

ESQUEMAS DE RECHAZO DE CARGA



PRESENTADO POR:

GUEVARA ZÁRATE, ADRIÁN EMILIO.

TECSUP N°2 – 2012-I

CURSO: SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

DOCENTE: ING. AUGUSTO VALDIVIA GÁRATE

ELECTROTÉCNIA INDUSTRIAL

S.E.P.

I. INTRODUCCIÓN.

El problema de estabilidad en S.E.P. es complejo, usualmente es necesario hacer asunciones ó supuestos para simplificarlo y de este modo focalizar el interés en los factores que influyen sobre el tipo específico de estabilidad.

Por ello el entendimiento de los problemas de estabilidad en sistemas de potencia se ve facilitado mediante la clasificación de la estabilidad en categorías. Estas categorías se han asociado con el sincronismo de los rotores y en otros casos con los fenómenos de control y estabilización de la tensión.

Por lo tanto existen dos grandes tipo de estabilidad:

- ➡ La que se explica por el comportamiento de la tensión.
 - Rechazo por mínima tensión.
- ➡ La que se explica por la estabilidad de la frecuencia.
 - Rechazo por sobrefrecuencia.
 - Rechazo por subfrecuencia.
- ➡ La asociada al angulo de las maquinas.

II. DEFINICIÓN.

Un rechazo de carga, o también conocido como "Load Rejection", es el rechazo de carga verdadera mundo es cuando hay un fallo sobre la línea de transmisión que hace que el interruptor de disparo y, como resultado de esta línea punta defectuosa ha sido evento dropped. Este se vería visto por el sistema, conectado a otro extremo de la línea , como pérdida de carga y el evento se llama rechazo de carga.

En términos legales:

Un rechazo de carga es un término usado cuando la carga ha rechazado la oferta o para recordar fácilmente que es cuando la carga (el extremo receptor) y decidió no hablar plenamente de la oferta (el envío final). Tomando un ejemplo muy básico supongamos que se está ejecutando un motor que está en servicio ahora y que por una u otra razón no hay fallo en la alimentación de línea de corriente al motor, y esta línea se desconecta. Ahora el extremo emisor todavía está enviando el actual, pero el extremo receptor (motor) no lo puede recibir, esto se llama rechazo de carga.

En términos Eléctricos:

Es la habilidad del SEP para mantener tensiones estacionarias aceptables en todas las barras del sistema bajo condiciones normales de operación y después de haber sido sometido a una perturbación.

(1) Un sistema ingresa a un estado de inestabilidad de tensión cuando una perturbación, un incremento en la demanda de la carga, o un cambio en la condición de operación ó topología del sistema, provoca una progresiva e incontrolable caída en la tensión.

(2) El factor principal causante de la inestabilidad es la incapacidad del SEP para satisfacer la demanda de potencia reactiva. El centro del problema es usualmente la caída de tensión que ocurre cuando la potencia activa y reactiva fluyen a través de la reactancia inductiva asociada con la red transmisión.

Un criterio práctico de estabilidad de tensión es “para una condición de operación dada, la magnitud de la tensión de una barra debe incrementarse cuando se inyecta potencia reactiva en esta barra”. En tal sentido, un sistema tiene inestabilidad de tensión si, para al menos una barra del sistema la tensión disminuye cuando la inyección de potencia reactiva en la misma barra aumenta.

La caída de tensión sostenida que explica la inestabilidad de tensión ocurre donde la estabilidad del ángulo del rotor no es el problema. Por lo tanto, la inestabilidad de tensión es esencialmente un fenómeno local; sin embargo sus consecuencias pueden tener un impacto que puede extenderse o propagarse.

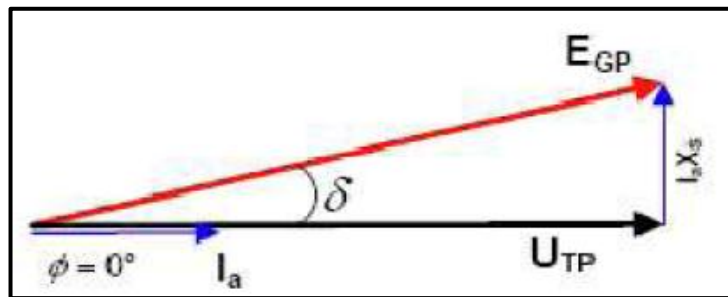
OPERACIÓN CON CARGA:

La reacción de armadura de un generador con carga depende de dos factores:

- La magnitud de la carga. A mayor carga (mayor corriente), mayor es la reacción de armadura.
- Tipo de carga, si este es **resistivo**, **inductivo** o **capacitivo**.

Carga Resistiva Pura:

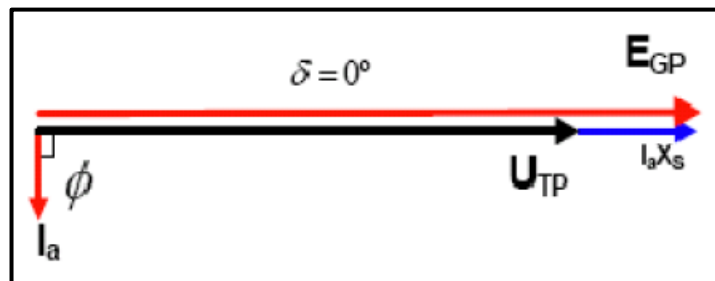
Como $E_{gp} > U_{tp}$, entonces la regulación de tensión ($U_{reg}\%$) es positiva.



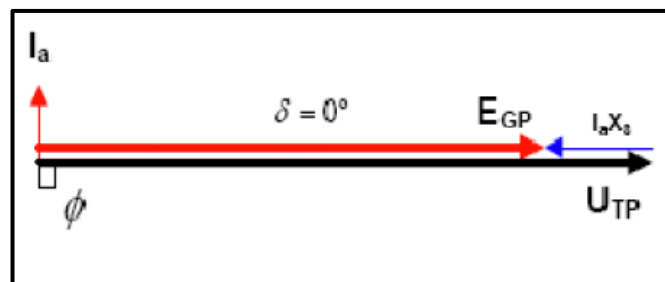
$$U_{reg\%} = \left(\frac{E_{gp} - U_{tp}}{U_{tp}} \right) \times 100$$

Carga Inductiva Pura:

El efecto desmagnetizante es mayor que los dos anteriores, mayor regulación de tensión.

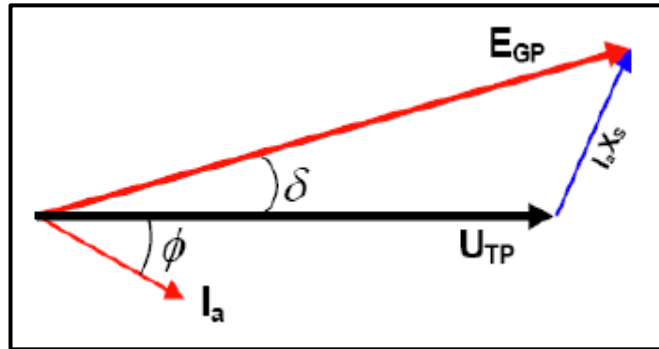
**Carga Capacitiva Pura:**

La tensión generada internamente (E_{gp}) es menor que la tensión en terminales (U_{tp}). Por lo tanto, la regulación de tensión es negativo.



Carga Combinada, R-L:

$E_{GP} - U_{TP}$, es mayor que el caso anterior, esto debido a las cargas inductivas son más desmagnetizantes que las cargas resistivas.

**III. OBJETO DEL ESTUDIO.**

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

- ***Rechazo automático de carga mediante relés de mínima frecuencia y/o gradiente de frecuencia:***

Este esquema está diseñado para enfrentar las más severas perturbaciones que llevan el sistema a condiciones de subfrecuencia; en estas situaciones se presenta una participación no equitativa de las áreas cuyo propósito es mantener el sistema interconectado en su conjunto. Cuando la tasa de la variación de la frecuencia es moderada las áreas aportarán proporciones semejantes de su demanda para equilibrar los desbalances.

- ***Rechazo automático de Generación mediante relés de sobrefrecuencia:***

Este esquema está diseñado para controlar la sobrefrecuencia ante eventos que conduzcan a la separación de áreas con fuertes desequilibrios positivos de generación - demanda. Las áreas protegidas por el esquema son el sistema del Norte y el del Sur.

- ***Rechazo automático de carga mediante relés de mínima tensión:***

Este esquema toma en cuenta la necesidad de evitar la ocurrencia de un colapso de tensión en la **zona de Lima**, ya sea ante la ausencia de medios suficientes de control de tensión y/o cuando ante contingencias, se saturan los vínculos remanentes que proveen su alimentación. **Tiene como objetivo intervenir cuando la tensión cae por debajo de los umbrales críticos en los nodos del sistema de UHV, y despejar la carga necesaria para restituir la tensión a valores superiores a dichos umbrales**

Los esquemas propuestos tienen como finalidad:

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

IV. ALCANCES.

El estudio se circunscribe a las instalaciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Los análisis se han desarrollado sobre escenarios típicos previstos para el año 2003 que comprenden la máxima, media y mínima demanda en dos períodos de hidraulicidad, Avenida

(alta) y Estiaje (mínima). Se ha contemplado también un escenario de máxima demanda con un despacho de generación atípico en el que se encuentra fuera de servicio la central de Mantaro y Restitución.

Las pruebas efectuadas contemplan el análisis de perturbaciones que originan déficit o exceso de generación tendientes a la verificación de aquellos esquemas que son dependientes de la frecuencia, y de contingencias de red o variación de la demanda para aquel esquema dependiente de la magnitud de la tensión.

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

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

V. METODOLOGÍA APLICADA.

Los ajustes de los esquemas propuestos se han determinado, en una primera fase, a través de las sensibilidades adquiridas por el Consultor en el comportamiento del SEIN, y en una fase final, se ha refinado el ajuste de estos esquemas por medio de simulaciones empleando para ello un modelo de red muy detallado, que considera la representación completa de cada uno de los componentes del SEIN, y que ha sido validado a través de la reproducción de eventos. Este modelo se ha implementado en el simulador de transitorios PSS/E.

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

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

- a) De tipo creíbles y que corresponden a:
- Disparo de una simple línea
 - Disparo de línea en doble terna sobre la misma torre
 - Disparo de una unidad de media potencia

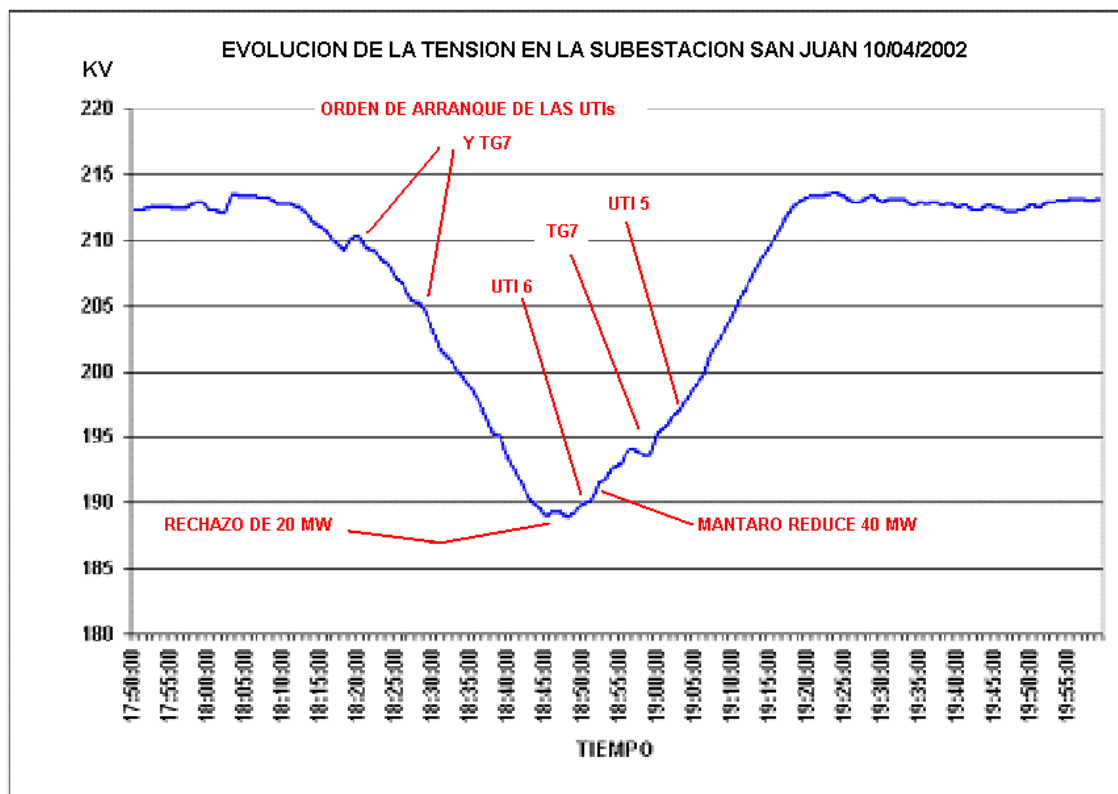
b) De características extremas:

- Disparo de las unidades de máxima potencia
- Disparo de Centrales o de unidades de centrales
- Pérdida de una SE de Muy Alta Tensión

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

VI. CASO PRÁCTICO, EN LA REALIDAD NACIONAL.

(a) El día 10.04.2005 entre las 18:10 h y 18:50 h se produjo una caída de la tensión en barras de 220 kV de Lima.



(b) El día 26.04.2006 se produjo una situación de deficit de potencia reactiva en el área de Lima por indisponibilidad de TG7 de C.T. Santa Rosa y la C.T. Ventanilla.

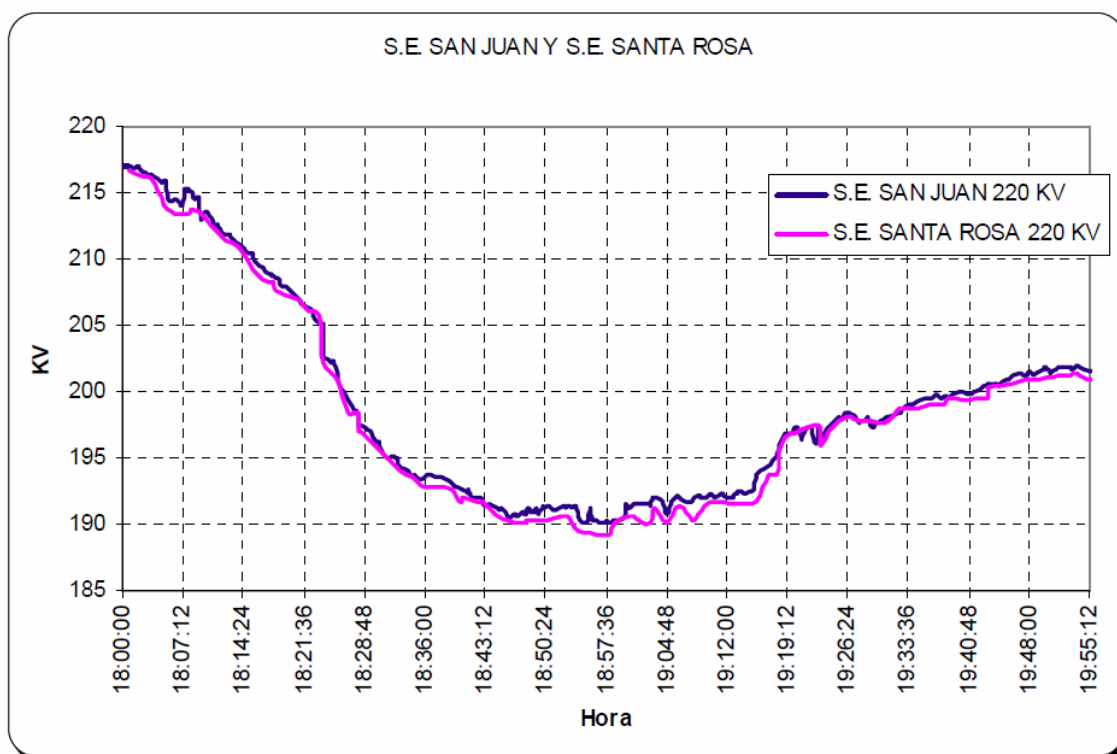
A las 18:06 h CCCO coordinó con Luz del Sur y Edelnor realizar rechazo de carga manual de 10 MW por empresa, por disminucion de la tensión en barras de 220 kV de las subestaciones San Juan, Balnearios, Santa Rosa y Chavarría.

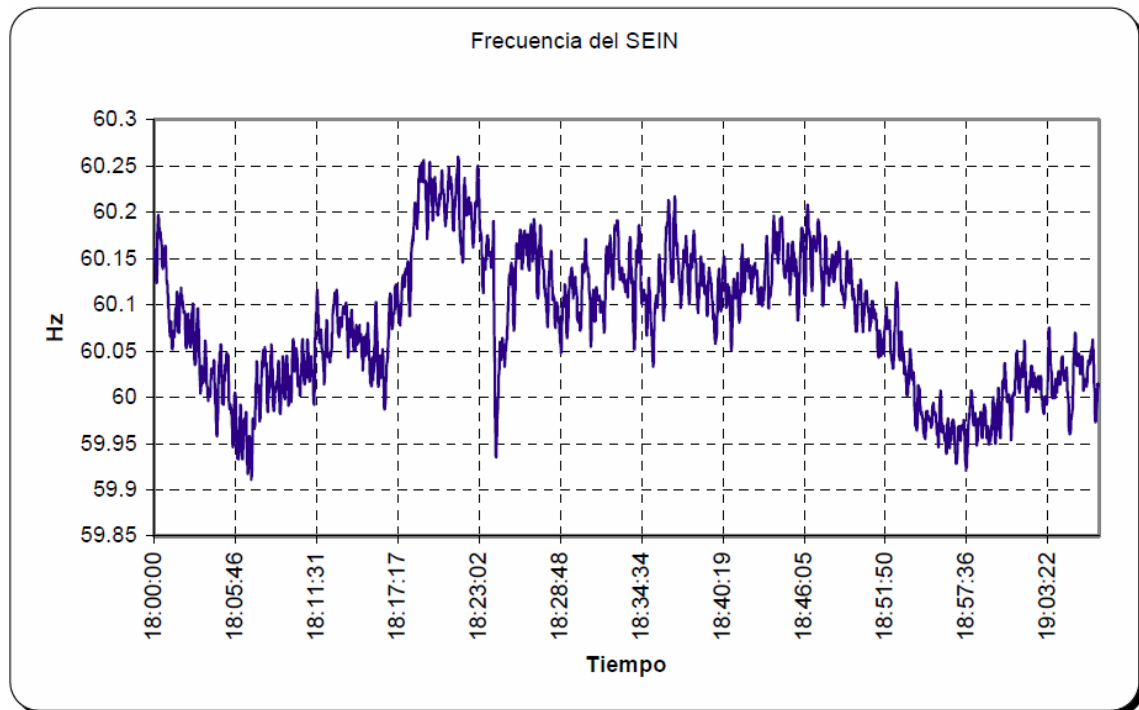
A las 18:12 h CCCO coordinó con LDS realizar un rechazo manual de 10 MW adicionales, EDN no habia rechazado.

A las 18:17 h CCCO se supero impase con EDN y se coordinó el rechazo de 10 MW.

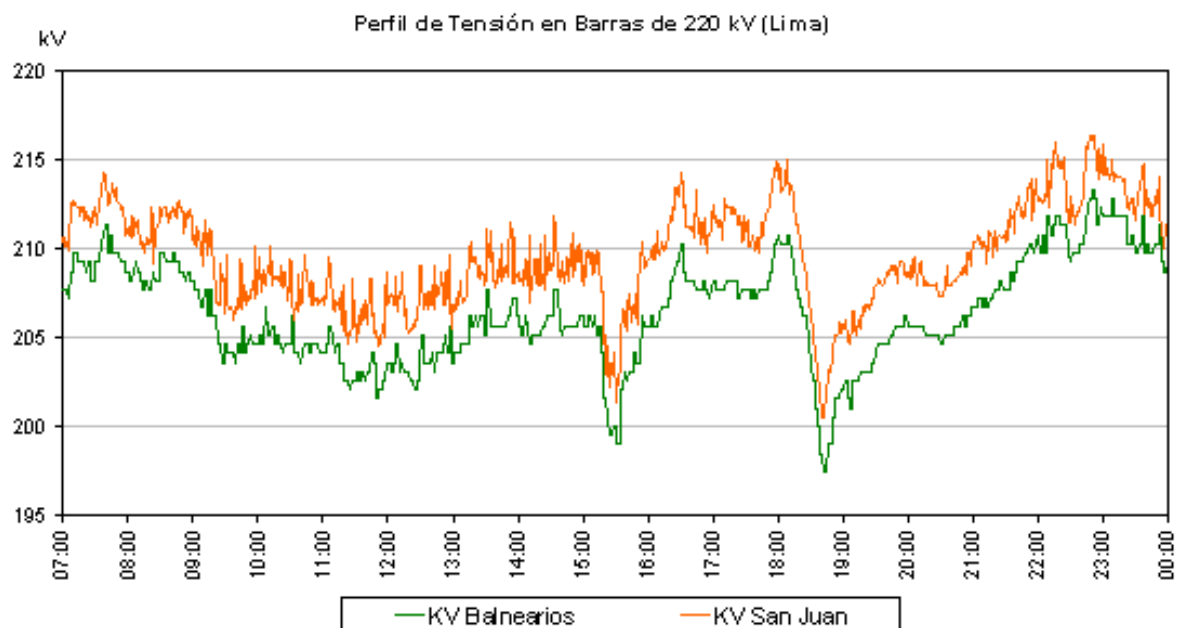
A las 18:21 h CCCO coordinó con EDN el rechazo de 10 MW adicionales.

A las 18:24 h salió de servicio UTI5 de C.T. S. Rosa con 46.4 +j29 MVA, se coordinó con LDS y EDN el rechazo de 40 MW, repartidos en 10 MW.





(c) El día 26.10.2005 entre las 15:10 h y 15:50 h se produjo una caída de la tensión en barras de 220 kV de las subestaciones de Lima, llegando a registrarse tensiones menores a 200 kV en la S.E. Bañeros, sin haberse reportado incrementos de carga importantes en Lima.



En el horario en que la tensión disminuyó (15:10 h a 15:23 h), la demanda en la zona de Lima solo varió de 1421 a 1410 MW.

En el intervalo indicado se tenía:

- (a) Las unidades de la C.T. Ventanilla y Santa Rosa se encontraban fuera de servicio por despacho económico.
- (b) Los SVCs de las subestaciones Chavarría y Balnearios estaban operando en su límite capacitivo, los bancos de capacitores de la S.E. San Juan se encontraban en servicio.
- (c) La frecuencia varió entre 60.2 Hz y 59.8 Hz.
- (d) La C.H. Huinco disminuyó su generación de 164 + j183 MVA a 106 + j 150 MVA, que coincidió con la salida de servicio del grupo No. 1 de la central.

No se reportaron eventos en el horario indicado, sin embargo se tienen los siguientes hechos:

Al no estar operando las unidades de la C.T. Ventanilla y Santa Rosa (fuera de servicio por despacho económico), el nivel de cortocircuito en las barras de 220 kV había disminuido. Con ello, se incrementa el factor de sensibilidad de las tensiones respecto de los cambios de potencia reactiva. Esto se puso en evidencia cuando la C.H. Huinco disminuyó su aporte de reactivos en 33 MVar.

Los SVC de Chavarría y Balnearios estaban operando en su límite capacitivo, sin posibilidad de control.

Al perderse 33 MVar del aporte de reactivos de la C.H. Huinco, la tensión en Lima cae y con ello el aporte de potencia reactiva de los bancos de capacitores de San Juan y los SVC de Chavarría y Balnearios, cae con el cuadrado de la tensión.

Conclusiones:

Con la concepción actual de la regulación de frecuencia primaria y secundaria en nuestro sistema, la C.H. Huinco tiene un aporte importante, ya sea automáticamente o manualmente según sea el caso.

En el caso analizado se muestra que existe un acople en las tareas de modificación manual de potencia activa y el trabajo del regulador de tensión. Por lo tanto, en casos similares (escaso margen de potencia reactiva y capacidad de regulación de tensión en Lima) los grupos de Huinco deberían operar con una potencia reactiva constante y no a factor de potencia constante.

En el caso analizado, a las 15:10 h (inicio de la caída de tensión), la frecuencia era 60.2 Hz, por lo que la C.H. Huinco disminuyó su generación en 60 MW (perdiéndose 33 MVar), éste efecto provocó una disminución de la tensión en Lima y los consiguientes menores aportes de

potencia reactiva de los bancos de capacitores y los SVC, que estaban operando en el límite. La potencia reactiva capacitiva de estos equipos cayó con el cuadrado de la tensión.

Los resultados indican que se acercó las tensiones de barras de Lima a la tensión de inicio del colapso.

Recomendaciones:

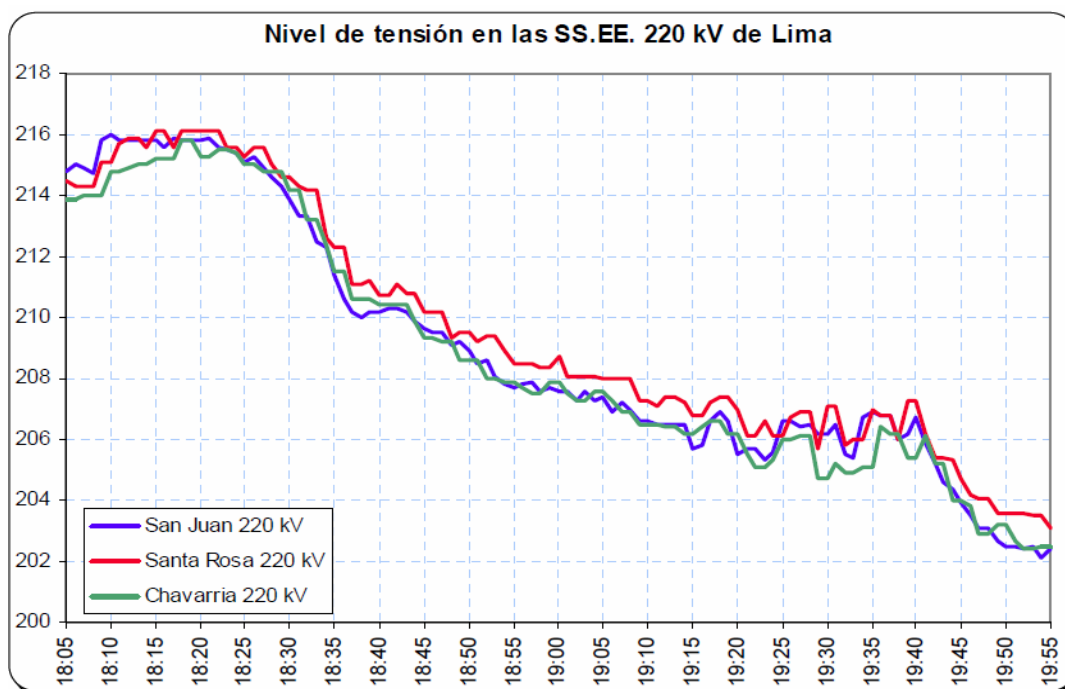
En la operación en tiempo real realizar el seguimiento del aporte de los SVCs de las subestaciones Chavarría y Balnearios, a fin de que sirva como referencia antes de reducir la generación activa y reactiva de la C.H. Huinco por regulación de frecuencia, ya que en un escenario en donde los SVCs están al límite de su capacidad, las barras de Lima se vuelven más sensibles a los cambios de potencia reactiva en la zona (la sensibilidad se incrementa en un 60%).

En casos similares de escaso margen de potencia reactiva y capacidad de regulación de tensión en Lima, los grupos de Huinco deberían operar con una potencia reactiva constante y no a factor de potencia constante.

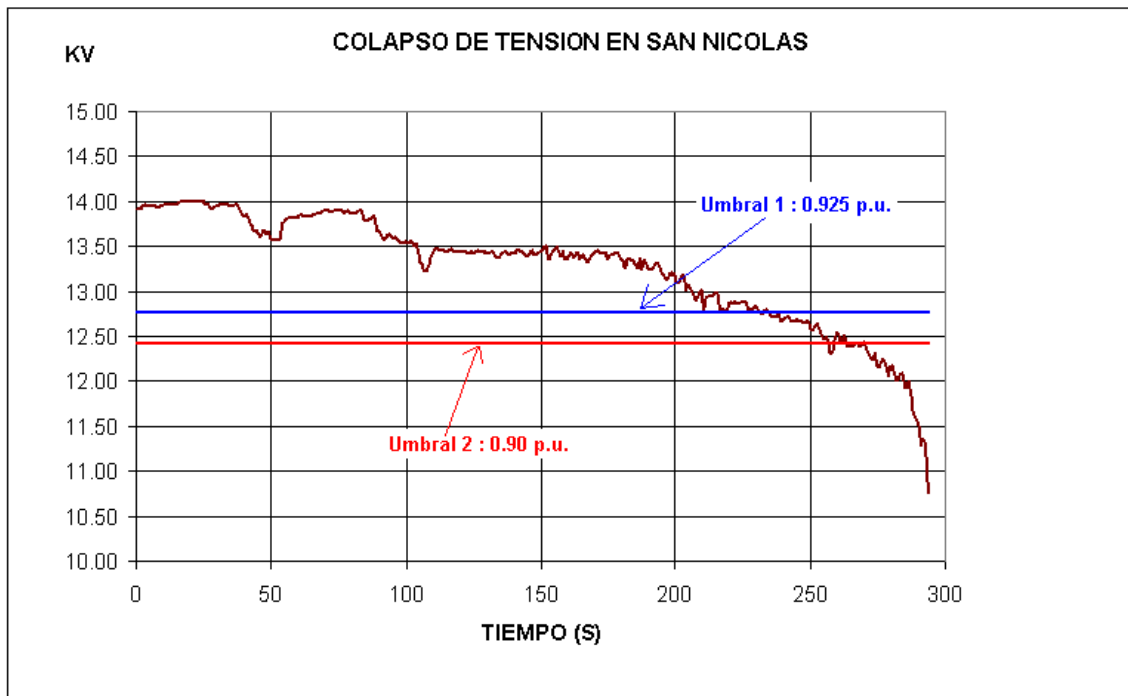
(d) Deficit de potencia reactiva en el área de Lima el 09.03.2006 por falla imprevista de la unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa a las 13:39 h.

A las 18:38 h se produjo el rechazo manual programado de 16.5 MW de LDS y 15.12 MW de EDN.

A las 19:41 h se coordinó la reposición total de los suministros afectados.



(e) En la Figura se muestra la evolución en el tiempo de la tensión en la barra de 13.8 kV de la S.E. San Nicolás (90 % de carga son motores eléctricos), durante un evento en la zona de Marcona.



(f) (Siguiendo página)

b) Flujo de potencia en las principales líneas y transformadores:

CÓDIGO	SUBESTACIONES		POTENCIA ACTIVA (MW)
	DE	A	
L-2280 (*)	Zorritos	Zarumilla	0
L-2232	Chimbote1	Trujillo Norte	160.62
L-2233	Chimbote1	Trujillo Norte	155.86

(*) En servicio.

8. Secuencia cronológica de eventos

HORA	DESCRIPCIÓN
19:05	Salió de servicio el G2 de la CH Poechos con 7 MW por falla en el tacómetro de velocidad.
19:05	En servicio la unidad TG4 de la CT Trujillo por regulación de tensión, operando como Compensador Síncrono.
19:14	En servicio la unidad TG3 de la CT Chimbote por regulación de tensión, operando como Compensador Síncrono.
19:28	Se coordinó con el CC-EGENOR, reducir 1 MW de carga a su Usuario Libre Barrick Misquichilca (Alto Chicama, Pierina)
19:28	Se coordinó con el CC-EGENOR, reducir 2 MW de carga a su Usuario Libre Cementos Pacasmayo.
19:28	Se coordinó con el Usuario Libre Gold Fields reducir 1 MW de carga.
19:35	En servicio la G2 de la CH Poechos.
19:45	Se coordinó con el CC-EGENOR recuperar la carga de su Usuario Libre Barrick. El CC-EGN informó que no redujeron debido a que la tensión en la SE Trujillo Norte había mejorado. Se coordinó entonces suspender la reducción de carga de sus clientes.
19:45	Se coordinó con el CC-EGENOR recuperar la carga de su Usuario Libre Cementos Pacasmayo.
19:47	Se coordinó con la minera Yanacocha para que recupere sus 5 MW de carga disminuidos.
19:48	Se coordinó con la minera Gold Fields recuperar su carga disminuida.

9. Actuación de las protecciones

Ninguna.

10. Contadores de maniobra y pararrayos

Ninguna.

11. Análisis del evento

- 11.1 A las 19:05 h salió de servicio el G2 de la CH Poechos con 7 MW por falla en el tacómetro de velocidad.
- 11.2 A las 19:05 h y 19:14 h en servicio las unidades TG4 de la CT Trujillo y TG3 de la CT Chimbote respectivamente, en operación como compensadores síncronos.
- 11.3 Desde las 19:28 h se inició la disminución manual de carga de 10 MW a los Clientes Libres del área Norte con una demanda mayor a 1 MW, por límite de transmisión en las líneas L-2232 y L-2233 (Chimbote - Trujillo Norte) de 220 kV y por disminución de los niveles de tensión en las barras del área Norte, debido a déficit de potencia activa y reactiva en la zona.
- 11.4 A las 19:35 h en servicio el G2 de la CH Poechos.
- 11.5 Desde las 19:45 h se inicio la recuperación de suministro de los clientes afectados.

12. Consecuencias**12.1 Reducción y/o Interrupción de suministros**

n.º	Cliente	Subestación	Potencia Coordinada (MW)	Potencia Reducida (MW)	Duración (Min.)
1	Gold Fields La Cima S.A.	Trujillo Norte	1	1	20
2	Barrick Misquichilca (Alto Chicama, Pierina)	Trujillo Norte y Huallanca	1	(**)	
3	Cementos Norte Pacasmayo	Guadalupe	2	(**)	
4	Yanacocha (*)	Trujillo Norte y Guadalupe	6	6	57
TOTAL			10	7	

(*) El inicio de la reducción de carga se realizo de forma individual y sin coordinación con el CCO-COES.

(**) No llegaron a reducir carga al mejorar la tensión en la SE Trujillo Norte a las 19:45 h.

12.2 Variación de la frecuencia

No hubo variación significativa de la frecuencia.

13. Observaciones:

- A las 21:01 h, Sinersa informó que la unidad G2 de la CH Poechos salió de servicio por falla a las 19:05 h.
- El cliente Mina Yanacocha disminuyó su carga en forma individual desde las 18:51 h por bajo nivel de tensiones y se mantuvo así hasta la recuperación coordinada.

14. Conclusiones

- Debido a la salida de servicio del G2 de la CH Poechos se produjo déficit de potencia activa y reactiva del Área Norte que se manifestó como sobrecarga de las líneas L-2232 y L-2233, y disminución de perfil de tensiones de las subestaciones del Área Norte, por lo que se procedió la disminución manual de carga de los clientes del Área Norte.

15. Referencias

- Informe preliminar de perturbaciones del SEIN, SCO - 65 IP - 2009
- Registro de interrupción de suministros de Mina Yanacocha.

Elaborado por : Ing. Ángel Ticona
Revisado por : Ing. Salvador Roca
VoBo :

 COORDINADOR DEL SEIN-COES	INFORME FINAL DE PERTURBACIONES DEL SEIN	FECHA : 15-03-2009 HORA : 16:00 h
	SCO - 65 IF - 2009	VERSIÓN: 1.0 PAGINA : 1/4

1. Fecha : jueves 12 de marzo de 2009
2. Hora de inicio : 19:28 h
3. Equipo : SEIN
4. Propietario : SEIN
5. Causa de la perturbación: Déficit de generación activa y reactiva en el área Norte
6. Descripción

Se inició la disminución manual de carga de 10 MW a los Usuarios Libres del área Norte con una demanda mayor a 1 MW, por límite de transmisión en las líneas L-2232 y L-2233 (Chimbote - Trujillo Norte) de 220 kV y disminución de los niveles de tensión en las barras del área Norte, debido a déficit de potencia activa y reactiva en la zona.

Se coordinó reducir 1 MW de carga a Barrick Misquichilca (Alto Chicama), 2 MW de carga a Cementos Pacasmayo, 1 MW de carga a Gold Fields La Cima y 6 MW de carga a la minera Yanacocha.

A las 19:45 h se empezó a recuperar las cargas restringidas debido a la mejora de los niveles de tensión del área norte.

7. Condiciones Operativas previas

a) Generación

N.º	Central	Potencia activa (MW)	N.º grupos
1	CH Carhuaquero	104	1
2	TG1 de CT Malacas	12.8	1
3	TG2 de CT Malacas	13.9	1
4	CT Piura1	4	1
5	CT Piura2	1.24	2
6	CT Paíta2	1.72	2
7	CT Sullana	4.27	3
8	CT Chiclayo Oeste	7.2	2
9	TG4 de CT Trujillo(*)	0.1	1
10	TG3 de CT Chimbote(*)	0	1
11	CT Tumbes	15	2
12	CH Curumuy	11.8	2
13	CH Pochos	7.5	1

(*) Operaron como compensadores síncronos.

2.2 FACTORES QUE CAUSAN INESTABILIDAD DE TENSION

Aumento de la carga.

Cargas del tipo motor de inducción en subtensión.

Generadores distantes de los centros de carga.

Niveles bajos de tensión de generación de las centrales.

Insuficiencia de compensación reactiva en la carga.

Pérdida de bancos de capacitores "shunt".

2.3 MEDIDAS DE CONTROL

Aplicación de equipos de compensación reactiva (compensadores síncronos y/o estáticos, bancos de capacitores, etc.).

Control de tensión en las barras de alta de las centrales.

Utilización de transformadores con tomas regulables bajo carga (ULTC).

Control coordinado de tensión.

Rechazo de carga por mínima tensión.

3. ENFOQUE-METODOS DE ANALISIS

3.1 ENFOQUE CUASI-ESTATICO

Aún cuando el problema de estabilidad de tensión es de naturaleza dinámica, puede simplificarse y modelarse desde el punto de vista de régimen permanente (análisis cuasi-estático).

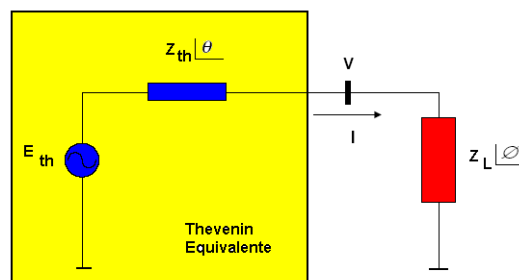


Figura 1. Equivalente en una barra de carga del sistema.

El comportamiento de la tensión en la carga (V), la corriente (I) y la potencia activa (P) en función de la relación (Z_{th} / Z_L) se muestra en la Figura 2.

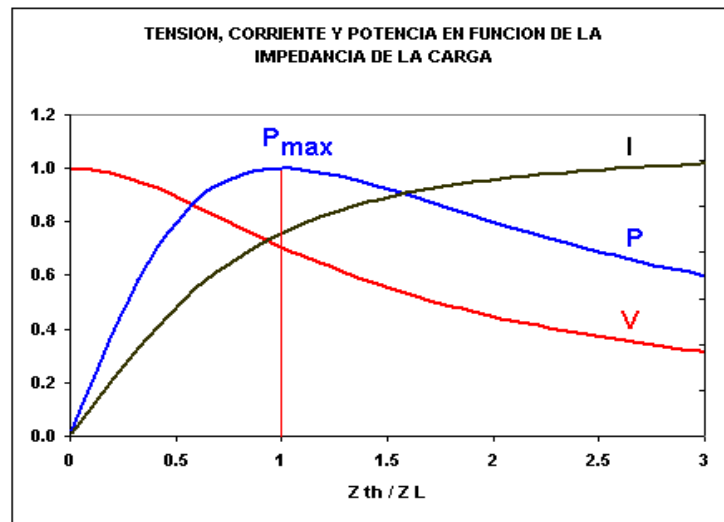


Figura 2. Comportamiento con carga variable a factor de potencia constante

3.1.1 Curvas P - V

Un modo claro e intuitivo de entender el fenómeno de estabilidad de tensión en un sistema eléctrico de potencia se logra utilizando las curvas P - V. En la Figura 3 se muestra una curva típica P - V (curva de la nariz) que muestra la evolución de la tensión en la barra cuando la potencia se incrementa.

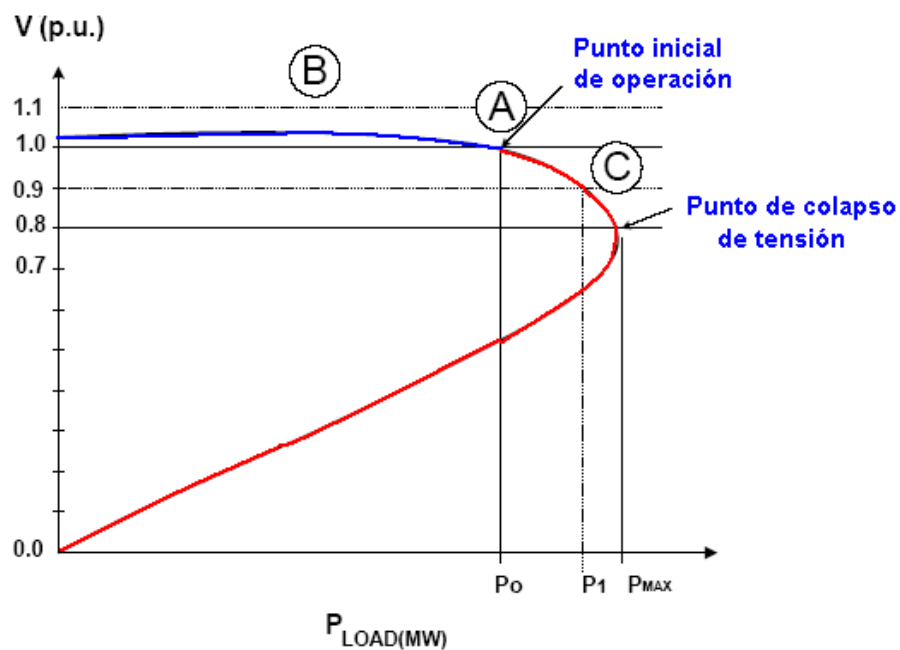


Figura 3. Curva típica P - V

En las Figuras 4 y 5 se aprecia el efecto del factor de potencia de la carga y la potencia de cortocircuito en la barra de carga sobre la regulación de tensión y sobre el punto de colapso.

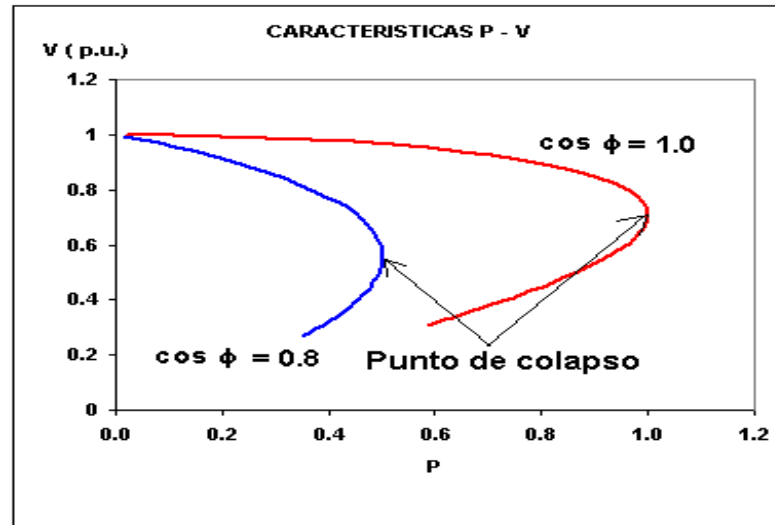


Figura 4. Comportamiento de la tensión en función de la potencia

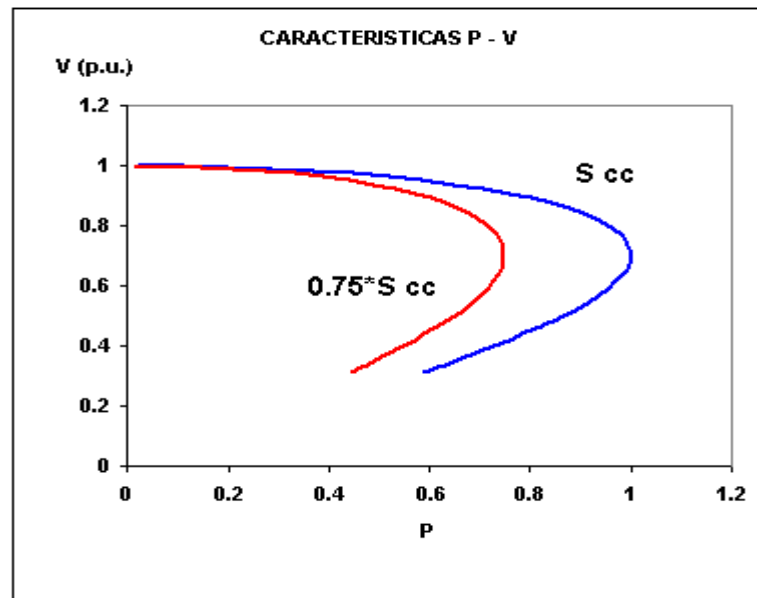


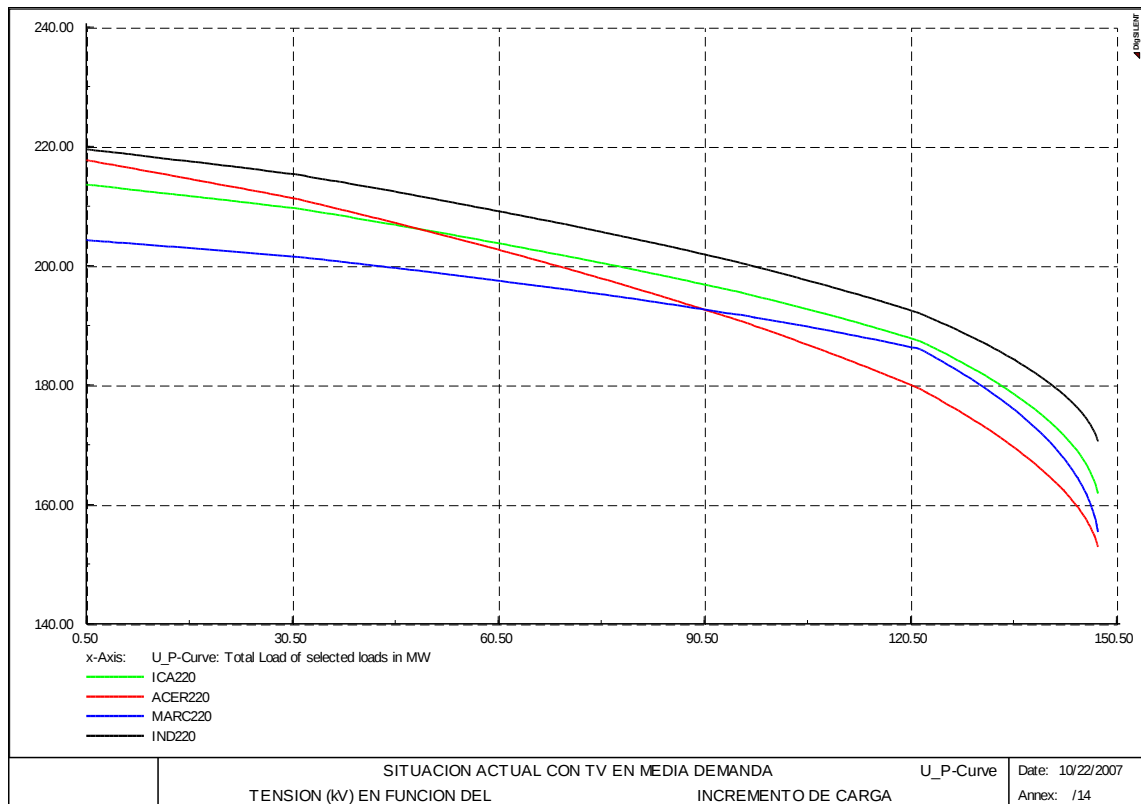
Figura 5. Comportamiento de la tensión en función de la potencia

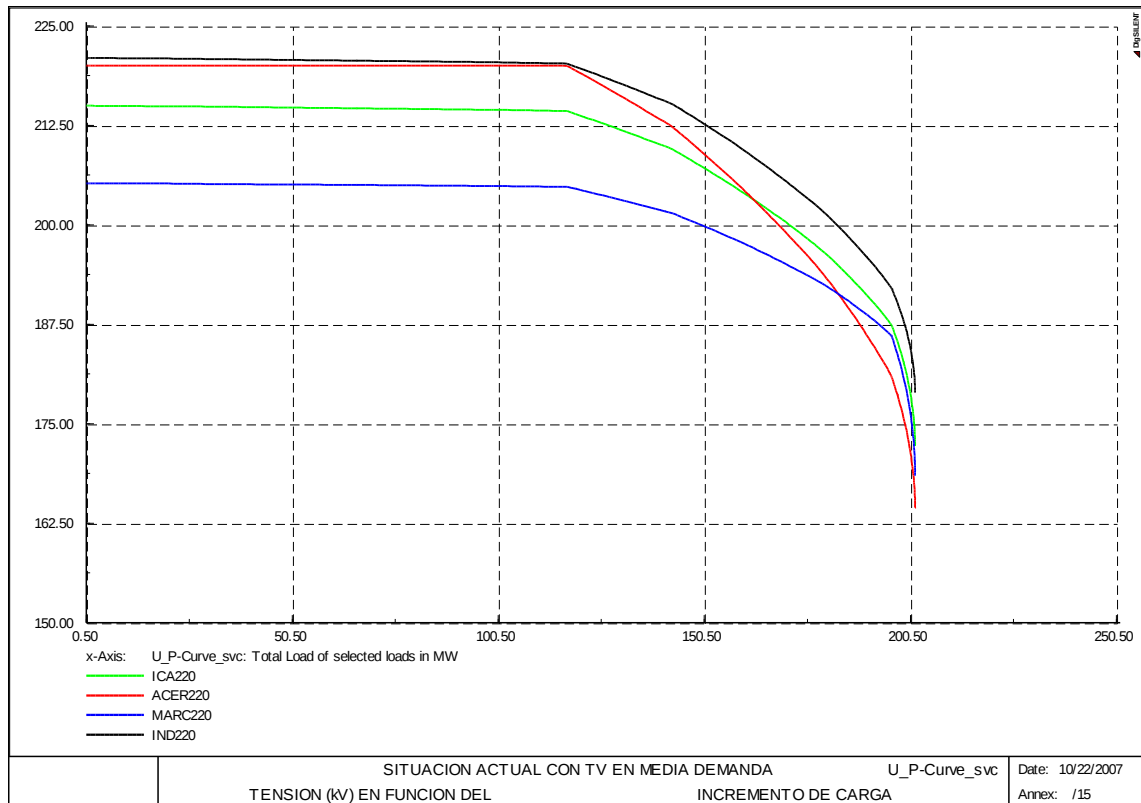
APLICACIÓN 1

FACTIBILIDAD DE EJECUTAR LA AMPLIACIÓN DE ACEROS AREQUIPA A 120 MW

Se ha cuantificado el efecto del incremento de la carga de Aceros Arequipa sobre las tensiones de las barras de 220 kV de las subestaciones Independencia, Ica y Marcona, considerando las siguientes premisas:

- (1) Una condición de operación del SEIN en media demanda.
- (2) Una carga inicial promedio de Aceros Arequipa de 75 MW con un factor de potencia 0,967 inductivo en 220 kV.
- (3) La operación de una unidad turbovapor de la C.T. San Nicolás con 10 MW.
- (4) La carga adicional de Aceros Arequipa con factor de potencia de 0,70 inductivo (primeros minutos de la fundición)





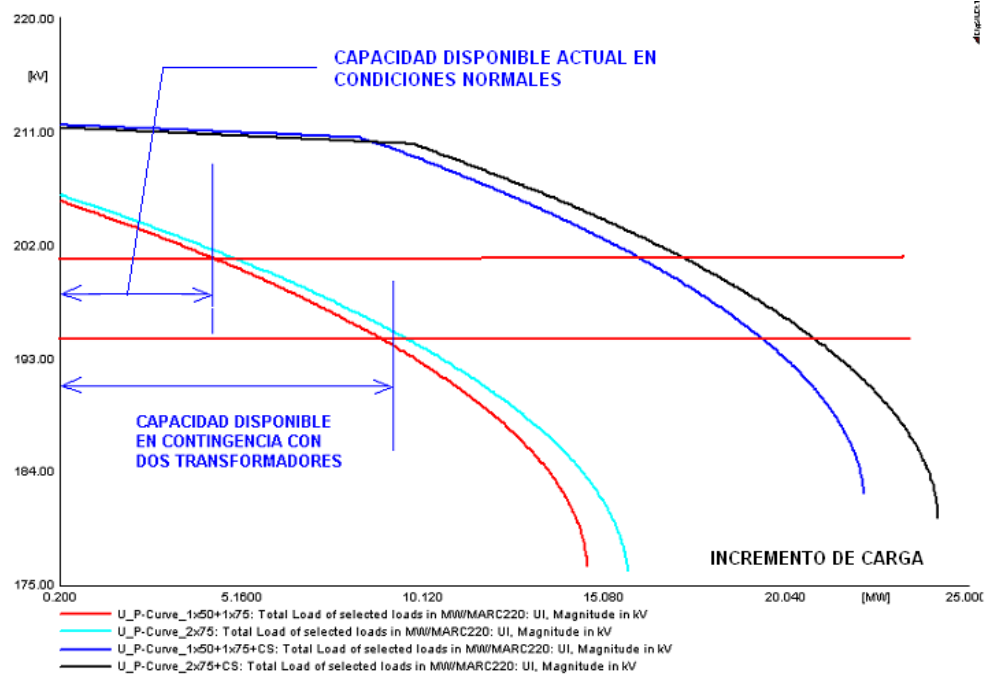
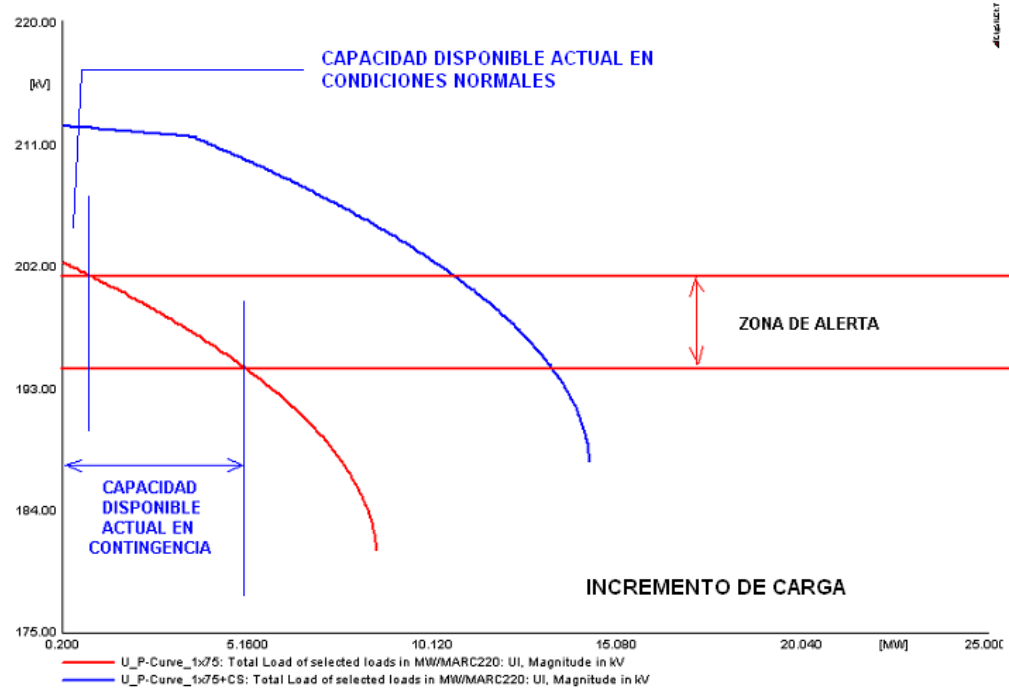
CONCLUSIONES:

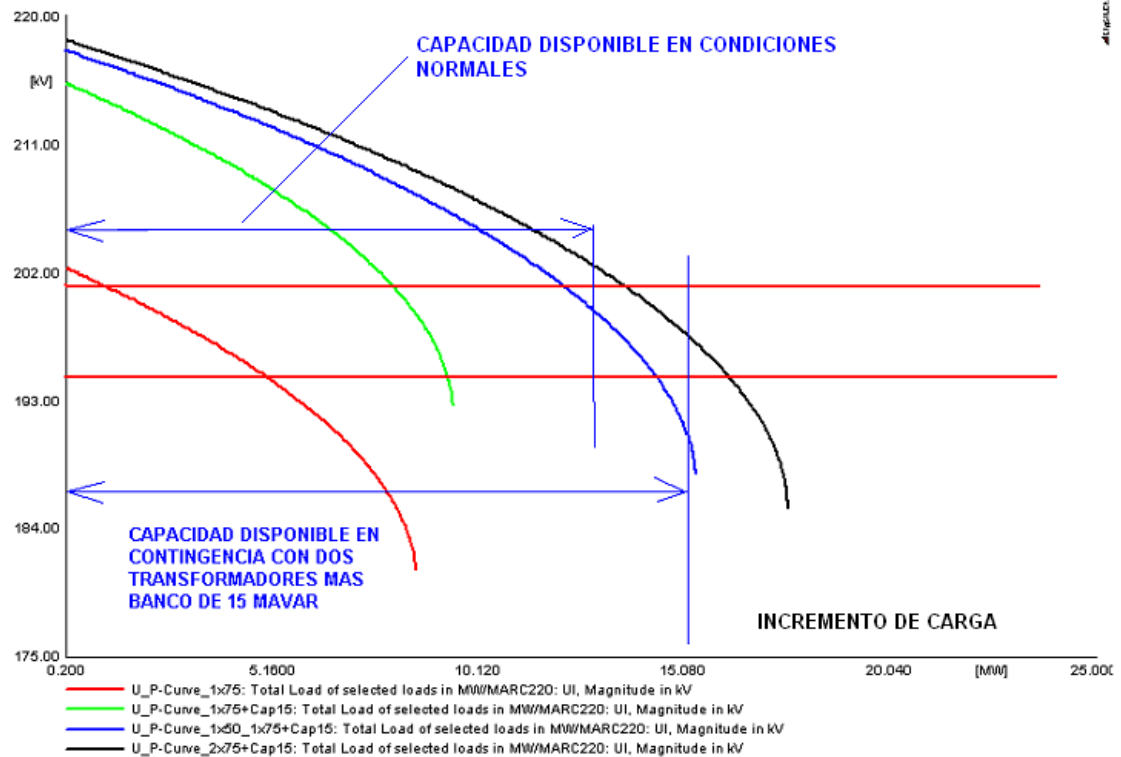
Es factible la ejecución del proyecto de ampliación de potencia de la Planta Aceros Arequipa a 120 MW si se instala el SVC de 170 MVar.

Este SVC de 170 MVar, además de la mejora en los niveles de flicker y de armónicos asociados a Aceros Arequipa y en la barra de 220 kV de recepción, permitirá que el nuevo horno de 100 MVA opere provocando variaciones de tensión que pueden ser inferiores a las actuales.

APLICACIÓN 2

FACTIBILIDAD DE AMPLIACIÓN DE CARGA EN SHOUGANG – HIERRO PERU





3.1.2 Curvas V - Q

En la Figura 6 se muestra una curva V – Q típica, en la que se indica el punto de colapso (mínimo). Si el mínimo está por debajo del eje horizontal, la barra o el sistema tiene un margen de potencia reactiva (margen de estabilidad de tensión).

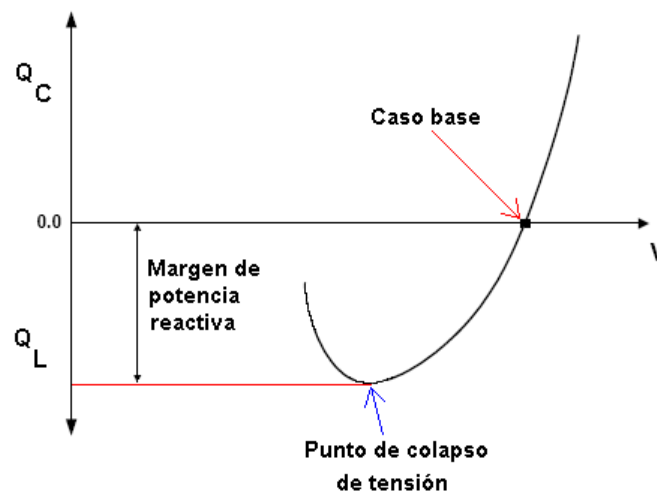


Figura 6. Curva típica V – Q

3.1.3 Factores de sensibilidad

Los factores de sensibilidad se pueden obtener mediante los vectores propios derechos de la matriz Jacobiana del modelo algébrico-diferencial linealizado del sistema. Dan una buena idea del efecto sobre la tensión al realizar acciones de control en la potencia reactiva y en la potencia activa en las barras de carga del sistema bajo estudio.

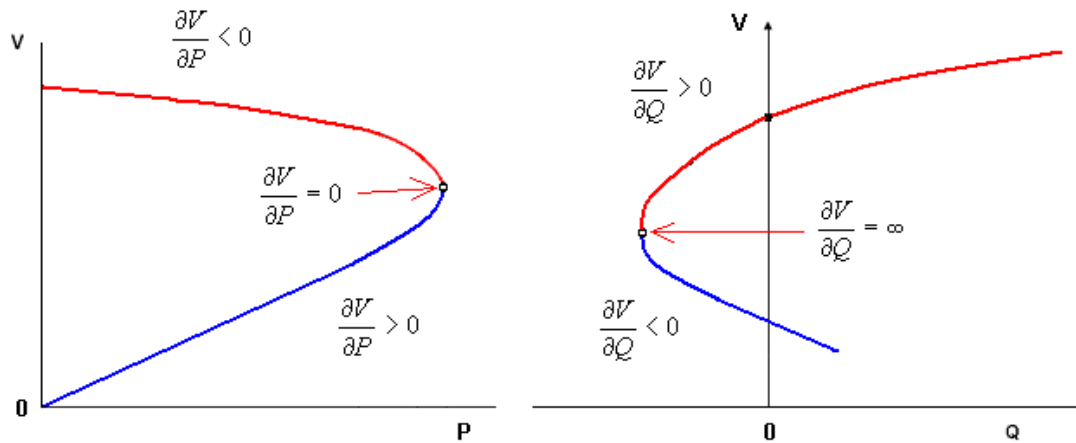


Figura 7. Factores de sensibilidad

3.2 ENFOQUE DINÁMICO

Para estimar la cronología del fenómeno de estabilidad de tensión (ET) se utilizan herramientas de simulación en el dominio del tiempo: programas de estabilidad transitoria de media y larga duración.

Estas herramientas dinámicas deben tener modelos apropiados para los limitadores de sobreexcitación, cargas y el comportamiento de los transformadores con tomas regulables bajo carga. Los márgenes de ET calculados usando herramientas diferentes deberían ser muy cercanos.

Por los altos requerimientos de tiempo de CPU en las simulaciones en el dominio del tiempo (corridas de 5 minutos o más), es impráctico calcular de esta manera los márgenes de ET para todos los casos de contingencia. Un método práctico es usar una herramienta cuasi-estacionario para calcular los márgenes de ET, para el caso base y todos los casos de contingencia, luego usar la simulación en el dominio del tiempo solo para determinar la cronología de la inestabilidad de tensión, en algunas contingencias que resulten críticas.

3.3 MÉTODOS DE ANÁLISIS

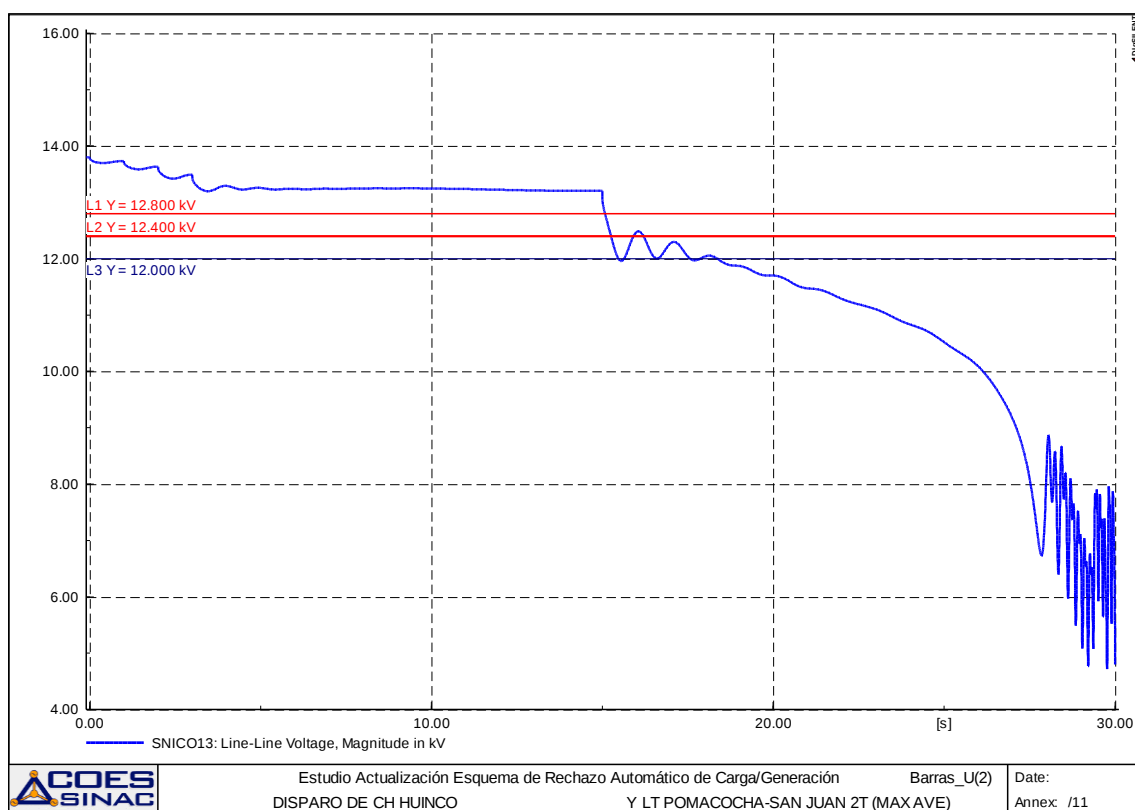
Estáticos, basados en las ecuaciones de flujo de potencia y del análisis de las características P-V y Q - V.

Estabilidad de tensión a una pequeña perturbación, linealizando el modelo algébrico-diferencial y obteniendo los factores de sensibilidad.

Estabilidad transitoria de tensión, mediante simulaciones completas en el dominio del tiempo, que puede ser de media (período de análisis: algunos minutos, acción de los ULTCs, acción de los limitadores de sobre y sub excitación, intervención del operador que siempre es posible) y de larga duración (período de análisis: decenas de minutos a horas, sistemas de protección, CAG, control coordinado de tensión, intervenciones del operador).

3.4 RESULTADOS DE SIMULACIONES

(a) Disparo de los 4 grupos de C.H. Huinco y luego la desconexión de la línea Pomacocha-San Juan 2T



(b) A las 14:15 horas del 20.02.2006 se registraron caídas de tensión en barras de Lima; en la S.E. Santa Rosa la tensión llegó a niveles de 200 kV.

Hora	SECUENCIA DE EVENTOS
13:42	Estando los 4 grupos de la central Huinco operando y generando en total 183 MVar, se coordinó disminuir la potencia reactiva del G-3 a cero.
13:49	El CC-EGEGEL informó que la unidad G-3 de la C.H. Huinco se encuentra con cero MVar.
13:53	El G-3 de la C.H. Huinco es puesto fuera de servicio. La tensión en la S.E. Santa Rosa disminuyó de 208,8 a 207,6 kV.
13:55	Se aprecia una tendencia de caída de tensión en barras de Lima. Se coordinó disminuir la generación de la C.H. Malpaso de 20 a 4 MW para controlar éste descenso.
14:15	La pendiente de caída de la tensión en las barras de Lima aumenta llegando a 1,2 kV/minuto, debido a incremento de la demanda en Lima cercano a 50 MW.
14:28	Luego de coordinar sincronizar el G-3 de la C.H. Huinco, éste ingresa a las 14:28 h. La tensión en Santa Rosa se estabiliza en 200 kV.
14:42	Se coordinó sincronizar la unidad UTI-6 de la C.T. Santa Rosa por regulación de tensión. Esta ingresa a las 14:26 h.

(b) A las 14:15 horas del 20.02.2006 se registraron caídas de tensión en barras de Lima; en la S.E. Santa Rosa la tensión llegó a niveles de 200 kV.

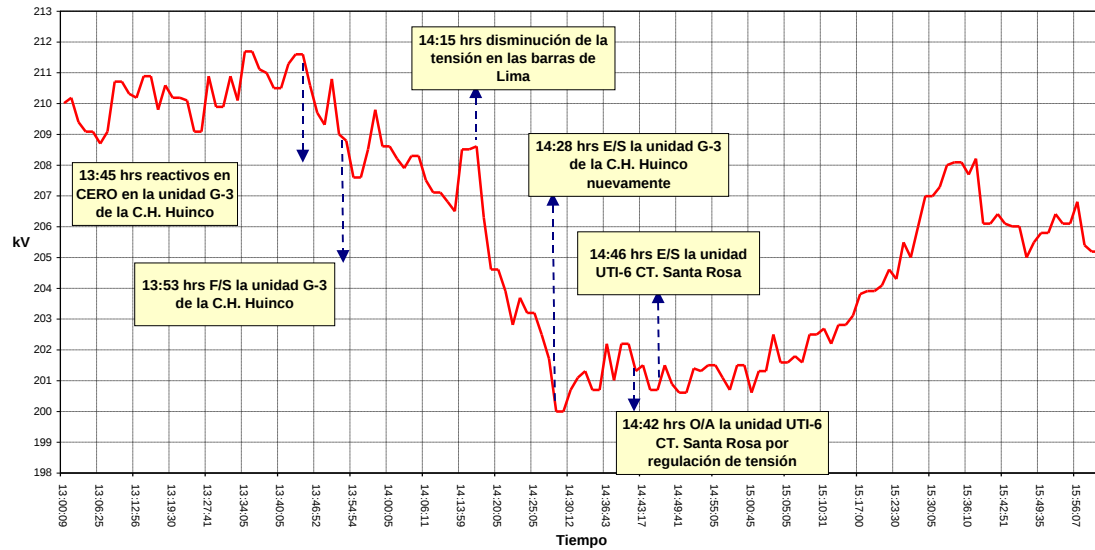
Hora	SECUENCIA DE EVENTOS
13:42	Estando los 4 grupos de la central Huinco operando y generando en total 183 MVar, se coordinó disminuir la potencia reactiva del G-3 a cero.
13:49	El CC-EGEGEL informó que la unidad G-3 de la C.H. Huinco se encuentra con cero MVar.
13:53	El G-3 de la C.H. Huinco es puesto fuera de servicio. La tensión en la S.E. Santa Rosa disminuyó de 208,8 a 207,6 kV.
13:55	Se aprecia una tendencia de caída de tensión en barras de Lima. Se coordinó disminuir la generación de la C.H. Malpaso de 20 a 4 MW para controlar éste descenso.
14:15	La pendiente de caída de la tensión en las barras de Lima aumenta llegando a 1,2 kV/minuto, debido a incremento de la demanda en Lima cercano a 50 MW.
14:28	Luego de coordinar sincronizar el G-3 de la C.H. Huinco, éste ingresa a las 14:28 h. La tensión en Santa Rosa se estabiliza en 200 kV.
14:42	Se coordinó sincronizar la unidad UTI-6 de la C.T. Santa Rosa por regulación de tensión. Esta ingresa a las 14:26 h.

Se aprecia que, antes de sacar fuera de servicio al grupo G-3 de la C.H. Huinco se procedió a disminuir su potencia reactiva a cero, esto provocó que los SVC de Lima pasaran a operar en su límite capacitivo. El otro efecto de la salida del G-3 de la C.H. Huinco es una disminución de la potencia de cortocircuito de las barras de Lima y por lo tanto una mayor sensibilidad (pendiente) de la tensión con respecto a los incrementos de carga.

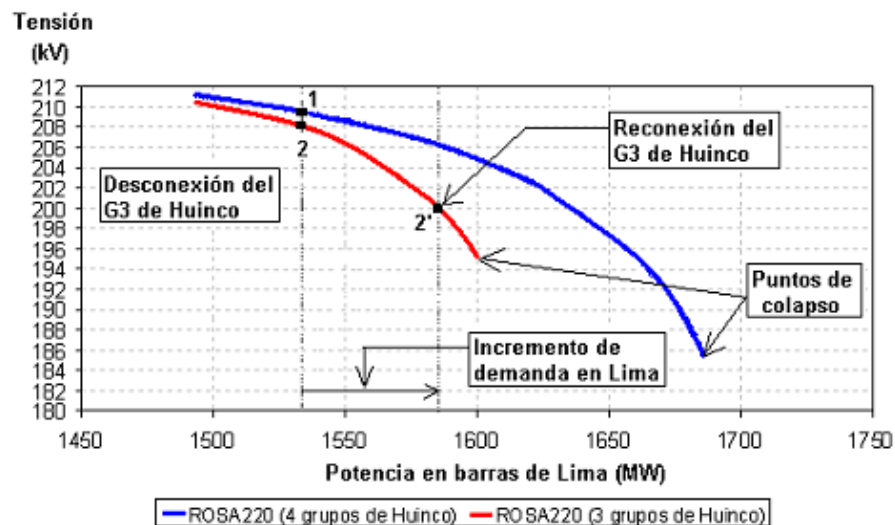
Como la carga de Lima creció aproximadamente 50 MW, ocasionando la caída de tensión registrada (Figura 1).

Luego, con el reingreso del G-3 de la C.H. Huinco y luego de la UTI-6 de la C.T. Santa Rosa se inició a la normalización de la tensión en Lima.

PERFIL DE TENSION EN S.E. SANTA ROSA



Comportamiento de la tensión en las barras de 220 kV de la S.E. Santa Rosa



4. ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA POR MINIMA TENSION DEL SEIN

De acuerdo a la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR) el COES debe realizar estudios y proponer esquemas de rechazo de carga para evitar inestabilidad angular y/o de tensión del sistema.

El ERACMT toma en cuenta la necesidad de evitar la ocurrencia de un colapso de tensión en la zona de Lima y Sur Medio.

Debido a las características particulares del fenómeno de colapso, no siempre la coordinación de las acciones correctivas manuales suele ser eficaz para evitar el colapso, por ello es deseable contar con este esquema de rechazo como una ultima línea de defensa para evitar el colapso.

4.1 Metodología de diseño del ERACMT

El ERACMT vigente mostrado ha sido verificado utilizando la siguiente metodología:

- (1) Estimación de la tensión de colapso en las barras de 220 kV de las subestaciones de carga de Lima (Chavarría, Santa Rosa, Balnearios y San Juan). Estos cálculos se han realizado para cuatro escenarios de generación en la condición de máxima demanda en avenida. Con los valores estimados de las tensiones de colapso se ha definido los umbrales de tensión del ERACMT.
- (2) Caracterización del comportamiento en estado estacionario de las tensiones de Lima, para estimar la sensibilidad de las tensiones en las barras de 220 kV de las subestaciones de carga de Lima, respecto de la potencia activa. De esta manera se ha estimado los cambios en las tensiones luego de eventuales rechazos de carga. Estas evaluaciones también se han realizado para los cuatro escenarios de generación.

Subestación	Etapa	Cargas a desconectar (*) (MW)	AJUSTES DE UMBRAL			
			1		2	
			Ajuste (**) (kV)	Retardo (s)	Ajuste (**) (kV)	Retardo (s)
Balnearios (LDS)	1	56,0	191,0	10,0	188,0	4,0
	2	37,0	191,0	24,0		
San Juan (LDS)	1	51,0	191,0	15,0	188,0	5,0
Santa Rosa (EDS)	1	40,0	191,0	10,0		
Chavarría (EDS)	1	55,0	191,0	20,0		
	2	61,0	191,0	25,0		
San Nicolás	1	10,0	12,8	9,0	12,4	2,00
	2	7,0	12,4	4,0	12,0	1,0

(*) Aguas abajo de las Subestación

(**) Medición de la tension en barras de 220 kV

(3) Caracterización del comportamiento de las tensiones en las barras de 220 kV de las subestaciones de carga de Lima, ante un determinado escenario que provoca un descenso sostenido de las tensiones y un acercamiento a las tensiones de umbral para la activación del ERACMT propuesto.

(4) Diseño y propuesta de modificación del ERACMT.

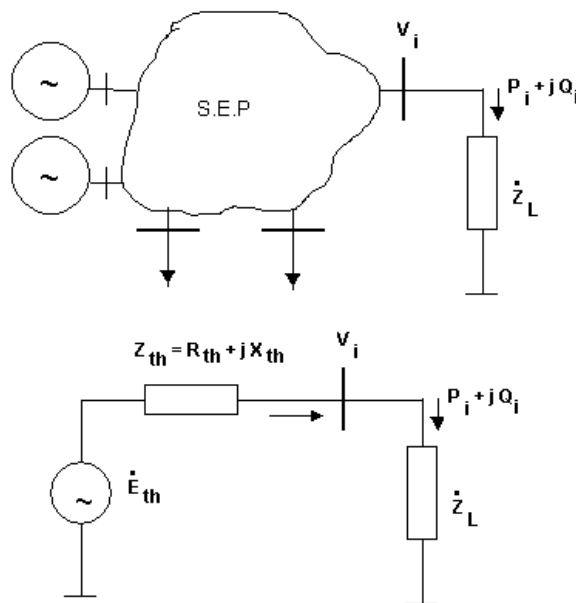
(5) Con el escenario de déficit de potencia reactiva en la zona de Lima y Sur Medio, se ha simulado eventos (desconexiones de líneas) que provocan la actuación del ERACMT y de esta manera verificar la operación del esquema propuesto ante condiciones extremas.

(6) Modificación de las especificaciones del ERACMT de modo que se mantengan tensiones post-falla apropiadas, que le ofrezcan al Coordinador del sistema un margen para operar el sistema.

4.3 Estimación de las tensiones de colapso

Las tensiones de colapso en las barras de 220 kV de las subestaciones de la zona de Lima en condiciones de máxima demanda en avenida para el año 2007, han sido estimadas utilizando un método simple de diagnóstico de la estabilidad de tensión en subestaciones de carga. El método se basa en la construcción de un equivalente Thevenin del SEIN visto desde la barra de carga.

Equivalente Thevenin visto desde la barra de carga V_i .



Suponiendo despreciable la parte resistiva de la impedancia Thevenin, para un punto de operación "i", las potencias activa y reactiva recibidas por la carga se expresan como:

$$P_i = \frac{E_{TH} V_i}{X_{TH}} \sin \delta_i \quad \text{y} \quad Q_i = \frac{E_{TH} V_i}{X_{TH}} \cos \delta_i - \frac{V_i^2}{X_{TH}}$$

Resolviendo estas dos ecuaciones para dos puntos de operación cercanos, se determina E_{TH} y X_{TH} .

La tensión en el punto de colapso se calcula para el punto de operación en el cual se cumple que las impedancias de la carga y la impedancia Thevenin son iguales, resultando la siguiente relación:

$$V_{PC} = \frac{E_{TH}}{\sqrt{2 * [1 + \sin(\phi)]}}$$

4.2.1 Estimación de las tensiones de colapso en el año 2006

Se ha considerado registros de SCADA correspondientes a las subestaciones Chavarría y San Juan, en fechas en que se ejecutaron rechazos manuales de carga por baja tensión en coordinación con Edelnor y Luz del Sur.

- 24 y 25 de abril: indisponibles C.T. Ventanilla, TG-7.
- 26 de abril: indisponibles C.T. Ventanilla, TG-7 y UT15.
- 08 de junio: indisponibles C.T. Ventanilla por falla, C.T. Santa Rosa y salieron de servicio CC.HH Yanango y Chimay por falla en línea Yanango-Pachachaca.

S.E. San Juan

Fecha	Hora	V (kV)	P (MW)	Q (MVAR)	V _{pc} (kV)
24-Abr-06	18:00	216.86	166.52	-90.08	175.3
	18:15	213.24	174.87	-65.13	
	18:30	209.75	180.46	-59.70	
25-Abr-06	18:00	217.65	167.94	-92.78	176.9
	18:15	211.20	169.70	-63.67	
	18:30	210.96	177.08	-58.30	
26-Abr-06	18:00	217.46	167.39	-78.09	168.8
	18:15	211.14	166.48	-64.54	
	18:30	197.45	169.71	-45.71	

S.E. Chavarría

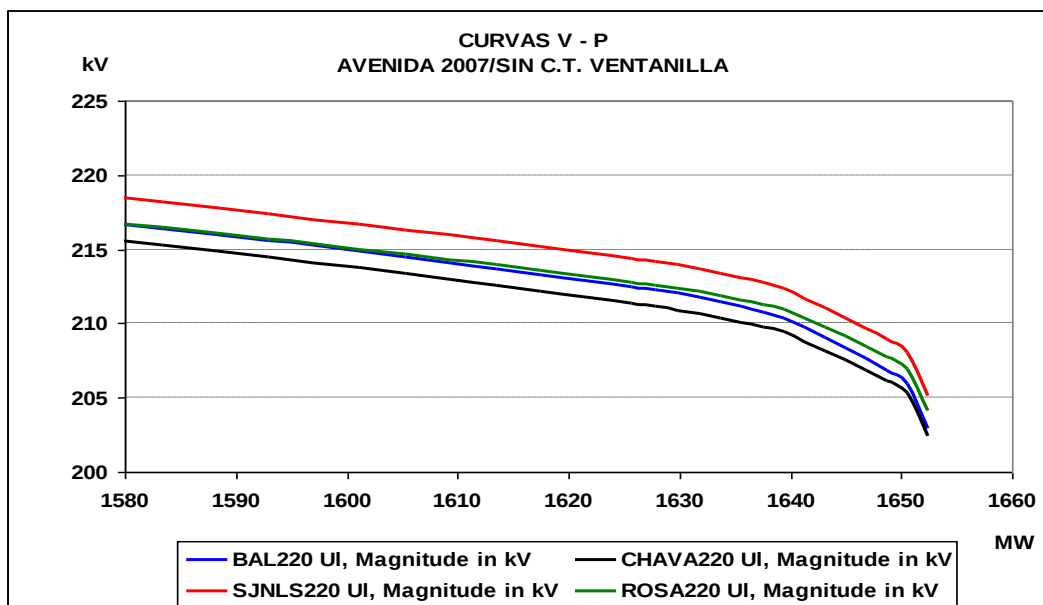
Fecha	Hora	V (kV)	P (MW)	Q (MVAR)	V _{pc} (kV)
26-Abr-06	18:03	214.71	532.01	198.24	170.2
	18:08	212.91	544.36	195.52	
	18:09	212.09	551.73	195.73	
08-Jun-06	18:00	209.00	555.43	150.00	182.5
	18:10	200.00	560.12	158.50	
	18:15	193.00	560.45	163.45	
	18:20	187.50	560.60	165.50	

4.3.2 Estimación de las tensiones de colapso en el año 2007

Se ha utilizado “registros de V, P, Q” obtenidos de simulaciones de estado estacionario, expresadas en curvas V-P de cada una de las barras de 220 kV de las subestaciones Chavarría, Santa Rosa, Balnearios y San Juan.

Se ha incrementado las potencias de las cargas (con F.P. constante) ubicadas aguas abajo de dichas SS.EE., respetando las capacidades de sus transformadores de suministro y los límites reactivos de las centrales de generación.

- Caso base: máxima demanda en avenida del 2007, que considera ingreso de nueva C.T. Chilca (Enersur) con 175 MW.
- Escenario sin C.T. Ventanilla.
- Escenario sin C.T. Chilca (Enersur)
- Escenario sin C.T. Santa Rosa



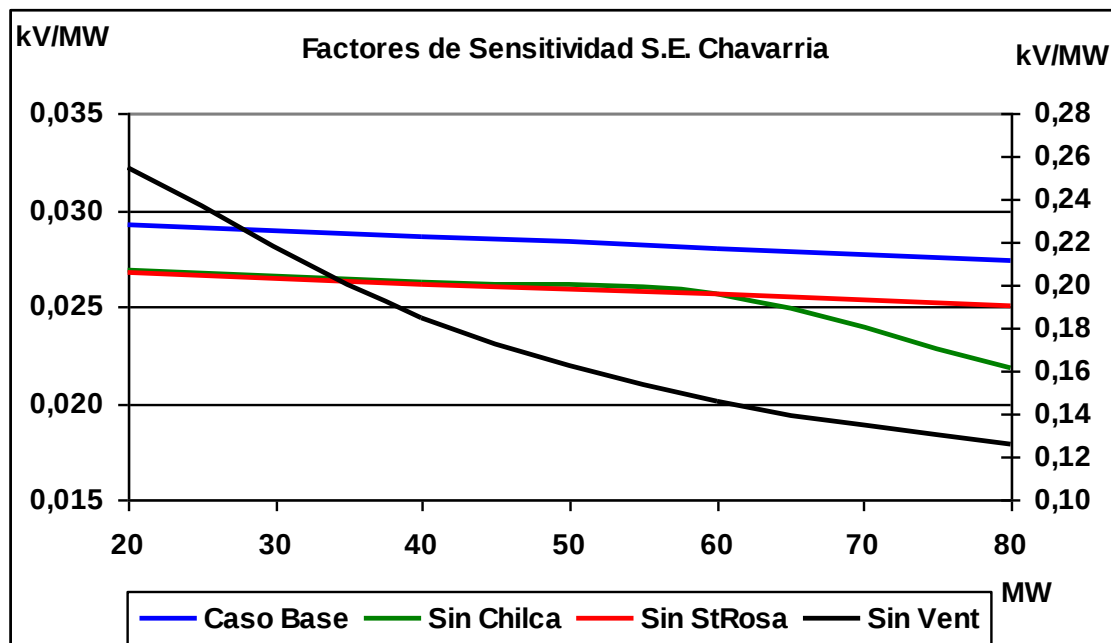
Escenario	Tension de Colapso Vc (kV)			
	Balnearios	Chavarría	Santa Rosa	San Juan
Caso Base	174	169	177	164
Sin CT Ventanilla	183	175	183	168
Sin CT Chilca I	183	167	178	166
Sin CT S. Rosa	173	164	175	161
V c_max	183	175	183	168
Vc_min	173	164	175	161

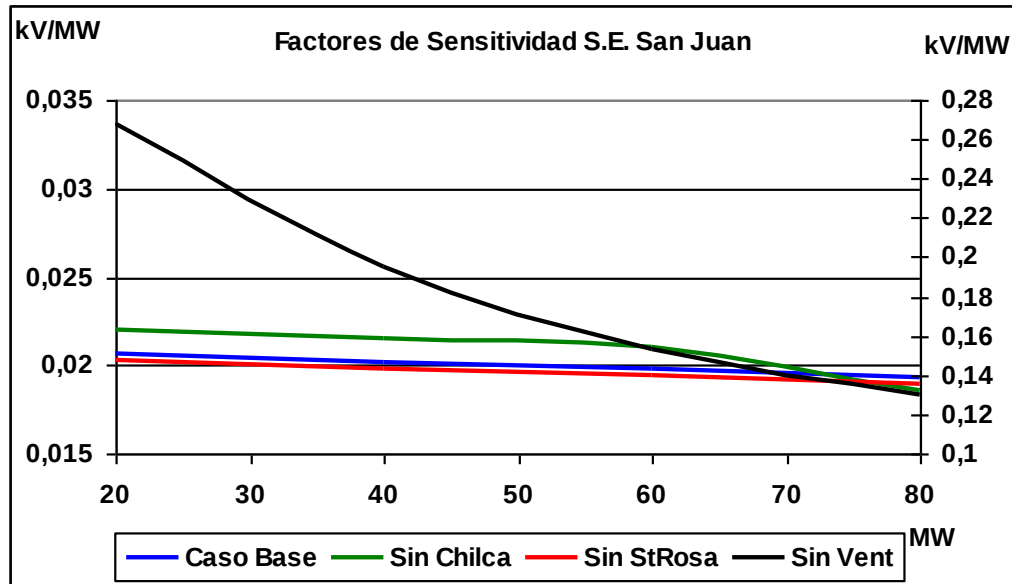
4.4 Sensibilidad de las tensiones en Lima frente a cambios en la potencia activa

Se ha calculado factores de sensibilidad para estimar la variación de la tensión en las barras de 220 kV de la zona de Lima ante eventuales rechazos de carga. El factor de sensibilidad ($F_{Sp} = \Delta V / \Delta P$) de una determinada barra se utiliza para estimar la potencia a rechazar para obtener una variación de tensión determinada.

Los factores de sensibilidad han sido calculados para los cuatro escenarios mencionados, simulando rechazos de carga de 20, 40, 60 y 80 MW, distribuidos proporcionalmente en las cargas ubicadas aguas abajo de las subestaciones de Chavarría, Santa Rosa, Balnearios y San Juan, y se ha determinado las variaciones de tensión que estos rechazos provocan en dichas barras.

Sensibilidad de las tensiones en Lima frente a cambios en la potencia activa





VII. CONCLUSIONES.

- ➡ El Esquema de Rechazo Automático de Carga por subfrecuencia propuesto para el SEIN ha demostrado un comportamiento aceptable en todas las simulaciones efectuadas, ya sea en términos de la carga desconectada así como en la recuperación de la frecuencia, buscando en lo posible que el SEIN se mantenga completamente unido.
- ➡ El esquema propuesto se ha implementado en este estudio sólo a modo de ejemplo para verificar el desempeño del mismo. Los detalles de la desagregación de cargas en los escenarios utilizados y aquellas demandas que se han puesto bajo los relés de corte, no tienen más significado que permitir que los estudios puedan ser reproducidos por terceros.
- ➡ Las demandas por agente/empresa bajo los relés de subfrecuencia descritas en el informe 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 mismo. 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 de carga por subfrecuencia.

- ➡ Se sugiere la creación de un “Mercado de Cortes”, tal que permita a las empresas del sistema la libertad de contratar los cortes sobre otras empresas y alcanzar los porcentajes indicados. Esto permitirá contemplar las características especiales de algunos procesos de producción, la composición de la demanda en bloques indivisibles (grandes motores, etc.) o diversas modalidades de contratos de suministro.
- ➡ En las perturbaciones de mayor envergadura el esquema ha demostrado la selectividad de los alivios de carga por derivada de frecuencia, que han permitido un buen recupero de la frecuencia y que, por el carácter de la distribución propuesta para ellos (el área del Centro anticipa los cortes), han evitado el desmembramiento del SEIN. La anticipación de cortes en el área Centro es una manera de evitar consecuencias más graves, puesto que la separación del sistema se produce siempre que el área Norte es exportadora, provocando que ante la separación, en el área Norte, se deba rechazar generación para controlar la sobrefrecuencia, y en el área Centro, se deba cortar carga adicional para compensar el déficit provocado por la separación.
- ➡ Se ha observado también en algunas simulaciones la necesidad de disponer de una reserva de generación no solamente mayor, sino también mejor distribuida en el SEIN, de manera que contribuya más eficazmente al recupero rápido de la frecuencia respecto del valor nominal. En el ámbito de este proyecto no se ha efectuado una sensibilidad de la respuesta del SEIN con la variación del monto y la ubicación de la reserva, los estudios han considerado el despacho de la reserva rotante tal como se hace en la actualidad, pues es un dato del problema.
- ➡ La desconexión de cargas muy significativas, pone en riesgo el control de tensiones en las barras de carga del sistema. Es por ello que el esquema de alivios de carga por subfrecuencia

se ha complementado con una adecuada desconexión de los elementos compensadores así como la desconexión de 1 de las líneas en UHV para los circuitos dobles de 220 kV en el área SUR. Para el caso particular en que los bancos de compensación pertenecen a filtros de armónicos sintonizados, se pueden dejar fuera del esquema sin que esto cambie la naturaleza de la respuesta global.

- ➡ Se han presentado para el esquema de corte de carga por subfrecuencia algunos casos de sobredesconexión que se retienen en la norma, teniendo en cuenta que: el esquema en general es proclive a desconectar en exceso o en defecto un escalón más del previsto debido a la característica discreta de los mismos, y también a que una parte de la carga, debido a grandes motores, es de tipo discreta. No obstante ello, el corte por defecto es parcialmente compensado por la etapa de restitución.
- ➡ En el esquema de corte por subfrecuencia se ha propuesto una etapa de restitución. El tiempo máximo para la desconexión se ha hipotizado compatible con el tiempo tolerado por los generadores para operar a frecuencias bajas, en particular 58.41 Hz. El umbral de frecuencia a la cual debe restituirse se ha fijado en 59.7 Hz, este umbral podría ser menor sin que esto afecte el comportamiento del resto del esquema.
- ➡ El esquema de rechazo de carga por subfrecuencia propone una desconexión total del 48% de la demanda del SEIN, menor respecto al corte del esquema actual que es del 60%, esta disminución es factible por la distribución en los cortes por gradiente y por el soporte en la selectividad que ofrece el control del perfil de tensión a través de la desconexión de la compensación shunt.
- ➡ El esquema de rechazo de carga por subfrecuencia propuesto es de implementación inmediata sin necesidad aparente de inversiones adicionales, ya que los escalones de cortes por umbral son 7 como los del esquema actual, mientras que el número de las etapas de corte por

gradiente es menor que la del esquema actual, por lo tanto parte de estos relés pueden ser utilizados en el esquema de desconexión de la compensación shunt.

- ➡ Por último, el esquema de cortes por subfrecuencia no contempla la activación de los esquemas de reposición automática de la carga cortada.
- ➡ El esquema de control de subtensión ha demostrado ser satisfactorio para mantener el control de las tensiones en Lima ante las contingencias simples y dobles en las ramas pertenecientes a los corredores que colectan la producción de Mantaro, Yanango, etc., y la producción proveniente del Sur. El esquema ha sido probado también ante un incremento de carga en la zona Centro con insuficiencia de medios de compensación de potencia reactiva, y demostró mantener bajo control la tensión en la zona de Lima.
- ➡ La implementación del esquema de control en una primera fase se ha propuesto en modo simple y eficaz, esto es, desconectando demanda en bloques a partir de las características topológicas actuales del sistema del Perú. En una segunda etapa y contando con inversiones en comunicaciones, podrían hacerse desconexiones más selectivas mediante interdisparos a los alimentadores de menor tensión a partir de las señales obtenidas en 220 kV.
- ➡ El esquema por sobrefrecuencia propuesto presenta una buena selectividad ante todo tipo de desequilibrios entre la carga y la generación. Este esquema se ha basado en relés ajustados por umbral y por gradiente de frecuencia. Para el área Sur los rechazos de generación se han coordinado con el accionamiento del dispositivo fast-valving de la central térmica de ILO2. En el área Norte el esquema contempla los diversos subsistemas factibles de formarse.
- ➡ El desmembramiento del SEIN en áreas, como consecuencia de eventos muy significativos (por ejemplo la salida de servicio de la SE a 220kV de Campo Armiño), debe dar intervención a lo que se conoce como Plan de Defensa, el cual está constituido por un número de acciones específicas destinadas a restaurar el equilibrio rápidamente para evitar el colapso del área, y

donde los montos de desconexión de demanda o generación son especialmente calculados para estas condiciones de emergencia.

VIII. RECOMENDACIONES.

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

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

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

Se recomienda la evaluación del costo de Energía No Suministrada en el sistema, para contemplar las evaluaciones pertinentes entre la mayor contribución de la reserva rotante y la ejecución de obras de ampliación versus el costo de falla del sistema. Estas evaluaciones podrían dar lugar a tomar como referencia los índices actuales del sistema en cuanto a la probabilidad de pérdida de carga, etc., y evaluar las mejoras propuestas en base a la menor pérdida de carga esperada con las obras.

Definir un conjunto de criterios de desempeño acordes a la estructura actual del sistema eléctrico del SEIN, que servirá de base para evaluar los límites de operación del sistema para satisfacerlo.

Con estudios de estado estacionario y de estabilidad transitoria deben determinarse los límites de transporte en las líneas troncales del sistema de transmisión, considerando el modelo actual del sistema eléctrico empleado en los estudios, y un conjunto provisorio de criterios de desempeño. La determinación de estos límites permitirá poner de relieve las restricciones del sistema y aquellos agentes que estarían sujetos a tales restricciones, sucesivamente proponer las acciones correctivas específicas que contribuirán a mejorar la calidad del servicio en general, manteniendo los criterios de desempeño establecidos como referencia.

Con estudios complementarios de estabilidad permanente y transitoria se deben:

- ➡ calibrar en modo adecuado los PSS (Power System Stabilizer) para el control de la amortiguación de las oscilaciones electromecánicas, puesto que evitarán la desconexión indebida de cargas por subfrecuencia ante eventos severos e incrementarán los límites transitorios de intercambios entre áreas.
- ➡ Poner a punto los sistemas de regulación de la tensión y de los reguladores de velocidad que pueden tener una influencia ya sea en el control de la pérdida de paso de los generadores en condiciones críticas, o sobre la re-sincronización de los mismos en el caso que hayan perdido el paso.
- ➡ Realizar un plan de ensayos en el sistema para validar el modelo de estudios, con el objeto de mejorar la representación para ulteriores estudios de planificación y establecer nuevos criterios de desempeño ajustados a las respuestas obtenidas en los ensayos.

Mejorar 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.

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

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

IX. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Informe Final Estudio de Rechazo de Carga/Generación del SEIN año 2003, CESI, Febrero 2003.
- [2] Informe Final Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN año 2005, ISA, Septiembre 2004.
- [3] Informe Final Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN año 2006, COES, Septiembre 2004.
- [4] Informe Final Pruebas Dinámicas para la Regulación de Frecuencia de las Unidades de Generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, CESI, Julio 2005.

- [5] "Protection of Steam Turbine Generators During Abnormal Frequency Conditions", J. Berdy, P.G. Brown, Electric Utility Engineering and L.E. Goff, Switchgear Engineering, General Electric Company, Georgia Tech. Protective Relaying Conference, 1974.
- [4] Informe Final Pruebas Dinámicas para la Regulación de Frecuencia de las Unidades de Generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, CESI, Julio 2005.
- [6] INFORME TECNICO COES-SINAC/DEV, "Evaluación de la Regulación Primaria de Frecuencia", Julio, 2006.
- [7] "Voltage and Reactive Power for Planning and Operation", H. Clark, Seminario, Portland, Oregon, julio, 2006.