

Ciente: COES-SINAC

Objeto: Esquemas de Rechazo de Carga por Subfrecuencia y por Mínima Tensión y de Rechazo de Generación por Sobrefrecuencia. Verificaciones de los esquemas propuestos con el modelo de Red Completo.

Orden: Contrato N°021-2002 COES-SICN del Estudio de Rechazo de Carga/Generación

Notas:

this document shall not be reproduced except in full without the written approval of CESI

N. de paginas: 30

N. de paginas adjuntas:

Fecha de emisión: 31/03/2003

Preparado: Ing. J.L. Perez

Verificado: Ing. R. Gomez

Aprobado: Ing. B. Cova

INDICE DEL CONTENIDO

HISTORIA DE LAS REVISIONES.....	4
1 OBJETO DEL ESTUDIO.....	4
2 CONCLUSIONES.....	5
3 RECOMENDACIONES	7
4 ALCANCE	9
5 CRITERIOS APLICADOS PARA LOS ESQUEMAS PROPUESTOS	10
5.1 RECHAZO DE CARGA POR SUBFRECUENCIA	10
5.2 RECHAZO DE CARGA POR MÍNIMA TENSIÓN.....	12
5.3 RECHAZO AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN POR SOBREFRECUENCIA	20
6 METODOLOGÍA APLICADA.....	23
7 BASE DE DATOS	24
7.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE LA RED COMPLETA.....	24
7.2 AJUSTES PROPUESTOS PARA EL ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA POR SUBFRECUENCIA	25
7.3 AJUSTES PROPUESTOS PARA EL RECHAZO DE GENERACIÓN POR SOBREFRECUENCIA.....	25
7.4 AJUSTES PROPUESTOS PARA EL RECHAZO DE CARGA POR MÍNIMA TENSIÓN	26
7.5 DISTRIBUCIÓN DE LOS RELÉS DE RECHAZO DE CARGA/GENERACIÓN.....	27
8 ESTUDIOS PARA LA VERIFICACION DE LOS ESQUEMAS PROPUESTOS	28
8.1 VERIFICACIONES DE DETALLE A TRAVÉS DE LA SIMULACIÓN CON EL MODELO COMPLETO	28
8.2 PERTURBACIONES PARA LA VERIFICACIÓN DEL RECHAZO DE CARGA/GENERACIÓN.....	28
ANEXO 1	29

ANEXO A: ESCENARIOS DE REFERENCIA - DETALLES

ANEXO B: DISTRIBUCIÓN DE LOS RELES DE RECHAZO CARGA/GENERACION - DETALLES

ANEXO C: DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE RED COMPLETO DEL SEIN

ANEXO D: SIMULACIONES DE VERIFICACION ESQUEMAS DE SUB Y SOBREFRECUENCIA

ANEXO E: SIMULACIONES DE VERIFICACION ESQUEMA DE SUBTENSION

ÍNDICE DE LAS TABLAS

<i>TABLA 1: CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS ESCENARIOS DE REFERENCIA</i>	<i>9</i>
<i>TABLA 2: AJUSTES PARA EL ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA POR SUBFRECUENCIA</i>	<i>25</i>
<i>TABLA 3: AJUSTES PARA EL ESQUEMA DE RECHAZO DE GENERACIÓN POR SOBREFRECUENCIA.....</i>	<i>26</i>
<i>TABLA 4: AJUSTES PARA EL ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA POR SUBTENSIÓN</i>	<i>27</i>
<i>TABLA 5: EVENTOS PARA LA VERIFICACIÓN DE LOS ALIVIOS DE CARGA POR SUBFRECUENCIA</i>	<i>28</i>

ÍNDICE DE LAS FIGURAS

<i>FIG. 1: EJEMPLO DE CURVA Q-V EN EL ESCENARIO ES03MX.....</i>	<i>14</i>
<i>FIG. 2: VARIACIÓN DE LA DERIVADA DE FRECUENCIA EN FUNCIÓN DEL DÉFICIT DE GENERACIÓN.....</i>	<i>29</i>

HISTORIA DE LAS REVISIONES

Revisión numero	Fecha	Protocolo	Lista de las modificaciones
0	10/04/2003	RETE – A3/012472	
1	21/05/2003	RETE – A3/012472	Párrafo 2. Conclusiones Párrafo 3. Recomendaciones

1 OBJETO DEL ESTUDIO

Es la elaboración del estudio de rechazo automático de carga/generación del SEIN con el que se proponen los esquemas para el:

- Rechazo automático de carga mediante relés de mínima frecuencia y/o gradiente de frecuencia.
- Rechazo automático de Generación mediante relés de sobrefrecuencia.
- Rechazo automático de carga mediante relés de mínima tensión.

Los esquemas propuestos tienen como finalidad:

- De cumplir con las exigencias de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, garantizando la calidad del servicio en lo que se refiere a las magnitudes frecuencia y tensión del SEIN.
- De aumentar la seguridad operativa al SEIN en casos de déficit de generación limitando al mínimo las interrupciones de los suministros de energía a los clientes en casos de emergencia.
- De evitar riesgos de desestabilización de las instalaciones de generación y sobrecargas peligrosas en el SEIN
- De distribuir lo más equitativamente posible entre los clientes del SEIN la carga a rechazar en cada bloque del esquema de Rechazo Automático de Carga, considerando sin embargo, el criterio de mantener el SEIN completamente interconectado.

Se han realizado los estudios de operación en estado estacionario y dinámico del SEIN para la topología y escenarios previstos en el 2003, con el objetivo de verificar:

- La ubicación más adecuada de los relés de mínima frecuencia y mínima tensión
- Los respectivos umbrales de intervención, incluidos los relés de sobrefrecuencia para la desconexión automática de generación.
- Las características funcionales de los relés.

Esta segunda y última fase del estudio se complementa con las actividades desarrolladas en la fase uno y que han sido documentadas en el **Informe Preliminar**.

2 CONCLUSIONES

El modelado adoptado para la red y para los componentes presentes en el SEIN esta lo suficientemente detallado para contemplar todos los fenómenos que se busca representar, ya sea para el análisis en estado estacionario (flujos de carga) como para las simulaciones dinámicas del comportamiento en estado perturbado.

La actividad orientada a la reproducción de las fallas en el sistema, ha permitido obtener en base a la respuesta a los eventos, una aceptable validación del modelo de simulación a ser utilizado en el proceso de verificación de los esquemas propuestos.

El Esquema de Rechazo Automático de Carga por subfrecuencia propuesto para el SEIN ha demostrado un comportamiento aceptable en todas las simulaciones efectuadas, ya sea en términos de la carga desconectada así como en la recuperación de la frecuencia, buscando en lo posible que el SEIN se mantenga completamente unido.

El esquema propuesto se ha implementado en este estudio sólo a modo de ejemplo para verificar el desempeño del mismo. Los detalles de la desagregación de cargas en los escenarios utilizados y aquellas demandas que se han puesto bajo los relés de corte, no tienen más significado que permitir que los estudios puedan ser reproducidos por terceros.

Las demandas por agente/empresa que integran el esquema descritas en el presente informe, son consecuencia de la aplicación de los porcentajes estipulados en el diseño del esquema a un caso práctico. Si las demandas son diferentes el total de cortes variará en módulo, pero la implementación del esquema debe preservar tanto como sea posible los porcentajes asignados al esquema. La definición definitiva de las cargas sujetas a cortes será el resultado de un conjunto de actividades entre el COES y las empresas involucradas en el esquema de rechazo.

Se sugiere la creación de un “Mercado de Cortes”, tal que permita a las empresas del sistema la libertad de contratar los cortes sobre otras empresas y alcanzar los porcentajes indicados. Esto permitirá contemplar las características especiales de algunos procesos de producción, la composición de la demanda en bloques indivisibles (grandes motores, etc.) o diversas modalidades de contratos de suministro..

En las perturbaciones de mayor envergadura el esquema ha demostrado la selectividad de los alivios de carga por derivada de frecuencia, que han permitido un buen recupero de la frecuencia y que, por el carácter de la distribución propuesta para ellos (el área del Centro anticipa los cortes), han evitado el desmembramiento del SEIN. La anticipación de cortes en el área Centro es una manera de evitar consecuencias más graves, puesto que la separación del sistema se produce siempre que el área Norte es exportadora, provocando que ante la separación en el área Norte se deba rechazar generación para controlar la sobrefrecuencia, y en el área Centro se deba cortar carga adicional para compensar el déficit provocado por la separación.

Se ha observado también en algunas simulaciones la necesidad de disponer de una reserva de generación no solamente mayor, sino también mejor distribuida en el SEIN, de manera que contribuya más eficazmente al recupero rápido de la frecuencia respecto del valor nominal. En el ámbito de este proyecto no se ha efectuado una sensibilidad de la respuesta del SEIN con la variación del monto y la ubicación de la reserva, los estudios han considerado el despacho de la reserva rotante tal como se hace en la actualidad, pues es un dato del problema.

La desconexión de cargas muy significativas, pone en riesgo el control de tensiones en las barras de carga del sistema. Es por ello que el esquema de alivios de carga por

subfrecuencia se ha complementado con una adecuada desconexión de los elementos compensadores así como la desconexión de 1 de las líneas en UHV para los circuitos dobles. Para el caso particular de los bancos de Lixiviación (13.8 kV), Refinería Ilo (10.5 kV), Yura Cachimayo (6.9 kV) que son filtros de armónicos sintonizados, pueden quedar fuera del esquema sin que esto cambie la naturaleza de la respuesta global.

Se han presentado para el esquema de corte de carga por subfrecuencia algunos casos de sobredesconexión que se retienen en la norma, teniendo en cuenta que: el esquema en general es proclive a desconectar en exceso o en defecto un escalón más del previsto debido a la característica discreta de los mismos, y también a que una parte de la carga, debido a los motores equivalentes, es de tipo discreta. No obstante ello, el corte por defecto es parcialmente compensado por la etapa de restitución.

En el esquema de corte por subfrecuencia se ha propuesto una etapa de restitución, el tiempo máximo para la desconexión se ha hipotizado compatible con el tiempo tolerado por los generadores para operar a frecuencias bajas, en particular 58.41 Hz. El umbral de frecuencia a la cual debe restituirse se ha fijado en 59.7 Hz, este umbral podría ser menor sin que esto afecte el comportamiento del resto del esquema.

El esquema de rechazo de carga por subfrecuencia propone una desconexión total del 48% de la demanda del SEIN, menor respecto al corte del esquema actual que es del 60%, esta disminución es factible por la distribución en los cortes por gradiente y por el soporte en la selectividad que ofrece el control del perfil de tensión a través de la desconexión de la compensación shunt.

Por último, el esquema de rechazo de carga por subfrecuencia propuesto es de implementación inmediata sin necesidad aparente de inversiones adicionales, ya que los escalones de cortes por umbral son 7 como los del esquema actual, mientras las etapas de corte por gradiente son menos que las del esquema actual, por lo tanto parte de estos relés pueden ser utilizados en el esquema de desconexión de la compensación shunt.

El esquema de control de subtensión ha demostrado ser satisfactorio para mantener el control de las tensiones en Lima ante las contingencias simples y dobles en las ramas pertenecientes a los corredores que colectan la producción de Mantaro, Yanango, etc., y la producción proveniente del Sur. El esquema ha sido probado también ante un incremento de carga en la zona Centro con insuficiencia de medios de compensación de potencia reactiva, y demostró mantener bajo control la tensión en la zona de Lima.

El esquema por sobrefrecuencia propuesto presenta una buena selectividad ante todo tipo de desequilibrios entre la carga y la generación. Este esquema se ha basado en relés ajustados por umbral y por gradiente de frecuencia. Para el área Sur los rechazos de generación se han coordinado con el accionamiento del dispositivo fast-valving de la central térmica de ILO2. En el área Norte el esquema contempla los diversos subsistemas factibles de formarse.

El desmembramiento del SEIN en áreas, como consecuencia de eventos muy significativos (por ejemplo la salida de servicio de la SE a 220kV de Campo Armiño), debe dar intervención a lo que se conoce como Plan de Defensa, el cual está constituido por un número de acciones específicas destinadas a restaurar el equilibrio rápidamente para evitar el colapso del área, y donde los montos de desconexión de demanda o generación son especialmente calculados para estas condiciones de emergencia.

3 RECOMENDACIONES

Los esquemas de Rechazo de Carga/Generación propuestos no pueden resolver cualquier problema de inestabilidad angular, ni suelen ser el medio más eficiente para enfrentar a todas las situaciones que conducen a valores bajos de tensión.

Los problemas particulares de inestabilidad angular y fuertes caídas de tensión, debido a eventos contemplados o no en las hipótesis de diseño del sistema, podrían resolverse mediante esquemas de control de emergencia diseñados específicamente, con ampliaciones de transporte, u otras consideraciones que resultarían de estudios especializados.

Con estudios complementarios de estabilidad permanente y transitoria se deben:

- calibrar en modo adecuado los PSS (Power System Stabilizer) para el control de la amortiguación de las oscilaciones electromecánicas, puesto que evitarán la desconexión indebida de cargas por subfrecuencia ante eventos severos e incrementarán los límites transitorios de intercambios entre áreas;
- poner a punto los sistemas de regulación de la tensión y de los reguladores de velocidad que pueden tener una influencia ya sea en el control de la pérdida de paso de los generadores en condiciones críticas, o sobre la re-sincronización de los mismos en el caso que hayan perdido el paso;

Con estudios de estado estacionario y de estabilidad transitoria deben verificarse los criterios de operación del sistema en relación a los límites de transporte en las líneas troncales del sistema de transmisión, tanto en condición N (red completa), como en N-1 o en contingencia simple. Estos límites debieran reconocer los problemas de:

- Límites térmicos permanentes y transitorios;
- Límites por estabilidad transitoria o desempeño del sistema en condición post-falla;
- Criterios de seguridad de áreas, para evitar el colapso de uno o más subsistemas ante eventos simples.

Tales límites permitirán identificar las restricciones, e implementar las acciones correctivas específicas que contribuirán a mejorar la calidad del servicio en general, y a una operación más económica toda vez que las oportunidades de despacho serán más dependientes de la oferta y menos de los condicionamientos técnicos del sistema.

Por medio de estudios especializados de regulación potencia - frecuencia es recomendable optimizar el uso de los recursos de la Reserva Primaria de Frecuencia entre las unidades y coordinar esta reserva con las primeras etapas del rechazo de carga por subfrecuencia, ya que de algunos exámenes preliminares se ha verificado que difícilmente se ocupará más del 10 % de la reserva concentrada en una sola central antes de que se activen las etapas del Rechazo de Cargas, lo cual implica recursos puestos a disposición que no serán ocupados efectivamente cuando sean necesarios.

Desde el punto de vista del control de la tensión, es oportuno poner en juego en modo adecuado todos los recursos de reactivos disponibles en la red. Debe contemplarse que el esquema de control de subtensión propuesto en este estudio es una aplicación sencilla y práctica para solucionar con urgencia los problemas detectados, pero es conveniente distribuir en una segunda etapa las señales de disparo conforme a las particularidades del consumo en Lima.

Por ultimo, a través de cursos de Capacitación, que se adquiera confianza en la representación del sistema mediante el simulador, que permita efectuar una planificación de la operación con límites más ajustados a las posibilidades del sistema real, y evaluar el desempeño del Plan de Rechazo de Cargas o cualquier otro Esquema de Control de Emergencias que pueda instalarse en el sistema, produciendo las recomendaciones necesarias para su perfeccionamiento.

4 ALCANCE

El estudio se circunscribe a las instalaciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y las simulaciones efectuadas contemplan el análisis de las perturbaciones que originan déficit o exceso de generación para la verificación de los esquemas dependientes de la frecuencia, o contingencias de red o variación de la demanda para el esquema dependiente de la magnitud de la tensión.

El análisis de las perturbaciones se ha desarrollado sobre los escenarios de referencia preparados por el COES para el año 2003 y que se describen en la *Tabla 1*:

ESCENARIOS DE REFERENCIA			
AÑO 2003	Pgen MW	Pload MW	Ploss MW
Avenida demanda Máxima	2899.0	2776.0	123.0
Avenida demanda Media	2564.0	2464.0	100.0
Avenida demanda Mínima	1920.0	1851.0	69.0
Estiaje demanda Máxima	3018.0	2882.0	136.0
Estiaje demanda Media	2599.0	2504.0	95.0
Estiaje demanda Mínima	1923.0	1860.0	62.0
Demanda Máxima con FS de Mantaro y Restitución	2981.0	2858.0	123.0

Tabla 1: Características principales de los Escenarios de Referencia

En el [ANEXO A](#), se reportan los despachos del parque de Generación y los totales por área para cada uno de los escenarios ajustados.

5 CRITERIOS APLICADOS PARA LOS ESQUEMAS PROPUESTOS

5.1 Rechazo de Carga por Subfrecuencia

Para diseñar el esquema de rechazo de carga por subfrecuencia se ha tenido en cuenta las consideraciones enunciadas en el Informe Preliminar, así como la sensibilidad adquirida en las simulaciones con el modelo de red completa. El esquema está diseñado para enfrentar las más severas perturbaciones, pero contemplando el **sistema interconectado en su conjunto**. Esto implica que las áreas aportarán proporciones semejantes de su demanda para equilibrar los desbalances, cuando la tasa de la variación de la frecuencia es moderada. Esto ha llevado a definir los siguientes criterios para la elección del esquema que mejor se adapta a la realidad del SEIN:

- *Protección del SEIN:* Se protege al sistema hasta el 86.7 % de sobrecarga (calculada como la relación entre la pérdida de generación y la generación remanente). Este valor implica seleccionar para el esquema de alivio de cargas el 48 % del total de la demanda. El 86.7 % de sobrecarga se puede presentar para un escenario de Carga Mínima ante una desconexión de 893 MW. Cuando se produce una pérdida de generación o aporte externo sobre un subsistema, el primer impacto lo recibe la generación en servicio, puesto que deberá aportar transitoriamente el déficit. Si se define como sobrecarga a la relación:

$$OL = 100 * GEN_OUT / GEN_REM,$$

donde GEN_OUT es la generación que se ha perdido y GEN_REM es la generación remanente, esta cantidad caracterizará en promedio el aporte adicional que deberán hacer los generadores en servicio para suplir el déficit. La relación entre la generación perdida a la demanda previa del sistema, indica aproximadamente en por unidad la cantidad de carga que es necesario despejar para equilibrar el sistema. Ej.: Para el escenario de mínima de Estiaje la Generación es de 1923 MW y la demanda de 1861 MW. Suponiendo que Mantaro y Restitución están al máximo, la pérdida de ambas centrales implicaría un déficit de 841 MW, lo cual arroja:

$$OL = 100 * 841 / (1923 - 841) = 78 \%,$$

requiriendo despejar en ausencia de reserva de generación aproximadamente:

$$100 * 841 / 1861 = 45.2 \% \text{ de la demanda.}$$

Se ha adoptado un índice de sobrecarga del 86.7 y consecuentemente un corte total del 48 %, suficiente para cubrir un déficit comparable a la pérdida de las Centrales Mantaro y Restitución. La integridad del SEIN ante una perturbación de esta entidad dependerá de los flujos transitorios que se generen en los corredores de interconexión, sobre todo entre las áreas Norte y Centro. El esquema propuesto, como se detalla más adelante, tiende a limitar en lo posible que este flujo entre las áreas supere en modo significativo los límites de transporte.

- *Selectividad del Plan ante eventos:* El esquema por umbral puede seleccionar adecuadamente la demanda a desconectar para una tasa de variación de la frecuencia igual o inferior a 0.650 Hz/s entre 59.0 y 58.4 Hz. Esto significa que una falla evolutiva que desconecte 800 MW no simultáneamente, podría ser bien discriminada con independencia de la frecuencia a la que se producen las pérdidas de generación. Esto es posible por la coordinación entre la diferencia de 0.1 Hz entre las etapas por umbral y el retardo constante de 0.150 ms previo a la emisión de la orden de disparo del interruptor. Así, para una tasa de caída constante levemente menor de -0.65 Hz/s, el tiempo necesario para que se produzca el disparo de la carga asignada en la etapa

genérica “N” es de $(0.150 + 0.085) \text{ ms} = 0.235 \text{ ms}$ considerando el tiempo de apertura del interruptor. Esta desconexión sucederá en momentos en que la frecuencia ha excitado la medición de la etapa “N+1” por aproximadamente 80 ms, otorgando un margen de unos 70 ms para reestablecer el temporizador y evitar el disparo de esta última si el corte de carga de la etapa “N” resultó suficiente. Considerando la reacción de la demanda con la frecuencia, la discriminación podría ser algo mayor.

- *Número y tipo de etapas:* El esquema se basa en 7 etapas activadas por **umbral** de frecuencia, y se ha asignado a todas las áreas el mismo porcentaje de demanda por etapa. El esquema dispone de señales suplementarias que pueden disparar una o más etapas de umbral anticipadamente; estas señales suplementarias se activan a partir de una frecuencia inferior a 59.8 Hz, y seleccionan las etapas de umbral necesarias según **la tasa de variación de la frecuencia** de cada zona en particular.
- *Umbrales de Arranque:* Para los relés que actúan por valor de frecuencia se ha adoptado un umbral de arranque a 59 Hz en base a la indicación de la Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) donde se admite una variación súbita de frecuencia de $\pm 1 \text{ Hz}$. Para los relés que actúan por derivada de frecuencia, el umbral de arranque se ha fijado en 59.8 Hz con una derivada mínima para el área Centro de 0.65 Hz/seg, **variación que corresponde a un déficit de generación en el SEIN de aproximadamente 400 MW** para un escenario de demanda Media.
- *Dimensionamiento de las Etapas:* La primera etapa del esquema está preparada para hacer frente a la desconexión de la unidad más grande del sistema (ILO2), en ocasión de que este evento se produzca con ausencia de reserva en los escenarios de Media y Máxima Carga. En Carga Mínima, este evento activaría la 2da. etapa si no hubiera reserva disponible. Las etapas 2 a 7 se han arreglado como un compromiso entre las ventajas técnicas de desconectar mayores montos al principio para frenar la caída de la frecuencia, y las desventajas económicas de sobredesconectar en los eventos que tienen mayores probabilidades de ocurrir. Las últimas etapas reducen la carga asignada para evitar eventos de sobrefrecuencia, en vista de que el impacto de una desconexión es tanto mayor cuanto menos demanda remanente hay en el sistema.
- *Etapas de restitución:* A la séptima etapa también se le ha asignado la función de **restituir** la frecuencia a la banda $60 \pm 0.3 \text{ Hz}$ antes de los 20 s. Esta función de la 7ma. etapa de umbral se activaría siempre que el monto de la desconexión de carga y la velocidad de respuesta de la reserva disponible, no puedan restituir la frecuencia por sobre 59.7 Hz en 15 s (este umbral podría ser menor sin que esto afecte el comportamiento del resto del esquema).
- *Distribución del esquema de cortes en el sistema:* se ha detectado la necesidad de revisar el concepto de distribución equitativa del esquema en cuanto **al rechazo por gradiente de frecuencia**, con la finalidad de adaptar el mismo a la naturaleza exportadora/importadora de algunas áreas. Es decir que frente a perturbaciones significativas (aquella que activa hasta la 3ra. etapa por derivada, con un corte de demanda en forma súbita del 22 %), el esquema se adaptará para anticipar el disparo de ciertas etapas en el área Centro, con el objeto de preservar tanto como sea posible la interconexión con el resto del sistema. Esta adaptación beneficia sobre todo a la propia área Central, puesto que la separación del sistema Norte por lo regular implica la pérdida de un aporte al área Centro, la cual debe ser compensada con un corte de demanda adicional. Para el sistema Norte implica la pérdida de generación que no puede asignarse al abastecimiento del área Centro. Ver ANEXO 1 para ulteriores aclaraciones.

- **Separación de áreas:** Se ha comprobado que por activación del plan, se inducen oscilaciones de carácter electromecánico que llevan a la apertura de ciertos corredores (líneas de evacuación de San Gabán y Machupichu y en la línea Chimbote – Paramonga), ocasionando la separación de las áreas Sudoeste y Norte. El diseño propuesto se ha dimensionado para evitar en lo posible la separación, de todas maneras se han formulado algunas recomendaciones encaminadas a mejorar el amortiguamiento de dichas oscilaciones. Ver ANEXO 1 para ulteriores aclaraciones.
- **Adaptación de la compensación:** ante la desconexión de importantes bloques de carga debido a una perturbación significativa, se activan señales que disparan los elementos de compensación capacitiva, o bien se desconectan líneas en el nivel UHV que a raíz de la perturbación se encuentran seguramente descargadas (1 de ellas en los circuitos dobles). A título de aclaración: el esquema desconecta “una de las líneas” entre Moquegua e ILO 2 cuando la frecuencia es tan baja, que hace presumir una muy importante desconexión de cargas por actuación del Esquema de Rechazo de Cargas, lo cual ocasionará una tensión elevada en el sistema de 220 kV. La aplicación de este automatismo sólo tiene validez cuando los dos circuitos están en servicio, y la mención del circuito “2” es sólo indicativa. Bastaría entonces asignar un relé a una de las líneas, y bloquear el disparo cuando uno de los circuitos estuviera fuera de servicio. En cuanto a la absorción de potencia reactiva, las tensiones se reducen cuando para estados de poca carga se deja fuera de servicio a una de las líneas, y las condiciones operativas de ILO 2 también mejoran pues no debe absorber tanta potencia reactiva. Por las razones expuestas, se recomienda implementar este esquema tal como se ha contemplado en el diseño.

5.2 Rechazo de Carga por mínima tensión

Este esquema toma en cuenta la necesidad de evitar la ocurrencia de un colapso de tensión en la zona de Lima, ya sea ante la ausencia de medios suficientes de control de tensión y/o cuando ante contingencias, se saturan los vínculos remanentes que proveen su alimentación.

El esquema tiene como objetivo intervenir cuando la tensión cae por debajo de los umbrales críticos en los nodos del sistema de UHV de Lima correspondientes al escenario de Carga Máxima, y despejar la carga necesaria para restituir la tensión a valores superiores a dichos umbrales, aportando un margen de seguridad mínimo para que el operador del sistema efectúe las acciones correctivas necesarias para que la tensión alcance los niveles operativos habituales. Esto es, el esquema no pretende restituir los niveles de tensión habituales, sino generar las condiciones de seguridad para que el operador ejerza las acciones necesarias para lograrlo.

El colapso de tensión causa la actuación debida¹ de las protecciones, fundamentalmente las de distancia, ocasionando la apertura de 1 o más líneas desmembrando el sistema en forma no controlada. Estas bajas tensiones podrían producir también la apertura de contactores de los servicios auxiliares de los generadores (tanto como los de algunos procesos industriales), agravando aún más la pérdida de control de los eventos siguientes deteriorando gravemente la calidad de servicio en general.

1: A medida que la tensión cae en un extremo de línea, la impedancia vista en el extremo restante ($Z = V/I$) disminuye provocando un efecto semejante al que se produciría si la corriente aumentara debido a una falla. De este modo, una caída brusca de la tensión de manera sostenida podría conducir a que el lugar de la impedancia ingresara en las zonas de disparo de los relés y se produjese la apertura de las líneas como si se tratase de una falla.

El fenómeno de bajas tensiones que se registró en Lima el 10 de Abril del 2002 entre las 18:15 y 18.30hs, es posible y deseable contrarrestarlo mediante acciones de control automáticas. Si bien tales acciones de corrección fueron entonces ejecutadas manualmente por los responsables de la operación del sistema, se puso de manifiesto que tanto la saturación en las comunicaciones, la toma de decisiones en condiciones de emergencia y la articulación efectiva de las acciones de control, se convierten en obstáculos muy importantes para superar con éxito esta clase de problemas.

Los estados operativos en condiciones proclives a un colapso de tensión se agravan a una velocidad creciente a medida que la tensión cae y la carga aumenta, debido a que el aporte capacitivo de las líneas de transmisión decrece proporcionalmente al cuadrado de la tensión, y dado que la corriente en las líneas aumenta cuando disminuye la tensión para un mismo estado de carga, se incrementan las pérdidas reactivas con el cuadrado de la corriente. Si estos problemas no son removidos rápidamente, los limitadores de máxima corriente rotórica de los generadores podrían intervenir agravando aún más la situación.

Debido a estas características particulares del fenómeno, no siempre la coordinación de las acciones correctivas manuales suele ser eficaz para evitar el colapso. Si en el transcurso de las maniobras para controlarlo las bajas tensiones ocasionaran la pérdida de una línea de alimentación o de un generador en el centro de carga, el colapso de tensión se precipitaría vertiginosamente y con ello el desprendimiento incontrolado de al menos una parte del sistema.

Las razones expuestas se consideran suficientes para justificar la implementación de medios automáticos de control para hacer frente a este tipo de fenómenos.

Metodología:

El análisis se basó primariamente en la determinación de las curvas Q-V en los nodos de 220 kV de la zona Costa Centro, mediante las cuales se pudo detectar no sólo el escenario más vulnerable sino también los nodos y los niveles de tensión críticos. El escenario más vulnerable es el de Máxima en Estiaje², y presenta para casi todos los nodos de Lima una diferencia de unos 30 MVAR en el retiro de la potencia reactiva necesaria para hacer inestable la tensión respecto del escenario de Máxima de Avenida³, segundo en orden de severidad.

Un ejemplo de las curvas Q-V para el nodo de 220 kV de Chavarría en el escenario de Máxima de Estiaje permitirá comprender mejor la descripción que sigue:

2: La determinación del caso más crítico es una consecuencia de la demanda y el despacho de los generadores individuales que se han considerado en los casos de referencia suministrados por COES. Se observa que el despacho es semejante en la zona de la Sierra Centro en los casos de Estiaje y Avenida en máxima demanda, aunque el aporte desde el Sur es 65 MW mayor en Estiaje y la demanda global del sistema es unos 100 MW mayor. El caso especial sin Mantaro ni Restitución con un mayor parque térmico en la zona Centro se comporta tal como se asevera en algunos comentarios de los Agentes que han observado una mayor rigidez de la tensión y por ello no se ha contemplado en el diseño. Respecto de los casos de Avenida y Estiaje, tanto las evaluaciones estáticas como las simulaciones dinámicas, demostraron que el caso de Estiaje empleado en estos estudios es notoriamente más severo, puesto que las acciones correctivas que se demostraron imprescindibles en el Estiaje, resultaron o no necesarias o con una intervención menor del esquema de emergencia en el caso de Avenida.

3: se hace una comparación relativa de la severidad entre el escenario de Estiaje al de Avenida.

Curva Q-V Chavarria 220kV
Escenario de Máxima Demanda en Estiaje 2003

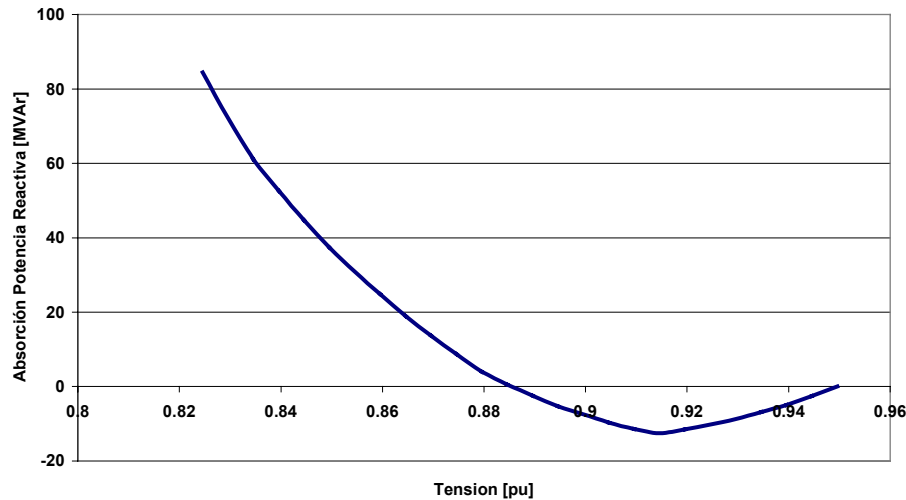


Fig. 1: Ejemplo de Curva Q-V en el escenario ES03MX

Normalmente, la tensión en un nodo cae a medida que la extracción de reactivo en él aumenta. La Fig. 1 demuestra que en el nodo de 220 kV de la subestación Chavarría, bastarían unos 11.6 MVAR⁴ adicionales de consumo para que la tensión se convierta en inestable, a partir de lo cual aún reduciendo el consumo de potencia reactiva paulatinamente no es posible lograr que la tensión suba. La tensión en la cual se pone en evidencia este fenómeno es a los 0.910 pu. También para los nodos de 220 kV de Santa Rosa, Barsi, Balnearios y San Juan, un retiro adicional de potencia reactiva de aproximadamente 12 MVAR⁵ conduce a los mismos al punto de inestabilidad a partir de valores de tensión: 0.911, 0.895, 0.904 y 0.920 pu respectivamente.

En el nodo de Independencia el retiro necesario de potencia reactiva para tener el punto de inestabilidad es mayor, pero siendo un nodo crítico para la zona de Lima la tensión no debiera disminuir por debajo de 0.965 pu porque en estado estacionario (una vez que ha actuado la RBC de los transformadores) el estado del resto de los nodos de 220 kV podría ser inestable según el estado de carga y distribución de la generación. El nodo de ICA también es bastante restrictivo con respecto a los márgenes de tensión admisibles, mostrando problemas de inestabilidad en la tensión por debajo de 0.935 pu, mientras que en Marcona la tensión podría llegar hasta unos 0.849 pu antes de acceder a la zona de inestabilidad.

Estos niveles de tensión son los mínimos admisibles en los nodos en forma individual para el estado de carga del escenario en cuestión, no obstante es necesario coordinar las acciones de control entre los diversos nodos para efectuar una acción conjunta cuando el evento es de magnitud considerable. Esta coordinación se basó primariamente en el perfil de tensiones simultáneo en los nodos principales de 220 kV cuando el nodo de Independencia alcanza el mínimo valor.

Así se obtienen 2 umbrales de desconexión: uno Máximo para la acción coordinada y otro Mínimo para las desconexiones de Emergencia, los cuales se listan a continuación sin

4: El escenario considerado es el de Estiaje a máxima demanda, la SE de San Juan tiene en servicio los siguientes bancos de compensación shunt: 3x30 + 1x30 + 1x15 MVAR.

5: Respecto de la simultaneidad del retiro, el análisis en cada nodo contempla el incremento de retiro de potencia reactiva en forma individual, lo cual provoca necesariamente que disminuya la tensión en los otros nodos vecinos

contemplar margen de seguridad alguno, junto con los niveles Máximos y Mínimos de tensión en condiciones normales en los escenarios de referencia:

	Mínimo	Máximo	Max.Normal	Min.Normal
Chavarría:	0.905 pu	0.921 pu	0.982 pu	0.949 pu
Santa Rosa:	0.911 pu	0.923 pu	0.982 pu	0.951 pu
Barsi:	0.895 pu	0.916 pu	0.977 pu	0.945 pu
Balnearios:	0.904 pu	0.925 pu	0.982 pu	0.954 pu
San Juan:	0.920 pu	0.931 pu	0.985 pu	0.960 pu
Independencia:	0.965 pu	0.965 pu	1.029 pu	0.996 pu
ICA:	0.935 pu	0.959 pu	1.019 pu	0.978 pu
Marcona:	0.849 pu	0.907 pu	0.997 pu	0.936 pu

El diseño del mecanismo de protección es tal que monitorea la tensión en los nodos de 220 kV y ejecuta acciones vigorosas para alejar el punto de operación del peligro de colapso de tensión. Estas acciones correctivas se han concebido de la manera más simple posible, suponiendo sólo comunicaciones locales en la propia subestación en la que se realiza la medición.

Las mediciones locales en 60 kV pueden no ser un buen indicador de la necesidad de las acciones, puesto que la debilidad de los vínculos de alimentación desde las subestaciones de 60 kV, la posibilidad de un tramo duplicado fuera de servicio, la salida de servicio de un banco local de compensación, etc., podrían dar indicios erróneos del momento oportuno para la intervención del mecanismo de corrección. Como los problemas de colapso de tensión se involucran con el suministro en bloque de una importante porción de la demanda del sistema central, el abastecimiento de este gran bloque de demanda no puede depender de mediciones poco confiables que ejerzan acciones correctivas alejadas de los nodos en los que se hace el diagnóstico.

Por esta razón se han establecido las mediciones de tensión en los nodos de 220 kV mencionados, y las acciones correctivas se implementan mediante desconexiones de circuitos completos, ya sea de líneas o transformadores en los interruptores de 60 kV de la propia subestación en donde se toma la medición. El criterio es el de la acción correctiva rápida y la reconexión posterior manual realizada por los responsables de la empresa afectada, previo acuerdo con los coordinadores de la operación centralizada del sistema. De este modo, los tiempos de demora en que pueden incurrir las comunicaciones y la coordinación de las maniobras no ponen en peligro al sistema de consecuencias mayores.

Implementación práctica del Esquema

En este estudio no se contempla el daño que las acciones correctivas pueden producir a la prestación del servicio, en cuanto a la seguridad civil y los servicios esenciales de la población, sólo se contempla el bloque de demanda que se despeja para corregir el problema de tensión. Sin duda, los responsables del servicio en un análisis posterior, podrán adaptar apropiadamente las acciones correctivas contemplando las necesidades de la comunidad.

El esquema diseñado tiene como propósito lograr eficacia y una rápida aplicación desconectando demanda en bloques, a partir de las características topológicas actuales del sistema del Perú. No obstante, en una segunda etapa y contando con inversiones en comunicaciones, podrían hacerse desconexiones más selectivas mediante interdisparos

desde las señales obtenidas en 220 kV hacia alimentadores seleccionados de las subestaciones de 60 kV.

Control de Reactores:

En primer lugar es recomendable que el reactor de Independencia y los 2 de Marcona se desconecten en forma automática cuando la tensión sea inferior a los umbrales siguientes medidos en 220 kV:

Independencia:	0.99 pu
Marcona:	0.93 pu

También es recomendable que el operador del sistema procure mantenerlos en servicio todo el tiempo que sea posible previamente al pico de cargas, como un medio de almacenar potencia reactiva para hacer uso de ella cuando se requiera. Aunque la operación de los generadores quedará con algo menos de margen de potencia reactiva, la desconexión de estos reactores provocarán un efecto concentrado sobre el sistema de 220 kV más rápido de lo que se obtendría mediante la coordinación del despacho de potencia reactiva con los generadores. Cuando se desconecta el reactor, el operador del sistema sabe que se está en estado de alerta, porque los medios subsiguientes para hacer frente a los problemas de bajas tensiones implican el corte de suministro.

El control de estos reactores no se ha incluido en el modelo del esquema a fin de obtener una situación más conservadora en los estudios.

Desconexión de Demanda:

Para asignar el monto de la carga a cortar para reestablecer el control de tensión, se ha realizado un análisis de sensibilidad en los nodos desde Chavarría hasta Marcona, obteniendo el cambio de la tensión en 220 kV ante la desconexión de un mismo módulo de demanda en 60 kV. El análisis produce una matriz como la que sigue para el escenario de estudio:

```
es03mx.sav
ESTIAJE 2003-DEM.MAXIMA
TABLE 1/ 1
```

			- DELTA VOLTAGES FOR DECREMENTAL LOAD ON BUSES: [%] -							
IT	IBUS	NAME	CHAVARR	STA.RO	BARSI	BALNEA	SANJUA	INDEPE	ICA	MARCON
			24008	44028	24068	24040	24048	24052	24066	24060
1	22004	[CHAVARR 220]	1.4	1.3	1.5	1.4	1.4	0.6	0.7	0.9
2	22006	[STA.ROSA 220]	1.4	1.3	1.4	1.4	1.4	0.6	0.7	0.9
3	22010	[BARSI 220]	1.5	1.4	1.6	1.4	1.4	0.6	0.7	0.9
4	22044	[BALNEARI 220]	1.4	1.3	1.4	1.6	1.6	0.6	0.8	1.1
5	22046	[SANJUAN 220]	1.3	1.3	1.4	1.5	1.6	0.6	0.8	1.1
6	22050	[INDEPEND 220]	0.8	0.8	0.9	1.0	1.0	1.3	1.8	2.5
7	22056	[ICA 220]	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.5	3.1	4.3
8	22058	[MARCONA 220]	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3	1.8	3.7	8.8

```
DECREMENTAL LOAD/BUS [MW,MVAr]:
```

24008 [CHAVARR 60.0]	P= 30.00, Q= 9.86
44028 [STA.ROSA60.0]	P= 30.00, Q= 9.86
24068 [BARSI 60.0]	P= 30.00, Q= 9.86
24040 [BALNEARI60.0]	P= 30.00, Q= 9.86
24048 [SANJUAN 60.0]	P= 30.00, Q= 9.86
24052 [INDEPEND60.0]	P= 30.00, Q= 9.86
24066 [ICA 60.0]	P= 30.00, Q= 9.86
24060 [MARCONA 60.0]	P= 30.00, Q= 9.86

Esta matriz indica por ejemplo, que reduciendo la demanda en 30MW y 9.86MVar en la barra 24008 (Chavarría 60 kV), la barra de 220 kV aumenta la tensión 1.4 % en pu, 1.5 %

en Barsi, 0.8 % pu en Independencia 220 kV, etc. Los factores de sensibilidad cambian en otros escenarios y son menores a medida que el sistema es más rígido o menos sensible a los cambios. Por ejemplo, en el escenario de Mínima demanda de Estiaje 2003 los resultados ante los mismos cambios son como sigue:

```
es03mn.sav
ESTIAJE 2003-DEM.MINIMA
TABLE 1/ 1
```

			- DELTA VOLTAGES FOR DECREMENTAL LOAD ON BUSES: [%] -							
IT	IBUS	NAME	CHAVARR 24008	STA.RO 44028	BARSI 24068	BALNEA 24040	SANJUA 24048	INDEPE 24052	ICA 24066	MARCON 24060
1	22004	[CHAVARR 220]	0.4	0.3	0.4	0.3	0.3	0.1	0.1	0.2
2	22006	[STA.ROSA 220]	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.1	0.1	0.2
3	22010	[BARSI 220]	0.4	0.3	0.5	0.3	0.3	0.1	0.1	0.2
4	22044	[BALNEARI 220]	0.3	0.3	0.3	0.5	0.5	0.2	0.2	0.4
5	22046	[SANJUAN 220]	0.3	0.3	0.3	0.4	0.5	0.2	0.2	0.4
6	22050	[INDEPEND 220]	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	1.0	1.4	2.1
7	22056	[ICA 220]	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	1.1	2.5	3.8
8	22058	[MARCONA 220]	0.3	0.2	0.3	0.3	0.4	1.3	2.9	8.1

```
DECREMENTAL LOAD/BUS [MW,MVAr]:
```

24008	[CHAVARR 60.0]	P= 30.00, Q= 9.86
44028	[STA.ROSA60.0]	P= 30.00, Q= 9.86
24068	[BARSI 60.0]	P= 30.00, Q= 9.86
24040	[BALNEARI60.0]	P= 30.00, Q= 9.86
24048	[SANJUAN 60.0]	P= 30.00, Q= 9.86
24052	[INDEPEND60.0]	P= 30.00, Q= 9.86
24066	[ICA 60.0]	P= 30.00, Q= 9.86
24060	[MARCONA 60.0]	P= 30.00, Q= 9.86

El efecto resultante en los nodos de 220 kV ante la aplicación simultánea de todos los elementos correctivos (desconexión de demanda) está demostrado en el reporte siguiente para los escenarios de Máxima y Mínima:

```
es03mx.sav
ESTIAJE 2003-DEM.MAXIMA
SUMARIZED TABLE
```

IT	IBUS	NAME	DV ALL BUSES	VOLT BEGNG	VOLT ENDNG
1	22004	[CHAVARR 220]	5.7	0.9496	1.0067
2	22006	[STA.ROSA 220]	5.7	0.9515	1.0081
3	22010	[BARSI 220]	5.9	0.9447	1.0035
4	22044	[BALNEARI 220]	6.3	0.9541	1.0176
5	22046	[SANJUAN 220]	6.2	0.9598	1.0218
6	22050	[INDEPEND 220]	7.8	1.0059	1.0842
7	22056	[ICA 220]	10.9	0.9851	1.0940
8	22058	[MARCONA 220]	15.8	0.9391	1.0973

```
es03mn.sav
ESTIAJE 2003-DEM.MINIMA
SUMARIZED TABLE
```

IT	IBUS	NAME	DV ALL BUSES	VOLT BEGNG	VOLT ENDNG
1	22004	[CHAVARR 220]	0.6	0.9762	0.9822
2	22006	[STA.ROSA 220]	0.7	0.9753	0.9824
3	22010	[BARSI 220]	0.7	0.9745	0.9813
4	22044	[BALNEARI 220]	1.2	0.9778	0.9898
5	22046	[SANJUAN 220]	1.1	0.9814	0.9929
6	22050	[INDEPEND 220]	4.3	0.9977	1.0412
7	22056	[ICA 220]	7.1	0.9832	1.0539
8	22058	[MARCONA 220]	11.6	0.9402	1.0563

```
DECREMENTAL LOAD/BUS [MW,MVAr]:
```

24008	[CHAVARR 60.0]	P= 30.00, Q= 9.86
44028	[STA.ROSA60.0]	P= 30.00, Q= 9.86
24068	[BARSI 60.0]	P= 30.00, Q= 9.86
24040	[BALNEARI60.0]	P= 30.00, Q= 9.86

24048	[SANJUAN 60.0]	P= 30.00,	Q= 9.86
24052	[INDEPEND60.0]	P= 30.00,	Q= 9.86
24066	[ICA 60.0]	P= 30.00,	Q= 9.86
24060	[MARCONA 60.0]	P= 30.00,	Q= 9.86

Estos índices de sensibilidad resultan de una primera distribución teórica de las acciones correctivas y son muy útiles para determinar el monto global de la demanda a desconectar, pero la aplicación final debe considerar los aspectos prácticos de su implementación.

En primera instancia la selección de los nodos a desconectar responde a la carga y las características topológicas de las subestaciones, con el objeto de implementar el esquema con un mínimo de inversión y sencillez en las obras. Se fundamenta a continuación la elección del esquema resultante en base al escenario de Máxima de Estiaje:

- En la subestación ICA, no puede implementarse una desconexión importante a menos que se deje en vacío a la subestación. Por lo tanto no interviene en el esquema.
- En la subestación Marcona tampoco puede implementarse una desconexión importante a menos que abran los dos circuitos a San Nicolás dejando la subestación prácticamente en vacío. Tampoco integra el esquema.
- En la subestación Independencia el esquema desempeña un papel clave ante la pérdida de alguna línea a Campo Armiño, y su respuesta resulta crítica también para las subestaciones ICA y Marcona. Para seleccionar la carga apropiada es necesario tomar 2 de las 3 salidas disponibles (T-Carmen y T-Puerto Nuevo totalizando ~ 32 MW). La salida a Paracas se excluye debido a que las dos salidas seleccionadas están vinculadas en la subestación Pueblo Nuevo.
- El esquema en la subestación San Juan se considera como “Reserva”, dado que una desconexión importante en el nodo de 60 kV haría probable la desconexión de al menos un banco de capacitores de 30 MVAR, reduciendo el efecto en la recuperación de la tensión. El esquema se ha asignado al transformador de rebaje 60/10 kV y las 2 salidas a Villa María totalizando ~ 52 MW, y por la razón expuesta este recurso está ajustado al umbral más bajo admisible de tensión, correspondiente al colapso del nodo de 220 kV de San Juan.
- El esquema en la subestación Santa Rosa también se considera como “Reserva”, debido a que la baja relación de tensiones 220/60 kV de 2 de sus transformadores determinan tensiones en 60 kV regularmente altas, por lo que se prefiere la desconexión cuando las tensiones en 220 kV han llegado a valores muy bajos. Si bien hay 2 alimentaciones radiales disponibles con montos de demanda equivalentes: las salidas a José Gálvez desde Santa Rosa Vieja (~ 43 MW), y las salidas a Jicamarca y Canto Grande (~ 41 MW) desde la otra barra de Santa Rosa; se prefieren las últimas puesto que la tensión en 60 kV es menor que la de Santa Rosa Vieja. Como en el caso de San Juan, la desconexión está ajustada a la tensión crítica de colapso del nodo San Rosa.
- El esquema en la subestación Chavarría asigna la desconexión primaria sobre los 3 transformadores de rebaje 60/10 kV (~ 36 MW) y una desconexión de emergencia sobre las salidas a Infantas y Naranjal (~ 61 MW) que conforman un anillo.
- El esquema en la subestación Barsi asigna la desconexión primaria sobre los 2 transformadores de rebaje 60/10 kV (~ 28 MW), y una desconexión de emergencia sobre las salidas al Parque Industrial (~ 19 MW).

- El esquema en la subestación Balnearios asigna la desconexión primaria sobre las 2 salidas a Barranco (~ 37 MW) y una desconexión de emergencia sobre los 2 transformadores del Cuartel del Ejército (~ 57 MW).

El esquema desconecta en una primera etapa unos 133 MW en Chavarría, Barsi, Balnearios e Independencia, el esquema de Reserva aporta unos 93 MW adicionales en San Juan y Santa Rosa, y el esquema de Emergencia despeja 137 MW adicionales en Chavarría, Barsi y Balnearios.

Las temporizaciones que se han adoptado para el esquema, evitan la intervención del mismo en los transitorios rápidos y durante las oscilaciones de baja frecuencia de amplitud significativa, reservando la activación del esquema sólo para cuando resulta necesario.

Revisión posterior del Esquema

Como se desprende de las tablas de sensibilidad, tanto ICA como Marcona tienen un efecto muy apreciable sobre el nodo de Independencia y sería deseable incluirlas en el esquema en una segunda etapa. En efecto, tomando como referencia que se necesita desconectar 30 MW, 9.86 MVAR en la barra de 60 kV de Independencia para que el nodo de 220 kV aumente su tensión en 1.3 %, se ha demostrado que se produciría el mismo efecto si se desconectara el 70 % de esa carga en la barra de 60 kV de ICA, o si se desconectara el 45 % de esa carga en la barra de 60 kV de Marcona.

De esto surge que:

- en ICA se podría despejar una cantidad importante de carga sin dejar en vacío a la subestación, si se implementaran comunicaciones que transfirieran el disparo hacia los alimentadores de ICA Norte y Villacuri;
- en Marcona podría reducirse carga en forma parcial si se implementase una doble barra en San Nicolás, de modo que el disparo de uno de los circuitos Marcona – San Nicolás despeje una cantidad importante de carga, o se implementen comunicaciones que despejen carga en San Nicolás mediante una señal directa emitida desde Marcona;
- incluyendo a ICA y Marcona, podría disminuirse la cantidad de carga a cortar en Independencia reduciéndola a una las salidas de 60 kV.

También en una revisión posterior el esquema podría hacerse más apropiado a las necesidades específicas del consumo, seleccionando alimentadores de un número mayor de subestaciones de 60 kV tanto en Chavarría, Barsi, Balnearios, Santa Rosa, San Juan, Independencia e ICA, apelando a comunicaciones dedicadas que transfieran el disparo emitido a partir de las lecturas en 220 kV. Esto traería como consecuencia una distribución más equitativa entre las subestaciones con independencia de sus particularidades topológicas.

Como no están implementadas ninguna de estas facilidades, se recomienda que el esquema se aplique inicialmente tal como está en este diseño para proteger al sistema, y una vez que se estudie la mejor distribución de cargas y se implementen las comunicaciones necesarias, se ponga en funcionamiento la segunda fase.

Como se observa en las simulaciones del [ANEXO E](#), el esquema así implementado responde satisfactoriamente con buen grado de selectividad y seguridad para el sistema. A diferencia del esquema de subfrecuencia, en este esquema no toda la carga asignada al mismo es despejada en oportunidad de las fallas, puesto que la tensión resulta muy distinta según la ubicación de la falla, y convocará los recursos de control más próximos a la falla dejando el resto de los alimentadores en servicio.

5.3 Rechazo automático de Generación por sobrefrecuencia

Este esquema está diseñado para controlar la sobrefrecuencia ante eventos que conduzcan a la separación de áreas con fuertes desequilibrios positivos de generación - demanda. No se ha previsto considerar la brusca desconexión de demanda, puesto que los principales centros de carga están abastecidos por más de un equipo de transformación, en tanto que la apertura simultánea de toda una subestación en condiciones de red completa, además de ser poco probable, no podría producir excursiones peligrosas de la frecuencia sobre el sistema integrado.

Las separaciones contempladas en el diseño, son aquellas posibles de obtener por la apertura de una sola línea o de una doble terna a partir del sistema completo o en condiciones "N". Están fuera del alcance de este estudio las separaciones posibles a partir de los estados operativos con un elemento serie fuera de servicio o N-1.

El esquema contempla las tolerancias establecidas por la Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), considerando que la frecuencia no debe exceder de 63.0 Hz puesto que podrían desconectarse generadores mediante relés instantáneos, ni permanecer por arriba de 62.0 Hz por más de 15 s para evitar la desconexión por relés temporizados.

La NTCSE también establece que la frecuencia normal es 60.0 ± 0.36 Hz, tolerando excursiones súbitas entre 59 y 61 Hz, que deberían ser corregidas en el término de 1 minuto. Al respecto, el esquema toma en cuenta el límite máximo de 61.0 Hz, pero no se han previsto acciones para conducir a la frecuencia al valor nominal dado que la regulación secundaria normalmente es suficiente para efectuar esta tarea, y se prefiere antes que la desconexión adicional automática de generadores.

El esquema está diseñado mediante relés de desconexión por derivada de la frecuencia y por umbral de la frecuencia. Los equipos dotados de relés de derivada, también tienen asignado un umbral de desconexión en condición OR para que participen en el esquema si la variación de la frecuencia es más lenta aunque sostenida. La condición de derivada comienza la medición a partir de un umbral de frecuencia superior al nominal.

Los ajustes de los relés están previstos primariamente para obtener un desempeño satisfactorio en todos los escenarios de referencia suministrados por COES. No obstante, también se aprovecharon estos mismos escenarios para generar condiciones especiales que modifican los intercambios establecidos en el estado estacionario, mediante el disparo de algunos generadores o desconexión adicional de la demanda, contemporáneos al momento de la apertura del vínculo con el resto del sistema. Esto permite considerar el caso en que las áreas del sistema se separan en condiciones posteriores a la actuación del esquema de rechazo de cargas arrojando saldos exportables mayores, o la desconexión previa de algún generador en perturbaciones severas haciendo más lenta la evolución de la frecuencia, verificando así la cobertura del esquema de protección para un número mayor de condiciones que las previstas en los escenarios de referencia.

La documentación de los casos de estudio toma en cuenta un índice llamado Rechazo, que se emplea para caracterizar el desempeño como una función del desbalance inicial en relación a la generación remanente. Este índice se define como:

$$\% \text{ Rechazo} = 100 * \text{Demanda_desconectada} / \text{Generación_remanente}$$

Designando DD a la Demanda propia del sistema aislado, GR a Generación_remanente y siendo la Exportación del Sistema bajo estudio EXP la demanda_desconectada, entonces el índice puede expresarse como:

$$\% \text{ Rechazo} = 100 * \text{EXP} / (\text{DD} + \text{EXP})$$

donde la demanda DD incluye las pérdidas.

Cuando se desconectan generadores adicionales simultáneamente a la apertura del vínculo, el Rechazo se calcula como:

$$\% \text{ Rechazo} = 100 * (\text{EXP} - \text{D_GEN}) / (\text{DD} + \text{EXP} - \text{D_GEN})$$

donde D_GEN es la desconexión adicional de generación, y cuando se desconecta demanda adicional junto con la apertura del vínculo, el índice resulta de la expresión:

$$\% \text{ Rechazo} = 100 * (\text{EXP} + \text{D_DEM}) / (\text{DD} + \text{EXP})$$

donde D_DEM es la desconexión adicional de la demanda.

Particularidades del diseño por subsistemas

A continuación se describen las particularidades de los sistemas que pueden formarse por la apertura de un vínculo simple o doble terna:

- **Sistema SUR:** El esquema protege al área completa ante la pérdida del vínculo con el sistema Centro-Norte, y toma en cuenta primariamente la protección de cierre rápido de válvulas de la central ILO 2, y la separación de la unidad del sistema por la apertura del transformador de bloque ante un desbalance de potencia. Las unidades afectadas al esquema son una de San Gabán, y dos de Machupichu.

Las protecciones de estas unidades se han coordinado de modo de evitar que el disparo de San Gabán o Machupichu impidan la intervención del mecanismo de control de ILO 2 cuando es debido. Por esta razón los umbrales de activación de la derivada y la desconexión por umbral de frecuencia de San Gabán y Machupichu se han seleccionado particularmente altos, garantizando su actuación sólo cuando resulta necesario o para suplementar las acciones de ILO2. La coordinación del esquema se ha probado en 40 simulaciones que contemplan Rechazos del 9 al 46 %, y se describen en el [ANEXO D](#);

- **Sistema NORTE:** El esquema se ha diseñado considerando la particular configuración radial del sistema desde la subestación Talara hasta Paramonga. El esquema se ajusta comenzando por el subsistema menor resultante de la apertura de la línea Talara–Piura Oeste, luego considerando la apertura Piura–Chiclayo Oeste se coordinan las protecciones del sistema de Piura con las del subsistema previo (Talara-Zorritos), y así en forma sucesiva hasta abarcar la apertura del vínculo Chimbote – Paramonga. La coordinación ha tomado ventaja de los escenarios de referencia suministrados por COES para seleccionar aquellas unidades con mayor presencia en el despacho.

El esquema evita siempre la desconexión de la unidad grande de Malacas y de una de las unidades de Carhuaquero, aunque esto signifique en algunos casos que el pico de frecuencia exceda de 63.0 Hz o que la frecuencia de restitución exceda levemente de 61 Hz, puesto que dichas unidades son claves para dotar de algún éxito una eventual apertura subsecuente en el subsistema remanente desde el aislamiento inicial.

Es preferible en tales casos antes que incluir la TGN4 en el esquema, investigar la posibilidad de adecuar la respuesta de la unidad haciendo intervenir esquemas especiales como el cierre rápido de válvulas por control de aceleración.

Las condiciones de los subsistemas resultantes se describen a continuación:

- **Apertura Talara – Piura Oeste:** En estos casos la frecuencia máxima siempre supera 63 Hz, llegando incluso hasta un máximo de 65.3 Hz. Como lo demuestran los casos

típicos de COES, en la mayoría de los casos la única unidad presente es la TGN4 de Malacas, y por ello no puede incluirse en el esquema de control de sobrefrecuencia, a menos que se produzca una desconexión por actuación de sus propias protecciones de sobrevelocidad. Debería verificarse no obstante, que la protección por potencia inversa de la unidad sea capaz de permitir que ésta absorba potencia de la red en estas condiciones, como un medio necesario para ejercer el frenado dinámico mediante el compresor. La absorción de potencia desde la red en estas condiciones no perjudica la integridad de la unidad, y debe estar calibrada con los límites mínimos de alimentación de combustible a la cámara de combustión.

Las unidades menores (1, 2 y 3) de la misma central se han incluido en el esquema de control de la sobrefrecuencia, pero con el objetivo primario de colaborar ante eventos que contemplen una isla más grande, puesto que su efecto en la isla Talara – Zorritos no es apreciable.

Es probable que la unidad de Malacas cuente con el mecanismo de control de aceleración con el que vienen dotadas las unidades turbogas convencionales de servicio pesado de simple eje. Si este mecanismo de control está presente, podría ajustarse para ejercer un vigoroso control de la frecuencia impidiendo que la unidad supere los 62.0 Hz y estableciendo una frecuencia de restitución inferior a 61 Hz en todos los casos.

- Apertura Piura Oeste – Chiclayo Oeste: La respuesta del sistema resultante es variable con la magnitud del desbalance, y se pueden apreciar excursiones de la frecuencia de hasta un máximo de 63.1 Hz con una frecuencia de restitución máxima de 61.3 Hz. En general cuando el Rechazo de Carga es inferior al 40 % la excursión de la frecuencia se mantiene por debajo de 63 Hz y se restituye siempre a menos de 61 Hz, pero cuando están presentes en el despacho las unidades menores de Malacas, Tumbes y las unidades de Piura (El escenario Fs03Mx), entonces la evolución de la frecuencia puede controlarse bien mediante el disparo de algunas de estas unidades hasta valores de rechazo del 57 %.
- Apertura Chiclayo Oeste – Guadalupe: El subsistema resultante permite mantener bajo control a la frecuencia para rechazos de hasta el 50%, para rechazos mayores la frecuencia de restitución queda en algunos casos por encima de 61 Hz.
- Apertura Guadalupe – Trujillo Norte: En este subsistema y cualquiera de un tamaño mayor, la coordinación del esquema permite mantener bajo control a la frecuencia con independencia del rechazo de carga aplicado, que llega hasta el 59 %.
- La coordinación de este esquema Norte se ha probado mediante intensivos estudios de estabilidad en más de 140 casos, que se describen en el [ANEXO D](#).
- Sistema abastecido por la CT Aguaytía y Yarinacocha: Este sistema no admite una protección eficaz del tipo “Rechazo de Generación”, sino que requiere de un sistema adaptivo capaz de evitar los problemas transitorios ante el paso de los excedentes por el transformador de Tingo María, y de mecanismos especiales de cierre rápido de válvulas o control de aceleración de las unidades turbogas para mantener bajo control la frecuencia en el caso de aislamiento. Estos aspectos exceden el alcance de estos estudios.

6 METODOLOGÍA APLICADA

Los ajustes de los esquemas propuestos se han determinado, en una primera fase, a través de las sensibilidades adquiridas por el Consultor en el comportamiento del SEIN y que se han sido detalladamente enunciadas en el Informe Preliminar. En una fase final, se ha obtenido el ajuste fino de estos esquemas por medio de un procedimiento de ensayo y error empleando para ello un modelo de red muy detallado, que considera la representación completa de cada uno de los componentes del SEIN, y que ha sido validado a través de la reproducción de eventos (ver Informe Preliminar). Este modelo se ha implementado en el simulador de transitorios PSS/E.

El punto de partida para el estudio son las simulaciones de flujo de carga con el que se han ajustado, para una topología de red que comprende el sistema de transmisión, subtransmisión y distribución, todos los escenarios de referencia suministrados por el COES para las condiciones de máxima, media y mínima generación en la condición pre-falla del sistema para los períodos de estiaje y avenida previstos para el año 2003.

Para los fines del estudio relativo a significativas variaciones de frecuencia, las contingencias que se pueden presentar en el SEIN se han clasificado en dos tipos; el primer tipo corresponde a la desconexión de centrales y/o grupos de generación considerando el sistema completamente interconectado, y el segundo tipo corresponde a la desconexión de líneas que dan origen a la formación de dos “islas” o áreas en la que una de las “islas” presentará déficit y la otra superávit de generación. Podemos decir entonces que las perturbaciones son:

- a) de tipo creíbles y que corresponden a:
 - Disparo de una simple línea
 - Disparo de línea en doble terna sobre la misma torre
 - Disparo de una unidad de media potencia
- b) de características extremas:
 - Disparo de las unidades de máxima potencia
 - Disparo de Centrales o de unidades de centrales
 - Pérdida de una SE de Muy Alta Tensión

Para los fines del estudio relativo a variaciones lentas de tensión proclives al colapso, las perturbaciones analizadas han sido de contingencias N-1 de red que no provocan desmembramiento del SEIN, seguidas de variaciones en la demanda que representen por ejemplo el aumento de demanda del valor Medio hacia el de Pico.

7 BASE DE DATOS

7.1 Descripción del Modelo de la Red Completa

Las verificaciones de los comportamientos de los esquemas propuestos han utilizado un modelo que representa prácticamente toda la red del SEIN, es decir el sistema de transporte de energía eléctrica de Altísima, Alta, Media y Baja tensión. Los modelos adoptados para la red y para los componentes presentes en ésta son lo suficientemente detallados para contemplar todos los fenómenos que se buscan representar ya sea para el análisis en estado estacionario (flujos de carga) como para las simulaciones dinámicas del comportamiento en estado perturbado.

El siguiente párrafo cita algunas características del modelo empleado:

- Líneas modeladas con circuitos Pi;
- Transformadores modelados con variadores bajo carga, fijos y automáticos;
- Elementos de compensación en derivación, fijos y automáticos;
- Elementos de compensación en serie;
- Máquinas Generadoras Sincrónicas con modelo de 5to orden;
- Sistema de control de tensión "AVR" de los generadores;
- Sistema de control de la velocidad "Governors" de los generadores;
- Limitadores de la corriente de excitación de los generadores;
- Demanda caracterizada para variar con la tensión y la frecuencia;
- Motores Sincrónicos con modelo de 5to orden;
- Motores Asíncronos con modelo de 5to orden;
- Automatismos para representar los modelos de relés para el alivio de carga ya sea por subfrecuencia o por mínima tensión;
- Automatismos para representar los modelos de relés para la desconexión de motores y generadores ya sea por subfrecuencia o por sobrefrecuencia;
- Automatismos para representar los modelos de relés para la desconexión de elementos de compensación reactiva;
- Automatismos para representar el cierre rápido de válvulas de las centrales Térmicas (caso de ILO2), y la desconexión de la unidad por desbalance de potencia;

Este modelo se ha descrito en detalle en el [ANEXO C](#).

7.2 Ajustes propuestos para el esquema de Rechazo de Carga por Subfrecuencia

A continuación, en la *Tabla 2* se presentan los ajustes de los escalones de rechazo considerados para cada etapa:

Escalón #	Corte %	Acum %	Relé por Umbral		Relé por Derivada						
			SEIN		Zona Norte		Zona Centro		Zona Sur		Arranque Hz
			Hz	seg	Hz/seg	seg	Hz/seg	seg	Hz/seg	seg	
1	4.20	4.20	59.00	0.15	-1.40	0.40	-0.65	0.15	-1.10	0.15	59.8
2	7.80	12.00	58.90	0.15	-1.40	0.40	-0.65	0.15	-1.10	0.15	59.8
3	10.00	22.00	58.80	0.15	-1.80	0.40	-0.65	0.15	-1.10	0.15	59.8
4	10.00	32.00	58.70	0.15			-1.10	0.15	-1.50	0.15	59.8
5	8.00	40.00	58.60	0.15			-1.40	0.15	-2.10	0.15	59.8
6	5.50	45.50	58.50	0.15							
7	2.50	48.00	58.40	0.15	99.0	15.00	99.0	15.00	99.0	15.00	59.7

Tabla 2: Ajustes para el Esquema de Rechazo de Carga por Subfrecuencia

Las siete etapas son susceptibles de ser disparadas por umbral, desde 59 a 58.4 Hz cada 0.1 Hz con una temporización de 150 ms, algunas de estas etapas pueden ser disparadas también por señales suplementarias, como se explica a continuación:

En el área del Norte del SEIN, se disparan los escalones 1ro. y 2do. con una derivada de frecuencia de -1.4 Hz/s y el 3er. escalón con -1.8 Hz/s, con temporizaciones de 0.400 ms, medidas a partir de 59.8 Hz.

En el Centro, se disparan los escalones 1ro., 2do. y 3ro. con -0.65 Hz/s, el 4to. con -1.1 Hz/s y el 5to. con -1.4 Hz/s, con temporizaciones de 0.150 ms, medidas a partir de 59.8 Hz.

En el Sur, se disparan los escalones 1ro., 2do. y 3ro. con -1.1 Hz/s, el 4to con -1.5 Hz/s y el 5to con -2.1 Hz/s, con temporizaciones de 0.150 ms, medidas a partir de 59.8 Hz.

Igualmente para todas las áreas se ha considerado para el 7mo. escalón, un relé de derivada ajustado con una derivada positiva y muy alta, de manera que se cumpla siempre la condición $df/dt < 99.0$, y con temporización de 15 s si la frecuencia está por debajo de 59.7 Hz. Este corte ejerce la función **del corte de restitución** y desconecta con esta lógica alternativa la misma carga asignada al 7mo. escalón por umbral.

Las temporizaciones no incluyen el tiempo del interruptor, el cual se ha supuesto en todos los casos de 85 ms.

7.3 Ajustes propuestos para el Rechazo de Generación por Sobrefrecuencia

La *Tabla 3* resume el esquema propuesto de Rechazo de Generación para el control de sobrefrecuencia.

Central	Unidad	Condición de Derivada			Umbral 1		Umbral 2	
		Df/dt [Hz/s]	f [Hz]	T [s]	f [Hz]	T [s]	f [Hz]	T [s]
		(En condición AND)						
Sistema SUR								
San Gabán	2da.	1.19	61.0	0.600	62.5	0.300		
Machupichu	2da.				62.6	0.500	61.0	10.00
Machupichu	3ra.				61.0	20.00		
Sistema NORTE								
Malacas (20 MW)	1ra.				61.0	5.00		
Malacas (20 MW)	2da.	2.00	60.2	0.200	61.6	0.300		
Malacas (20 MW)	3ra.	2.00	60.2	0.200	61.6	0.300		
Cañón del Pato	2da.	1.10	60.2	0.500	61.9	0.300		
Cañón del Pato	4ta.	0.70	60.5	0.400	62.2	0.300		
Carhuaquero	2da.	1.70	60.2	0.500	62.5	0.300		
Carhuaquero	3ra.	1.20	60.5	0.500	61.0	15.00		
Gallito Ciego	1ra.				61.0	10.00		
Gallito Ciego	2da.				62.3	0.300		
Tumbes	2da.				61.7	0.200		
Cempacas (7 MW)	2da.				61.7	0.200		
Cempacas (7 MW)	3ra.				61.7	0.200		
Piura (8.6 MW)	3ra.				61.7	0.200		
Piura (5.6 MW)	4ta.				61.7	0.200		

Tabla 3: Ajustes para el Esquema de Rechazo de Generación por Sobrefrecuencia

Interpretación del Esquema:

El tiempo asignado a los interruptores para modelar la desconexión es de 85 ms, y es adicional al tiempo de retardo especificado en esta tabla.

Aunque los relés de desconexión normalmente se asignan a una sola unidad, debe considerarse el orden establecido aquí para el despacho de las unidades, de modo que cuando se dice la 2da. unidad o la 3ra., se refiere al orden en que ingresan las unidades a la operación.

Las unidades de Piura pueden conmutarse entre GMT, MAN y SWD.

La unidad de San Gabán podría conmutarse por una de Charcani V, aunque la desconexión de San Gabán sería más oportuna ante elevados estados de generación.

7.4 Ajustes propuestos para el Rechazo de Carga por Mínima Tensión

La *Tabla 4* muestra los ajustes definitivos, que se basan prácticamente en los umbrales de desconexión coordinados y en emergencia citados en la descripción del esquema, adoptando un margen de seguridad aproximado de 0.5 % en valores pu.

Subestación	Circuitos a los que se aplica	Ajustes					
		1er. Umbral		2do. Umbral		3er. Umbral (Emergencia)	
		Umbral [pu]	Tiempo [s]	Umbral [pu]	Tiempo [s]	Umbral [pu]	Tiempo [s]
Chavarría	3 Transformadores 60/10 kV	0.927	13	0.911	5		
	Salidas Infanta y Naranjal					0.927	40
Barsi	2 Transformadores 60/10 kV	0.921	13	0.900	5		
	Salidas a Industrial					0.921	40
Balnearios	Salidas a Barranco	0.930	13	0.910	5		
	2 Transformadores 60/10 kV a Cuartel					0.930	40
Independencia	Salidas a T-P.Nuevo y T-Carmen	0.975	13	0.965	5		
Sta. Rosa	Salidas a Canto Grande y Jicamarca	0.917	25	(Reserva)			
San Juan	Transf. 60/10 kV y salidas a Villa María	0.925	25	(Reserva)			

Tabla 4: Ajustes para el Esquema de Rechazo de Carga por Subtensión

Tanto en Independencia, Chavarría, Balnearios y Barsi, el esquema desconecta la primera etapa según 2 umbrales; el primero de ellos es para coordinar las acciones conjuntas ante un descenso paulatino de la tensión, y el segundo corresponde a la tensión crítica de colapso en el nodo con una temporización menor.

La desconexión de Reserva tiene una temporización mayor para dar lugar a la desconexión de la primera etapa, y la desconexión de Emergencia está prevista para intervenir cuando las etapas anteriores no han sido suficientes para recuperar la tensión a los valores operativos críticos del sistema conjunto.

El tiempo asignado a los interruptores para modelar la desconexión es de 100 ms, considerándolo como la suma de 85 ms de tiempo de apertura más 15 ms de tiempo de transmisión de la señal, y es adicional a los tiempos considerados en esta tabla.

7.5 Distribución de los relés de Rechazo de Carga/Generación

Las verificaciones finales con el modelo de red completo utilizan los ajustes de los Relés de Rechazo de Carga/Generación según los valores indicado en los capítulos precedentes (7.2 y 7.3). En el [ANEXO B](#) se ha demostrado con mayor detalle la distribución de los esquemas propuestos teniendo en cuenta las barras del modelo así como las áreas y los Clientes del SEIN involucrados. Es oportuno aclarar que esta distribución es sólo un ejemplo de aplicación, y no significa que el esquema deba aplicarse de este modo particular. Los agentes del SEIN deben elegir la distribución de los cortes entre las subestaciones, de modo tal que los porcentajes globales por etapa satisfagan los lineamientos descritos en el esquema.

8 ESTUDIOS PARA LA VERIFICACION DE LOS ESQUEMAS PROPUESTOS

8.1 Verificaciones de detalle a través de la simulación con el modelo completo

Los esquemas propuestos se han verificado en el modelo de red completo, con la finalidad de:

- Identificar las posibles áreas de separación
- Controlar los transitorios en subfrecuencia y en sobrefrecuencia en las áreas separadas
- Poner en evidencia posibles problemas de estabilidad transitoria
- Poner en evidencia posibles problemas del perfil de tensión
- Verificar las prestaciones del plan en las diferentes condiciones operativas de red consideradas

8.2 Perturbaciones para la verificación del Rechazo de Carga/Generación

Para las verificaciones del esquema de Rechazos de Carga por subfrecuencia y del Rechazo de Generación por Sobrefrecuencia, se han simulado las perturbaciones indicadas en la *Tabla 5*, donde se reporta la lista de dichas perturbaciones y los MW de déficit que ocasionan en la red.

Eventos	Déficit de generación [MW] en cada Escenario						
	Av03Mx	Av03Md	Av03Mn	Es03Mx	Es03Md	Es03Mn	Fs03Mx
Desconexión de la Central de Cañon del Pato		190.0					
Apertura de la línea de interconexión Socabaya-Cotaruse (déficit en área Sur)		130.0	194.0			70.0	
Desconexión de 1 unidad de Mantaro	101.0		101.0				
Desconexión de 3 unidades de Mantaro	275.0						
Desconexión de 4 unidades de Mantaro	400.0		400.0	390.0			
Desconexión de la Central de Mantaro	622.0		622.0	604.0			
Desconexión de la Central de Mantaro y Restitución	830.0						
Desconexión de 2 unidades de Restitución			140.0	140.0			
Desconexión de la Central de Aguaytía					157.0		155.0
Desconexión de la Central de ILO2						135.0	
Salida de Servicio de la SE 220kV de Chimbote (déficit en el área Norte)						170.0	
Apertura de la línea de interconexión Chimbote-Paramonga (déficit en área Norte)						50.0	
Desconexión de 1 unidad de Ventanilla							160.0
Desconexión de la Central de Ventanilla							320.0

Tabla 5: Eventos para la verificación de los Alivios de Carga por Subfrecuencia

En el [ANEXO D](#) se detallan las tareas de verificación de algunos de los eventos, aquellos que se retienen más significativos, indicados en la tabla precedente. De todas maneras se entregarán al COES, junto con el presente documento, todos los archivos de las simulaciones efectuadas.

ANEXO 1

Los valores de gradiente de frecuencia se han adoptado en una primera fase a partir de la curva en *Fig. 2*, donde se representa la variación de la derivada de frecuencia con el aumento del déficit de generación en el SEIN y para la región Centro - Norte. La curva se ha ajustado con un caso real (obtenido de los Informes de fallas) en el que se ha verificado un déficit de 200 MW. Los puntos sucesivos se han estimado considerando un valor medio para el SEIN de tiempo de arranque $T_a = 7.5$ s y un $\cos \phi = 0.65$ entre Pactiva y MVA de cada unidad.

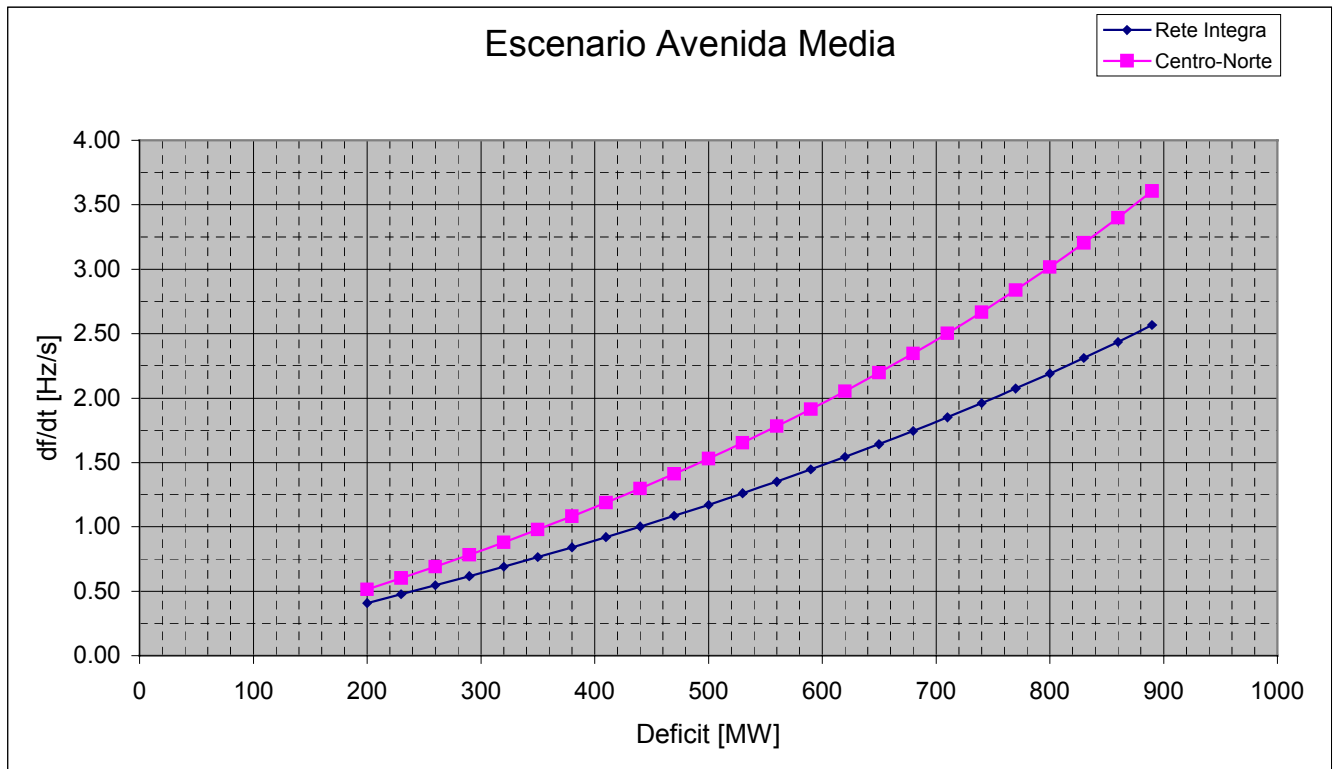


Fig. 2: Variación de la derivada de frecuencia en función del Déficit de generación

En esta curva no se ha tenido en cuenta la sensibilidad de la demanda con la frecuencia. Esta curva ha permitido, como se mencionó anteriormente, definir inicialmente los valores para las etapas de corte por gradiente, los que sucesivamente en la fase de simulaciones se fueron ajustando hasta obtener la respuesta más adaptada.

En cuanto a la distribución no-equitativa de las etapas de corte por derivada se explica por lo siguiente: según se aprecia en los informes de falla, la zona Centro es la más susceptible de perder una cantidad importante de generación (por Ej.: 3 o más unidades de Mantaro), la cual supera los aportes individuales máximos desde la zona Norte (desde Chimbote) o SUR (desde Socabaya). Durante el primer instante posterior a la pérdida de generación, la generación remanente en el sistema aporta el déficit según una distribución que depende primariamente de la impedancia al lugar en el que se produjo el déficit. Esto ocasiona que la generación remota incremente el aporte por las líneas de interconexión superando los límites de estabilidad permanente, según el estado previo del tránsito por el circuito. En tal caso aparecen oscilaciones que conducen, según su magnitud, a la apertura de las líneas de interconexión o la salida adicional de generación por pérdida de sincronismo, lo cual agrava el problema inicial de pérdida de generación haciendo necesario un corte de carga mayor en las áreas deficitarias, y una desconexión de

generación en las áreas exportadoras. Si en ocasión de pérdidas de generación importantes el sistema cortase en forma proporcional en todas las áreas, aquellas regiones que aportan a la zona Centro incrementarían sus saldos exportables incrementando más el tránsito por las líneas de interconexión, lo cual favorece la pérdida de sincronismo entre las áreas como se explicó más arriba con los problemas consecuentes. El diseño del esquema atenúa este problema a través del corte anticipado de la demanda en la zona Centro mediante los relés de derivada ajustados a una pendiente menor que la que se ha estipulado en las zonas Norte y Sur. Esto ocasiona que el déficit se reduzca lo más rápidamente posible en la zona Centro disminuyendo los aportes adicionales desde las áreas remotas, evitando en lo posible la aparición de oscilaciones con bajo amortiguamiento en las líneas de interconexión, que podrían derivar en la apertura de las mismas.