

INDICE DEL CONTENIDO

ANEXO F – OBSERVACIONES Y RELATIVAS RESPUESTAS AL ESTUDIO.....	2
1. OBSERVACIONES ELECTROPERÚ DEL 13/05/2003	2
2. OBSERVACIONES REP DEL 14/05/2003	9
3. OBSERVACIONES ENERSUR DEL 17/05/2003.....	13
4. OBSERVACIONES TRANSMANTARO DEL 30/05/2003	16
5. OBSERVACIONES ENERSUR DEL 07/06/2003	18
6. OBSERVACIONES REP DEL 13/06/2003	22

ANEXO F – OBSERVACIONES Y RELATIVAS RESPUESTAS AL ESTUDIO**1. Observaciones ELeCtroPerú del 13/05/2003****OBSERVACIONES AL ESTUDIO DE RECHAZO DE CARGA**

1. Según entendemos, el esquema previsto en el informe considera que la reserva rotante debe estar distribuida. Aún cuando no lo establece explícitamente, asumimos que el esquema de rechazo de carga se ha efectuado con esta premisa (en caso contrario, agradeceremos aclaración al respecto). El estudio indica además que, la máquina que actualmente efectúa la regulación hace uso de sólo el 10% de la reserva asignada. Asumiendo que el COES decidiera el reparto de la reserva rotante en el sistema, ¿Qué características deben reunir las máquinas para efectuar esta regulación? ¿El régimen dinámico de operación al que estarían sometidas las máquinas puede originar su deterioro? ¿La regulación puede hacerse tanto con máquinas hidráulicas como térmicas, o alguna de ellas presenta mejores condiciones para esta función? Ante un requerimiento de regulación ¿todas las máquinas asignadas se reparten el déficit (o exceso) de potencia por igual, o en proporción a su potencia nominal? Y ¿La velocidad de respuesta de las diferentes máquinas es la misma? En caso que tengan velocidades de respuesta diferentes ¿la potencia se distribuirá en función a la velocidad de respuesta?.

Respuesta:

Aunque los problemas de la distribución de la Regulación Primaria de Frecuencia no son materia de este proyecto, se consideró de interés mencionar como recomendación las ventajas de una mayor distribución de la reserva rotante, no obstante lo cual los estudios han considerado el despacho de la reserva rotante tal como se hace en la actualidad, pues es un dato del problema.

Se adjuntan a continuación las respuestas al resto de las preguntas relacionadas con la Regulación Primaria de Frecuencia:

¿Qué características deben reunir las máquinas para efectuar esta regulación? Rta.: Disponer de un regulador potencia/frecuencia que funcione correctamente, o sea que responda en forma suave y en tiempos razonables, que disponga de un margen de aporte realista conforme a la fuente primaria de energía, que la banda muerta sea de una magnitud baja o nula, y que el estatismo esté comprendido en una banda compatible con las otras unidades que regulan frecuencia.

¿El régimen dinámico de operación al que estarían sometidas las máquinas puede originar su deterioro? Rta.: Sin duda la intervención de los mecanismos de control ejerce desgaste, pero esto está contemplado en las hipótesis de diseño de las máquinas.

¿La regulación puede hacerse tanto con máquinas hidráulicas como térmicas, o alguna de ellas presenta mejores condiciones para esta función? Rta.: La regulación puede hacerse con unidades hidráulicas y térmicas, considerando adecuadamente las particularidades propias de las fuentes primarias de energía.

Ante un requerimiento de regulación ¿todas las máquinas asignadas se reparten el déficit (o exceso) de potencia por igual, o en proporción a su potencia nominal? Rta.: El reparto primario del déficit es una función del tamaño de las unidades y la impedancia al punto en donde se detecta la pérdida de generación si ésta es localizada, pero luego del estado transitorio la proporción de toma de carga es proporcional a la Potencia Nominal e inversamente proporcional al Estatismo.

¿La velocidad de respuesta de las diferentes máquinas es la misma? En caso que tengan velocidades de respuesta diferentes ¿la potencia se distribuirá en función a la velocidad de respuesta? Rta.: La velocidad de respuesta de las diferentes máquinas no es la misma. La velocidad de respuesta caracteriza la toma de carga del primer período en el que se produce el desbalance, y es un factor decisivo para evitar cortes de cargas adicionales. Cuando se alcanza el estado permanente y antes de la intervención de la regulación secundaria, el reparto de aportes en términos relativos (o sea, en proporción de la potencia nominal) depende de la característica del estatismo.

2. Consideramos necesario aclarar el texto sobre Protección del SEIN incluido en la Pág. 9/26.

Respuesta:

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 1860.4 MW. Suponiendo que Mantaro y Restitución están al máximo, la pérdida de ambas centrales implicaría un déficit de 893 MW, lo cual arroja:

$$OL = 100 * 893 / (1923-893) = 86.7 \%$$

requiriendo despejar en ausencia de reserva de generación aproximadamente:

$$100 * 893 / 1860.4 = 48 \% \text{ de la demanda.}$$

3. Siendo la derivada de la frecuencia una función de la pérdida de generación, encontramos útil disponer de una gráfica de este tipo (ΔP_g vs. df/dt). Ella podría mostrarnos claramente cuales son las pérdidas de generación que ocasionarán la actuación de las unidades de derivada, e inclusive los valores mínimos de pérdida de generación que pueden ocasionar la actuación de estas unidades, a causa del error propio de los instrumentos de medida.

Respuesta:

La derivada de la frecuencia en el instante que se pierde la generación GEN_OUT [MW] se expresa como:

$$Df/dt = 60 * GEN_OUT / (2 * Heq * \omega * MVA_TOTAL)$$

La inercia equivalente Heq se obtiene como $[\sum(H_i * MVA_i)] / \sum MVA_i$, donde las sumatorias se extienden a todas la i unidades en servicio y $MVA_TOTAL = \sum MVA_i$, y ω mide en por unidad la velocidad de rotación o la frecuencia media del sistema. Como se observa, no es posible obtener una expresión única para este propósito puesto que depende de la composición del parque de máquinas y del despacho individual, pero pueden realizarse algunas estimaciones para obtener una expresión aproximada a implementarse en una planilla de cálculo. Si se considera que $\omega \approx 1$, que $MVA_TOTAL \approx Generación_Total / \cos\phi$, donde $\cos\phi$ puede asumirse 0.61 para demanda mínima, 0.65 para demanda media y 0.70 para demanda máxima, y tomando $Heq \approx 3.3$ para todos los escenarios, podrían realizarse cálculos aproximados de la pendiente de la frecuencia esperable.

Hay que notar sin embargo que estos valores son válidos sólo para el sistema completo, y no contemplan la variación de la demanda con la tensión cuando se produce la pérdida de la generación. Por otra parte, una vez que la frecuencia inicia su descenso interviene el factor de la sensibilidad de la demanda con la frecuencia que atenúa la pendiente de caída, y la medición debería considerar el retardo de medición del relé de derivada (3 ciclos).

4. ¿Existe una frecuencia mínima que inicie el colapso del sistema?

Respuesta:

El diseño del esquema prevé una frecuencia mínima de 58.4 Hz, aunque el sistema podría tolerar hasta 58 Hz sin que se produzca el disparo de los generadores por actuación de los relés instantáneos de protección. Si el déficit es mayor que el que cubre el esquema y la reserva es insuficiente, la frecuencia podría quedar por debajo de 58.5 Hz por más de 15 s o bajar hasta 58 Hz o menos, ocasionando la desconexión de las unidades por la acción de los relés de protección temporizados (en el primer caso) o de los instantáneos (segundo caso). Una vez que se dispara una unidad, el problema se agravaría rápidamente ocasionando la salida de servicio en cadena del resto de las unidades provocando el colapso de frecuencia en el sistema. De esto resulta que una frecuencia crítica es 58.5 Hz por más de 15 s o 58.0 Hz en forma instantánea.

5. En términos medibles ¿Cómo se ha definido una perturbación significativa?, de manera que ésta pueda ser reconocida por los elementos de medición de frecuencia.

Respuesta:

La activación de la 3ra. Etapa por derivada se considera como una perturbación significativa, debido a que el corte de demanda necesario en forma súbita es del 22 %. Esto ocasiona efectos de importancia en la tensión del sistema de transmisión, por lo cual se han diseñado esquemas de control especializados para perturbaciones iguales o mayores a esta magnitud.

6. ¿Es posible que alguna de las perturbaciones que se produzcan en la zona norte pueda clasificarse como significativa?

Respuesta:

No se han detectado perturbaciones de este tipo para los casos de estudio con el sistema interconectado, pero sí es posible ante la separación de áreas si el área Norte fuera muy deficitaria.

7. *Separación de Áreas:* Agradeceríamos precisar cuales son las características del diseño que evitan la separación de áreas y las recomendaciones que mejoran el amortiguamiento de las oscilaciones entre áreas.

Respuesta:

Permítanos en principio explicar el fenómeno que conduce a la separación de las áreas en Perú. 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 mediante el corte anticipado de la demanda en la zona Centro mediante los relés de derivada ajustados a una pendiente negativa mayor 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.

8. La página 10, penúltimo párrafo señala que el colapso de tensión causa la actuación “debida” de las protecciones. Aparentemente, esto debe ser corregido o explicado mejor.

Respuesta:

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.

9. Rechazo de carga por mínima tensión: El informe señala como el caso más crítico el de máxima demanda en condiciones de estiaje. Entiendo que lo normal ha sido la presencia del problema en condiciones de máxima demanda en avenida, razonable porque la generación proviene de centrales alejadas que consumen la potencia capacitiva del sistema de transmisión, el número de centrales térmicas en servicio es reducido, lo que reduce aún más el aporte de reactiva a la carga. De confirmarse estas condiciones, me parece interesante que el informe explique ¿por qué los resultados obtenidos difieren de los casos observados en la práctica?.

Respuesta:

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 ambos casos de 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 esta observación, demostrando 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.

10. El cálculo efectuado para determinar el límite por colapso de tensión establece como referencia la demanda inicial de los casos considerados, para luego expresar los resultados en forma relativa, pues habla de los incrementos de la demanda de reactivos (con respecto a las condiciones actuales) que producirían el colapso de tensión. Consideramos que sería útil disponer de los valores absolutos de demanda de reactiva que provocan el colapso de tensión, así podríamos tener una idea de la demanda de reactivo que pueden abastecer las barras de Lima, antes que se produzca un colapso de tensión.

Respuesta:

Los valores absolutos de demanda de potencia reactiva que provocan el colapso de tensión, sólo son significativos para sistemas radiales alimentados desde un nodo con tensión rígida. En el caso de Lima el sistema está mallado, y la demanda depende fuertemente del estado de la generación próxima, la tensión de las barras desde donde se produce el suministro de potencia, y el estado previo de los elementos de compensación capacitiva. Como ejemplo basta con decir que en los escenarios de Máxima de Estiaje y el caso especial de Estiaje sin Mantaro y Restitución, la demanda de potencia activa y reactiva es la misma en todos los nodos, sin embargo un retiro de 11.3 MVAR en Chavarría ocasiona la inestabilidad de la tensión en la máxima de Estiaje, y se requieren 408 MVAR para ocasionar el mismo efecto en el caso especial.

El resultado más importante del estudio de inestabilidad de la tensión es la tensión crítica en la que se manifiesta el fenómeno en el escenario más vulnerable. Las simulaciones dinámicas posteriores que tomaron en cuenta los “taps changers” de los transformadores, la sensibilidad de la demanda con la tensión, y la respuesta transitoria y permanente de los sistemas de excitación, convalidaron el escenario seleccionado y los umbrales de arranque de los mecanismos de corrección determinados con el método descrito.

11. En la página 11, penúltimo párrafo se menciona que, para las barras de Lima, basta una diferencia de 30 MVAR en el retiro de la potencia reactiva para hacer inestable la tensión. Por otro lado, en la página 12 indica que en la SE Chavarría bastan 11.6 MVAR y en Santa Rosa, Barsi y Balnearios bastan 12 MVAR para provocar la inestabilidad de tensión. No menciona si pueden ser 12 MVAR en cada uno de ellos simultáneamente o independientemente. Nos parece conveniente aclarar este aspecto y la relación con los 30 MVAR mencionados inicialmente.

Respuesta:

Para comodidad se repite el párrafo del informe: “El escenario más vulnerable es el de Máxima en Estiaje, 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 Avenida, segundo en orden de severidad”. El objetivo de la frase es mostrar una comparación relativa de la severidad entre el escenario de Estiaje al de Avenida. 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.

12. Aun cuando la tensión es especialmente sensible a la demanda de reactiva. En sistemas de transmisión muy cargados, la sensibilidad de la tensión a la potencia activa aumenta. Sería útil que el informe señale si el incremento de potencia activa también puede provocar un colapso de tensión

Respuesta:

Sin duda el incremento de potencia activa conduce también al colapso de tensión. Esto se ha demostrado en el primer caso de estudio del Anexo “E” en que se simula el incremento de la demanda desde el escenario de Media hasta la demanda correspondiente al de Máxima, sin redespacho de unidades. En ese escenario se observa que los recursos de control de tensión resultan insuficientes para mantener la tensión en valores razonables, y el sistema alcanza un estado precario próximo a la inestabilidad de la tensión.

Enrique Collazos C. .

(Representante de Electroperu s.a.)

2. Observaciones REP del 14/05/2003

San Juan de Miraflores, 14 de Mayo de 2003

GO- 255 -2003.

Señor Ingeniero

Jaime Guerra Monte de Oca

Director de Operaciones

COES-SINAC

Ciudad.-

Asunto : OBSERVACIONES AL ESTUDIO DE CESI DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA Y GENERACIÓN

Estimado Ing. Guerra:

Reciba cordiales saludos. La presente tiene por finalidad hacerle llegar nuestros observaciones y comentarios al estudio de rechazo de carga/generación del SEIN realizado por la consultora CESI.

Al respecto, observamos que los nuevos ajustes de los relés de derivada de frecuencia y mínima frecuencia están siendo ajustados a valores tales que en las simulaciones originarían sobrefrecuencias luego de actuado el esquema RAC; lo cual consideramos perjudicaría a las empresas al incurrir en rechazos excesivos a los requeridos por el Sistema. Como ejemplo véase el caso 1.3 Av03Mn Disparo de 2 Unidades de la C.H. Restitución (140 MW), en la que se desconectan 140 MW y se producen rechazos de 160 MW y por lo tanto la frecuencia sube por encima de 60 Hz; y el caso 1.6 Av03Mn Disparo de C.H. Mantaro (déficit 625 MW), en la que se produce rechazos de 714 MW; etc. Proponemos analizar se baje el inicio de rechazo de carga por derivada de frecuencia con una frecuencia de 59.6 Hz, teniendo en cuenta que la frecuencia de 59.8.

Respuesta:

Debido a la **naturaleza discreta** del esquema de rechazo de cargas, no se puede esperar de él un corte exacto. Supóngase que para una cierta demanda e inercia del sistema, el disparo de una unidad hace actuar la primera etapa y el corte es exacto. A medida que las perturbaciones crecen paulatinamente también ocasionarán el disparo de este único escalón, pero los cortes en tal caso comenzarán a ser insuficientes para restaurar la frecuencia al valor nominal, así hasta que la perturbación alcance una magnitud tal que el valor de frecuencia haga desconectar la segunda etapa. En este caso se originará seguramente una sobredesconexión, pero para perturbaciones crecientes la sobredesconexión será menor, luego el corte será exacto, y así hasta que se vuelve insuficiente hasta que se alcance una etapa nueva. Por esta razón es posible que el corte pueda variar en ± 1 etapa del que sería ideal.

Tal como se explica en el informe para el caso 1.3, el corte aborda el primer escalón completo y parte del segundo escalón. Esta desconexión parcial del segundo escalón es posible porque en el período transitorio posterior a la perturbación, las oscilaciones rotóricas de los generadores causan que la frecuencia no sea exactamente igual en todo el sistema.

En el caso 1.6 la perturbación excede a la 4ta. etapa (32 % del total correspondiente a 592 MW) y por lo tanto convoca la 5ta. etapa (40% en total correspondiente a

740 MW), aunque las oscilaciones en la zona Norte provocan el "reset" de algunos relés.

La elección de las perturbaciones en la fase de verificaciones se hizo con criterio, buscando evidenciar las debilidades del esquema propuesto. Obviamente un esquema con un gran número de escalones podría limitar en parte las sobredesconexiones con la complejidad y los costos que ello comportaría, el número de escalones propuesto es una solución de compromiso y que retenemos se adapta bastante bien para el SEIN.

Los cortes adicionales no se produjeron debido a la frecuencia de arranque de medición de la derivada. No se recomienda una demora en estas mediciones, porque podría restarle selectividad al esquema, dado que al retardarse las acciones correctivas la frecuencia podría alcanzar a excitar etapas más profundas.

Adicionalmente debemos tomar en cuenta que nuestro sistema en estado estable, algunas veces, opera con 59.8 Hz, y si en esta condición ocurriese una falla de alta resistencia podría haber actuaciones indebidas del esquema de RAC. Al respecto, REP ha efectuado una simulación de estabilidad transitoria para una falla bifásica de alta resistencia (100 Ohms) en la línea Callalli-Santuario, cerca de Santuario, que muestra la aparición una derivada de frecuencia por debajo del primer ajuste (- 0.65 Hz/s).

Respuesta:

Se cita una simulación sobre la cual no se suministran mayores detalles, por ejemplo ¿Dónde y cuándo se midió la frecuencia que se menciona? Lamentablemente los resultados no coinciden con nuestras evaluaciones. Tanto para el escenario de Carga Máxima y Mínima de Avenida 2003, una falla bifásica aplicada en dicha línea en el extremo Santuario, con impedancia nula entre fases e impedancia a tierra de 100 Ohm, provoca un incremento de la frecuencia a raíz de la brusca caída de la tensión y consecuentemente de la demanda. En tal caso la medición de la derivada de la frecuencia no acusó el arranque de ningún temporizador. Por otra parte, debe considerarse que a 59.8 Hz comienza la medición de derivada, pero ésta debe mantenerse menor a la consigna (-0.65 Hz/s) por más de 0.150 s antes de emitir el disparo. Se cita como ejemplo el Reporte de Incidencia emitido por EnerSur con fecha 26/02/2002 hora 23:37, donde por probables efectos atmosféricos se separa en secuencia el área Sudeste del resto del SEIN. El registro de la frecuencia en la SE Moquegua muestra una disminución de la misma desde 59.98 Hz hasta 59.11 Hz en 5seg. (Pendiente media ≈ 0.18 Hz/s) donde se observa una oscilación electromecánica típica en esa zona, sobre la que se puede medir una derivada máxima de 0.5 Hz/s.

Recomendamos que se considere el modelamiento de los limitadores de sobre/sub excitación (OEL/UEL) para la estabilidad. Asimismo, recomendamos modelar los relés de sobreflujo (Hz/voltio) de generadores y transformadores, con la finalidad de verificar se evite daños sobre los mismos.

Respuesta:

El modelado preciso de estos componentes requiere de modelos de usuario adicionales, que tengan en cuenta las características particulares de cada unidad. En PSS/E no hay modelos Volt/Hertz y éstos debieran incorporarse en modelos de usuario de los sistemas de excitación. Se han considerado a título conceptual limitadores de sobreexcitación en las simulaciones en las que pueden ser relevantes, pero es conveniente recabar información precisa de la lógica de cada modelo y sus parámetros, y desarrollar los modelos de usuario necesarios para contemplar su intervención, al igual que en los limitadores de subexcitación.

También, reiteramos que el estudio debería considerar adicionalmente el comportamiento de las cargas de los motores de las industrias y mineras que son

sensibles a las variaciones de frecuencia y tensión, las cuales desconectan independientes del esquema de RAC del COES. El COES y el Coordinador del Sistema debe solicitar a los generadores y a sus clientes entreguen la información necesaria para este modelamiento.

Respuesta:

La información de las cargas de motores modeladas en el sistema fue suministrada por el COES (Chimbote, San Nicolás, ILO 1, Millsite o Toquepala, y Botiflaca), y contemplan adecuadamente las variaciones con la tensión y la frecuencia; el resto de la demanda contempla una sensibilidad global con la tensión y la frecuencia tal como está descrito en el informe.

Respecto de los umbrales de desconexión por frecuencia, estimamos que las cargas no debieran desconectarse si la excursión de la frecuencia satisface el margen frecuencia – tiempo estipulado por la Norma Técnica vigente, en caso contrario sería conveniente contemplar los elementos de protección apropiados en el modelo. Respecto del umbral de desconexión por tensión nos remitimos a la respuesta de la pregunta que sigue.

En relación al esquema de rechazos de carga por mínima tensión se propone una revisión de los ajustes ya que los 2 primeros umbrales y del tercero de emergencia, se encuentran dentro de los márgenes de operación normal de las tomas de los transformadores ó -10%, con tiempos largos. También proponemos que estos umbrales sean verificados con la protección de mínima tensión de las cargas y de los SVC's.

Respuesta:

Respecto de los 2 primeros umbrales y el de emergencia, se hace notar que si la tensión en las barras de 220 kV cae por debajo de los umbrales de actuación, las tomas de los transformadores no resolverán el problema, sino que actuarán para elevar la tensión en las barras de distribución deteriorando aún más la tensión en 220 kV aproximando los nodos del sistema de transmisión al punto crítico de inestabilidad.

Respecto de los umbrales de protección por mínima tensión de las cargas y de los SVC's, no se incluyeron en el análisis porque no había información disponible. No obstante, se hacen las consideraciones siguientes:

Los tiempos propuestos para el inicio de las acciones del esquema de control filtran las variaciones rápidas por fallas, y las provocadas por las oscilaciones de potencia de baja frecuencia con amplitud considerable, pero no se han prolongado más porque contemplan los retardos estimados de los "Taps Changers" de los transformadores, puesto que tienden a deteriorar la tensión en 220 kV. Las temporizaciones también toman en cuenta la necesaria intervención ante los eventos de pérdida de 1 o más circuitos de los que alimentan a Lima.

Los SVC's en condiciones de subtensión en el sistema, suelen presentar tensiones altas en sus bornes debido al aporte de corriente inductiva al sistema, por lo cual es poco probable que las protecciones por mínima tensión intervengan desconectando estas unidades, al igual que en el caso de los generadores.

Respecto de la protección de las cargas, se estima que las temporizaciones debieran ser superiores a la actuación del esquema por cuanto deben dar lugar a la reacción de los "taps changers", de modo que no debieran intervenir para aliviar el problema del sistema de transmisión, sino para resolver problemas locales de tensión.

Consideramos que debe sustentarse el nivel de tensión crítica de colapso en el nodo. Se debe analizar los valores de ajustes propuestos para la subestación Independencia

0.975 (1er umbral) y 0.965 (2do umbral) porque éstos se encuentran dentro de las condiciones de operación de estado normal de esta barra; más aún las cargas propuestas no son de una magnitud apreciable que pueda influir sobre las tensiones de las barras de Lima para alejarlas de su tensión crítica de nodo. Así mismo, consideramos se debe revisar los circuitos definidos en el esquema de rechazo de carga por mínima tensión, en coordinación con las empresas distribuidoras, ya que podrían estar involucradas cargas críticas para la sociedad.

Respuesta:

El nivel de tensión crítica en cada nodo particular se obtuvo mediante una evaluación estática, en la cual se deprime la tensión del nodo observando el retiro de potencia reactiva necesario para ello. Mientras la tensión está en su región estable es necesario incrementar el retiro de potencia reactiva para que la tensión baje; cuando se alcanza la tensión crítica, ésta seguirá disminuyendo aún reduciendo el retiro de potencia reactiva. Las evaluaciones consideran que las cargas se comportan a potencia constante, simulando el estado de equilibrio posterior a la acción de los "taps changers" de los transformadores, en la hipótesis de que el margen de éstos es suficiente para reponer la tensión inicial.

El umbral de Independencia no se obtuvo por este método porque por debajo de 0.965 simplemente no se alcanza una solución para la red. Para este estado que se considera crítico el nodo de Independencia, la tensión de Chavarría, Barsi y Balnearios alcanza el primer umbral de protección (el de mayor temporización). El corte de carga en Independencia es la más eficiente para este nodo, en relación al mismo módulo de corte en Chavarría, Barsi, Balnearios y San Juan, y es de la mayor importancia para los nodos de ICA y Marcona que no intervienen en el esquema, por lo cual se considera relevante mantener el corte en Independencia.

Para reducir el umbral de arranque en Independencia, debieran implementarse las recomendaciones que se vertieron en el informe para las subestaciones ICA y Marcona, sin remover por completo el corte en Independencia.

Respecto de la revisión de los circuitos que participan del esquema, esta aseveración coincide con nuestra recomendación, dado que las empresas propietarias son las más idóneas para definir el impacto sobre el suministro.

Por otra parte, recomendamos revisar los ajustes de la protección de sobrefrecuencia de las centrales Gallito Ciego (61 Hz 10 s) y Carhuaquero (61 Hz 15 s); a estas frecuencias no puede haber daño en el grupo hidráulico.

Respuesta:

El objeto de la protección por sobrefrecuencia en este esquema no está directamente involucrado con la protección de la unidad a la que aplica, sino con el control de la frecuencia en el sistema para conseguir que esta magnitud esté comprendida dentro de la tolerancia ± 1 Hz antes del minuto. Es una hipótesis del estudio que todas las unidades pueden tolerar una excursión de la frecuencia superior a 62 Hz por 15 s, y que existe desconexión instantánea a los 63 Hz.

Sin otro particular, quedamos a su disposición.

Atentamente,

Ing. Alberto Muñante Aquije

Gerente de Operación del Sistema

Cc: OP, Arch.

3. Observaciones ENERSUR del 17/05/2003

OBSERVACIONES POR ENERSUR AL ESTUDIO DE RECHAZO DE CARGA

1. En la Tabla 1 del ANEXO B, se observa que la "Carga total" asignada a EnerSur es de 225 MW y la "Carga bajo Relé" (carga a ser rechazada) es de 104.07 MW alcanzando un 46.25% de los 225 MW; sin embargo la máxima demanda de nuestro cliente SPCC alcanza los 185 MW muy diferente de los 225 MW, esto origina que ENERSUR rechace más carga de lo que corresponde, lo cual no sería equitativo. Solicitamos se modifique dicha carga tomando en cuenta los valores actuales de la demanda de SPCC y así mismo se modifique la Carga bajo relé.

1. Respuesta:

El parámetro más importante en el esquema de corte de carga no es el valor absoluto en MW asignado al corte, sino el porcentaje de la demanda asignada al corte. De este modo, la elección de los alimentadores asignados al esquema debiera representar lo más cercanamente posible el 48 % de la demanda para los estados de carga Mínima, Media y Máxima, distribuidos en etapas como está previsto. El informe cita un ejemplo que se basa en la demanda informada por COES, la cual seguramente es una proyección prevista para el 2003.

2. Si bien se hizo una distribución por etapas y por áreas, en el caso del Área Costa Sur, en la Tabla 2 del ANEXO B, muchas de estas cargas corresponden a cargas de motores y que no pueden ser discretizadas por lo cual no podrían ser implementados los rechazos de carga en la proporción indicada para cada etapa, por ello solicitamos rehacer el esquema de rechazo de carga considerando lo anterior. Así mismo la carga designada como "ILO1TV1 13.8 kV" no puede ser rechazada porque corresponde a los servicios auxiliares de la Central Térmica Ilo.

2. Respuesta:

El esquema ha contemplado las cargas asociadas a los motores en el área Costa Sur. Para esta área, los motores síncronos de Botiflaca (6.9 kV) son los únicos representados individualmente, en el resto de los casos tanto en la propia SE Botiflaca, como en Millsite e ILO 1, se representa en cada nodo mediante un único motor equivalente a un conjunto de máquinas de un proceso industrial. En el esquema se ha incluido sólo una cantidad finita de estas máquinas en diversas etapas, y se considera que el resto permanece en servicio considerando arbitrariamente que podrían pertenecer a procesos críticos. Corresponde a los usuarios finales distribuir los motores que deberán participar en el esquema para completar los porcentajes de corte previstos en todos los estados de carga, contemplando el menor daño posible a los procesos de producción.

En cuanto a los motores de ILO 1, si éstos pertenecen a los servicios auxiliares de la central se recomienda que se identifique la dependencia de esta carga con cada una de las unidades TV en servicio. Es posible que de este modo se reduzca el impacto de esta demanda que no participa en el esquema.

3. En la Tabla 2 del Anexo B, se están considerando como rechazos de carga asignados a EnerSur a suministros que no corresponden a nuestra empresa tales como "ILOELECT 10.5 kV" y "SELECTR4 13.8 kV".

3. Respuesta:

Lamentamos la información errónea, pero la pertenencia de cada demanda a una empresa particular se hizo conforme a la información disponible, y sólo con el propósito de ilustración. La información relevante en cuanto a los resultados de los estudios es la demanda asignada al esquema.

4. En la Tabla 7 del ANEXO B, referido al ajuste de relés de desconexión de capacitores, en la barra LIXIVIAC y REFINILO se considera el rechazo de los capacitores ubicados en dichas barras, sin embargo estos equipos forman parte de filtros de armónicos, los cuales al ser desconectados no cumplirían con su función y los armónicos se propagarían causando un efecto no deseado en otros puntos de la red. Se debe excluir la desconexión de estos capacitores.

4. Respuesta:

Estos capacitores podrían quedar fuera del esquema sin que cambie la naturaleza de la respuesta global. Pero si pueden asociarse los procesos de rectificación que se incluyen en el esquema de Rechazo de Cargas con filtros dedicados a los mismos, sería recomendable asociar la salida de servicio por subfrecuencia del proceso con los equipos de filtrado de armónicas correspondientes.

5. Con respecto a los relés de desconexión de líneas (página 13 del ANEXO B) se menciona que el relé de la Tabla 8 hace la medición en la barra de Socabaya y manda señal de disparo de circuitos de líneas en 220 kV, en la cual se incluye el circuito N° 2 de la L.T. Moquegua – ILO2; sin embargo este circuito permite evacuar la generación de ILO21 más aún en problemas de contingencias sobretodo cuando a falta de compensación reactiva en la barra de Moquegua es ILO21 quien absorbe energía reactiva manteniendo niveles de tensión adecuados. Se debe excluir la desconexión de esta línea en el esquema propuesto.

5. Respuesta:

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.

4. Observaciones TRANSMANTARO del 30/05/2003

P Con relación al rechazo de carga por subfrecuencia - reles de desconexión de líneas de UHV, Anexo B, RETE-A3/12472, pago 13/14; en el que se propone la desconexión automática de uno de los circuitos de una doble tema en UHV, circuito Socabaya - Cotaruse, ante un rechazo de carga significativo por subfrecuencia:

Al respecto, esta propuesta nos parece contra productiva, debido a que nuestras líneas entre Cotaruse - Socabaya cuentan cada una con un reactor de 50 MVAR y con compensación serie, de esta manera se reduce la reactancia inductiva de la línea en aproximadamente 50% (-J73.50 Ohms), mejorando sustancialmente la estabilidad del sistema, incrementando la capacidad de transferencia de la línea y mejorando la regulación de la tensión en condiciones de mínima y máxima demanda.

R Los ajustes del relé de desconexión de líneas *UHV* para la SE de *Socabaya* son:

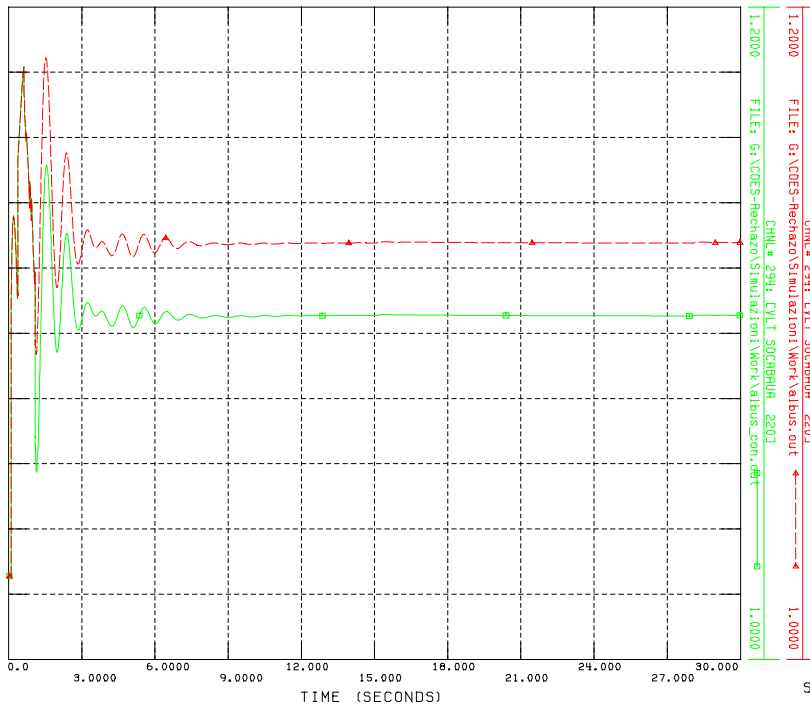
Barra		V	AREA		Cliente		Umbral		Derivada			Breaker
#	Nombre	kV					Arranque Hz	Temporiz s	Arranque Hz	df/dt Hz/s	Temporiz s	Ambos s
52090	SOCABAYA	220.0	1	CostaSur	2	TRANSMAN	58.50	0.15	59.80	-1.5	0.40	0.085

Cuando este relé se activa significa que el sistema ha superado una situación de déficit bastante significativa y gran parte de los cortes de carga ya han sido agotados.

Para dar un ejemplo: la perdida de la central de Mantaro y Restitución en los escenarios verificados (≈ 830 MW) no ha activado este relé.

El ejemplo en el cual se alcanzaba la activación de este relé y consecuentemente el disparo de las líneas en *UHV*, es aquel donde una apertura de la línea TransMantaro da origen a un déficit en el área Sur de aproximadamente el 50 %, con un fuerte gradiente de frecuencia para ésta área. Se muestra a continuación el ejemplo antes citado en el que se pierde por ej. la doble terna desde C. Armiño a Cotaruse, quedando las 2 líneas hacia Socabaya colgadas al área Sur.

La gráfica compara el perfil de tensión en la SE Socabaya 220 kV cuando el relé dispara una de las ternas con el caso en el que se deja inhibida la acción. La tensión en el caso con acción del relé se estabiliza en 1.1 pu, en el caso sin la acción del relé la tensión es 1.12 pu. Retenemos que la contribución del disparo de esta línea no deba despreciarse ya que podría dar un mejor control al perfil de tensión en el área aislada, sobre todo en una condición de mínima carga.



AVENIDA 2003 - DEMANDA MINIMA
FLUJO PRELIMINAR - PRUEBA BASES DE DATOS

SAT, MAY 31 2003 18:00
TENSIONES [CPU]

5. Observaciones ENERSUR del 07/06/2003

Respuestas a las observaciones elevadas por ENERSUR relativas al estudio "Rechazo de Carga/Generación del SEIN para le año 2003" desarrollado por el Consultor CESI.

1. P: No estamos de acuerdo con la distribución de cargas a desprender:

a) La demanda actual de SPCC es de 185MW ,el estudio compromete 104.07MW(58%) siendo este porcentaje no equitativo en relación al promedio de cargas comprometidas de los demás integrantes del sistema que *sólo* es 48%.

Escalón 1: 9 MW (5%)

Escalón 2: 15 MW (8%)

Escalón 3: 24 MW (13%)

Escalón 4: 21 MW (12%)

Escalón 5: 16 MN (9%)

Escalón 6: 12 MW (7%)

Escalón 7: 6 MW (3%) -----,-----,--

TOTAL: 104.07 MW (58%)

b) Las magnitudes de las cargas en cada escalón de desprendimiento se encuentran dispersas y son asignadas a porcentajes de procesos o equipos que no pueden ser fraccionados (caso motores grandes, rectificadores).

R: 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 descriptas en el informe, Final del estudio, 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.

2. P: Los filtros de armónicas de Lixiviación y Refinería no deben ser considerados dentro del esquema de desconexión de capacitores, debido que son utilizados para suprimir las corrientes armónicas producidas en los procesos de rectificación de cada planta. La no operación de los filtros devengaría en potenciales peligros personales y materiales (sobrecargas y sobretensiones).

- R: 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.*
3. P: Reiteramos nuestro desacuerdo indicado en carta dirigida al COES del 17 de Enero del 2002, la cual adjuntamos, indicando que los estudios de rechazo de carga deben tomar en consideración las implicancias económicas de desprender cargas industriales como la industria minera, las pérdidas económicas por cortes superan los 10 dólares el kWh dejado de suministrar con el consiguiente impacto negativo para el país. SPCC requiere entre 2 a 4 horas para recuperar el proceso minero/metalúrgico.
- R: 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.
4. P: Reiteramos nuestra opinión que los estudios de rechazo de carga deben de considerar la reserva rotante distribuida en el sistema en proporción a las cargas industriales, con lo cual la protección por frecuencia opera con una mayor eficiencia.
- R: 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.
En efecto el CESI recomienda que por medio de estudios especializados de regulación potencia - frecuencia se mire a optimizar el uso de los recursos de la Reserva Primaria de Frecuencia entre las unidades y a 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.
5. P: El estudio no indica explícitamente la cantidad de reserva rotante que posee el sistema y los factores de reducción de carga utilizados en las simulaciones efectuadas.
- R: La Reserva del Sistema se ha ajustado en base a las indicaciones del NTOTR, es decir:

1) Central HUINCO o Central MATUCANA

2) Central CHARCANI V o S. GABAN

Por ejemplo:

Escenario	Tot. Gener.	Reserva	
	MW	MW	%
AV03MX	2899.0	75.0	2.6

La demanda de SEIN está compuesta por:

- una parte sensible a la variación con la tensión y la frecuencia;
- el resto representada por **Motores Síncronos y Asíncronos**;

Para la representación de las cargas función de la V se ha adoptado:

Area		Carga f(V)					
		P cte.	Q cte.	Ip cte.	Iq cte.	Zp cte.	Zq cte.
#	Nombre	%	%	%	%	%	%
	TODAS	0.0	0.0	80.0	50.0	20.0	50.0

y para la función de la frecuencia:

$$I_p = I_{p0} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^r \quad I_q = I_{q0} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^s$$

donde los exponentes se han definido según las áreas de la siguiente manera:

Area		Exponente para I	
#	Nombre	r	s
1	COSTANORTE	1.2	0.5
2	COSTACENTRO	1.2	0.5
3	SIERRANORTE	1.2	0.5
4	SIERRACENTRO	1.2	0.5
5	COSTASUR	2.0	0.5
6	SIERRASUR	2.0	0.5

6. P: Nuestras plantas industriales utilizan variadores de velocidad en media tensión sensibles a perturbaciones de tensión y frecuencia, por lo cual, recomendamos que el estudio debe considerar este tipo de cargas en sus simulaciones debido a que el sistema de control de estos equipos gobiernan la operación de motores de gran tamaño.

R: El modelo dinámico implementado en esta primera fase no contempla éste tipo de dispositivo. En una fase sucesiva, **disponiéndose de la información detallada del funcionamiento de los mismos**, se pueden desarrollar modelos que los representen. En efecto el CESI recomienda que se mejore la representación de los equipos automáticos de control de las plantas en el sistema, mediante la elaboración de modelos de usuario que permitan contemplar la topología de los sistemas de control, y

los mecanismos de protección más relevantes que podrían intervenir en la simulación de condiciones de operación ante excursiones considerables en la tensión y la frecuencia, para una planificación más ajustada a los equipos reales.

7. P: Southern Peru no está de acuerdo en la reducción del umbral de frecuencia a 59 Hz, debido a que los equipos de potencia estarán sometidos a condiciones que incurren en la reducción de la vida útil incrementando los costos en la operación y mantenimiento de los mismos.

R: La adopción del umbral de arranque para los cortes por valor de frecuencia a 59 Hz está basada en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, que en el párrafo 5. (Calidad del Producto) dice:

5.2.3 Tolerancias.- Las tolerancias admitidas para variaciones sobre la frecuencia nominal, en

todo nivel de tensión, son:

- Variaciones Sostenidas (Δf_k (%)) : ± 0.6 %.
- Variaciones Súbitas (VSF') : ± 1.0 Hz.
- Variaciones Diarias (IVDF') : ± 12.0 Ciclos.

Además durante la presentación Preliminar del estudio (14/03/2003) fue requerido por parte de los agentes de considerar las indicaciones de la Norma en la definición del umbral de arranque.

Referencia: "Resumen de Intervenciones en Exposición del Informe Preliminar" (Ing. Mario Chu (EDEGEL): Preguntó, porque se debía rechazar carga en 59.2 Hz si la norma exige 59 Hz?).

Se recomienda que las consideraciones técnicas - económicas que fundamenta esta observación, sean discutidas con COES para el ajuste final de la etapa de restitución. Según se previó en el diseño, esta etapa tiene como función recuperar la frecuencia a valores cercanos al nominal cuando dicha magnitud está por debajo de 59.7 Hz durante más de 15 s. El umbral de esta etapa de restitución no condiciona la respuesta dinámica del esquema durante los primeros segundos, pero para una escasa reserva rotante y de características concentradas, este umbral podría ser muy restrictivo y es posible que los requerimientos prácticos de la operación requieran rectificarlo a un valor inferior. Southern Perú debiera participar activamente con dichos fundamentos para que este umbral satisfaga no sólo los requerimientos particulares de la operación, sino para evitar el deterioro de sus equipos de generación.

6. Observaciones REP del 13/06/2003

San Juan de Miraflores, 13 de Junio de 2003

GO- 307 -2003.

Señor Ingeniero

Jaime Guerra Monte de Oca

Director de Operaciones

COES-SINAC

Ciudad.-

Asunto : **OBSERVACIONES AL ESTUDIO DE CESI DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA Y GENERACIÓN**

Referencia : *Su comunicación COES-SINAC/D-437-2003*

De mi mayor consideración:

Es grato dirigirme a usted para saludarlo cordialmente y, a la vez, manifestarle nuestra mayor preocupación para que el Estudio de la referencia cumpla con el objetivo que motivo su realización. Al respecto, le hacemos llegar nuestras observaciones y comentarios a la respuesta formulada por CESI a nuestras observaciones al estudio de "Rechazo de carga/generación del SEIN":

1. Observación REP: "Observamos que los nuevos ajustes de los relés de derivada de frecuencia y mínima frecuencia están siendo ajustados a valores tales que en las simulaciones originarían sobrefrecuencias luego de actuado el esquema RAC; lo cual consideramos perjudicaría a las empresas al incurrir en rechazos excesivos a los requeridos por el Sistema. Como ejemplo véase el caso 1.3 Av03Mn Disparo de 2 Unidades de la C.H. Restitución (140 MW), en la que se desconectan 140 MW y se producen rechazos de 160 MW y por lo tanto la frecuencia sube por encima de 60 Hz; y el caso 1.6 Av03Mn Disparo de C.H. Mantaro (déficit 625 MW), en la que se produce rechazos de 714 MW; etc. Proponemos analizar se baje el inicio de rechazo de carga por derivada de frecuencia con una frecuencia de 59.6 Hz, teniendo en cuenta que la frecuencia de 59.8".

Respuesta CESI: Debido a la naturaleza discreta del esquema de rechazo de cargas, no se puede esperar de él un corte exacto. Supóngase que para una cierta demanda e inercia del sistema, el disparo de una unidad hace actuar la primera etapa y el corte es exacto. A medida que las perturbaciones crecen paulatinamente también ocasionarán el disparo de este único escalón, pero los cortes en tal caso comenzarán a ser insuficientes para restaurar la frecuencia al valor nominal, así hasta que la perturbación alcance una magnitud tal que el valor de frecuencia haga desconectar la segunda etapa. En este caso se originará seguramente una sobredesconexión, pero para perturbaciones crecientes la sobredesconexión será menor, luego el corte será exacto, y así hasta que se vuelve insuficiente hasta que se alcance una etapa nueva. Por esta razón es posible que el corte pueda variar en ± 1 etapa del que sería ideal.

Tal como se explica en el informe para el caso 1.3, el corte aborda el primer escalón completo y parte del segundo escalón. Esta desconexión parcial del segundo escalón es posible porque en el período transitorio posterior a la perturbación, las oscilaciones rotóricas de los generadores causan que la frecuencia no sea exactamente igual en todo el sistema.

En el caso 1.6 la perturbación excede a la 4ta. etapa (32 % del total correspondiente a 592 MW) y por lo tanto convoca la 5ta. etapa (40% en total correspondiente a 740 MW), aunque las oscilaciones en la zona Norte provocan el "reset" de algunos relés.

La elección de las perturbaciones en la fase de verificaciones se hizo con criterio, buscando evidenciar las debilidades del esquema propuesto. Obviamente un esquema con un gran número de escalones podría limitar en parte las sobredesconexiones con la complejidad y los costos que ello comportaría, el número de escalones propuesto es una solución de compromiso y que retenemos se adapta bastante bien para el SEIN.

Los cortes adicionales no se produjeron debido a la frecuencia de arranque de medición de la derivada. No se recomienda una demora en estas mediciones, porque podría restarle selectividad al esquema, dado que al retardarse las acciones correctivas la frecuencia podría alcanzar a excitar etapas más profundas.

COMENTARIO REP: *Estamos de acuerdo que el esquema de rechazo de carga es discreto pero debe tomarse en cuenta que las centrales de generación también operan con valores estándares, que consideramos son los casos que deben ser estudiados.*

Todo estudio de rechazo de carga generalmente parte del principio que el rechazo de carga debe ser menor que la pérdida de generación, toda vez que en forma natural la carga disminuye por la disminución de la frecuencia debido al factor de amortiguamiento de carga; más aún con el actual esquema de rechazo de carga, operativamente se han producido desconexiones de generación del orden de 140 MW que han originado mínimos rechazos de carga del sistema. Además, como referencia hago notar que se han efectuado pruebas de desconexión de grupos de generación (Chimay, Yanago, Mantaro, etc.), en las cuales debido a la respuesta natural del sistema se produjeron mínimos rechazos de carga.

Respuesta a COMENTARIO-REP: Se entiende que la operación de las centrales con valores estándar se refiere a la reserva, y en el estudio la reserva de las centrales se adoptó tal como fue informado por COES. Si existiera una reserva mayor el corte de carga sería menor, sobre todo para perturbaciones que no provoquen la actuación del esquema de derivada.

Respecto de la reacción de la demanda con la frecuencia, el informe destaca en el ítem 5.1 (*Dimensionamiento de las Etapas*) que "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". Siendo la primera etapa del 4.2 %, lo cual representa por ejemplo 117 MW para una demanda de 2800 MW; el aporte restante para dar cumplimiento a lo que se afirma en dicha frase proviene de la reacción de la carga con la frecuencia, lo cual demuestra que este efecto ha sido debidamente considerado para el dimensionamiento de la primera etapa. La contribución del aporte de la carga para cada escalón adicional es

despreciable (aproximadamente 0.247 % por escalón), aunque sí se tuvo en cuenta en el modelo para las verificaciones.

Respecto de las pruebas efectuadas, el resultado depende de la demanda que el sistema tiene durante las mismas, ya que la reacción de la demanda con la frecuencia es proporcional a la demanda. A mayor demanda menos corte de carga se produciría. Por otra parte, las verificaciones realizadas en los estudios consideran que los relés del esquema actúan en el 100% de los casos, mientras que los resultados de las pruebas realizadas en campo podrían estar contemplando que algunos de los relés o bien no han actuado o no han sido instalados.

- 2. Observación REP:** Adicionalmente debemos tomar en cuenta que nuestro sistema en estado estable, algunas veces, opera con 59.8 Hz, y si en esta condición ocurriese una falla de alta resistencia podría haber actuaciones indebidas del esquema de RAC. Al respecto, REP ha efectuado una simulación de estabilidad transitoria para una falla bifásica de alta resistencia (100 Ohms) en la línea Callalli-Santuario, cerca de Santuario, que muestra la aparición una derivada de frecuencia por debajo del primer ajuste (- 0.65 Hz/s).

Respuesta de CESI: Se cita una simulación sobre la cual no se suministran mayores detalles, por ejemplo ¿Dónde y cuándo se midió la frecuencia que se menciona? Lamentablemente los resultados no coinciden con nuestras evaluaciones. Tanto para el escenario de Carga Máxima y Mínima de Avenida 2003, una falla bifásica aplicada en dicha línea en el extremo Santuario, con impedancia nula entre fases e impedancia a tierra de 100 Ohm, provoca un incremento de la frecuencia a raíz de la brusca caída de la tensión y consecuentemente de la demanda. En tal caso la medición de la derivada de la frecuencia no acusó el arranque de ningún temporizador. Por otra parte, debe considerarse que a 59.8 Hz comienza la medición de derivada, pero ésta debe mantenerse menor a la consigna (-0.65 Hz/s) por más de 0.150 s antes de emitir el disparo. Se cita como ejemplo el Reporte de Incidencia emitido por EnerSur con fecha 26/02/2002 hora 23:37, donde por probables efectos atmosféricos se separa en secuencia el área Sudeste del resto del SEIN. El registro de la frecuencia en la SE Moquegua muestra una disminución de la misma desde 59.98 Hz hasta 59.11 Hz en 5seg. (Pendiente media ≈ 0.18 Hz/s) donde se observa una oscilación electromecánica típica en esa zona, sobre la que se puede medir una derivada máxima de 0.5 Hz/s.

COMENTARIO REP: *Una falla de alta impedancia puede permanecer el tiempo que demanda el segundo escalón (500 ms o más). Nuestro supuesto fue que la frecuencia operativa del sistema se encontraba por debajo de 59.8 Hz, que según nuestros registros es una frecuencia de operación corriente en el sistema. El modelamiento de carga en función de la frecuencia tiene una influencia importante en la estabilidad del sistema, no encontrados en el archivo BASEU.DYR de estabilidad proporcionados por el Consultor.*

El ANEXO 1 muestra la variación brusca de frecuencia (59.45 Hz) y su correspondiente derivada, debido a la falla de alta impedancia en la L-121, del evento del día 19 de enero del 2003.

Respuesta a COMENTARIO-REP: Supóngase que la falla se aplica cuando la frecuencia está en 59.8 Hz (el relé de derivada estaría habilitado a medir) y tuviese una duración de 500 ms; en tal caso la frecuencia subirá mientras la falla está presente (tal como lo demuestra el gráfico en el Anexo 1 del COMENTARIO REP) por lo tanto resetea la medición del relé de corte de carga por derivada. Luego de que se despeja la falla, la frecuencia cae

con una cierta pendiente, pero el relé sólo comenzará a medir cuando la frecuencia sea inferior a 59.8 Hz, y emitirá la orden de disparo sólo si se satisface que por 150 ms la derivada de la frecuencia sea menor a -0.65 Hz/s y la frecuencia menor a 59.8 Hz, y como se observa en el gráfico del Anexo 1 el tiempo de permanencia de la derivada por debajo de 59.8 Hz no es suficiente para que se emita la orden de disparo. Cuando las condiciones de la frecuencia en valor y derivada no satisfacen las condiciones citadas, el relé de corte de carga por derivada resetea de inmediato.

La dependencia de la carga con la frecuencia está representada por los registros siguientes del archivo BaseU.dyr:

```

/*
/*-- Modelos de Monitoreo
/*
1 'LDFRAR' * 0.0000 0.0000 1.1500 0.5000 /
2 'LDFRAR' * 0.0000 0.0000 1.1500 0.5000 /
3 'LDFRAR' * 0.0000 0.0000 1.1500 0.5000 /
4 'LDFRAR' * 0.0000 0.0000 1.1500 0.5000 /
5 'LDFRAR' * 0.0000 0.0000 2.0000 0.5000 /
6 'LDFRAR' * 0.0000 0.0000 2.0000 0.5000 /

```

- 3. Observación REP:** "Recomendamos que se considere el modelamiento de los limitadores de sobre/sub excitación (OEL/UEL) para la estabilidad. Asimismo, recomendamos modelar los relés de sobreflujo (Hz/voltio) de generadores y transformadores, con la finalidad de verificar se evite daños sobre los mismos".

Respuesta de CESI: El modelado preciso de estos componentes requiere de modelos de usuario adicionales, que tengan en cuenta las características particulares de cada unidad. En PSS/E no hay modelos Volt/Hertz y éstos debieran incorporarse en modelos de usuario de los sistemas de excitación. Se han considerado a título conceptual limitadores de sobreexcitación en las simulaciones en las que pueden ser relevantes, pero es conveniente recabar información precisa de la lógica de cada modelo y sus parámetros, y desarrollar los modelos de usuario necesarios para contemplar su intervención, al igual que en los limitadores de subexcitación.

COMENTARIO REP: *Se entendió que las pruebas de campo en las centrales visitadas por CESI, permitirían determinar los diagramas de bloques completos, especialmente de larga duración; así mismo que CESI incorporaría los modelos en el PSS/E.*

Respuesta a COMENTARIO-REP: La identificación de los parámetros de los sistemas de control se realizó parcialmente, puesto que no se pudieron implementar los ensayos planeados debido a impedimentos ajenos a CESI (por ejemplo, alcanzar condiciones operativas particulares, ingreso de señales a los sistemas de control, etc.). Las dificultades encontradas en las pruebas y las actividades parcialmente desarrolladas se encuentran debidamente documentadas en los informes específicos. Los contratos de pruebas en campo desarrollados por CESI no tenían en su alcance el desarrollo de los modelos para algún simulador digital específico.

- 4. Observación REP:** "También, reiteramos que el estudio debería considerar adicionalmente el comportamiento de las cargas de los motores de las industrias y mineras que son sensibles a las variaciones de frecuencia y tensión, las cuales desconectan independientes

del esquema de RAC del COES. El COES y el Coordinador del Sistema deben solicitar a los generadores y a sus clientes entreguen la información necesaria para este modelamiento".

Respuesta de CESI: La información de las cargas de motores modeladas en el sistema fue suministrada por el COES (Chimbote, San Nicolás, ILO 1, Millsite o Toquepala, y Botiflaca), y contemplan adecuadamente las variaciones con la tensión y la frecuencia; el resto de la demanda contempla una sensibilidad global con la tensión y la frecuencia tal como está descrito en el informe.

Respecto de los umbrales de desconexión por frecuencia, estimamos que las cargas no debieran desconectarse si la excursión de la frecuencia satisface el margen frecuencia – tiempo estipulado por la Norma Técnica vigente, en caso contrario sería conveniente contemplar los elementos de protección apropiados en el modelo. Respecto del umbral de desconexión por tensión nos remitimos a la respuesta de la pregunta que sigue.

COMENTARIO REP: *Cuando desconecta una línea del anillo conformado por las barras de Azángaro, Tintaya, Santuario y Moquegua, las líneas largas de simple circuito superan su potencia natural (1 SIL), ocasionando una caída brusca de tensión, por insuficiente compensación reactiva capacitiva. Se ha verificado en la realidad que la permanencia de una baja tensión por más de 1 segundo, provoca la desconexión de cargas importantes (Yura, Cerro Verde, Cachimayo), y que incluso puede provocar problemas de máxima transferencia. Cabe agregar que este mismo fenómeno ha ocurrido en el anillo Tingo María.*

Respuesta a COMENTARIO-REP: En el ámbito del estudio de Rechazo de Cargas/Generación del SEIN, no se dispuso de la información de estos cortes por mínima tensión. Entendiendo que pueden ser importantes, se recomienda que en un futuro el modelo dinámico implementado en PSS/E se complete con los modelos apropiados de los relés específicos de mínima tensión, para contemplar estos automatismos de protección.

- 5. Observación REP:** Con relación al esquema de rechazos de carga por mínima tensión se propone una revisión de los ajustes ya que los 2 primeros umbrales y del tercero de emergencia, se encuentran dentro de los márgenes de operación normal de las tomas de los transformadores ó -10%, con tiempos largos. También proponemos que estos umbrales sean verificados con la protección de mínima tensión de las cargas y de los SVC´s.

Respuesta de CESI: Respecto de los 2 primeros umbrales y el de emergencia, se hace notar que si la tensión en las barras de 220 kV cae por debajo de los umbrales de actuación, las tomas de los transformadores no resolverán el problema, sino que actuarán para elevar la tensión en las barras de distribución deteriorando aún más la tensión en 220 kV aproximando los nodos del sistema de transmisión al punto crítico de inestabilidad.

Respecto de los umbrales de protección por mínima tensión de las cargas y de los SVC´s, no se incluyeron en el análisis porque no había información disponible. No obstante, se hacen las consideraciones siguientes:

Los tiempos propuestos para el inicio de las acciones del esquema de control filtran las variaciones rápidas por fallas, y las provocadas por las oscilaciones de potencia de baja frecuencia con amplitud considerable, pero no se han prolongado más porque contemplan los retardos estimados de los "Taps Changers" de los transformadores, puesto que tienden a deteriorar la tensión en 220 kV. Las temporizaciones también toman en cuenta la

necesaria intervención ante los eventos de pérdida de 1 o más circuitos de los que alimentan a Lima.

Los SVC's en condiciones de subtensión en el sistema, suelen presentar tensiones altas en sus bornes debido al aporte de corriente inductiva al sistema, por lo cual es poco probable que las protecciones por mínima tensión intervengan desconectando estas unidades, al igual que en el caso de los generadores.

Respecto de la protección de las cargas, se estima que las temporizaciones debieran ser superiores a la actuación del esquema por cuanto deben dar lugar a la reacción de los "taps changers", de modo que no debieran intervenir para aliviar el problema del sistema de transmisión, sino para resolver problemas locales de tensión.

COMENTARIO REP: *Los resultados de las curvas V-Q presentados por CESI están dados con resultados pesimistas, por los siguientes motivos:*

- *Fueron simulados usando una carga de potencia constante.*
- *Reflejan el comportamiento de 220 KV, debiendo ser más realista en 60 KV, pues el colapso de tensión depende de la potencia de cortocircuito de la barra. Más aún el punto de conexión de la carga a rechazar está en los alimentadores de 10 KV*

Respuesta parcial a COMENTARIO-REP: El diseño fue simulado usando una carga constante y con los tap-changers de los transformadores bloqueados, para representar el resultado de largo tiempo que se obtendría luego de que hubieran intervenido todas las acciones de control disponibles (exciters, control de los SVC, compensación shunt automática, tap-changers). Las simulaciones dinámicas de verificación tuvieron en cuenta todas las acciones de los modelos de control disponibles y la sensibilidad de la demanda con la tensión, confirmando así las hipótesis contempladas en el diseño.

Se refleja el comportamiento de los nodos de 220 kV puesto que el diseño del mecanismo de protección monitorea la tensión en estos nodos, y ejecuta acciones para alejarlos del peligro de colapso de tensión, considerando que las mediciones locales en 60 kV pueden no ser un buen indicador de la necesidad de las acciones, por la debilidad relativa 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., que podrían dar indicios erróneos del momento oportuno para la intervención del mecanismo de corrección. Como los problemas de colapso de tensión involucran 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.

Respecto de la mención acerca de la dependencia de la potencia de cortocircuito de la barra, los nodos de 60 kV de la zona bajo estudio dependen fuertemente de la potencia de cortocircuito de los nodos de 220 kV, que es la que se monitorea.

Además, se debe tener en cuenta que la tensión de operación de las barras de Lima es 210 kV y la tensión nominal de los devanados primarios de los transformadores de las subestaciones es 200 KV y éstos no cuentan con tomas bajo carga. En cambio, el tap mínimo de los transformadores de 3 devanados del área sur (Independencia, Ica, Marcona) es 189 kV y éstos si cuentan con tomas bajo carga.

Respuesta parcial a COMENTARIO-REP: El modelo empleado en el estudio tiene en cuenta estas consideraciones relativas a los taps-changers. La mención que se hace respecto de nuestra respuesta acerca de "si la tensión en las barras de 220 kV cae por debajo de los umbrales de actuación, las tomas de los transformadores no resolverán el problema, sino que actuarán para elevar la tensión en las barras de distribución deteriorando aún más la tensión en 220 kV aproximando los nodos del sistema de transmisión al punto crítico de inestabilidad", se refiere en los casos de Balnearios, Santa Rosa, Chavarría y Barsi exclusivamente a los taps-changers de los transformadores de 60/10 kV.

Es elocuente la necesidad de una mayor compensación reactiva para levantar la nariz de las curvas V-P en vez de rechazos de carga innecesarios, permitiendo márgenes de regulación de potencia reactiva en los SVCs de Chavarría y Balnearios, que operan en régimen permanente en su límite reactivo en carga máxima.

Respuesta parcial a COMENTARIO-REP: La necesidad de los rechazos de carga está demostrada en los informes de operación. El mecanismo propuesto tiene por finalidad realizarlos en forma automática y otorgar una cobertura mayor para los casos en que se pierden tramos del sistema de transmisión. La compensación reactiva no fue objeto del estudio. Si ésta fuera la suficiente, el esquema propuesto no actuaría nunca y quedaría como respaldo.

Desde el punto de vista de la baja tensión de los requisitos de los equipos de vigilancia y exigencias de la operación, teleoperación y medición por medidor, que son parte del proyecto de ingeniería de concepto de la interconexión MANTARO-SOCABAYA, TRANSENERGIE especifica la única limitación de voltaje entre 0.8 y 1.2 p.u. para las necesidades del sistema de control automático del M.A.I.S., demostrando un gran margen de operación.

Respuesta parcial a COMENTARIO-REP: El margen declarado de tensión lo retenemos como suficiente para las necesidades observadas en los estudios.

6. Observación de REP

Consideramos que debe sustentarse el nivel de tensión crítica de colapso en el nodo. Se debe analizar los valores de ajustes propuestos para la subestación Independencia 0.975 (1er umbral) y 0.965 (2do umbral) porque éstos se encuentran dentro de las condiciones de operación de estado normal de esta barra; más aún las cargas propuestas no son de una magnitud apreciable que pueda influir sobre las tensiones de las barras de Lima para alejarlas de su tensión crítica de nodo. Así mismo, consideramos se debe revisar los circuitos definidos en el esquema de rechazo de carga por mínima tensión, en coordinación con las empresas distribuidoras, ya que podrían estar involucradas cargas críticas para la sociedad.

Respuesta de CESI: El nivel de tensión crítica en cada nodo particular se obtuvo mediante una evaluación estática, en la cual se deprime la tensión del nodo observando el retiro de potencia reactiva necesario para ello. Mientras la tensión está en su región estable es necesario incrementar el retiro de potencia reactiva para que la tensión baje; cuando se alcanza la tensión crítica, ésta seguirá disminuyendo aún reduciendo el retiro de potencia reactiva. Las evaluaciones consideran que las cargas se comportan a potencia constante, simulando el estado de equilibrio posterior a la acción de los "taps changers" de los

transformadores, en la hipótesis de que el margen de éstos es suficiente para reponer la tensión inicial.

El umbral de Independencia no se obtuvo por este método porque por debajo de 0.965 simplemente no se alcanza una solución para la red. Para este estado que se considera crítico el nodo de Independencia, la tensión de Chavarría, Barsi y Balnearios alcanza el primer umbral de protección (el de mayor temporización). El corte de carga en Independencia es la más eficiente para este nodo, en relación al mismo módulo de corte en Chavarría, Barsi, Balnearios y San Juan, y es de la mayor importancia para los nodos de Ica y Marcona que no intervienen en el esquema, por lo cual se considera relevante mantener el corte en Independencia.

Para reducir el umbral de arranque en Independencia, debieran implementarse las recomendaciones que se vertieron en el informe para las subestaciones Ica y Marcona, sin remover por completo el corte en Independencia.

Respecto de la revisión de los circuitos que participan del esquema, esta aseveración coincide con nuestra recomendación, dado que las empresas propietarias son las más idóneas para definir el impacto sobre el suministro.

COMENTARIO REP: *En nuestra opinión la carga desconectada de la SE Independencia no es de una magnitud tal que influya significativamente para evitar un colapso de tensión de las barras de Lima.*

Respuesta a COMENTARIO-REP: Si bien no influye significativamente en los nodos de San Juan, Balnearios, Santa Rosa, Chavarría y Barsi, actúa en forma coordinada con el resto de los cortes de carga propuestos y evita la selección de cortes adicionales en las primeras subestaciones. No obstante ello, se destaca la gran relevancia que tiene para los nodos de ICA y Marcona, como se ha explicado en el informe.

- 7. Observación de REP:** Por otra parte, recomendamos revisar los ajustes de la protección de sobrefrecuencia de las centrales Gallito Ciego (61 Hz 10 s) y Carhuaquero (61 Hz 15 s); a estas frecuencias no puede haber daño en el grupo hidráulico.

Respuesta CESI: El objeto de la protección por sobrefrecuencia en este esquema no está directamente involucrado con la protección de la unidad a la que aplica, sino con el control de la frecuencia en el sistema para conseguir que esta magnitud esté comprendida dentro de la tolerancia ± 1 Hz antes del minuto. Es una hipótesis del estudio que todas las unidades pueden tolerar una excursión de la frecuencia superior a 62 Hz por 15 s, y que existe desconexión instantánea a los 63 Hz.

COMENTARIO REP: *Sin comentarios*

Le solicitamos nos entreguen una copia de las observaciones efectuadas por las demás empresas y las respuestas efectuadas por el Consultor.

Por otra parte, recomendamos que el tema de los mercados de cortes sugeridos en el Estudio debe ser debidamente estudiados, ya que si no es controlado podría ocasionar efectos negativos sobre el Sistema. Así mismo, que en el próximo Estudio "Criterios para las Reconexiones Automáticas y su Efecto sobre el Esquema de RAC del SEIN", se contemple el análisis del tiempo de retardo suficiente para la estabilización de la frecuencia antes de efectuar la

reconexión de cargas sin la necesidad de otro consenso que el valor de la frecuencia y que los criterios ha desarrollarse sean válidos para ser ampliado a todas las empresas que estén en capacidad de implementarlo. Además, se propone se complemente los modelos de larga duración con modelos de los relés de sobreflujo y relés de sobre y subexcitación.

Respuesta a COMENTARIO-REP: Se tomarán en cuenta las recomendaciones para el estudio "Criterios para las Reconexiones Automáticas y su Efecto sobre el Esquema de RAC del SEIN".

Como ha sido mencionado en otras oportunidades, se considera conveniente que el modelo se enriquezca con una mejor representación de los dispositivos de control reales y las lógicas asociadas. El CESI ofrece la provisión de estos modelos en el ámbito de un contrato específico.

Sin otro particular, quedamos e usted.

Atentamente,

Ing. Alberto Muñante Aquije

Gerente de Operación del Sistema

Cc: OP, Arch.

ANEXO 1

