

CAPITULO5. ESTABILIDAD DE TENSION

Aplicación: Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Tensión

1. 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:

- a) La asociada al ángulo de los rotores.
- b) La que se explica por el comportamiento de la tensión.
- c) La estabilidad de la frecuencia

ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

2.1 DEFINICIONES Y CONCEPTOS

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.

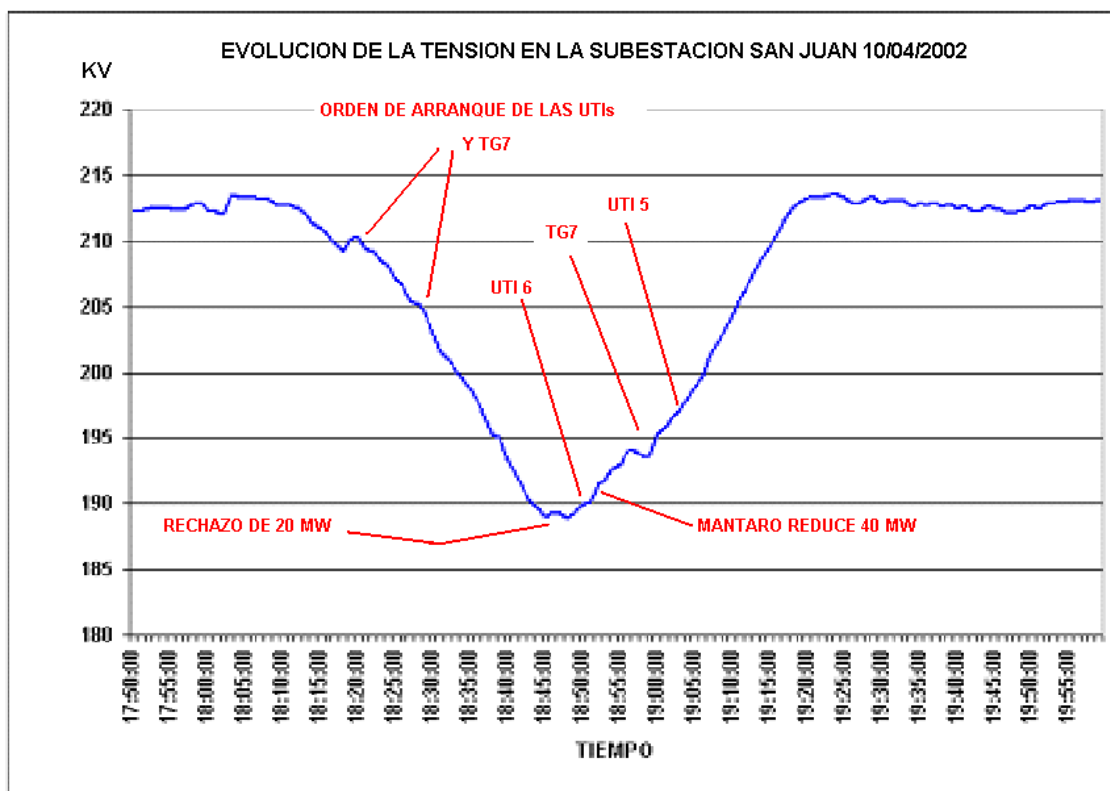
(2) El factor principal causante de la inestabilidad es la incapacidad del SEP para satisfacer la demanda de potencia reactiva. El centro del problema es usualmente la caída de tensión que ocurre cuando la potencia activa y reactiva fluyen a través de la reactancia inductiva asociada con la red transmisión [1].

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.

2.2 EVIDENCIAS DEL FENOMENO

(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.

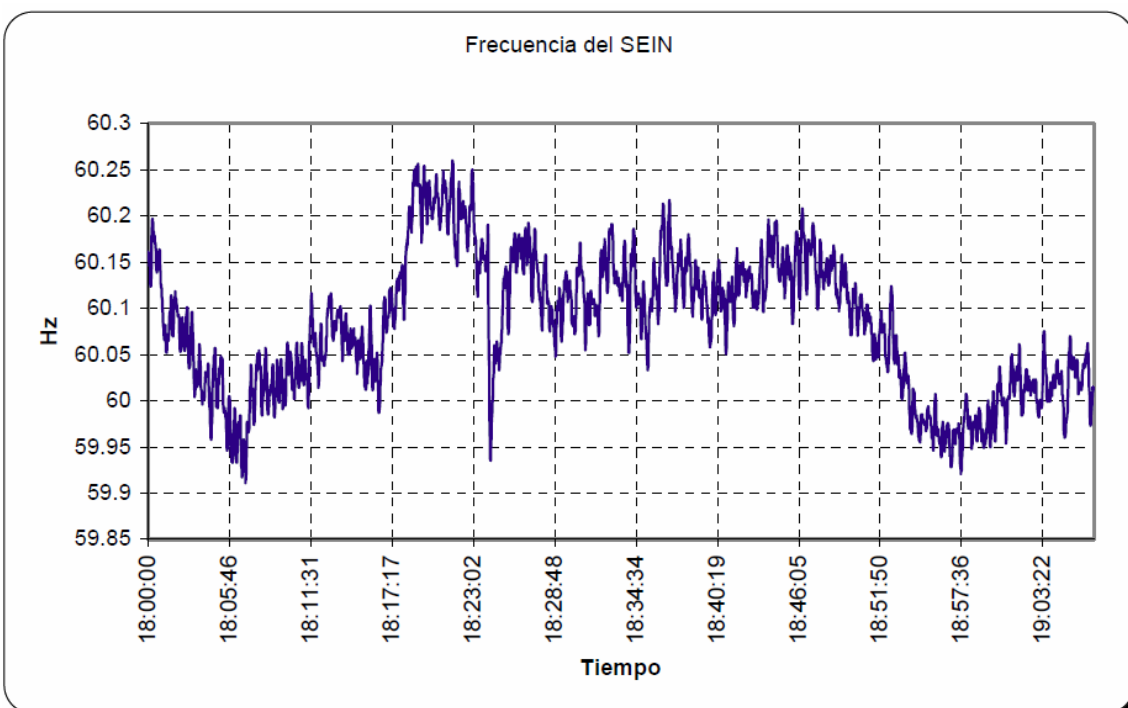
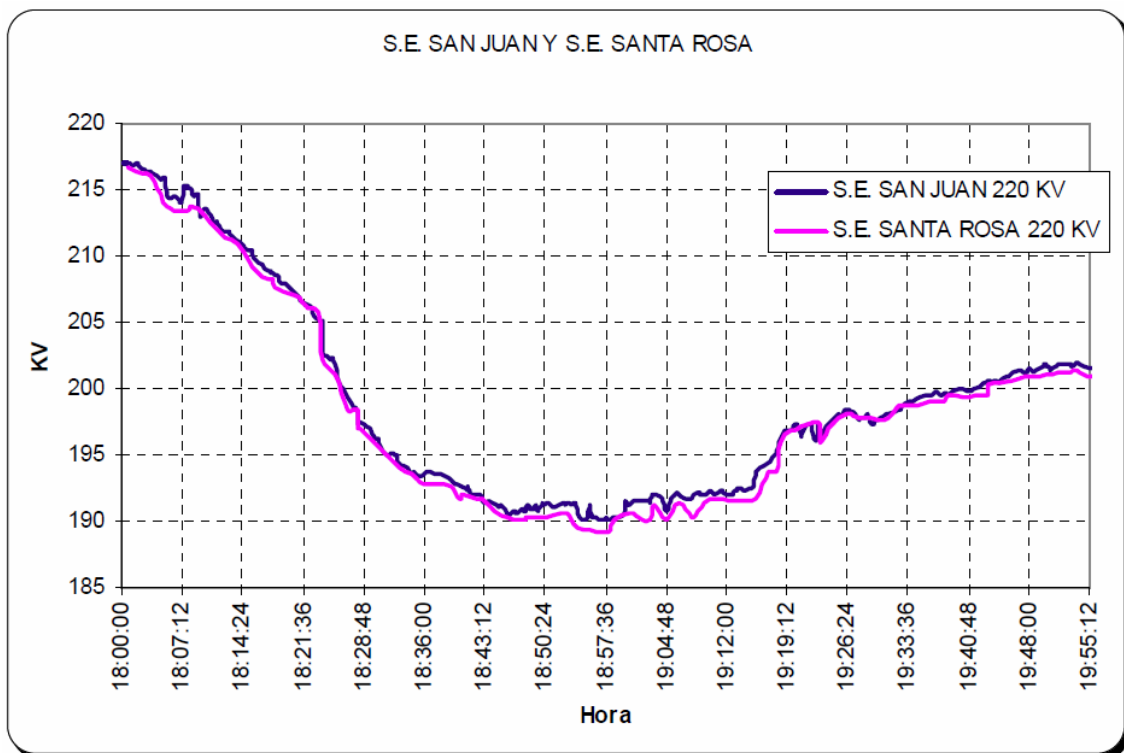
A las 18:06 h CCCO coordinó con Luz del Sur y Edelnor realizar rechazo de carga manual de 10 MW por empresa, por disminucion de la tensión en barras de 220 kV de las subestaciones San Juan, Balnearios, Santa Rosa y Chavarría.

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

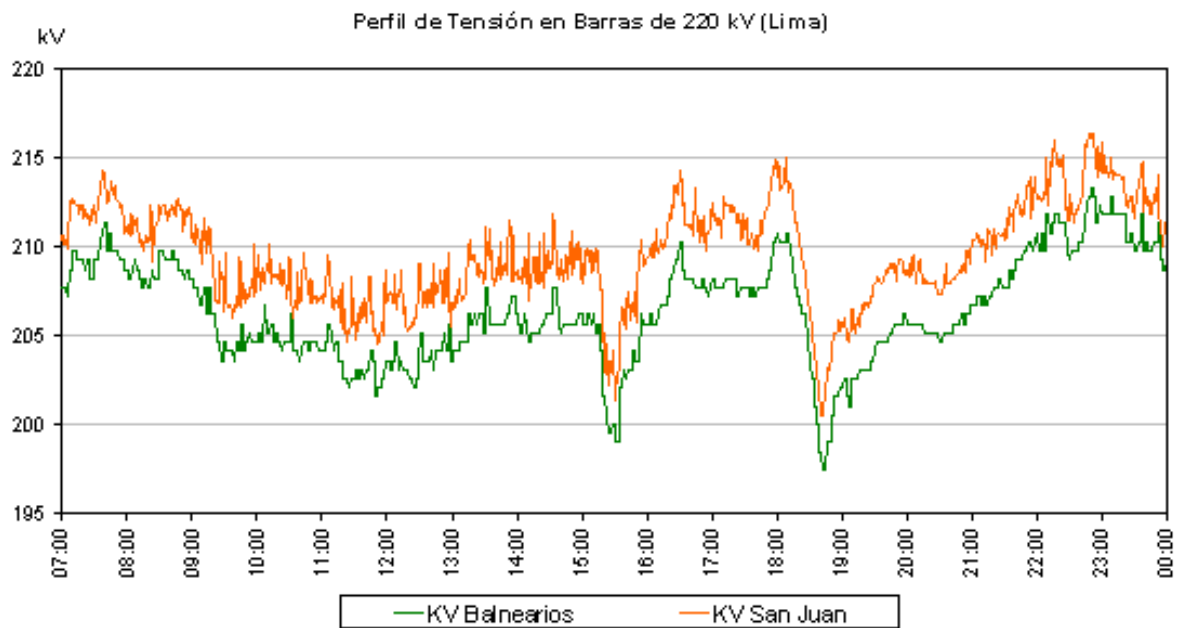
A las 18:17 h CCCO se supero impase con EDN y se coordinó el rechazo de 10 MW.

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 Bañeros 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 Bañeros 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 Bañeros, 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:

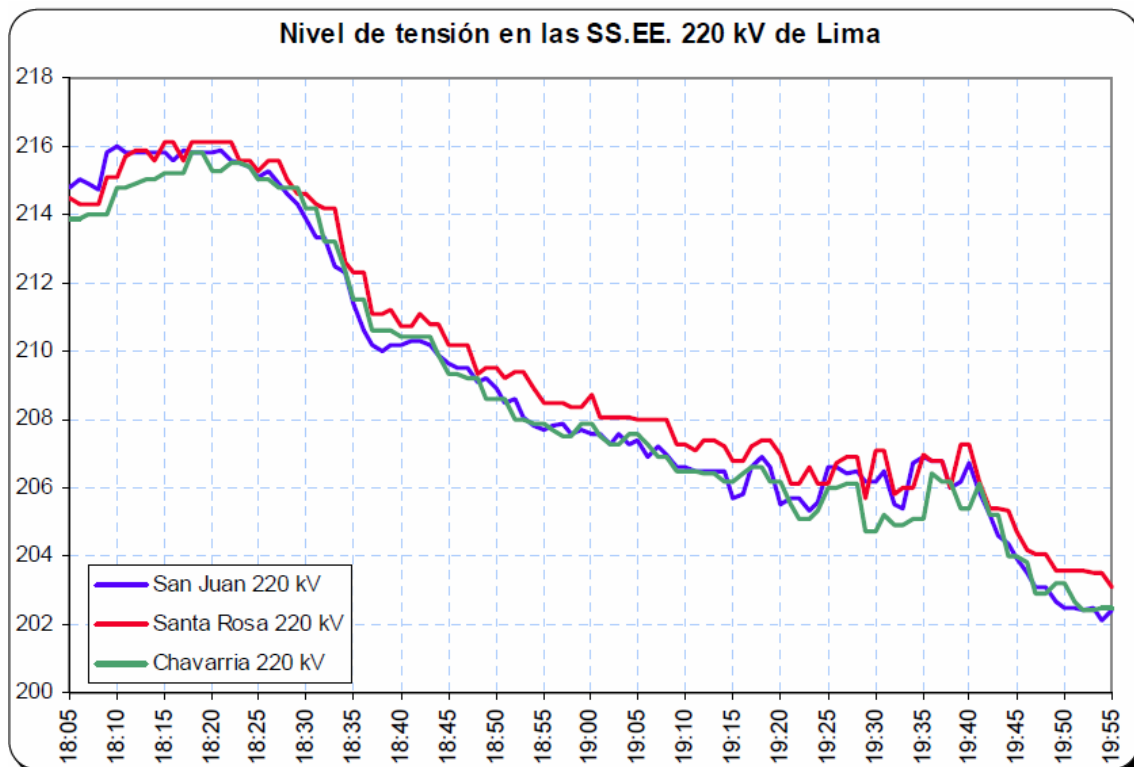
En la operación en tiempo real realizar el seguimiento del aporte de los SVCs de las subestaciones Chavarría y Balnearios, a fin de que sirva como referencia antes de reducir la generación activa y reactiva de la C.H. Huinco por regulación de frecuencia, ya que en un escenario en donde los SVCs están 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.

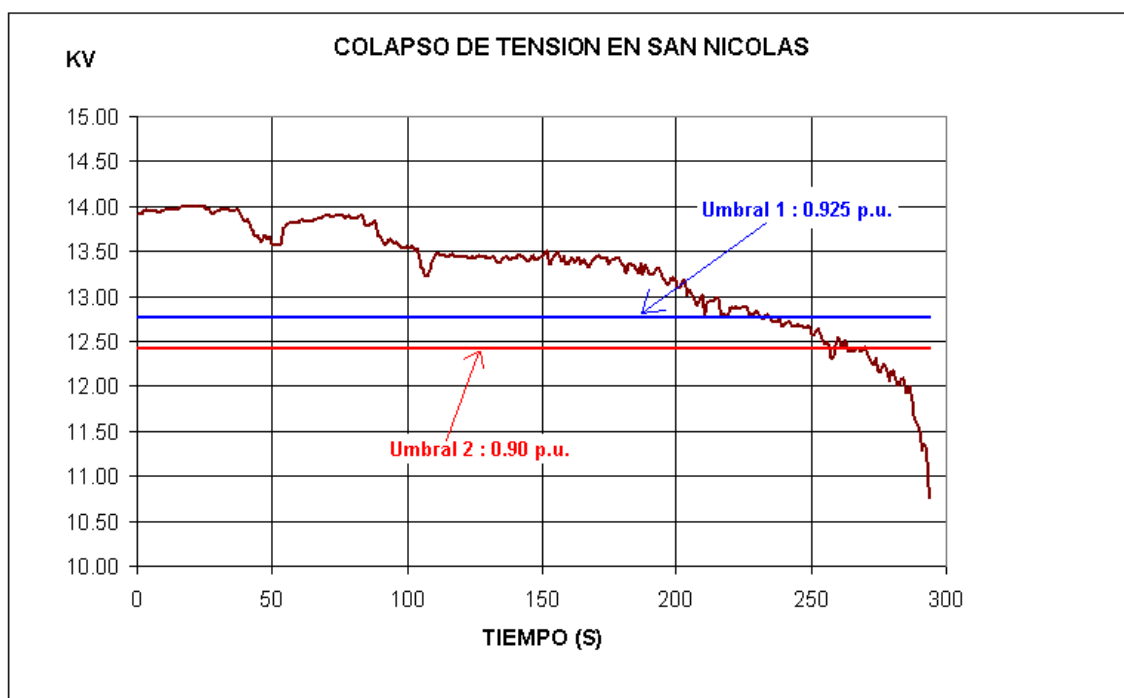
(d) Deficit de potencia reactiva en el área de Lima el 09.03.2006 por falla imprevista de la unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa a las 13:39 h.

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)

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 realizó 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. °	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 Paita2	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 Poechos	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.

Restablecimiento de la carga via la operación de transformadores con cambiadores de tomas bajo carga (ULTC).

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).

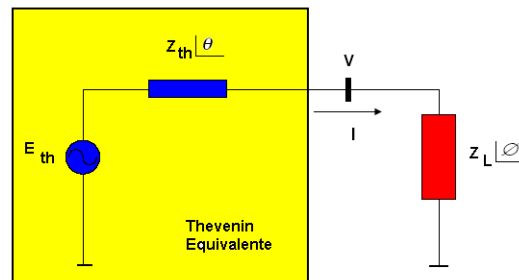


Figura 1. Equivalente en una barra de carga del sistema.

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.

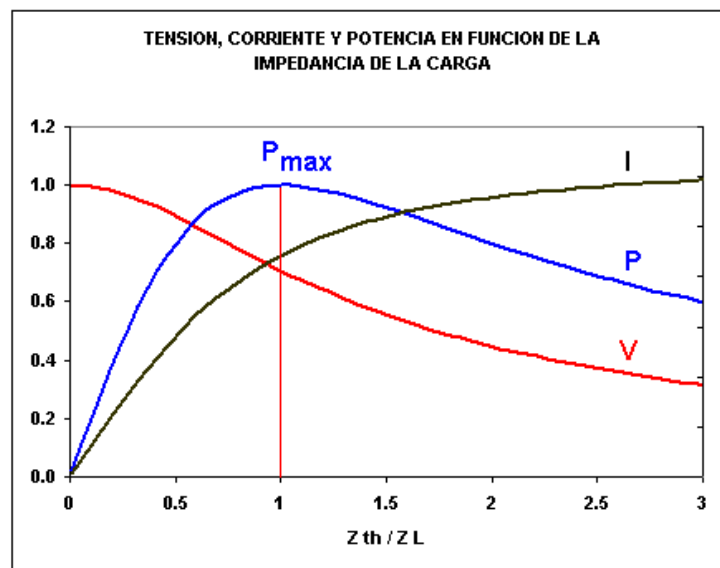


Figura 2. Comportamiento con carga variable a factor de potencia constante

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.

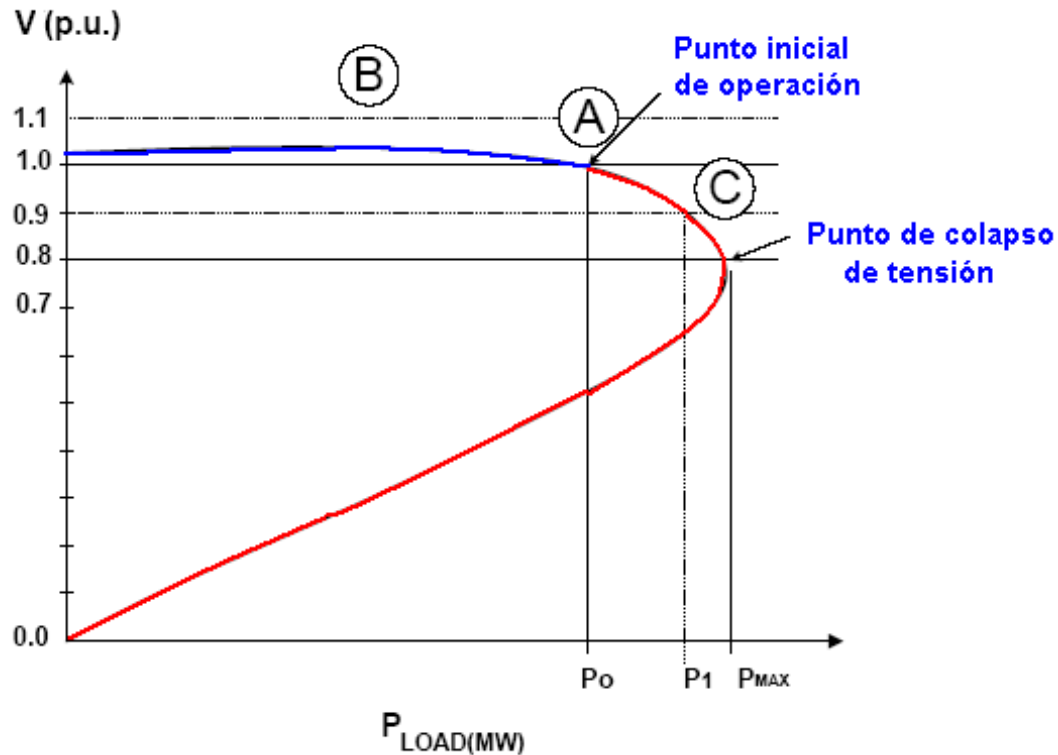


Figura 3. Curva típica P - V

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.

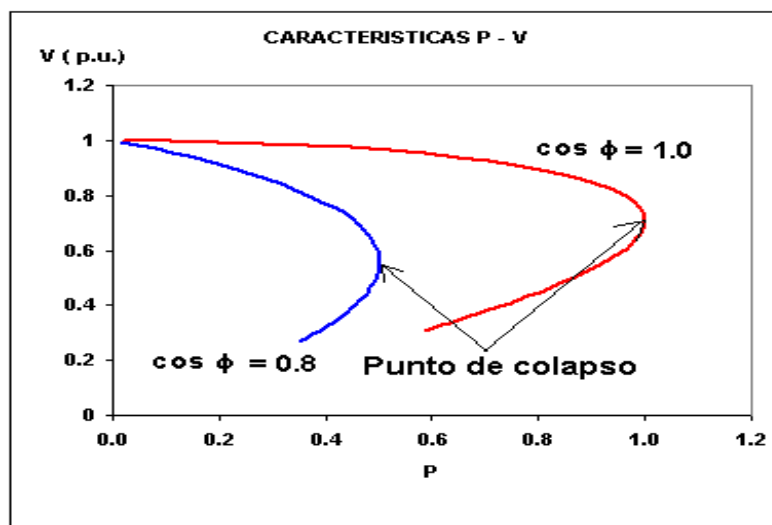


Figura 4. Comportamiento de la tensión en función de la potencia

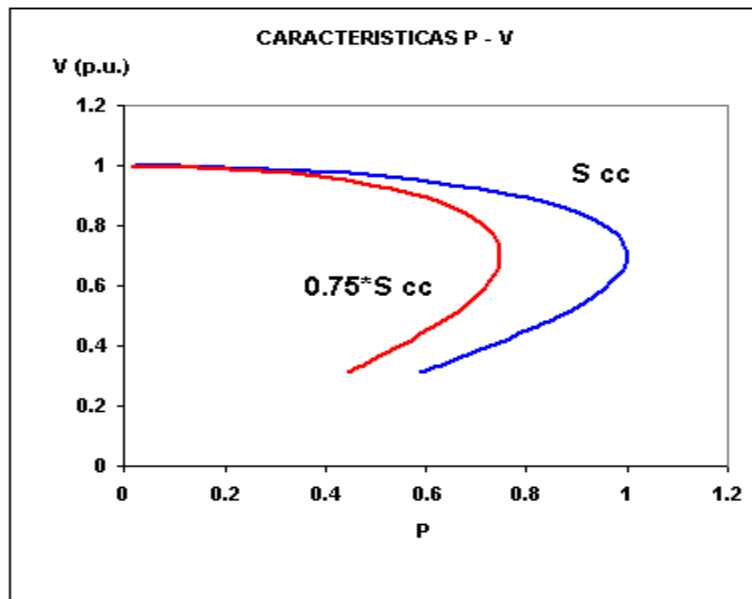


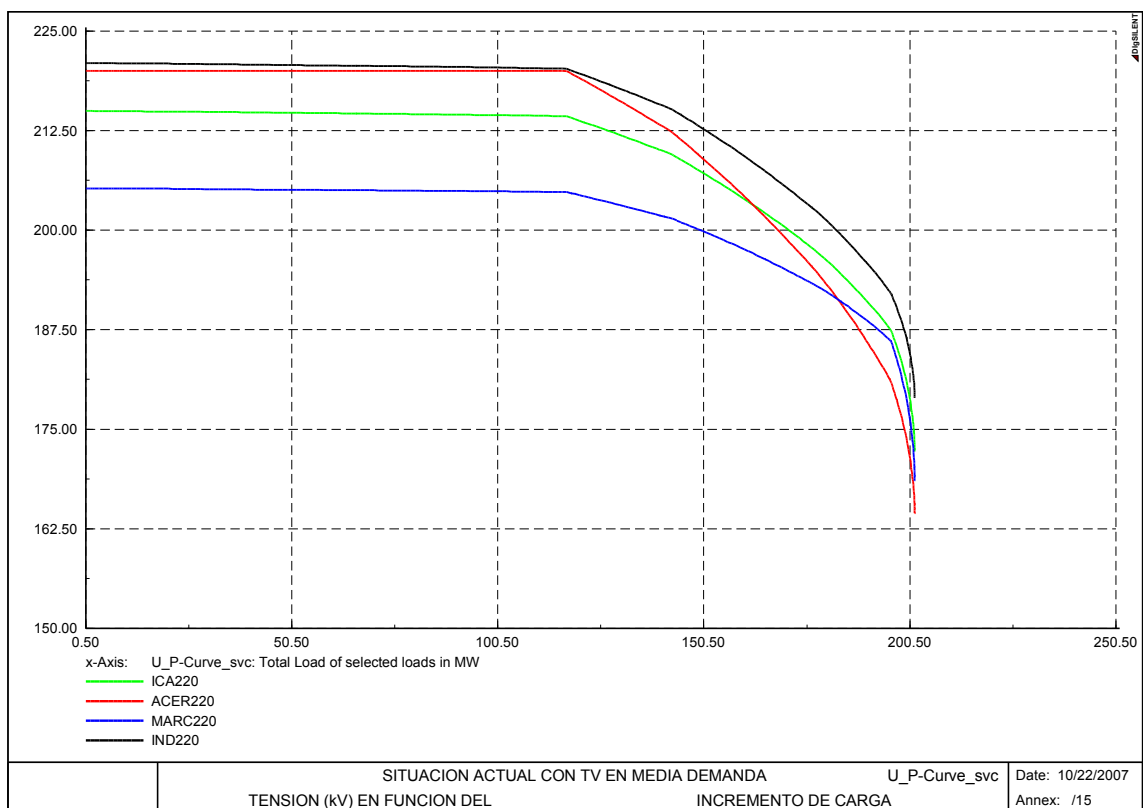
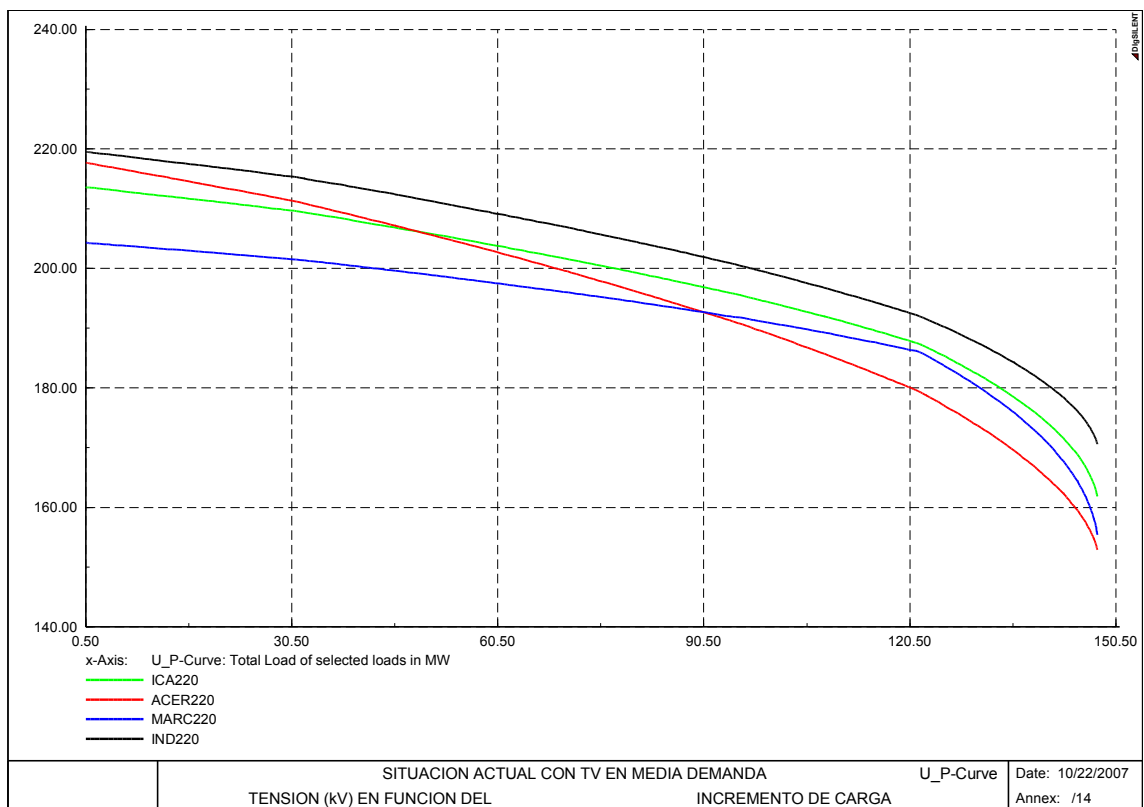
Figura 5. Comportamiento de la tensión en función de la potencia

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)



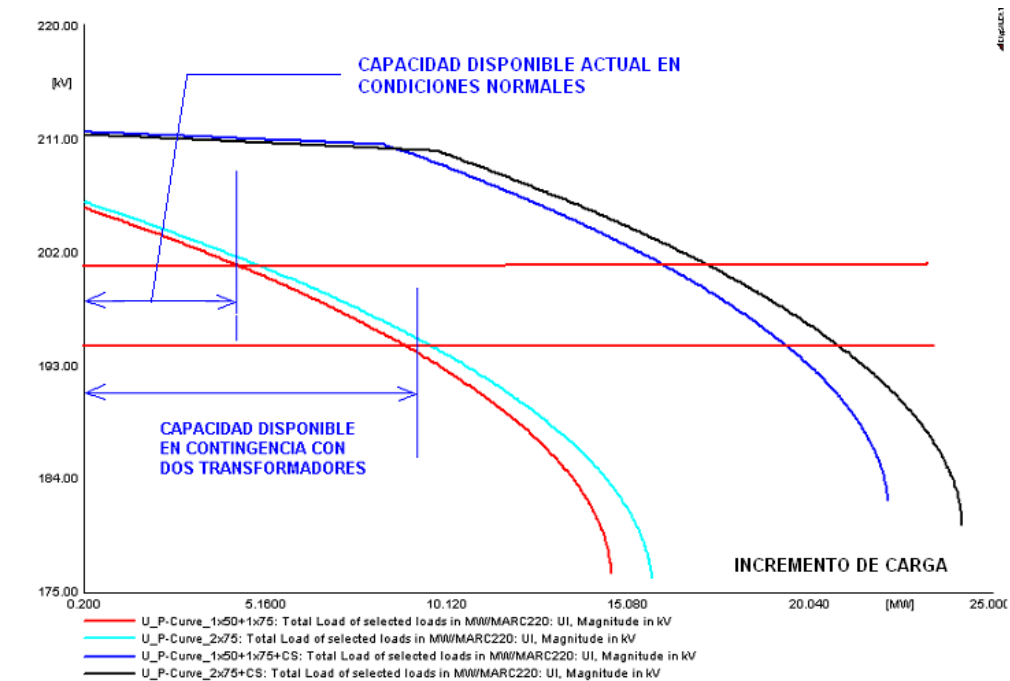
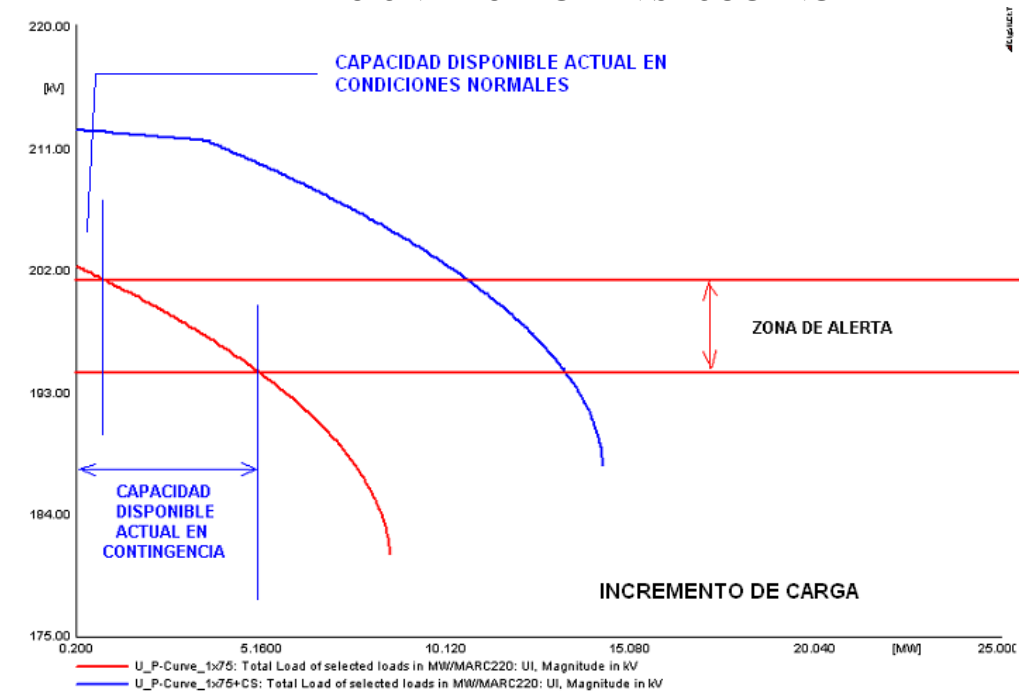
CONCLUSIONES:

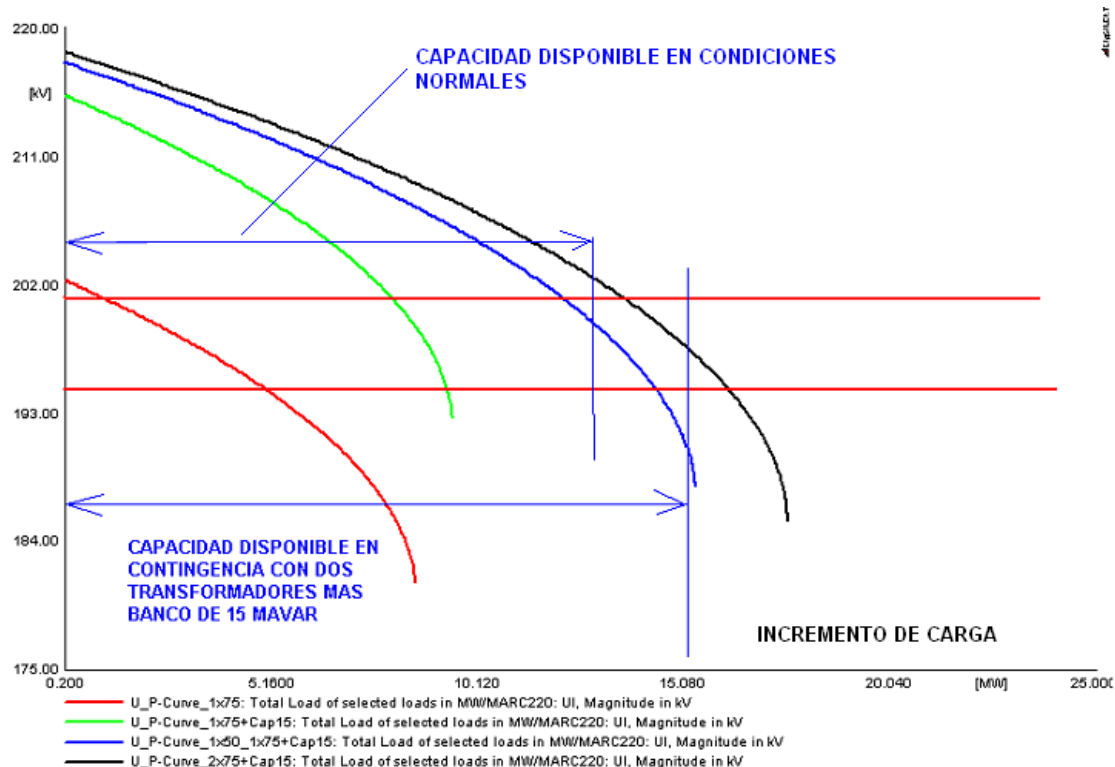
Es factible la ejecución del proyecto de ampliación de potencia de la Planta Aceros Arequipa a 120 MW si se instala el SVC de 170 MVar.

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





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 esta por debajo del eje horizontal, la barra o el sistema tiene un margen de potencia reactiva (margen de estabilidad de tensión).

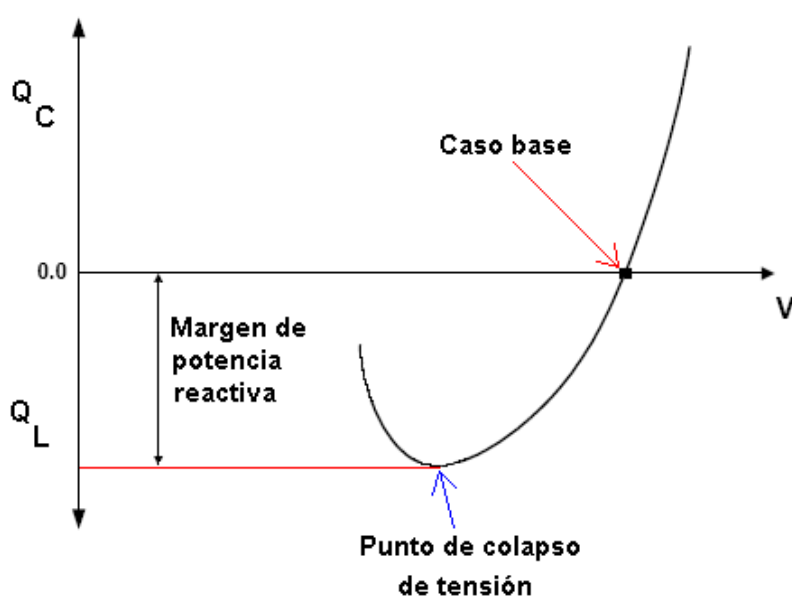


Figura 6. Curva típica V – Q

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.

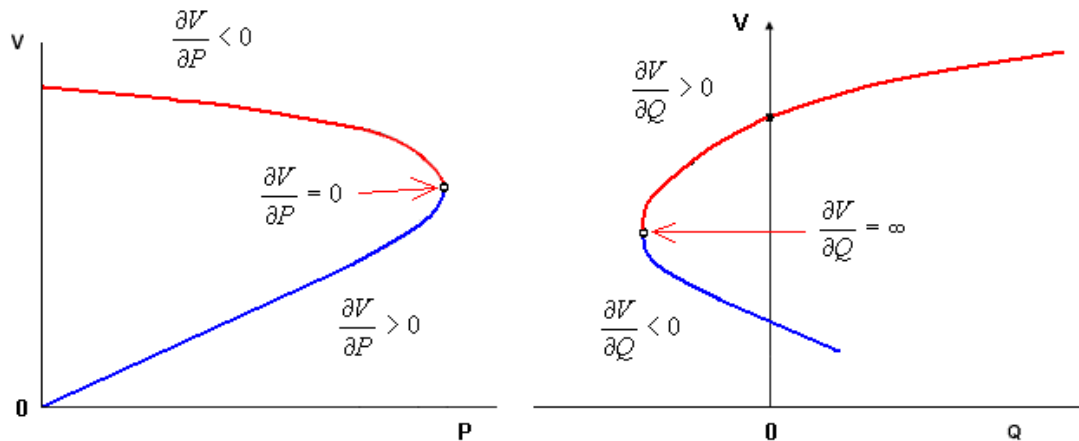


Figura 7. Factores de sensibilidad

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 [2,3].

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

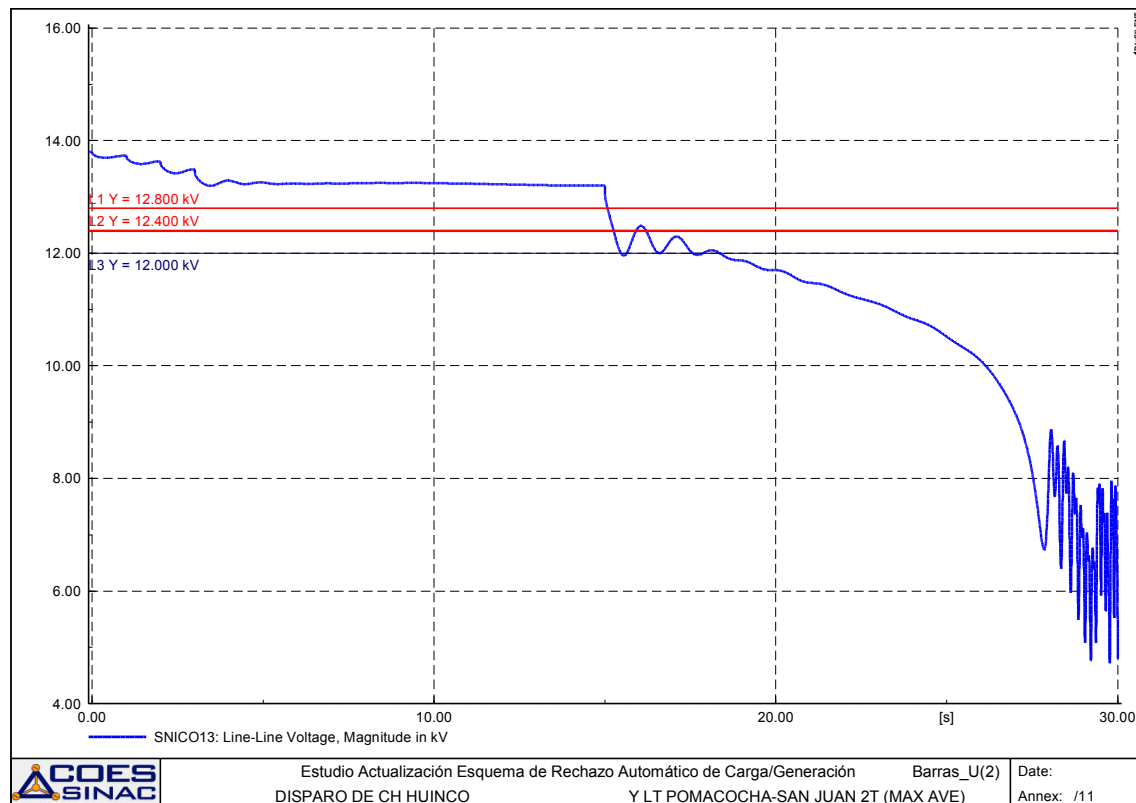
Estáticos, basados en las ecuaciones de flujo de potencia y del análisis de las características P- V y Q - V.

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

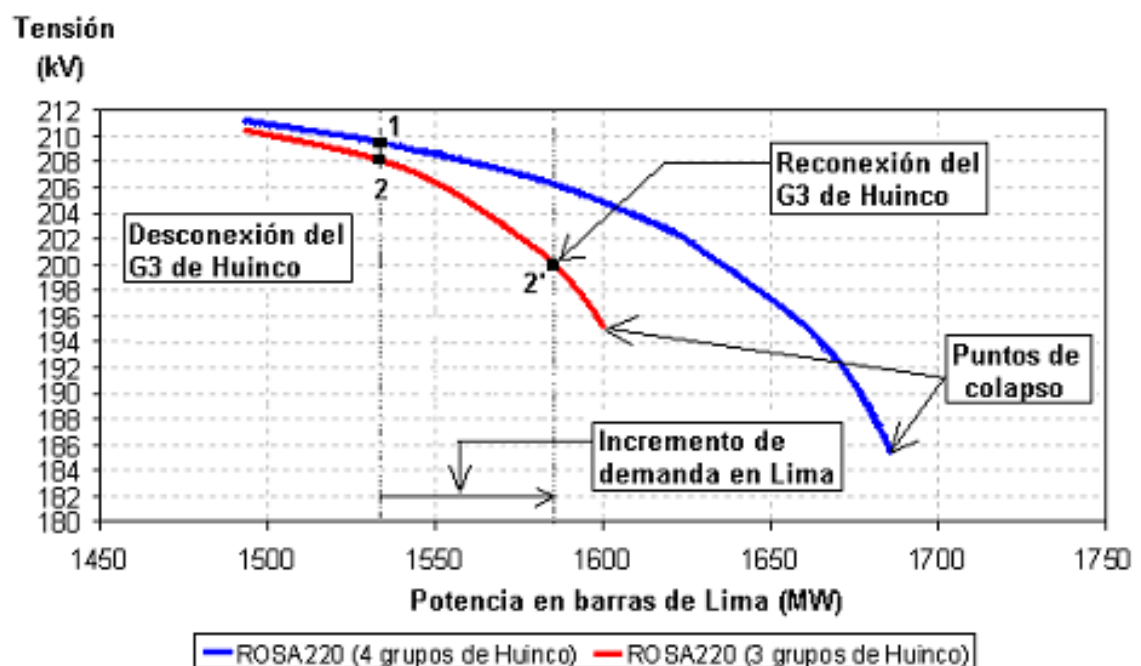
pasaran a operar en su límite capacitivo. El otro efecto de la salida del G-3 de la C.H. Huinco es una disminución de la potencia de cortocircuito de las barras de Lima y por lo tanto una mayor sensibilidad (pendiente) de la tensión con respecto a los incrementos de carga.

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.



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 Esquema Vigente de RACMT

4.2 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

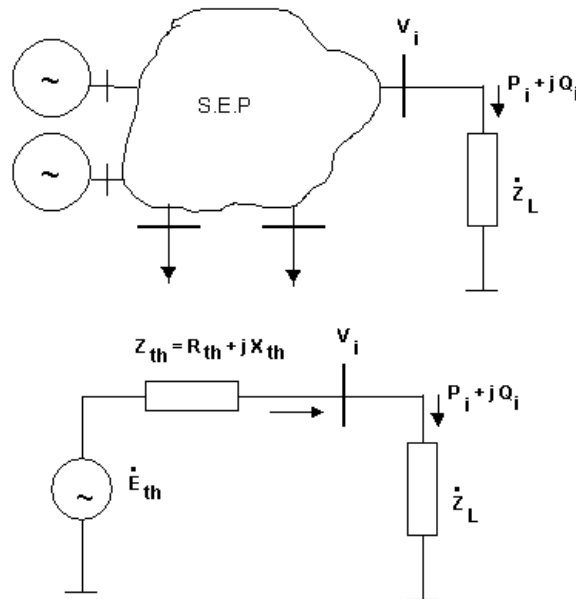
(3) Caracterización del comportamiento de las tensiones en las barras de 220 kV de las subestaciones de carga de Lima, ante un determinado escenario que provoca un descenso sostenido de las tensiones y un acercamiento a las tensiones de umbral para la activación del ERACMT propuesto.

- (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:

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

4.3.1 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 UTI5.
- 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 Jua

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

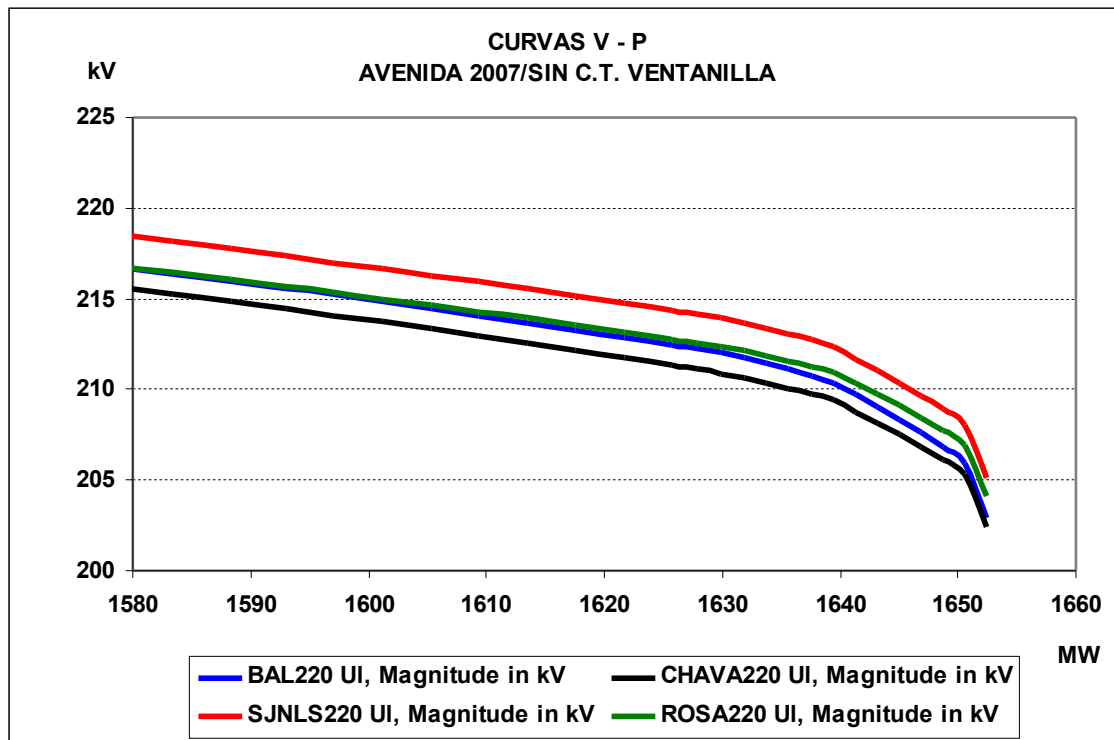
Fecha	Hora	V (kV)	P (MW)	Q (MVAR)	V _{pc} (kV)
26-Abr-06	18:03	214.71	532.01	198.24	170.2
	18:08	212.91	544.36	195.52	
	18:09	212.09	551.73	195.73	
08-Jun-06	18:00	209.00	555.43	150.00	182.5
	18:10	200.00	560.12	158.50	
	18:15	193.00	560.45	163.45	
	18:20	187.50	560.60	165.50	

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



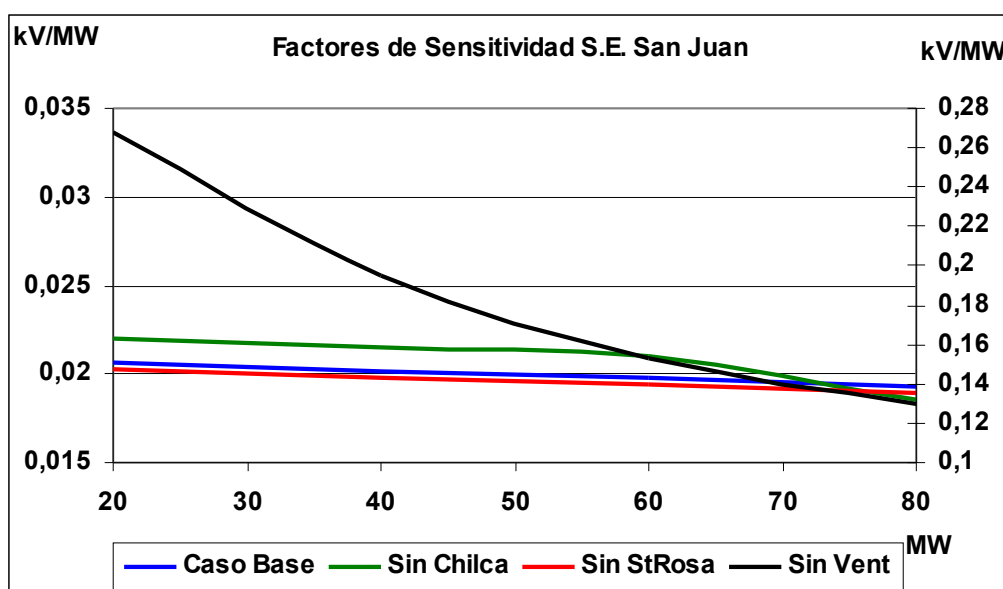
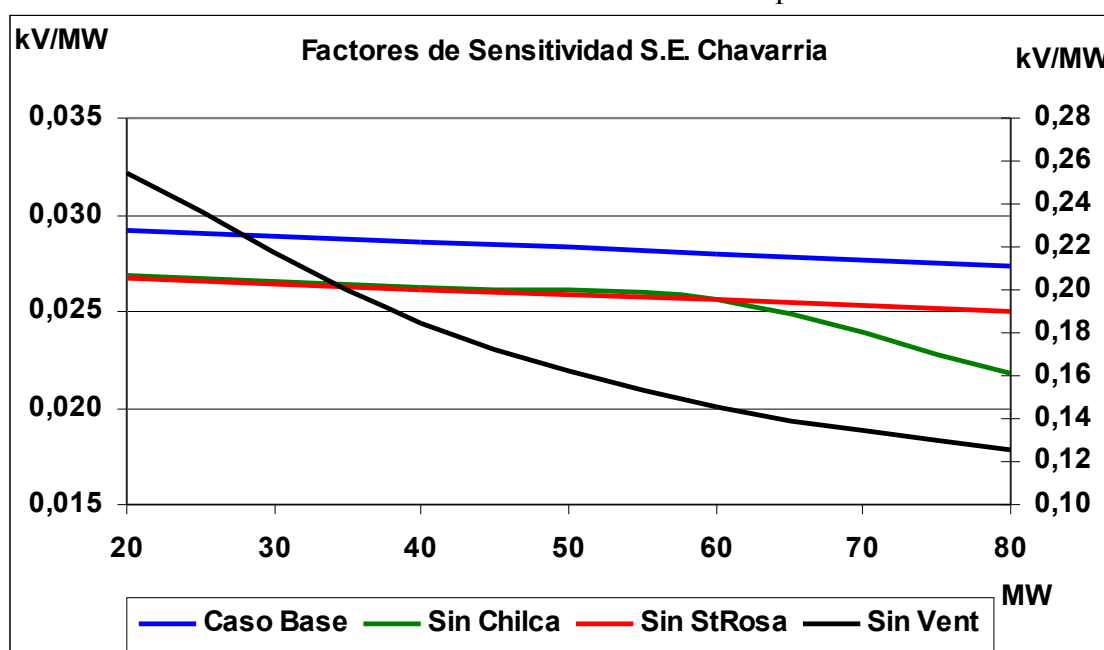
Escenario	Tension de Colapso Vc (kV)			
	Balnearios	Chavarría	Santa Rosa	San Juan
Caso Base	174	169	177	164
Sin CT Ventanilla	183	175	183	168
Sin CT Chilca I	183	167	178	166
Sin CT S. Rosa	173	164	175	161
V c_max	183	175	183	168
Vc_min	173	164	175	161

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 ($FSp = \Delta V / \Delta P$) 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



4.5 Conclusiones

Ante los eventos simulados, las tensiones en las barras de 220 kV de Lima mantienen un cierto patrón de comportamiento, la tensión en Balnearios muestra la mayor sensibilidad, mientras que Chavarría presenta la mayor fortaleza. En el Sur Medio, se muestra la gran sensibilidad de la tensión en la barra de 13.8 kV de la subestación San Nicolás ante estos eventos. La inestabilidad de la tensión en San Nicolás puede arrastrar a Marcona e Independencia, y se aprecia también en Lima.

Los resultados de las simulaciones muestran la aptitud del Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Tensión, como último escalón para evitar el colapso de las tensiones en Lima y el Sur Medio.

Ante los eventos simulados, las tensiones en las barras de 220 kV de Lima mantienen un cierto patrón de comportamiento, la tensión en Balnearios muestra la mayor sensibilidad, mientras que Chavarría presenta la mayor fortaleza. En el Sur Medio, se muestra la gran sensibilidad de la tensión en la barra de 13.8 kV de la subestación San Nicolás ante estos eventos. La inestabilidad de la tensión en San Nicolás puede arrastrar a Marcona e Independencia, y se aprecia también en Lima.

Los resultados de las simulaciones muestran la aptitud del Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Tensión, como último escalón para evitar el colapso de las tensiones en Lima y el Sur Medio.

5. Propuesta de ERACMT

Criterios tomados de [7]

(1) El umbral de ajuste de los relés de un ERACMT puede estar normalmente comprendido en el rango de 0,88 p.u. a 0,90 p.u. de la tensión normal de operación. Para el caso de Lima el rango resulta 184,8 kV a 189,0 kV.

(2) Cuando el ERACMT asociado a una barra de carga en particular, necesita dos escalones, el relé debe tener un segundo bloque de carga a ser desconectada, este escalón está ajustado 0,5 % debajo del primer escalón. Para el caso de Lima se desprende un eventual paso de 1,0 kV.

(3) El rango de temporización de 5 a 10 s es utilizado para no ver fallas, incluyendo fallas de distribución que no sean despejadas rápidamente por los relés de sobrecorriente. Los ajustes de tiempos largos son apropiados, sin embargo introducen un pequeño riesgo de que el ERACMT no opere lo suficientemente rápido cuando las tensiones están cayendo rápidamente. Mayormente, no hay beneficio de seguridad por ajustes de tiempo largos.

(4) El total de carga rechazada es normalmente del orden entre 10 a 15 % de la carga del sistema

A partir de las tensiones de colapso estimadas para el año 2007 en las subestaciones Balnearios (183 kV), Chavarría (175 kV), Santa Rosa (183 kV) y San Juan (168 kV), se ha seleccionado 186 kV, 185 y 184 kV como umbrales de los relés de tensión del ERACMT. Como temporizaciones se ha utilizado 5, 10 y 15 s.

ERACMT propuesto

Es necesario estimar o definir la magnitud total de rechazo del ERACMT.

El ERACMT debe ser el último escalón de defensa del sistema, que debe activarse y actuar cuando se presente una caída brusca de la tensión por debajo de 195,0 kV.

El rechazo total previsto debería ser tal que las tensiones en Lima se recuperen desde 184 kV hasta 195 kV, sin provocar una sobrefrecuencia que active el EDAGSF del SEIN.

ERACMT propuesto

5.1 Verificación de esquema propuesto

Subestación	Etapa	Cargas a desconectar (MW) (*)	AJUSTES DE UMBRAL					
			1		2		3	
			Ajuste (**) (kV)	Retardo (s)	Ajuste (**) (kV)	Retardo (s)	Ajuste (**) (kV)	Retardo (s)
Balnearios (LDS)	1	23,0	186,0	10,0				
	2	40,6	186,0	12,0				
	3	59,4	186,0	12,0				
San Juan (LDS)	1	19,5	186,0	10,0				
	2	21,2	186,0	10,0				
	3	37,7	186,0	12,0				
Santa Rosa (EDS)	1	9,5			185,0	5,0		
	2	34,4			185,0	5,0		
Chavarría (EDS)	1	33,3					184,0	5,0
	2	35,4						
	3	51,9						
	4	54,6						
San Nicolás	1	10,0	12,8	9,0	12,4	2,00		
	2	7,0			12,4	4,0		

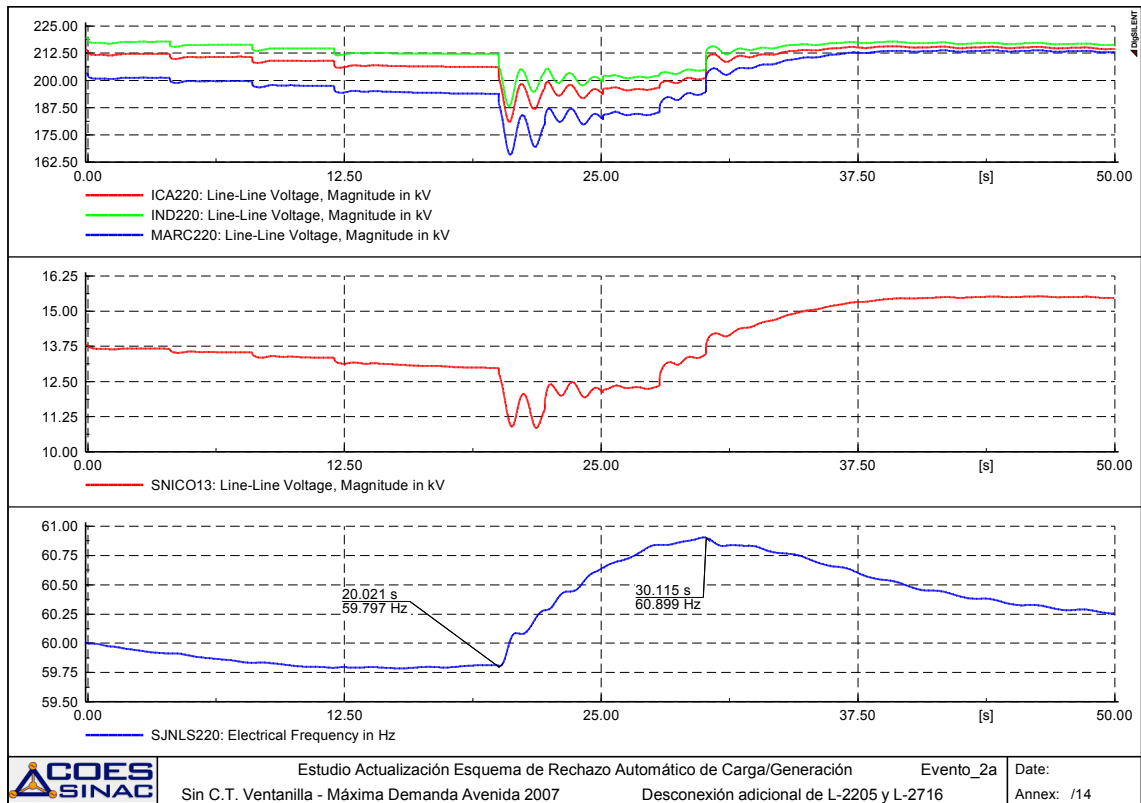
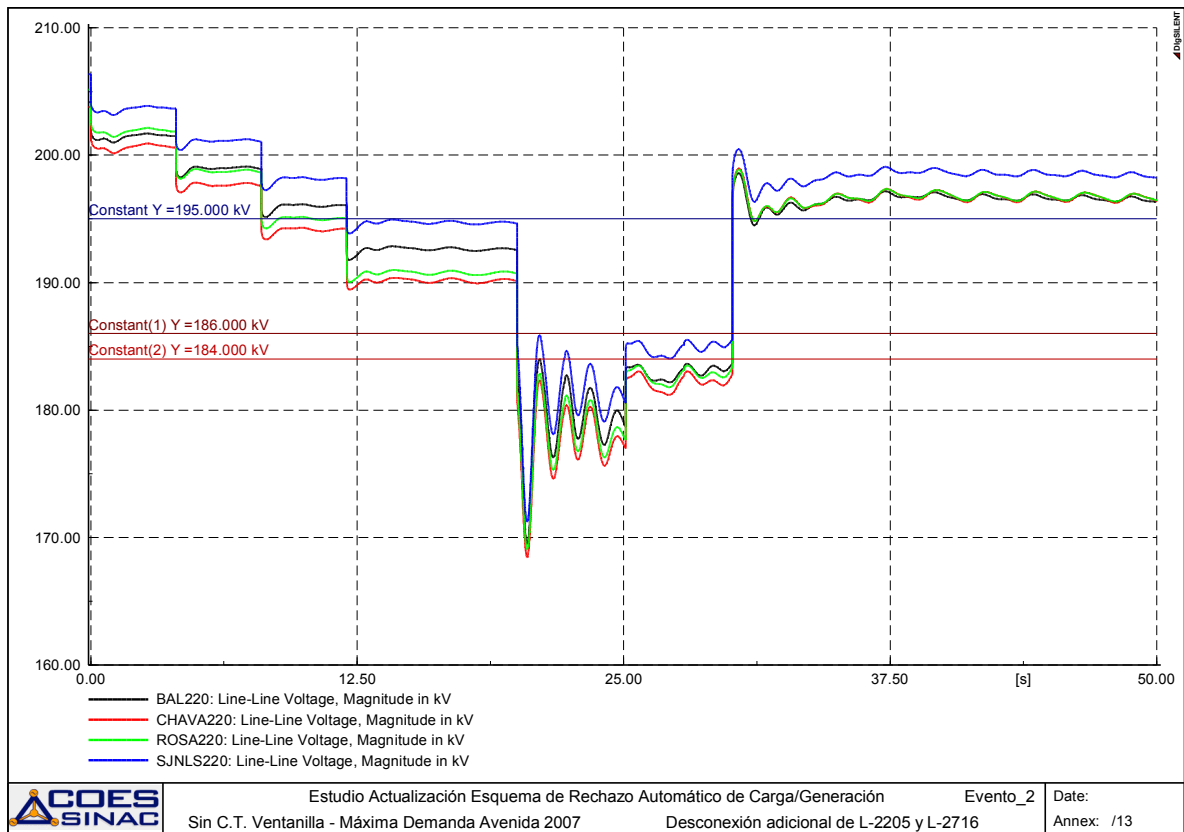
(*) Aguas abajo de la Subestación

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

Para verificar la aptitud del ERACMT propuesto, se ha simulado eventos que lo activen. Se ha tomado como escenario el disparo de los cuatro grupos de la C.H. Huinco y luego que las tensiones se han estabilizado, se ha simulado la desconexión simultánea de las líneas:

- Campo Armiño-Independencia y Callahuanca 1-Callahuanca 2 (Purunhuasi).
- Pomacocha-San Juan 1T y Callahuanca 1-Callahuanca 2 (Purunhuasi).
- Pomacocha-San Juan 1T y Campo Armiño-Independencia

- Pomacocha-San Juan 2T



5.2 Verificación de esquema propuesto

ESCENARIO	EVENTO	RECHAZO (MW) POR SUBESTACION					TENSION PROMED. (kV)
		Chavarria	Santa Rosa	Balnearios	San Juan	San Nicolás	
Sin C.T. Ventanilla	1	33,3	43,9	0,0	0,0	20,2	190
	2	162,6	9,5	23,0	40,7	20,2	197
	3	0,0	43,9	0,0	0,0	20,2	189
Sin C.T. Chilca I	4	162,6	43,9	0,0	0,0	12,9	194
	1	0,0	0,0	23,0	0,0	30,4	194
	2	0,0	0,0	0,0	0,0	30,4	191
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	30,4	195
	4	0,0	0,0	0,0	0,0	20,2	190
Sin C.T. Sta. Rosa	1	0,0	0,0	23,0	0,0	20,2	191
	2	0,0	0,0	23,0	0,0	20,2	189
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	20,2	193
	4	0,0	0,0	23,0	0,0	12,9	190

5.3 Conclusiones

Los resultados de las simulaciones muestran la aptitud del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión para el control de las tensiones en Lima y Sur medio, por lo que se recomienda su implementación en el año 2007

Subestación	Etap	Cargas a desconectar (MW) (*)	AJUSTES DE UMBRAL					
			1		2		3	
			Ajuste (**) (kV)	Retardo (s)	Ajuste (**) (kV)	Retardo (s)	Ajuste (**) (kV)	Retardo (s)
Balnearios (LDS)	1	23,0	186,0	10,0				
San Juan (LDS)	1	19,5	186,0	10,0				
	2	21,2	186,0	10,0				
Santa Rosa (LDS)	1	9,5			185,0	5,0		
	2	34,4			185,0	5,0		
Chavarría (EDS)	1	33,3					184,0	5,0
	2	35,4					186,0	10,0
	3	45,7					186,0	10,0
	4	48,2					186,0	10,0
San Nicolás (***)	1	12,9	12,8	9,0	12,4	2,00		
	2	7,3			12,4	4,0		
	3	10,2	12,6	6,5				

(*) Aguas abajo de la Subestación

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

(***) Medición de la tension en 13,8 kV

6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [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.