

**Cliente** COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (COES-SINAC)

**Objetivo** "Estudio Integral de Tensión, Compensación Reactiva y Estabilidad de Tensión del SEIN 2007-2010" – Absolución de las Observaciones al Informe Fases II y III

**Orden** COES SINAC/D-057-2006

**Notas** 

La reproducción parcial de este documento está permitida solamente con la autorización escrita del CESI.

**N. páginas** 20

**N. páginas fuera texto** -

**Fecha** 7/11/2007

**Elaborato** Gomez Roberto (CESI IMP), Colombo Enrico (CESI IMP)  
A7029292 3003 ALIT A7029292 3421 ALIT  
Perez, José L.

**Verificato** Provenzano Dario (CESI IMP)  
A7029292 3835 VER

**Approvato** Ardito Antonio (CESI SIS)  
A7029292 2935 APP

## *Índice del Contenido*

<b>RESPUESTA A LAS OBSERVACIONES DEL INFORME FINAL FASES II Y III ESTUDIO INTEGRAL DE TENSIÓN EN EL SEIN DE PERÚ – AÑOS 2007-2010.....</b>		<b>3</b>
<b>1</b>	<b>OBSERVACIONES DE COES.....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>OBSERVACIONES DE ELECTROANDES.....</b>	<b>14</b>
<b>3</b>	<b>OBSERVACIONES DE REDESUR.....</b>	<b>15</b>
<b>4</b>	<b>OBSERVACIONES DE ENERSUR.....</b>	<b>15</b>
<b>5</b>	<b>OBSERVACIONES DE EDEGEL.....</b>	<b>17</b>
<b>6</b>	<b>OBSERVACIONES DE EDELNOR.....</b>	<b>18</b>

## HISTORIA DE LAS REVISIONES

Número revisión	Fecha	Protocolo	Lista de las modificaciones
0	7/11/2007	A7029292	Primera emisión

## RESPUESTA A LAS OBSERVACIONES DEL INFORME FINAL FASES II Y III ESTUDIO INTEGRAL DE TENSIÓN EN EL SEIN DE PERÚ – AÑOS 2007-2010

### 1 OBSERVACIONES DE COES

- En las páginas 19 y 20, numeral 3.2 se considera admisible para el análisis N-1 que una contingencia debe ser “creíble” y “común” a todos los estados de carga. Este criterio puede ser valido para analizar por ejemplo el caso de la salida de la línea Moquegua-Tacna, que puede producir el colapso de tensión de la zona de Tacna, sin que pueda ser evitado por el efecto de la compensación reactiva, pero también puede descartar algunas contingencias cuyo estudio es uno de los motivos de la realización de este estudio integral de tensión, como por ejemplo la salida de un circuito Pomacocha-San Juan, el cual puede producir en el circuito paralelo sobrecargas mayores al 20 % (y caídas de tensión significativas) en horas de punta, pero no en las horas fuera de punta, pero cuyo efecto en las tensiones se quiere reducir o evitar.

Hay otras contingencias que pueden entrar en este tipo de comportamientos como la salida de un circuito de las líneas Mantaro-Cotaruse-Socabaya, y la salida de un circuito de la línea Chimbote-Trujillo. Seria conveniente que se verifique que estas contingencias no hayan sido descartadas en el análisis por aplicación del criterio de eliminación de contingencias.

- R: Como se ha mencionado en el punto 3.2, las contingencias “comunes” a los diferentes estados de carga en un mismo escenario es una condición necesaria para poder comparar los resultados obtenidos. La comparación es en cuanto a las necesidades de compensación de los diversos estados de carga.

La optimización de los recursos de compensación de la potencia reactiva de este Plan de expansión persigue como objetivo que los capacitores que se retienen necesarios en mínima carga, sean utilizables también en carga media y carga máxima, y que los capacitores que resultan necesarios agregar en carga media, también deben estar en servicio en carga máxima. Este enfoque se justifica en la evolución diaria de la curva de carga del SEIN, y un criterio razonable de uso de los equipos de compensación.

Supóngase por ejemplo que se admitiese una contingencia no común que es factible (en cuanto a que el flujo sea convergente, no forme islas y las sobrecargas sean menores al 20 %) en mínima carga, pero que no lo es en los estados de carga media y máxima. Si dicha contingencia requiriese de una cierta cantidad de compensación shunt para satisfacer las restricciones impuestas, la misma compensación shunt deberá estar presente en los estados de carga media y máxima, aunque dicha contingencia para estos últimos estados no sólo no resultará factible, sino que además la inversión en compensación será inútil u ociosa para esos estados.

Por otra parte, como consecuencia de que esta compensación requerida en mínima demanda debe estar presente en todos los estados de carga, aunque no sea útil en todos

ellos, la metodología debe hallar para cada estado de carga el conjunto de set-point para los generadores, SVC's y consignas de los transformadores principales, tal que se verifiquen las restricciones **N** y **N-1** planteadas con esta nueva compensación shunt presente. En algunos casos, esto trae como consecuencia una distorsión considerable, puesto que algunos nodos deberán operar con una tensión más baja en estados de carga media y máxima, para dar cabida a la compensación impuesta aunque la misma no resulte siquiera útil en dichos estados de carga. Peor aún, la imposición de esta compensación sólo útil en algunos estados de carga, podría condicionar la ubicación y tamaño más eficiente de los recursos de compensación en la vecindad, que son requeridos por otras contingencias.

En razón de ello es que las contingencias no comunes no integran la selección de contingencias que se han usado para el diseño.

En lugar de ello, este Consultor considera que es más apropiado emplear recursos de control de emergencia, que actúan selectivamente en las condiciones de carga en que son necesarios, despejando una cantidad también selectiva de carga en cada caso. Otras alternativas más costosas son los refuerzos en la transmisión, o modificaciones en el despacho económico.

Regresando a lo específico de la pregunta en lo relativo a los circuitos mencionados, deseamos aclarar lo reportado en el capítulo "3.2 Simulaciones para definir las contingencias N-1":

*Los análisis de contingencias **N-1** se han desarrollado para cada uno de los escenarios ajustados en condiciones **N** (53 en total), a su vez, para cada período estacional (Avenida o Estiaje) y los relativos estados de carga, se ha definido el subconjunto de contingencias "creíbles" que ha formado parte de los datos en ingreso al proceso de optimización del año en cuestión. Las tablas de contingencias que dan lugar a islas, sobrecargas, no convergencia, etc., presentadas en el capítulo 3.2 es un ejemplo y corresponden solamente a un año y período estacional (Estiaje 2007); como se ha mencionado, este mismo análisis se realizó para todos los casos.*

Con esta premisa, y considerando los despachos suministrados, podemos confirmar que en algunas situaciones (Avenida o Estiaje) el subconjunto de contingencias contiene ciertos circuitos que la otra ha descartado y viceversa. Es así que la contingencia sobre el circuito San Juan – Pomacocha a 220 kV como así el de Chimbote – Trujillo a 220 kV han sido contemplados en el proceso de diseño del Plan, mientras la contingencia sobre un circuito del corredor Mantaro – Socabaya resulta prácticamente siempre descartada por sobrecarga para cualquier estado de carga, excepto para el estado de carga media de Avenida y para todos los estados de carga de la Avenida del 2010, donde para este año se ha tenido en cuenta esta contingencia en el proceso de optimización. Insistimos en recordarles que se entregaron todos los archivos en formato del simulador DigSILENT correspondientes a los escenarios con el Plan de compensación optimizado donde es posible realizar las relativas verificaciones del comportamiento.

Como respaldo de lo mencionado se reporta a continuación los resultados obtenidos haciendo la contingencia Mantaro – Cotaruse para el caso de Avenida 2008 con demanda media (único estado que no crea sobrecarga) (Ver ). La tabla siguiente compara las tensiones en las barras a 220 kV correspondientes a las áreas interconectadas por este circuito antes y después de la contingencia. Las restantes barras del sistema prácticamente no presentan diferencias de tensión en **N** o en **N-1**.

Se observa que el Plan de compensación propuesto junto con los "ajustes" de set-point de generadores y transformadores regulables bajo carga alcanza un estado operativo en **N-1** que satisface las restricciones impuestas.

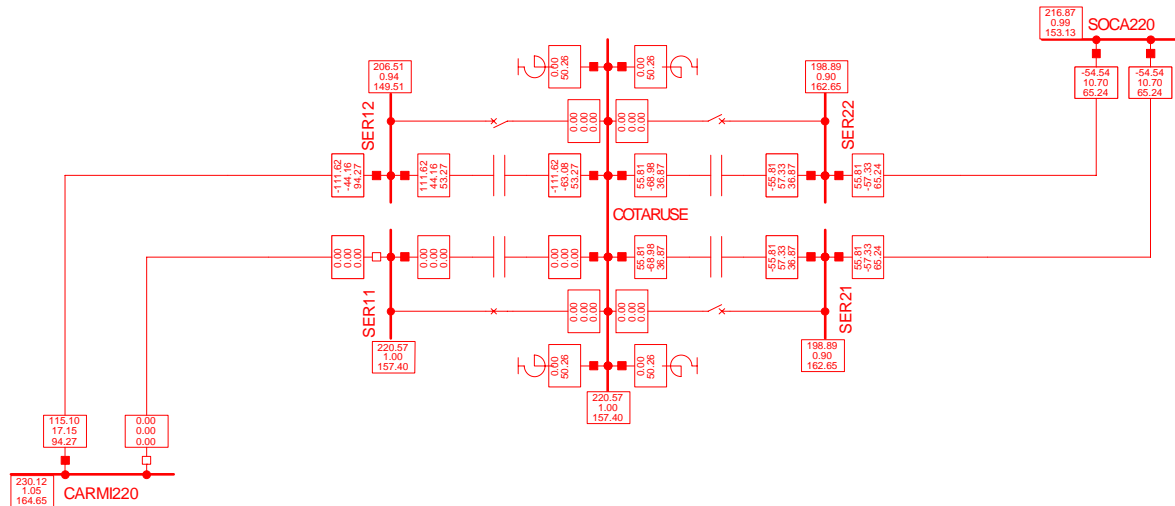


Figura 1: F/S 1 Circuito 220 kV Campo Armíño – Cotaruse

Name	Grid	Vbus N p.u.	Vbus N kV	Vbus N-1		Name	Grid	Vbus N p.u.	Vbus N kV	Vbus N-1	
				p.u.	kV					p.u.	kV
AGUA220	SierraCentro	1.049	230.8	1.049	230.8	MAT220	SierraCentro	0.993	218.4	0.992	218.3
CHIMA220	SierraCentro	1.049	230.7	1.048	230.6	CALLA220	SierraCentro	0.984	216.4	0.983	216.2
RON220B	SierraCentro	1.049	230.9	1.046	230.1	CALLA220	SierraCentro	0.983	216.3	0.982	216.1
RON220A	SierraCentro	1.049	230.9	1.046	230.1	CANTE220	SierraCentro	0.976	214.7	0.974	214.4
RON220C	SierraCentro	1.049	230.9	1.046	230.1	Desierto220	SierraCentro	0.974	214.3	0.973	214.0
CARMI220	SierraCentro	1.049	230.9	1.046	230.1	COTARUSE	Norte_Sur	1.045	229.9	1.003	220.6
YUN220	SierraCentro	1.041	229.0	1.041	229.0	SER11	Norte_Sur	0.988	217.4	1.003	220.6
YANA220	SierraCentro	1.040	228.8	1.040	228.7	SER12	Norte_Sur	0.988	217.4	0.939	206.5
TMAR220	SierraCentro	1.038	228.3	1.038	228.3	SER21	Norte_Sur	0.969	213.1	0.904	198.9
CMAYO220	SierraCentro	1.035	227.8	1.035	227.7	SER22	Norte_Sur	0.969	213.1	0.904	198.9
PARAG220	SierraCentro	1.035	227.6	1.034	227.5	TVCAR220	CostaSur	1.021	224.6	1.013	222.9
HUAYU220	SierraCentro	1.028	226.1	1.025	225.5	HERO22	CostaSur	1.017	223.7	1.007	221.5
HVELI220	SierraCentro	1.028	226.1	1.025	225.5	MONT220	CostaSur	1.017	223.7	1.006	221.4
ONU220	SierraCentro	1.016	223.5	1.015	223.3	SOCA220	CostaSur	1.008	221.7	0.986	216.9
PACHA220	SierraCentro	1.011	222.4	1.010	222.1	CVER220	CostaSur	1.005	221.1	0.983	216.2
POMAC220	SierraCentro	1.006	221.4	1.005	221.1	PUN220	SierraSur	1.014	223.2	1.006	221.3

Tabla 2: N-1línea 220 kV Campo Armíño – Cotaruse, perfil de tensión en las áreas circundantes

2. En la Tabla 1 de la página 23 (numeral 3.2.1.1 Casos de formación de dos redes separadas) se reportan las contingencias que ocasionan separación de áreas. Algunas de estas contingencias aparentemente no causan tales separaciones. Mencionamos algunas contingencias:

- 28 Chilca REP – Kallpa en 220 kV
- 29 Aceria – Independencia en 220 kV
- 1 Abancay – Incasa en 138 kV
- 151 Campo Armíño – Restitución en 220 kV

Las contingencias 28 y 151 ocasionan en realidad la pérdida de generación en las centrales Kallpa y Restitución, mientras que las contingencias 1 y 29 causan las pérdidas de las cargas de Aceros Arequipa y Abancay. Varias de las contingencias mencionadas en esta tabla caen dentro de estas dos clases de contingencias. Lo importante en estos casos es que las contingencias de pérdida de generación no ocasionen caídas de tensión significativas por la pérdida de la generación reactiva correspondiente y su efecto debe ser considerado en el análisis.

R: De la observación de los dos esquemas unifilares que han sido entregados por COES para el desarrollo de los estudios, y considerando el Plan de Expansión previsto de la red

en el horizonte 2007-2010, se confirma que las contingencias mencionadas (28, 29, 1 y 151) forman islas. Como se ha indicado en la respuesta precedente:

*Las tablas de contingencias que dan lugar a islas, sobrecargas, no convergencia, etc., presentadas en el capítulo 3.2 es un ejemplo y corresponden solamente a un período estacional (Estiaje 2007); este mismo análisis se realizó para todos los períodos estacionales y años de estudio.*

Las siguientes figuras relativas al escenario estiaje 2007 confirman lo mencionado, y la topología de estos casos particulares no ha cambiado en los escenarios posteriores hasta el estiaje del 2010.

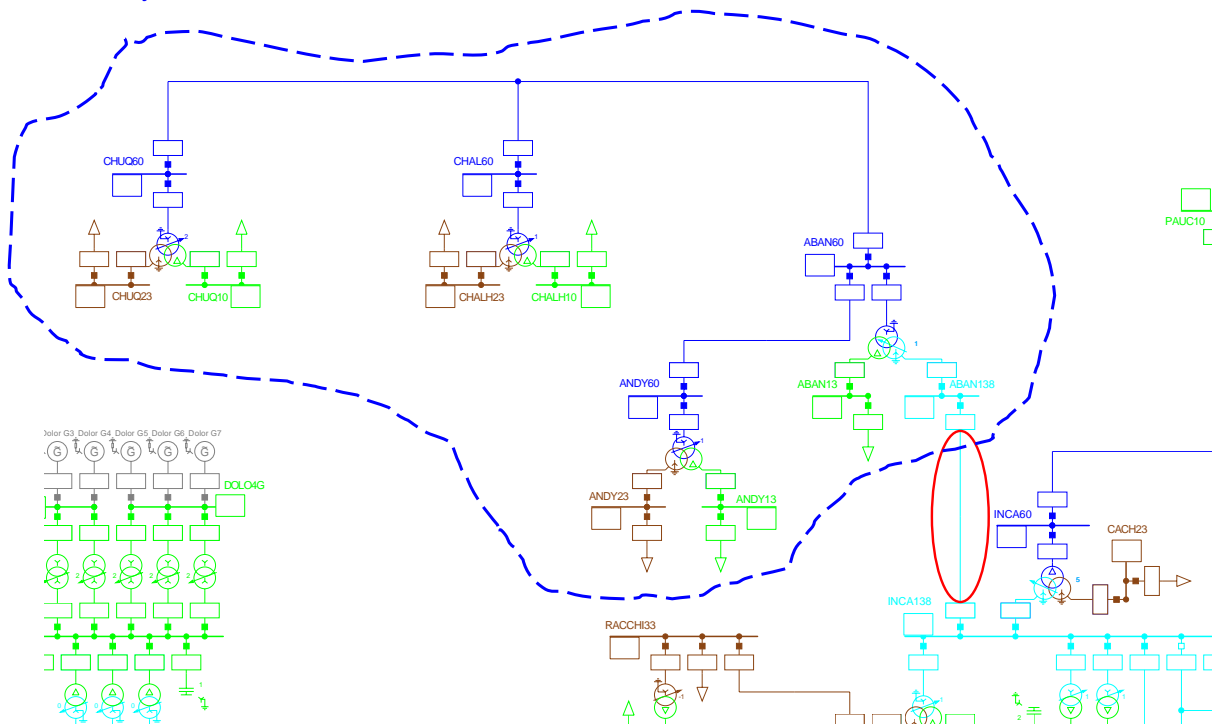


Figura 3: F/S Línea 138 kV Abancay – Inca

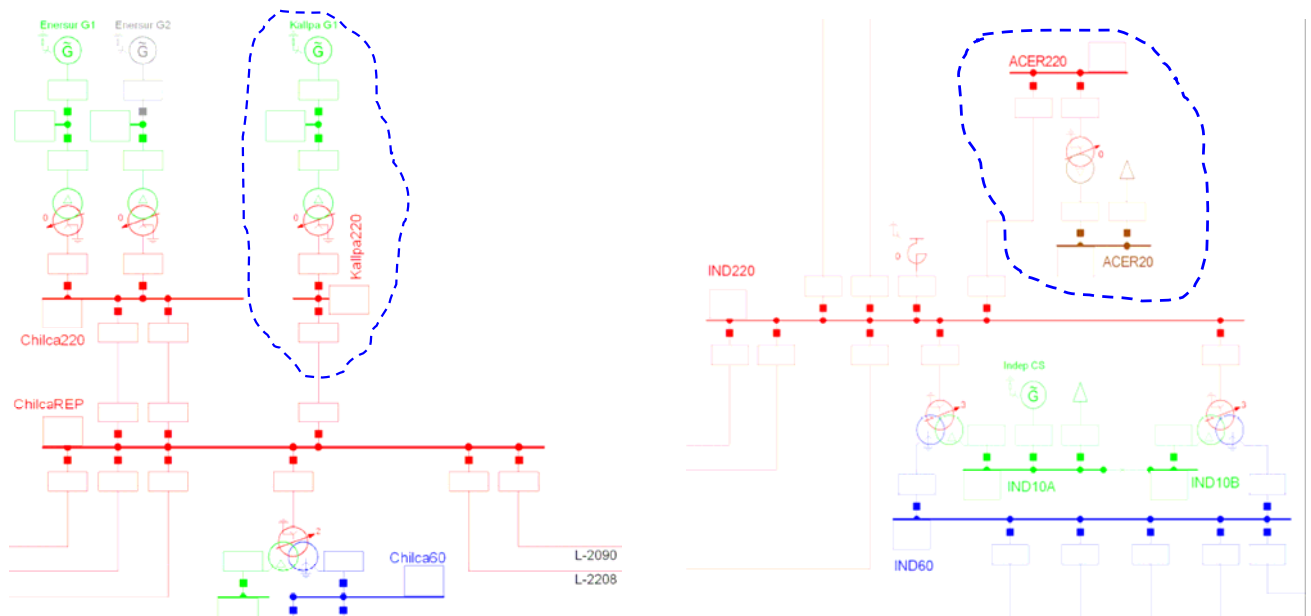


Figura 4: F/S Línea 220 kV Chica REP – Kallpa y Acería – Independencia

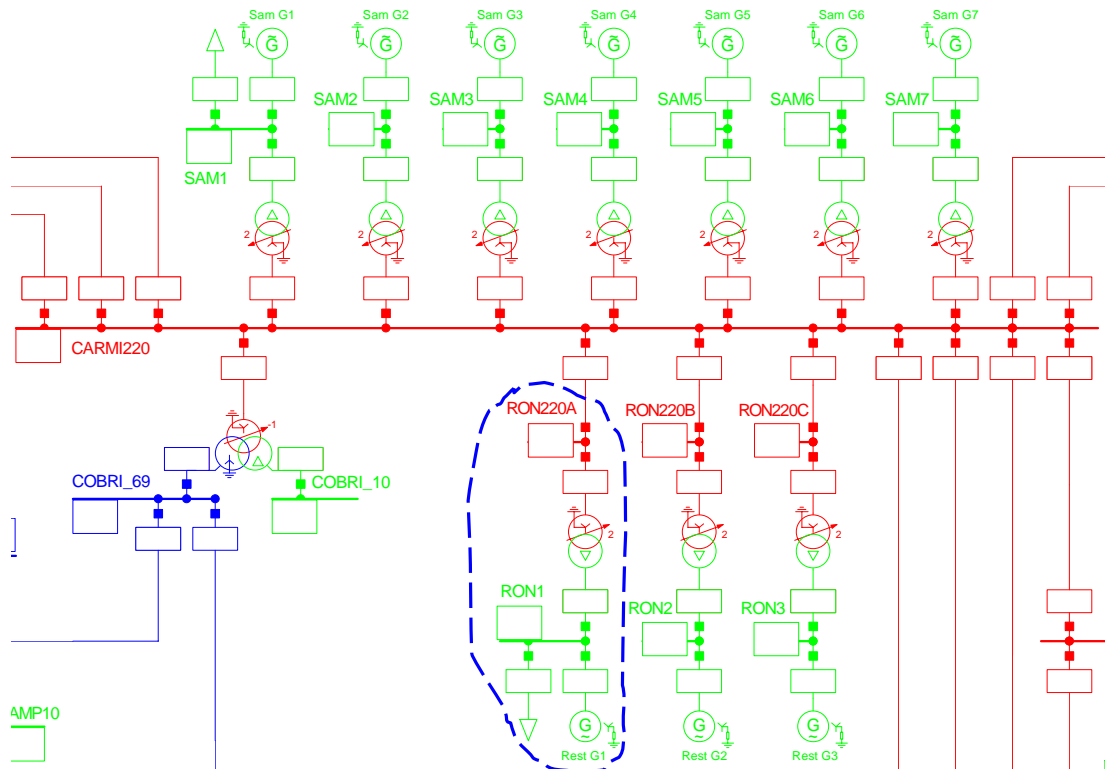


Figura 5: F/S Línea 220 kV Campo Armiño – Restitución

Respecto de la inclusión de las centrales de generación en las contingencias, en el punto 3.2.2.2 “Elenco de contingencias de unidades de generación”, se citan las contingencias que se han tenido en cuenta para el año horizonte (algunas de la centrales en esta tabla, pueden no estar en los primeros años del estudio). Puede observarse de la Tabla 9 allí mostrada, que además de otras unidades de generación, la **contingencia 2** considera la unidad de Enersur G1, que es equivalente a Kallpa, y la **contingencia 19** al grupo 1 de Mantaro, que es aún más significativa que la de una unidad de Restitución, confirmando así que el efecto de la pérdida de los grupos de generación ha sido considerado en el análisis.

3. En la tabla 2, hay contingencias que dan lugar a separación de áreas pequeñas, conformadas por cargas sin fuente de generación. Estas contingencias, mayormente se relacionan a enlaces regionales y probablemente deriven en casos de colapso de tensión de la región asociada al enlace. ¿Se considera que estos casos no influyen en el plan de compensación?

R: Puesto que no hay fuente de suministro, en el área aislada colapsará la tensión y la frecuencia y no hay medios para evitarlo, por lo cual estas contingencias quedan fuera del diseño del Plan de Compensación.

Esto también es cierto en sistemas regionales cuyo déficit es significativo, en tal caso la apertura del enlace debe dar lugar a la intervención del esquema de rechazo de cargas/generación modificando sustancialmente la carga o generación del subsistema, y la correlativa adecuación de la compensación en servicio. De esto se desprende que este tipo de contingencias **no es competencia del Estudio Integral de Tensión**, sino que corresponde al diseño del Esquema de Rechazo de Cargas/Generación, el cual debe contemplar la compensación resultante del Estudio Integral de Tensión. Por otro lado, se recuerda que la metodología aplicada tiende a minimizar las inversiones, y por ello la nueva compensación requerida resulta en los puntos donde el incremento en las pérdidas es menor, evitando el transporte de potencia reactiva. Por esta razón una contingencia

que separe un área pequeña no dará lugar a variaciones de tensión significativas en las barras que quedan en el sistema y que son adyacentes al área que se pierde.

4. En las tablas 3 y 4 se mencionan algunas contingencias que producen sobrecargas por encima del 20 %, sin embargo muchas de ellas pueden ser admisibles por un tiempo corto, aquel que tome al operador modificar el despacho que resuelva la congestión. Lo importante es que el sistema con la reserva de potencia reactiva suministrada por el PEER (Plan de Equipamiento de Compensación Reactiva) no caiga en un proceso de deterioro de la tensión o en colapso de tensión.

R: Como se ha mencionado en la introducción del punto 3.1, el diseño del Plan Optimo de la Compensación de la Potencia Reactiva se basa en el criterio de la seguridad preventiva (“es factible el punto de operación de la red en condiciones de post-contingencia, para el cual no se requieren correcciones sobre los “ajustes” (set-point) de las variables de control del sistema”). Es decir que el sistema en condiciones de red N o de contingencia N-1 (“creíbles”), cumple con las restricciones impuestas para la operación del sistema sin tener que modificar los ajustes o el estado (en servicio o fuera de servicio) sobre los recursos que controlan la potencia reactiva.

De lo anterior se deduce que la intervención del operador es adicional al estado post-contingencia N-1, y es de esperar que esta intervención como mínimo mejore la condición post-contingencia previa.

Nótese que el análisis de las sobrecargas se ha efectuado para cada período estacional de cada año del estudio, a fin de contemplar las variantes en el despacho que modifican estas condiciones de sobrecarga post-contingencias, y también las mejoras que introducen los refuerzos previstos en el Plan de Expansión. Debido a esto, algunas contingencias descartadas para un período estacional, han sido efectivamente consideradas en otro de los períodos para el diseño.

5. No se ha mencionado de manera expresa, el análisis de estabilidad de tensión para el caso sin la compensación reactiva propuesta por el consultor. Es importante que se muestre el impacto sobre el control de tensiones de la no-implementación de un programa de proyectos de compensación reactiva, principalmente el impacto en el riesgo de fenómenos de pérdida de estabilidad de tensión causado por contingencias (III.3.3.1 y III.3.3.2 f de los términos de referencia). Se debe evaluar de alguna manera el impacto del PEER sobre los parámetros siguientes:

R: En el numeral 5.1 “Comparación de los límites de estabilidad de la tensión”, se ha desarrollado un análisis comparativo de estabilidad de tensión entre el sistema con los nuevos recursos de compensación y sin ellos, del cual se han extraído conclusiones relativas a la no implementación del programa de equipamientos de compensación reactiva propuestos.

En lo que sigue se responden los aspectos que se puntualizan en esta observación:

- Márgenes de reserva de potencia reactiva,

R: Los márgenes de potencia reactiva se han determinado para 2 casos testigos: “Demanda Máxima Anual en Estiaje 2007” y “Demanda Máxima en Avenida 2008”, los cuales se entienden del mayor interés porque:

- Reflejan las características especiales de ambos períodos estacionales en condiciones de carga máxima, puesto que es en Carga Máxima en donde se registran las condiciones más favorables a la pérdida de estabilidad de la tensión;
- Son los casos futuros más próximos, y por tanto presentan la mayor certidumbre en relación con las ampliaciones de generación y red de transporte previstas en el período de estudio.

En los análisis efectuados se observa que tanto para los casos con y sin el Plan de Compensación, las “distancias” al punto de inestabilidad de la tensión han

aumentado visiblemente respecto de los casos analizados en el diagnóstico del Informe de Fase I, y esto se debe fundamentalmente al incremento de la oferta de generación económica en la zona Centro.

Como se ha puesto en evidencia en la fase de diagnóstico en la Fase I, los Equipamientos previstos en el Plan de Compensación no confieren un mayor soporte de tensión, en tanto no pueden sustituir los beneficios del mayor despacho de potencia activa en el área de carga. No obstante, como se demuestra en los análisis de estabilidad de tensión, si bien la rigidez del control de tensión no ha aumentado, si se ha incrementado levemente el margen al punto de inestabilidad y se toleran también mayores desvíos de la tensión a partir de su condición inicial, antes de alcanzar el punto de inestabilidad.

- Contingencias de mayor riesgo y condiciones para procesos de colapso de tensión,
- R: Para el grupo de contingencias creíbles y comunes a todos los estados de carga que han conformado las hipótesis de diseño del Plan de Compensación, se han resuelto todos los riesgos de seguridad, y no se identifican así contingencias que no pueden ser resueltas en el estado N-1, o que confieren al sistema un estado de marcada vulnerabilidad.

Las hipótesis contenidas en el diseño, así como el criterio de evitar el transporte de potencia reactiva favoreciendo la instalación de compensación en donde ésta se necesita, reduce las pérdidas reactivas y contribuye a estados operativos en los cuales la generación opera con un alto factor de potencia.

Esto último no sólo implica una reducción del pago de compensaciones por potencia reactiva, sino que además configura un estado de despacho previo de los grupos generadores con un margen mayor para hacer frente al soporte de tensión en contingencias.

Esto implica además, que a partir del estado post-contingencia que cumple con los requisitos de tensión en la banda  $\pm 10\%$  en todos los nodos, el Operador del Sistema contará con mayores recursos para llevar al sistema a condiciones más próximas al estado **N**, aún antes de reponer el elemento fallado.

- Capacidad de control de tensión en barras luego de contingencias.
- R: Una de las consignas del diseño del Plan de Compensación de Potencia Reactiva, es lograr que ante contingencias **N-1** de generación o del sistema de transmisión, el sistema disponga de capacidad necesaria para mantener las tensiones en la banda especificada por la Norma Técnica ( $\pm 10\%$ ) en condiciones de post-contingencia, antes de considerar la intervención del operador del sistema.

El cumplimiento de esta consigna, confiere al sistema la seguridad de que las condiciones post-contingencias serán siempre aceptables, según la NTCSE, creando las condiciones apropiadas para que el operador del sistema pueda desde esta base, intervenir para mejorar el margen de seguridad operativa.

- Los sobrecostos en que incurrirá el sistema (III.3.3.4.2 de los términos de referencia).
- R: Como se ha mencionado en el punto 2.3, todos los 53 escenarios de estudio sin los proyectos PEGR que se han empleado como Casos Base para el Diseño del Plan de Compensación, fueron ajustados conforme a la demanda y despacho económico informados por COES, y se obtuvieron siempre estados operativos razonables empleando las prácticas normales que se admiten en la operación actual del SEIN.

Aunque no todas las restricciones de tensión que se indican en la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico ( $\pm 5\%$  en los nodos de 220, 138 kV) han sido logradas en estos escenarios base, los estados operativos alcanzados se han

juzgado aceptables puesto que reflejan condiciones que son actualmente aceptadas en el SEIN.

De esto se desprende que al no haber sido necesario recortar demanda alguna ni recurrir a modificaciones del despacho económico para lograr estados operativos razonables en los casos sin el PEQR, no se han introducido perjuicios económicos que merezcan evaluarse en los casos de referencia empleados en este estudio.

6. De acuerdo a los resultados del estudio, se deben dar recomendaciones acerca de factibilidad técnica y económica de:

- Instalación de equipos de compensación reactiva especiales para resolver problemas relacionados con cargas industriales en las subestaciones Chimbote, Independencia, Marcona y otras que el consultor considere pertinentes (III.3.2.2 d segunda viñeta, de los términos de referencia).

R: La información disponible para las cargas industriales en las subestaciones de Chimbote, Independencia y Marcona, consiste en la demanda en cada banda horaria y su correspondiente representación de la porción de esta demanda que debe representarse como motores síncronos y asíncronos. De los numerosos estados operativos analizados (escenarios) con esta demanda, no se han puesto de relieve problemas específicos relacionados con el control de tensión, en cuanto a la posibilidad de cumplir con las bandas de tensión del  $\pm 5\%$  en condiciones de red **N** y  $\pm 10\%$  en contingencia o **N-1**.

No obstante, es posible que las condiciones en post-continencia **N-1** que resultan aceptables para casi todo el sistema, no lo sean para estos usuarios industriales específicos. También es posible que aún en condiciones que cumplan con los criterios **N** de tensión, ni siquiera se obtengan las características apropiadas para favorecer el arranque de motores grandes en una cierta secuencia temporal, o las fluctuaciones de carga de ciertos procesos especiales.

En tales casos, el análisis de estos casos particulares no puede ser contemplado mediante un Estudio Integral de Tensiones, puesto que los costos que derivan del Plan de Equipamiento y que deben ser absorbidos por el Sistema, son los necesarios para operar el sistema según las reglamentaciones vigentes. Las necesidades especiales de algunos usuarios en cuanto a la tensión, o bien el impacto nocivo que dichas instalaciones pueden hacer sobre otros usuarios, debe ser contemplado en los estudios específicos de operatividad o similares, y definir en ellos los equipamientos necesarios para mitigar o remover los problemas detectados.

Estos estudios de operatividad deben contar con un modelo que represente en mayor detalle las plantas industriales bajo estudio, para definir las características de las medidas correctivas o equipamientos necesarios para satisfacer los objetivos perseguidos. Por ejemplo, para evaluar las maniobras de arranque de motores, o las sobrecorrientes que se producen en la reacceleración de los mismos ante bruscas caídas de tensión, se requiere un modelo de mayor detalle en las plantas, desagregando motores y modelando los transformadores individuales de los grupos de motores, para contemplar adecuadamente los fenómenos transitorios que intervienen, así como las protecciones de subtensión que pudieran activarse.

Así mismo, si las condiciones operativas en red **N-1** no son suficientes para ciertos procesos industriales, deben evaluarse no sólo alternativas de equipamiento de potencia reactiva, puesto que transformadores con capacidad suficiente de regulación bajo carga podrían resolver el problema de la planta industrial específica sin condicionar la flexibilidad de la operación en el resto del sistema.

- La desconexión de líneas de transmisión para el control de tensiones principalmente en horas de mínima demanda, frente a la alternativa de instalar un

adecuado equipo de compensación, ya que la desconexión de líneas disminuye la seguridad del SEIN (III.3.2.2 cuarta viñeta de los términos de referencia).

R: Los resultados del estudio demuestran que para el PEGR y las tensiones de operación que se deducen de las consignas de generadores, SVC's, transformadores, no es necesario la desconexión de líneas de transmisión para el control de tensiones.

En razón de lo expuesto, no se ha considerado necesario evaluar ninguna alternativa adicional de compensación del tipo SVC, reactores, etc.

7. De acuerdo a los resultados del estudio, el consultor debe dar los criterios de despacho de generación reactiva en estados de operación normal y emergencia (III.3.2.2 g de los términos de referencia). Así mismo, de manera similar a lo determinado en la parte I del estudio (Capítulo 4 del Informe de la parte I), debe confirmar o variar las tensiones de operación en barras del SEIN para cada año en el horizonte del estudio.

R: Los criterios de despacho de generación reactiva para condiciones normales o **N**, vienen expresados a través de las consignas para los generadores, elementos de compensación shunt en servicio en cada estado de carga, punto de operación de las tomas de los transformadores de 2 y 3 arrollamientos y de las consignas de los SVC's, según consta en el punto 3.2.5.1, y se detalla en las Tablas 28 a 67 para estos elementos en todo el período de estudio.

En relación a las condiciones de emergencia, entre los postulados que se han establecido en el punto 3.1, figuran las restricciones de la banda de tensiones del  $\pm 5\%$  para condiciones **N** y  $\pm 10\%$  para condiciones **N-1 en seguridad**. Este último estado (**N-1 en seguridad**) es el que se alcanza en post-contingencia previo a la intervención del operador del sistema. Esto implica que el estado de emergencia es seguro aún sin la intervención del operador si se respetan las consignas para el estado **N**.

Respecto de las tensiones de operación, en el punto 3.2.5.2 se da un elenco de las barras consideradas claves, y en la Tabla 69 se detallan las tensiones esperadas para la operación Normal en los escenarios de estudio, y en las Tablas 70 a 73 se suministra para dichas barras clave un análisis de sensibilidad, que permite identificar la relevancia de cada fuente de control de potencia reactiva sobre la tensión del nodo en cuestión.

8. De acuerdo a los resultados de los análisis, se requiere las conclusiones del consultor acerca de la sensibilidad de los costos de inversión (III.3.2.4.3 g de los términos de referencia) frente a cambios de la tasa de crecimiento de la demanda (caso con demanda alta) y la oferta de generación de mediano plazo.

R: El cambio de los costos de inversión frente a cambios de la tasa de crecimiento de la demanda, se puede deducir a partir de la compensación que resulta del estudio en función de la demanda en el período de análisis.

En la Figura 6 se ilustra la compensación que resulta del estudio, en función de la demanda bruta para los estados de carga máxima de Avenida en el período 2007-2010, y en la Figura 7 se ilustra la misma relación, pero según resulta de los estados de Carga Máxima Anual de Estiaje en el mismo período. De la comparación entre las figuras se observa que la correlación más aceptable entre compensación y demanda se obtiene para la Figura 7 (Máxima Anual), lo que significa que dichos estados son los que definen la inversión anual para el período de estudio, y debido a ello se emplearán los resultados de esta figura para los análisis que siguen.

La curva de la Figura 7 se puede expresar analíticamente como:

$$C = 0.0001724 * D^2 - 1.2595 * D + 2486.6 \quad [1]$$

Donde:

- C** Compensación resultante para la demanda **D** [MVA<sub>r</sub>]  
**D** Demanda Máxima Anual (Estiaje) [MW]

A partir de esta expresión se puede calcular la tasa de incremento de compensación por unidad de incremento de la demanda, mediante la derivada  $dC/dD$  resultando:

$$dC / dD = 0.0003448 * D - 1.2595 \quad [2]$$

De la expresión se observa claramente que la sensibilidad no es constante, sino que depende linealmente de la demanda, siendo más grande la tasa de incremento de compensación a mayor demanda.

Para evitar la discontinuidad que introduce el SVC en el costo de la compensación, se calcula el costo promedio mediante el cociente entre la diferencia de inversión para el 2007 (6 452 kUSD) menos el costo del equipo SVC de Carhuamayo (1 500 kUSD), y la compensación total instalada en dicho año (192 MVar) menos la del equipo SVC (30 MVar), resultando en promedio:

$$\text{Costo/MVAr} = (6452 - 1500) / (192 - 30) = 30.56 \text{ kUSD/MVAr}$$

Si se escribe la expresión [2] reemplazando los diferenciales por incrementos  $\Delta C$  y  $\Delta D$ , se despeja  $\Delta C$  y se multiplica el segundo miembro por el costo promedio de la compensación, se obtiene:

$$\Delta \text{Costo} = (0.0003448 * D - 1.2595) * \Delta D * 30.56 \text{ [kUSD]}$$

Tomando como un extremo la demanda máxima anual de Estiaje 2007, el incremento del costo de la compensación para un incremento del 3 % de la demanda resulta:

$$(0.0003448 * 3840 - 1.2595) * (0.03 * 3840) * 30.56 \text{ kUSD} = 227 \text{ kUSD}$$

Y para el 6 % es el doble, o sea 454 kUSD

Si se considera que esta variación de la demanda se materializa más bien al final del período, los cálculos deben contemplar la demanda anual del 2010 (4447 MW), obteniendo un cambio de costo de 1116 kUSD y 2232 kUSD respectivamente para el 3 y 6 % de incremento respecto de la demanda prevista.

#### Compensación Avenida Max

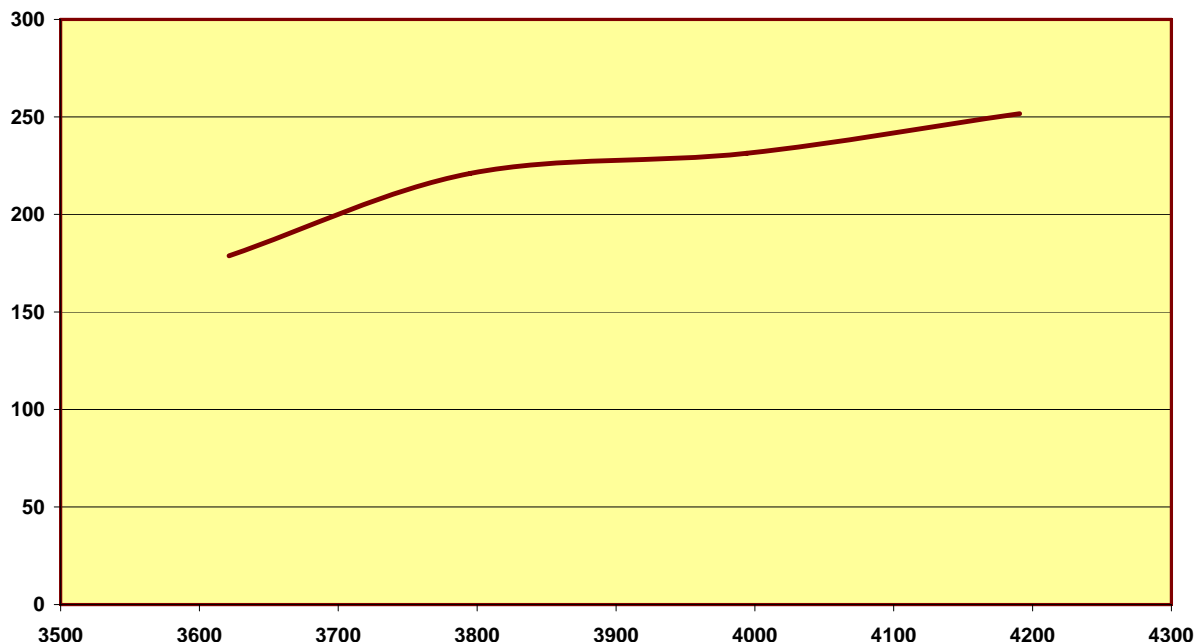


Figura 6: Compensación vs. Demanda para estados de Máxima Avenida

Compensación Estiaje Maxima Anual

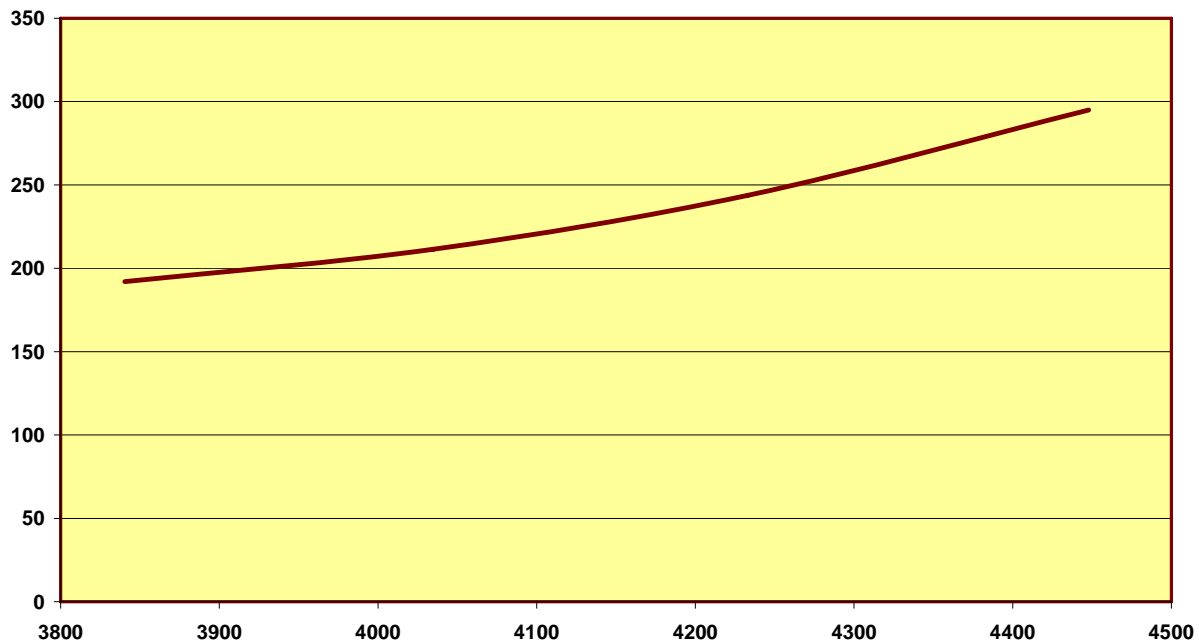


Figura 7: Compensación vs. Demanda para estados de Máxima Anual (Estiaje)

El cambio de los costos de inversión en relación con la oferta de generación a Mediano Plazo, cuya localización posible está bien identificada en el Plan de Expansión, se estima no será relevante por las siguientes razones:

- Del total de compensación indicada por el Plan de Compensación, casi el 50 % se ha especificado en el área Centro y una gran parte obedece a las restricciones del factor de potencia. La compensación necesaria para satisfacer sólo las restricciones de tensión en condiciones **N** y **N-1** de la red es menor. Por tanto, y puesto que no hay prevista incorporación de generación en los subsistemas de 60 kV del área Centro dependientes de Chillón, Chavarría, Santa Rosa, Barsi, Balnearios y San Juan, esta proporción del total de la compensación resultará prácticamente independiente del Plan de Expansión.
- Considerando el Sur del área Centro, sobre todo en Independencia y Marcona, la mayor compensación se instala al principio del período de análisis donde no hay previsto incorporación de generación alguna. El ingreso proyectado de los grupos diesel de Calana y Mollendo en los alrededores de Independencia, no impiden mantener en servicio los equipos especificados al comienzo del período de análisis.
- La compensación del área Sur es independiente de proyectos de generación, sobre todo el área Costa Sur. El ingreso de la unidad de Machupicchu en Sierra Sur no modifica el esquema.
- La compensación del área Norte ha tomado en cuenta la alternativa de ampliación en BPZ, pero no incide en forma relevante a los planes de compensación.

## 2 OBSERVACIONES DE ELECTROANDES

1. Sería conveniente que el Estudio incorpore casos de análisis para algunas zonas del SEIN con configuraciones radiales considerando las demandas coincidentes de dicha radial, puesto que en algunos casos dichas radiales presentan demandas mayores a las que tienen con la máxima demanda anual del SEIN lo que puede originar que los bancos de condensadores resulten subdimensionados.

R: En relación a la demanda simultánea, el estudio ha considerado los valores informados por COES no sólo para la máxima demanda anual, que coincide con el período estacional de Estiaje, sino también para la demanda máxima, media, mínima laboral y mínima festivo de Avenida, y también los mismos estados de carga para Estiaje (9 escenarios de diversos estados de carga por año). Dado el amplio espectro, se considera que la variedad de estados debería contemplar el solicitado.

2. El Estudio debería considerar también el escenario con la CH Huanchor fuera de servicio debido a mantenimientos programados, este es un detalle importante por que en algunas oportunidades estos trabajos pueden llevar periodos prolongados de paradas (para el presente año tiene programado una parada de 2 meses). Se debe tener presente que la CH Huanchor no opera en forma aislada para alimentar individualmente parte de la carga por lo que al desconectarse las líneas de transmisión en 50 kV entre Huanchor y Pachachaca, la CH Huanchor sale fuera de servicio, este hecho origina caídas de tensión mayores en el eje Carlos Francisco - San Mateo incluso con los bancos de condensadores de Casapalca y Morococha en operación.

R: El despacho de generación para los estados de carga mencionados en la respuesta anterior, también fue suministrado por COES como dato de entrada para el desarrollo de los estudios. En dichos estados no ha sido contemplado el caso C.H. Huanchor fuera de servicio. Los despachos empleados son de 2x9 MW en Avenida, para todos los estados de carga, y de 2x5.5 MW en Estiaje, incluso en la Máxima Anual.

Las contingencias que forman islas, como la mencionada F/S Huanchor – Pachachaca 50 kV, no han sido consideradas como hipótesis de diseño del Estudio Integral de Tensión, como consta en 3.2.1.1, Tabla 1, Pág. 23/200.

3. El Estudio considera para el análisis de post-contingencia los transformadores con cambiadores de taps bajo carga que actúan en modo automático, consideramos que se debería completar el análisis técnico y económico para determinar la conveniencia de que aquellos transformadores que tienen cambiadores de taps bajo carga en modo manual cambien su operación a modo automático con la finalidad de optimizar las inversiones en equipos de compensación de potencia reactiva.

R: En el área de ELECTROANDES y en su vecindad, los transformadores con capacidad de regulación bajo carga: Paragsha II 220/138 kV, Oroya Nueva 220/50 kV, e incluso Tingo María 220/138 kV, han sido considerados con el cambiador de tomas en modo automático. Los transformadores de rebaje (a tensión de distribución inferior a 20 kV) con esta capacidad disponible también fueron considerados en modo automático. En esta área, sólo aquellos transformadores que no disponen de esta capacidad, que por otra parte disponen de un escaso número de tomas, han quedado en modo fijo en cada período estacional.

Para el caso de los transformadores en otras áreas del sistema que disponen de cambiadores de tomas bajo carga, pero que operan manualmente, se ha evaluado la conveniencia operativa de esta modalidad y se han descartado de la regulación

automática aquellos que disponen de generación en los subsistemas alimentados, dado que el cambio de tomas puede ocasionar drásticos cambios en el aporte al control de tensión de los grupos de generación. Por ejemplo, Socabaya, Moquegua, Chimbote, Zorritos, etc.

4. Con relación a la propuesta de instalar un SVC en la barra Carhuamayo 50 kV debería considerarse alternativas técnico y económicamente más viables, como puede ser el enlace de 220/138 kV entre las barras Carhuamayo Nueva (ISA PERU S.A) y Carhuamayo Antigua (ELECTROANDES S.A.), alternativa que además de mejorar el perfil de tensiones en las barras de la zona Sierra Centro, también descongestiona la LT 220 kV (L-2258) Carhuamayo Nueva - Paragsha II y brinda una mayor confiabilidad a la operación del SEIN en esta parte.

R: No corresponde al ámbito de este estudio la evaluación de obras alternativas del sistema de transmisión. El estudio ha considerado las obras contenidas en el Plan de Expansión informado por COES, el cual se ha realizado en consulta con los Agentes del SEIN.

En opinión de este Consultor, el enlace mencionado por medio del transformador podría resultar atractivo a los objetivos planteados en este estudio, y en este sentido podría considerarse que la alternativa del SVC ha sido evaluada en este Estudio Integral de Tensión, incluyendo una estimación de los costos, restando evaluar en estudios complementarios las otras alternativas.

### 3 OBSERVACIONES DE REDESUR

1. En la página 20, se menciona: "Un ejemplo del criterio mencionado se observa en la zona de Costa Sur, más precisamente en el área de Tacna, la Figura 2 muestra la condición N de red en estado estacionario para el escenario de Estiaje 2007 con carga máxima anual y con el Plan de compensación de la potencia reactiva ya implementado".

Hay algún plan de compensación reactiva ya implementado en Tacna?

Ese plan está en el Informe Final parte I?

R: En verdad la frase se refiere al caso de Estiaje 2007 con el Plan de Compensación resultante del estudio implementado en todo el SEIN en general, lo que implica además tomar en consideración el conjunto de los set-points correspondientes de generadores, SVC's, y las consignas de los transformadores con capacidad de regulación bajo carga que resultan del programa de optimización.

Es probable que al enfocar el análisis sobre el área de Tacna de Costa Sur, y no aclarar debidamente que allí no se consideraron elementos adicionales de compensación, puede haber dado lugar a la interpretación observada.

2. Entiendo que de lo propuesto en el Resumen Final de Equipamientos Óptimos 2007-2010, no se considera en Tacna ningún equipamiento.

R: Es correcto.

### 4 OBSERVACIONES DE ENERSUR

1. En el Anexo 3 del Estudio, se muestra el Plan de expansión de la generación considerado para los escenarios de demanda Base y demanda Alta. Sin embargo se ha considerado algunos proyectos de generación que aún no han sido implementados ó que tienen muy pocas probabilidades de implementarse (turbogas de 170 MW en julio de 2008, ampliación de Machupicchu en mayo de 2009, ciclo combinado de 520 MW en julio de 2009, dos unidades de 75 MW en Zorritos y otros), por lo cual surge la interrogante: ¿Qué tanto puede cambiar el Plan Óptimo de Equipamiento de Compensación Reactiva por

efecto del cambio del plan de expansión de la generación? ¿Las conclusiones del presente estudio, continúan siendo válidas aún con el cambio del plan de expansión?

R: En principio, hay que destacar que la diferencia sustancial entre el Plan de Expansión para demanda Base y demanda Alta, reside únicamente en considerar un mayor número de unidades de generación en torno a la subestación Chilca de REP y también en Zorritos (BPZ) para satisfacer la mayor demanda. Las hipótesis de diseño también han considerado casos (Estiaje 2009, y Avenida y Estiaje 2010) con una unidad en la futura Central BPZ en Zorritos, como variantes en el Plan de Expansión para demanda Base.

En opinión del Consultor, el Plan Óptimo de Equipamiento de Compensación Reactiva no será muy susceptible a cambios en relación con el Plan de Expansión. Los argumentos siguientes sirven como sustento de lo afirmado:

- La mayor inversión en compensación se requiere al comienzo del período de estudio, cuando aún no se tienen en cuenta los proyectos de generación que podrían considerarse inciertos. El incremento de compensación en el resto del período es menor y se correlaciona con el incremento de la demanda. Los elementos de compensación que han resultado necesarios en los primeros años, no son removidos del servicio ante el ingreso de nuevos proyectos de generación o nuevas líneas de transmisión.
  - Del total de compensación indicada por el Plan de Compensación, casi el 50 % se ha especificado en el área Centro y una gran parte obedece a las restricciones del factor de potencia. La compensación necesaria para satisfacer sólo las restricciones de tensión en condiciones **N** y **N-1** de la red es menor. Por tanto, y puesto que no hay prevista incorporación de generación en los subsistemas de 60 kV del área Centro dependientes de Chillón, Chavarría, Santa Rosa, Barsi, Balnearios y San Juan, esta proporción del total de la compensación resultará prácticamente independiente del Plan de Expansión.
  - Considerando el Sur del área Centro, sobre todo en Independencia y Marcona, la mayor compensación se instala al principio del período de análisis donde no hay previsto incorporación de generación alguna. El ingreso proyectado de los grupos diesel de Calana y Mollendo en los alrededores de Independencia, no impiden mantener en servicio los equipos especificados al comienzo del período de análisis.
  - La compensación del área Sur es independiente de proyectos de generación, sobre todo el área Costa Sur. El ingreso de la unidad de Machupicchu en Sierra Sur no modifica el esquema.
2. Entre las restricciones impuestas en el proceso de optimización, se menciona que en condiciones de red N, los factores de potencia sobre el flujo que transita en el arrollamiento de Alta Tensión de los transformadores situados en las S/E que alimentan la carga en la zona de Lima no debe ser inferior a 0.9487 – flujo Q [MVar] menor o igual a flujo de P/3 [MW]. ¿Por qué se impone esta restricción?
- R: Esta restricción ha sido establecida por el entre regulador OSINERGMIN para los distribuidores del área Costa Centro, y está vigente. COES ha estipulado dicha condición como una de las consignas a satisfacer por el Plan de Compensación.
3. En la zona de la Sierra Centro, en la red de 50 kV, existen problemas de tensión que no han sido identificados en este estudio y menos aún se propone compensación reactiva para solucionar este problema. Específicamente es el caso de las Subestaciones, Carlos Francisco 50 kV, Antuquito 50 kV, Rosaura 50 kV, San Mateo 50 kV; debido al crecimiento de la demanda minera e industrial, se presentan problemas de muy baja tensión, los cuales se agravan notablemente cuando se ejecutan mantenimientos de centrales e instalaciones de transmisión relacionadas.

R: La demanda prevista en el horizonte de estudios, así como los despachos económicos de generación para satisfacerla han sido informados por COES. Los casos de flujo de cargas construidos sobre esta demanda y generación, junto con las restricciones de tensión en **N** y **N-1**, constituyen las hipótesis de diseño sobre las que se ha desarrollado el Plan de Compensación. El análisis que se deduce de los casos estudiados, no trae como resultados los mencionados en esta observación.

En todos los casos con el Plan de Compensación, se logra que la tensión se mantenga en el rango  $\pm 5\%$  en condiciones de red completa o **N**, y del  $\pm 10\%$  en condiciones **N-1** en seguridad, esto es, el estado post-contingencia antes de la primera intervención del Operador del Sistema.

## 5 OBSERVACIONES DE EDEGEL

#1) Conclusión del Consultor respecto a los márgenes a la inestabilidad por tensión en el área de Lima.

En vista que en el área de Lima han ocurrido eventos como la desconexión manual de cargas para evitar colapso de tensión por déficit de compensación de potencia reactiva consideramos conveniente que el Consultor establezca algunos criterios de comparación en cuanto a los cálculos del límite de estabilidad por tensión. Por un lado, el COES calcula límites de transmisión para líneas de interconexión entre áreas, caso de la interconexión Centro - Norte con la línea Paramonga - Chimbote y la interconexión Centro-Sur con la línea Mantaro-Socabaya, pero en el caso del área de Lima, no se calculan límites de las líneas de transmisión que traen energía a Lima ni se hace mención de estas limitaciones vía las curvas Q-V como forma vinculada de evaluar dichos límites de transmisión que el Consultor podría recomendar.

Este tema tiene repercusiones económicas por cuanto el despacho resultante con unidades de generación más caras ha traído discrepancias, existiendo argumentos tanto en el sentido de considerar los mayores costos como costos marginales por congestión de líneas, como considerarlo sobrecostos de generación cuando existen problemas de compensación reactiva. Asimismo, el tema se confunde cuando por falta de unidades de generación que están fuera de servicio por mantenimiento, no se puede incrementar el aporte de potencia activa de las unidades fuera de Lima y se establecen desconexiones manuales de carga para evitar colapso de tensión, por atribuirse falta de compensación reactiva de las unidades en mantenimiento.

R: En el Informe de Fase I se abordó en detalle un diagnóstico del problema de las bajas tensiones en el área de Lima, y se señaló como causa principal el déficit de despacho de potencia activa interior al área, lo cual ocasiona un exceso de carga de las líneas de transmisión que abastecen esta área respecto de su potencia natural. Para arribar a dichas conclusiones, se evaluaron diversas alternativas de compensación, versus el mayor aporte de potencia activa en la generación local, empleando las curvas Q-V.

Se demostró de ello la conveniencia de contrarrestar este problema con un mayor despacho de potencia activa de los grupos de generación interiores al área, debido a que esta práctica aporta más margen a la inestabilidad de tensión y mayor rigidez del control de tensión. Se demostró también que para un número dado de máquinas presentes en el despacho, el control de tensión más eficiente se obtiene maximizando el despacho de potencia activa, en lugar de reducir ésta para aumentar los límites de la curva de capacidad.

Sin embargo, la preferencia de una práctica como la sugerida puede ser de aplicación limitada si contradice el despacho económico que rige la competencia del mercado. Para considerar que los límites técnicos como el margen a la estabilidad de tensión, o la seguridad de áreas en relación con el colapso de la frecuencia, se adopten como restricciones previas al despacho económico, deben explorarse los espacios disponibles en la legislación vigente para ponderar estos argumentos técnicos por sobre los despachos económicos. Otro medio es analizar el costo de las diversas medidas preventivas y/o correctivas, así como los perjuicios que ocasionan las medidas correctivas sobre los Agentes del Mercado, y evaluar los beneficios que tales medidas puedan arrojar en términos de un ahorro en Energía No Suministrada, la reducción esperada de las sanciones a los prestadores del servicio eléctrico ante fallas, y ponderar las mejoras en una cuanto a la percepción de mayor calidad en el servicio.

No es objeto de este estudio determinar los límites de transmisión por causa de la inestabilidad de la tensión, o por otras causas, y los sobrecostos que tales restricciones podrían generar en la operación del sistema. En el ámbito de este estudio se ha determinado el Plan de Compensación de Potencia Reactiva, para satisfacer las normas vigentes de operación de la red en cuanto a las tensiones nodales en condiciones N y N-1, y las restricciones de factor de potencia en los nodos especificados.

#2) Dado que la compensación que se requerirá instalar en el sistema involucra una importante inversión, sería conveniente contar con un esbozo de lo que podría ser considerado como plan de inversión en compensación, en tres alternativas (mínima, media, completa) de manera que lo que se pueda instalar en los años 2007-2008 no sea incompatible con lo que se pueda seguir instalando en 2008-2009. Esta observación la hacemos desde que la optimización encontrada por el modelo del estudio resulta en diferente equipamiento para cada año y nos preguntamos si el optar por determinado plan trae consigo una desviación respecto a la inversión óptima o respecto a los objetivos de perfil de tensiones buscado.

R: El Plan de Compensación es único y es el óptimo en el horizonte de análisis 2007-2010, dividido en etapas de períodos estacionales sucesivos de Avenida y Estiaje. Como resultado del estudio se ha indicado lo que se debe instalar en Avenida del 2007, y el adicional que se debe instalar en los períodos estacionales sucesivos hasta alcanzar el Estiaje 2010.

Esto implica que lo que se recomienda instalar en un período estacional dado, es el óptimo en materia de tamaño de equipos y ubicación, tomando en cuenta el instalado previo al período de análisis.

## 6 OBSERVACIONES DE EDELNOR

1. Actualmente no existe banco de condensadores en Subestación Caudivilla, tal como se indica en la página 46 del estudio. Se adjunta cuadro en Excel con los bancos de condensadores en barras 10 kV existentes en Edelnor en Subestaciones 60/10 y 66/10 kV.

BANCOS DE COMPENSACION REACTIVA EN BARRAS 10 KV DE SET'S 60/10 Y 66/10 KV DE EDELNOR

Asociado a SET 220/60 o 220/66 kV	SET's 60/10 y 66/10 kV	Alimentador 10 kV				Lunes a Sábado		Domingo		Estado Actual
		Nombre	Pasos x Banco	MVAR x paso	MVAR x Alimentador	Horario de servicio	MVAR	Horario de servicio	MVAR	
BARSÍ	Pershing	Q-10	4	1.8	7.2	ON Todo el día 08:00 - 24:00 10:00 - 23:00	7.2 3.6 3.6	ON Todo el día 08:00 - 24:00 18:00 - 23:00	7.2 3.6 3.6	E/S E/S E/S E/S E/S E/S
		Q-05	4	1.8	7.2					
	Pando	PA-01	2	1.8 + 2.4	4.2					
		PA-08	2	1.8	3.6	08:00 - 24:00	3.6	10:00 - 23:00	3.6	
	Maranga	MA-07	2	1.8	3.6	08:00 - 24:00	3.6	18:00 - 23:00	3.6	
		MA-15	2	1.8	3.6	08:00 - 24:00	3.6	18:00 - 23:00	3.6	
Sub total ---->					29.4					
CHAVARRIA	Infantas	I-01	1	4.8	4.8	07:00 - 24:00	4.8	08:00 - 23:00	4.8	E/S E/S E/S E/S E/S E/S E/S E/S E/S E/S
		Oquendo	OBC1	1	4.8	4.8	ON Todo el día	4.8	ON Todo el día	
	Mirones	M-28	1	4.8	4.8	08:00 - 23:00	4.8	18:00 - 23:00	4.8	
		M-31	1	4.8	4.8	08:00 - 23:00	4.8	18:00 - 23:00	4.8	
	Tomás Valle	TV-06	2	1.8	3.6	08:00 - 24:00	3.6	08:00 - 23:00	3.6	
		TV-11	2	1.8	3.6	08:00 - 23:00	3.6	18:00 - 23:00	3.6	
	Zapallal	W-01	2	1.8 + 2.4	4.2	08:00 - 24:00	4.2	08:00 - 24:00	4.2	
	Ventaniña	V-03	2	1.8	3.6	07:00 - 24:00	3.6	08:00 - 24:00	3.6	
	Chançay	CY-06	2	1.8	3.6	ON Todo el día	3.6	ON Todo el día	3.6	
	Huaral	HL-07	2	1.8	3.6	08:00 - 23:00	3.6	18:00 - 23:00	3.6	
Sub total ---->					41.4					
SANTA ROSA	Canto Grande	CG-07	2	4.8	9.6	ON Todo el día 08:00 - 23:00	4.8 4.8	ON Todo el día 18:00 - 23:00	4.8 4.8	E/S E/S E/S E/S E/S
		Santa Rosa	P-05	1	4.8					
	Tacna	P-20	1	4.8	4.8	08:00 - 23:00	4.8	18:00 - 23:00	4.8	
		T-29	2	4.8	9.6	08:00 - 23:00	9.6	18:00 - 23:00	9.6	
		T-30	1	4.8	4.8	08:00 - 24:00	4.8	08:00 - 24:00	4.8	
Sub total ---->					33.6					
PARAMONGA NUEVA	Huacho	H-09	2	1.8	3.6	18:00 - 23:00	1.8	18:00 - 23:00	1.8	E/S E/S
		Supe	SU-06	1	1.8	1.8	ON Todo el día	1.8	ON Todo el día	
Sub total ---->					5.4					
MVAR totales de Compensación Reactiva en Edelnor en barras 10 KV de SET's 60/10 y 66/10 kV Instalados					109.8					

R: Es correcta la observación. Debido a una maniobra de copia y pega de la tabla precedente (S/E de Infantas) se ha cometido un error sólo en la información en la Tabla que se reporta a continuación. En la columna **existente debe decir 0**. El valor en la Base de Datos y en los cálculos es correcto.

		Vn	Existente	Av07m	Av07d	Av07x	Es07n	Es07d	Es07a	Adicional
Nombre S/E	Empresa	kV	#xMVar	MVar	MVar	MVar	MVar	MVar	MVar	#xMVar
Caudivilla	EDELNOR	10.00	1x4.80						1.48	2x0.74

2. Se debería uniformizar la capacidad de los bancos de condensadores a valores estándar y sus múltiplos, en vez de considerar distintos valores de bancos de condensadores propuestos en el estudio, tal como se indica en la página 37 del presente estudio.

R: En el Informe a página 110 se reporta la "Tabla 75: Detalle de las Inversiones por Año del periodo de estudio" en la cual, sobre la base del presupuesto recibido del constructor ICAR S.p.A., se han "normalizado" los bancos de condensadores en acuerdo a los valores estándar que dicho constructor ha recomendado. Estas consideraciones han sido expuestas al inicio del capítulo "4.3 Detalle de las Inversiones por S/E y año".

3. En la Subestación Chillón 220/60 kV en lado de 60 kV no existe disponibilidad de celdas en 60 kV para la instalación de un banco de condensadores.

R: En el Informe a página 10 del Resumen Ejecutivo, más precisamente en el punto relativo a la "Sensibilidad con el cambio del factor de potencia de la carga" se declara lo siguiente: "Se destaca entonces que la compensación resultante del Estudio en lo relativo a la cantidad y ubicación nodal de los elementos de compensación, se ha obtenido mediante el Programa de Optimización sin tomar en cuenta restricción alguna referente al espacio físico en las subestaciones para materializar la instalación"

Esta consideración se encuentra también en el capítulo "3.1 Metodología e Hipótesis de diseño" con una idéntica frase.

Ver también el capítulo "4.4 Consideraciones conclusivas y comentarios".

4. En las Subestaciones Tacna, Infantas, Santa Marina, Canto Grande y Pershing no hay disponibilidad para instalación de nuevos bancos, tal como se indica en la página 199 del presente estudio.

R: [Vale lo mencionado en la respuesta precedente.](#)