el control de voltajes en el área se hace más difícil. Sin embargo con el esquema actual implementado en GCM, la implementación del disparo del circuito Cuestecitas-Valledupar y la actuación del VQ de Cuestecitas (conexión del reactor) hace que se pueda tener un adecuado control de voltaje.

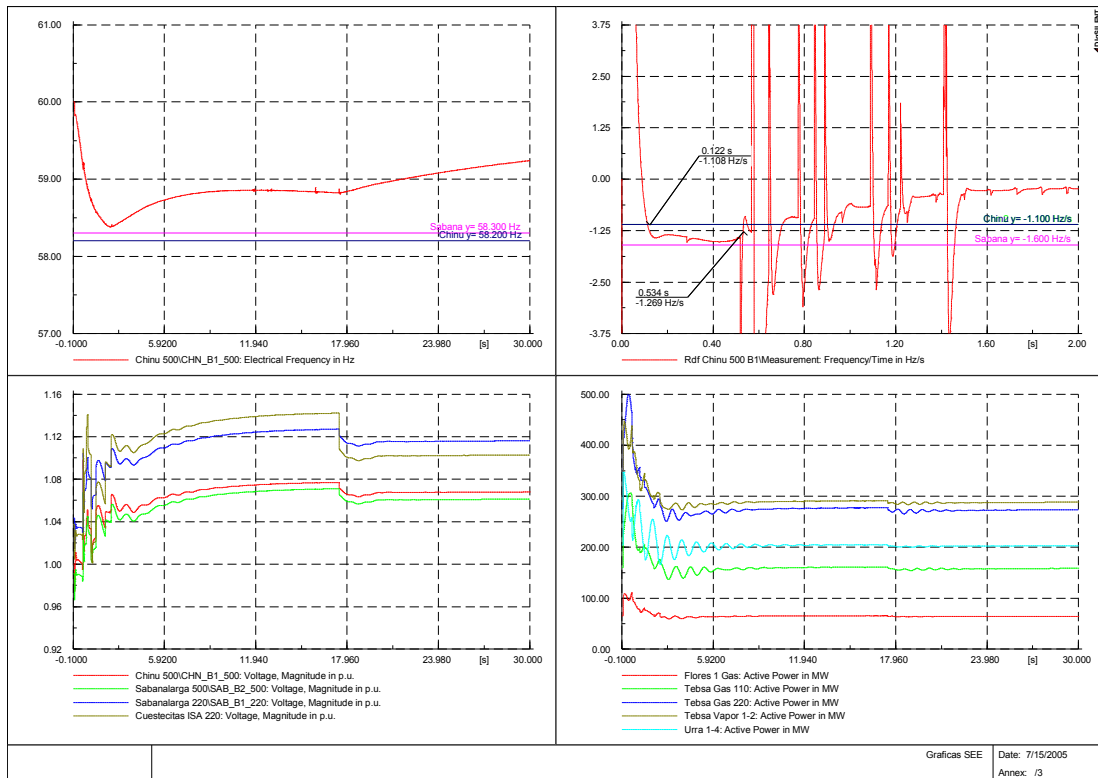


Figura 14. Caribe Importación 600 MW

Al analizar el comportamiento de otras variables como Potencia Reactiva generada por las unidades del área y la Potencia Reactiva generada por el SVC de Chinú y el Voltaje de las principales barras con los esquemas propuestos se observa que la tensión se encuentra alrededor de su límite superior de 1.1 p.u.

3.5.1.1.5 Importación 650 MW

Al aumentar la importación a 650 MW, la frecuencia evoluciona como se muestra en la Figura 15. En este caso se obtienen valores sostenidos de df/dt por debajo de -1.6

Hz/s por más de 100 ms, lo cual lleva a la actuación de la etapa 1 del relé de Sabanalarga y el deslastre de la carga de Guajira-Cesar-Magdalena.

Sin embargo, como se observa en la Figura 13, es posible que actúe primero el relé df/dt de Chinú en su primera etapa, ya que la variación en la pendiente de frecuencia posiblemente este enganchado y desenganchando el relé de Sabanalarga, en cuyo caso se desconectaría la carga de Córdoba-Sucre y posiblemente la carga rural de Atlántico, pero que de todas maneras permite que el área no colapse.

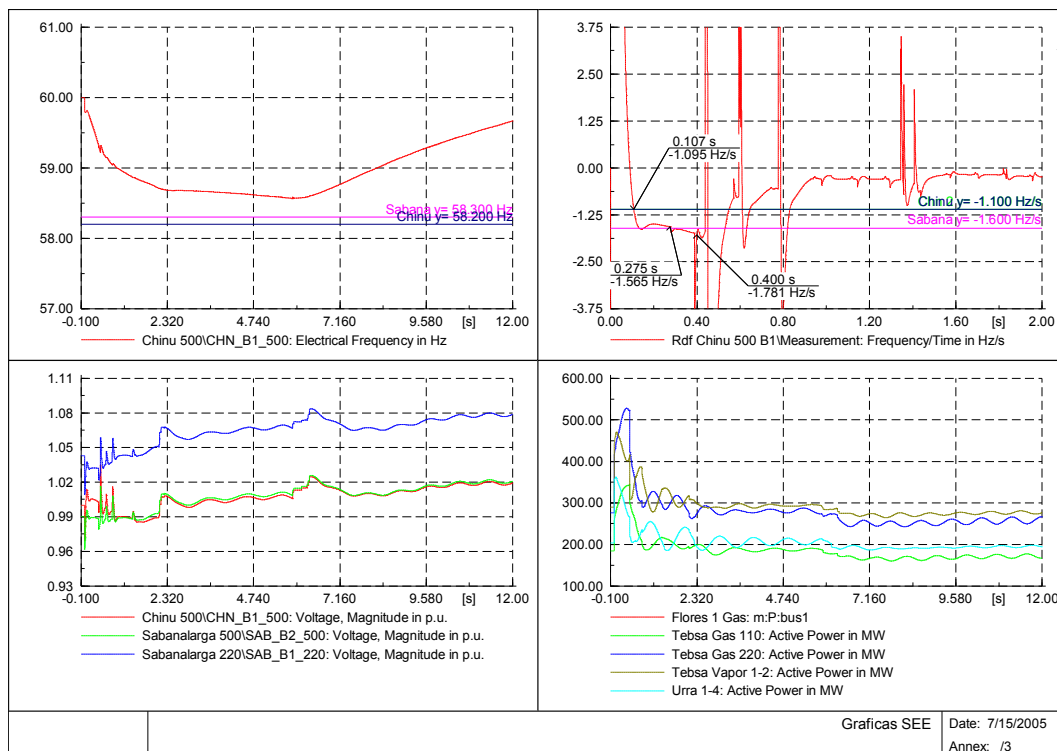


Figura 15. Caribe Importación 650 MW

Con el deslastre acelerado de la carga de GCM, la frecuencia mínima es del orden de 58.4 Hz. Por lo tanto, se concluye que -1.6 Hz/s es el valor optimo de ajuste de la primera etapa del relé de Sabanalarga y que actuará a partir de importaciones del orden de 650 MW.

3.5.1.1.6 Importación 700 MW

Al aumentar la importación a 700 MW, la frecuencia evoluciona como se muestra en la Figura 16. En este caso, al igual que en el anterior, se obtienen valores sostenidos de df/dt por debajo de -1.6 Hz/s por más de 100 ms, lo cual lleva a la actuación de la etapa 1 del relé de Sabanalarga y el deslastre de la carga de GCM.

Con el deslastre acelerado de la carga de GCM para este nivel de intercambio, la frecuencia mínima es del orden de 58.33 Hz. Para esta evolución de frecuencia el deslastre de carga por la actuación del EDAC es mayor y debido a que con la salida de GCM salen las líneas más largas del área, el control de voltajes en el área es adecuado.

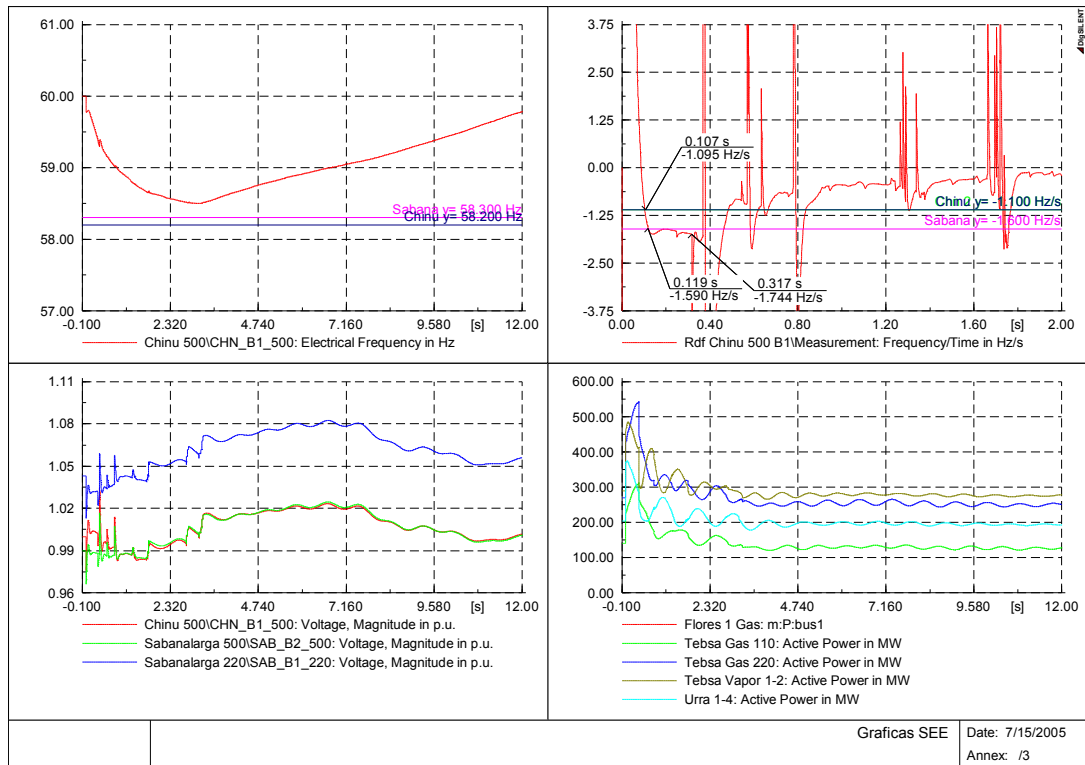


Figura 16. Caribe Importación 700 MW

3.5.1.1.7 Importación 750 MW

Al aumentar la importación a 750 MW, la frecuencia evoluciona como se muestra en la Figura 17. En este caso, al igual que en el anterior, se obtienen valores sostenidos de df/dt por debajo de -1.6 Hz/s por más de 100 ms, lo cual lleva a la actuación de la etapa 1 del relé de Sabanalarga y el deslastre de la carga de GCM. La frecuencia mínima alcanzada es del orden de 58.3 Hz.

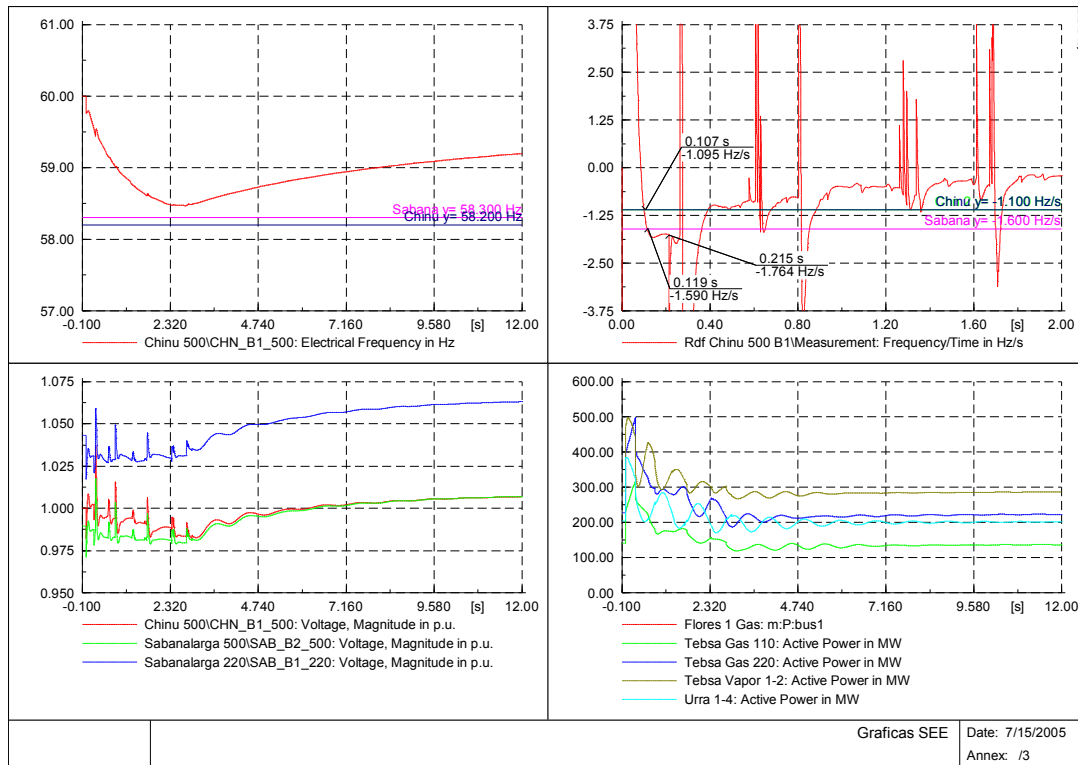


Figura 17. Caribe Importación 750 MW

3.5.1.1.8 Importación 800 MW

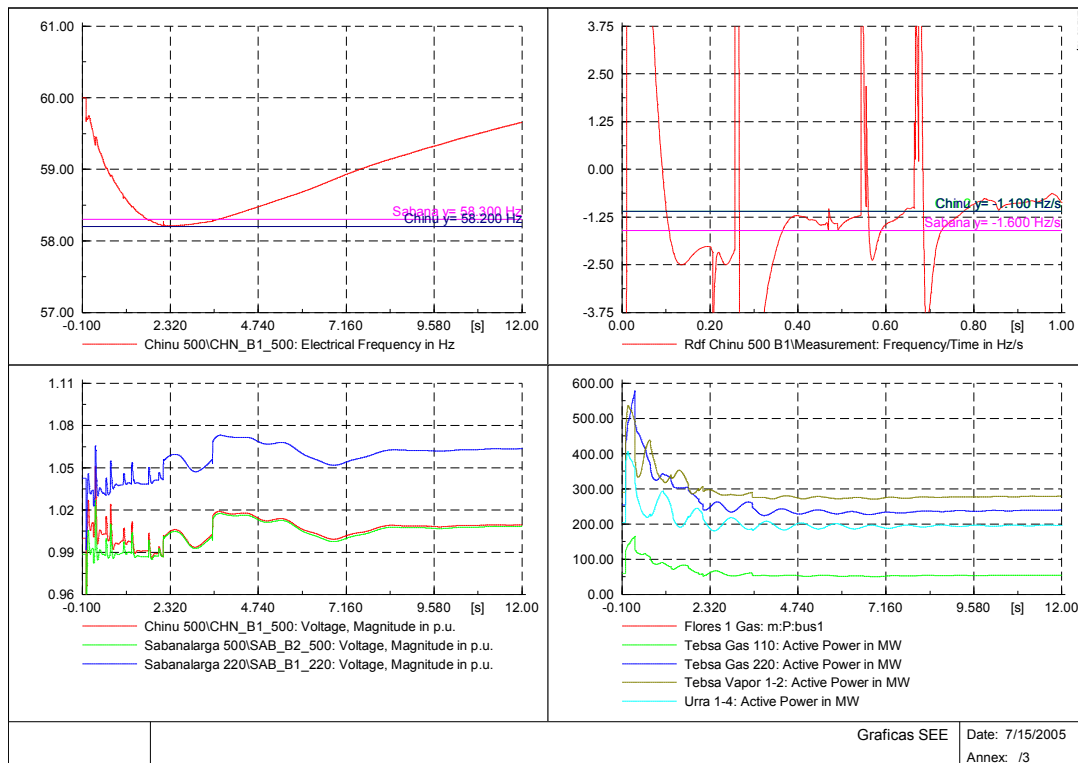


Figura 18. Caribe Importación 800 MW

Al aumentar la importación a 800 MW, la frecuencia evoluciona como se muestra en la Figura 18. En este caso, al igual que en el anterior, se obtienen valores sostenidos de

df/dt por debajo de -1.6 Hz/s por más de 100 ms, lo cual lleva a la actuación de la etapa 1 del relé de Sabanalarga y el deslastre de la carga de GCM.

Para este nivel de intercambio, la frecuencia mínima alcanzada es del orden de 58.2 Hz. Con este valor actúa la etapa 2 del relé de Sabanalarga, desconectando la carga rural de Atlántico.

3.5.1.1.9 Riesgos

Dada la naturaleza del esquema propuesto, utilizando la variable de la velocidad de caída de la frecuencia (df/dt), cualquier evento de frecuencia de gran magnitud en el sistema y ante la falla de los canales de comunicación descritos en el numeral 3.4.2 puede producir su actuación. La Figura 19 muestra el comportamiento de la variable df/dt vista por un relé localizado en la subestación Chinú 500 kV considerando la operación aislada del sistema colombiano y en la condición normal de operación interconectada con Ecuador. Como puede observarse, con operación interconectada el modelo muestra que el esquema podría actuar en su etapa 1 cuando se presenten disparos de generación superiores a 1800 MW. Para este mismo evento y con operación aislada del sistema colombiano, la etapa 1 actuaría (Disparo del 100% de la carga de Córdoba-Sucre).

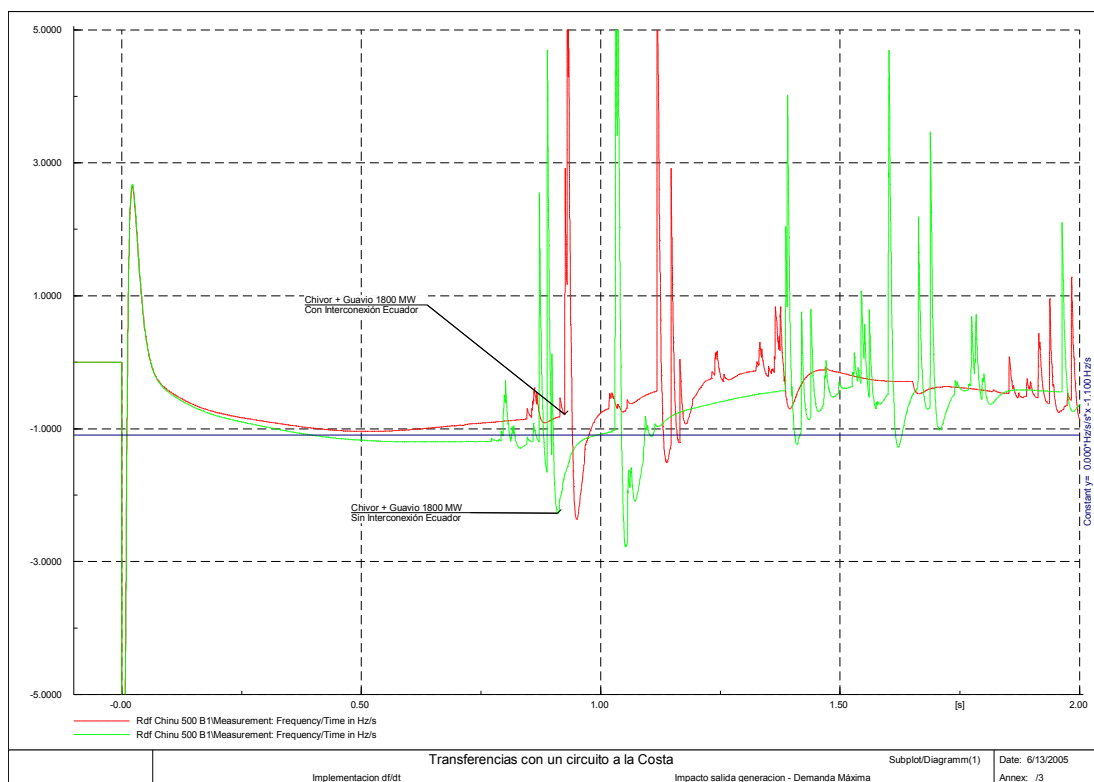


Figura 19. Impacto de eventos de generación en el sistema completo

La Tabla 4 presenta las magnitudes necesarias de los eventos de frecuencia en demanda máxima que podrían hacer actuar el esquema si los canales de comunicación están fuera de servicio.

Tabla 4. Magnitud de eventos de frecuencia con tendencia a activar el esquema

Etapa	Con Ecuador	Sin Ecuador
1.1	1800 MW	1600 MW

3.5.1.2 Demanda Media y Mínima

Para demanda media y mínima se encontró que el comportamiento del sistema es similar. El comportamiento del sistema de potencia ante aislamiento, así como los valores límites de importación del área Caribe con los ajustes descritos se describen a continuación.

3.5.1.2.1 Importación 350 MW

Con el fin de encontrar el valor de ajuste del relé df/dt , es necesario verificar el valor de esta variable en el límite actual de 350 MW.

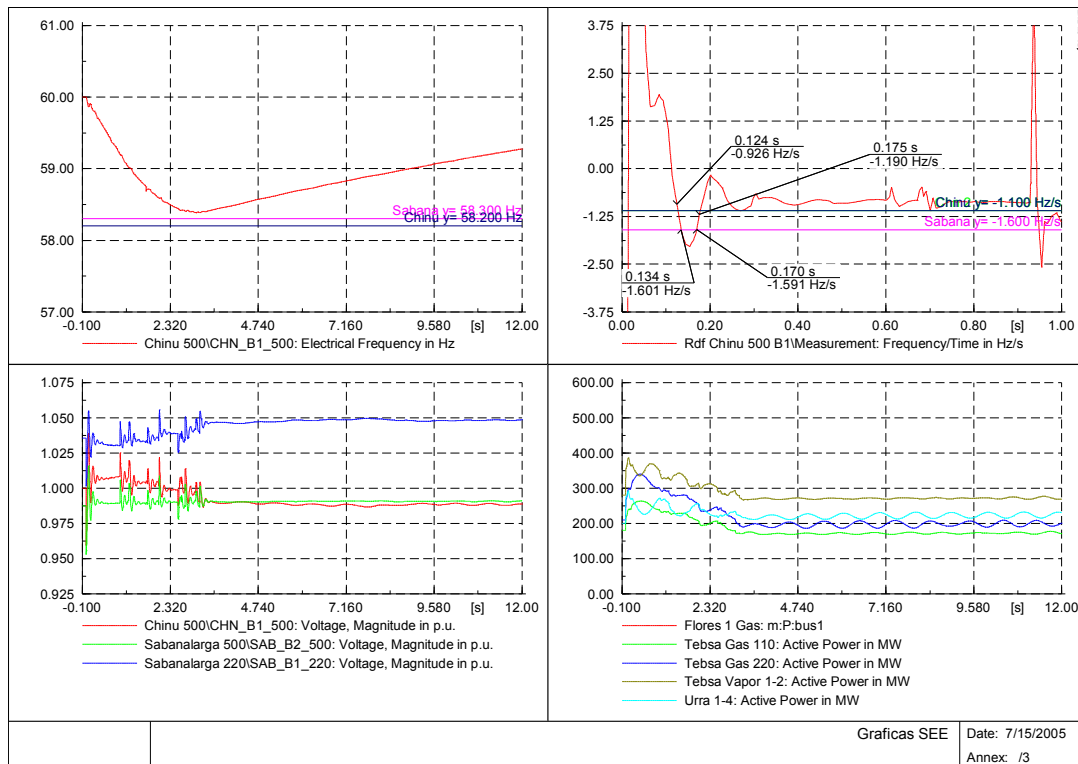


Figura 20. Caribe Importación 350 MW

Como se observa en la Figura 20, en el límite actual el valor de df/dt está alrededor de -1.0 Hz/s y el umbral de frecuencia esta por encima de 58.3 Hz . Con estos valores no actuaría ninguna de las etapas del esquema ESBF y la tensiones se controlan adecuadamente.

3.5.1.2.2 Importación 400 MW

Al aumentar el intercambio a 400 MW, las condiciones de frecuencia en el área evolucionan según se muestra en la Figura 21. Se observa que la frecuencia logra bajar por debajo del umbral de 58.3 Hz durante más de 200 ms, lo cual hace que actúe la etapa 2 del relé df/dt instalado en Sabanalarga, deslastrando la carga rural de Atlántico.

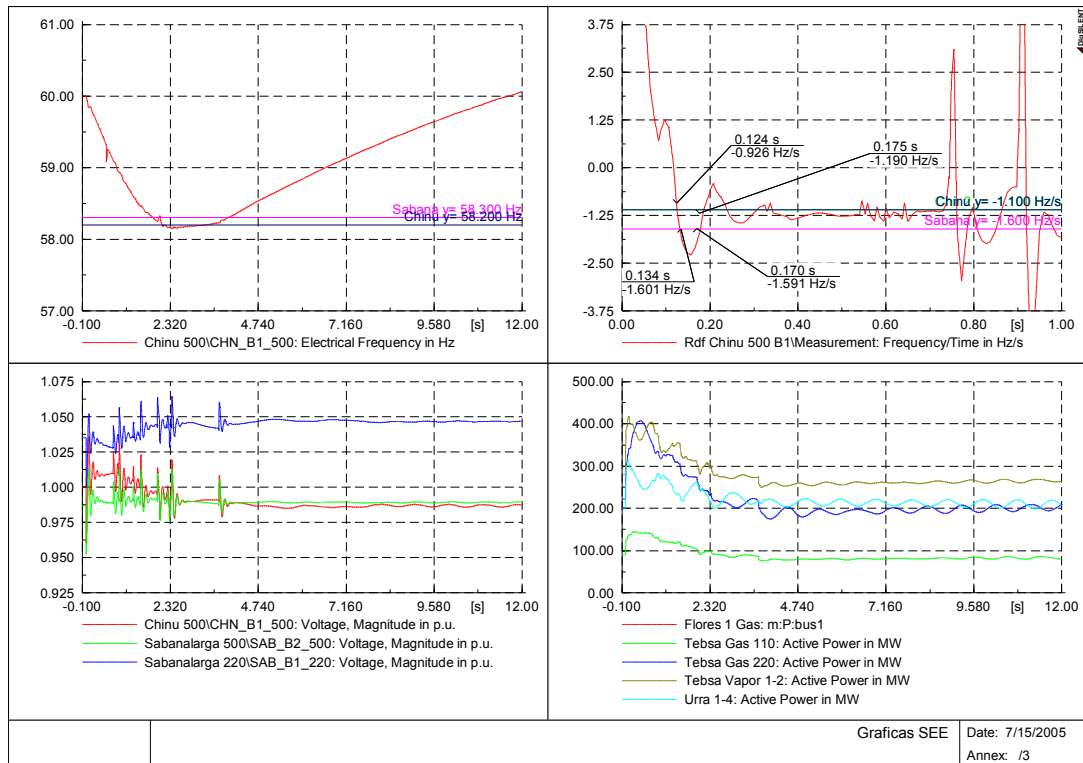


Figura 21. Caribe Importación 400 MW

Se observa un valor del df/dt que si bien esta por debajo de -1.1 Hz/s , este no permanece más de 400 ms por debajo de dicho valor, lo cual impide la actuación de la etapa 1 del relé. Sin embargo, si dadas la condiciones resultantes del evento llegase a actuar esta etapa 1 deslastrando el 100 % de la carga de Córdoba-Sucre, el resultado es que la caída de la frecuencia se logra controlar más rápidamente, con lo que no alcanzaría a actuar la etapa 2 del relé de Sabanalarga y se espera que el deslastre de carga en las demás áreas sea menor.

La variable que se encontró puede ser crítica una vez actuado el esquema EDAC y el esquema ESBF, es el control de voltaje en el área GCM. Para el control de esta, además del esquema actual por sobretensión implementado, es necesario realizar el disparo del circuito Cuestecitas-Valledupar para garantizar un comportamiento adecuado del voltaje desde el punto de vista de la seguridad del sistema así como la protección de aislamiento de los equipos del área. Se recomienda ajustar el relé 59L del circuito en mención en 245 kV y 30 s, el cual coordina con el esquema actual implementado en el área, y funciona tanto para la condición de operación con el esquema propuesto como para las condiciones normales de operación, es decir, con la actuación solamente del EDAC. El comportamiento del voltaje en el área GCM con el esquema planteado, así como la respuesta de las unidades en línea se presenta en la Figura 21.

3.5.1.2.3 Importación 450 MW

Al aumentar la importación a 450 MW, la frecuencia evoluciona como se muestra en la Figura 22. En este caso, se obtienen los valores de df/dt obtenidos pueden estar o no por debajo de -1.1 Hz/s por más de 400 ms, lo cual llevaría a la actuación de la etapa 1 del relé de Chinú y el deslastre de la carga de Córdoba-Sucre. En caso de que estos valores obtenidos no sean lo suficientes para la actuación de la primera etapa del relé, la frecuencia continuaría excursionando a valores por debajo de 58 Hz, en cuyo caso actuarían las etapas 2 de los relés de Chinú y Sabanalarga, deslastrando las cargas rurales de Atlántico y Córdoba-Sucre, con lo cual se espera la recuperación del sistema.

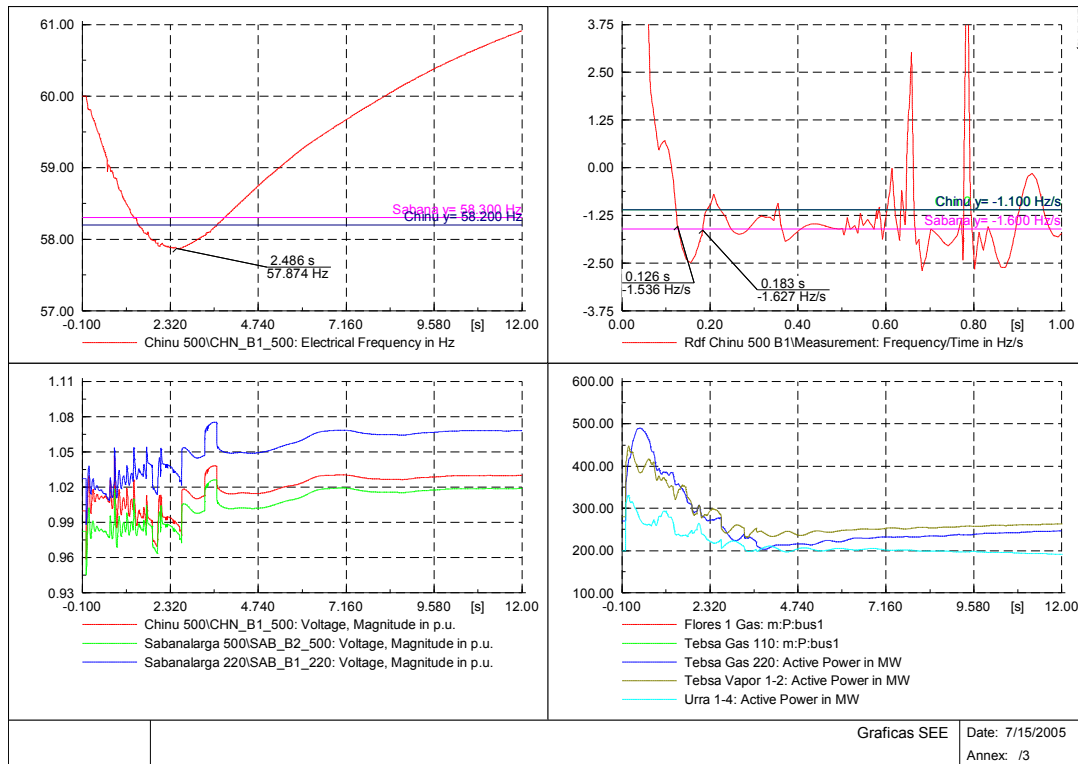


Figura 22. Caribe Importación 450 MW

3.5.1.2.4 Importación 500 MW

Al aumentar la importación a 500 MW, la frecuencia evoluciona como se muestra en la Figura 23. En este caso se obtienen los valores de df/dt por debajo de -1.6 Hz/s por más de 100 ms, lo cual llevaría a la actuación de la etapa 1 del relé de Sabanalarga y el deslastre de la carga de GCM. La frecuencia excursiona entonces hasta un valor mínimo de 58.5 Hz.

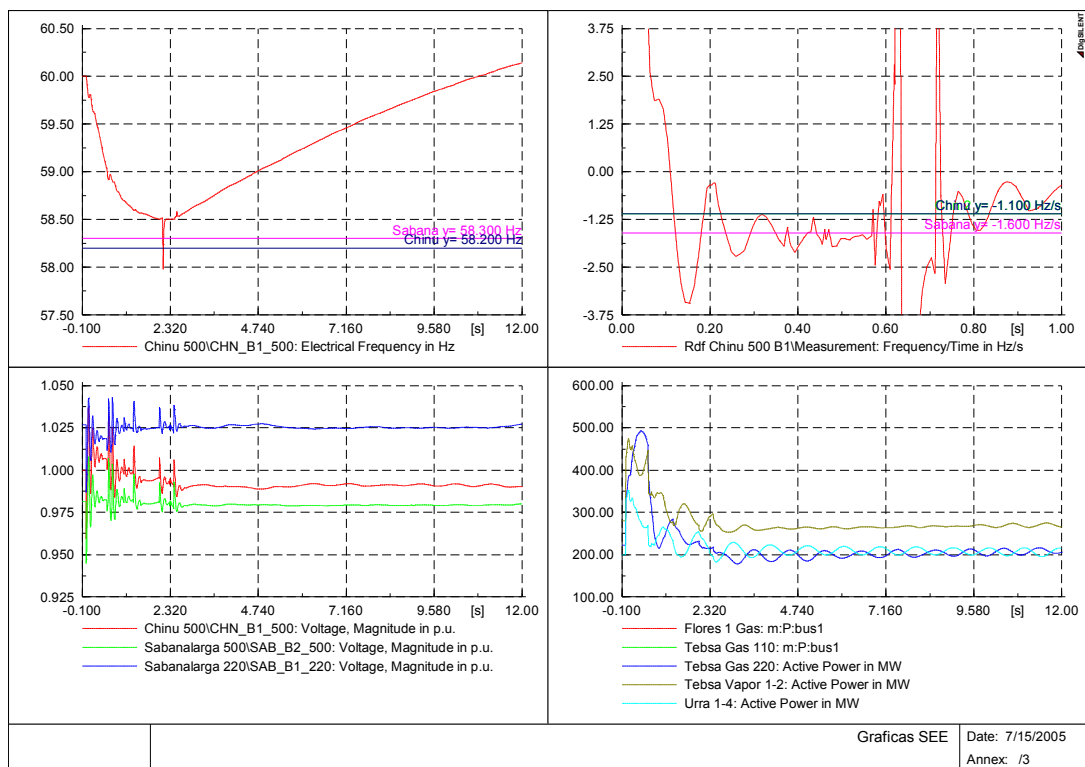


Figura 23. Caribe Importación 500 MW

3.5.1.2.5 Importación 550 MW

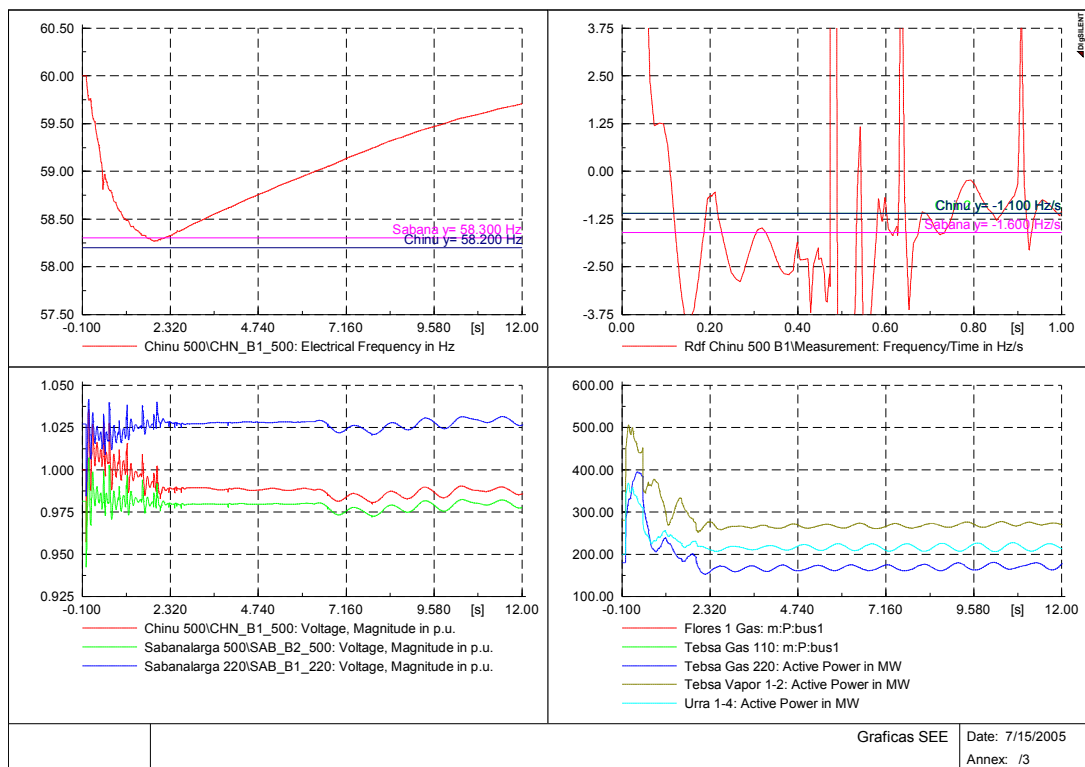


Figura 24. Caribe Importación 550 MW

Al aumentar la importación a 550 MW, la frecuencia evoluciona como se muestra en la Figura 24. Al igual que en el caso anterior, se obtienen los valores de df/dt por debajo

de -1.6 Hz/s por más de 100 ms, lo cual llevaría a la actuación de la etapa 1 del relé de Sabanalarga y el deslastre de la carga de GCM. La frecuencia excursiona entonces hasta un valor mínimo de 58.3 Hz.

3.5.1.2.6 Riesgos

Al igual que en demanda máxima, cualquier evento de frecuencia de gran magnitud en el sistema y ante la falla de los canales de comunicación descritos en el numeral 3.4.2 puede producir su actuación para pérdida de generación en el centro del país del orden de 1200 MW cuando están interconectados Colombia-Ecuador y 1000 MW cuando esta por fuera la interconexión.

3.5.1.2.7 Resumen de resultados

Al realizar el análisis de comportamiento de la demanda y los límites aquí encontrados se puede concluir que el límite para el área Caribe con la implementación del ESBF se aumenta en proporción al nivel de demanda así:

Demanda máxima (períodos 19 a 21) como el 45% de la demanda del área

Demanda media y mínima (períodos 1 a 18 y 22 a 24) como el 43% de la demanda del área.

3.6 Resultados Area Caribe 2

Se realizaron sensibilidades del comportamiento del relé de Sabanalarga con los ajustes propuestos si se presentará el aislamiento del área Caribe 2. En la Figura 25 se presentan los resultados obtenidos para una importación de 400 MW en demanda máxima, equivalente al 33% de la demanda.

Bajo estas condiciones se observa que adicional al EDAC se desconectaría la carga rural de Atlántico. Sin embargo la pendiente de caída de la frecuencia (df/dt) sería superior a -1.6 Hz/s , con lo cual el relé df/dt que deslastra la carga de GCM no actuaría. Ante esta situación, con el objetivo de aumentar la transferencia hacia Caribe 2 y disminuir la probabilidad de racionamiento, es necesario replantear el funcionamiento del esquema para casos de aislamiento de Caribe 2.

Bajo las anteriores condiciones se analizo cual deberían ser los nuevos ajustes del relé df/dt de Sabanalarga para poder aumentar la transferencia, llegando a los ajustes siguientes ajustes:

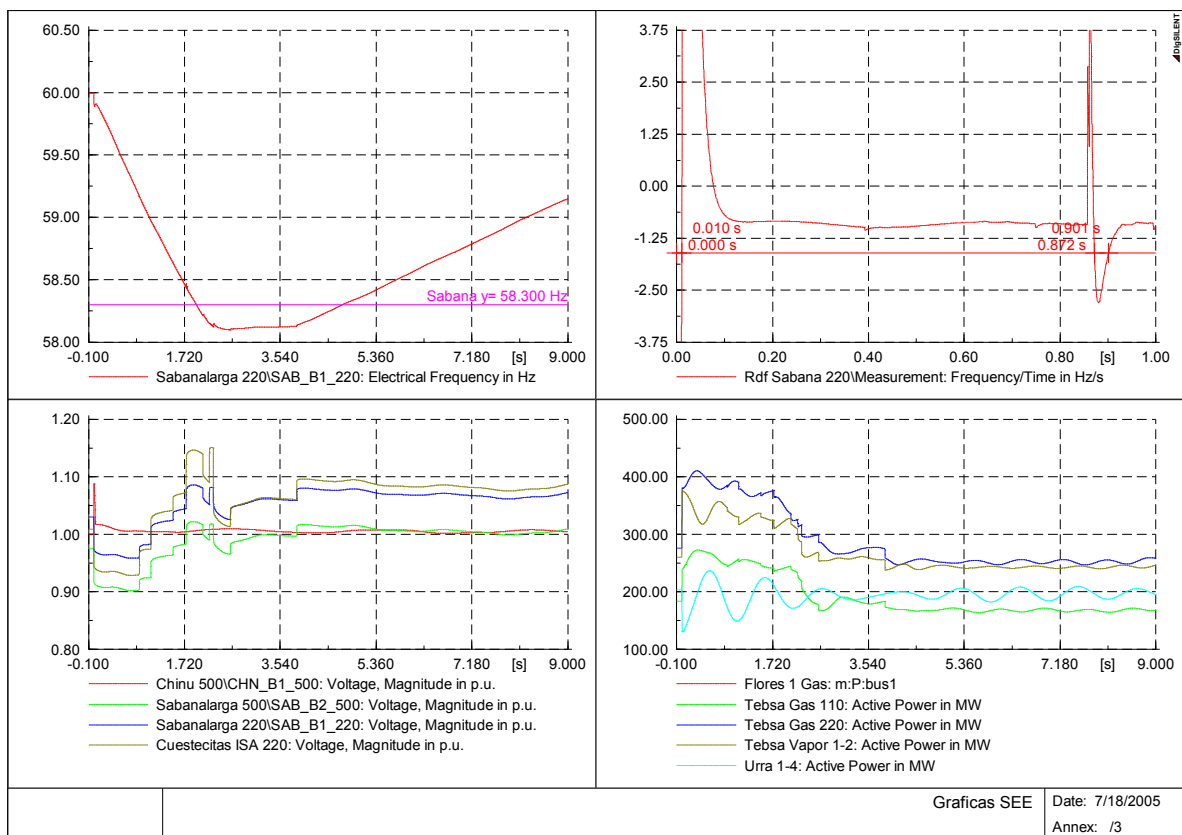


Figura 25. Caribe 2 Importación 400 MW

SABANALARGA

Etapas 1:

Umbral de frecuencia 59.8 Hz

Diferencia de frecuencia -0.8 Hz/s

Número de ciclos de medida 5 ciclos

Temporización Intencional 400 ms

Orden de disparo transformador

220/110 kV y carga s/e Sabanalarga

Etapas 2:

Umbral de frecuencia 59.8 Hz

Diferencia de frecuencia -1.0 Hz/s

Número de ciclos de medida 5 ciclos

Temporización Intencional 100 ms

Orden de disparo circuitos 1, 2 y 3 a

220 kV Sabanalarga-Fundación

Los resultados de las simulaciones para estos ajustes se presentan a continuación.

3.6.1.1 Demanda Máxima

3.6.1.1.1 Importación 250 MW

Con el fin de encontrar el valor de ajuste del relé df/dt , es necesario verificar el valor de esta variable en el límite actual, es decir con el 20% de la demanda del área Caribe 2. Con un valor de demanda estimada de 1150 MW para el área, el límite actual corresponde a 230 MW.

Como se observa en la Figura 26, en el límite actual el valor de df/dt está alrededor de -0.7 Hz/s y el umbral de frecuencia esta por encima de 58.3 Hz. Con estos valores no actuaría ninguna de las etapas del esquema ESBF y la tensiones se controlan adecuadamente.

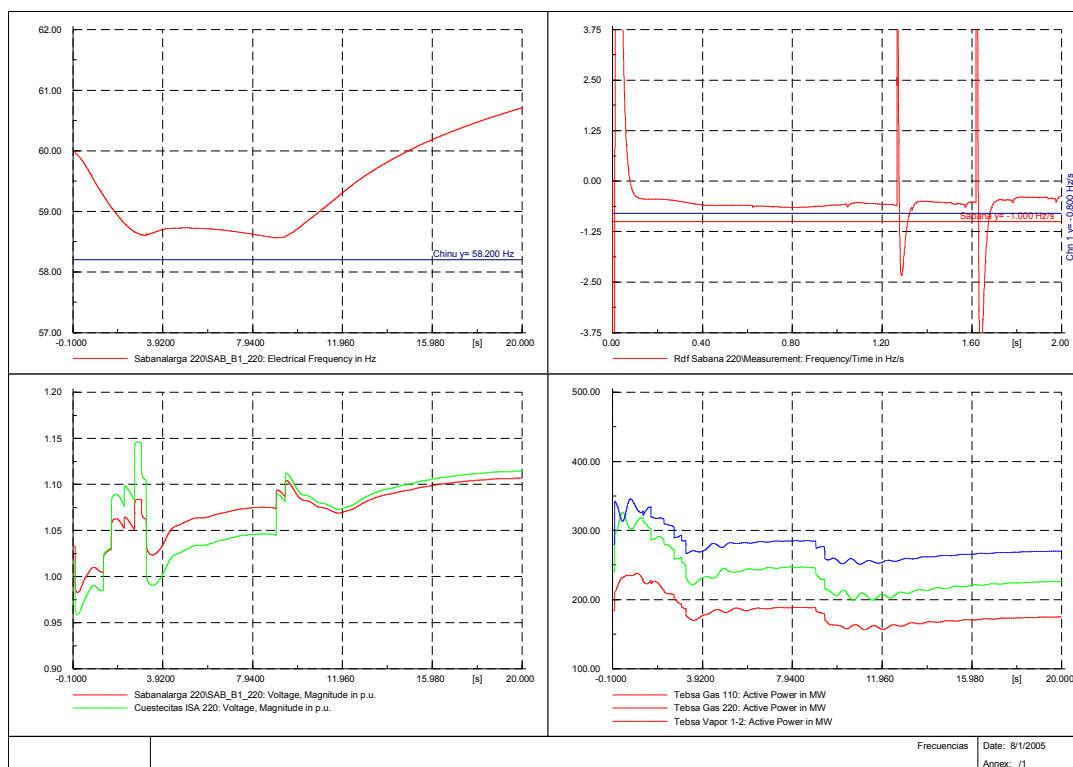


Figura 26. Caribe 2 Importación 250 MW

3.6.1.1.2 Importación 300 MW

Al aumentar el intercambio a 300 MW, las condiciones de frecuencia en el área evolucionan según se muestra en la Figura 27. Se observa que el valor del df/dt llega hasta valores de -0.8 Hz/s un tiempo superior a los 400 ms, con lo cual se debe desconectar la carga rural de Atlántico. Con esta acción la frecuencia tiene una recuperación adecuada.

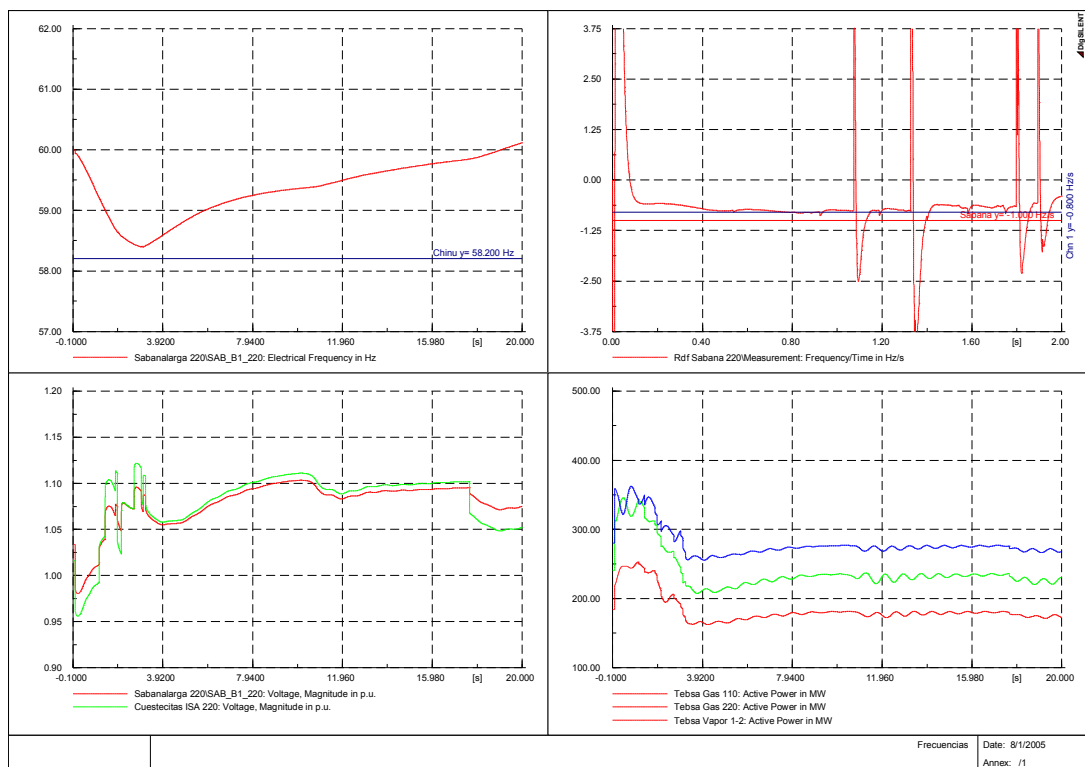


Figura 27. Caribe 2 Importación 300 MW

3.6.1.1.3 Importación 350 MW

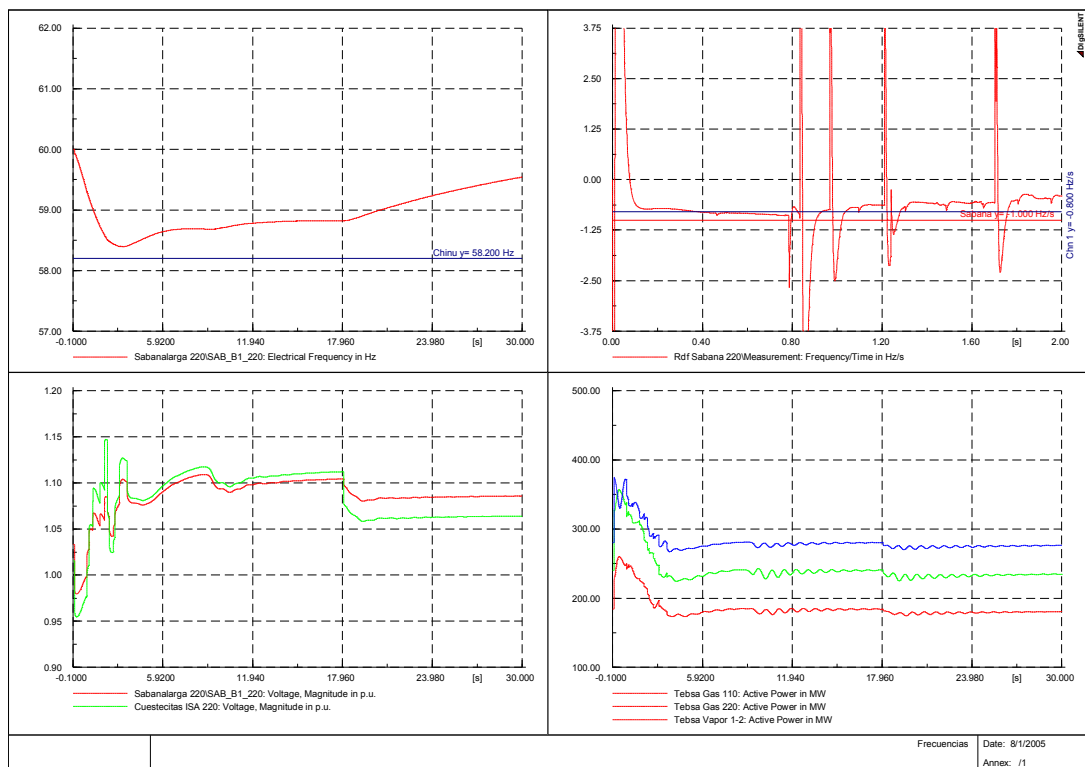


Figura 28. Caribe 2 Importación 350 MW

Al aumentar el intercambio a 350 MW, las condiciones de frecuencia en el área evolucionan según se muestra en la Figura 28. Se observa que el valor del df/dt

excursiona a valores por debajo de -0.8 Hz/s un tiempo superior a los 400 ms, con lo cual se debe desconectar la carga rural de Atlántico. Con esta acción la frecuencia y el voltaje tienen una recuperación adecuada.

3.6.1.1.4 Importación 400 MW

Al aumentar el intercambio a 400 MW, las condiciones de frecuencia en el área evolucionan según se muestra en la Figura 29. Se observa que el valor del df/dt excursiona a valores por debajo de -0.8 Hz/s un tiempo superior a los 400 ms, con lo cual se debe desconectar la carga rural de Atlántico. Con esta acción la frecuencia baja hasta valores de 58.2 Hz y el voltaje tienen una recuperación que si bien es adecuada, ya se muestran altas para el área GCM. Sin embargo este es el límite frontera en donde es posible que actué primero la segunda etapa del relé, con lo cual se desconectaría la carga de GCM. En cualquier caso el sistema sigue siendo seguro.

Desde el punto de vista del voltaje, si bien estos continúan estando dentro de los límites permisibles, ya se muestran altas para el área GCM

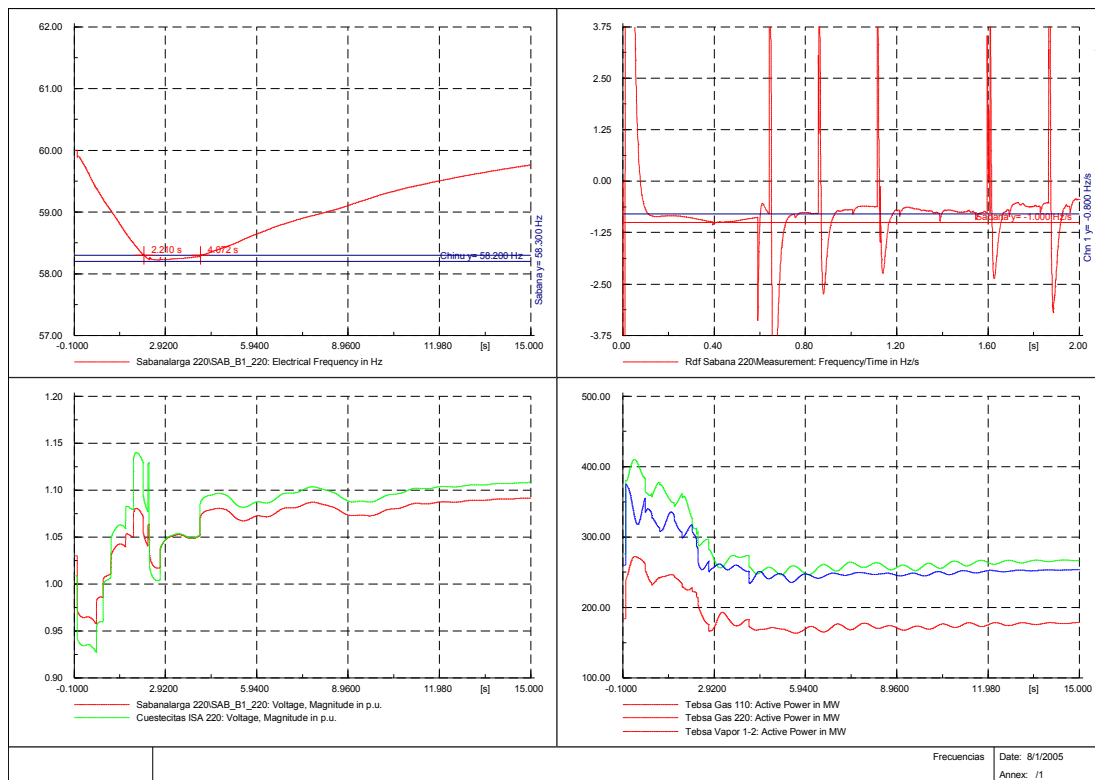


Figura 29. Caribe 2 Importación 400 MW

3.6.1.1.5 Importación 450 MW

Al aumentar el intercambio a 450 MW, las condiciones de frecuencia en el área evolucionan según se muestra en la Figura 30. Se observa que el valor del df/dt excursiona a valores por debajo de -1.0 Hz/s un tiempo superior a los 100 ms, con lo cual se debe desconectar la carga de Guajira – Cesar - Magdalena. Con esta acción la frecuencia baja hasta valores de 58.2 Hz y las tensiones en las demás áreas se recuperan adecuadamente.

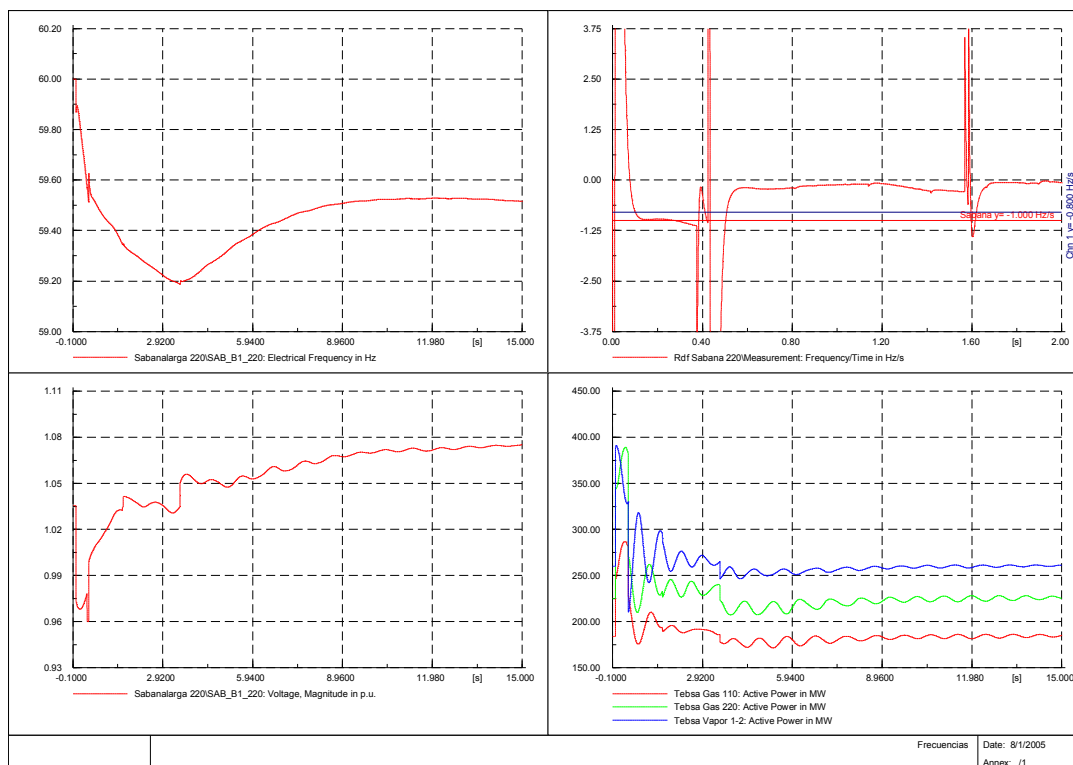


Figura 30. Caribe 2 Importación 450 MW

3.6.1.1.6 Importación 500 MW

Al aumentar el intercambio a 500 MW, las condiciones de frecuencia en el área evolucionan según se muestra en la Figura 31. Se observa que el valor del df/dt excursiona a valores por debajo de -1.0 Hz/s un tiempo superior a los 100 ms, con lo cual se debe desconectar la carga Guajira – Cesar – Magdalena.

3.6.1.1.7 Importación 550 MW

Al aumentar el intercambio a 550 MW, las condiciones de frecuencia en el área evolucionan según se muestra en la Figura 32. Se observa que el valor del df/dt excursiona a valores por debajo de -1.0 Hz/s un tiempo superior a los 100 ms, con lo cual se debe desconectar la carga Guajira – Cesar – Magdalena.

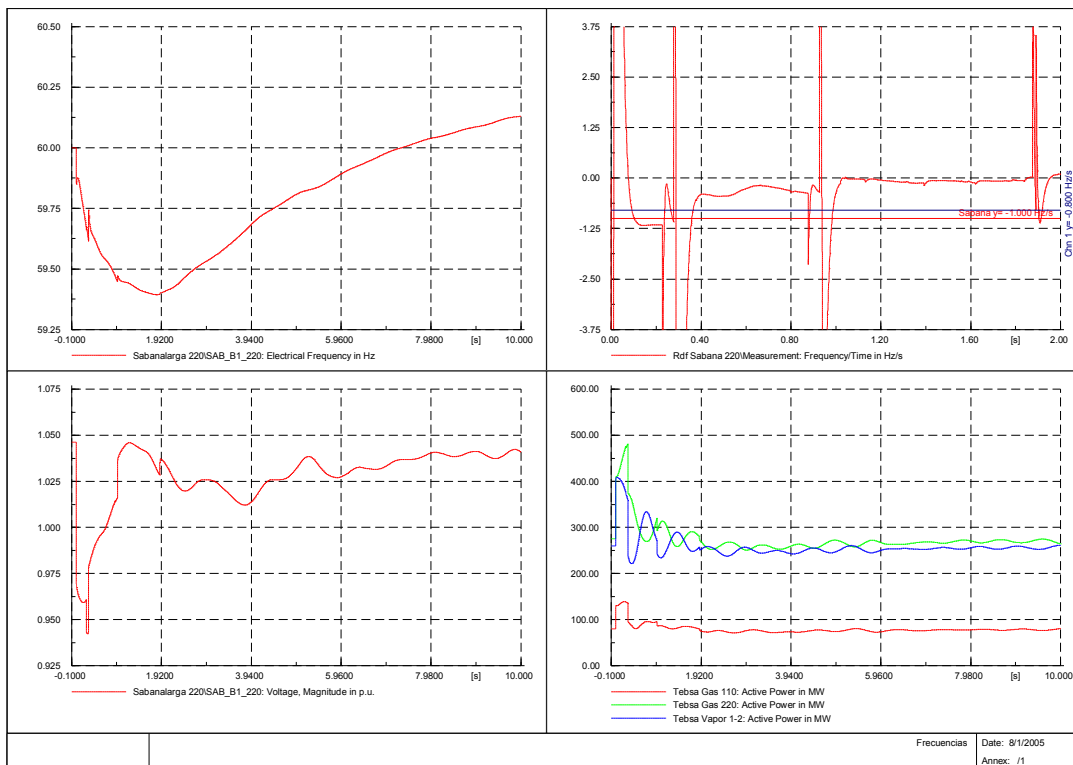


Figura 31. Caribe 2 Importación 500 MW

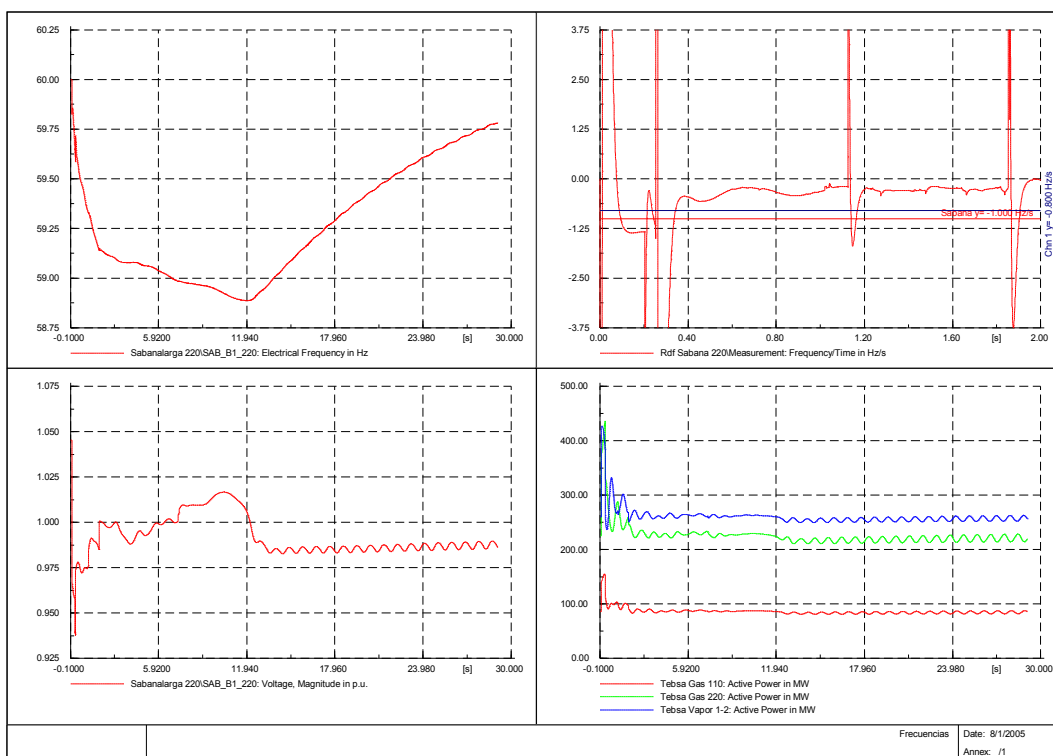


Figura 32. Caribe 2 Importación 550 MW

3.6.1.1.8 Importación 600 MW

Al aumentar el intercambio a 600 MW, las condiciones de frecuencia en el área evolucionan según se muestra en la Figura 33. Se observa que el valor del df/dt excursiona a valores por debajo de -1.0 Hz/s un tiempo superior a los 100 ms, con lo cual se debe desconectar la carga Guajira – Cesar – Magdalena.

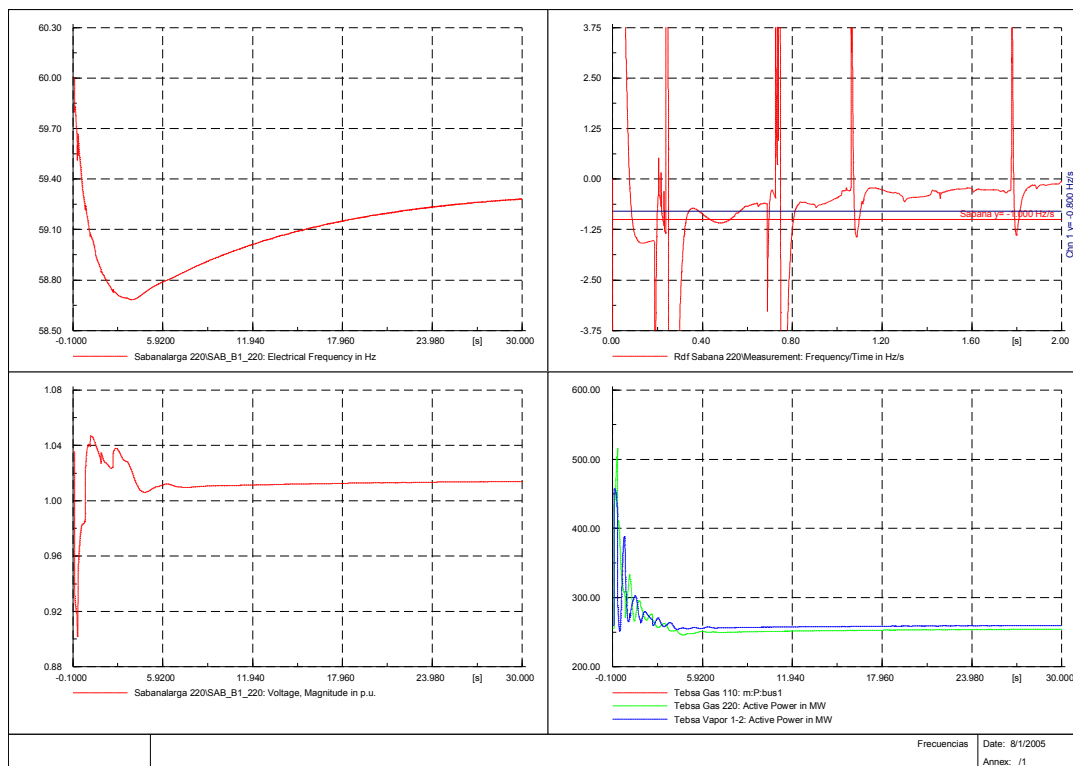


Figura 33. Caribe 2 Importación 600 MW

3.6.1.1.9 Importación 650 MW

Al aumentar el intercambio a 650 MW, las condiciones de frecuencia en el área evolucionan según se muestra en la Figura 34. Se observa que el valor del df/dt excursiona a valores por debajo de -1.0 Hz/s un tiempo superior a los 100 ms, con lo cual se debe desconectar la carga Guajira – Cesar – Magdalena.

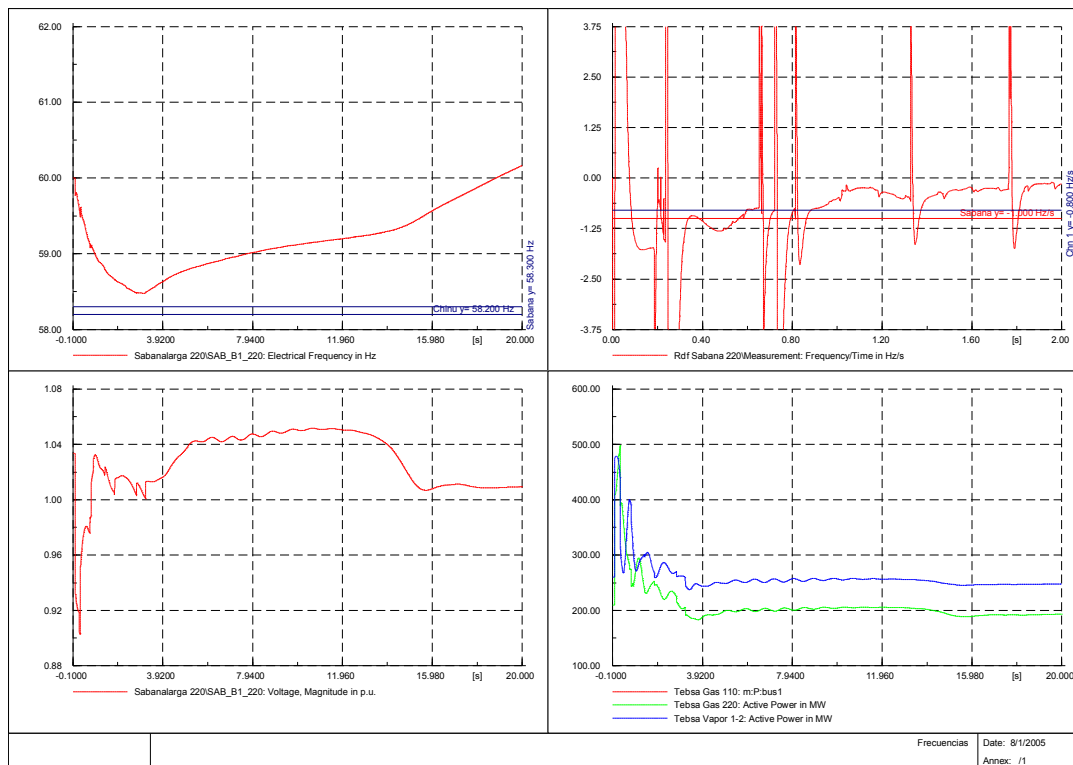


Figura 34. Caribe 2 Importación 650 MW

3.6.1.1.10 Riesgos

Al igual que para el área Caribe, en cualquier evento de frecuencia de gran magnitud en el sistema y ante la falla de los canales de comunicación descritos en el numeral 3.4.2 puede producir su actuación para pérdida de generación en el centro del país del orden de 1200 MW cuando están interconectados Colombia-Ecuador y 1000 MW cuando esta por fuera la interconexión.

Esto implica que es posible antes las condiciones descritas, que se desconecte la carga de GCM o rurales de Atlántico.

3.6.1.1.11 Resumen de resultados

Al realizar el análisis de comportamiento de la demanda y los límites aquí encontrados se puede concluir que el límite para el área Caribe con la implementación del ESBF se aumenta en proporción al nivel de demanda así:

Sin reajustar el relé df/dt de Sabana, es decir con el esquema propuesto para el área Caribe, el límite de importación es el 30% de la demanda del área.

Reajustando el esquema para Sabanalarga, es decir, reajustando las etapas 1 y 2 del relé df/dt de Sabana, el límite de importación es 56% de la demanda del área.

3.7 Beneficios del Esquema ESBF

Con la implementación del esquema ESBF se espera reducir el racionamiento que se podría presentar ante déficit de generación en las áreas Caribe y Caribe 2. En particular para los trabajos proyectados de ampliación de los campos gasíferos de Chuchupa previstos para octubre/05 a enero/06, se pueden tener las siguientes condiciones para las áreas en estudio.

3.7.1 Área Caribe

Para realizar la sensibilidad sobre el beneficio de la implementación del esquema, se el pronóstico promedio de demanda esperado para dichos meses.

Bajos estas condiciones, si las condiciones son favorables y los dos circuitos San Carlos – Cerromatoso están disponibles, no se preveen racionamientos.

En caso de tener indisponible un circuito San Carlos – Cerromatoso se tienen tres opciones para afrontar los posibles déficit de generación en el área:

3.7.1.1 Condiciones Actuales

La magnitud del racionamiento, que se presentaría si no se cambian las condiciones con las que se opera normalmente para la situación esperada de Gas por los trabajos de ampliación en Chuchupa, se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Condiciones Esperadas para Trabajos en Chuchupa para condiciones actuales

PERÍODO	DEMANDA CARIBE (MW)	LIM ACTUAL (MW)	Generación Esperada (con Gas y Urrá)	Raciona Actual
1	1268	300	577	391
2	1249	300	577	372
3	1223	300	577	346
4	1223	300	577	346
5	1247	300	577	370
6	1295	300	577	418
7	1261	300	577	384
8	1249	320	577	352
9	1224	320	577	327
10	1314	320	577	417
11	1333	320	577	436
12	1340	320	577	443
13	1306	320	577	409
14	1320	350	577	393
15	1291	350	577	364
16	1377	350	577	450
17	1384	350	577	457
18	1434	350	577	507
19	1718	450	577	691
20	1751	450	577	724
21	1712	450	577	685
22	1580	450	577	553
23	1455	350	577	528
24	1340	320	577	443

En la Tabla 6 se muestra la energía racionada durante el día y el porcentaje correspondiente para cada tipo de demanda para estas condiciones.

Tabla 6. Racionamiento esperado con las condiciones actuales para los Trabajos en Chuchupa

RACIONAMIENTO MAX POTENCIA ACTUAL (MW)			RACIONAMIENTO ENERGÍA ACTUAL (GWh)			% RACIONAMIENTO ENERGÍA ACTUAL		
Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima
443	553	724	2.27	6.44	2.10	6.9%	19.6%	6.4%

3.7.1.2 Traslado de carga y generación con combustible sustituto

Es posible reducir el racionamiento esperado si se traslada la carga de Urabá para ser alimentada desde el área Antioquia, y generar con combustible sustituto (Fuel-oil) en las plantas que tengan esta opción de generación. Específicamente, las unidades Barranquilla 3 y 4 podrían generar hasta 100 MW con este combustible. En la Tabla 7 y Tabla 8 se presentan las condiciones resultantes bajo este nuevo escenario.

Tabla 7. Condiciones Esperadas para Trabajos en Chuchupa con Generación sustituta y Traslado de carga

PERIODO	DEMANDA CARIBE (MW)	LIM ACTUAL (MW)	Demanda Urra (MW)	Generación Esperada (con Gas y Urrá)	Generación Sust (MW)	Raciona (MW)
1	1268	300	25	577	100	266
2	1249	300	25	577	100	247
3	1223	300	25	577	100	221
4	1223	300	25	577	100	221
5	1247	300	25	577	100	245
6	1295	300	25	577	100	293
7	1261	300	25	577	100	259
8	1249	320	25	577	100	227
9	1224	320	25	577	100	202
10	1314	320	25	577	100	292
11	1333	320	25	577	100	311
12	1340	320	25	577	100	318
13	1306	320	25	577	100	284
14	1320	350	25	577	100	268
15	1291	350	25	577	100	239
16	1377	350	25	577	100	325
17	1384	350	25	577	100	332
18	1434	350	25	577	100	382
19	1718	450	40	577	100	551
20	1751	450	40	577	100	584
21	1712	450	40	577	100	545
22	1580	450	25	577	100	428
23	1455	350	25	577	100	403
24	1340	320	25	577	100	318

Tabla 8. Racionamiento esperado con generación sustituta y con traslado de carga para los Trabajos en Chuchupa

RACIONAMIENTO MAX POTENCIA (MW)			RACIONAMIENTO ENERGÍA (GWh)			% RACIONAMIENTO ENERGÍA		
Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima
318	428	584	1.52	4.56	1.68	4.6%	13.9%	5.1%

Con estas medidas se puede reducir aproximadamente un 9% en el racionamiento esperado. Sin embargo con estas medidas aun continúan siendo muy altos estos valores.

3.7.1.3 Implementación ESBF

Con la adopción de las medidas descritas en 3.7.1.2 y la implementación del esquema ESBF, se reduce considerablemente el racionamiento esperado para el área Caribe para las condiciones consideradas. En la Tabla 9 y la Tabla 10 se presenta el racionamiento esperado con la adopción del ESBF.

Tabla 9. Condiciones Esperadas para Trabajos en Chuchupa con la implementación del ESBF

PERÍODO	DEMANDA CARIBE (MW)	LIM ACTUAL (MW)	LIM ESBF (MW)	Demanda Urra (MW)	Generación Esperada (con Gas y Urrá)	Generación Sust (MW)	Raciona (MW)
1	1268	300	549	25	577	100	17
2	1249	300	541	25	577	100	6
3	1223	300	530	25	577	100	0
4	1223	300	530	25	577	100	0
5	1247	300	540	25	577	100	5
6	1295	300	561	25	577	100	32
7	1261	300	546	25	577	100	13
8	1249	320	541	25	577	100	6
9	1224	320	530	25	577	100	0
10	1314	320	569	25	577	100	43
11	1333	320	577	25	577	100	54
12	1340	320	580	25	577	100	58
13	1306	320	566	25	577	100	38
14	1320	350	572	25	577	100	46
15	1291	350	559	25	577	100	30
16	1377	350	597	25	577	100	78
17	1384	350	600	25	577	100	82
18	1434	350	621	25	577	100	111
19	1718	450	785	40	577	100	216
20	1751	450	800	40	577	100	234
21	1712	450	782	40	577	100	213
22	1580	450	684	25	577	100	194
23	1455	350	630	25	577	100	123
24	1340	320	580	25	577	100	58

Tabla 10. Racionamiento esperado con la implementación del ESBF para los Trabajos en Chuchupa

RACIONAMIENTO MAX POTENCIA (MW)			RACIONAMIENTO ENERGÍA (GWh)			% RACIONAMIENTO ENERGÍA		
Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima
58	194	234	0.08	0.91	0.66	0.3%	2.8%	2.0%

Se observa que si bien nos es posible llevar a cero el racionamiento bajo las condiciones esperadas, si se puede disminuir hasta valores muy bajos.

3.7.2 Área Caribe 2

Al igual que para el área Caribe, para realizar la sensibilidad sobre el beneficio de la implementación del esquema, se utilizó el pronóstico promedio de demanda esperado para dichos meses.

Bajo estas condiciones, si las condiciones son favorables y los dos circuitos Sabanalarga – Chinú están disponibles, no se prevén racionamientos (siempre y cuando también estén disponibles los dos circuitos San Carlos – Cerromatoso).

En caso de tener indisponible un circuito Sabanalarga – Chinú se tienen cuatro opciones para afrontar los posibles déficit de generación en el área:

3.7.2.1 Condiciones Actuales

La magnitud del racionamiento, que se presentaría si no se cambian las condiciones con las que se opera normalmente para la situación esperada de Gas por los trabajos de ampliación en Chuchupa, se presentan en la Tabla 11 y en la Tabla 12.

Tabla 11. Condiciones Esperadas para Trabajos en Chuchupa para condiciones actuales

PERÍODO	DEMANDA CARIBE 2 (MW)	LIM ACTUAL (MW)	Generación Esperada con Gas (MW)	Raciona Actual (MW)
1	788	158	337	294
2	762	152	337	272
3	752	150	337	265
4	745	149	337	259
5	754	151	337	266
6	782	156	337	288
7	751	150	337	264
8	772	154	337	281
9	832	166	337	328
10	833	167	337	329
11	859	172	337	350
12	868	174	337	357
13	839	168	337	335
14	852	170	337	345
15	898	180	337	382
16	886	177	337	372
17	883	177	337	369
18	907	181	337	388
19	1116	223	337	556
20	1150	230	337	583
21	1118	224	337	557
22	1022	204	337	481
23	933	187	337	409
24	843	169	337	337

Tabla 12. Racionamiento esperado con las condiciones actuales para los Trabajos en Chuchupa

RACIONAMIENTO MAX POTENCIA ACTUAL (MW)			RACIONAMIENTO ENERGÍA ACTUAL (GWh)			% RACIONAMIENTO ENERGÍA ACTUAL		
Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima
337	481	583	1.69	5.28	1.70	8.1%	25.2%	8.1%

3.7.2.2 Implementación ESBF y Generación sustituta

Con la implementación del esquema ESBF y con generación sustituta, si bien se reduce racionamiento esperado para el área Caribe 2 para las condiciones consideradas, este continua siendo muy alto. En la Tabla 13 y la Tabla 14 se presenta el racionamiento esperado con la adopción del ESBF.

Este racionamiento tan alto se debe a que con los ajuste iniciales propuestos, sólo actuaría la etapa 1 de Sabanalarga, es decir, sólo se desconectaría la carga rural de Atlántico adicional al EDAC del área.

Tabla 13. Condiciones Esperadas para Trabajos en Chuchupa con la implementación del ESBF

PERÍODO	DEMANDA CARIBE 2 (MW)	LIM ACTUAL (MW)	LIM ESBF 1 (MW)	Generación Esperada (MW)	Generación Sust (MW)	Raciona (MW)
1	788	158	260	337	100	91
2	762	152	251	337	100	73
3	752	150	248	337	100	67
4	745	149	246	337	100	62
5	754	151	249	337	100	68
6	782	156	258	337	100	87
7	751	150	248	337	100	66
8	772	154	255	337	100	80
9	832	166	274	337	100	120
10	833	167	275	337	100	121
11	859	172	283	337	100	138
12	868	174	286	337	100	144
13	839	168	277	337	100	125
14	852	170	281	337	100	134
15	898	180	296	337	100	165
16	886	177	292	337	100	157
17	883	177	291	337	100	154
18	907	181	299	337	100	171
19	1116	223	368	337	100	311
20	1150	230	380	337	100	334
21	1118	224	369	337	100	312
22	1022	204	337	337	100	248
23	933	187	308	337	100	188
24	843	169	278	337	100	128

Tabla 14. Racionamiento esperado con la implementación del ESBF para los Trabajos en Chuchupa

RACIONAMIENTO MAX POTENCIA (MW)			RACIONAMIENTO ENERGÍA (GWh)			% RACIONAMIENTO ENERGÍA		
Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima
128	248	334	0.49	2.10	0.96	2.3%	10.0%	4.6%

3.7.2.3 Implementación ESBF Modificado para Caribe 2 y Generación Sustituta

Con la implementación del esquema ESBF modificado, es decir, reajustando las etapas 1 y 2 del relé df/dt de Sabanalarga según lo descrito en el numeral 3.6 y con generación sustituta, se logra reducir al mínimo el racionamiento esperado para el área Caribe 2 para las condiciones consideradas. En la Tabla 15 y Tabla 16 la se presenta el racionamiento esperado con la adopción del ESBF.

Tabla 15. Condiciones Esperadas para Trabajos en Chuchupa con la implementación del ESBF Modificado para Caribe 2

PERÍODO	DEMANDA CARIBE 2 (MW)	LIM ACTUAL (MW)	LIM ESBF MODIFIC (MW)	Generación Esperada (MW)	Generación Sust (MW)	Raciona (MW)
1	788	158	441	337	100	0
2	762	152	427	337	100	0
3	752	150	421	337	100	0
4	745	149	417	337	100	0
5	754	151	422	337	100	0
6	782	156	438	337	100	0
7	751	150	420	337	100	0
8	772	154	433	337	100	0
9	832	166	466	337	100	0
10	833	167	466	337	100	0
11	859	172	481	337	100	0
12	868	174	486	337	100	0
13	839	168	470	337	100	0
14	852	170	477	337	100	0
15	898	180	503	337	100	0
16	886	177	496	337	100	0
17	883	177	494	337	100	0
18	907	181	508	337	100	0
19	1116	223	625	337	100	54
20	1150	230	644	337	100	69
21	1118	224	626	337	100	55
22	1022	204	572	337	100	13
23	933	187	522	337	100	0
24	843	169	472	337	100	0

Tabla 16. Racionamiento esperado con la implementación del ESBF Modificado para Caribe 2 para los Trabajos en Chuchupa

RACIONAMIENTO MAX POTENCIA (MW)			RACIONAMIENTO ENERGÍA (GWh)			% RACIONAMIENTO ENERGÍA		
Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima
0	13	69	0.00	0.01	0.18	0.0%	0.1%	0.9%

3.8 Conclusiones y Recomendaciones

- En todos los casos analizados se encontró que el límite de importación de las áreas Caribe y Caribe 2 se comporta como una proporción de la demanda. Esto se debe a que la demanda a desconectar por el esquema propuesto –ESBF– son bloques grandes y son proporcionales a la demanda de las áreas.
- Para condiciones normales de operación con un solo circuito San – Cerromatoso, el límite de importación del área Caribe se encuentra entre 25% al 27% del valor total de la demanda. Con la implementación del esquema para el área Caribe, es decir, desconectando las cargas de Córdoba-Sucre, Rurales Atlántico y/o Guajira-Cesar-Magdalena el límite de importación se comporta así:
 - Demanda máxima (períodos 19 a 21) como el 45% de la demanda del área
 - Demanda media y mínima (períodos 1 a 18 y 22 a 24) como el 43% de la demanda del área.
- Para condiciones normales de operación con un solo circuito Sabanalarga – Chinú, el límite de importación del área Caribe 2 es el 20% del valor total de la demanda. Con la implementación del esquema para el área Caribe, es decir, desconectando las cargas de Rurales Atlántico por actuación del relé de umbral de frecuencia el límite de importación corresponde al 33% de la demanda del área Caribe 2
- Con el reajuste del esquema para el área Caribe 2, es decir, reajustando el relé df/dt de Sabanalarga, se puede aumentar el límite de importación al 56% de la demanda del área Caribe 2.
- Si dadas las condiciones es necesario realizar un racionamiento, no se deben desconectar los circuitos que están en el EDAC, ya que con esto se le estaría quitando la protección al sistema por baja frecuencia, con lo cual los límites definidos en este estudio no aplican y es posible que ante un evento de aislamiento se produzca el apagón total del área aislada.
- Similarmente a la anterior recomendación, es caso de implementarse el ESBF como parte de la protección para prevenir el colapso total, y ser necesario aplicar un racionamiento por límite de importación, no se debe desconectar la carga que están bajo el esquema ESBF. Es decir, si se tiene habilitado el esquema para prevenir de el colapso del área Caribe, no se deben desconectar cargas de las áreas Córdoba – Sucre, Guajira – Cesar – Magdalena y carga rural de Atlántico.
- Debido a la actuación del EDAC en el toda el área y la desconexión de toda la carga de Córdoba – Sucre para los casos de importación hasta 600 MW, las tensiones en el área GCM tienden a incrementarse por encima de los valores operativos. Este incremento, que fue visto desde el estudio realizado por CND sobre el límite de importación del área Caribe con un circuito San Carlos – Cerromatoso 500 kV (documento ISA UENCND 049-05) y controlado mediante la implementación del disparo del circuito 1 Cuestecitas – Guajira 220 kV, es necesario complementarlo con la implementación del disparo por sobretensión del circuito Cuestecitas – Valledupar 220 kV, ajustando el relé 59L en 245 kV y 30 s.
- Con el objetivo de dar cumplimiento a la reglamentación vigente, específicamente con resolución CREG 061/96, este esquema debe ser analizado por las empresas que están localizadas en el área entre el CND y aprobados por el CNO.

ANEXO 2

ESQUEMA SUPLEMENTARIO POR BAJA FRECUENCIA PARA EL ÁREA CARIBE

ACTA REUNIÓN

FECHA: Agosto 04 de 2005
HORA: 09:00 a.m.
LUGAR: Oficinas de ISA en Medellín

ASISTENTES:

URRA	Evelyn Villabon
TERMOFLORES	Hilberto Diaz
TRANSELCA	Rodolfo Acuña
TRANSELCA	Héctor Santodomingo
TRANSELCA	Ismael Silva
EEPPM	Jorge Iván Ramírez
EEPPM	Nelson Valencia
EEPPM	John Jairo Celis
ELECTROCOSTA-	Rafael Gómez
ELECTRICARIBE	
CERROMATOSO	Alejandro Heilbron
CORELCA	Domingo Laino
CORELCA	Eduardo Ramos
TERMOCANDELARIA	Paolo Seni
ISA	Ramón Leon Candela
ISA	Armando Burgos
ISA	Juan Diego Gómez
ISA	Oscar Arango

1. Esquema Suplementario por Baja Frecuencia (ESBF) para la Costa Atlántica

El CND presento el análisis de las condiciones obtenidas para el área Caribe considerando los trabajos proyectados para la ampliación de los campos gasíferos de Chuchupa, para los cuales se espera una reducción de la disponibilidad de Gas en Guajira por periodos entre 3 y 5 días en los meses de octubre/05 a enero/06.

Acta de reunión

2

Esto lleva a una situación crítica para la atención de la demanda por déficit de potencia en el área Caribe, que se agudiza aún más ante la indisponibilidad de uno ó ambos circuitos San Carlos – Cerromatoso y/o Chinú-Sabanalarga a 500 kV.

En el documento ISA UENCND 05-084 se presentan los análisis para las diferentes condiciones esperadas

Comentarios:

- Urrea comenta que el mantenimiento de la unidad 3 se puede trasladar de Octubre al 20 de septiembre. El mantenimiento de la unidad 4 hasta el momento no se puede mover del mes de noviembre. Igualmente solicita conocer consuficiente anticipación las fechas de los trabajos para poder realizar las planeación de la operación del embalse.
- CORELCA comenta que el mantenimiento de la unidad 4 de Termobarranquilla programada para el 23 de octubre durante un mes no es posible moverlo. Este se programó según la última comunicación de los productores de gas de la plataforma Chuchupa
- Se acordó que el esquema ESBF propuesto estará operativo solamente durante el tiempo que duren los trabajos en Cusiana y en Chuchupa
- ISA confirma que aun cuando haya sólo un circuito San Carlos – Cerro los trabajos sobre el gas se iniciarán aun con bajo esta condición, previa implementación de todas las medidas para reducir el riesgo en el sector eléctrico.
- Electrocosta comenta que en Malambo no sólo tiene carga rural y que evaluará el traslado de la carga industrial hacia la subestación 20 de julio, para ser alimentada desde la subestación Tebsa.
- CORELCA comenta que las unidades 3 y 4 de Termobarranquilla no estan afinadas para operar con combustible sustituto. Sin embargo realizarán los mejores esfuerzos para garantizar una adecuada operación con este combustible.
- Cerro Matoso hace énfasis en conocer lo más pronto posible las fechas de los trabajos para poder programar posibles mantenimientos sobre sus equipos.

- Electrocosta sugiere revisar el ajuste del esquema ESBF para la época de Diciembre-Enero para reducir el riesgo de disparo en Santa Marta
- Se sugiere que se reafirme el tema de restablecimiento con los agentes operadores del área.
- CORELCA solicita al CND mantener informados a los interesados las fechas de los eventos, la realización de las pruebas al esquema y los resultados de éstas.
- TRANSELCA comenta que el esquema ofrece la mejor alternativa técnica para minimizar el impacto, pero no garantiza una confiabilidad del 100%. Todos los agentes del área entienden los riesgos asociados y las responsabilidades en la implementación y actuación del esquema.
- Es necesario revisar los aspectos operativos y las reglas aplicables en la aplicación de un eventual racionamiento
- ISA y TRANSELCA acuerdan trabajar en la realización de un procedimiento operativo para los reajustes del relé df/dt de Sabanalarga, dependiendo de la topología y las necesidades del momento.
- Todos los agentes solicitan información oportuna para poder ajustar los planes de mantenimiento
- TRANSELCA solicita el protocolo de pruebas del relé df/dt realizado al relé de Chinú para aplicarlo al relé de Sabanalarga.

Este Esquema Suplementario ESBF y el acta se aprueba por todos los agentes del área, para lo cual se firma:

EMPRESA

URRA
TERMOFLORES
TRANSELCA
EEPPM
ELECTRO COSTA-
ELECTRICARIBE
CERROMATOSO
CORELCA
TERMOCANDELARIA
ISA

FUNCIONARIO

Evelyn Villabon
Hilberto Diaz
Rodolfo Acuña
Jorge Iván Ramírez
Rafael Gómez

Alejandro Heilbron
Domingo Laino
Paolo Seni
Juan Diego Gómez

FIRMA