

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**CONTROL DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO
INTERCONECTADO NACIONAL**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR

JUAN JAVIER NATIVIDAD JAMANCA

PROMOCIÓN 1995-II

LIMA – PERÚ

2002

Agradecimiento a mis Padres y Hermanos que siempre me han apoyado para lograr mis metas y Amigos y Amigas, por su apoyo para concluir esta tesis.

**CONTROL DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO
INTERCONECTADO NACIONAL**

SUMARIO

En el Sistema Interconectado Nacional (SINAC), se viene registrando un deterioro en los niveles de tensión (calidad de producto), estos incidentes relacionados al Control de Tensión, están originando que la estabilidad del sistema se halla visto influenciada directamente por problemas de estabilidad de tensión. Actualmente, en algunas barras del sistema las tensiones de operación se encuentran en un punto crítico, pudiendo llevarlo a un colapso por tensión; por lo tanto los sistemas deben ser proyectados para ser operados con grandes márgenes de seguridad y confiabilidad, las líneas de transmisión no deben operar sobrecargadas. En general los límites de seguridad transitoria están relacionados a la estabilidad de tensión de régimen permanente.

El informe de suficiencia presentada nos brinda nuevas alternativas para el problema de control de tensión, lo cual esta basada en estudios de estabilidad de tensión, programas de flujo de carga y la experiencia obtenida como supervisor y coordinador en tiempo real del SINAC.

ÍNDICE

	Pág.
PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
METODOLOGÍA EN ESTADO ESTABLE	3
1.1 Análisis de Transmisión de Potencia Reactiva	3
1.1.1 Introducción	3
1.1.2 Desventaja para la transmisión de potencia reactiva	8
1.1.3 Definiciones y conceptos básicos sobre la estabilidad de tensión	10
1.1.4 Curva P-V	12
1.1.5 Curva V-Q	17
1.1.6 Análisis sobre algunas situaciones que llevan a la inestabilidad de tensión	21
1.2 Las Cargas en Sistemas de Potencia	23
1.2.1 Conceptos básicos del modelamiento de la carga	24
1.2.1.1 Modelos de carga estático	25
1.2.1.2 Modelo de carga dinámico	27
1.3 Metodología para la Elaboración de Estudios	28
1.3.1 Recopilación de la información	28
1.3.2 Estudio flujo de carga	29
1.3.3 Limitaciones del programa WINFLU	30
1.3.4 Casos que se estudia	31

VII

	Pág.
2.1.6.1 Análisis de la curva P-V y V-Q para la subestación Toquepala	56
2.1.7 Determinación de la curva P-V y V-Q para la subestación Juliaca	58
2.1.7.1 Análisis de la curva P-V y V-Q para la subestación Juliaca	60
CAPÍTULO III APLICACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL	62
3.1 Control de Tensión en el SINAC	63
3.2 Control de Potencia Reactiva en el SINAC	65
3.3 Equipos de Control de Tensión y Potencia Reactiva	67
3.3.1 Reactores Shunt	69
3.3.2 Capacitores Shunt	70
3.3.3 Capacitores Serie	71
3.3.4 Compensadores Síncronos	72
3.3.5 Sistemas de Compensadores Estáticos (Static Var Systems SVC)	74
3.4 División de Áreas de Control	76
3.4.1 Sistema Interconectado Centro Norte (SICN)	76
3.4.1.1 Área Norte	77
3.4.1.2 Área Centro	83
3.4.1.3 Área Sur	88
3.4.2 Sistema Interconectado Sur (SISUR)	91
3.4.2.1 Área Arequipa	91
3.4.2.2 Área Sur Este	94
3.4.2.3 Área Sur	98

VIII

Pág.

CONCLUSIONES

102

ANEXOS

Anexo N° 01

Informe de la falla del Transformador de 100 MVA 220/50 KV
en la Subestación de Oroya Nueva de ELECTROANDES

106

Anexo N° 02

Informe de la Caída de Tensión hasta 186 KV en la Subestaciones
de Lima

123

Anexo N° 03

Tabla de Tensiones de Operación del Sistema de Transmisión
de ETECEN

133

Anexo N° 04

Gráfica del Comportamiento de la Carga Potencia Activa y Reactiva
– Aceros Arequipa

139

Gráfica del Comportamiento de la Carga Potencia Activa y Reactiva
– Sider Perú

140

Anexo N° 05

Diagrama de ubicación de Equipos de Compensación Reactiva
en ETECEN

141

Anexo N° 06

Flujograma del Procedimiento Supervisión y Control del Sistema
de Transmisión de ETECEN

142

Anexo N° 07

Diagrama de Operación del Sistema SCADA ETECEN

143

IX

	Pág.
Anexo N° 08 Tabla de Datos de las Empresas Generadoras Integrantes del COES-SINAC	144
Anexo N° 09 Configuración del Sistema: Zonas Geográficas de la RED	147
Anexo N° 10 Estado de Operaciones de un Sistema Eléctrico	150
Anexo N° 11 Normas Legales referentes al Control de Tensión	152
Anexo N° 12 Glosario de Abreviaturas	157
BIBLIQGRAFÍA	163

PRÓLOGO

En los últimos años con el crecimiento de la demanda y el ingreso de nuevas líneas de transmisión, el problema de control de tensión se ha visto incrementada por la falta de equipos de compensación reactiva, originando en el sistema sobretensiones y subtensiones en horas de mínima y máxima demanda, respectivamente. Esta situación ha originado que en algunas circunstancias se opere unidades térmicas para el control de tensión. Con ello se origina desviaciones en la programación del despacho que perjudican en la economía de la operación del sistema.

El presente informe de suficiencia tiene como objetivo presentar soluciones al problema de control de tensión en el Sistema Interconectado Nacional con la finalidad de optimizar su operación y confiabilidad, en resguardo de la calidad del servicio, seguridad del sistema y economía de la operación.

El método utilizado será del análisis de estabilidad estática de tensión, curvas P-V y V-Q en conexión con el programa de flujo de potencia WINFLU para un análisis aproximado.

Los alcances del presente informe de suficiencia son el cálculo de las tensiones de operación y las tensiones críticas de colapso de las principales subestaciones 220 y 138 kV que integran el Sistema. Estas tensiones críticas se calcularon con las limitaciones que se tiene del modelo de carga y del programa WINFLU.

El presente informe de suficiencia está organizado de la siguiente forma:

En el capítulo I, se muestra la metodología en estado estable, que comprende el análisis de transmisión de potencia reactiva y concepto básico del modelamiento de la carga.

En el capítulo II, se determinan las curvas P , Q y V , Q para las principales barras del SINAC, a través de flujo de carga para sistemas de potencia para el cálculo de las tensiones operativas del sistema.

En el capítulo III, vemos la aplicación en el Sistema Interconectado Nacional, métodos de operación para el control de tensión en las diferentes áreas del sistema interconectado en horas de mínima, media y máxima demanda.

CAPÍTULO I

METODOLOGÍA EN ESTADO ESTABLE

1.1 Análisis de Transmisión de Potencia Reactiva

1.1.1 Introducción

Los fenómenos de estabilidad de tensión están ligados a los flujos de potencia reactiva sobre el sistema, comportamiento de las cargas frente a variaciones de tensión, la acción de los dispositivos automáticos de control de tensión y limitación de sobreexcitación de los generadores.

Transmisión de Potencia Reactiva

Análisis utilizando modelos simplificados

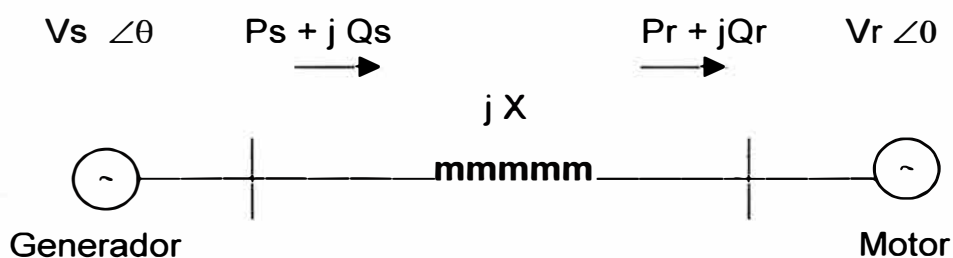


Figura N° 1.1 Modelo simplificado sin pérdidas de Sistema de Potencia

Donde:

V_s	:	Tensión de envío
V_r	:	Tensión de recepción
S_s	:	Potencia aparente de envío
S_r	:	Potencia aparente de recepción
P_s	:	Potencia activa de envío
P_r	:	Potencia activa de recepción
Q_s	:	Potencia reactiva de envío
Q_r	:	Potencia reactiva de recepción
θ	:	Ángulo entre la tensión de envío y la tensión de recepción
X	:	Impedancia de la línea de transmisión
I	:	Corriente que circula por la línea de transmisión
$\text{Sen } \theta$:	Seno del ángulo θ
$\text{Cos } \theta$:	Coseno del ángulo θ
I^*	:	Conjugada de la corriente de línea

De la **Figura N° 1.1** obtenemos:

$$S_r = P_r + jQ_r = V_r I^* = V_r \left[\frac{V_s \angle \theta - V_r}{jX} \right]^*$$

$$S_r = \frac{V_s V_r}{X} \text{Sen } \theta + j \left[\frac{V_s V_r}{X} \text{Cos } \theta - \frac{V_r^2}{X} \right]$$

Por lo tanto:

$$P_r = \frac{V_s V_r}{x} \text{ Sen } \theta$$

$$Q_r = \frac{V_s V_r}{x} \text{ Cos } \theta - \frac{V_r^2}{x}$$

Para el terminal de generador, si seguimos el mismo procedimiento obtendríamos:

$$P_s = \frac{V_s V_r}{x} \text{ Sen } \theta$$

$$Q_s = \frac{V_s^2}{x} - \frac{V_s V_r}{x} \text{ Cos } \theta$$

Obsérvese que para la potencia activa, $P_s = P_r$, lo cual confirma que el sistema es simplificado y sin pérdidas. Para la potencia reactiva, verificamos que $Q_s \neq Q_r$.

Supongamos que $V_s = V_r$ inicialmente,

$$P_{\max} \hat{=} \frac{V_s V_r}{x} \approx \frac{V^2}{x}$$

En nuestro caso:

$$Q_s = -Q_r = \frac{V^2 - V^2 \cos \theta}{x} \quad \text{donde :} \quad V_s = V_r = V$$

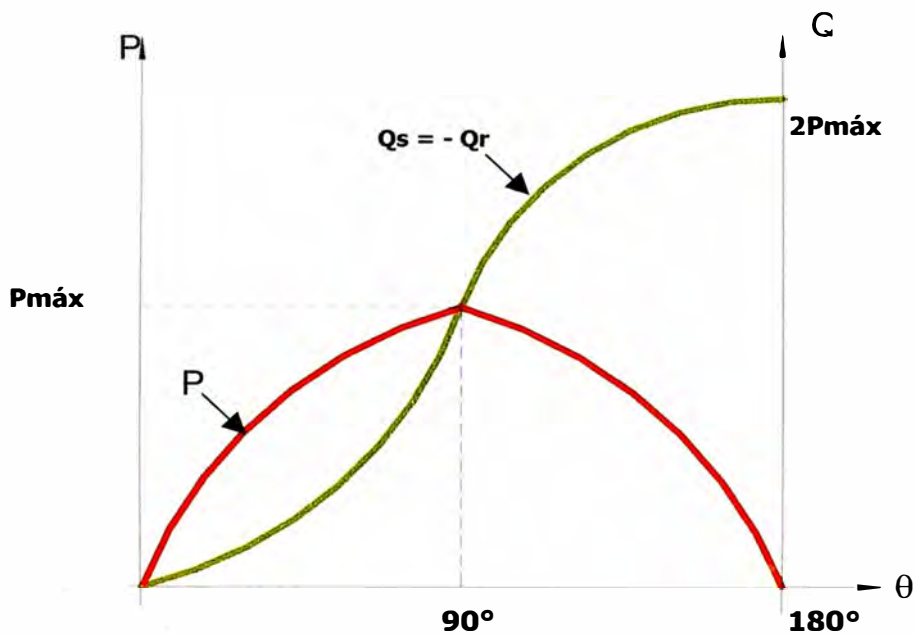


Figura N° 1.2 Variación de la potencia activa y reactiva en función de θ

Como sabemos una operación estable es posible para $\theta < 90^\circ$, no obstante observamos grandes variaciones de potencia reactiva para valores altos de θ . Para $\theta = 90^\circ$ verificamos que la potencia reactiva generada en cada uno de los terminales del generador es igual a la carga e igual a P_{\max} . Ver **Figura N° 1.2**.

Reescribiendo:

$$P_r = \frac{V_s V_r}{x} \text{ Sen } \theta \qquad P_s = \frac{V_s V_r}{x} \text{ Sen } \theta$$

$$Q_r = \frac{V_s V_r}{x} \text{ Cos } \theta - \frac{V_r^2}{x} \qquad Q_s = \frac{V_r^2}{x} - \frac{V_s V_r}{x} \text{ Cos } \theta$$

$$P_{\text{máx}} = \frac{V_s V_r}{x}$$

- Para desfases pequeños entre V_s y V_r podemos escribir:

$$P_r = P_s \approx P_{\text{máx}} \theta$$

Lo que confirma que la transferencia de potencia activa depende principalmente de la diferencia angular entre V_s y V_r .

- Para bajos valores de θ , la potencia reactiva puede ser aproximadamente:

$$Q_r \approx \frac{V_r (V_s - V_r)}{x}$$

$$Q_s \approx \frac{V_s (V_s - V_r)}{x}$$

De donde concluimos que la transmisión de potencia reactiva depende principalmente de las magnitudes de tensión, donde el flujo va de la barra de tensión más alta a la barra de tensión más baja.

Finalmente podemos asegurar que la inestabilidad del ángulo del rotor no es el problema para una caída de tensión sostenida que se convertiría en un problema de inestabilidad de tensión. Por lo tanto, la inestabilidad de tensión es un fenómeno local, sin embargo sus consecuencias pueden tener un impacto que pueden extenderse y propagarse en el sistema.

Luego podemos concluir que:

P y θ están fuertemente ligados, y

Q y V están fuertemente ligados

1.1.2 Desventajas para la transmisión de potencia reactiva

La potencia reactiva Q no puede ser transmitida cuando el ángulo de desfasaje entre las tensiones, θ es elevado. Esto ocurre en el caso de líneas de transmisión de largas longitudes en condiciones de carga pesada. El problema es agravado porque no se puede tener diferencia muy grandes de magnitudes de tensión, ya que normalmente se exige que $V = 1.0 \pm 0.05$ p.u.

Desde el punto de vista económico, la razón que limita la transmisión de potencia reactiva sobre el sistema, son las pérdidas reactivas de transmisión.

Estas pérdidas en las líneas de transmisión está dada por:

$$\Delta q = x I^2 = x (I_P^2 + I_Q^2)$$

luego

$$I_P = P / V$$

$$I_Q = Q / V$$

Reemplazando:

$$\Delta q = \frac{x P^2 + x Q^2}{V^2} = \frac{x P^2}{V^2} + \frac{x Q^2}{V^2}$$

Donde

Δq : Pérdidas reactivas en la línea de transmisión

P : Potencia activa transmitida por la línea

Q : Potencia reactiva transmitida por la línea

x : Reactancia de la línea de transmisión

V : Tensión en la línea de transmisión

I : Corriente transmitida por la línea

I_P : Componente activa de la corriente

I_Q : Componente reactiva de la corriente

Podemos observar que la potencia reactiva al circular por las líneas de transmisión, produce pérdidas proporcionales al cuadrado de la potencia reactiva y en función inversa del cuadrado de la tensión. Por tanto para minimizar las pérdidas debemos de minimizar la transmisión de potencia reactiva sobre las líneas de transmisión.

Finalmente, otra desventaja está ligada al fenómeno de sobretensiones en el sistema. Si la potencia reactiva es considerable, y se desconecta la línea en el extremo de la carga, se presenta sobretensiones de maniobra cuyas magnitudes están en el orden de 2 a 4 veces la tensión nominal y de duración de 300 milisegundos. Estas sobretensiones pueden ocasionar problema de pérdida de aislamiento y riesgo en la integridad de los equipos, como interruptores, seccionadores, transformadores de tensión, etc.

1.1.3 Definiciones y conceptos básicos sobre la estabilidad de tensión

Uno de los aspectos fundamentales para la estabilidad de tensión es la capacidad para transferir potencia reactiva desde las fuentes de generación a los centros de consumo.

En un sistema de potencia operando en una condición de operación y estable desde el punto de vista de tensión, al presentarse cualquier pequeña

perturbación las tensiones cercanas a las barras de carga, asumen valores idénticos a los valores anteriores a la perturbación.

Un sistema de potencia operando en una condición de operación y estable desde el punto de vista de tensión, es sujeto a una perturbación, entonces las tensiones cercanas a las barras de carga, asumen valores de equilibrio después de esta perturbación.

Un sistema de potencia operando en una condición de operación y sujeto a una perturbación sufre un colapso de tensión, las tensiones cercanas a las barras de carga después de la perturbación asumen valores muy debajo de los límites aceptables. Por lo que el colapso de tensión puede ser total o parcial.

Los fenómenos de inestabilidad de tensión son casi siempre aperiódicos (no oscilatorios) diferentemente de los fenómenos de inestabilidad angular.

Los principales factores que afectan a la estabilidad de tensión son:

Característica de las cargas frente a variaciones de tensión.

Variación automática de los taps de transformadores.

Operación de limitadores de sobreexcitación de generadores.

- Sistema de potencia débil, debido a la falta de reforzamiento de líneas de transmisión (sistema radial) y de equipos de compensación reactiva.
- Poca reserva rotante reactiva disponible en el sistema.
- Curva de capacidad de los generadores.
- Operación del sistema en el límite de su potencia de transmisión.

Hay diversos métodos de análisis de estabilidad estática de tensión, curva P-V, curva V-Q, métodos dinámicos. En este informe de suficiencia sólo se vera las curvas P-V y V-Q, debido a que el programa de flujo de potencia utilizado WINFLU no permite estudios con métodos dinámicos.

1.1.4 Curva P - V

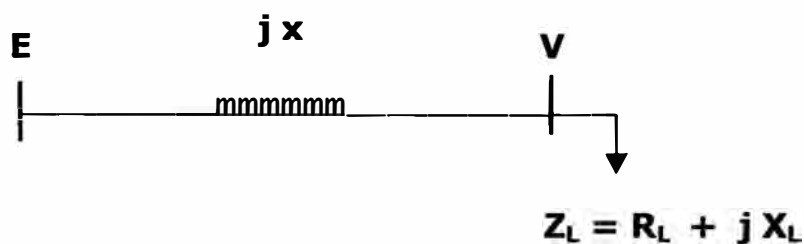
Uno de los métodos de análisis de estabilidad de tensión más usado está basado en la utilización de las curvas P - V. Este método determina los límites de carga en régimen permanente que están relacionados con la estabilidad de tensión. Este método puede ser usado en conexión con programas de flujo de potencia para una realización de análisis aproximado.

Un análisis conceptual basado en las curvas P - V considera la característica de la carga como función de la tensión. Para una carga resistiva, por ejemplo, podemos escribir:

$$P = \frac{V^2}{R}$$

Para una carga que puede ser modelada a partir del tipo de potencia constante, la representación es una recta vertical en el plano $P - V$.

Para desarrollar las características $P - V$ del sistema, consideramos el caso de un sistema eléctrico entregando potencia a una carga que puede ser modelada como impedancia constante. Ver **Figura N° 1.3**.



- **Figura N° 1.3** Sistema eléctrico sin pérdidas eléctricas y con carga impedancia constante.

Donde

- E : Tensión de generación
- V : Tensión de la carga
- x : Impedancia de la línea de transmisión
- Z : Impedancia de la carga
- R_L : Resistencia de la impedancia de la carga
- X_L : Reactancia de la impedancia de la carga
- θ : Ángulo entre la tensión de generación y la tensión de la carga

P	:	Potencia activa de la carga
Q	:	Potencia reactiva de la carga
Cos ϕ	:	Factor de potencia de la carga
p.u.	:	Por unidad

Para la **Figura N° 1.3**, escribiremos la tensión y la potencia en p.u. con respecto a la tensión de la barra generadora (E) y la potencia máxima de transmisión (E^2 / x) respectivamente.

$$p = \frac{P x}{E^2}, \quad \text{Potencia activa en p.u.}$$

$$q = \frac{Q x}{E^2}, \quad \text{Potencia reactiva en p.u.}$$

$$v = \frac{V}{E}, \quad \text{Tensión en p.u.}$$

Las expresiones para las potencias activa y reactiva son reemplazando en p.u.:

$$P = \frac{EV}{x} \text{ Sen } \theta \quad \Rightarrow \quad p = v \text{ Sen } \theta$$

$$Q = \frac{EV}{x} \text{ Cos } \theta - \frac{V^2}{x} \quad \Rightarrow \quad q = v \text{ Cos } \theta - v^2$$

$$v^2 = p^2 + (q + v^2)^2$$

Despejando:

$$p = \sqrt{v^2 - (q + v^2)^2}$$

Para un factor de potencia $\cos \phi = 1$, la potencia reactiva q es igual a cero,

entonces: $P = \sqrt{v^2 (1 - v^2)}$

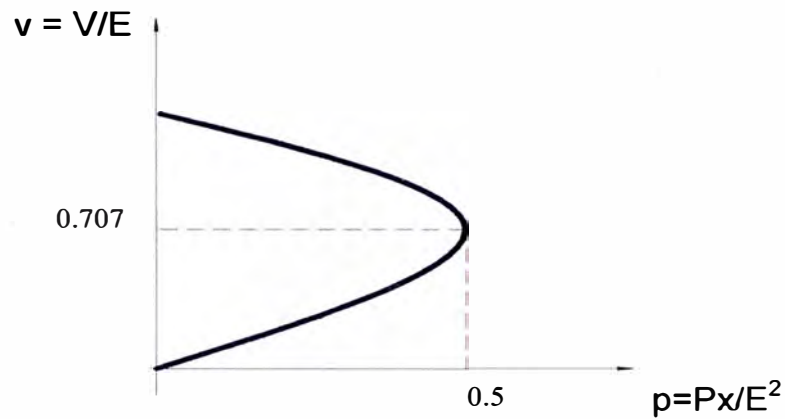


Figura N° 1.4 Características $P - V$ para un sistema sin pérdidas y con carga de factor de potencia unitario.

Para diferentes factores de potencia (correspondientes a la tangente ϕ desde -0.41 hasta 5.03) obtendremos similares familias de curva $P - V$.

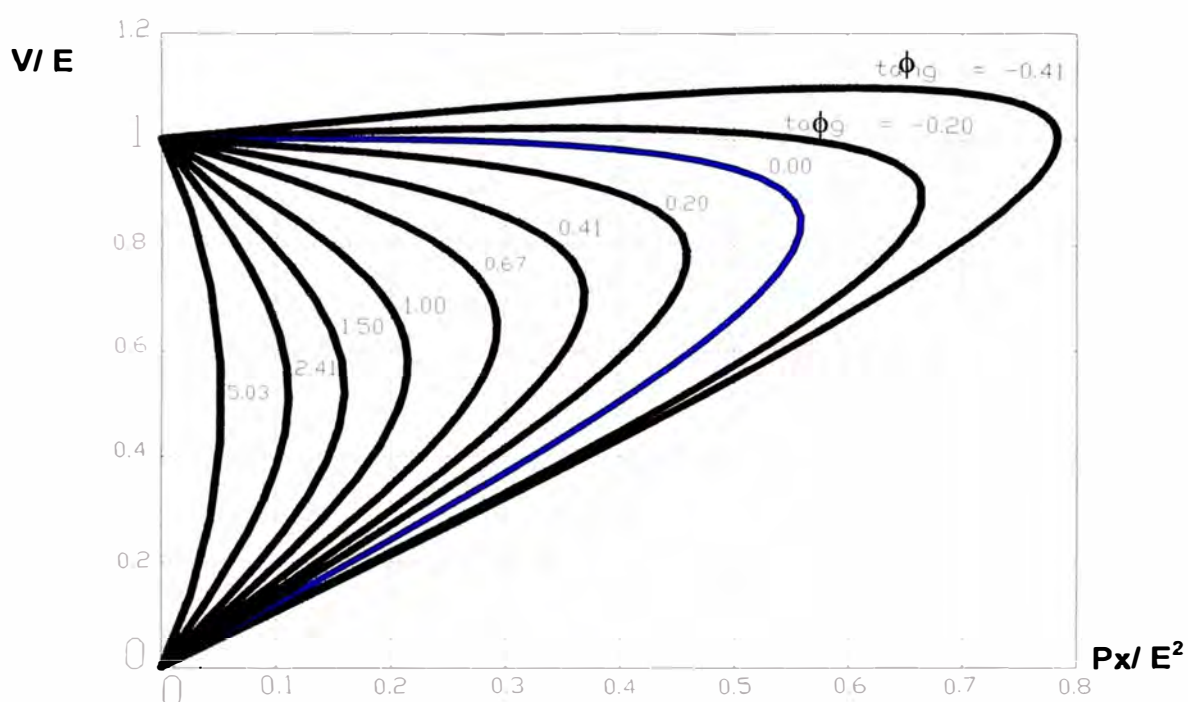


Figura N° 1.5 Curvas $P - V$ para diferentes valores de factor de potencia

Algunas observaciones pueden obtenerse de la **Figura N° 1.5**:

Para una carga dada hay dos soluciones, una es con tensión alta y baja corriente y la otra es con tensión baja y alta corriente. La primera corresponde a la condición de operación normal, con tensiones más próximas a la tensión del generador y la segunda a la condición de operación inestable.

- A medida que la carga es más compensada reactivamente (valores menores de tangente ϕ , más negativo) la potencia máxima aumenta. Sin embargo, la tensión para lo cual ocurre la potencia máxima también aumenta. Esta situación indica un aumento para el riesgo del sistema, ya que la máxima capacidad de transferencia de potencia puede ser alcanzado para tensiones próximas a valores nominales de operación.

1.1.5 Curva V-Q

Del análisis de la curva P-V tenemos:

$$v^2 = p^2 + (q + v^2)^2$$

Despejando:

$$q = \sqrt{(v^2 - p^2)} - v^2$$

A partir de las curvas P-V mostrado en la **Figura N°1.5** podemos obtener las curvas V-Q. Para valores constantes de p, obtenemos valores de q y v (dos puntos para cada factor de potencia), y luego graficamos estos valores obteniendo las curvas V-Q mostradas en la **Figura N°1.6**.

De la **Figura N°1.6** observamos que el valor de la tensión crítica es muy elevado para las cargas grandes (v está encima de 1 p.u. para p=1 p.u.).

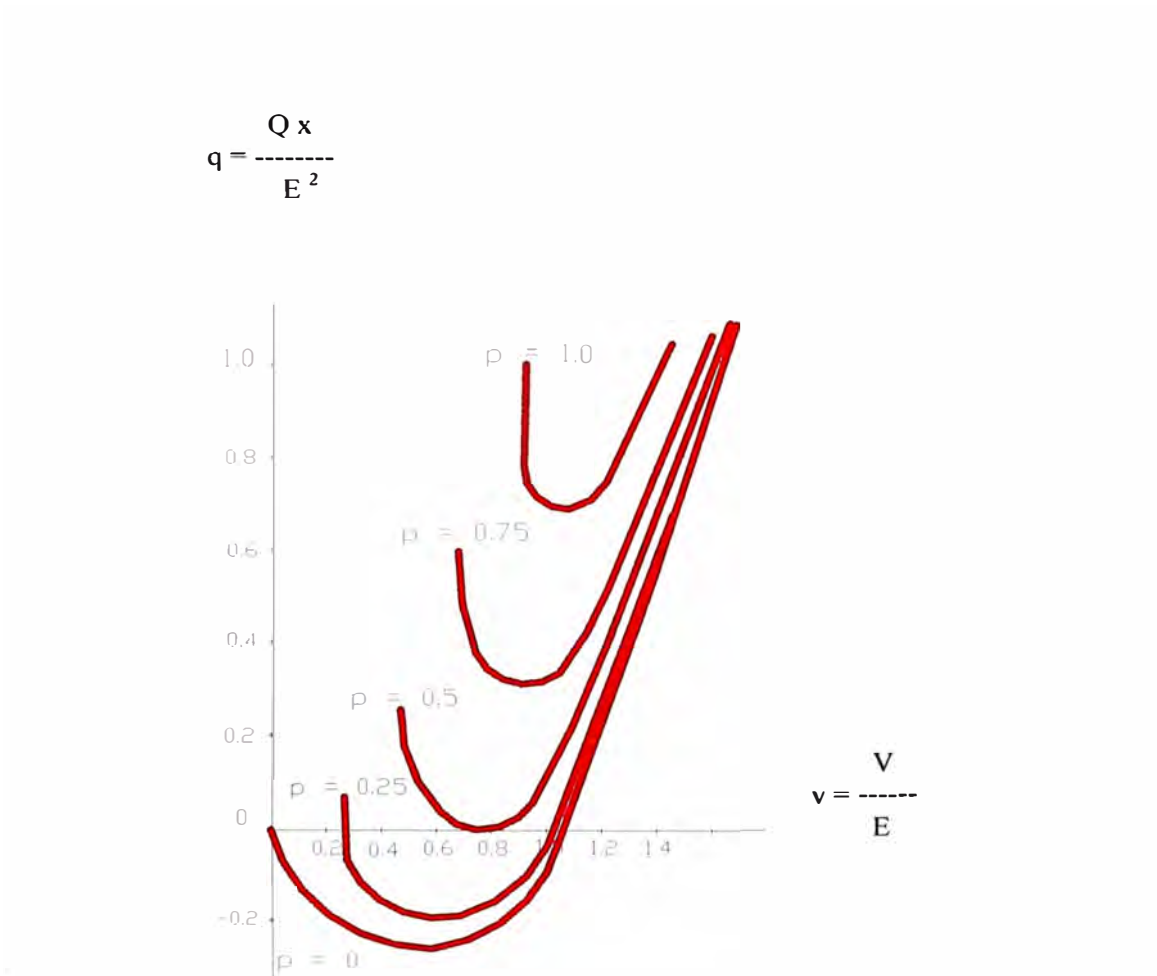


Figura N° 1.6 Curvas V-Q para cargas de potencia activa constante

La parte estable del sistema está representado para las condiciones normales de operación, en el cual conectando un banco condensador al sistema aumenta la tensión.

Para sistemas de potencia grande, las curvas V-Q se obtienen por una serie de simulaciones de flujo de potencia. Estas curvas se grafican con la tensión en una barra de análisis versus la potencia reactiva en la misma barra.

La potencia reactiva capacitiva es graficada en la dirección vertical positiva. Sin la aplicación de compensación reactiva shunt en la barra de análisis, el punto de operación está en el cero del punto reactivo (**Figura N°1.7-a**).

Las curvas V-Q tienen varias ventajas:

La estabilidad de tensión se relaciona estrechamente a la potencia reactiva, y una curva V-Q nos da el margen de potencia reactiva en la barra de análisis. El margen de potencia reactiva son los MVAR distantes del punto de operación al punto más bajo de la curva, o a un punto donde la gráfica del cuadrado de la tensión de un condensador conectado, es tangente a la curva V-Q (**Figura N°1.7-b**). La barra de análisis podría ser la barra representativa de todas las barras en un “área de control de tensión” (una área donde los cambios de magnitud de tensión son coherentes).

Las curvas V-Q pueden ser calculadas a partir de las curvas P-V.

La característica de una compensación reactiva (condensador, SVC, reactor ó compensador síncrono) en la barra de análisis, puede graficarse directamente en la curva V-Q. El punto de operación es la intersección de la característica de la curva V-Q y la característica de la compensación reactiva (**Figura N°1.7-b**). Esto es útil debido a que la compensación reactiva es una solución a los problemas de estabilidad de tensión.

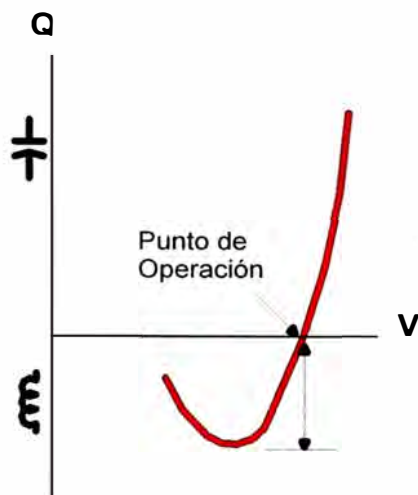


Figura 1.7-a

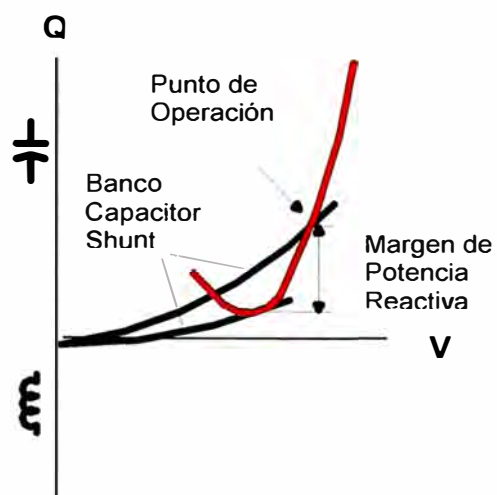


Figura 1.7-b

Figura N° 1.7 Márgenes de potencia reactiva.

- La pendiente de la curva V-Q indica que tan estable es la barra de análisis (un ΔV para un ΔQ).
- Las soluciones computacionales arrojan valores en el lado inestable del sistema, cuando las tensiones están debajo del punto crítico en las curvas P-V.

1.1.6 Análisis sobre algunas situaciones que llevan a la inestabilidad de tensión

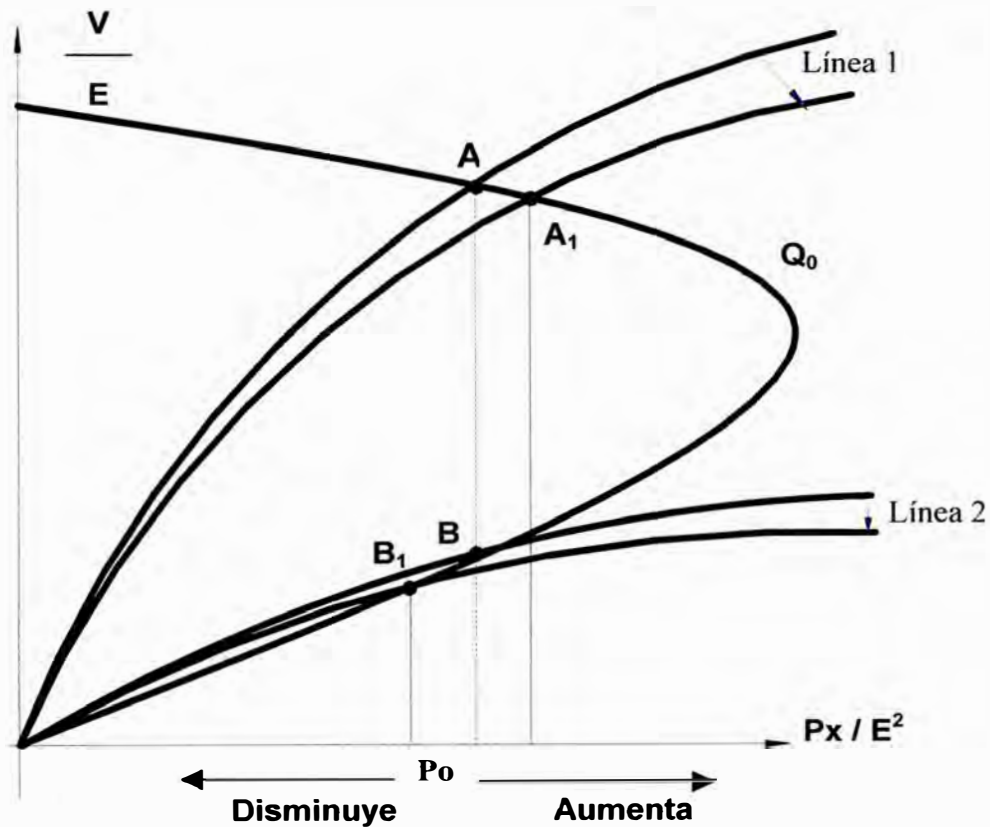


Figura N° 1.8 Característica de la red y la carga

Cada línea trazada (línea 1 y línea 2) en la **Figura N° 1.8** corresponde a un valor de carga inicial (P_0). A y B son dos puntos de operación caracterizados por diferentes demandas iniciales. Consideremos el efecto de un pequeño incremento en la demanda para cada uno de los puntos A y B.

Sobre el punto B, entre tanto, un aumento de demanda es acompañado por una disminución, tanto de la tensión y de la potencia activa entregada a la carga, lo cual implicaría en un caso de inestabilidad, punto B₁.

Un criterio práctico de estabilidad de tensión se presenta, a una condición de operación dada para cada barra en el sistema, la magnitud de la tensión se incrementa cuando la inyección de potencia reactiva en la misma barra es aumentada. 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. En otras palabras un sistema tiene estabilidad de tensión si la sensibilidad de la característica $V - Q$ es positiva para todas las barras; y es inestable, si la sensibilidad de la característica $V - Q$ es negativa para al menos una barra.

La curva $P - V$, corresponde a características en régimen estacionario de generadores y sistema de transmisión. Para la operación estable, es necesario que las características de la carga y del sistema se intercepten, para garantizar la existencia de un punto de equilibrio.

1.2 Las Cargas en Sistema de Potencia

La operación estable de un sistema de potencia depende de la capacidad de equilibrar la producción de las unidades generadoras continuamente a la variación de la carga del sistema.

Por consiguiente, las características de la carga tienen una influencia importante en la estabilidad del sistema.

Las cargas en los sistemas de potencia pueden ser clasificadas en: domésticas, comerciales, agrícolas, industriales y cargas mineras especiales. Cada uno de estos tipos, se comporta de modo diferente dependiendo de muchos factores, como el tiempo (hora, día, la estación), las condiciones climáticas y la economía del estado. Por ello la carga equivalente en una barra, es una combinación continuamente cambiante de los tipos de carga, lo que hace que el comportamiento de la carga en una determinada barra sea muy compleja.

Por consiguiente, la representación de la carga en los estudios del sistema es basada en una cantidad considerable de simplificaciones.

1.2.1 Conceptos básicos del modelamiento de la carga

En los estudios de estabilidad de un sistema de potencia y flujo de potencia, la práctica común es representar las características de carga como modelo de carga estática.

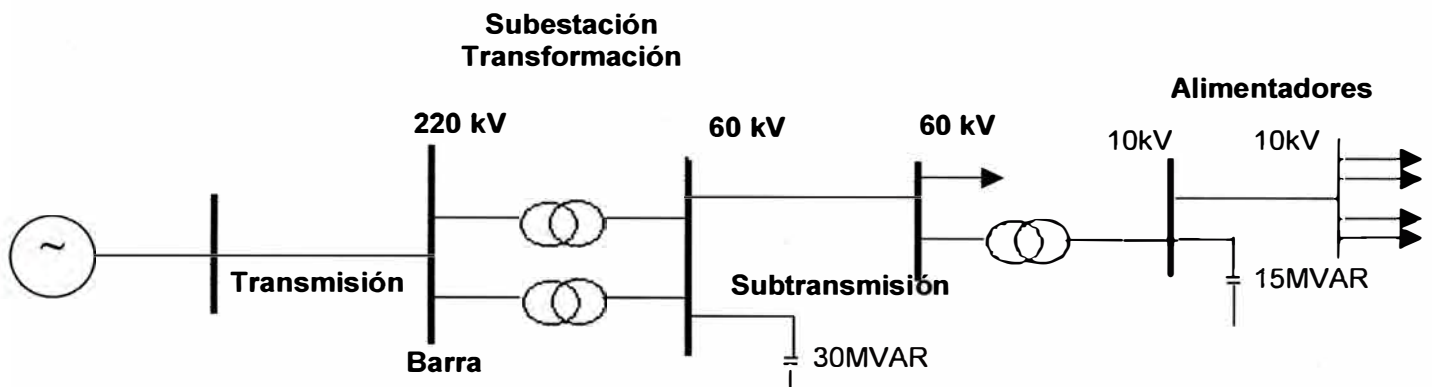


Figura N° 1.9 Configuración del sistema de potencia que identifica las carga en las barras de distribución.

Como es ilustrado en la **Figura N° 1.9**, la configuración del sistema, además del conjunto de cargas, normalmente incluye, los dispositivos de carga conectados, los efectos de transformadores reductores de subestación, líneas de subtransmisión, alimentadores de distribución, transformadores de distribución, y dispositivos de compensación de potencia reactiva.

1.2.1.1 Modelos de carga estático

Un modelo de carga estático expresa las características de la carga en algún instante de tiempo, como las funciones algebraicas de magnitud de tensión de una barra y frecuencia, en ese instante. La componente de potencia activa P y la componente de potencia reactiva Q son consideradas separadas.

Tradicionalmente, la tensión depende de las características de carga representada por el modelo exponencial:

$$P = P_0 (\bar{V})^a$$

$$Q = Q_0 (\bar{V})^b$$

Donde :

$$\bar{V} = \frac{V}{V_0}$$

P y Q , son componentes activo y reactivo de la carga cuando la magnitud de la tensión de barra es V .

P_0 , Q_0 y V_0 , identifica los valores de las respectivas variables a la condición inicial de operación.

Los parámetros de este modelo son los exponentes a y b . Con estos exponentes igual a 0, 1 ó 2, el modelo puede ser representado con respecto a la tensión: potencia constante, corriente constante ó impedancia constante. Para cargas compuestas, estos valores dependen del conjunto de características y componentes de la carga

El exponente a (ó b) es casi igual a la pendiente dP/dV (ó dQ/dV) cuando $V=V_0$. Para las cargas compuestas del sistema, el exponente "a" está normalmente entre los rangos 0.5 y 1.8; el exponente "b" está típicamente entre 1.5 y 6. Una característica significativa del exponente "b" es que varía como una función no lineal de la tensión. Esto es causado por la saturación magnética en los transformadores y motores de distribución. A grandes tensiones, Q tiende a ser significativamente grande.

En la ausencia de información específica, el modelo de carga estático normalmente es aceptado para representar la potencia activa como corriente constante (es decir, $a=1$) y potencia reactiva como la impedancia constante (es decir, $b=2$).

Un modelo alternativo que se ha usado ampliamente para representar la dependencia de la tensión de cargas es el modelo polinómico:

$$P = P_0 [p_1 \bar{V}^2 + p_2 \bar{V} + p_3]$$

$$Q = Q_0 [q_1 \bar{V}^2 + q_2 \bar{V} + q_3]$$

Este modelo normalmente es llamado como el modelo ZIP, el cual está compuesto de impedancia constante (Z), corriente constante (I), y potencia constante (P). Los parámetros de este modelo son los coeficientes p_1 , p_2 , p_3 y q_1 , q_2 , q_3 que define la proporción de cada componente.

Los modelos estáticos dados por las ecuaciones anteriores, no son realistas para bajas tensiones y pueden llevar a problemas computacionales, por consiguiente, los programas de estabilidad normalmente buscan condiciones para cambiar la característica de carga, al modelo de impedancia constante cuando las caídas de tensión de la barra están por debajo de un valor especificado.

1.2.1.2 Modelos de carga dinámico

La respuesta de la mayoría de las cargas compuestas a los cambios de tensión y frecuencia son rápidas, y el estado seguro de la respuesta es alcanzado muy rápidamente. Esto es por lo menos verdad, para cambios moderados de amplitudes de tensión/frecuencia. El uso de modelos estáticos descrito anteriormente está justificado en tales casos.

Sin embargo, hay muchos casos dónde es necesario responder a la dinámica de componentes de carga. Los estudios de oscilaciones interárea, la estabilidad de tensión, y la estabilidad de largo tiempo frecuentemente requieren cargas dinámicas a ser modeladas. El estudio de sistemas con grandes concentraciones de motores, también requiere representación del modelo de carga dinámico. En este informe de suficiencia este modelo no será utilizado debido a que el programa de flujo de potencia WINFLU empleado, no permite modelamiento de cargas dinámicas, por lo que no será necesario desarrollar este modelo.

1.3 Metodología para la Elaboración de Estudios

1.3.1 Recopilación de la información

El inicio para la realización de los estudios, es de disponer de una base de datos que refleje la realidad del sistema, por ello, la primera información que se analiza, es la utilizada por el COES-SINAC, siendo está empleada para la realización de los programas de despacho y mantenimiento. La información que se puede obtener del COES es la siguiente:

1. Demanda actual de potencia activa y sus respectivas proyecciones para el período de estudio. Las cargas deben ser distribuidas por barras físicas y

por nivel de tensión en cada una de las subestaciones. Debe incluirse los factores de potencia para cada barra.

2. Capacidad de generación de las centrales eléctricas existentes, así como sus curvas de capacidad P-Q.
3. Topología de la red, considerando sus limitaciones de transmisión de potencia.
4. Despacho económico para las diferentes condiciones de carga para una hidrología promedio.

1.3.2 Estudio de flujo de carga

Para realizar los estudios de flujo de carga se ha utilizado el programa computacional especializado WINFLU.

Para la elaboración de las curvas P-V y V-Q de las barras del sistema se realizaron los siguientes pasos:

1. Se han elaborado curvas P-V y V-Q para barras del sistema de transmisión en niveles de 220 y 138 kV, debido a que en este nivel se define la estabilidad de tensión.
2. Para la solución de flujo de carga se ha tomado modelos de carga a potencia (MVA) constante, que representa el factor de potencia constante.
3. La carga de la barra, donde se quiere su curva P-V, se incrementa paso a paso manteniendo el factor de potencia constante y en cada paso (nivel de

carga) se soluciona el flujo de potencia, obteniéndose la tensión en la barra solicitada.

4. Se incrementa la carga hasta que exista solución del flujo de potencia del sistema, es decir para condiciones de estabilidad.
5. Con las tensiones de barra (V) para cada nivel de carga (P y Q) se grafican las curvas P-V y V-Q.
6. A partir de las curvas características P-V y V-Q se consigue el límite de estabilidad estática, pero se obtiene valores cercanos al punto crítico con un margen de seguridad.

Estos estudios permiten además identificar el nivel de tensión de operación de la barra, las eventuales sobrecargas por las líneas y transformadores, las violaciones de tensión en barras, las necesidades de compensación reactiva para diferentes condiciones de carga del sistema, asimismo, se determinan las pérdidas totales del sistema y los colapsos de tensión.

1.3.3 Limitaciones del programa WINFLU

Las limitaciones que se tiene con este programa son:

No se tiene un control de la generación reactiva de la máquinas eléctricas, ya que son modeladas como P-V.

No se pueden representar los modelos de carga de impedancia constante y corriente constante, tampoco los modelos polinómicos compuestos (en función a la combinación de impedancia constante, corriente constante y potencia constante).

Tampoco se pueden representar los modelos de carga dinámico.

1.3.4 Casos que se estudia

En general, los estudios se realizan teniendo en cuenta una hidrología promedio para las siguientes condiciones de carga:

Casos Bases

Máxima demanda en período de avenida para el año 2001

Casos de contingencia (ejemplos prácticos). Ver **Anexos N° 01 y 02**.

Se estudia para el caso del período de avenida, por que en este período se presentan los problemas de mínima tensión en las diferentes subestaciones del sistema por el incremento en la demanda de potencia activa, debido a las industrias pesqueras, mineras y de alimentos (sector de bebidas); y de potencia reactiva debido al funcionamiento de equipos con alto consumo de reactivo, como por ejemplo: aire acondicionado, ventiladores, congeladoras, etc.

1.3.5 Criterios de operación seguidos durante la solución del flujo de carga

1. Para Operación Normal:

Las tensiones en todas las barras deben estar en el rango del $\pm 5 \%$ de la tensión nominal de operación de la barra respectiva.

Todas las cargas del sistema deben estar en servicio.

Todos los equipos deben operar dentro de su capacidad nominal permanente.

2. Para operación en casos de Contingencia:

Las operaciones en todas las barras deben estar en el rango del $\pm 10 \%$ de la tensión nominal de operación de la barra respectiva.

Todas las cargas del sistema deben estar en servicio.

Todos los equipos deben operar como máximo con una sobrecarga del 20% durante dos horas.

2.1.1 Determinación de la curva P-V y V-Q para la subestación Talara

Cuadro N° 2.1

Subestación Talara – Máxima Demanda – Incremento de carga

INCREMENTO	P	Q	S	FACTOR	TENSIÓN
CARGA	CARGA	CARGA	CARGA	POTENCIA	OPERACIÓN
%	MW	MVAR	MVA		KV
0	16.50	7.80	18.25	0.904	216.02
22	24.75	11.70	27.38	0.904	208.50
45	33.00	15.60	36.50	0.904	199.78
67	41.25	19.50	45.63	0.904	188.16
89	49.50	23.40	54.75	0.904	173.27
94	51.15	24.18	56.58	0.904	161.55
98	52.80	24.96	58.40	0.904	154.44
103	54.45	25.74	60.23	0.904	COLAPSO

Gráfico N° 2.2
Subestación Talara – Máxima Demanda – Incremento de carga

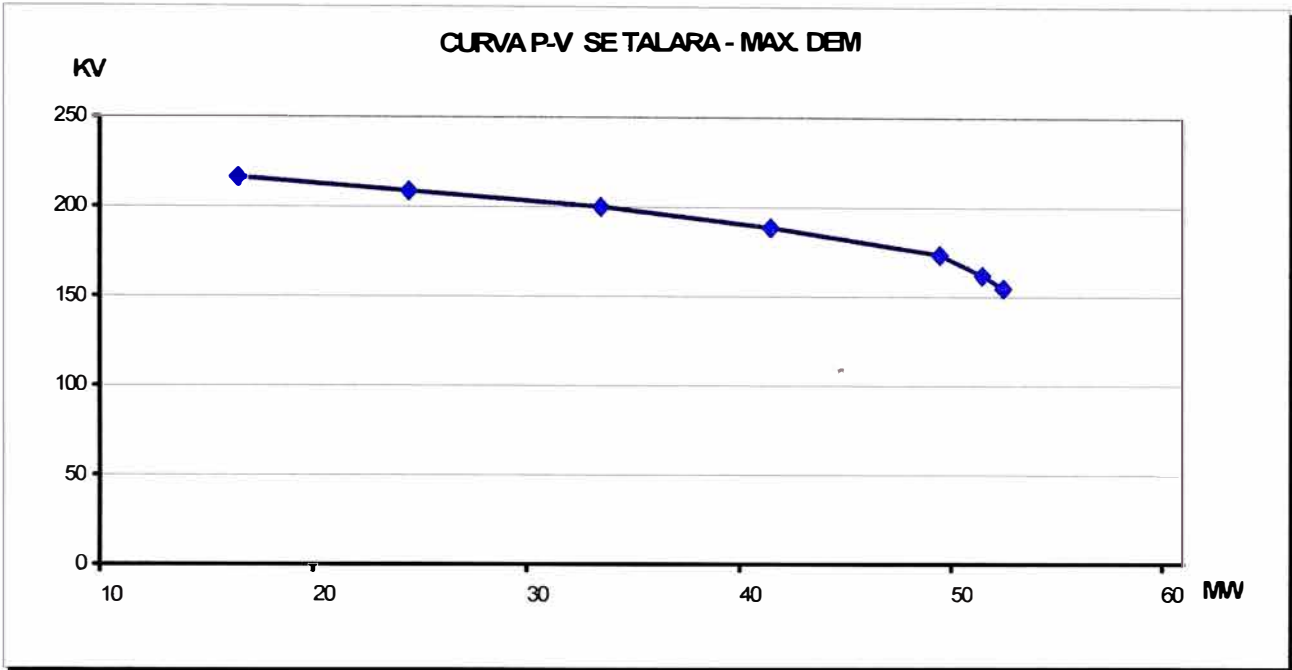
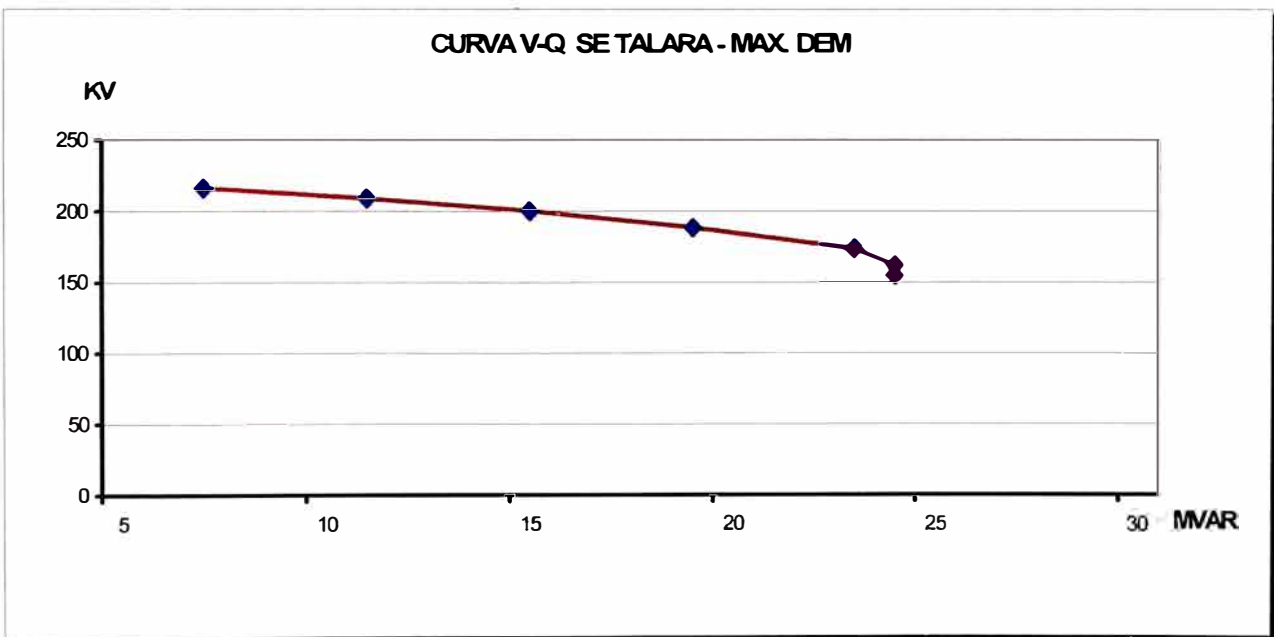


Gráfico N° 2.3
Subestación Talara – Máxima Demanda – Incremento de carga



2.1.1.1 Análisis de la curva P-V y V-Q para la subestación Talara

Opera con una tensión de operación de 218 kV y con un rango de \pm 2.5%, lo cual sería 213 y 223 kV tensiones mínima y máxima de operación permitidas por la NTCSE.

Con la finalidad de obtener las curvas P-V y V-Q de la subestación Talara se ha simulado el caso de máxima demanda en el período de avenida para el año 2001.

El **Cuadro N° 2.1** presenta los resultados de las simulaciones del flujo de carga, incluyendo: el incremento de la carga (%), potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia y tensión en las barras 220 kV de la subestación.

En este caso se incremento hasta el 103% de la carga total de Talara y Tumbes (37MW), concentrada en la barra de 220 kV de la subestación Talara, para encontrar el punto de no convergencia (colapso) en la solución del flujo de carga.

De los resultados del flujo de carga, la tensión mínima que podría llegar a operar la subestación Talara sin producirse colapso sería a 154.44 kV en el lado de 220 kV.

A partir de este nivel de tensión se podría recurrir a un rechazo de carga en el caso que la tensión siga disminuyendo, para evitar un colapso del sistema por tensión.

Las curvas P-V y V-Q tienen la misma tendencia ver **Gráficas N° 2.2 y 2.3**, la tensión (kV) disminuye a medida que se aumenta la carga (MW y MVAR) manteniendo el factor de potencia constante que verifica el modelo de carga de potencia constante utilizado.

Para llegar al punto crítico de inestabilidad se tendría que producir una caída de tensión del 29 % con respecto a su tensión de operación (218 kV), lo cual puede ocurrir para el caso de una perturbación en el sistema originando sobrecarga o desconexión de líneas de transmisión, en donde el Centro Control de ETECEN en coordinación con el COES tomarán las acciones correctivas necesarias para normalizar la tensión a su valor de operación.

2.1.2 Determinación de la curva P-V y V-Q para la subestación Chimbote1

Cuadro N° 2.2

Subestación Chimbote 1 – Máxima Demanda – Incremento de carga

INCREMENTO CARGA %	P CARGA MW	Q CARGA MVAR	S CARGA MVA	FACTOR POTENCIA	TENSIÓN OPERACIÓN KV	TENSIÓN OPERACIÓN KV
0	54.70	25.90	60.52	0.904	221.06	138.16
2	60.17	28.49	66.57	0.904	220.93	138.00
5	65.64	31.08	72.63	0.904	220.79	137.83
12	82.05	38.85	90.78	0.904	219.61	136.65
25	109.40	51.80	121.04	0.904	218.47	135.60
50	164.10	77.70	181.57	0.904	215.46	133.09
75	218.80	103.60	242.09	0.904	212.12	130.31
99	273.50	129.50	302.61	0.904	207.88	126.97
124	328.20	155.40	363.13	0.904	201.77	122.54
137	355.55	168.35	393.39	0.904	195.22	118.46
144	371.96	176.12	411.55	0.904	190.87	115.74
149	382.90	181.30	423.65	0.904	187.43	113.61
154	393.84	186.48	435.76	0.904	181.51	110.14
157	399.31	189.07	441.81	0.904	178.00	109.09
159	404.78	191.66	447.86	0.904	COLAPSO	

Gráfico N° 2.4

Subestación Chimbote 1 – Máxima Demanda – Incremento de carga

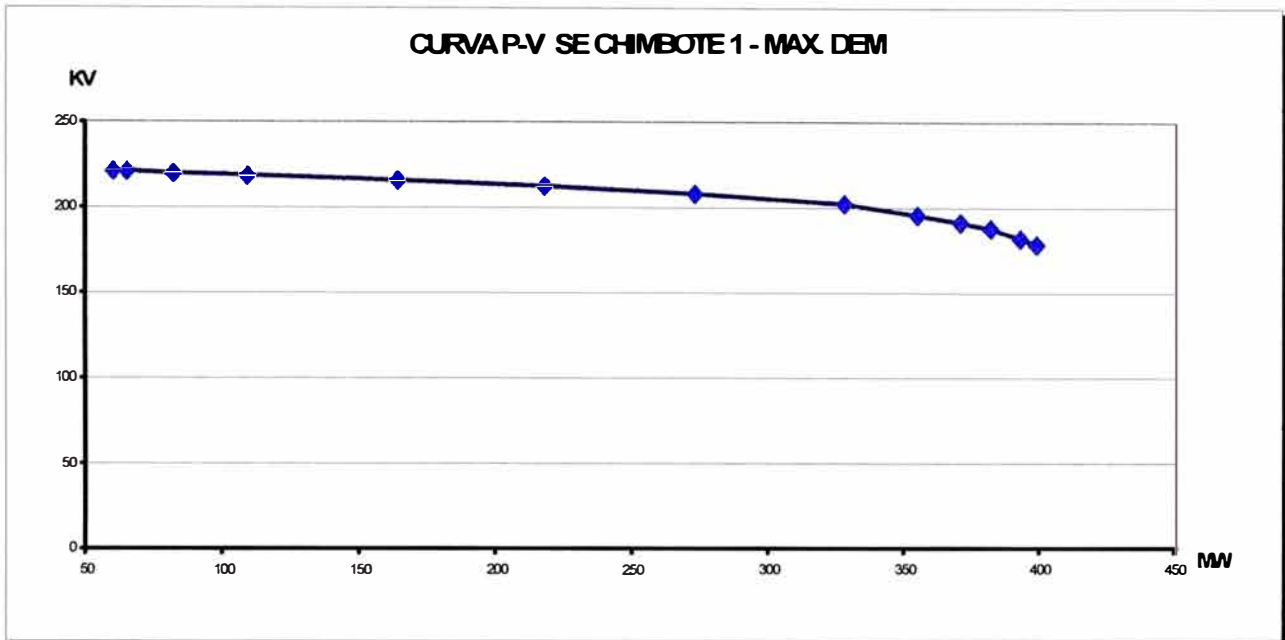
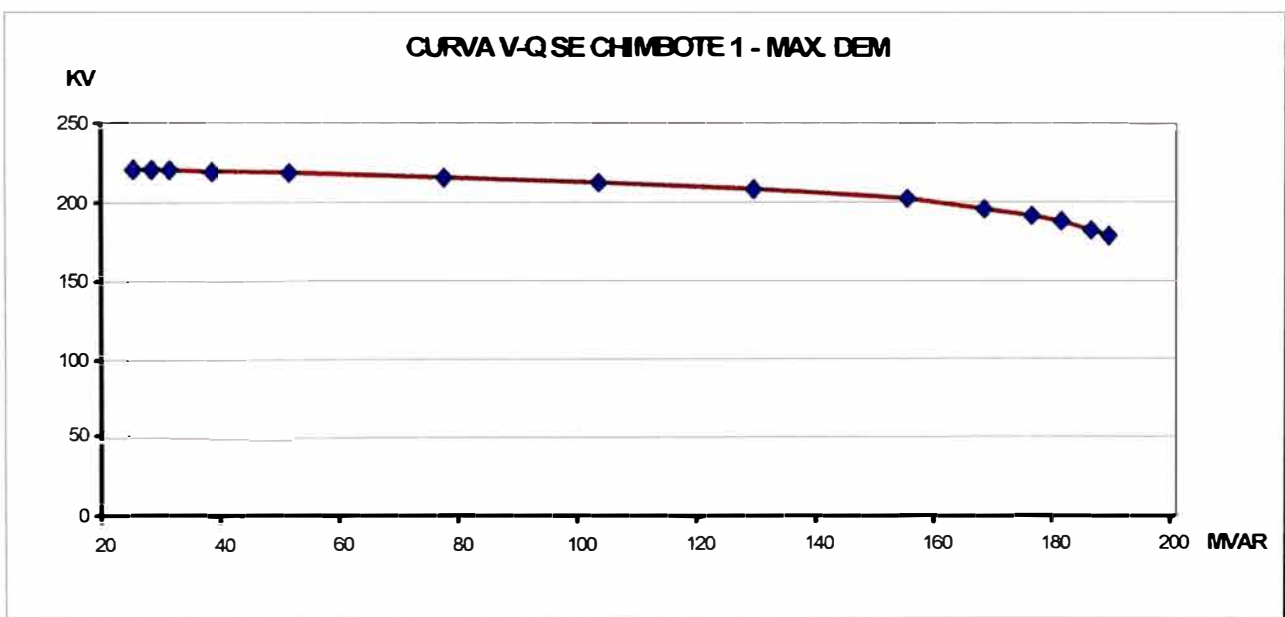


Gráfico N° 2.5

Subestación Chimbote 1 – Máxima Demanda – Incremento de carga



2.1.2.1 Análisis de la curva P-V y V-Q para la subestación Chimbote 1

Opera con una tensión de operación de 225 kV y con un rango de \pm 2.5%, lo cual sería 219 y 231kV tensiones mínima y máxima de operación permitidas por la NTCSE.

Con la finalidad de obtener las curvas P-V y V-Q de la subestación Chimbote 1 se ha simulado el caso de máxima demanda en el período de avenida para el año 2001.

El **Cuadro N° 2.2** presenta los resultados de las simulaciones del flujo de carga, incluyendo: el incremento de la carga (%), potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia y tensión en las barras 220 y 138 kV de la subestación.

En este caso se incremento hasta el 159% de la carga total de Chimbote y la carga inyectada al sistema a través de los Autotransformadores (220 MW), concentrada en la barra de 138 kV de la subestación Chimbote 1, para encontrar el punto de no convergencia (colapso) en la solución del flujo de carga.

De los resultados del flujo de carga, la tensión mínima que podría llegar a operar la subestación Chimbote 1 sin producirse colapso sería a 178 kV en el lado de 220 kV y 109.1kV en el lado de 138 KV.

A partir de este nivel de tensión se podría recurrir a un rechazo de carga en el caso que la tensión siga disminuyendo, para evitar un colapso del sistema por tensión.

Las curvas P-V y V-Q tienen la misma tendencia ver **Gráficos N° 2.4 y 2.5**, la tensión (kV) disminuye a medida que se aumenta la carga (MW y MVAR) manteniendo el factor de potencia constante que verifica el modelo de carga de potencia constante utilizado.

Para llegar al punto crítico de inestabilidad se tendría que producir una caída de tensión del 21 % con respecto a su tensión de operación (225 kV), lo cual puede ocurrir para el caso de una perturbación en el sistema originando sobrecarga o desconexión de líneas de transmisión, en donde el Centro Control de ETECEN en coordinación con el COES tomarán las acciones correctivas necesarias para normalizar la tensión a su valor de operación.

2.1.3 Determinación de la curva P-V y V-Q para la subestación San Juan

Cuadro N° 2.3

Subestación San Juan– Máxima Demanda – Incremento de carga

INCREMENTO CARGA	P CARGA	Q CARGA	S CARGA	FACTOR POTENCIA	TENSIÓN OPERACIÓN	TENSIÓN OPERACIÓN
%	MW	MVAR	MVA		KV	KV
0	160.00	120.70	200.42	0.798	201.58	61.30
4	176.00	132.77	220.46	0.798	199.78	60.60
7	192.00	144.84	240.50	0.798	197.71	56.60
15	224.00	168.98	280.59	0.798	192.88	55.50
18	240.00	181.05	300.63	0.798	189.99	52.10
22	256.00	193.12	320.67	0.798	186.76	51.00
25	272.00	205.19	340.72	0.798	181.60	49.50
29	288.00	217.26	360.76	0.798	176.83	47.70
33	304.00	229.33	380.80	0.798	COLAPSO	

Gráfico N° 2.6
Subestación San Juan – Máxima Demanda – Incremento de carga

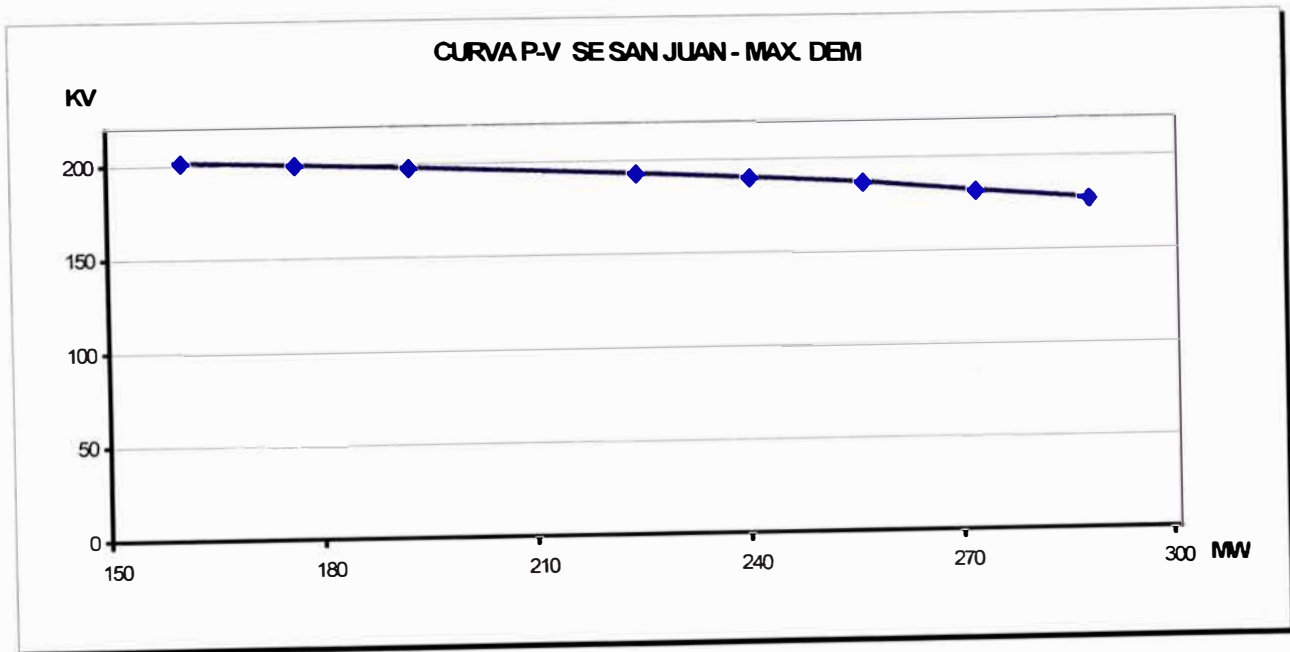
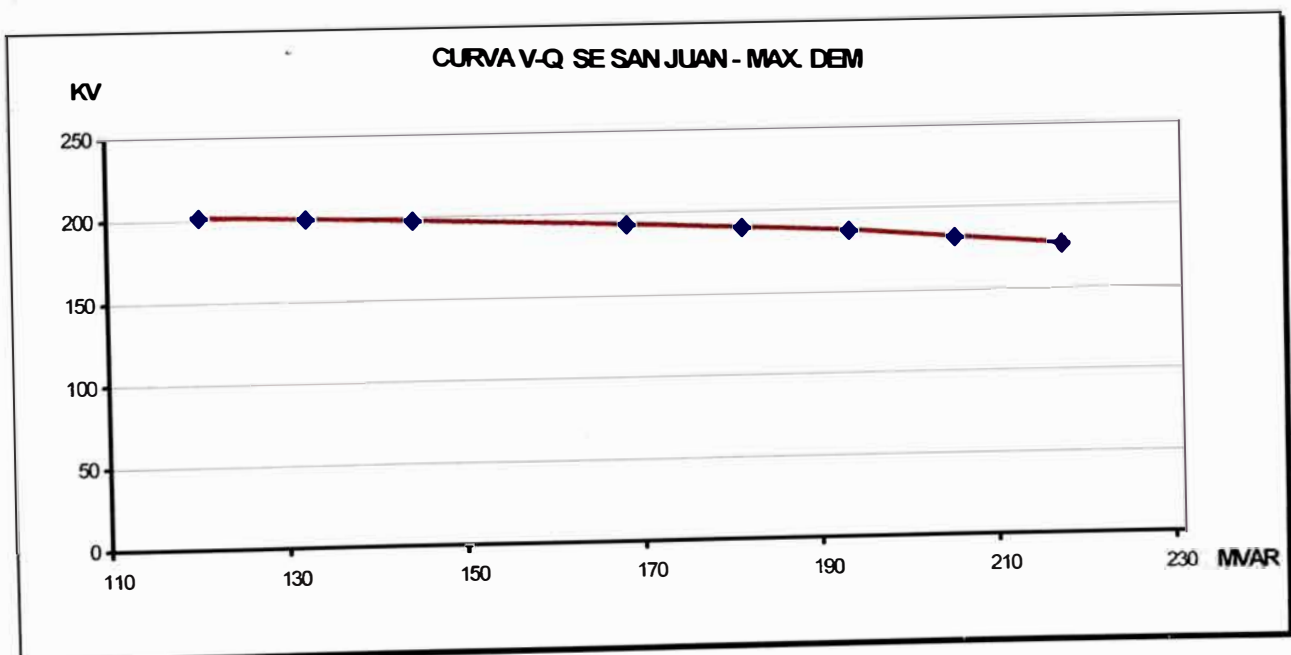


Gráfico N° 2.7
Subestación San Juan – Máxima Demanda – Incremento de carga



2.1.3.1 Análisis de la curva P-V y V-Q para la subestación San Juan

Opera con una tensión de operación de 210 kV y con un rango de \pm 2.5%, lo cual sería 205 y 215 kV tensiones mínima y máxima de operación permitidas por la NTCSE.

Con la finalidad de obtener las curvas P-V y V-Q de la subestación San Juan se ha simulado el caso de máxima demanda en el período de avenida para el año 2001.

El **Cuadro N° 2.3** presenta los resultados de las simulaciones del flujo de carga, incluyendo: el incremento de la carga (%), potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia y tensión en las barras 220 y 60 kV de la subestación.

En este caso se incremento hasta el 33% de la carga total de la subestación San Juan (440MW), concentrada en la barra de 60 kV de la subestación San Juan, para encontrar el punto de no convergencia (colapso) en la solución del flujo de carga.

De los resultados del flujo de carga, la tensión mínima que podría llegar a operar la subestación San Juan sin producirse colapso sería a 176.8 kV en el lado de 220 kV y 47.7kV en el lado de 60 KV.

A partir de este nivel de tensión se podría recurrir a un rechazo de carga en el caso que la tensión siga disminuyendo, para evitar un colapso del sistema por tensión.

Las curvas P-V y V-Q tienen la misma tendencia ver **Gráficos N° 2.6 y 2.7**, la tensión (kV) disminuye a medida que se aumenta la carga (MW y MVAR) manteniendo el factor de potencia constante que verifica el modelo de carga de potencia constante utilizado.

Para llegar al punto crítico de inestabilidad se tendría que producir una caída de tensión del 16 % con respecto a su tensión de operación (210 kV), lo cual puede ocurrir para el caso de una perturbación en el sistema o no preveer la reserva necesaria de potencia reactiva antes de ingresar a la hora punta, en donde el Centro Control de ETECEN en coordinación con el COES tomarán las acciones correctivas necesarias para normalizar la tensión a su valor de operación.

2.1.4 Determinación de la curva P-V y V-Q para la subestación Paragsha2

Cuadro N° 2.4

Subestación Paragsha 2 – Máxima Demanda – Incremento de carga

INCREMENTO	P	Q	S	FACTOR	TENSIÓN
CARGA	CARGA	CARGA	CARGA	POTENCIA	OPERACIÓN
%	MW	MVAR	MVA		KV
0	10.70	5.10	11.85	0.903	121.51
15	16.05	7.65	17.78	0.903	118.65
18	17.12	8.16	18.97	0.903	118.03
24	19.26	9.18	21.34	0.903	116.61
31	21.40	10.20	23.71	0.903	115.02
34	22.47	10.71	24.89	0.903	114.08
37	23.54	11.22	26.08	0.903	113.02
43	25.68	12.24	28.45	0.903	110.31
46	26.75	12.75	29.63	0.903	108.11
52	28.89	13.77	32.00	0.903	COLAPSO

Gráfico N° 2.8

Subestación Paragsha 2 – Máxima Demanda – Incremento de carga

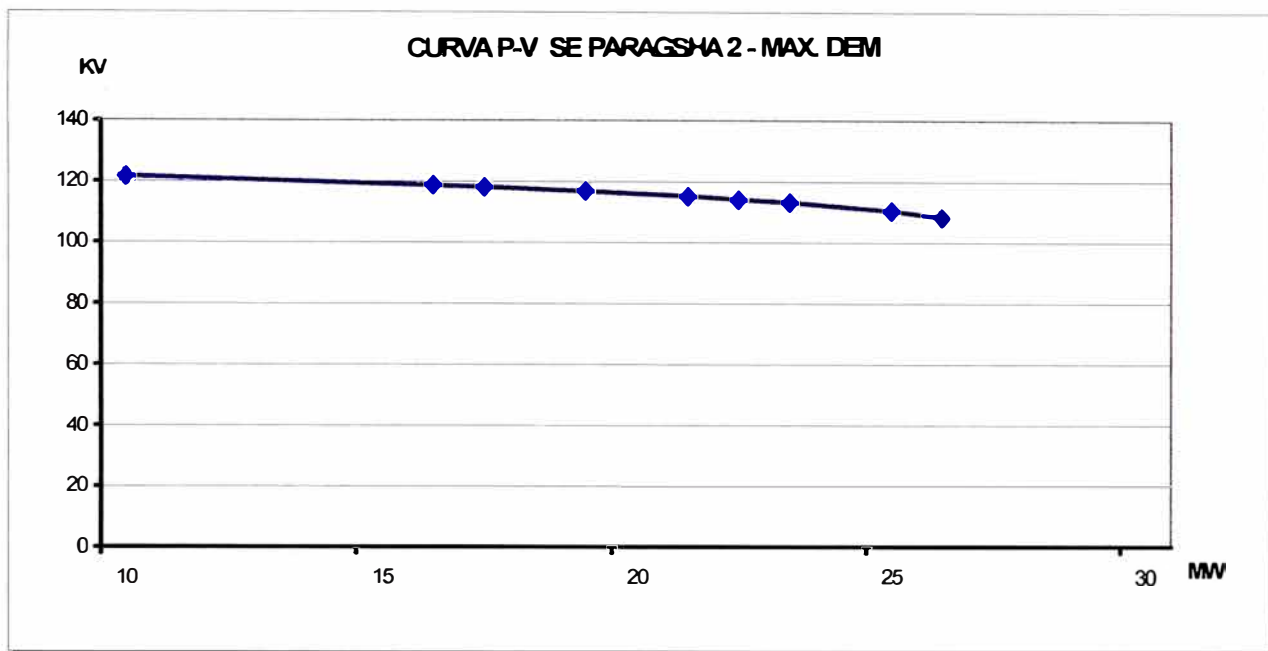
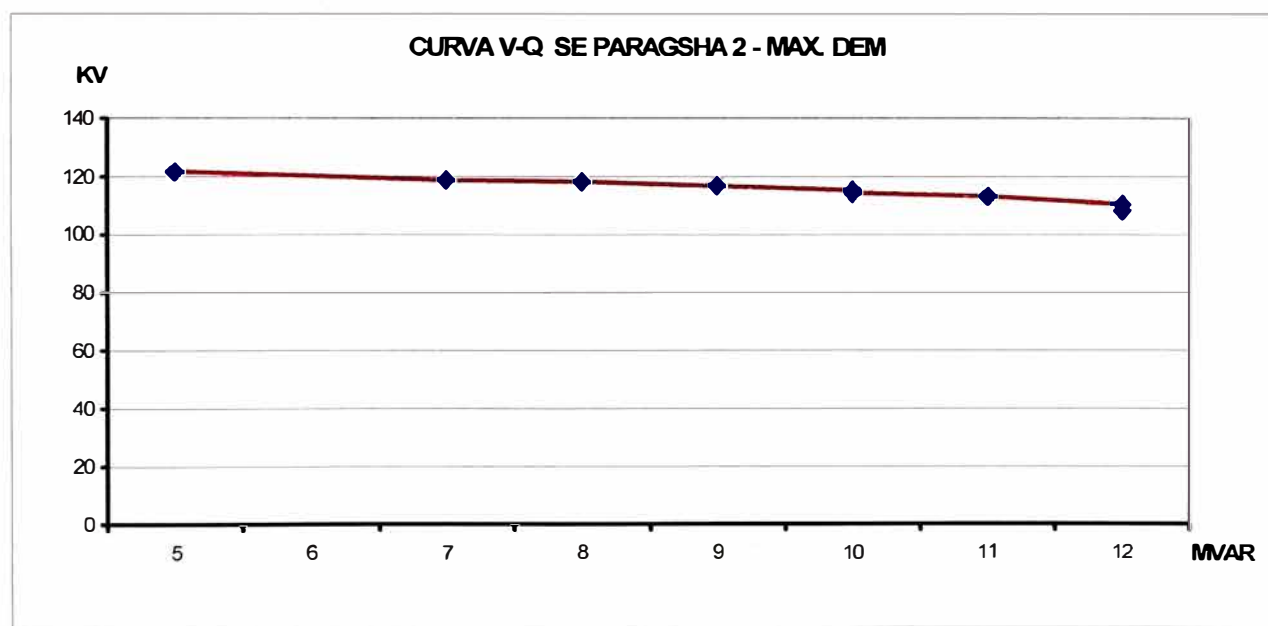


Gráfico N° 2.9

Subestación Paragsha 2 – Máxima Demanda – Incremento de carga



2.1.4.1 Análisis de la curva P-V y V-Q para la subestación Paragsha 2

Opera con una tensión de operación de 120 kV y con un rango de $\pm 2.5\%$, lo cual sería 117 y 123 kV tensiones mínima y máxima de operación permitidas por la NTCSE.

Con la finalidad de obtener las curvas P-V y V-Q de la subestación Paragsha 2 se ha simulado el caso de máxima demanda en período de avenida para el año 2001.

El **Cuadro N° 2.4** presenta los resultados de las simulaciones del flujo de carga, incluyendo: el incremento de la carga (%), potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia y tensión en las barras 138 kV de la subestación.

En este caso se incremento hasta el 52% de la carga total de las subestaciones Paragsha 1 y Paragsha 2 (35MW), concentrada en la barra de 138 kV de la subestación Paragsha 2, para encontrar el punto de no convergencia (colapso) en la solución del flujo de carga.

De los resultados del flujo de carga, la tensión mínima que podría llegar a operar la subestación Paragsha 2 sin producirse colapso sería a 108.11kV en el lado de 138 kV.

A partir de este nivel de tensión se podría recurrir a un rechazo de carga en el caso que la tensión siga disminuyendo, para evitar un colapso del sistema por tensión.

Las curvas P-V y V-Q tienen la misma tendencia ver **Gráficos N° 2.8 y 2.9**, la tensión (kV) disminuye a medida que se aumenta la carga (MW y MVAR) manteniendo el factor de potencia constante que verifica el modelo de carga de potencia constante utilizado.

Para llegar al punto crítico de inestabilidad se tendría que producir una caída de tensión del 10 % con respecto a su tensión de operación (120 kV), lo cual puede ocurrir para el caso de una perturbación en el sistema originando sobrecarga o desconexión de líneas de transmisión, en donde el Centro Control de ETECEN en coordinación con el COES tomarán las acciones correctivas necesarias para normalizar la tensión a su valor de operación.

2.1.5 Determinación de la curva P-V y V-Q para la subestación Socabaya

Cuadro N° 2.5

Subestación Socabaya – Máxima Demanda – Incremento de carga

INCREMENTO	P	Q	S	FACTOR	TENSIÓN
CARGA	CARGA	CARGA	CARGA	POTENCIA	OPERACIÓN
%	MW	MVAR	MVA		KV
0	35.30	2.40	35.38	0.998	139.19
12	52.95	3.60	53.07	0.998	139.00
24	70.60	4.80	70.76	0.998	138.87
47	105.90	7.20	106.14	0.998	138.32
71	141.20	9.60	141.53	0.998	137.64
141	247.10	16.80	247.67	0.998	134.67
259	423.60	28.80	424.58	0.998	124.00
282	458.90	31.20	459.96	0.998	119.73
306	494.20	33.60	495.34	0.998	111.47
308	497.73	33.84	498.88	0.998	109.73
311	501.26	34.08	502.42	0.998	COLAPSO

Gráfico N° 2.10
Subestación Socabaya – Máxima Demanda – Incremento de carga

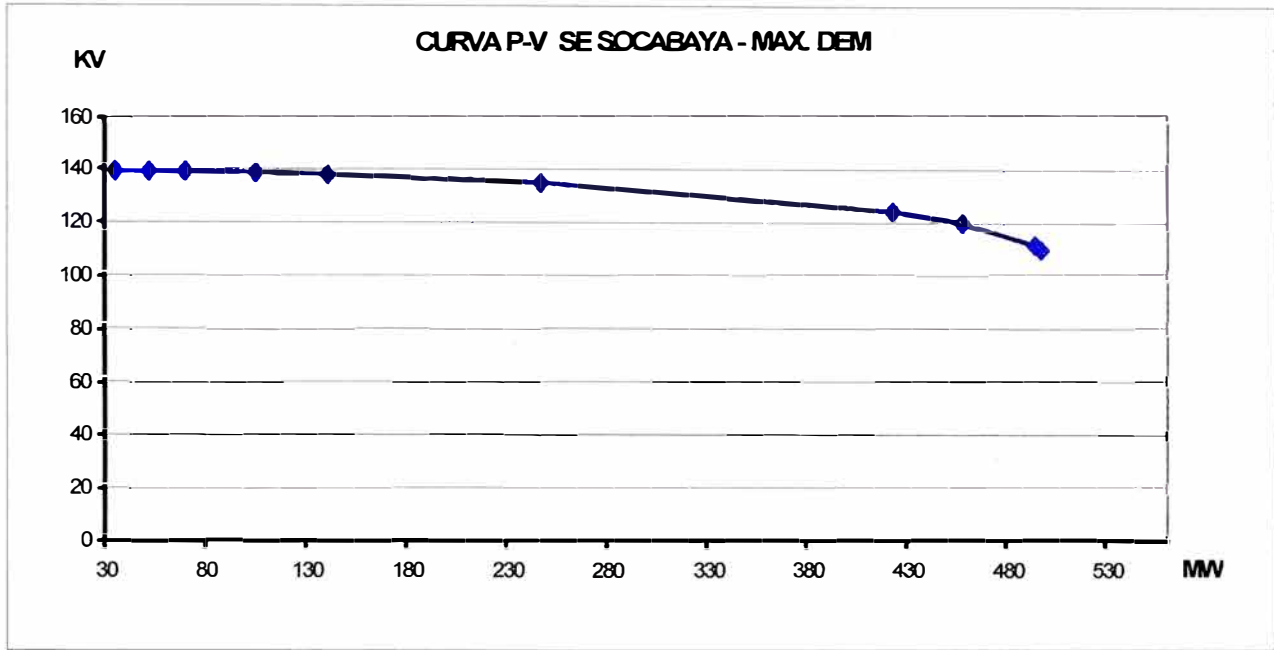
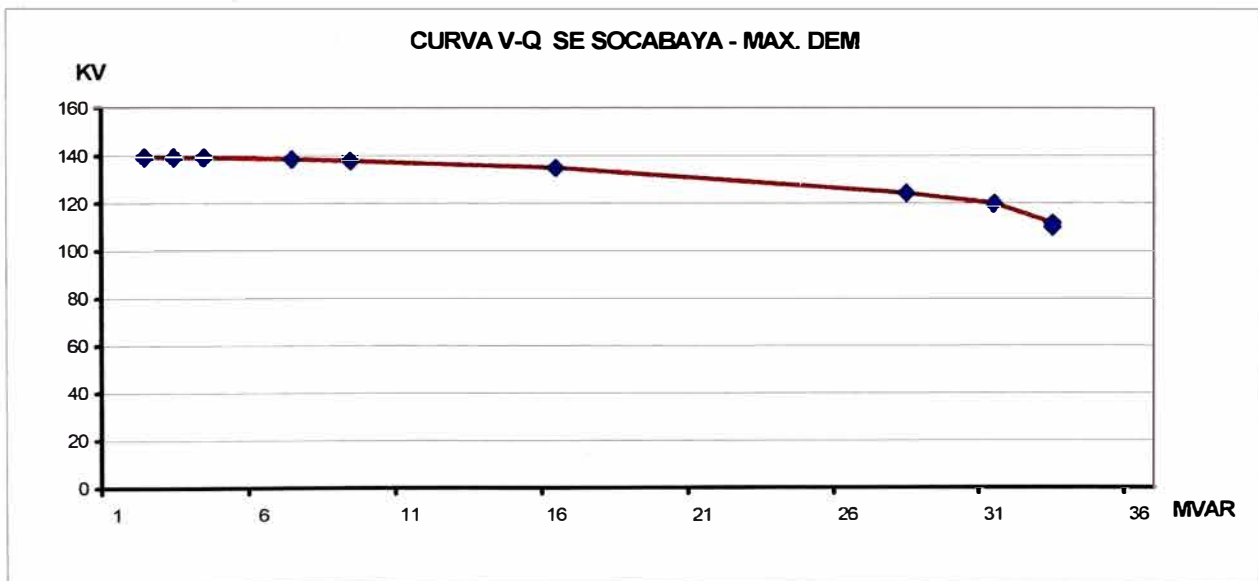


Gráfico N° 2.11
Subestación Socabaya – Máxima Demanda – Incremento de carga



2.1.5.1 Análisis de la curva P-V y V-Q para la subestación Socabaya

Opera con una tensión de operación de 138 kV y con un rango de \pm 2.5%, lo cual sería 135 y 141kV tensiones mínima y máxima de operación permitidas por la NTCSE.

Con la finalidad de obtener las curvas P-V y V-Q de la subestación Socabaya se ha simulado el caso de máxima demanda en período de avenida para el año 2001.

El **Cuadro N° 2.5** presenta los resultados de las simulaciones del flujo de carga, incluyendo: el incremento de la carga (%), potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia y tensión en las barras 138 kV de la subestación.

En este caso se incremento hasta el 311% de la carga total de Arequipa y Cerro Verde (150MW), concentrada en la barra de 138 kV de la subestación Cerro Verde, para encontrar el punto de no convergencia (colapso) en la solución del flujo de carga.

De los resultados del flujo de carga, la tensión mínima que podría llegar a operar la subestación Socabaya sin producirse colapso sería a 109.73 kV en el lado de 138 kV.

A partir de este nivel de tensión se podría recurrir a un rechazo de carga en el caso que la tensión siga disminuyendo, para evitar un colapso del sistema por tensión.

Las curvas P-V y V-Q tienen la misma tendencia ver **Gráficos N° 2.10 y 2.11**, la tensión (kV) disminuye a medida que se aumenta la carga (MW y MVAR) manteniendo el factor de potencia constante que verifica el modelo de carga de potencia constante utilizado.

Para llegar al punto crítico de inestabilidad se tendría que producir una caída de tensión del 20 % con respecto a su tensión de operación (138 kV), lo cual puede ocurrir para el caso de una perturbación en el sistema originando sobrecarga o desconexión de líneas de transmisión, en donde el Centro Control de ETESUR en coordinación con el COES tomarán las acciones correctivas necesarias para normalizar la tensión a su valor de operación.

2.1.6 Determinación de la curva P-V y V-Q para la subestación Toquepala

Cuadro N° 2.6

Subestación Toquepala – Máxima Demanda – Incremento de carga

INCREMENTO	P	Q	S	FACTOR	TENSIÓN
CARGA	CARGA	CARGA	CARGA	POTENCIA	OPERACIÓN
%	MW	MVAR	MVA		KV
0	51.10	3.40	51.21	0.998	138.18
13	76.65	5.10	76.82	0.998	137.20
27	102.20	6.80	102.43	0.998	135.56
40	127.75	8.50	128.03	0.998	133.47
54	153.30	10.20	153.64	0.998	131.69
81	204.40	13.60	204.85	0.998	125.40
108	255.50	17.00	256.06	0.998	118.44
121	281.05	18.70	281.67	0.998	110.36
124	286.16	19.04	286.79	0.998	107.75
126	291.27	19.38	291.91	0.998	103.58
129	296.38	19.72	297.04	0.998	COLAPSO

Gráfico N° 2.12
Subestación Toquepala– Máxima Demanda – Incremento de carga

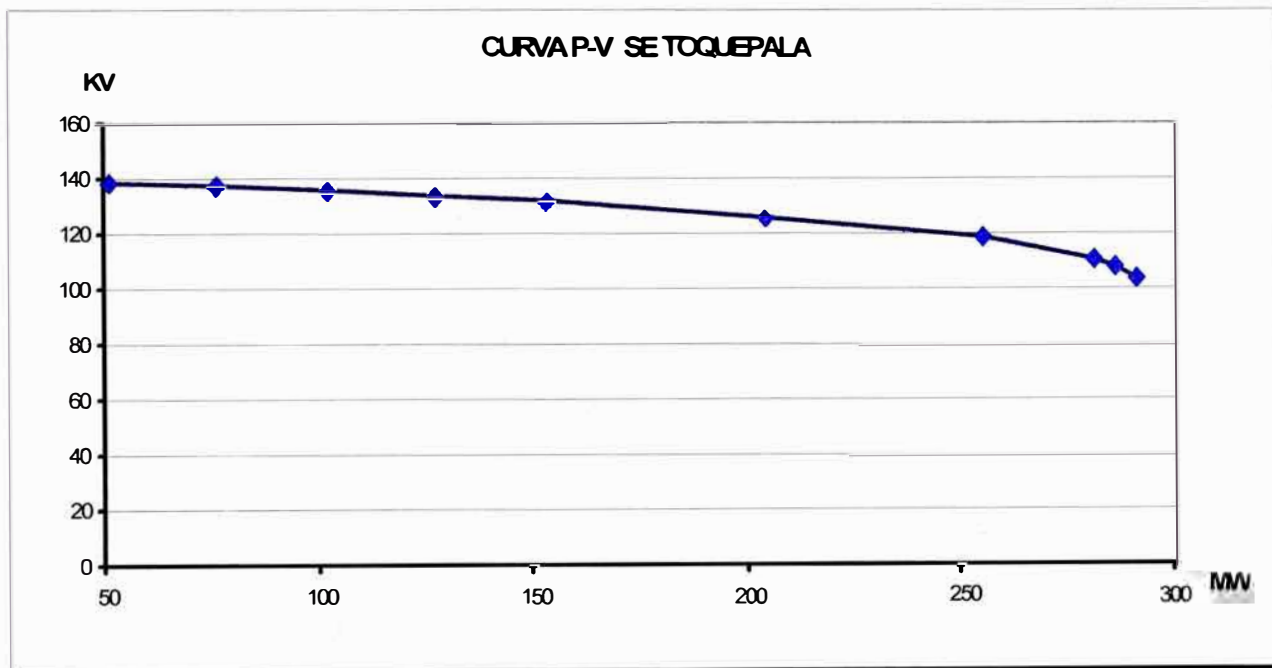
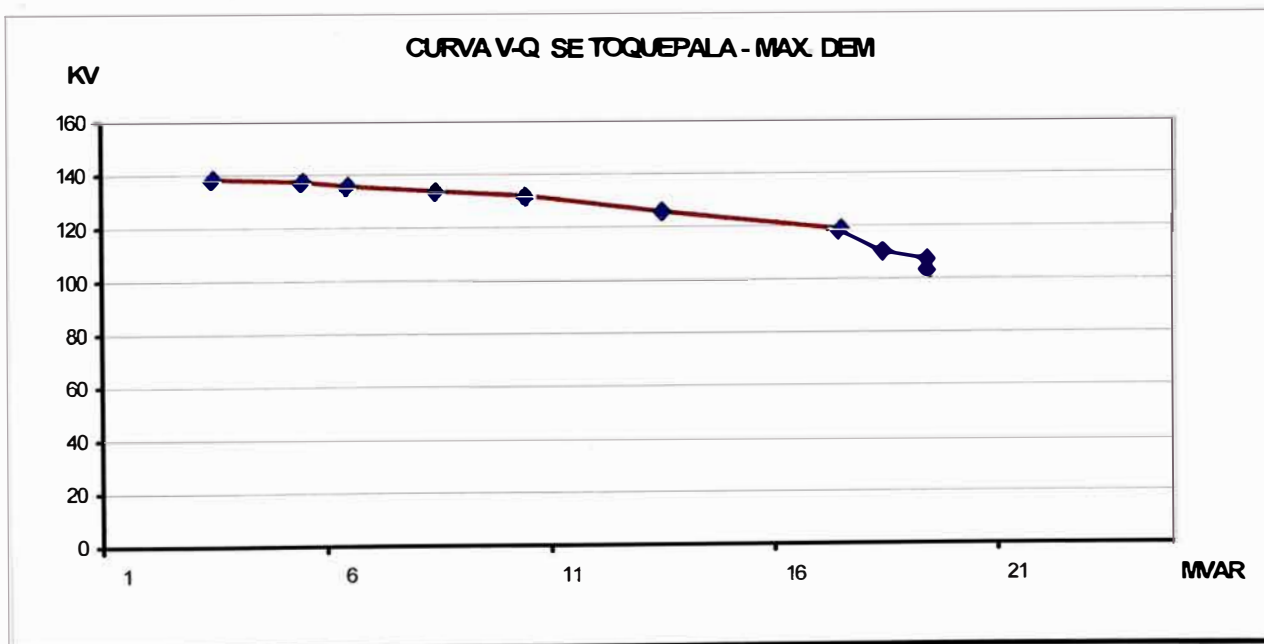


Gráfico N° 2.13
Subestación Toquepala– Máxima Demanda – Incremento de carga



2.1.6.1 Análisis de la curva P-V y V-Q para la subestación Toquepala

Opera con una tensión de operación de 140 kV y con un rango de \pm 2.5%, lo cual sería 137 y 144 kV tensiones mínima y máxima de operación permitidas por la NTCSE.

Con la finalidad de obtener las curvas P-V y V-Q de la subestación Toquepala se ha simulado el caso de máxima demanda en período de avenida para el año 2001.

El **Cuadro N° 2.6** presenta los resultados de las simulaciones del flujo de carga, incluyendo: el incremento de la carga (%), potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia y tensión en las barras 138 kV de la subestación.

En este caso se incremento hasta el 129% de la carga total de Southern Perú (190MW), concentrada en la barra de 13.8 kV de la subestación Toquepala, para encontrar el punto de no convergencia (colapso) en la solución del flujo de carga.

De los resultados del flujo de carga, la tensión mínima que podría llegar a operar la subestación Toquepala sin producirse colapso sería a 103.58 kV en el lado de 138 kV.

A partir de este nivel de tensión se podría recurrir a un rechazo de carga en el caso que la tensión siga disminuyendo, para evitar un colapso del sistema por tensión.

Las curvas P-V y V-Q tienen la misma tendencia ver **Gráficos N° 2.12 y 2.13**, la tensión (kV) disminuye a medida que se aumenta la carga (MW y MVAR) manteniendo el factor de potencia constante que verifica el modelo de carga de potencia constante utilizado.

Para llegar al punto crítico de inestabilidad se tendría que producir una caída de tensión del 26 % con respecto a su tensión de operación (140 kV), lo cual puede ocurrir para el caso de una perturbación en el sistema originando sobrecarga o desconexión de líneas de transmisión, en donde el Centro Control de ETESUR en coordinación con el COES tomarán las acciones correctivas necesarias para normalizar la tensión a su valor de operación.

2.1.7 Determinación de la curva P-V y V-Q para la subestación Juliaca

Cuadro N° 2.7

Subestación Juliaca – Máxima Demanda – Incremento de carga

INCREMENTO	P	Q	S	FACTOR	TENSIÓN
CARGA	CARGA	CARGA	CARGA	POTENCIA	OPERACIÓN
%	MW	MVAR	MVA		KV
0	10.40	5.00	11.54	0.901	137.64
19	15.60	7.50	17.31	0.901	133.35
39	20.80	10.00	23.08	0.901	126.62
58	26.00	12.50	28.85	0.901	121.77
62	27.04	13.00	30.00	0.901	119.34
65	28.08	13.50	31.16	0.901	113.92
69	29.12	14.00	32.31	0.901	COLAPSO

Gráfico N° 2.14
Subestación Juliaca– Máxima Demanda – Incremento de carga

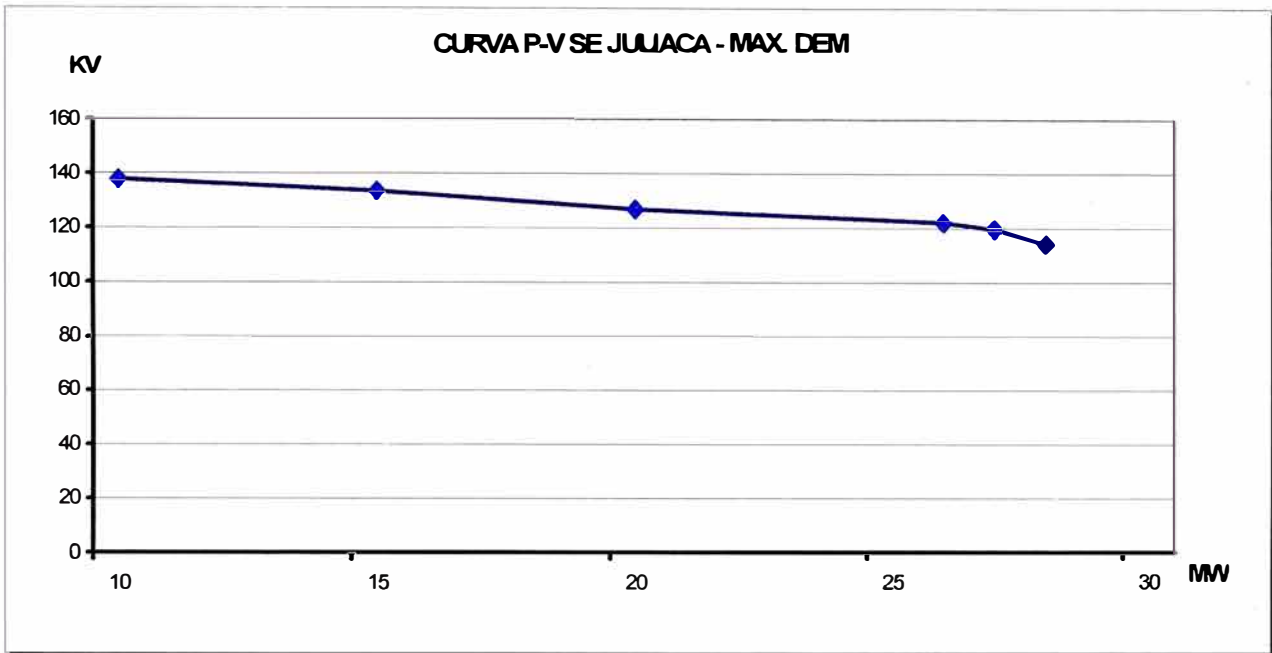
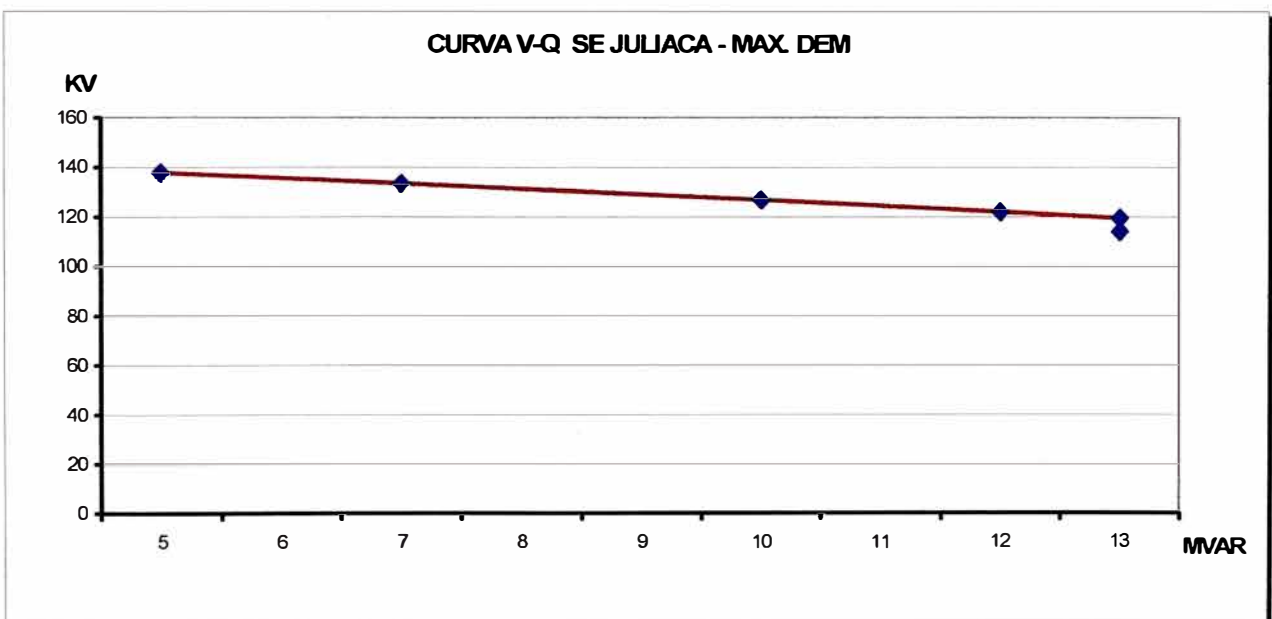


Gráfico N° 2.15
Subestación Juliaca– Máxima Demanda – Incremento de carga



2.1.7.1 Análisis de la curva P-V y V-Q para la subestación Juliaca

Opera con una tensión de operación de 138 kV y con un rango de \pm 2.5%, lo cual sería 135 y 141kV tensiones mínima y máxima de operación permitidas por la NTCSE.

Con la finalidad de obtener las curvas P-V y V-Q de la subestación Juliaca se ha simulado el caso de máxima demanda en período de avenida para el año 2001.

El **Cuadro N° 2.7** presenta los resultados de las simulaciones del flujo de carga, incluyendo: el incremento de la carga (%), potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia y tensión en las barras 138 kV de la subestación.

En este caso se incremento hasta el 69% de la carga total de Juliaca y Puno (27 MW), concentrada en la barra de 60 kV de la subestación Juliaca, para encontrar el punto de no convergencia (colapso) en la solución del flujo de carga.

De los resultados del flujo de carga, la tensión mínima que podría llegar a operar la subestación Juliaca sin producirse colapso sería a 113.92 kV en el lado de 138 kV.

A partir de este nivel de tensión se podría recurrir a un rechazo de carga en el caso que la tensión siga disminuyendo, para evitar un colapso del sistema por tensión.

Las curvas P-V y V-Q tienen la misma tendencia ver **Gráficos N° 2.14 y 2.15**, la tensión (kV) disminuye a medida que se aumenta la carga (MW y MVAR) manteniendo el factor de potencia constante que verifica el modelo de carga de potencia constante utilizado.

Para llegar al punto crítico de inestabilidad se tendría que producir una caída de tensión del 17 % con respecto a su tensión de operación (138 kV), lo cual puede ocurrir para el caso de una perturbación en el sistema originando sobrecarga o desconexión de líneas de transmisión, en donde el Centro Control de ETESUR en coordinación con el COES tomarán las acciones correctivas necesarias para normalizar la tensión a su valor de operación.

CAPÍTULO III

APLICACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

Los Centros de Control de las empresas integrantes del SINAC deben monitorear y tomar las acciones para regular la tensión en el sistema de transmisión actuando en forma preventiva y/o correctiva sobre los equipos de potencia reactiva disponible en el sistema de transmisión o comunicar al coordinador cuando haya que actuar sobre otros equipos del sistema (generadores, bancos, etc.), cuidando por mantener los límites dentro del rango para el estado normal del sistema: $100 \% \pm 2.5 \%$ del valor de la tensión nominal de operación.

En estado de alerta la tensión puede llegar a los límites de tolerancia establecidos por la NTCSE: $100 \% \pm 5 \%$ del valor de la tensión nominal de operación.

Para cumplir con este objetivo los Centros de Control deben:

Coordinar y ejecutar las maniobras de conexión y desconexión de reactores, bancos de capacitores, líneas de transmisión, regular la excitación de los

equipos compensadores rotativos o estáticos, actuar sobre los conmutadores de taps de los transformadores y/o solicitar al coordinador la regulación con los equipos de otras empresas.

Comunicar al coordinador las disponibilidades y limitaciones programadas o no programadas, que ocurran en las instalaciones que limiten los recursos o influyan en la regulación de tensión.

3.1 Control de Tensión en el SINAC

El Control de tensión en el SINAC se realiza a través de tres niveles:

El primer nivel

Es el que se tiene en los Centros de Control de las diferentes empresas que a través del sistema SCADA, por medio de alarmas nos indica cuando la tensión en las barras ha variado de los niveles permitidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Este nivel me indica las barras donde hay un problema de control de tensión, actuando sobre el segundo nivel.

El segundo nivel

Es el comprendido por los equipos de compensación reactiva: reactores, capacitores, compensadores síncronos y estáticos (SVC), taps de transformadores. Estos equipos son operados con la información del primer

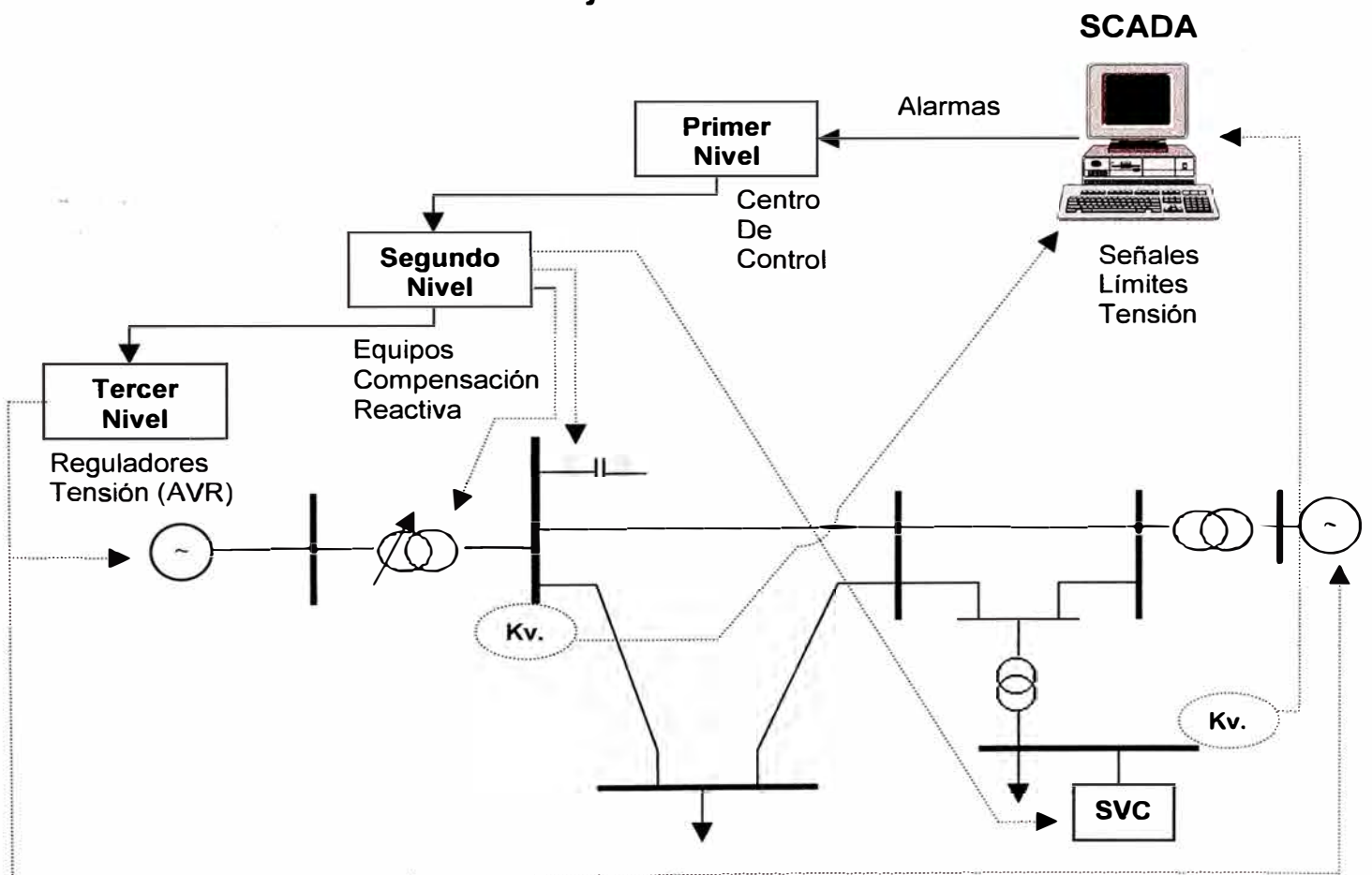
nivel, de tal forma que se mantenga el perfil de tensión deseada en las barras del sistema. Este nivel actúa indirectamente sobre el tercer nivel.

El tercer nivel

Es el comprendido por los reguladores de tensión de los grupos generadores del sistema, estos actúan sobre la excitación de los grupos de tal forma que puedan trabajar sobreexcitados (entregando potencia reactiva al sistema) ó subexcitados (consumiendo potencia reactiva del sistema). Ver

Figura N° 3.1.

Figura N° 3.1
Flujo de Niveles



3.2 Control de Potencia Reactiva en el SINAC.

El problema de control de tensión y potencia reactiva se encuentra en el planeamiento y operación de los sistemas de potencia, cuyas soluciones se tornan más difíciles a medida que los sistemas asumen configuraciones más complejas.

Algunos equipos que forman parte de un sistema de potencia pueden generar o absorber potencia reactiva tales como:

Generadores Síncrono

Pueden generar o absorber potencia reactiva dependiendo de la excitación. Cuando está sobreexcitado genera potencia reactiva y cuando está subexcitado absorbe potencia reactiva. La capacidad de generar o consumir potencia reactiva está limitado por la corriente de campo, corriente de armadura y el calentamiento de los arrollamientos, que gráficamente es llamada curva de capacidad de máquinas síncronas.

Líneas de Transmisión

Dependiendo de la corriente de carga, absorben o generan potencia reactiva. Cuando las cargas son inferiores a la impedancia natural, las líneas

producen potencia reactiva, cuando las cargas son mayores de la impedancia natural, las líneas absorben potencia reactiva.

Cables Subterráneos

Debido a su alta capacitancia y elevada impedancia natural normalmente generan potencia reactiva.

Transformadores

Siempre absorben potencia reactiva independientemente de la carga, cuando están a media carga la reactancia de magnetización tiene un efecto predominante y cuando están al 100 % de su capacidad, la inductancia serie de dispersión tiene efecto predominante.

Cargas

Normalmente absorben potencia reactiva, una barra típica de carga alimentada por un sistema de potencia está compuesta por un gran número de equipos, la composición de la cargas depende del día, estación, temperatura, etc. La composición característica es tal, que una barra de carga absorba potencia reactiva. Normalmente tanto la potencia activa como la potencia reactiva de las cargas compuestas varían como una función de magnitud de tensión. Las cargas con bajo factor de potencia o en retraso (inductivas) producen excesivas caídas de tensión en las líneas de transmisión que son

antieconómicamente asumidas por los consumidores industriales, estos normalmente pagan por consumo de potencia activa y reactiva, lo cual origina corregir el factor de potencia usando capacitores shunt.

3.3 Equipos de Control de Tensión y Potencia Reactiva.

El control de perfiles de tensión es realizado por el control de generación, absorción de flujos de potencia reactiva en todos los niveles del sistema (generación, transmisión y distribución). Las unidades generadoras proveen de medios básicos de control de tensión como un AVR (regulador automático de tensión), que controla la excitación del campo para mantener las tensiones a la salida de los generadores, dentro de los límites especificados. Equipos adicionales son usualmente requeridos para el control de tensión en todo el sistema. Los equipos usados para este propósito pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- a)** Fuentes de carga de potencia reactiva, tales como capacitores y reactores shunt, compensadores estáticos (SVC).
- b)** Compensadores de reactancia de línea, tal como capacitores serie.
- c)** Transformadores reguladores, tal como los transformadores con variación de tap, automática o manual.

Los capacitores paralelo, reactores shunt y capacitores serie proveen compensación pasiva los cuales pueden estar conectados permanentemente cuando son requeridos por el sistema de transmisión y distribución. Asimismo, Contribuyen en el control de tensión debido a la modificación de las características de la red.

Los compensadores síncronos y SVC proveen compensación activa; la potencia reactiva consumida o generada son automáticamente ajustados para mantener la tensión nominal en las barras donde se encuentran conectados estos equipos. La tensión en otros puntos del sistema son determinados por los flujos de potencia activa y reactiva de los diversos equipos inclusive los de compensación pasiva.

Los equipos de control de tensión y potencia reactiva que se tiene en el SINAC son básicamente los siguientes:

- Reactores Shunt
- Capacitores Shunt
- Capacitores Serie
- Compensadores Síncronos
- Transformadores con variación de taps bajo carga
- Compensadores Estáticos (SVC)

3.3.1 Reactores Shunt

Los reactores shunt son usados para compensar los efectos de la capacitancia de las líneas de transmisión, particularmente para limitar un pico de tensión a la apertura de un circuito.

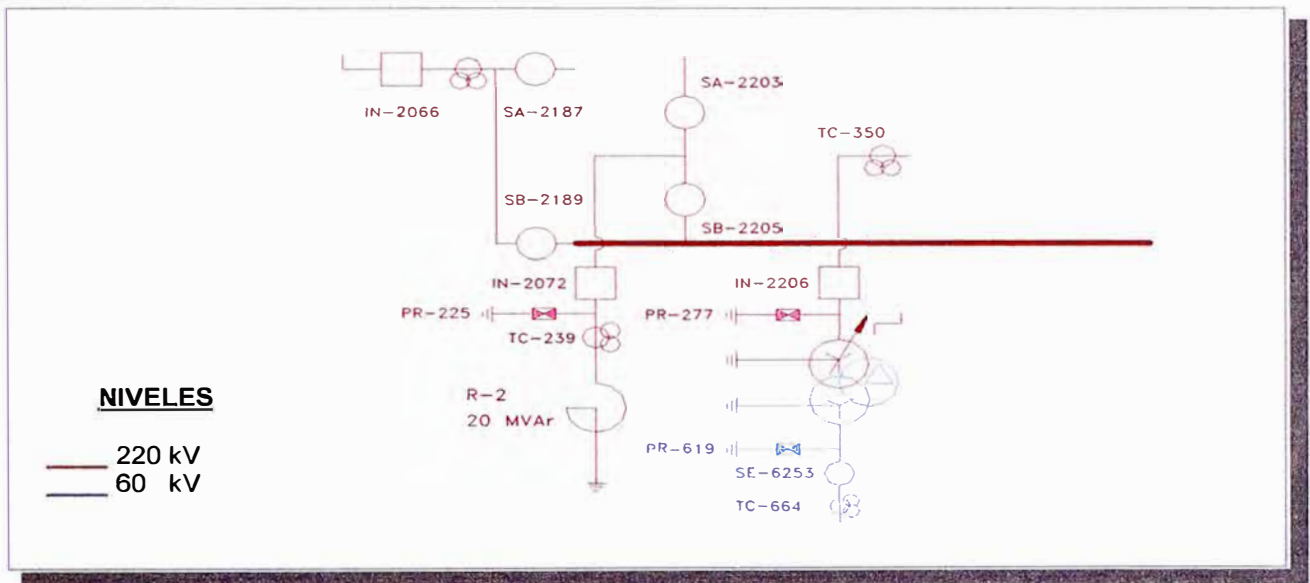
Las aplicaciones en el sistema son:

Al energizar la línea de 220 kV Independencia – Campo Armiño (L-203) se realiza con el Reactor conectado en Independencia, para limitar la sobretensión que se presenta al energizar una línea de gran longitud (>150Km) ver **Figura N° 3.2**.

En el caso del reactor de Guadalupe, este opera para mantener una tensión nominal de operación para condiciones de carga leve (Cementos Pacasmayo).

Para el caso de los reactores de Marcona estos son conectados a la salida del terciario del transformador (10 kV) para condiciones de carga pesada (Shougang Hierro Perú).

Figura N° 3.2
Reactor - Subestación Independencia



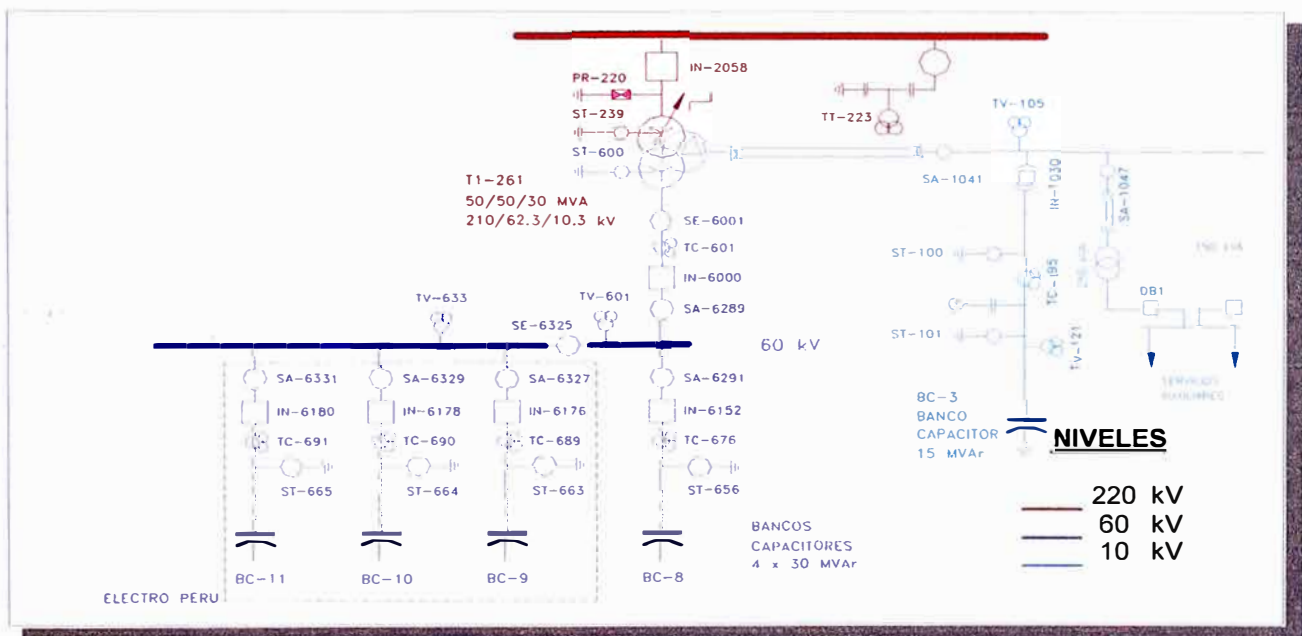
3.3.2 Capacitores Shunt

Los capacitores shunt generan potencia reactiva aumentando las tensiones locales, además de corregir el factor de potencia. Una gran ventaja es su bajo costo y su facilidad de instalación y operación. Una desventaja es que la capacidad de generación de potencia reactiva es proporcional al cuadrado de la tensión.

Las aplicaciones en el sistema son:

- Los bancos capacitores de Chimbote 1, son conectados en el lado terciario de los autotransformadores para asegurar el perfil de tensiones, por la presencia de cargas pesadas como Sider Perú.
- Los bancos de San Juan se emplean para compensar los niveles de tensión debido a que en esta subestación se presenta la mayor concentración de carga, ver **Figura N° 3.3**. Estos pueden operar en forma automática por un relé de tensión ó manualmente.

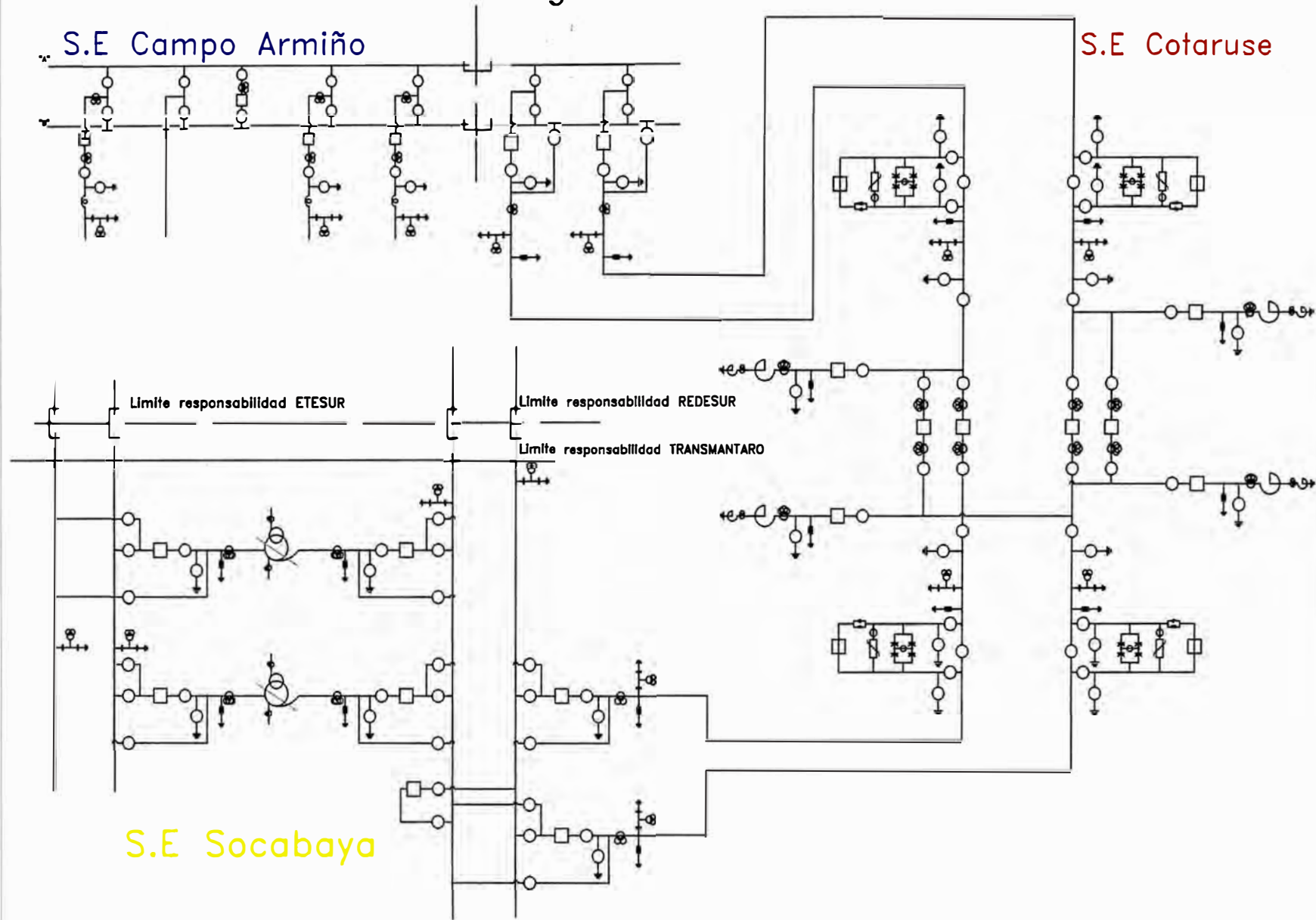
Figura N° 3.3
Bancos Capacitores – Subestación San Juan



3.3.3 Capacitores Serie

Los capacitores serie son conectados en serie con las líneas de transmisión, para compensar la reactancia inductiva de la línea. Esto reduce la

Figura N° 3.4



Sistema Transmision Transmantaro S.A

Cuadro N° 3.1

Cuadro Comparativo de los Equipos de Compensación Reactiva

EQUIPOS	FUNCIONES
Capacitores Shunt	<ul style="list-style-type: none"> - Control de tensión en estado estable. - Control del flujo de potencia reactiva.
Reactores Shunt	<ul style="list-style-type: none"> - Control de tensión en estado estable. - Control del flujo de potencia reactiva. - Reducción de sobretensiones transitorias de maniobras.
Capacitores Serie	<ul style="list-style-type: none"> - Estabilización y transferencia de potencia. - Control del flujo de potencia reactiva.
Compensadores Síncronos	<ul style="list-style-type: none"> - Control de tensión de estado dinámico y estable. - Control del flujo de potencia reactiva. - Estabilización y transferencia de potencia.
Compensadores Estáticos	<ul style="list-style-type: none"> - Control de tensión de estado dinámico y estable. - Control del flujo de potencia reactiva. - Estabilización y transferencia de potencia.

3.4 División de Áreas de Control

Los criterios para definir las áreas de control de tensión son:

1. Existencia de una reserva suficiente de potencia reactiva en un área de control que sea capaz de efectuar regulaciones de perfil de tensiones deseadas.
2. Existir un débil acoplamiento entre las áreas de control, de tal forma que los controles de tensión realizadas en un área deben tener poca influencia con otras áreas.
3. Para el presente informe de suficiencia, el SINAC se dividió en áreas de control basados en los criterios anteriores:

⇒ **Sistema Interconectado Centro Norte (SICN)**

- Área Norte
- Área Centro
- Área Sur

⇒ **Sistema Interconectado Sur (SISUR)**

- Área Arequipa
- Área Sur Este
- Área Sur

3.4.1 Sistema Interconectado Centro Norte (SICN)

El Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), comprende a Zorritos por el Norte hasta San Nicolás por el Sur, Huayucachi por el centro y Tocache por la selva. El control de tensión se realiza para las horas de operación de mínima, media y máxima demanda. En cada caso se realiza diferentes

regulaciones de acuerdo al nivel y capacidad de compensación reactiva existente.

3.4.1.1 Área Norte

Interconecta los departamentos de Tumbes, Piura, Lambayeque, La Libertad, Ancash y parte de Lima, su característica es de un sistema radial que comprende las subestaciones: Zorritos, Piura Oeste, Chiclayo Oeste, Trujillo Norte, Chimbote 1, Paramonga Nueva y Huacho, líneas de transmisión en 220 kV y equipos de compensación reactiva como se muestran en el **Cuadro N° 3.2** y **Cuadro N° 3.3**:

Cuadro N° 3.2
Líneas de Transmisión 220kV

CÓDIGO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LONGITUD (Km.)	CAPACIDAD (MVA)	PROPIETARIO
L-249	TALARA – ZORRITOS	137.0	152	Electroperú
L-248	PIURA OESTE – TALARA	103.8	152	Electroperú
L-238	CHICLAYO OESTE – PIURA OESTE	211.7	152	Etecen
L-240	CARHUAQUERO – CHICLAYO OESTE	83.0	152	Egenor
L-236	GUADALUPE – CHICLAYO OESTE	83.7	152	Etecen
L-234	TRUJILLO NORTE – GUADALUPE	103.3	152	Etecen
L-232	CHIMBOTE 1 – TRUJILLO NORTE	133.7	152	Etecen
L-233	CHIMBOTE 1 – TRUJILLO NORTE	132.8	152	Etecen
L-2226	TRUJILLO NORTE – CAJAMARCA	136.0	150	Conenhua
L-215	PARAMONGA NUEVA – CHIMBOTE 1	220.3	152	Etecen
L-213	HUACHO – PARAMONGA NUEVA	55.6	152	Etecen
L-212	ZAPALLAL – HUACHO	106.9	152	Etecen
L-253	VIZCARRA – PARAMONGA NUEVA	169.4	152	Eteselva
L-252	TINGO MARÍA – VIZCARRA	150.0	152	Eteselva
L-255	VIZCARRA – ANTAMINA	52.0	152	Antamina
L-251	AGUAYTÍA – TINGO MARÍA	73.3	152	Eteselva

**Cuadro N° 3.3
Equipos de Compensación Reactiva**

SUBESTACIÓN	TIPO	TENSIÓN NOMINAL (kV.)	CAPACIDAD (MVar)	PROPIETARIO
Talara	Reactor	220	-20	Electroperú
Piura Oeste	Reactor	220	-20	Etecen
Chiclayo Oeste	SVC	60	-30 / +30	Etecen
Guadalupe	Reactor	220	-20	Etecen
Trujillo Norte	SVC	138	-20 / +30	Etecen
Chimbote 1	Capacitor	13.8	15	Etecen
Chimbote 1	Capacitor	13.8	20	Etecen
Paramonga Nueva	Reactor	220	40	Etecen
Vizcarra	SVC	220	-45 / +90	Antamina
Tingo María	Reactor	220	30	Aguaytía

Horas de Mínima Demanda

En horas de mínima demanda el problema de tensión ocurre por la sobretensión en las barras de Piura, Chiclayo, Guadalupe, Trujillo Norte, Chimbote 1 y Paramonga Nueva. Esto debido a la disminución en la generación de las centrales por mínima demanda.

La salida de la central térmica de Malacas (80MW) por despacho (costo) origina una sobretensión en la subestación de Tumbes, Talara y Piura debido a la disminución del flujo de potencia activa por las líneas Zorritos – Talara, Talara – Piura y Piura – Chiclayo la cual origina el aporte de potencia reactiva al ser líneas de grandes longitudes, este problema se controla conectando el reactor de Piura y regulando los taps de los transformadores de dicha subestación.

La disminución de la generación de la central hidroeléctrica de Carhuaquero origina sobretensión en la subestación de Chiclayo Oeste la cual se controla subexcitando los grupos de la central y regulando el SVC de dicha subestación hacia el lado inductivo.

La disminución de la generación de la central hidroeléctrica de Gallito Ciego (por regulación aguas debajo de los regantes del valle de Jequetepeque) origina sobretensión en la subestación de Guadalupe la cual se controla regulando los taps de los transformadores de dicha subestación y también regulando los SVC de Chiclayo y Trujillo hacia el lado inductivo.

La disminución de la generación de la central hidroeléctrica de Cañón del Pato y la disminución del flujo de potencia activa y el incremento de aporte de potencia reactiva por las líneas Trujillo – Guadalupe y Trujillo – Chimbote, origina sobretensión en la subestación de Chimbote y Trujillo la cual se controla subexcitando los grupos de la central, regulando el SVC de Trujillo hacia el lado inductivo, desconectando los bancos capacitores de Chimbote 1 y por último desconectando líneas de transmisión de 220 kV Trujillo – Chimbote (1 terna) ó de 138 kV Huallanca – Chimbote 1 (1 terna). Esta última opción nos hace disminuir la seguridad y confiabilidad de nuestro sistema debido a posibles desconexiones por falla de líneas con rechazo de carga.

La disminución de la generación ó salida de la central hidroeléctrica de Cahua por alta concentración de sólidos, origina sobretensión en la subestación de Paramonga Nueva, la cual se controla regulando los taps del autotransformador de dicha subestación y conectando el reactor de Paramonga Nueva.

Horas de Media Demanda

En horas de media demanda con el incremento de la demanda en el sistema, las centrales de Carhuaquero, Gallito Ciego, Cañón del Pato y Cahua generan mayor energía la cual aumentan el flujo de potencia activa por las líneas de transmisión reduciendo el aporte de potencia reactiva esto origina que la tensión en las diferentes barras del Área Norte comienza a disminuir, además la tensión se controla de la siguiente forma:

En Talara y Piura con los taps de los transformadores. En Chiclayo regulando el SVC y sobreexcitando los grupos de la central Carhuaquero. En Guadalupe con los taps de los transformadores. En Trujillo regulando el SVC. En Chimbote 1 conectando los bancos capacitores y sobreexcitando los grupos de la central de Cañón del Pato, si se desconectaron líneas de transmisión en horas de mínima demanda, se conectan dichas líneas por operación, seguridad,

confiabilidad y control de tensión. En Paramonga Nueva regulando los taps del autotransformador y sobreexcitando los grupos de la central de Cahua.

Horas de Máxima Demanda

En horas de máxima demanda el problema de tensión ocurre por la mínima tensión en las barras de Piura, Chiclayo, Trujillo Norte, Chimbote 1 y Paramonga Nueva, esto es debido a que las centrales generan mayor energía y el ingreso de centrales por mayor demanda. El nivel de tensión se controla con los equipos de compensación, los Reactores se desconectan, los Capacitores se conectan, los SVC se regulan al lado capacitivo, las máquinas de las centrales se sobreexcitan.

El ingreso de la central térmica de Malacas (80MW) y Tumbes (18MW) por despacho origina una subtensión en la subestación de Tumbes, Talara y Piura debido al incremento del flujo de potencia activa y disminución de aporte de potencia reactiva por las líneas Talara – Piura y Piura – Chiclayo, este problema se controla sobreexcitando el grupo térmico de Malacas, desconectando el reactor de Piura y regulando los taps de los transformadores de Talara y Tumbes.

El incremento a plena carga de la generación de la central hidroeléctrica de Carhuaquero origina subtensión en la subestación de Chiclayo Oeste la cual

se controla sobreexcitando los grupos de la central y regulando el SVC de dicha subestación hacia el lado capacitivo.

El incremento a plena carga de la generación de la central hidroeléctrica de Gallito Ciego origina subtensión en la subestación de Guadalupe la cual se controla regulando los taps de los transformadores de dicha subestación y también regulando los SVC de Chiclayo y Trujillo hacia el lado capacitivo.

El incremento a plena carga de la generación de la central hidroeléctrica del Cañón del Pato origina el aumento del flujo de potencia activa y la disminución de aporte de potencia reactiva por las líneas Huallanca – Chimbote 1, Chimbote 1 - Trujillo y Chimbote 1 – Paramonga Nueva, originando una subtensión en la subestación de Chimbote 1 y Trujillo la cual se controla sobreexcitando los grupos de la central, regulando el SVC de Trujillo hacia el lado capacitivo y conectando los bancos capacitores de Chimbote 1.

El incremento a plena carga de la generación de la central hidroeléctrica de Cahua y de la central térmica de Aguaytía por despacho, origina subtensión en la subestación de Paramonga Nueva la cual se controla regulando los taps del autotransformador de dicha subestación y desconectando el reactor de Paramonga Nueva.

3.4.1.2 Área Centro

Interconecta los departamentos de Junin, Huancavelica y Lima, su característica es de un sistema enmallado (no radial) que comprende las subestaciones de la Sierra y de Lima: Campo Armiño, Huayucachi, Pachachaca, Pomacocha, Huancavelica, Callahuanca, Zapallal, Ventanilla, Chavarría, Santa Rosa y San Juan, líneas de transmisión en 220 kV y equipos de compensación reactiva como se muestran en el **Cuadro N° 3.4** y **Cuadro N°**

3.5:

Cuadro N° 3.4
Líneas de Transmisión 220kV

CÓDIGO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LONGITUD (Km.)	CAPACIDAD (MVA)	PROPIETARIO
L-220	CAMPO ARMIÑO – HUAYUCACHI	76.5	152	Etecen
L-221	HUAYUCACHI – ZAPALLAL	244.1	152	Etecen
L-218	CAMPO ARMIÑO – PACHACHACA	194.8	152	Etecen
L-219	CAMPO ARMIÑO – PACHACHACA	194.8	152	Etecen
L-201	CAMPO ARMIÑO – POMACOCHA	192.2	152	Etecen
L-202	CAMPO ARMIÑO – POMACOCHA	192.2	152	Etecen
L-222	PACHACHACA – CALLAHUANCA	72.6	152	Etecen
L-223	PACHACHACA – CALLAHUANCA	72.6	152	Etecen
L-226	PACHACHACA – POMACOCHA	13.4	152	Etecen
L-204	CAMPO ARMIÑO – HUANCAVELICA	66.4	152	Etecen
L-224	PACHACHACA – OROYA	21.6	152	ISA
L-205	POMACOCHA – SAN JUAN	112.1	152	Etecen
L-206	POMACOCHA – SAN JUAN	112.1	152	Etecen
L-242	ZAPALLAL – VENTANILLA	18.0	152	Etecen
L-243	ZAPALLAL – VENTANILLA	18.0	152	Etecen
L-244	VENTANILLA – CHAVARRÍA	10.5	152	Etecen
L-245	VENTANILLA – CHAVARRÍA	10.5	152	Etecen
L-246	VENTANILLA – CHAVARRÍA	11.0	152	Etecen
L-2003	CHAVARRÍA – SANTA ROSA	8.4	152	Etecen
L-2004	CHAVARRÍA – SANTA ROSA	8.4	152	Etecen
L-2010	SANTA ROSA – SAN JUAN	26.3	152	Etecen
L-2011	SANTA ROSA – SAN JUAN	26.3	152	Etecen
L-2007	MATUCANA – CALLAHUANCA	22.5	230	Edegel
L-2008	CALLAHUANCA – CHAVARRÍA	55.4	340	Edegel
L-2009	CALLAHUANCA – CAJAMARQUILLA	36.4	340	Edegel
L-2015	CAJAMARQUILLA – CHAVARRÍA	21.4	340	Edegel
L-2005	CHAVARRÍA – BARSÍ	9.3	230	Edelnor
L-2006	CHAVARRÍA – BARSÍ	9.3	230	Edelnor
L-2012	SAN JUAN – BALNEARIOS	9.8	230	Luz del Sur
L-2013	SAN JUAN – BALNEARIOS	9.8	230	Luz del Sur
L-2001	SANTA ROSA – HUINCO	62.0	340	Edegel
L-2002	SANTA ROSA – HUINCO	62.0	340	Edegel

Cuadro N° 3.5
Equipos de Compensación Reactiva

SUBESTACIÓN	TIPO	TENSIÓN NOMINAL (kV.)	CAPACIDAD (MVar)	PROPIETARIO
San Juan	Capacitor	10	15	Etecen
San Juan	Capacitor	60	30	Etecen
San Juan	Capacitor	60	30	Electroperú
San Juan	Capacitor	60	30	Electroperú
San Juan	Capacitor	60	30	Electroperú
Balnearios	SVC	60	-30 / +60	Luz del Sur
Chavarría	SVC	60	-20 / +40	Edelnor
Varias (*)	Capacitor	10	69	Luz del Sur
Varias (*)	Capacitor	10	97.2	Edelnor

(*) Compensación distribuida en diferentes barras de 10kV. Todos los bancos de compensación son fijos.

Horas de Mínima Demanda

En horas de mínima demanda el problema de tensión ocurre por la sobretensión en las diferentes barras como en Chavarría, Santa Rosa y San Juan, por lo que se controla el nivel de tensión con los equipos de compensación, los Capacitores de San Juan se desconectan, los SVC Balnearios y Chavarría se regulan al lado inductivo, los grupos de las centrales Matucana, Callahuanca, Moyopampa, Huampani, Huinco y Mantaro se subexcitan y por último se desconectan líneas de transmisión.

En mínima demanda mayormente la central de Huinco sale de servicio por operación, con lo cual se desconectan las líneas 220 kV Huinco – Santa Rosa (L-2001 y L-2002), controlando la sobretensión en las barras de Lima.

En caso que la tensión este muy alto (mayor de 220 kV) se desconectan líneas de transmisión 220 kV, Pomacocha – San Juan (una terna) ó Independencia – San Juan (una terna)

Horas de Media Demanda

En horas de media demanda el problema de la sobretensión en las barras de Lima disminuye debido a que las centrales Mantaro, Callahuanca, Matucana y Huinco generan mayor energía, lo cual aumenta el flujo de potencia activa por las líneas de transmisión reduciendo el aporte de potencia reactiva y las cargas de las diferentes subestaciones comienzan a subir su demanda por lo que la tensión se controla con los equipos de compensación reactiva de la siguiente forma:

En San Juan se conectan los bancos capacitores, en Chavarría y Balnearios regulando el SVC al lado capacitivo.

Se sobreexcita los grupos de las centrales Huinco y Mantaro, en el caso de Huinco de ser necesario se genera con las 4 unidades por el aporte de sus reactivos al sistema.

Horas de Máxima Demanda

En horas de máxima demanda el problema de tensión ocurre por la mínima tensión en las barras de Chavarría, Santa Rosa y San Juan, esto es debido al gran incremento de la demanda en el área de Lima, por lo que se controla el nivel de tensión con los equipos de compensación.

El incremento a plena carga de las centrales hidroeléctricas de Lima como: Matucana, Callahuanca, Huinco, Moyopampa y de las centrales del área Sur como Ilo 2 (135MW) originan el aumento del flujo de la potencia activa y la disminución de aporte de potencia reactiva por las líneas de 220 kV Mantaro – Lima (L-220, L-221, L-218, L-219, L-201, L-202, L-205, L-206, L-222, L-223), originando una subtensión en las barras de Lima, la cual se controla sobreexcitando al máximo los grupos de las centrales Huinco, Matucana y Mantaro, conectando todos los bancos capacitores de San Juan, Regulando los SVC de Chavarría y Balnearios al lado capacitivo.

Si la tensión en las barras de Lima disminuye por debajo de 198 kV se procede a ingresar grupos térmicos como UTI 5 ó UTI 6 o las dos unidades dependiendo de la tensión en las barras de Lima, si fuera necesario ingresaría la unidad térmica de la Westinghouse (TG 7) de la central térmica de Santa Rosa.

3.4.1.3 Área Sur

Interconecta los departamentos de Lima e Ica, su característica es un sistema radial que comprende las subestaciones: Independencia, Ica, Marcona y San Nicolás, la principal carga es la fábrica Aceros Arequipa la cual debido a sus laminadoras produce variaciones de carga de hasta ± 40 MW, la cual influye en la variación de tensión, este comportamiento ocurre en hora de mínima y media demanda. Las líneas de transmisión en 220 kV, 60 kV y equipos de compensación reactiva como se muestran en el **Cuadro N° 3.6**, **Cuadro N° 3.7** y **Cuadro N° 3.8**:

Cuadro N° 3.6
Líneas de Transmisión 220kV

CÓDIGO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LONGITUD (Km.)	CAPACIDAD (MVA)	PROPIETARIO
L-207	INDEPENDENCIA – SAN JUAN	214.7	152	Etecen
L-208	INDEPENDENCIA – SAN JUAN	216.3	152	Etecen
L-209	INDEPENDENCIA – ICA	55.1	152	Etecen
L-211	ICA – MARCONA	155.0	152	Etecen
L-203	CAMPO ARMIÑO – INDEPENDENCIA	247.2	152	Etecen
L-231	HUANCAVELICA – INDEPENDENCIA	180.7	152	Etecen

Cuadro N° 3.7
Líneas de Transmisión 60kV

CÓDIGO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LONGITUD (Km)	CAPACIDAD (MVA)	PROPIETARIO
L-627	MARCONA – SAN NICOLÁS	15.2	42	Etecen
L-628	MARCONA – SAN NICOLÁS	15.2	42	Etecen

Cuadro N° 3.8
Equipos de Compensación Reactiva

SUBESTACIÓN	TIPO	TENSIÓN NOMINAL (kV.)	CAPACIDAD (MVar)	PROPIETARIO
Independencia	Reactor	220	20	Etecen
Independencia	Compensador Síncrono	10	+20/-10	Etecen
Marcona	Reactor	10	5	Etecen
Marcona	Reactor	10	5	Etecen

Horas de Mínima Demanda

En horas de mínima demanda el problema de tensión se debe principalmente a las variaciones de carga de Aceros Arequipa (subestación de Independencia) la cual produce variaciones bruscas de tensión (sobretensión y subtensión) en las barras del Área Sur, por lo que se controla el nivel de tensión con los equipos de compensación, los Reactores de Independencia y Marcona se conectan ó desconectan dependiendo del caso, el Compensador Síncrono de Independencia se regulan al lado inductivo ó capacitivo, se varia la posición de taps de los transformadores de Independencia, Ica y Marcona para regular la tensión en el lado de 60 kV donde está ubicado la carga y por último se disminuye la tensión de máquina de los grupos de la central Mantaro.

Cuando la carga de Aceros Arequipa es baja o no trabajan las laminadoras por mantenimiento no hay problema con la regulación de tensión, por lo que la regulación se realiza con la tensión de máquina de la central Mantaro.

Horas de Media Demanda

En horas de media demanda al igual que las de mínima, el problema de tensión se debe principalmente a las variaciones de carga de Aceros Arequipa con la diferencia que en este caso, debido al incremento de la demanda las variaciones de tensión son menores, lo cual puede controlarse con los Reactores de Independencia y Marcona se conectan o desconectan, el Compensador Síncrono de Independencia se regula al lado inductivo o capacitivo, se varia la posición de taps de los transformadores en manual.

Horas de Máxima Demanda

En horas de máxima demanda, el cliente de Aceros Arequipa baja su carga al mínimo (10MW) el cual ya no origina variaciones de tensión, en este caso el problema de tensión ocurre por la mínima tensión en las subestaciones del Área Sur, por lo que se controla el nivel de tensión, subiendo la tensión de máquina de la central de Mantaro (sobreejecitan los grupos), con los equipos de compensación, los Reactores de Independencia y Marcona se desconectan, el

Compensador Síncrono de Independencia se regula al lado capacitivo y se varia los taps de los transformadores de Independencia e Ica en manual.

3.4.2 Sistema Interconectado Sur (SISUR)

En el Sistema Interconectado Sur (SISUR), comprende a Machupicchu por el Centro, Socabaya por Oeste, Puno por el Este y Tacna por el Sur. Con el ingreso de nuevas líneas de transmisión en 220 kV y centrales de generación (Machupicchu y San Gabán), el control de tensión se realiza para las horas de operación de mínima, media y máxima demanda. En cada caso se realiza diferentes regulaciones de acuerdo al nivel de tensión y capacidad de compensación reactiva existente.

3.4.2.1 Área Arequipa

Interconecta el departamento de Arequipa con Cuzco, Puno y Moquegua, su característica es de un sistema radial que comprende las subestaciones: Santuario, Socabaya, Jesús, Parque Industrial, Cerro Verde, Repartición y Mollendo, líneas de transmisión en 220, 138 y 33 kV como se muestran en el **Cuadro N° 3.9, Cuadro N°3.10 y Cuadro N° 3.11:**

Cuadro N° 3.9
Líneas de Transmisión 220kV

CÓDIGO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LONGITUD (Km.)	CAPACIDAD (MVA)	PROPIETARIO
L-2051	MANTARO – CORARUSE	294.0	150.0	Transmantaro
L-2052	MANTARO – CORARUSE	294.0	150.0	Transmantaro
L-2053	COTARUSE – SOCABAYA	315.0	150.0	Transmantaro
L-2054	COTARUSE – SOCABAYA	315.0	150.0	Transmantaro
L-2025	SOCABAYA – MOQUEGUA	106.7	150.0	Redesur
L-2026	SOCABAYA – MOQUEGUA	106.7	150.0	Redesur

Cuadro N° 3.10
Líneas de Transmisión 138kV

CÓDIGO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LONGITUD (Km.)	CAPACIDAD (MVA)	PROPIETARIO
L-1021	SANTUARIO – SOCABAYA	20.7	135.0	Etesur
L-1022	SANTUARIO – SOCABAYA	20.7	135.0	Etesur
L-1023	SOCABAYA – CERRO VERDE	10.9	135.8	Etesur
L-1024	SOCABAYA – CERRO VERDE	10.9	135.8	Etesur
L-1029	CERRO VERDE – MOLLENDO	85.0	100.0	Etesur

Cuadro N° 3.11
Líneas de Transmisión 33kV

CÓDIGO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LONGITUD (Km.)	CAPACIDAD (MVA)	PROPIETARIO
L-306	CHILINA – PARQUE INDUSTRIAL	7.4	15.0	Egasa
L-308	SOCABAYA – PARQUE INDUSTRIAL	8.2	15.0	Egasa
L-309	SOCABAYA – JESUS	8.9	15.0	Egasa
L-310	CHILINA – JESUS	9.7	15.0	Egasa

Horas de Mínima Demanda

En horas de mínima demanda el problema de tensión ocurre por la sobretensión en la barra 220/138 kV de Socabaya y en barras 33 kV de Parque Industrial y Chilina. El control de la sobretensión se realiza regulando los taps

de los transformadores de potencia, subexcitando las máquinas de las centrales hidroeléctricas Charcani 1, 2, 3, 4 y 6, y por último se desconectan líneas de transmisión de 33 kV, en el Área de Arequipa la mayoría de las líneas de 33 kV son de doble terna por lo que no hay problema desconectar una de las ternas.

Horas de Media Demanda

En horas de media demanda, las centrales hidroeléctricas de Charcani 1, 2, 3, 4, y 6 generan mayor energía y estas cargan las líneas de transmisión de 33 kV reduciendo el aporte de energía reactiva y además debido al incremento de la demanda se puede controlar los niveles de tensión en las barras de 33 kV.

La tensión en la barra de Socabaya 220/138 kV se controla con los taps de los autotransformadores 150/120/60 MVA, 220/138/10 KV de la subestación de Socabaya y con la tensión de máquina de los grupos de la central Hidroeléctrica de Mantaro.

Horas de Máxima Demanda

En horas de máxima demanda, debido al incremento de la demanda en el Área de Arequipa, las centrales hidroeléctricas de Charcani 1, 2, 3, 4 y 6 generan a plena carga, pero esta generación no es suficiente para abastecer la demanda de la ciudad de Arequipa por lo que las líneas de 33 kV se

sobrecargan llegando a su límite de transmisión, siendo necesario el ingreso de unidades diesel como Sulzer 1,2 de la central térmica de Chilina, con el ingreso de estos grupos se reduce la sobrecarga en la red de 33 kV y se mejora los niveles de tensión en las barras de carga de 33 kV.

En la barra de 138 kV de Cerro Verde, el nivel de tensión se regula desde la barra de Socabaya o con el ingreso de las unidades de la central térmica de Mollendo.

3.4.2.2 Área Sur Este

Comprende los departamentos de Cuzco y Puno, su característica es de un sistema radial que comprende las subestaciones: Santuario, Callalli, Tintaya, Combapata, Quencoro Dolorespata, Cachimayo, Machupicchu, Abancay, Ayaviri, Azangaro, San Gabán, Juliaca y Puno, así como líneas de transmisión en 220 y 138 como se muestran en el **Cuadro N° 3.12**, **Cuadro N° 3.13** y **Cuadro N° 3.14**:

Cuadro N° 3.12
Líneas de Transmisión 220kV

CÓDIGO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LONGITUD (Km.)	CAPACIDAD (MVA	PROPIETARIO
L-2030	MOQUEGUA – PUNO	196.67	150.0	Redesur

Cuadro N° 3.13
Líneas de Transmisión 138kV

CÓDIGO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LONGITUD (Km.)	CAPACIDAD (MVA)	PROPIETARIO
L-1020	SANTUARIO – CALLALI	89.6	106.3	Etesur
L-1008/2	CALLALI – TINTAYA	90.0	106.3	Etesur
L-1005/1	TINTAYA – COMBAPATA	101.0	75.0	Etesur
L-1005/2	COMBAPATA – QUENCORO	87.5	75.0	Etesur
L-1004	QUENCORO – DOLORESPATA	8.3	60.0	Egemma
L-1003	DOLORESPATA – CACHIMAYO	13.5	60.0	Egemma
L-1001	CACHIMAYO – MACHUPICCHU	76.8	60.0	Egemma
L-1002	MACHUPICCHU – QUENCORO	96.2	53.2	Egemma
L-1006/1	TINTAYA – AYAVIRI	82.4	75.0	Etesur
L-1006/2	AYAVIRI – AZANGARO	42.4	75.0	Etesur
L-1009/1	SAN GABÁN – SAN RAFAEL	89.2	92.0	San Gabán
L-1009/2	SAN RAFAEL – AZANGARO	76.4	92.0	San Gabán
L-1010	SAN GABÁN – AZANGARO	159.3	92.0	San Gabán
L-1007	AZANGARO – JULIACA	78.1	100.0	Etesur
L-1012	JULIACA – PUNO	45.0	75.0	Etesur

Cuadro N° 3.14
Equipos de Compensación Reactiva

SUBESTACIÓN	TIPO	TENSIÓN NOMINAL (kV.)	CAPACIDAD (MVar)	PROPIETARIO
Cachimayo	Capacitor	6.9	4 x 5.0	Egemma
Dolorespata	Capacitor	11.5	4 x 2.5	Egemma
Tintaya	SVC	10.0	-15 / +15	Etesur
Juliaca	Capacitor	10.0	2.5	Etesur
Juliaca	Capacitor	10.0	5.0	Etesur
Juliaca	Reactor	10.0	5.0	Etesur

Horas de Mínima Demanda

En horas de mínima demanda el problema de tensión ocurre por la sobretensión en las principales barras 138 kV de Dolorespata, Quencoro, Tintaya, Azangaro y Puno. El control de la sobretensión se realiza a través de los equipos de compensación reactiva, desconectando los bancos capacitores

de Cachimayo, Dolorespata y Juliaca, conectando el reactor de Juliaca, el SVC de Tintaya regulando al lado inductivo, regulando los taps de los transformadores de potencia, subexcitando las máquinas de las centrales hidroeléctricas Machupicchu, San Gabán y Charcani 5 y por último se desconectan líneas de transmisión de 138 kV, San Gabán – Azangaro (L-1010) y/o Machupicchu – Quencoro (L-1002), pero con estas desconexiones se disminuye la confiabilidad del sistema Sur Este (sistema radial) que en épocas de descargas atmosféricas pueden ocasionar desconexiones de líneas con interrupción de suministros.

Otra manera de controlar la sobretensión en el área Sur Este es de no disminuir demasiado la generación de las centrales de San Gabán y Machupicchu, como se sabe en horas de mínima demanda las centrales disminuyen su generación debido a que la demanda disminuye y además la central de San Gabán es una central de regulación (reservorio) la cual necesita llenar dicho reservorio para poder generar a plena carga en horas de media y máxima demanda, la central Machupicchu es una central de pasada (no tiene reservorio) genera según su caudal de entrada del río Vilcanota.

Al no disminuir la generación de potencia activa de las centrales de San Gabán y Machupicchu, el flujo de potencia activa por las líneas de 138 kV no

disminuirá y por el contrario el aporte de potencia reactiva no aumentara, lo cual no incrementara los niveles de tensión.

Horas de Media Demanda

En horas de media demanda, con el incremento de la demanda en las barras de carga y con el aumento de la generación de las centrales Machupicchu y San Gabán, los niveles de tensión disminuyen un poco, logrando controlar estos niveles con los equipos de compensación reactiva, conectando los bancos capacitores de Cachimayo, Dolorespata, el SVC de Tintaya regulando al lado capacitivo. Si se desconectaron líneas de transmisión en horas de mínima demanda se conectarán estas líneas por operación. También se regulan los taps de los transformadores de potencia de las barras de carga.

Horas de Máxima Demanda

En horas de máxima demanda, debido al incremento de la demanda en todo el sistema, las centrales hidroeléctricas de Charcani 5, Machupicchu y San Gabán generan a plena carga, dependiendo de la reserva de generación, a veces ingresan grupos térmicos como Dolorespata y Tintaya, la generación de estas centrales incrementado el flujo de potencia activa por las líneas de transmisión y disminuyendo el aporte de potencia reactiva por lo que los niveles de tensión en las barras de carga disminuyen, este control se realiza en este

caso conectando todos los bancos de capacitores disponibles y desconectando los reactores, SVC se regula al lado capacitivo, sobreexcitando las máquinas de las centrales. Lo cual es suficiente para poder llevar los niveles de tensión a valores de operación normal.

3.4.2.3 Área Sur

Interconecta los departamentos de Moquegua y Tacna. Comprende las subestaciones: Moquegua, Ilo1, Ilo2, MillSite, Toquepala, Cuajone, Aricota1, Aricota2 y Tacna, así como líneas de transmisión en 220, 138 y 66 kV. Con el ingreso de las nuevas líneas de 220 kV Moquegua – Puno y Moquegua – Tacna se formo sistemas en anillos con el sistema Sur Este y Sur, dando mayor confiabilidad al sistema, pero creando un problema de control de tensión debido a que no se ingreso equipos de compensación reactiva junto con las líneas de transmisión, se muestran a continuación los **Cuadro N° 3.15, Cuadro N° 3.16, Cuadro N° 3.17 y Cuadro N° 3.18:**

Cuadro N° 3.15
Líneas de Transmisión 220kV

CÓDIGO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LONGITUD (Km.)	CAPACIDAD (MVA)	PROPIETARIO
L-2025	SOCABAYA – MOQUEGUA	107.0	75.0	Redesur
L-2026	SOCABAYA – MOQUEGUA	107.0	75.0	Redesur
L-2027	ILO 2 – MOQUEGUA	72.2	400.0	Enersur
L-2028	ILO 2 – MOQUEGUA	72.2	400.0	Enersur
L-2029	MOQUEGUA – TACNA	124.3	150.0	Redesur
L-2030	MOQUEGUA – PUNO	196.6	150.0	Redesur

Cuadro N° 3.16
Líneas de Transmisión 138kV

CÓDIGO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LONGITUD (Km.)	CAPACIDAD (MVA)	PROPIETARIO
L-1021	CUAJONE – PUSH BACK	27.5	60.0	Enersur
L-1022	PUSH BACK – MILL SITE	5.0	60.0	Enersur
L-1023	MOQUEGUA – ILO 1	58.5	130.0	Enersur
L-1024	QUEBRADA HONDA – MILL SITE	28.2	60.0	Enersur
L-1025	ILO CIUDAD – QUEBRADA HONDA	63.1	60.0	Enersur
L-1026	ILO 1 – ILO CIUDAD	14.3	60.0	Enersur
L-1027	ILO 1 – REFINERIA	9.5	60.0	Enersur
L-1028	MOQUEGUA – CUAJONE	30.8	160.0	Enersur
L-1029	MOQUEGUA – CUAJONE	32.5	160.0	Enersur
L-1030	MOQUEGUA – TOQUEPALA	38.7	100.0	Etesur
L-1017	TOQUEPALA – MILL SITE	0.3	90.0	Enersur
L-1016	TOQUEPALA – ARICOTA 2	35.0	75.0	Etesur

Cuadro N° 3.17
Líneas de Transmisión 66kV

CÓDIGO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LONGITUD (Km.)	CAPACIDAD (MVA)	PROPIETARIO
L-661	ARICOTA 1 – ARICOTA 2	5.8	25.0	Egesur
L-662	ARICOTA 2 – TOMASIRI	58.3	25.0	Egesur
L-663	TOMASIRI – TACNA	35.4	25.0	Egesur
L-664	TOMASIRI – LOCUMBA	36.0	25.0	Egesur
L-665	TACNA – YARADA	27.3	15.0	Egesur
L-666	ARICOTA 1 – SARITA	0.4	15.0	Egesur
L-667	TACNA – PARQUE INDUSTRIAL	7.2	25.0	Egesur
L-668	PARQUE INDUSTRIAL – CALANA	3.9	25.0	Egesur

Cuadro N° 3.18
Equipos de Compensación Reactiva

SUBESTACIÓN	TIPO	TENSIÓN NOMINAL (kV.)	CAPACIDAD (MVar)	PROPIETARIO
Tacna	Capacitor	10.5	2 x 1.5	Egesur
Tacna	Capacitor	10.5	0.75	Egesur
Refineria - Ilo	Capacitor	10.5	6.0	Enersur
Lixiviación - Toquepala	Capacitor	13.8	3.0	Enersur
Yarada - Tacna	Capacitor	10.0	1.2	Egesur
Parque Industrial - Tacna	Capacitor	10.0	0.975	Egesur
Moquegua	Capacitor	10.0	0.975	Enersur

Horas de Mínima Demanda

En horas de mínima demanda el problema de tensión ocurre por la sobretensión en las principales barras Moquegua, Toquepala y Cuajone. El control de la sobretensión se realiza a través de los equipos de compensación reactiva, desconectando los bancos capacitores de Tacna y Moquegua, regulando los taps de los transformadores de potencia de subestaciones de Moquegua y Tacna, y por último se desconecta una de las ternas de 220 kV, Ilo 2 – Moquegua (L-2027 ó L-2028).

Horas de Media Demanda

En horas de media demanda, con el incremento de la demanda en las barras de carga y con el aumento de la generación de las centrales Ilo 1, Ilo 2, los niveles de tensión disminuyen un poco, logrando controlar estos niveles con los equipos de compensación reactiva, conectando los bancos capacitores de Tacna y Moquegua. Si se desconectaron líneas de transmisión en horas de mínima demanda se conectarán estas líneas por operación. También se regulan los taps de los transformadores de potencia subestaciones de Socabaya, Moquegua, Puno y Tacna.

Horas de Máxima Demanda

En horas de máxima demanda, debido al incremento de la demanda en todo el sistema, las centrales de Aricota 1 y 2, Ilo 1, Ilo 2 generan a plena carga, dependiendo de la reserva de generación a veces ingresan grupos térmicos como Calana y Moquegua, la generación de estas centrales incrementa el flujo de potencia activa por las líneas de transmisión y disminuyendo el aporte de potencia reactiva por lo que los niveles de tensión en las barras de carga disminuyen, este control se realiza en este caso conectando todos los bancos capacitores disponibles, sobreexcitando las máquinas de las centrales. Regulando los taps de los transformadores de Tacna.

Antes el problema de subtensión se presentaba en la barra de Tacna por lo que se tenía que ingresar grupos térmicos de Calana por regulación de tensión presentando un costo adicional al sistema, con el ingreso de la línea de 220 kV, Moquegua – Tacna (L-2029) este problema se ha solucionado regulando los taps del transformador de dicha subestación.

CONCLUSIONES

1. Se han elaborado las curvas P-V y V-Q, considerando el modelamiento de la carga potencia constante, es decir factor de potencia constante debido a las limitaciones del programa de flujo de carga WINFLU.
2. De las curvas P-V y V-Q se verifica que la tensión de colapso en la subestación de San Juan es 176 kV, y a partir de ese valor la necesidad de aplicar el esquema existente de rechazo de carga por mínima tensión para el área de Lima, para evitar problemas de colapso parcial del sistema por tensión.
3. Una de las causas de los problemas de control de tensión es la insuficiente compensación reactiva distribuida que no se tiene en el Sistema Interconectado.
4. Con una adecuada compensación reactiva se tendría beneficios favorables para el sistema como:

Mejoramiento en los perfiles de los diferentes niveles de tensión, por que los equipos de compensación estarían localizados en las subestaciones de mayor concentración de carga, San Juan, Santa Rosa y Chavarría.

Aumento en la capacidad de transmisión, debido a la disminución del flujo de potencia reactiva que permite el aumento de la transmisión de potencia activa.

Reducción de las pérdidas en las líneas de transmisión, transformadores, siendo esta favorable desde el punto de vista económico.

Aumento en la seguridad del sistema, al tener mayores fuentes de potencia reactiva se tendría mayores rangos de variación ante posibles perturbaciones.

Mejoramiento en la operación de sistema, se vería favorecido debido a un mejor control de los flujos de potencia.

Mayor seguridad al sistema, al no desconectar líneas de transmisión por control de tensión.

5. Si se realiza un eficiente control de tensión y potencia reactiva se proporcionara un mejor servicio en calidad a los consumidores cumpliendo con la NTCSE - Capítulo IV – Título Quinto - Calidad de Producto.

6. La operación a valores nominales de tensión permite un mayor tiempo de vida de los componentes del sistema (líneas, transformadores, interruptores, conmutadores de transformadores, etc.), visto que operan dentro de los niveles de aislamiento y reducción de las pérdidas por efecto corona.
7. El control de tensión se debe realizar por áreas operativas del sistema actuando sobre los equipos de compensación reactiva disponibles y en coordinación con las empresas involucradas.
8. Instalar un SVC en la subestación de independencia para poder realizar un mejor control de tensión a las subestaciones del Sur (Ica, Marcona y San Nicolás); y de esta manera solucionar el problema de variaciones bruscas de tensión originada por la laminadora de Aceros Arequipa.
9. Para un mejor control de tensión, están involucradas todas las empresas integrantes del sistema. Las empresas generadoras deberían mejorar sus reguladores de tensión de sus máquinas, las empresas de transmisión deben instalar equipos de compensación paralela para líneas de longitud $> 150\text{Km}$ y compensación serie para líneas de longitud $> 300\text{Km}$, los clientes libres con equipos como horno, laminadoras y

fundidoras, deben instalar un sistema de compensación estático (SVC) para evitar variaciones bruscas de tensión, las empresas distribuidoras deben instalar equipos de compensación reactiva capacitiva en las subestaciones de mayor concentración de carga y por último las industrias con equipos eléctricos (motores) deben mejorar el factor de potencia de sus instalaciones.

ANEXO N° 01
INFORME DE LA FALLA DEL TRANSFORMADOR DE 100 MVA 220/50KV
EN LA SUBESTACIÓN DE OROYA NUEVA DE ELECTROANDES

FALLA : EL TRANSFORMADOR DE 100 MVA 220/50
KV EN LA SUBESTACIÓN OROYA NUEVA
DE ELECTROANDES.

DÍA : 14 de Octubre de 2001

HORA : 01:57:45.615 h

INFORME FINAL

1. **FECHA** Domingo, 14 de octubre de 2001
2. **HORA** 01:57h
3. **RESUMEN :**

EQUIPO Línea de 220 kV Pachachaca – Oroya Nueva (L-224)

Se produjo la actuación del relé buchholz del conmutador bajo carga del transformador 220/50 kV fase "T" de la Subestación Oroya Nueva de propiedad de ELECTROANDES, abriendo el interruptor común de dicho transformador y la línea L-224 en la Subestación Oroya Nueva, con un flujo de 78.8 MW de Pachachaca a Oroya. Como consecuencia la línea de 220 kV L-224 quedó energizada en vacío desde la Subestación Pachachaca y el flujo que transmitía (78.8 MW) fue asumido por el anillo de Tingo María sobrecargando las líneas de 138 kV Tingo María - Huánuco – Paragsha2 (L-121/120), provocando una caída de tensión en la barra de Paragsha2 y la posterior desconexión de las líneas de 138 kV Huánuco - Paragsha 2 (L-120) y Paragsha 2 – Uchucchacua (L-123) por actuación de sus sistemas de protección.

Al abrir la L-120 en Paragsha2 se produce una sobretensión en la barra de Tingo María, lo cual hace operar la protección de sobretensión del autotransformador 220/138 kV de AGUAYTIA abriendo el interruptor del lado de 138 kV. Como consecuencia, quedaron fuera de servicio las líneas de 138 kV Huánuco –Tingo María – Aucayacu – Tocache (L-121/L-122/L-124). El área operativa de ELECTROANDES quedó en sistema aislado produciéndose rechazos de carga y una subida de frecuencia. Se interrumpieron totalmente los suministros a las ciudades de Huánuco (3.08MW), Tingo María (1.3MW), Aucayacu (0.18MW), Tocache (1.15MW), la carga minera de Uchucchacua (12.31MW) y Antamina redujo su carga de 80 a 25 MW.

A las 02:18 horas desconectó la línea de 220 kV L-224 en la Subestación Pachachaca, debido a la recepción de una señal de teleprotección enviada desde la subestación Oroya Nueva por causas no determinadas.

La línea L-121 se puso en servicio a las 02:17 horas, a las 02:34 horas se energiza desde Paragsha 2 la línea L-120 y a las 02:38 horas se realiza el paralelo del sistema de ELECTROANDES con el SINAC a través del interruptor de la L-120 en Huánuco. Las líneas L-122, L-123 y L-124 fueron restablecidas a las 02:44, 02:46 y 02:50 horas, respectivamente.

SECUENCIA DE EVENTOS

- 01:57:45 Abre el interruptor de la línea L-224 en Oroya Nueva.
- 01:57:46 Desconectó la línea L-120 en la Subestación Paragsha 2.

- 01:57:48 Abre el interruptor de 138 kV del Autotrafo 220/138kV en la Subestación Tingo María por actuación de su protección de sobretensión.
- 01:57:57 Desconectó la línea L-123 en la Subestación Paragsha 2.
- 02:03 Se cierra interruptor 138 kV del autotransformador 220/138 kV de Tingo María.
- 02:03 Se energiza el transformador T27-11 de la Subestación Tingo María, se procede a recuperar los suministros interrumpidos.
- 02:17 Se pone en servicio la línea de 138 kV Tingo María - Huánuco (L-121).
- 02:18 Desconecta la línea L-224 en Pachachaca por teleseñal de disparo de falla interruptor de la Subestación Oroya Nueva.
- 02:22 Se energiza el transformador T26-121 de la Subestación Huánuco, se procede a recuperar los suministros interrumpidos.
- 02:34 Se energiza la línea de 138 kV L-120 desde la Subestación Paragsha 2.
- 02:38 Se realiza el paralelo del sistema de ELECTROANDES con el SINAC a través del interruptor de la línea L-120 en Huánuco.
- 02:44 Se pone en servicio la línea de 138 kV Paragsha 2 – Uchucchacua (L-123).
- 02:46 Se pone en servicio la línea de 138 kV Tingo María - Aucayacu (L-122).
- 02:47 Se energiza el transformador T28-162 de la Subestación Aucayacu, se procede a recuperar los suministros interrumpidos.
- 02:50 Se pone en servicio la línea de 138 kV Aucayacu - Tocache (L-124).
- 02:52 Se energiza el transformador T35-121 de la Subestación Tocache, se procede a recuperar los suministros interrumpidos.
- 03:30 Antamina empieza a recuperar su carga
- 10:52 Se energiza la línea de 220 kV L-224 desde la Subestación Pachachaca, luego que ELECTROANDES cambió el transformador fallado (fase T).
- 12:43 Línea L-224 en servicio, mediante cierre del interruptor en la Subestación Oroya Nueva.

4. SUMINISTROS INTERRUMPIDOS

<u>SUBESTACIONES</u>	<u>SUMINISTROS</u>	<u>MW</u>	<u>Tiempo (min)</u>
ELECTROANDES	Diversas cargas	80.00	
PARAGSHA2	Uchucchacua	12.31	47
HUÁNUCO	Electrocentro Huánuco	3.08	25
TINGO MARÍA	Electrocentro Tingo María	1.30	6
AUCAYACU	Electrocentro Aucayacu	0.18	51
TOCACHE	ElectroTocache	0.42	56
	Palma del Espino	0.73	56
VIZCARRA	MINA ANTIMINA (*)	55.00	
TOTAL		153.02	

(*) Disminución de carga

5. ACTUACIÓN DE LA PROTECCIÓN

SUBESTACIÓN	EQUIPO	CÓDIGO	SEÑALIZACIONES	INTERRUPTOR.	A/C
PARAGSHA 2	L-120	21P 27AB	R, S, T, E, Zona 2;	IN-4060	A
		50 BF	Fases A, B, C, Instan. Tempo; 9403F		
	L-123	27F 59L	Mínima Tensión, sólo alarma Disparo	IN-4076	A
	L-703	74 WF	Relé auxiliar	IN-4056	C
		27F	Mínima tensión A, B, C-alarma		
Panel alarmas		AC-ST1-A; A-2: Carhuamayo 138 kV Fuera de servicio; A-32: SS.AA. AC; A-35: SS.AA. Vdc 220V; A-36: SS.AA. Vdc 48V			
HUÁNUCO	L-120		Ninguno	IN-4062	C
	L-121		Ninguno	IN-4064	C
TINGO MARÍA	AUTO TRAFO	79	Sobretensión Autotransformador	IN-4078	A
	L-121		Ninguno	IN-4068	C
	L-122		Ninguno	IN-4072	C
	BARRA 10 kV	27 MGGE	27X; 62-1; 62-2	IN-1276	A
	Panel alarmas		Relé máxima tensión funcionó		
AUCAYACU	TODOS		Alarma A-34. Todos los equipos quedaron conectados	Todos	C
TOCACHE	L-124		Alarmas: A-5 : SS.AA AC/DC, rectificador 110/48 V A-30 : Falta V.A.C. circuito de medición 138/22.9 Kv Todos los equipos quedaron conectados	Todos	C
PACHACHACA	L-224		Ninguno	IN-2114 IN-2118	C
VIZCARRA	SVC	Panel HMI 1	01:57:47,997 Límite máximo de salida alcanzado 01:57:48,901 Límite mínimo de salida alcanzado	IN-2406	C
EVENTO DE LAS 02:19 HORAS					
PACHACHACA	L-224		Disparo por falla interruptor por Teleprotección. Reenganche bloqueado	IN-2122	A

A : Abierto, C : Cerrado

CONTADOR DE INTERRUPTORES Y PARRAYOS

SUBESTACIÓN	CÓDIGO	ANTES			DESPUÉS		
		R	S	T	R	S	T
Paragsha 2	IN-4060 (L-120)	530	547	544	531	548	545
	IN-4076 (L-123)	391	387	389	392	388	390
Huánuco	IN-4062 (L-120)	458	366	447	459	367	448
	IN-4064 (L-121)	628	800	695	629	801	696
	IN-1252 (10kV)		928			929	
	IN-1254(22.9 kV)		1422			1423	
Tingo María	IN-4068 (L-121)	610	763	755	611	764	756
	IN-4072 (L-122)	326	345	326	327	346	327
	IN-4070 (T27-11)	234	112	142	235	113	143
	IN-1276(10 kV)		1857			1858	
Aucayacu	IN-4080 (L-122)	97	121	126	97	121	126
	IN-4082 (L-124)	220	210	237	221	211	238
	IN-4074 (T28-162)	70	57	65	70	57	65
	IN-1276(10 kV)		1857			1858	
Tocache	IN-4088 (L-124)		138			139	
	IN-1316(22.9 kV)		191			192	
Pachachaca	IN-2122 (L-224)	2268	2351	2265	2269	2352	2266
	IN-2124 (L-224)	1900	1913	1895	1901	1914	1896
	PR-243 (L-224)	21	22	652	21	22	652

6. OBSERVACIONES

- Se coordinó con el Centro de Control de ELECTROANDES y los operadores de Paragsha2, Huánuco, Tingo María, Aucayacu, Tocache y Pachachaca la recuperación de los equipos y suministros afectados.
- El SVC de Vizcarra, alcanzó su límite máximo inductivo y el Centro Minero de Antamina redujo su carga de 80 a 25 MW.

7. INVESTIGACIÓN DE LA CAUSA:

- La desconexión de la línea L-224 y autotransformador de la Subestación Oroya Nueva de ELECTROANDES.
- La desconexión de las líneas L-120 y L-123 en la Subestacion Paragsha 2.
- Desconexión del autotransformador de Tingo María lado 138 kV de propiedad de AGUAYTIA.

ANÁLISIS DE LA FALLA:

A las 01:57:45.615 horas del día 14.10.01, se produce una falla interna en el transformador de 220/50 kV en la Subestación de Oroya Nueva de propiedad de ELECTROANDES desconectando los interruptores del transformador de los lados de 50 kV y 220 kV (IN-2358), quedando la línea L-224 conectada en vacío desde la Subestación Pachachaca. Dicha línea transportaba 78.8 MW ingresando al sistema de ELECTROANDES.

Como consecuencia de la desconexión del transformador de la Subestación Oroya Nueva y la redistribución de los flujos de potencia, la tensión en Oroya Nueva disminuye considerablemente, provocando la desconexión de su cliente DOE RUN con aproximadamente 60 MW y seguidamente desconectan otras cargas industriales. Al perderse la línea de interconexión L-224, el suministro al área de ELECTROANDES debió ser transportado por un sistema de transmisión muy largo. Considerando que la barra más fuerte como soporte de reactivos es Vizcarra, existiría una distancia eléctrica de más de 500 km para llegar al punto de recepción de Paragsha (considerando que 200 km equivalen al autotransformador de Tingo María) y una distancia adicional por las líneas de 138 kV y los transformadores 138/50 kV para llegar al centro de carga de La Oroya. Bajo estas condiciones, era inevitable que se produjera un colapso de tensión y/o la pérdida de paso de la interconexión Tingo María-Paragsha, teniendo en cuenta que adicionalmente, del punto de vista de soporte de tensión, la central de Malpaso sólo contaba con un grupo en operación y la central de AGUAYTÍA se encontraba fuera de servicio. Adicionalmente, la caída de tensión del sistema de ELECTROANDES, debió tener un impacto negativo en los bancos de condensadores. De los registradores de fallas, la tensión en Paragsha 1 cayó al 45 % de la tensión nominal, en consecuencia los 20 MVAR nominales del condensador de Paragsha, se convierten en una contribución de 4 MVAR solamente, esto es la quinta parte de su potencia nominal; igual comportamiento tuvieron el resto de banco de condensadores de esa zona disminuyendo el aporte de reactivos al Sistema.

A las 01:57:46.518 h desconectó la línea L-120 en la Subestación Paragsha 2 por actuación de su relé de distancia (21P). Los problemas dinámicos que se presentaron en esta área del sistema dieron las condiciones necesarias para que la impedancia vista por el relé comience a desplazarse en la zona 2 y luego entre en la zona 1 de operación del relé de la línea L-120, que operó en instantáneo. De acuerdo a los registros oscilográficos, la corriente en la L-120 subió de 179,6A hasta 512 A y la tensión bajó de 113,4kV hasta 49,6 kV, la cual fue detectada por su relé de mínima tensión (27AB), el cual arrancó sin llegar a dar orden de disparo.

De no haber abierto el interruptor de la L-120, esta contingencia pudo llevar a un colapso de tensión mayor del Sistema, debido al insuficiente soporte de tensión.

La configuración de esta área del sistema tiene por un lado la Subestación Vizcarra con un SVC (+90/-45 Mvar) y luego 153 km de línea de 220kV hasta la Subestación Tingo María con un reactor conectado a la línea de 30 MVar y 174 km de línea de 138 kV hasta la Subestación Paragsha 2. Como puede verse es una gran distancia sin soporte instantáneo de tensión por lo que al sobrecargar la línea de 138 kV por encima de su corriente natural de transmisión (209 A), la tensión en esta área disminuye considerablemente, por lo que una solución que ayudaría en algunos casos de emergencia de disminución de tensión es poder desconectar en forma automática el reactor de Tingo María.

Luego de la desconexión de la línea L-120, las subestaciones desde Huánuco hasta Tocache se quedaron conectadas al SINAC a través del autotransformador de AGUAYTÍA en Tingo María, originándose una sobretensión en Huánuco que llegó hasta 157 kV. Mientras que en Vizcarra, se

registro una disminución de carga de Antamina de 80 MW a 25 MW llegando el SVC llegó a su límite inductivo.

Posteriormente, en la Subestación Tingo María, a las 01:57:48.570 h desconectó el autotransformador de AGUAYTÍA de 50 MVA en el lado de 138 kV por actuación del relé de sobretensión (59B), dejando desenergizados las subestaciones de Huánuco, Tingo María, Aucayacu y Tocache.

A las 01:57:57.742 h se produce la desconexión de la línea L-123 en la Subestación Paragsha2 por actuación de su protección de sobretensión, mientras se encontraba conectada al Sistema aislado de ELECTROANDES. La tensión registrada al momento de la desconexión fue de 144kV.

A las 02:16:47.546 h se registra un evento en el osciloperturbógrafo de la L-224 en la Subestación Pachachaca, en el cual se aprecia que el registro arranca por corriente de neutro, así mismo que previamente existe corrientes de histéresis, las cuales luego desaparecen. Este tipo de corrientes es típica de corrientes de inrush por lo que probablemente ELECTROANDES había energizado el transformador fallado volviendo a desconectar.

A las 02:18:48.340 h en la Subestación Pachachaca desconectó la línea L-224 que se encontraba tensionada, al recibir una teleseñal de falla interruptor desde la Subestación Oroya Nueva, sin afectar el servicio.

8. COMENTARIOS:

- La desconexión de la línea L-224 en la Subestación Oroya Nueva con 78.8 MW, se debió a la falla del transformador 220/50 kV que originó la actuación del relé buchholz del conmutador bajo carga fase "T" de propiedad de ElectroAndes.
- La desconexión de la línea L-120 se debió a la débil configuración de esta área operativa con poco soporte reactivo y originó el colapso de tensión del área. Las condiciones dinámicas de pérdida de sincronismo del sistema de ElectroAndes, desplazó la impedancia a un valor tal que el sistema de protección lo vio en zona 1 operando de acuerdo a su calibración.
- El autotransformador de 50 MVA de Aguaytía, desconectó en el lado de 138 kV por sobretensión (59T), después de desconectar la línea L-120 y quedar una configuración del sistema en antena desde la Subestación Paramonga. Dicho relé operó adecuadamente en 2 segundos.
- La línea L-123, desconectó por actuación de su relé de sobretensión (59L), operando adecuadamente.
- La línea L-224, desconectó en la Subestación Pachachaca al recibir una teleseñal de falla interruptor desde la Subestación Oroya Nueva, por causa desconocida. En un oscilograma previo, de 2 minutos antes, se observa corrientes de histeresis que nos llevan a plantear que probablemente hubo intentos de energización del transformador fallado en la Subestación Oroya Nueva.
- Recomendamos a la DOCOES, para que disponga que todas las empresas implementen un sistema de registro cronológicos de eventos (SOE),

registradores de fallas de los equipos (osciloperturbógrafos), así como contadores de maniobra de los interruptores de potencia y pararrayos para tener información que ayude al análisis de fallas. En este caso la información de la empresa ELECTROANDES hubiese sido valiosa para el análisis.

- Los despachos de generación deben considerar el despacho de la potencia reactiva, de manera que se cuente con la reserva de potencia reactiva suficiente para evitar colapsos de tensión en algunas áreas del sistema, como el evento ocurrido en el sistema de ELECTROANDES.

Figura N° A1.1

DIAGRAMA UNIFILAR DEL ANILLO DE TINGO MARÍA

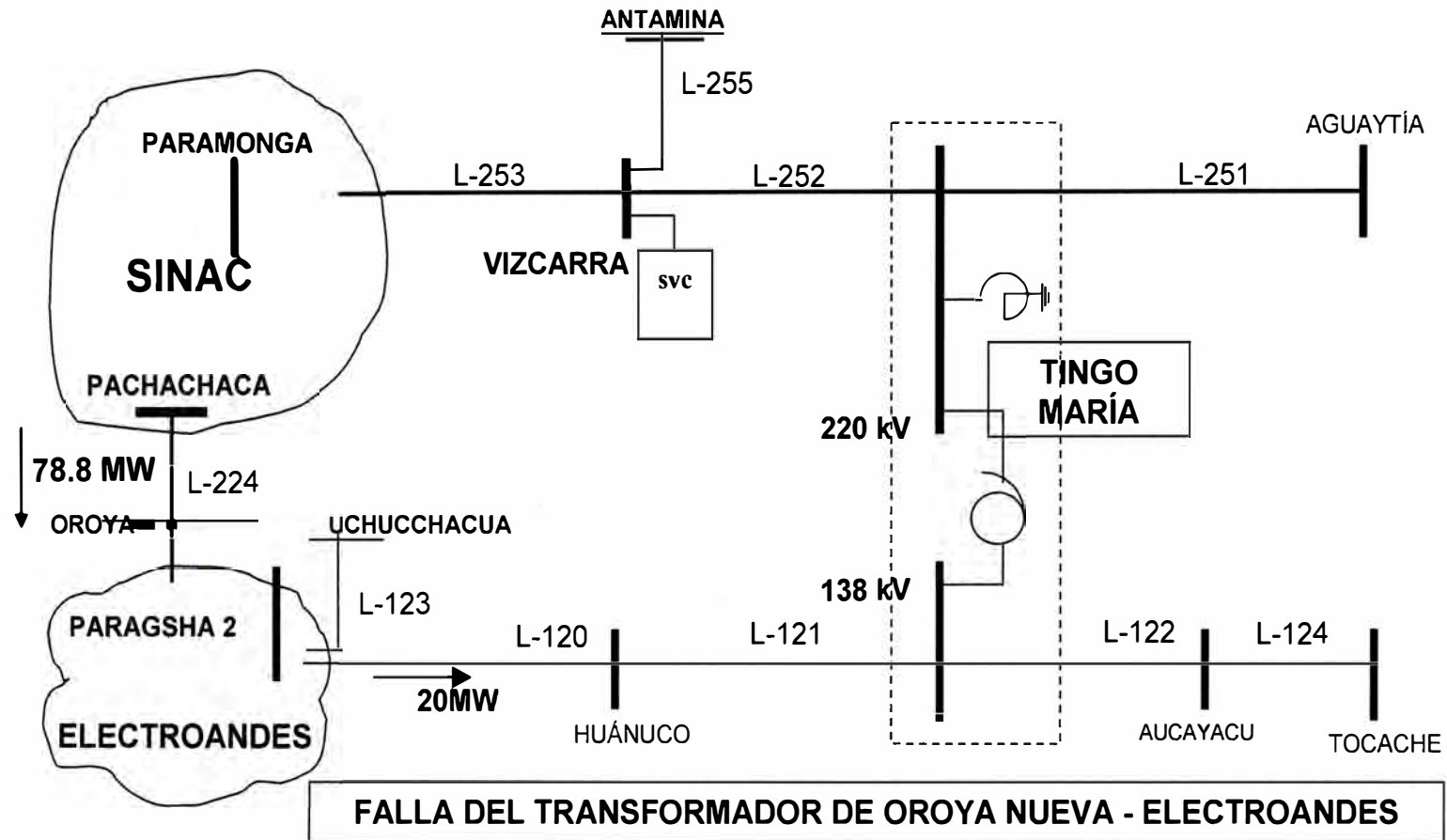


Figura N° A1.2
SUBESTACIÓN PARAGSHA 2

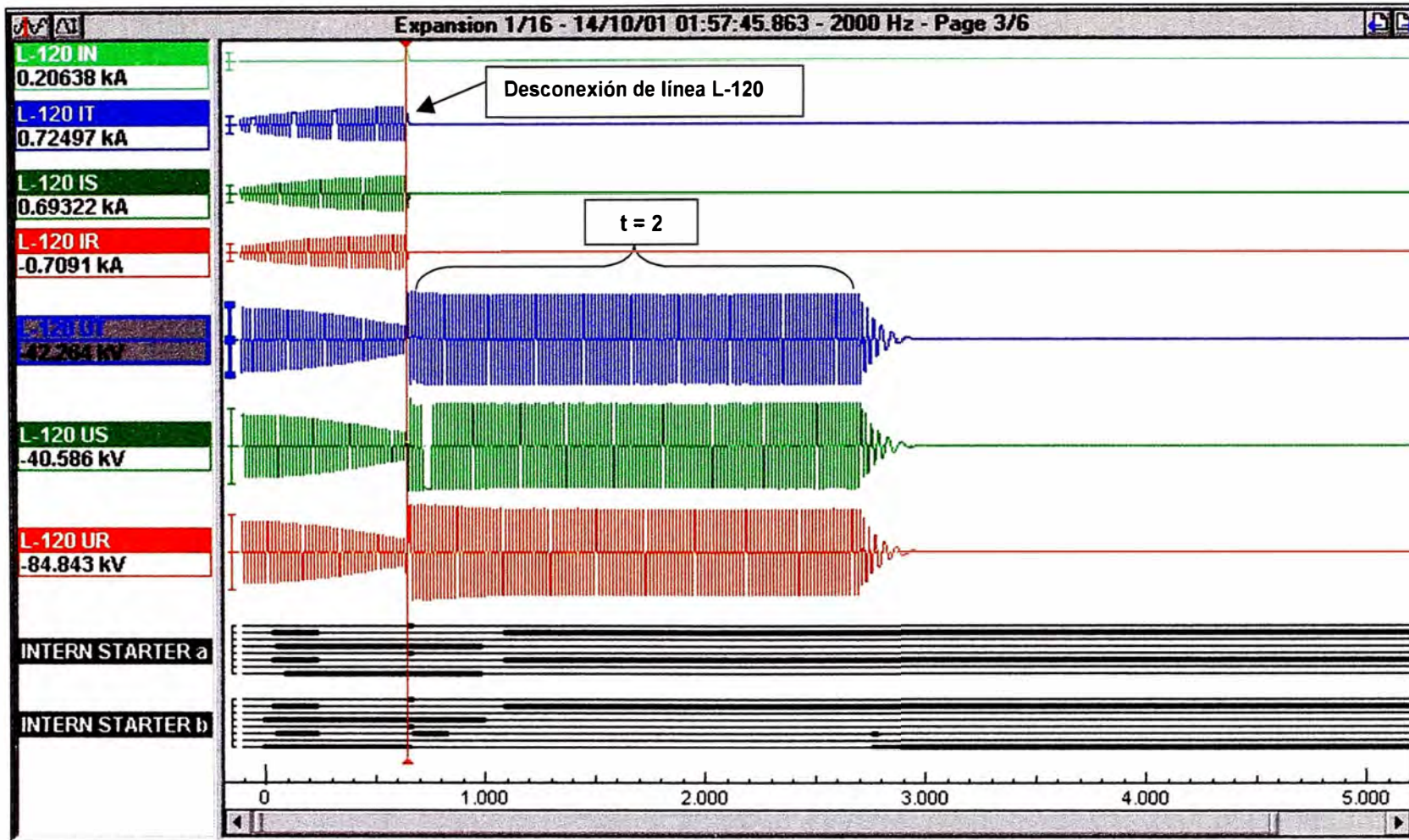


Figura N° A1.3

SUBESTACIÓN PARAGSHA 2

(Ampliación de la figura N° 02)

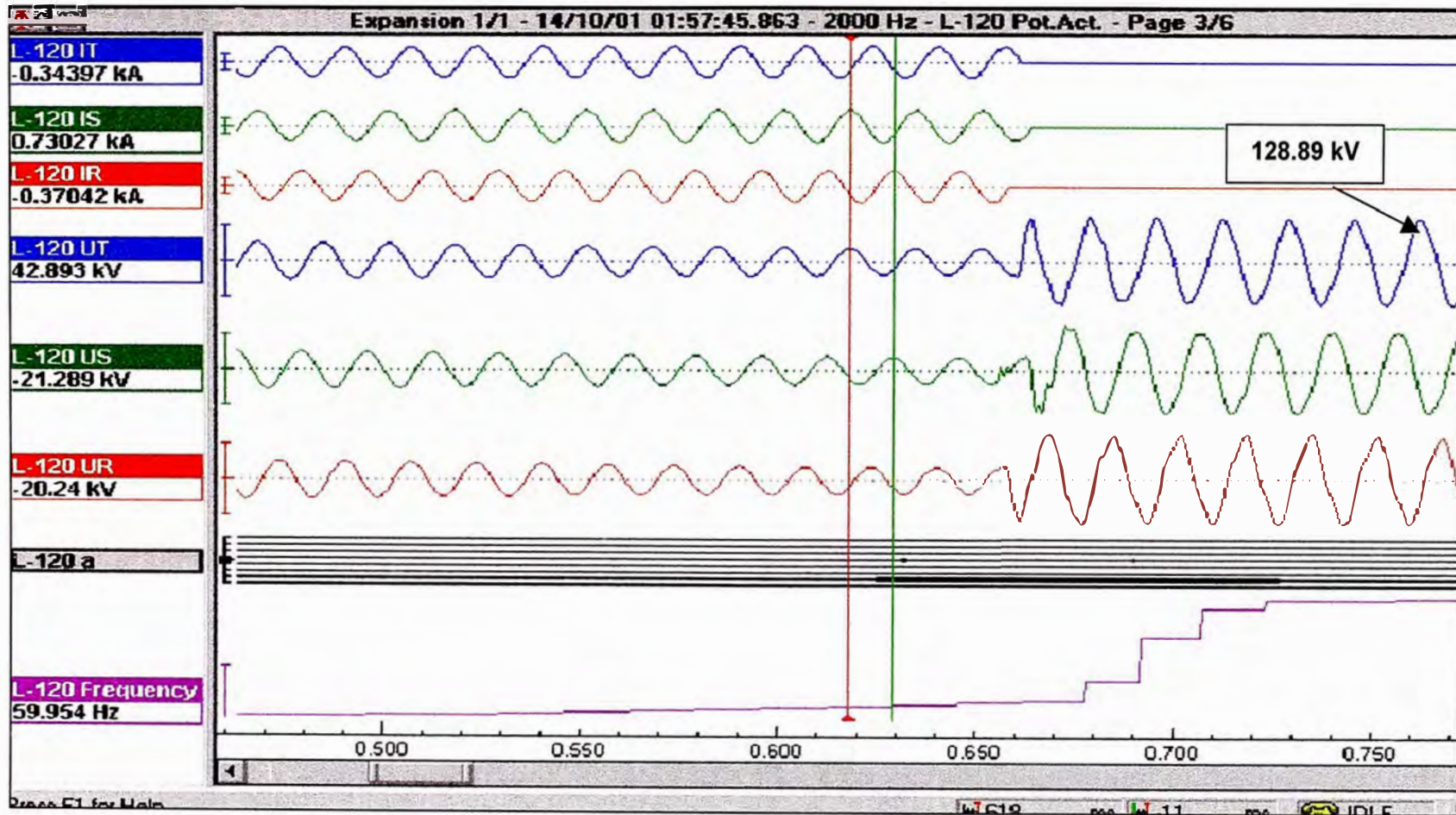


Figura N° A1.4
SUBESTACIÓN TINGO MARÍA

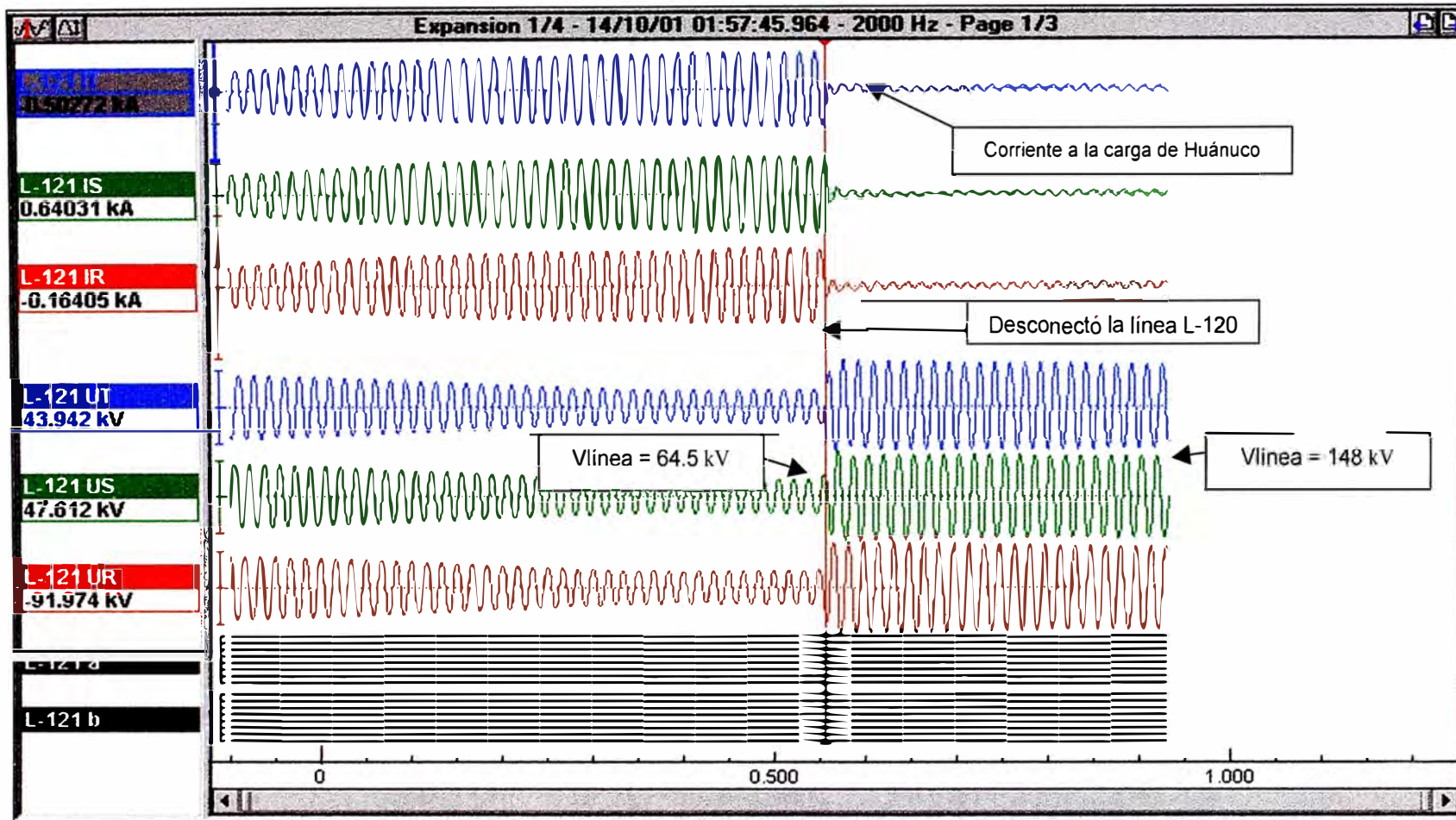


Figura N° A1.5
SUBESTACIÓN TINGO MARÍA

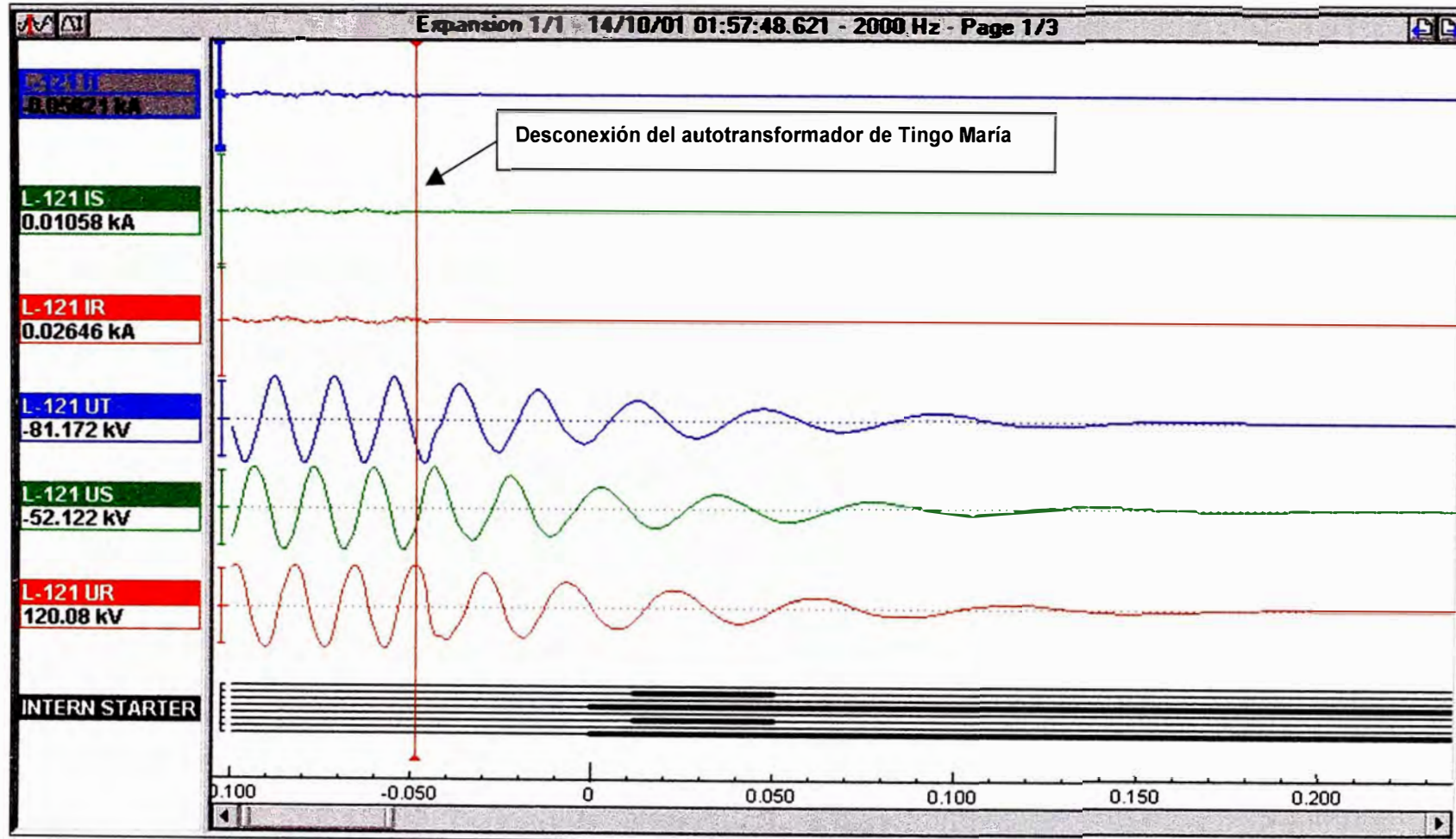


Figura N° A1.6

COLAPSO DE TENSIÓN EN LA SUBESTACIÓN PARAGSHA 2

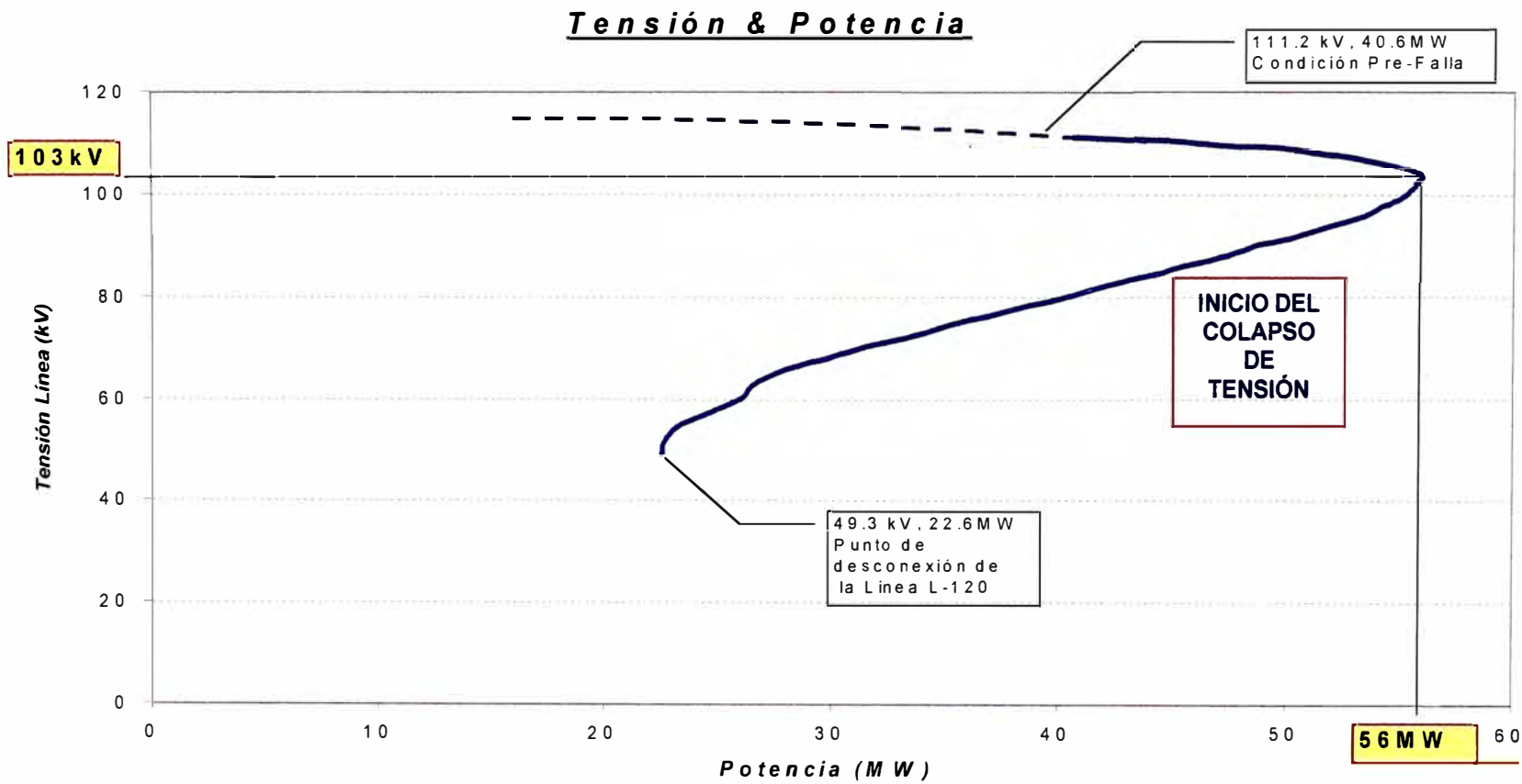


Figura N° A1.7

PÉRDIDA DE ESTABILIDAD DEL ÁREA DE ELECTROANDES

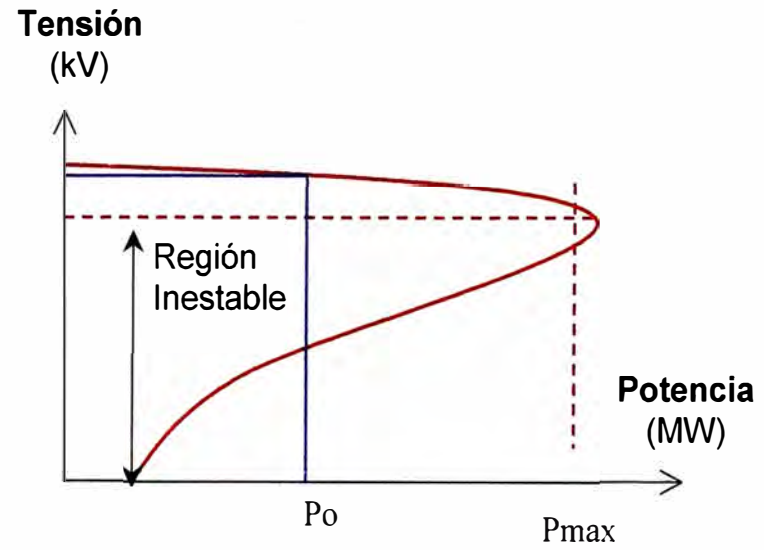
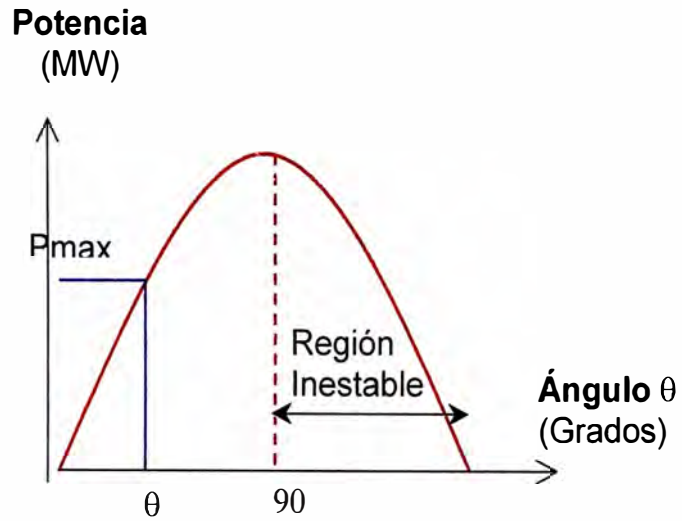


Figura N° A1.8

PÉRDIDA DE ESTABILIDAD DEL ÁREA DE ELECTROANDES

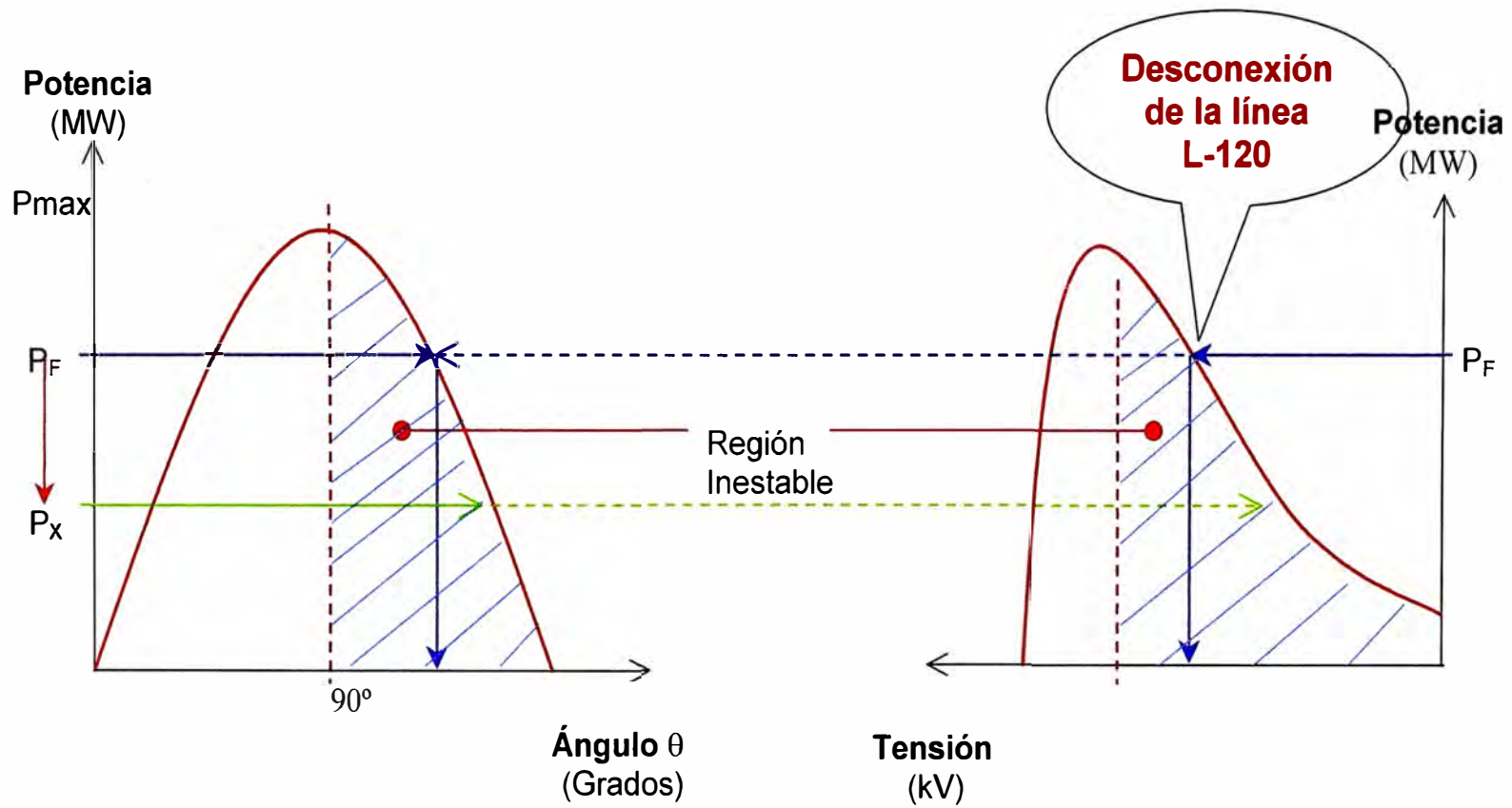
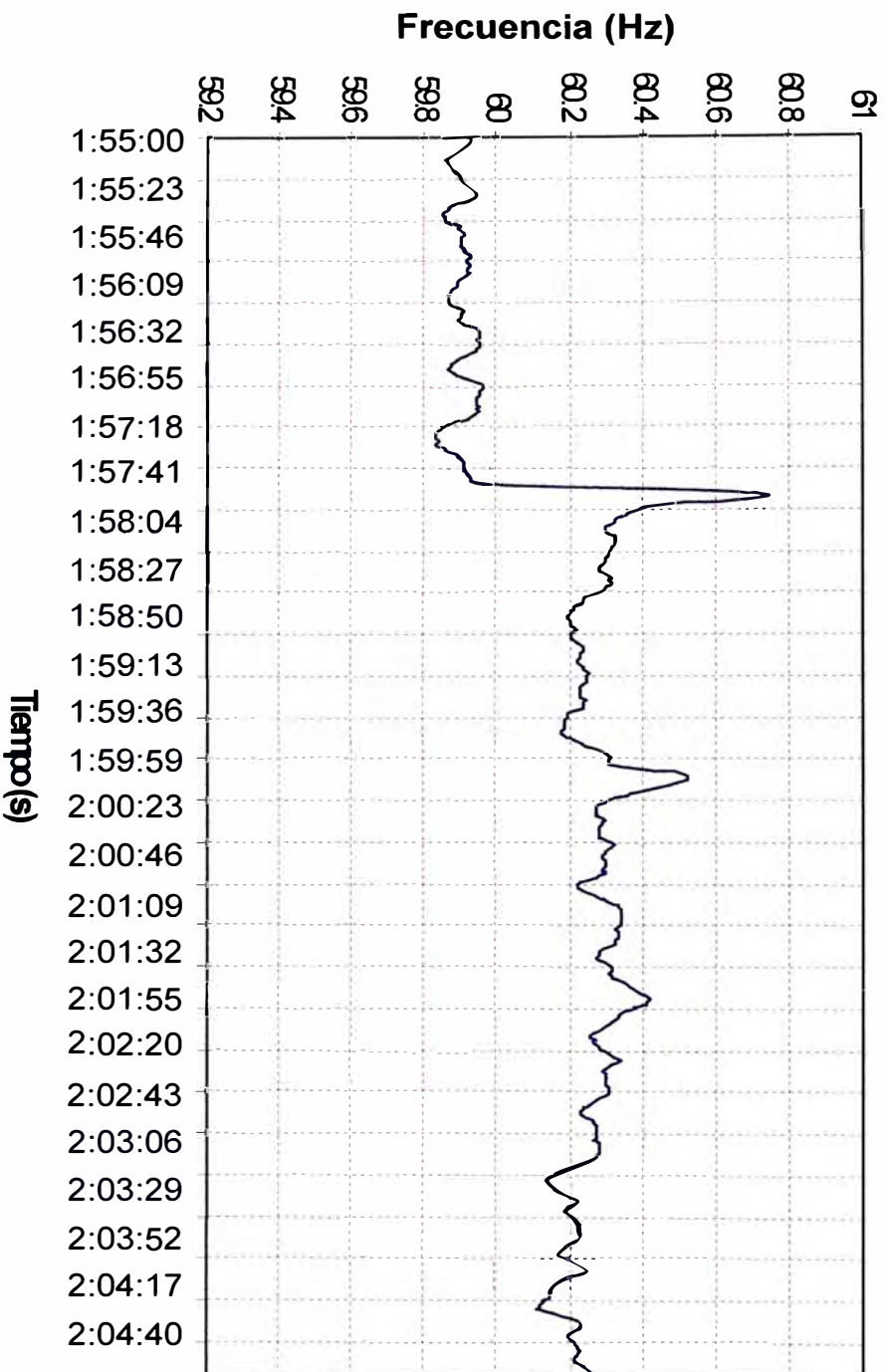


Figura N° A1.9

FALLA DEL TRANSFORMADOR DE CROYANUEVA- ELECTROANDES

Día : 14 Octubre de 2001 Hora : 01:57:45



ANEXO N° 02

INFORME DE LA CAÍDA DE TENSIÓN HASTA 186KV EN LAS SUBESTACIONES DE LIMA

1. FECHA : Miércoles, 10 de Abril de 2002

2. HORA : 18:15 horas

3. RESUMEN DE LA PERTURBACIÓN

EQUIPO : Caída de tensión hasta 186kV en las subestaciones de Lima.

La tensión en la Subestación San Juan, descendió paulatinamente, desde 210kV a las 18:15 h hasta 186kV a las 18:48 h.

Las unidades UTI-6 y UTI-5 tuvieron orden de arranque a las 18:15 h y 18:17 h respectivamente, por requerimientos de potencia reactiva para la hora punta, sin embargo luego que EDEGEL informó sucesivamente al Coordinador que las unidades UTI ingresarían al SINAC, a las 18:30 h EDEGEL informó que tuvieron problemas en el circuito de combustible de las unidades, por tal motivo se coordinó poner en servicio la TG-7 de la Central Térmica Santa Rosa. Asimismo, se coordinó con ETEVENSA el arranque de la TG-4 de la Central Térmica Ventanilla.

A las 18:39 h al presentarse bajos perfiles de tensión en Lima y por seguridad del SINAC para evitar que continúe disminuyendo la tensión que en ese momento estaba en 194kV con tendencia de seguir bajando, se coordinó rechazar 20 MW por LUZ DEL SUR y 20 MW por EDELNOR. A las 18:44 h se coordinó rechazar 20 MW adicionales por LUZ DEL SUR, ante el retraso de EDELNOR en ejecutar la disposición de rechazar carga (el supervisor de EDELNOR manifestó que necesitaba la aprobación de su Jefatura). A las 18:51 EDELNOR informó que rechazaron la carga coordinada.

Para mejorar los perfiles de tensión y recuperar al sistema a su estado de operación normal, a las 18:54 h se coordinó bajar 40 MW por el complejo Mantaro, a las 19:01 h se coordinó bajar 40 MW adicionales.

Las unidades UTI-6, la TG-7 y la UT-5 entraron en servicio a las 18:51 h, 18:59 h y 19:05 h en servicio respectivamente.

Ante el ingreso de las unidades UTI-6 y TG-7 de EDEGEL, a las 19:04 h, cuando la TG-4 de ETEVENSA estaba con velocidad de sincronismo (antes de entrar en paralelo con el SINAC) se coordinó parar la unidad.

Con LUZ DEL SUR y EDELNOR se coordinó normalizar los suministros interrumpidos a las 19:02 h y 19:05 h respectivamente. A las 19:24 h se coordinó subir 20 MW por el complejo Mantaro, normalizándose su generación a plena carga a las 19:37 h.

SECUENCIA DE EVENTOS

HORA	EMPRESA	EVENTO
18:12:49	ELECTROPERÚ	Se coordinó poner en servicio manualmente los bancos de la Subestación San Juan, el último banco entró en servicio a las 18:19 h.
18:15:26	EDEGEL	Se coordinó poner en servicio la UTI-6 de la Central Térmica de Santa Rosa por regulación de tensión (tensión en la Subestación San Juan 210kV con tendencia a disminuir)
18:17:06	EDEGEL	Se coordinó poner en servicio la UTI-5 de la Central Térmica de Santa Rosa por regulación de tensión.
18:29:25	EDEGEL	Informó que tuvieron problemas en el circuito de combustible de las unidades UTI-5 y UTI-6
18:30:00	EDEGEL	Ante el problema de no ingresar las unidades UTI'S Se coordinó poner en servicio la unidad Westinghouse TG-7 Central Térmica de Santa Rosa por regulación de tensión.
19:31:00	ETECEN	Se registran tensiones de 200kV en las subestaciones de Lima.
18:35:26	EDEVENSA	Se coordinó poner en servicio la unidad de la Central Térmica de Ventanilla TG-4 por tensión.
18:39:41	LUZ DEL SUR/ EDELNOR	Al presentarse bajos perfiles de tensión en Lima y por seguridad del SINAC, para evitar que continúe disminuyendo la tensión que en ese momento estaba en 194kV y con tendencia de seguir bajando, se coordinó rechazar 20 MW de carga en LUZ DEL SUR y 20 MW en EDELNOR por tensión.
18:42:18	ETECEN	Informó alarma en todos sus equipos de protección por tensión baja.
18:42:26	ELECTROANDES	Informó tensión baja de 212kV en la Subestación Oroya, cuya tensión de operación es de 224kV.
18:44:00	LUZ DEL SUR	Se coordina rechazar 20MW adicionales por tensión debido a tener una tensión de 186kV en la Subestación San Juan.
18:47:40	ETECEN	Se registra una tensión de 185.6kV en la subestación de San Juan.
18:51:31	EDEGEL	Informó que está entrando la UTI-6 por tensión, luego de superar problema en circuito de combustible.
18:54:33	ELECTROPERÚ	Se coordinó bajar 40 MW de generación por complejo Mantaro para recuperar el sistema a su estado de operación normal, en San Juan se tenía 190kV.
18:59:00	EDEGEL	Informó que la TG-7 en servicio por regulación de tensión, se coordinó subir a 100 MW.
19:00:07	ELECTROPERÚ	Se coordinó que sigan disminuyendo 40MW de generación por complejo Mantaro para mejorar perfiles de tensión en las subestaciones de Lima, en San Juan se tenía 195kV.

19:01:56 ETEVENSA	Se coordinó suspender el arranque de la TG-4 cuando la unidad se encontraba con su velocidad de sincronismo.
19:02:00 LUZ DEL SUR	Con el ingreso de las unidades UTI-6 y TG-7 de la Central Térmica Santa Rosa por regulación de tensión, se coordina con LUZ DEL SUR normalizar los suministros interrumpidos.
19:05:49 EDEGEL	Ingresa al sistema la unidad UTI-5 por tensión, luego de superar problema en circuito de combustible.
19:05:55 EDELNOR	Con el ingreso de la unidad UTI-5 de la Central Térmica Santa Rosa por regulación de tensión, se coordina con EDELNOR normalizar los suministros interrumpidos
19:06:52 ELECTROPERÚ	Informó que bajaron 70 MW.

4. SUMINISTROS INTERRUMPIDOS:

EMPRESA	SUMINISTRO	MW	Min
Luz del Sur	SE Villa María	28.09	17
	SE San Juan Miraflores		
	SE Pachacamac		
Edelnor	Santa Marina	19.10	21
	Cantogrande		
	Pershing		
	Barsi		
	Maranga		
TOTAL INTERRUMPIDO		47.19	

5. OBSERVACIONES

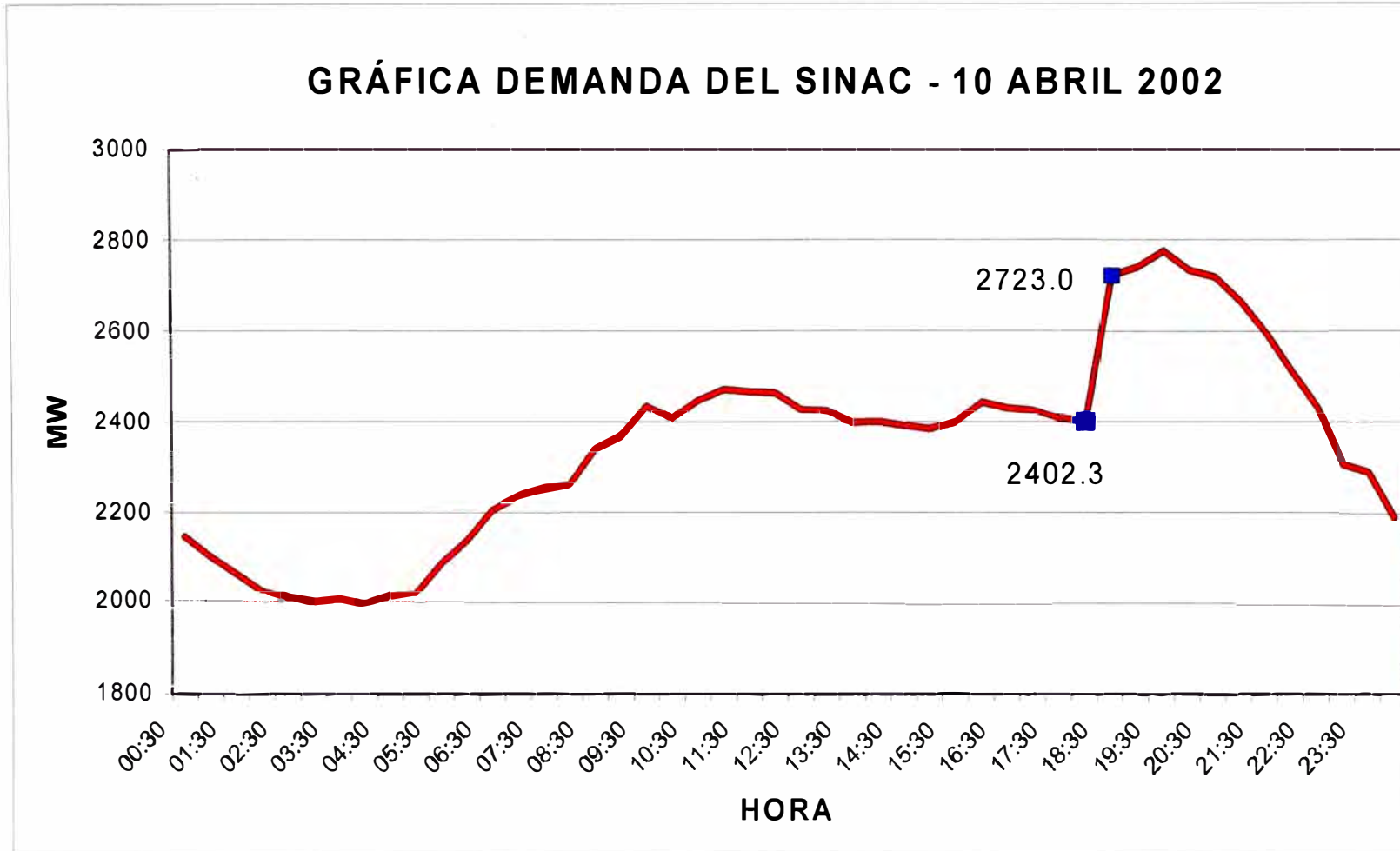
- Se tuvo una tensión de 210KV en la Subestación San Juan a las 18:00 horas, inicio de la hora punta, lo cual es una tensión baja, normalmente se ingresa con una tensión mayor de 213kV en la Subestación San Juan.
A las 18:15 horas y 18:17 horas se ordenó el arranque de las unidades UTI-6 y UTI-5 de la Central Térmica Santa Rosa, las cuales sincronizaron a las 18:51 horas y 19:05 horas respectivamente.
Los grupos UTI-5 y UTI-6 de la Central Térmica Santa Rosa normalmente ingresan para compensar el déficit de reactivos en el sistema en la hora de máxima demanda.
La tensión en la Subestación San Juan bajo hasta 185.6kV es decir en 11.6% de la tensión nominal (210kV)
El efecto de la disminución de tensión se registro en varias subestaciones: desde Paramonga hasta Marcona y todas las subestaciones de la Sierra Centro.
Se procedió al arranque de unidades térmicas (cercanas a las subestaciones de Lima) para el despacho de energía reactiva por control de tensión.
Se efectuó rechazos de carga en coordinación con las distribuidoras LUZ DEL SUR y EDELNOR.

- Se coordinó bajar generación en la Central Hidroeléctrica de Mantaro para disminuir el flujo de potencia activa por las líneas de transmisión, de manera de incrementar el flujo de potencia reactiva por las líneas que llegan de Mantaro – Lima.

6. COMENTARIOS

- Se dispuso de todas las acciones correctivas necesarias para mejorar los niveles de tensión en la barras de las subestaciones de Lima (procedimiento N° 9 de la operación del sistema).
- Con la tensión relativamente baja en la Subestación San Juan al inicio de hora de punta y la demora del ingreso de las unidades térmicas originó que la rampa de caída de tensión sea más rápida.
- Con el ingreso de las unidades térmicas en la Subestación Santa Rosa, se consiguió inyectar 90 MVAR de potencia reactiva a las subestaciones de Lima.
- Con el rechazo de carga, 47.19MW, se consiguió que la tensión en las subestaciones de Lima no sigan disminuyendo y de esta manera evitar un colapso de tensión en el sistema.
- Con la disminución de la generación de Mantaro, se consiguió incrementar en 25MVAR la inyección de potencia reactiva a las barras de 220kV de Lima (ver gráficas).
- Se incrementó el costo de la operación del sistema debido al ingreso de unidades térmicas por regulación de tensión.
- Se recomienda implementar el rechazo de carga automático por mínima tensión en el SINAC.
- Es recomendable mantener reserva de reactivos en las diversas centrales del sistema y no operar al límite, con todas las máquinas sobreexcitadas.
- Se debería instalar equipos de compensación reactiva en las diferentes subestaciones de Lima, es decir una compensación distribuida. para evitar situaciones de este tipo con rechazo de carga y antieconómico para la operación del sistema.

Figura N° A2.1



FUENTE : INFORME EJECUTADO OPERACIÓN DIARIA COES

Figura N° A2.2

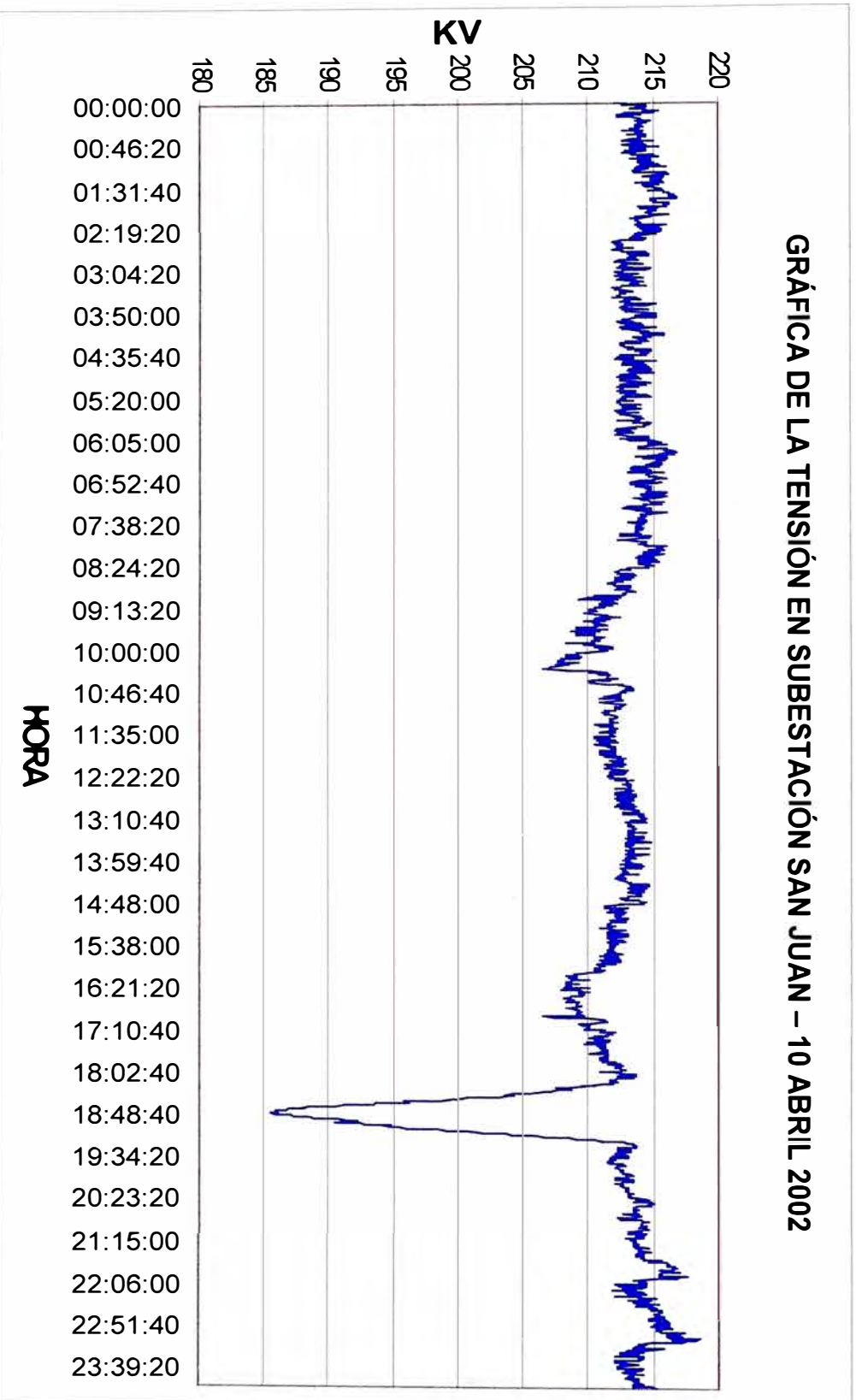
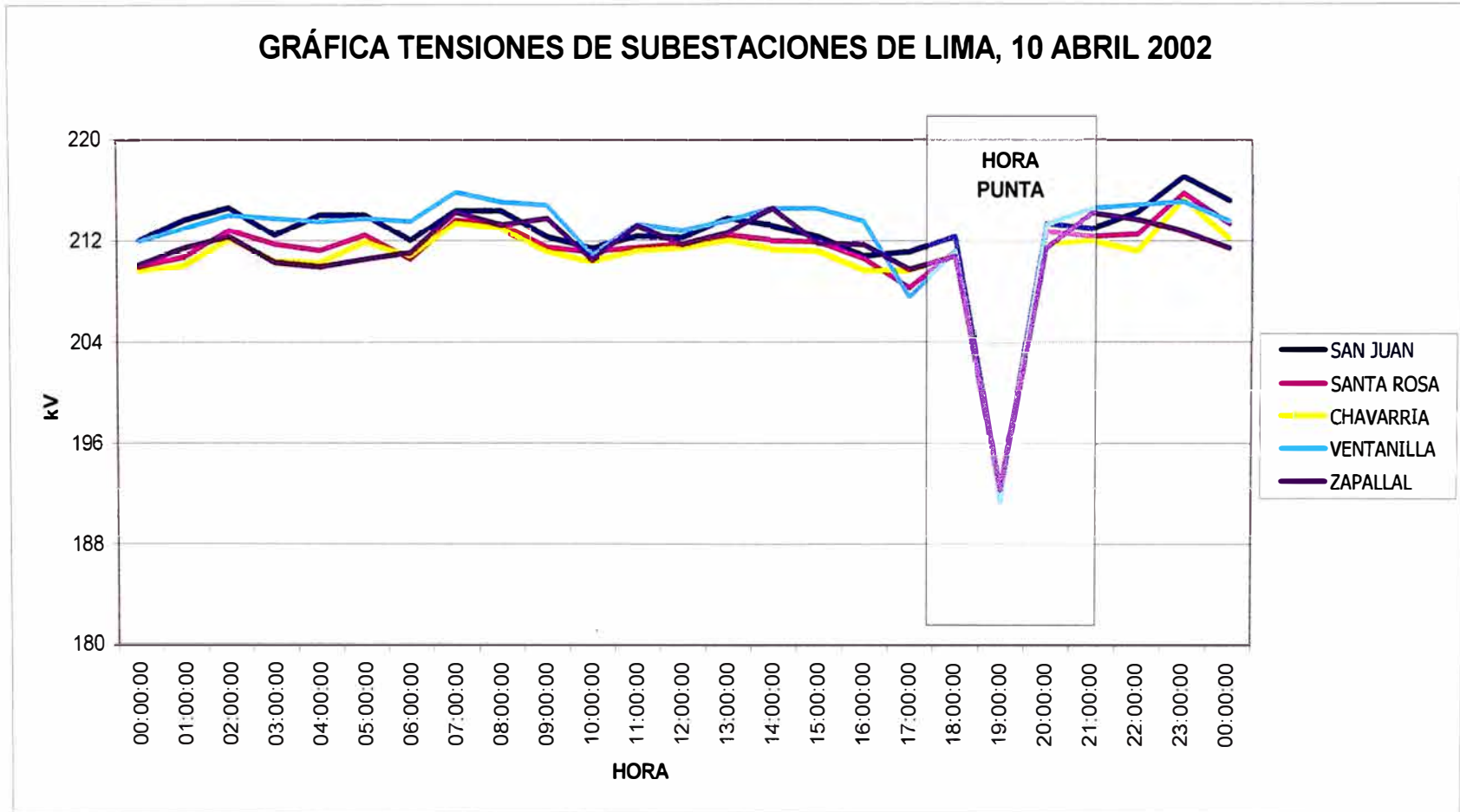
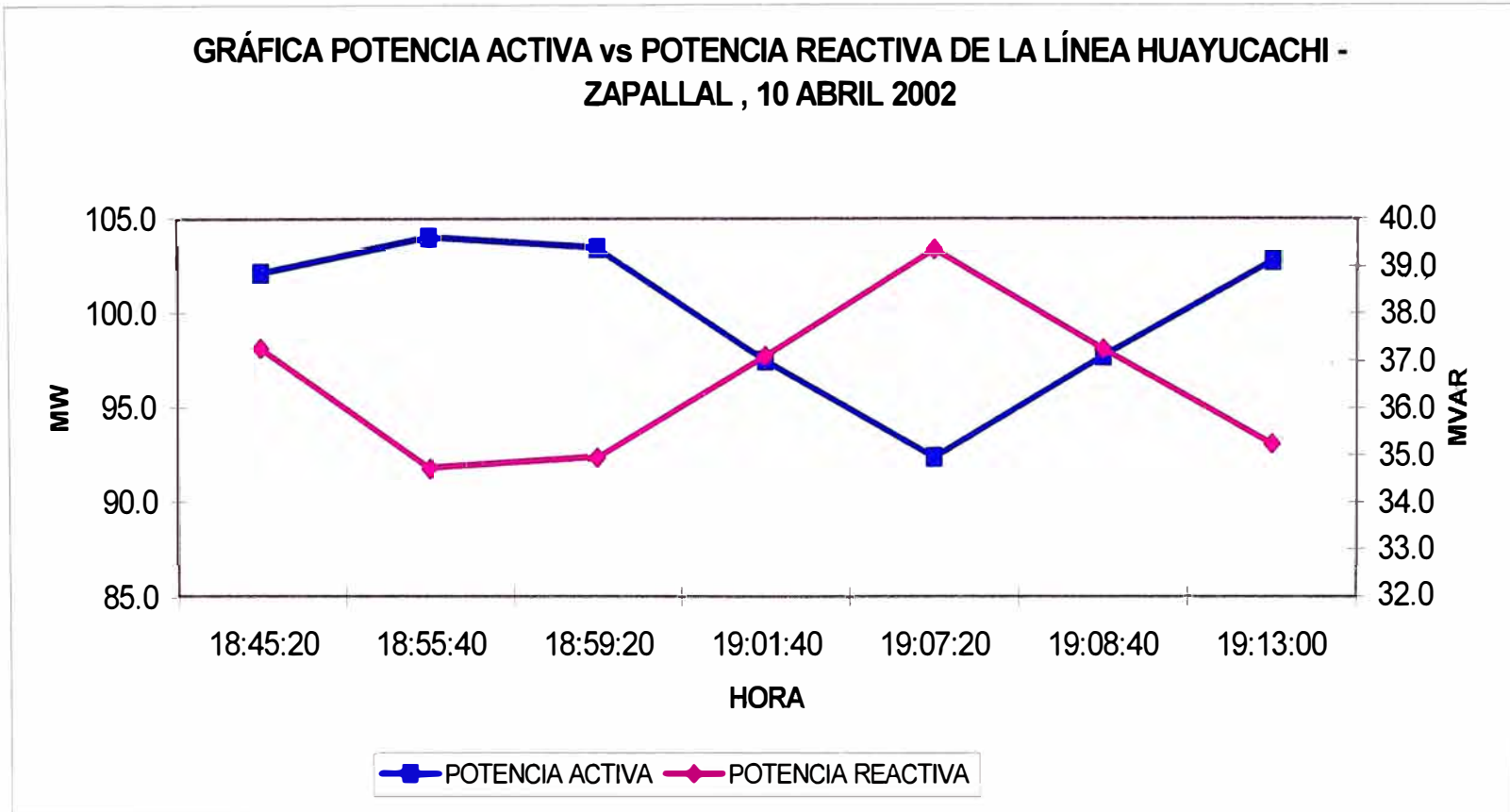


Figura N° A2.3



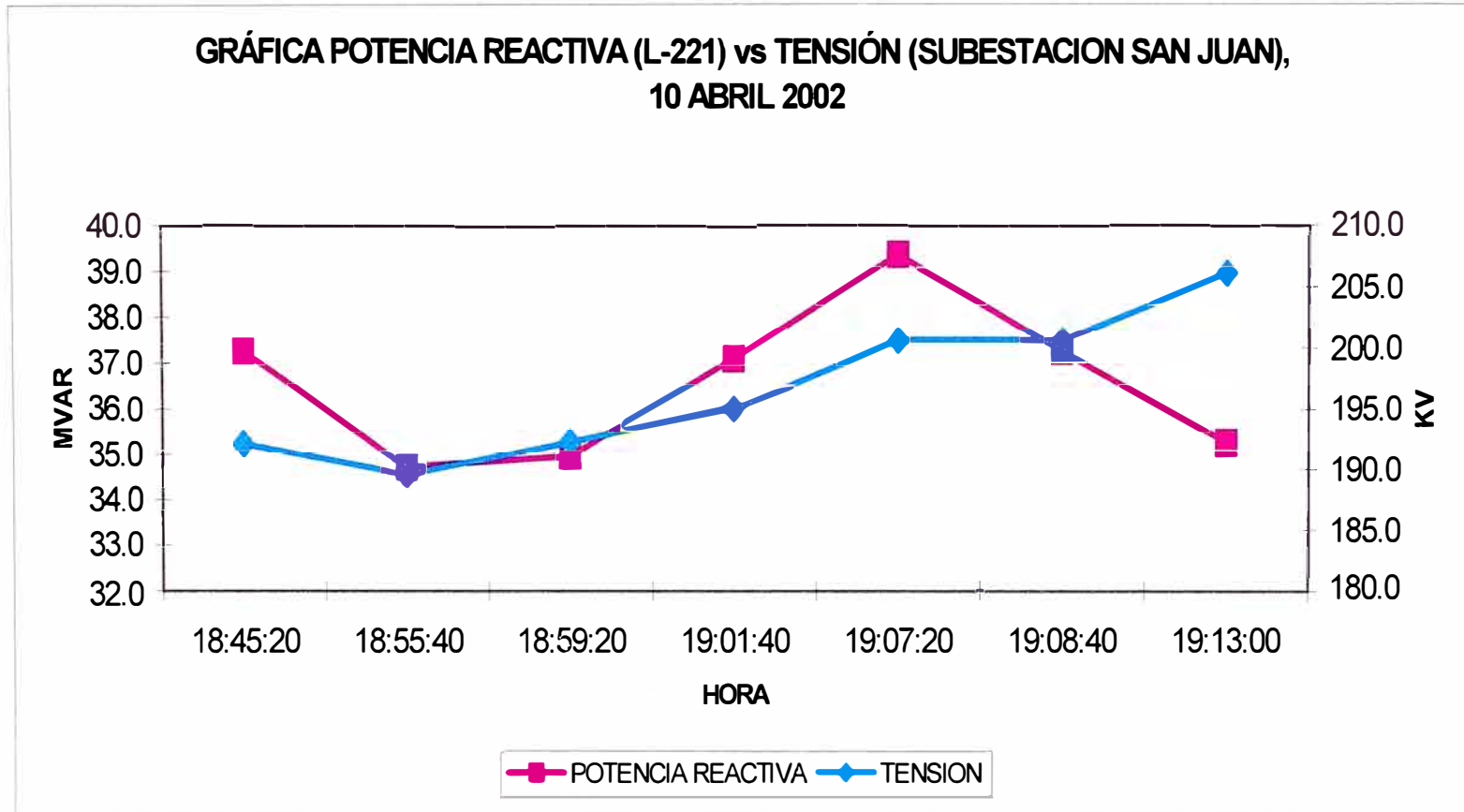
FUENTE : DATOS SCADA DEL CENTRO CONTROL ETECEN

Figura N° A2.4



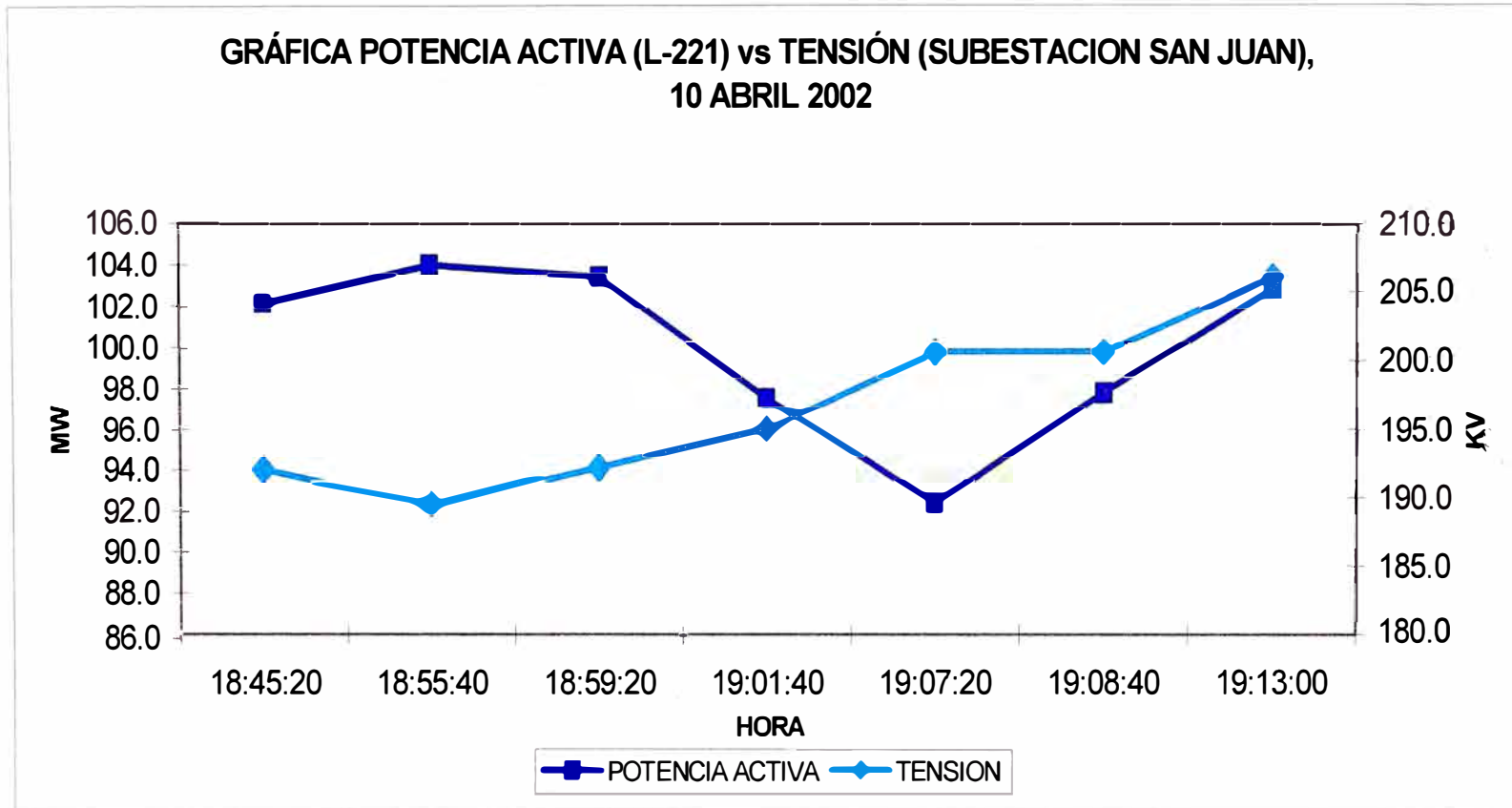
FUENTE : DATOS SCADA DEL CENTRO CONTROL ETECEN

Figura N° A2.5



FUENTE : DATOS SCADA DEL CENTRO CONTROL ETECEN

Figura N° A2.6



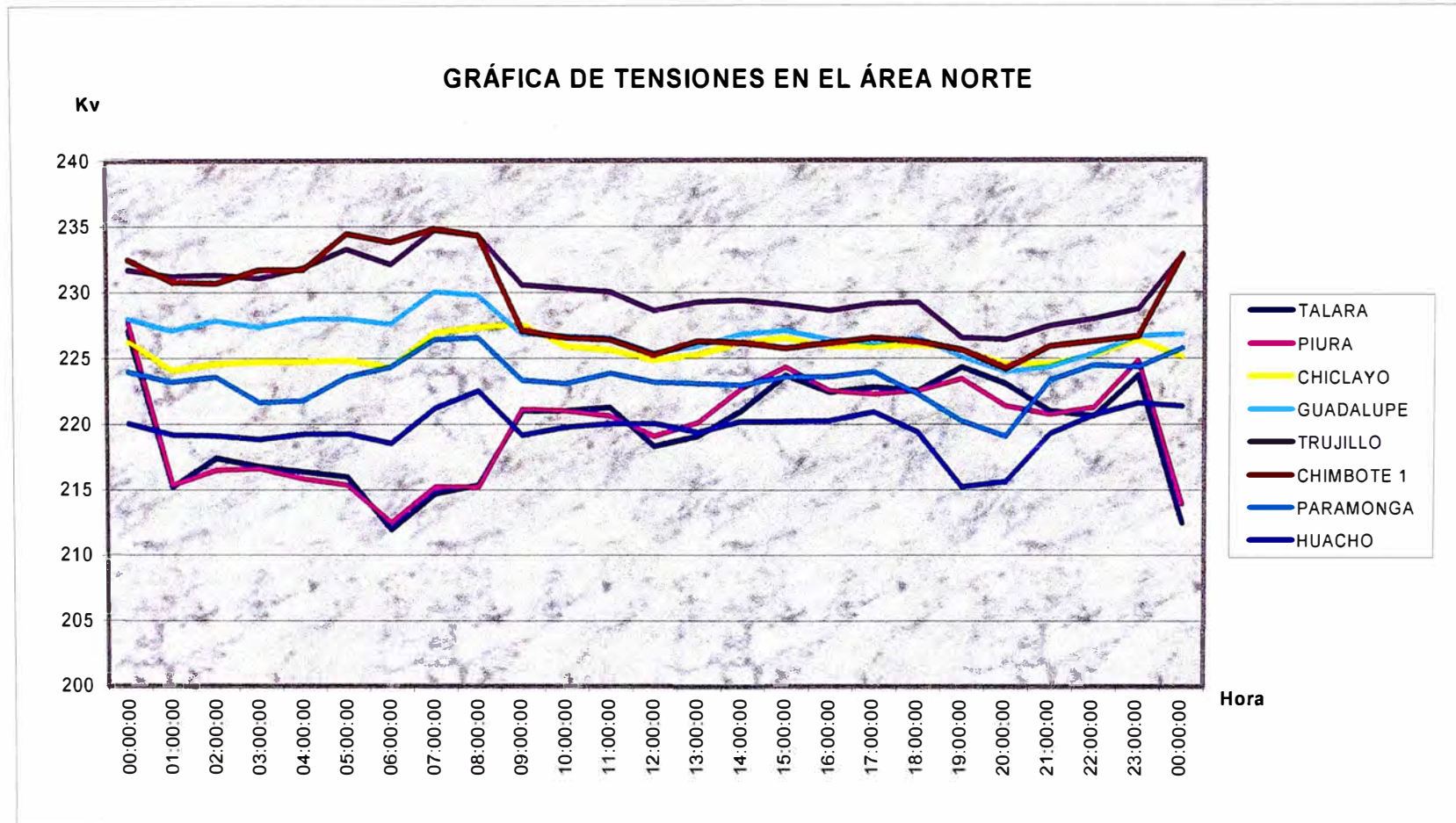
FUENTE : DATOS SCADA DEL CENTRO CONTROL ETECEN

ANEXO N° 03
TENSIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE
ETECEN

SUBESTACIÓN	TENSIÓN DE OPERACIÓN (KV)	TENSIÓN OPERACIÓN MÍNIMA (KV)*	TENSIÓN OPERACIÓN MÁXIMA (KV)*
ZORRITOS	222	217	228
TALARA	220	215	226
PIURA OESTE	222	217	228
CHICLAYO OESTE	224	218	230
GUADALUPE	224	218	230
TRUJILLO NORTE	226	220	232
CHIMBOTE 1	225	219	231
PARAMONGA NUEVA	224	218	230
HUACHO	220	215	226
ZAPALLAL	212	207	217
VENTANILLA	214	209	219
CHAVARRÍA	211	206	216
SANTA ROSA	210	205	215
SAN JUAN	210	205	215
INDEPENDENCIA	225	219	231
ICA	222	217	228
MARCONA	220	215	226
SAN NICOLÁS	61	60	63
CALLAHUANCA	224	218	230
HUANCAVELICA	234	228	240
POMACocha	225	219	231
PACHACHACA	226	220	232
HUAYUCACHI	232	226	238
PARAGSHA 2	121	118	124
HUÁNUCO	125	122	128
TINGO MARÍA	131	128	134
AUCAYACU	133	130	136
TOCACHE	133	130	136

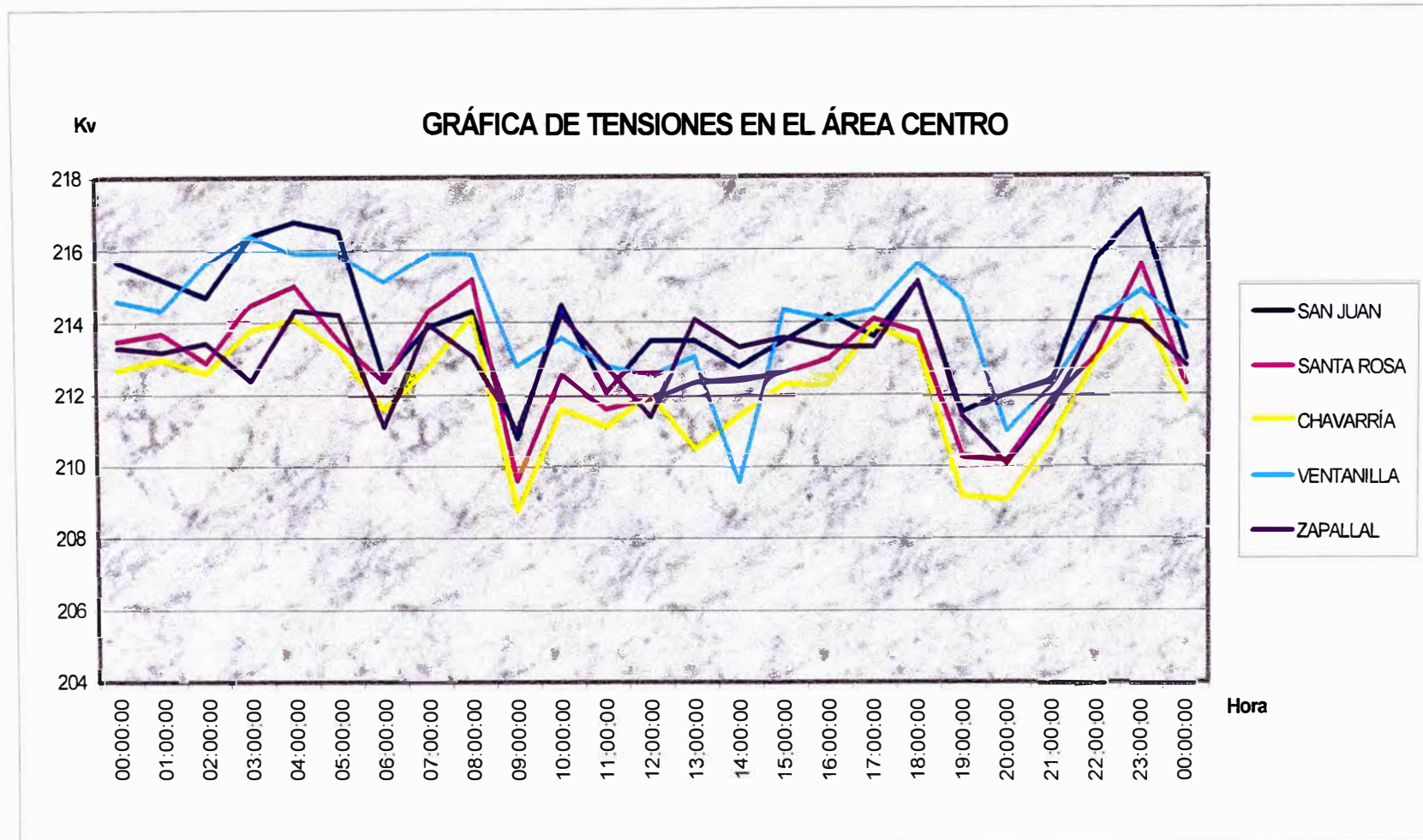
* Según Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos \pm 5 %

Figura N° A3.1



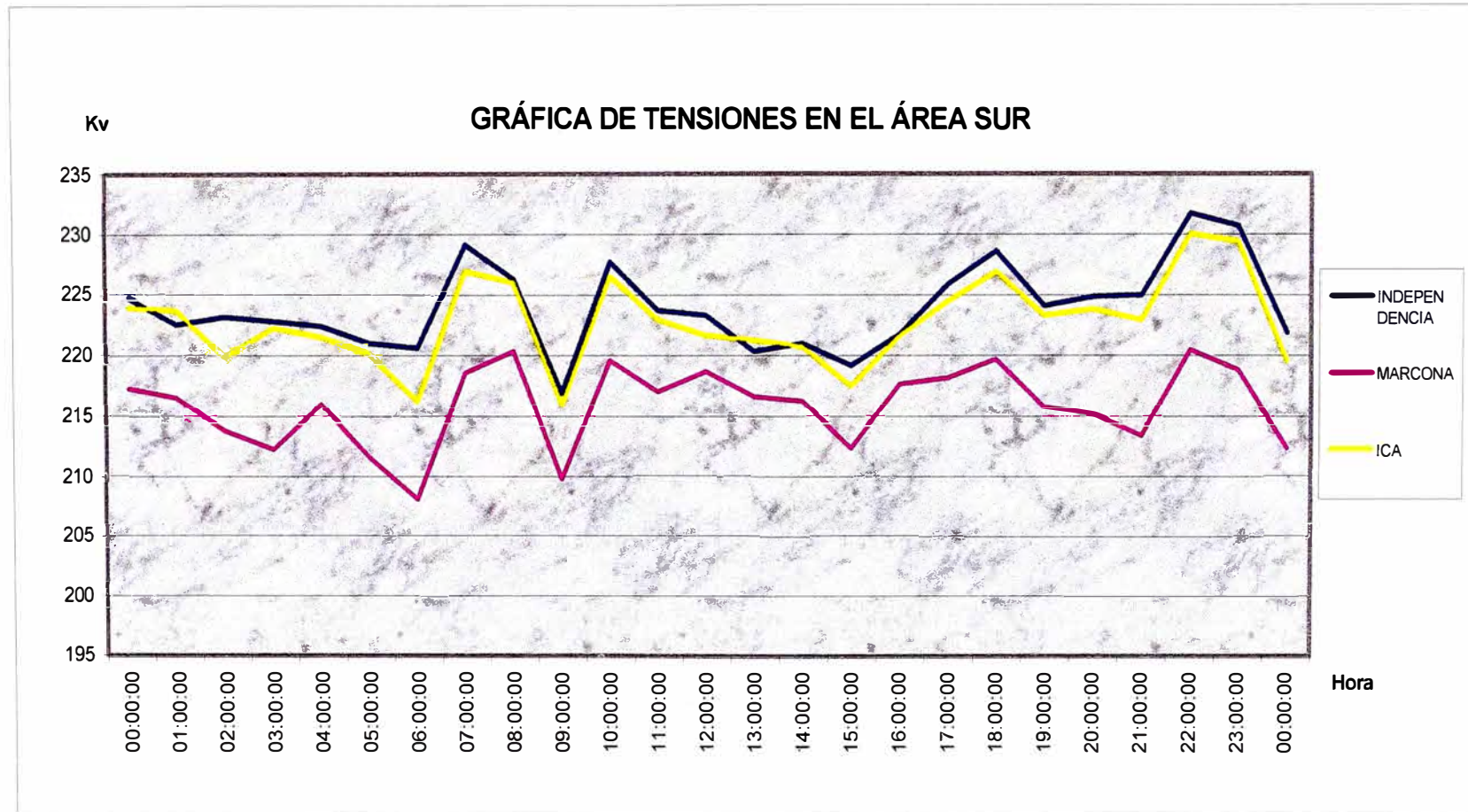
FUENTE : DATOS SCADA DEL CENTRO CONTROL ETECEN

Figura N° A3.2



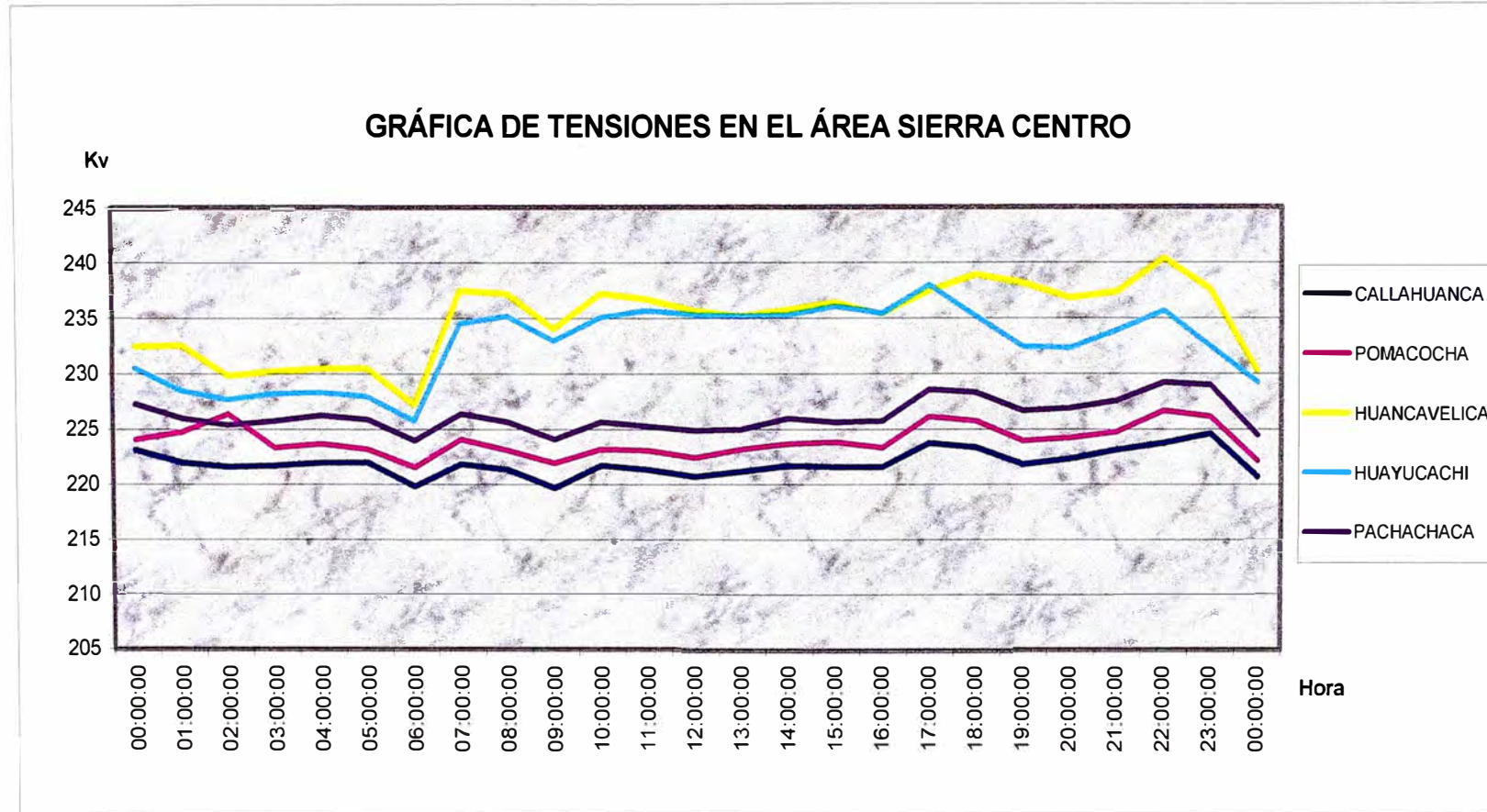
FUENTE : DATOS SCADA DEL CENTRO CONTROL ETECEN

Figura N° A3.3



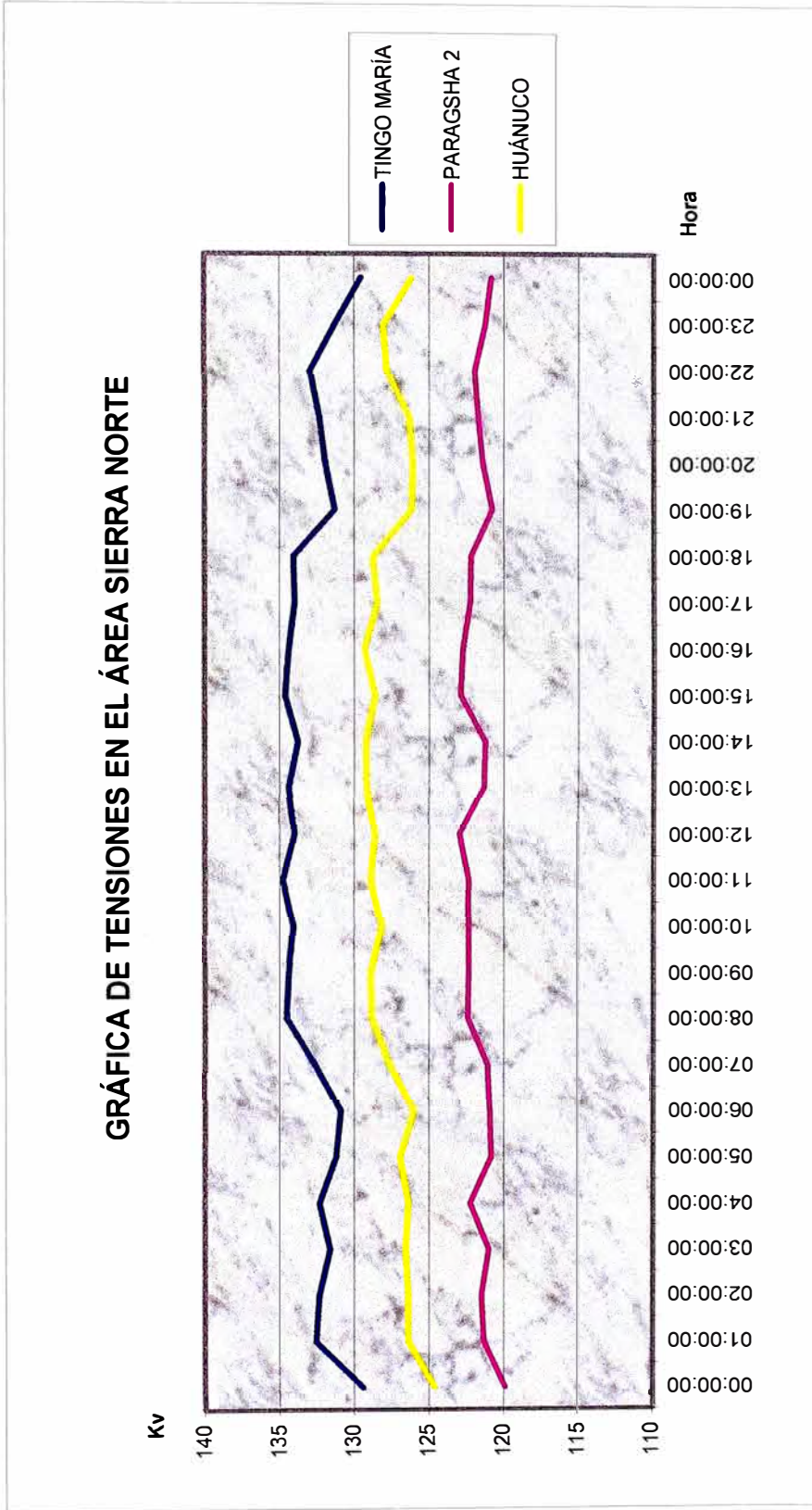
FUENTE : DATOS SCADA DEL CENTRO CONTROL ETECEN

Figura N° A3.4



FUENTE : DATOS SCADA DEL CENTRO CONTROL ETECEN

Figura N° A3.5

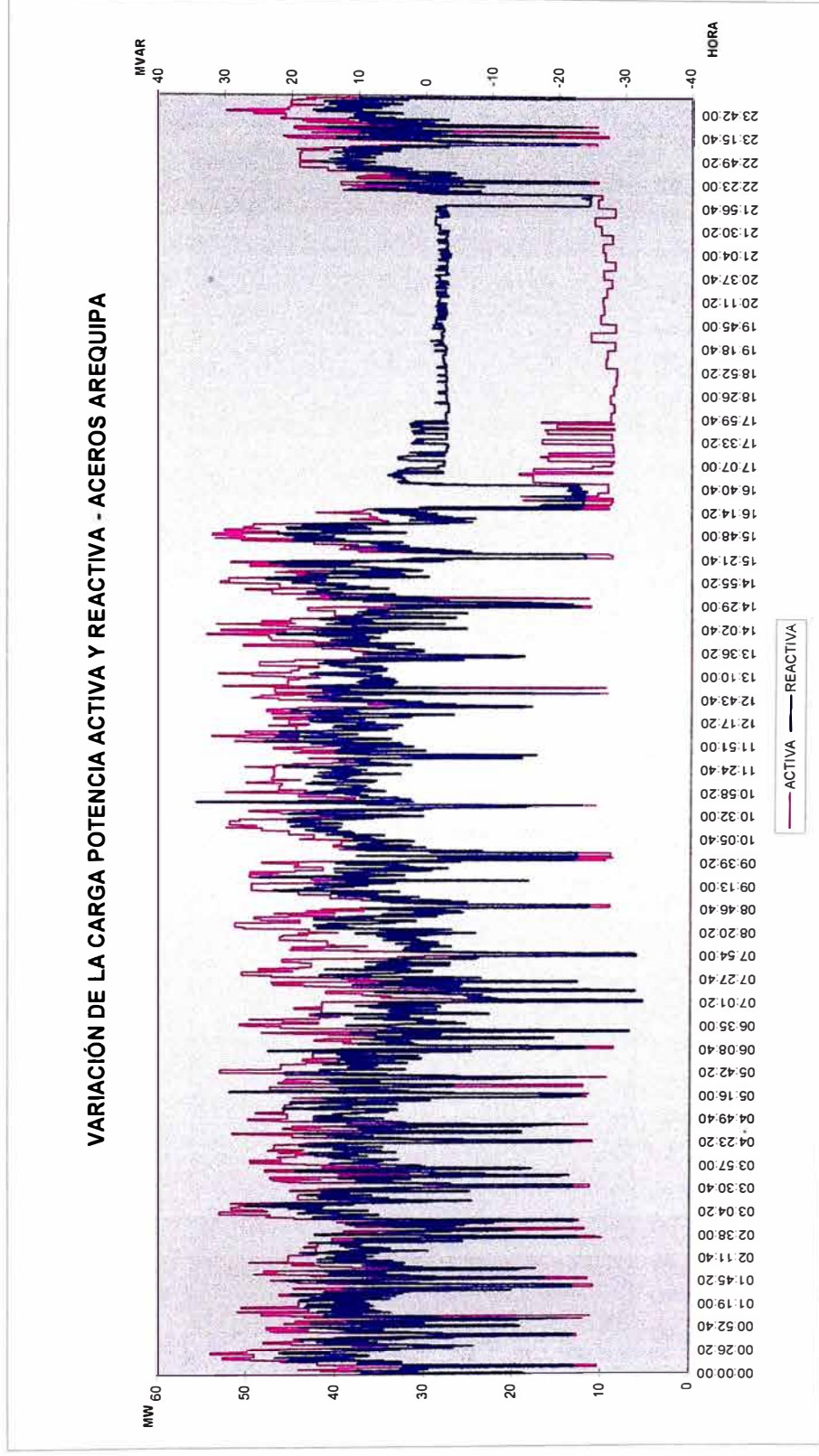


FUENTE : DATOS SCADA DEL CENTRO CONTROL ETECEN

ANEXO N° 04

FIGURA N° A4.1

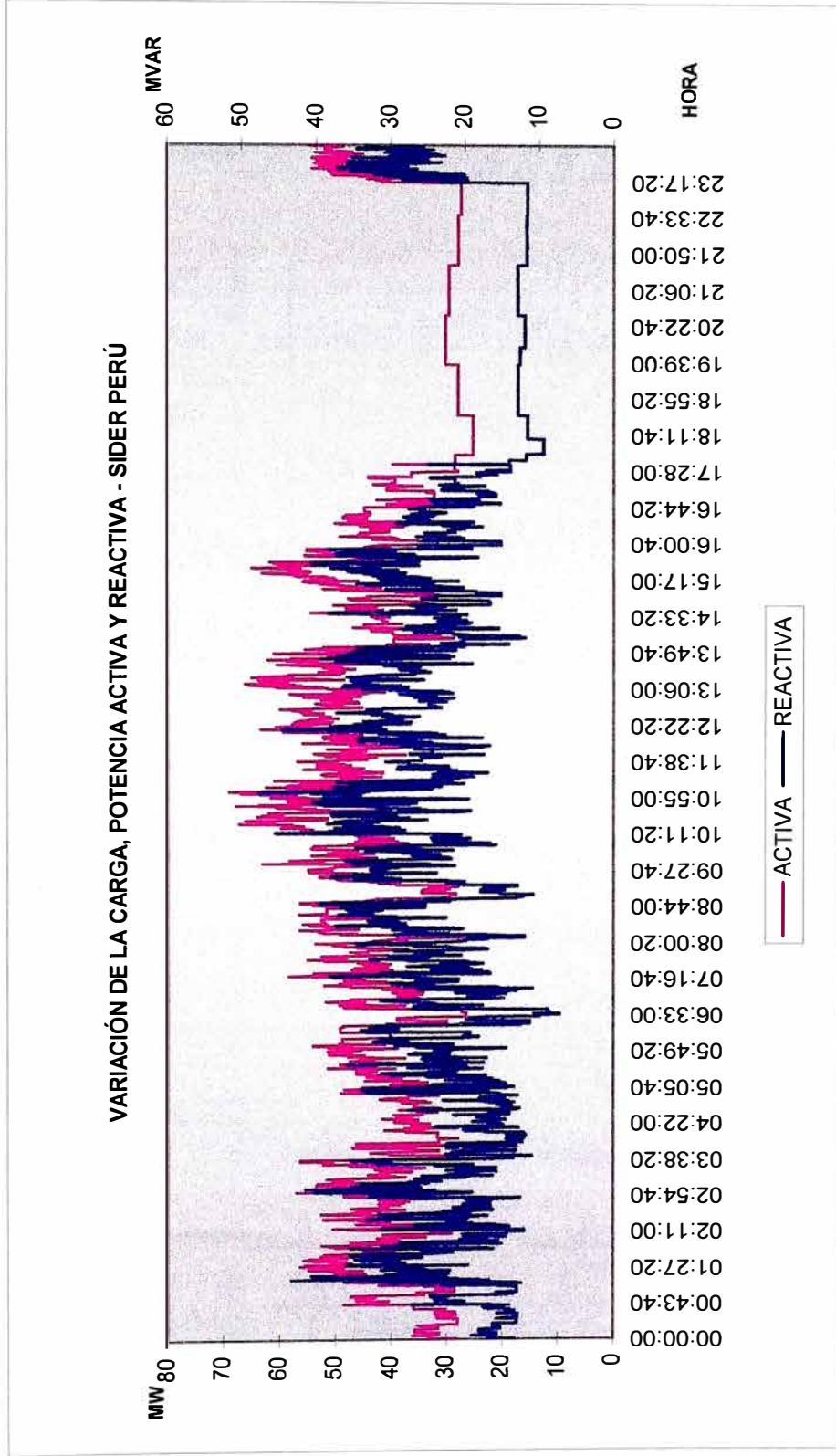
GRÁFICA DEL COMPORTAMIENTO DE LA CARGA POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA



FUENTE : DATOS SCADA DEL CENTRO CONTROL ETECEN

FIGURA N° A4.2

GRÁFICA DEL COMPORTAMIENTO DE LA CARGA POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

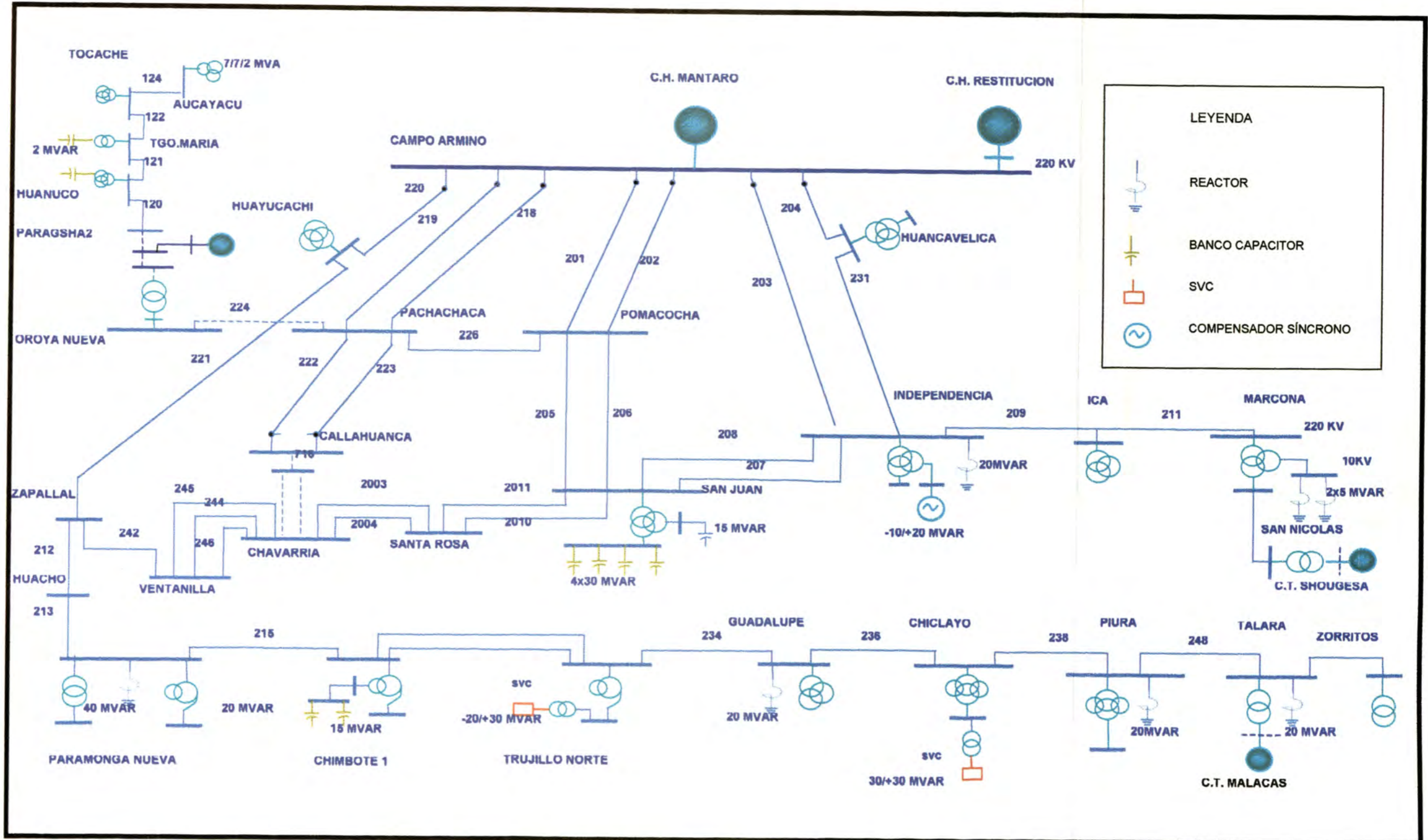


FUENTE : DATOS SCADA DEL CENTRO CONTROL ETECEN

ANEXO 05

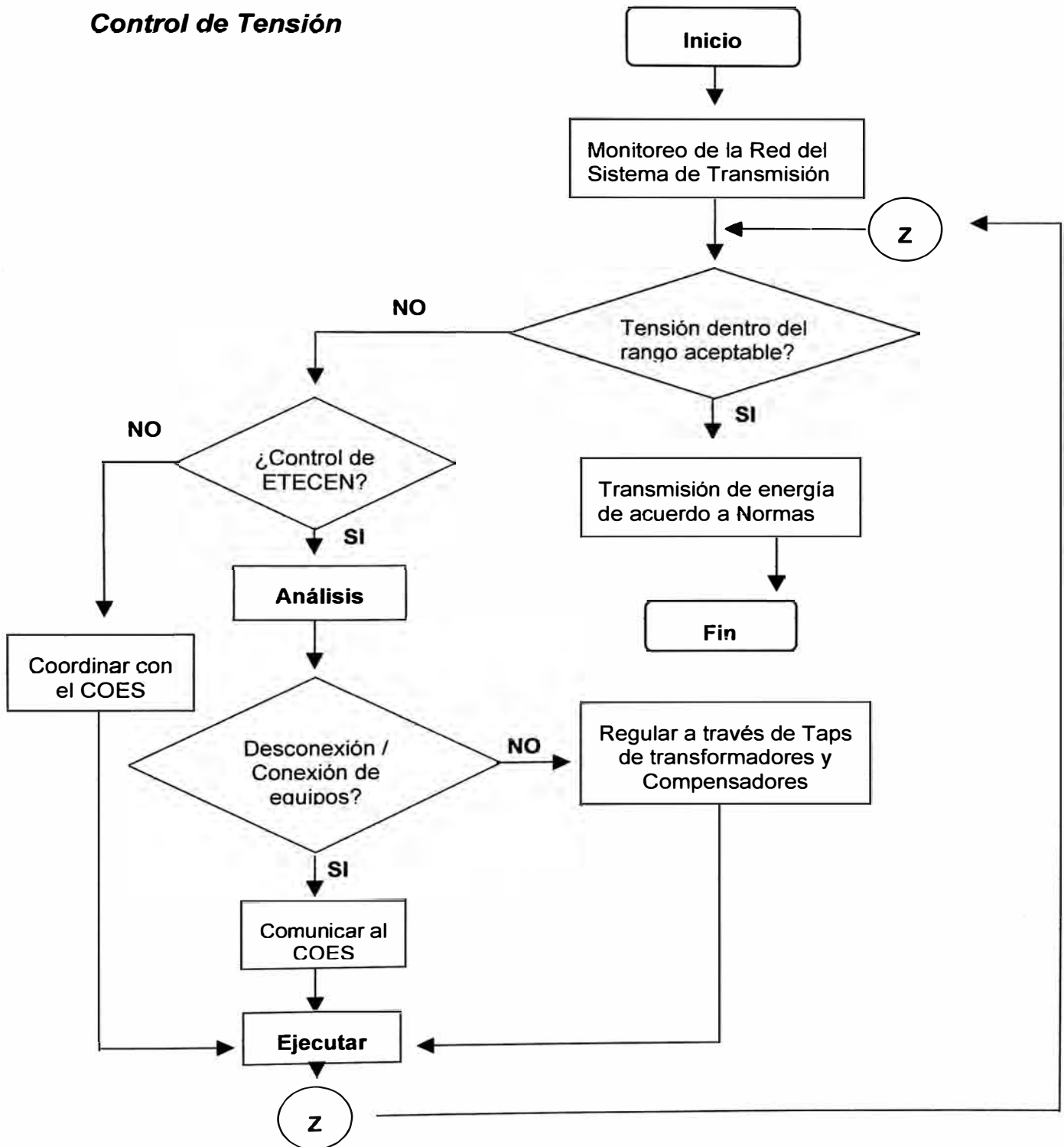
FIGURA N° A5.1

DIAGRAMA UBICACIÓN EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA -ETECEN



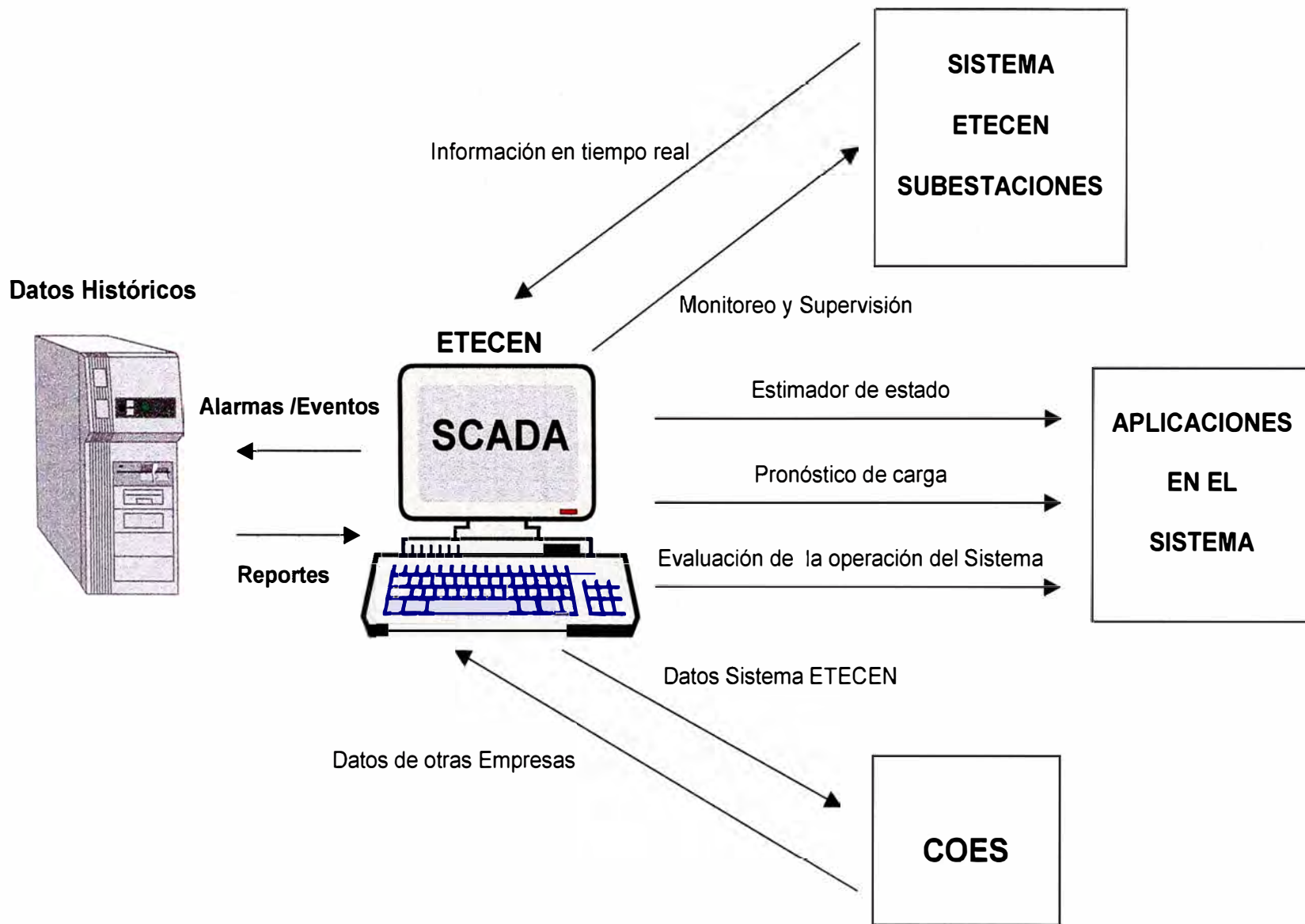
ANEXO N° 06 FLUJOGRAMA DEL PROCEDIMIENTO SUPERVISIÓN Y CONTROL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETECEN

Control de Tensión



ANEXO N° 07

DIAGRAMA DE OPERACIÓN DEL SISTEMA SCADA ETECEN



ANEXO N° 08
DATOS DE LAS EMPRESAS GENERADORAS INTEGRANTES DEL COES - SINAC

Centrales Hidráulicas

CENTRAL	Tensión (kV)	Pot. Instalada (MVA)	Pot. Efectiva (MW)	Pot. Reactiva (MVAR)	No de Grupos	Empresa
Mantaro	13.8	840.0	631.8	216.0	7	ELECTROPERU
Restitución	13.8	247.5	209.7	130.4	3	ELECTROPERU
Cañon del Pato	13.8	259.6	245.3	51.6	6	EGENOR
Carhuaquero	10.0	96.8	95.0	36.0	3	EGENOR
Huinco	12.5	340.0	247.3	217.6	4	EGENOR
Matucana	12.5	160.0	128.6	104.0	2	EGENOR
Moyopampa	10.0	105.0	64.7	64.2	3	EGENOR
Callahuanca A	8.0	44.0	37.5	33.0	1	EGENOR
Callahuanca B	6.5	52.5	37.5	22.8	3	EGENOR
Huampani	10.0	44.8	30.2	19.6	2	EGENOR
Chimay	13.8	168.0	149.0	84.0	2	EGENOR
Yanango	10.0	49.8	42.6	26.0	1	EGENOR
Cahua	10.0	55.0	43.1	38.0	2	EGENOR
Pariac	10.0	6.1	4.4	1.7	5	EGENOR
Gallito Ciego	10.5	40.0	38.1	21.1	2	C.N PACASMAYO
Yaupi	13.8	120.0	104.9	52.5	5	ELECTROANDES
Malpaso	6.9	68.0	48.0	43.5	4	ELECTROANDES
Pachachaca	2.3	15.0	12.3	9.0	4	ELECTROANDES
Oroya	2.3	11.3	8.7	6.8	3	ELECTROANDES
C.H Charcani I	5.3	2.1	1.6	1.5	2	EGASA
C.H Charcani II	5.3	0.9	0.6	0.8	3	EGASA
C.H Charcani III	5.3	5.4	3.9	4.2	2	EGASA
C.H Charcani IV	5.3	18.2	14.8	13.8	3	EGASA
C.H Charcani V	13.8	171.0	139.9	98.3	3	EGASA
C.H Charcani VI	5.3	10.5	8.8	6.3	1	EGASA
C.H Aricota I	10.5	28.0	22.5	16.7	2	EGESUR
C.H Aricota II	10.5	14.0	12.4	6.5	1	EGESUR
C.H San Gabán II	13.8	129.4	110.0	63.5	2	SAN GABÁN
C.H Machupicchu	13.8	100.5	90.0	50.4	3	EGEMSA
C.H Hercca	2.3	1.2	0.7	0.8	2	EGEMSA
Total		3204.5	2584.2	1440.4	86	

Fuente: Publicación de Operaciones 2000 – COES-SINAC

Centrales Térmicas

CENTRAL	Tensión (kV)	Pot. Instalada (MVA)	Pot. Efectiva (MW)	Pot. Reactiva (MVAR)	Tipo	Empresa
Ventanilla (TG-3)	16.0	192.0	163.605	90.0	TG	ETEVENSA
Ventanilla (TG-4)	16.0	192.0	164.472	90.0	TG	ETEVENSA
Malacas (G-1)	13.8	18.0	14.869	5.0	TG	EEPSA
Malacas (G-2)	13.8	18.0	15.169	5.0	TG	EEPSA
Malacas (G-3)	13.8	18.0	16.654	5.0	TG	EEPSA
Malacas (G-4)	13.8	119.2	94.604	64.0	TG	EEPSA
Westinghouse (TG-7)	13.8	150.0	121.204	68.0	TG	EDEGEL
Santa Rosa (UTI-5)	13.8	70.1	52.731	25.0	TG	EDEGEL
Santa Rosa (UTI-6)	13.8	70.1	51.660	25.0	TG	EDEGEL
Santa Rosa (BBC-2)	10.0	18.4	10.214	5.6	TG	EDEGEL
Santa Rosa (BBC-3)	10.0	18.4	9.196	5.6	TG	EDEGEL
Santa Rosa (BBC-4)	10.0	28.5	16.954	11.6	TG	EDEGEL
San Nicolas (TV-1)	13.8	22.1	18.709	11.6	TV	SHOUGESA
San Nicolas (TV-2)	13.8	22.1	19.108	11.8	TV	SHOUGESA
San Nicolas (TV-3)	13.8	29.4	25.769	16.0	TV	SHOUGESA
Pacasmayo (SUL)	6.3	9.9	22.934	5.9	DIESEL	C.N PACASMAYO
Pacasmayo (MAN)	2.3	22.2	1.628	13.3	DIESEL	C.N PACASMAYO
Piura CT (GMT-1)	10.0	6.3	4.608	3.8	DIESEL	EGENOR
Piura CT (GMT-1)	10.0	6.3	4.459	3.8	DIESEL	EGENOR
Piura CT (MIRRL-1)	4.8	1.7	1.110	0.9	DIESEL	EGENOR
Piura CT (MIRRL-4)	4.8	2.9	1.724	1.3	DIESEL	EGENOR
Piura CT (MIRRL-5)	4.8	3.0	1.730	1.4	DIESEL	EGENOR
Piura CT (STO)	4.8	6.3	5.634	3.8	DIESEL	EGENOR
Piura CT (MAN)	10.0	9.3	7.450	4.6	DIESEL	EGENOR
Piura CT (MS-5000)	10.0	24.3	21.431	13.7	TG	EGENOR
Chiclayo O (GMT-1)	10.0	5.1	4.319	3.1	DIESEL	EGENOR
Chiclayo O (GMT-2)	10.0	5.1	4.459	3.1	DIESEL	EGENOR
Chiclayo O (SUL-1)	10.0	7.1	5.697	3.1	DIESEL	EGENOR
Chiclayo O (SUL-2)	10.0	7.1	5.892	3.1	DIESEL	EGENOR
Chiclayo O (GMT-3)	10.5	5.0	4.484	3.0	DIESEL	EGENOR
Sullana (ALCO-1)	4.2	3.1	2.200	1.7	DIESEL	EGENOR
Sullana (ALCO-2)	4.2	3.1	2.321	1.7	DIESEL	EGENOR
Sullana (ALCO-3)	4.2	3.1	2.181	1.7	DIESEL	EGENOR
Sullana (ALCO-4)	4.2	3.1	2.125	1.7	DIESEL	EGENOR
Sullana (ALCO-5)	4.2	3.1	2.233	1.7	DIESEL	EGENOR
Paita (SKODA-1)	4.2	1.4	0.893	0.7	DIESEL	EGENOR
Paita (SKODA-2)	4.2	1.4	0.898	0.7	DIESEL	EGENOR
Paita (SKODA-3)	4.2	1.4	0.892	0.7	DIESEL	EGENOR
Paita (BMD-1)	4.2	3.3	2.107	1.7	DIESEL	EGENOR
Paita (BMD-2)	4.2	3.3	2.137	1.7	DIESEL	EGENOR
Paita (BMD-3)	4.2	3.3	2.239	1.7	DIESEL	EGENOR
Chimbote (TG-1)	13.2	27.4	20.019	17.1	TG	EGENOR

Chimbote (TG-2)	13.2	27.4	20.649	17.1	TG	EGENOR
Chimbote (TG-3)	13.2	27.4	21.637	17.1	TG	EGENOR
Trujillo (TG-4)	10.0	27.4	21.180	17.1	TG	EGENOR
Aguaytía TG1	13.8	119.2	78.125	77.5	TG	AGUAYTÍA
Aguaytía TG2	13.8	119.2	78.443	77.5	TG	AGUAYTÍA
TRUPAL	4.2	16.0	12.869	8.4	TV	EGENOR
Chilina - Sulzer	10.4	12.2	10565	6.4	DIESEL	EGASA
Chilina Vapor 1,2	5.3	9.4	6.578	5.0	TV	EGASA
Chilina Vapor 3	10.5	11.8	11.064	6.2	TV	EGASA
Chilina Ciclo Combinado	13.8	23.5	20.382	12.4	DIESEL	EGASA
Mollendo Mirrless	13.8	37.3	32.004	19.7	DIESEL	EGASA
Mollendo TG	13.8	105.9	73.981	55.8	TG	EGASA
Dolorespata	11.0	3.7	2.726	1.9	DIESEL	EGEMSA
Dolorespata Alco, GM	4.2	14.7	9.358	7.7	DIESEL	EGEMSA
Calana	10.5	30.1	25.490	15.9	DIESEL	EGESUR
Moquegua	4.2	1.2	0.904	0.6	DIESEL	EGESUR
Ilo 1 TV	13.8	181.2	149.319	95.4	TV	ENERSUR
Ilo 1 Catkato	4.2	3.9	3.395	2.0	DIESEL	ENERSUR
Ilo1 TG	13.8	96.1	70.350	50.6	TG	ENERSUR
Ilo 2	17.0	158.8	135.000	83.7	CARBON	ENERSUR
Tintaya	4.2	21.1	17.492	11.1	DIESEL	SAN GABÁN
San Rafael	0.5	13.1	4.774	6.9	DIESEL	SAN GABÁN
Bellavista Alco y Deutz	2.4	3.8	2.108	2.0	DIESEL	SAN GABÁN
Taparachi Skoda y Man	2.4	6.7	1.717	3.6	DIESEL	SAN GABÁN
Taparachi Man 4	10.5	3.6	3.712	1.9	DIESEL	SAN GABÁN
Total		2245.8	1750.125	1146.4		

Fuente: Publicación de Operaciones 2000 – COES-SINAC

ANEXO N° 09

CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA: ZONAS GEOGRÁFICAS DE LA RED

En la actualidad en el sistema Interconectado Nacional se pueden distinguir las siguientes Áreas operativas, las cuales pueden operar independientemente:

- | | |
|----------------|--|
| Área 1: | Conformada por las Centrales Térmicas: Nueva Central Térmica de Tumbes y Las Mercedes y las subestaciones Zorritos y Tumbes. |
| Área 2: | Conformada por las centrales térmicas de Malacas, Talara y Verdúm y las subestaciones Talara y Malacas. |
| Área 3: | Conformada por las centrales hidráulicas Curumuy y las centrales térmicas de Piura, Sullana y Paita y las subestaciones de Piura Oeste y Piura Centro. |
| Área 4: | Conformada por la central hidráulica de Carhuaquero y la Central térmica de Chiclayo y la subestación Chiclayo Oeste. |
| Área 5: | Integrada por la central hidráulica Gallito Ciego y la central térmica de Pacasmayo, y las subestaciones de Gallito Ciego y Guadalupe. |
| Área 6: | Integrada por la central térmica de Trujillo Sur y la subestación Trujillo Sur. |
| Área 7: | Integrada por las centrales hidráulicas Cañón del Pato y Pariac, la central térmica de Chimbote y las subestaciones de Chimbote 1, Chimbote 2 y Huallanca. |
| Área 8: | Integrada por la central hidráulica Cahua, la central térmica de Paramonga y las |

subestaciones de Paramonga Nueva y Paramonga Existente.

- Área 9:** Integrada por las centrales hidráulicas Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa y Huampani, las centrales térmicas de Santa Rosa y Ventanilla y las subestaciones de Ventanilla, Chavarría, Santa Rosa, San Juan y Callahuanca
- Área 10:** Integrada por la central térmica de San Nicolás y las subestaciones de San Nicolás y Marcona.
- Área 11:** Integrada por las centrales hidráulicas de Yaupi, Malpaso, Pachachaca y Oroya, la central térmica de Aguaytía y las subestaciones de Tingo María, Vizcarra, Paragsha II, Huánuco, Carhuamayo y Oroya Nueva.
- Área 12:** Integrada por las centrales hidráulicas de Mantaro, Restitución, Yanango y Chimay, y las subestaciones de Campo Armiño, Huancavelica, Huayucachi, Pachachaca, Pomacocha, Independencia, Ica, Ayacucho y Socabaya.
- Área 13:** Integrada por las centrales hidráulicas de San Gabán, Dolorespata, Bellavista y las subestaciones asociadas.
- Área 14:** Integrada por las centrales hidráulicas de Charcani I, II, III, IV, V y VI, y las centrales térmicas de Chilina, Mollendo y las subestaciones asociadas.
- Área 15:** Integrada por las centrales térmicas de Ilo y Moquegua y las subestaciones asociadas.

Área 16: Integrada por las centrales hidráulicas de Aricota^{1,2}, las centrales térmicas de Calana y Para y las subestaciones asociadas.

Aún cuando se han previsto acciones para evitar la desintegración total del sistema, eventualmente se pueden aislar áreas operativas en una o más áreas geográficas, en casos específicos de mantenimiento o por circunstancias de fuerza mayor.

Los integrantes del sistema son encargados de mantener actualizados sus propios Manuales de Operaciones y/o Manual de Procedimientos Interempresas, según sea el caso, con el objeto de facilitar el proceso de maniobras de desconexión o reposición de circuitos del sistema.

ANEXO N° 10

ESTADO DE OPERACIONES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

En un momento determinado, la operación de un sistema eléctrico de potencia puede estar en cualquiera de los siguientes cuatro estados:

- ⇒ Normal
- ⇒ Alerta
- ⇒ Emergencia
- ⇒ Recuperación

1 Estado Normal

Es la condición de operación caracterizada por el balance de potencia activa, determinado por la frecuencia nominal y por el balance de la potencia reactiva, determinado por un perfil variable de tensiones dentro de un rango determinado en las barras de carga. Además, los equipos de la red eléctrica operan a un régimen menor o igual a sus características nominales. El principal objetivo de la operación es mantener el estado normal dentro de lo que sea posible. En caso de detectar un cambio del estado hacia el de alerta, se deben realizar las maniobras necesarias a fin de que la red eléctrica pueda recuperar el estado normal.

2 Estado Alerta

Un sistema eléctrico está en estado de alerta, cuando opera en un estado estacionario, manteniendo el balance de potencia activa y reactiva, pero los equipos operan con cierta sobrecarga o déficit de generación y las variables de control salen del rango normal. Eventualmente, por previsión de seguridad, puede optarse por un rechazo de carga selectivo de poca magnitud. Las coordinaciones y maniobras para volver el sistema eléctrico a su estado normal son urgentes.

3 Estado Emergencia

Si las coordinaciones y maniobras realizadas en el estado de alerta no son suficientes, las desviaciones de frecuencia y tensión aumentarán y será necesario rechazar carga en forma significativa.

También, al ocurrir una perturbación repentina, el sistema puede entrar a un estado dinámico que amenace su integridad. En esta etapa se suceden inicialmente las acciones automáticas de protección y de rechazo de carga a fin de aislar la falla y estabilizar el sistema. Concluido el estado dinámico, el sistema queda en estado estacionario, con parte significativa de la carga rechazada.

4 Estado de Recuperación

Se realizan las coordinaciones y maniobras para restablecer el suministro a las cargas rechazadas en los estado de alerta y de emergencia. es establece una secuencia de recuperación.

ANEXO N° 11

NORMAS LEGALES REFERENTES AL CONTROL DE TENSIÓN

PROCEDIMIENTO N° 06

REPROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

La Reprogramación de la operación se hará con la finalidad de solucionar las causas que la han originado, además de cumplir con los criterios de seguridad, calidad y económica.

Las principales razones para elaborar una Reprogramación son:

- ✓ La variación de los niveles de tensión cuando se prevee exceder los límites permisibles considerados en la NTCSE y/o NTOTR.
- ✓ Exceder el límite de capacidad de transporte de las líneas de transmisión y de sus componentes principales.

6.4 Por variación de la tensión en barras del SINAC

Luego de disponer la operación de una unidad o unidades térmicas por tensión por parte del Coordinador cuando la tensión de una barra de carga sea inferior al 97.5 % de la tensión de operación, o en caso de severas emergencia luego de la desconexión manual de cargas preestablecidas para evitar colapso por tensión, cuando las barras de carga operan a tensiones inferiores a 95 % de su tensión de operación; la DOCOES procederá a elaborar la Reprogramación, tomando en cuenta:

- a) La potencia activa adicional de la unidades despachar por tensión.
- b) Características térmicas como tiempo mínimo de operación y carga mínima
- c) Una posible identificación de la causa de la disminución de tensión para que está se considere en la reprogramación.
- d) Disminución del despacho de las unidades hidráulicas.
- e) De ser posible, solicitar la suspensión de trabajos de mantenimiento si con ello se supera el problema de tensión.

PROCEDIMIENTO N° 09**COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL****4. RESPONSABILIDADES****4.1 De la DOCOES**

4.1.11 Tiene la responsabilidad de establecer las tensiones de operación a ser controladas en barras del sistema de transmisión del SINAC, derivadas de los estudios especializados que realiza la DPP.

4.2 Del Coordinador

4.2.23 Supervisar y controlar los niveles de tensión en barras de transmisión del SINAC.

4.2.24 Disponer la puesta en servicio de las unidades de generación de emergencia cuando la tensión esta por debajo del 97.5% de la tensión de operación y el rechazo de carga para valores inferiores al 95%.

8. Criterios Básicos de la operación en tiempo real**8.2.1 Operación en estado normal**

- a) Los niveles de tensión de operación deben estar en el rango del ± 2.5 % del valor de la tensión de operación.

De producirse variaciones significativas de estas magnitudes con relación a lo considerado en el PDO, o se produjera cambios forzados en la disponibilidad de equipos principales, se efectuara la reprogramación de la operación con la finalidad de que la operación del resto del día mantenga los criterios de seguridad, calidad y economía del suministro.

8.2.2 Operación en estado de alerta

- b) Cuando los niveles de tensión y/o frecuencia se encuentren en los límites establecidos para el estado de alerta, el coordinador, dispondrá con los Centros de Control de los Miembros del COES, las acciones correctivas para la recuperación al estado normal y si

es posible coordinara el ingreso de la(s) unidad(es) no sincronizadas de emergencia.

1. Para una tensión nominal en barras AT (alta tensión) de carga, la variación de tensión debe oscilar en valores inferiores al $\pm 5\%$ de la tensión de operación.
2. Para tensiones nominales menores que la AT (alta tensión) en barras de carga, la variación de tensión no excederá a $\pm 2.5\%$ ó $\pm 5\%$ de la tensión de operación.

8.2.3 Operación en estado de emergencia

B.2 Para estabilizar los niveles de tensión:

Usar al máximo las reservas de potencia reactiva de las unidades de generación en función a las curvas de capacidad de cada unidad disponible en dicha zona o área del sistema.

- ✓ Usar los equipos de compensación reactiva
- ✓ Redistribuir la generación de energía reactiva
- ✓ Usar la reserva fría hidráulica
- ✓ Usar la reserva fría térmica
- ✓ Conectar o desconectar líneas
- ✓ Conectar o desconectar cargas
- ✓ Efectuar rechazos de carga si fuera posible.

9. Metodología para la Operación en Tiempo Real

9.4 Despacho por variación de la tensión en barras del SINAC

9.4.1 Caídas de tensión

a) Acciones correctivas

Se procederán inicialmente a monitorear los equipos de compensación reactiva, conexión de líneas, se despachara la reserva de energía reactiva local de las unidades de generación, maniobras sobre los equipos de compensación reactiva, y en casos extremos disponer la operación de unidades térmicas por tensión.

De continuar las limitaciones de tensión en barras del SINAC, se dispondrá la reprogramación de la operación de las unidades

generadoras de acuerdo a la disponibilidad y a la necesidad de energía reactiva del sistema, considerando las restricciones operativas correspondientes y manteniendo como objeto la seguridad, la calidad y el menor costo total de operación del sistema para las condiciones existentes.

b) Acciones Extremas

En situaciones extremas el coordinador puede disponer la puesta en servicio de las unidades de reserva fría (no-sincronizadas) para elevar la tensión de una barra de carga, cuando ésta es inferior al 97.5% de la tensión de operación y puede disponer el rechazo de la misma, cuando la barra opere con tensiones inferiores al 95% de la tensión de operación.

9.4.2 Incremento de tensión

En el caso del incremento de la tensión en barras del SINAC, se procederá reducir la generación de energía reactiva dentro de los límites de operación dadas por las curvas de capacidad de la unidad respectiva hasta conseguir las tensiones nominales de operación, teniendo en cuanta las restricciones operativas correspondientes. De persistir con tensiones elevadas en las barras del sistema, se operarán los equipos de compensación reactiva y en casos extremos se procederá a la desconexión de líneas y transformadores de potencia, preservando la confiabilidad, seguridad y calidad del suministro eléctrico.

9.4.3 Regulación de Tensión

- a) Todos los miembros del COES del sistema están obligados a proveer de equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones.
- b) Los niveles de tensión en la barras de los sistema de distribución serán regulados directamente por sus titulares.
- c) Los miembros del COES del sistema están obligados a suministrar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el Coordinador, hasta los límites de capacidad de sus equipos para mantener los niveles adecuados del tensión.
- d) El Coordinador es responsable de supervisar y controlar los niveles de tensión en barras del sistema de transmisión. En el estado normal la

tensión de barras de carga se mantiene dentro del ± 2.5 % de la tensión de operación.

- e) El COES establecerá las tensiones de operación a ser controladas en la barras de los sistemas de transmisión sobre la base de estudios especializados. Estas tensiones no deben exceder los rangos de operación especificados para el estado normal. Transitoriamente hasta el año 2009 la tensión de operación será la estipulada en los contratos entre el suministrador y el cliente.
- f) El COES mediante un estudio, establecerá las prioridades y los procedimientos para reducir o elevar manualmente la tensión de barras.
- g) El Coordinador puede disponer la puesta en servicio de las unidades de reserva no sincronizada para elevar la tensión de una barra de carga, cuando ésta es inferior al 97.5 % de la tensión de operación y puede disponer el rechazo de carga para elevar tensiones cuando la barra de carga opere a tensiones inferiores al 95 % de la tensión de operación.
- h) Tratándose de una barra de entrega, la tensión se ajusta a las tolerancias especificadas en la NTCSE.

A partir de la evaluación de las medidas correctivas adoptadas en el Despacho, el Coordinador solicitará a la DPP una reprogramación de la operación del SINAC.

ANEXO N° 12

GLOSARIO DE ABREVIATURAS

Área:	Sección del Sistema Interconectado compuesto por centros de generación, redes de transmisión y/o redes de distribución que pueden separarse del resto del sistema y operar aisladamente en situación de emergencia, por mantenimiento o por fallas de líneas de transmisión.
Carga Pesada:	Son las cargas de los clientes libres con múltiples variaciones de potencia activa y reactiva durante el día.
Cargas Grandes:	Son las cargas de los clientes libres, mayormente son empresas mineras, pesqueras, metalúrgicas y laminadoras.
COES:	Comité de Operación Económica del Sistema.
COES-SINAC:	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
Coordinador:	Coordinador de la Operación del Sistema en Tiempo Real.
Compensación Pasiva:	Es la compensación reactiva entregada y/o recibida por los equipos pasivos como los bancos capacitores y reactores.
Compensación Activa:	Es la compensación reactiva entregada y/o recibida por los equipos activos como los compensadores síncronos y SVC.
Configuración:	Forma en que están relacionados los elementos del sistema eléctrico o elementos de una parte del mismo que determina el conjunto de variables que definen el estado del sistema o parte del él, para un despacho dado de generación, carga en barras del sistema y recursos de control y supervisión disponibles para la operación del sistema.

Demanda máxima anual del sistema:

Potencia promedio del período en las horas punta con alta seguridad, con una probabilidad conforme a lo establecido en el Reglamento.

Despacho:

Ejecución de la operación en tiempo real, con acciones preventivas y/o correctivas dispuestas por el Coordinador con la finalidad de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda del Sistema.

DOCOES:

Dirección de Operación del COES – SINAC.

DPP:

División de Planeamiento y Programación.

Equipo principal de transmisión:

Incluye las líneas de transmisión, los equipos de transformación, conexión, protección, maniobra y equipos de compensación reactiva en las subestaciones.

Estado de operación:

Cualquiera de las cuatro condiciones en las que para efectos de la NTOTR, puede determinarse el estado de operación de un sistema como normal, alerta, emergencia o recuperación.

ETECEN:

Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte.

Flujo de carga óptimo:

simulación del flujo de potencia en un sistema eléctrico utilizando un modelo de despacho económico óptimo que tiene en cuenta los costos variables de los generadores, así como las pérdidas y restricciones en la red de transmisión eléctrica.

Hidrología Promedio:

Es el promedio de los caudales naturales de los ríos que abastecen a las Centrales Hidroeléctricas.

Integrante del sistema (integrante):

Para efectos del procedimiento N° 09 se refiere a los titulares de generación que operan conectados eléctricamente al Sistema (tenga o no tenga representación en el Directorio del COES-SINAC), a los titulares de redes de transmisión, a los titulares de redes de distribución y a los clientes libres, todos vinculados al sistema interconectado. El término

redes de transmisión incluye líneas pertenecientes al sistema principal o secundario que sean de propiedad de empresas de generación, de distribución /o de clientes libres.

Mantenimiento programado:

Actividad que está indicada en el programa de mantenimiento.

Mantenimiento de operación del sistema:

Compendio de procedimientos y manuales de instrucción de operación del conjunto de instalaciones del sistema, su actualización será efectuada por las empresas integrantes e informada a la DOCOES para su respectiva aprobación, toda vez que se produzca alguna modificación dentro del sistema.

NTCSE:

Norma Técnica de calidad de Servicios Eléctricos.

NTOTR:

Norma Técnica de operación en tiempo real de los Sistemas Interconectados.

Periodo de avenida:

Periodo donde en forma cíclica se producen las precipitaciones pluviométricas con cierta regularidad, las que permiten almacenar los reservorios del Sistema de Generación Hidráulica que mayormente se producen entre los meses de noviembre y mayo del siguiente año.

PDO:

Programa diario de operación.

Rechazo manual de carga (RMC):

Desconexiones de carga dispuestas por el Coordinador o los Centros de Control de los Integrantes del Sistema, para preservar la estabilidad y seguridad del mismo en caso no tener disponible un esquema de rechazo automático de carga o éste hayan sido insuficientes. El diagrama de rechazo manual de carga será preestablecido, en lo posible, mediante estudios eléctricos del Sistema efectuados por el COES-SINAC.

Regulación de tensión:

Acciones necesarias para mantener los niveles de tensión dentro de las tolerancias permisibles

definidos para el sistema. La responsabilidad de la regulación de tensión de cada área corresponde en un primer nivel a los Centros de Control (CC), tomando acción sobre los equipos de generación y compensación de potencia reactiva. En segundo nivel corresponde al Coordinador dar directivas para las maniobras de equipos de compensación reactiva, generadores y líneas de transmisión.

Restricciones de capacidad de transmisión:

Son las limitaciones en la capacidad de transmisión de potencia de los equipos conformantes de la red de transmisión del sistema eléctrico, resultantes de los análisis estáticos y dinámicos del sistema que consideran los riesgos de causar daño o perjuicio a los equipos o al sistema, y el cumplimiento de las condiciones exigidas por la NTCSE.

Restricciones eléctricas: Valores máximos o mínimos de potencia o corriente que pueden ser conducidas por las líneas de transmisión del sistema operado por el COES-SINAC, ocasionadas por las unidades generadoras por sus límites de calentamiento térmico, por estabilidad de frecuencia o tensión, por los límites de tensiones en las barras del sistema eléctrico cuyo control corresponde a los integrantes del COES-SINAC, entre otras.

Reserva No Sincronizada o Reserva Fría: Sumatoria de las capacidades de potencia disponibles de las unidades (hidráulicas y térmicas) no sincronizadas y listos para ingresar en servicio a solicitud del Coordinador.

SCADA: Sistema de Control de Administración de datos.

SINAC: Sistema Interconectado Nacional.

SICN: Sistema Interconectado Centro Norte.

SISUR: Sistema Interconectado Sur.

Sistemas de distribución: Conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales iguales o menores a 35 kV, subestaciones

y equipos asociados, destinados al transporte de energía eléctrica.

Sistema de Transmisión: Conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales superiores a 35 kV, subestaciones y equipos asociados, destinados al transporte de energía eléctrica.

Sistema de clientes libres: Es el sistema eléctrico por cuya configuración fluyen potencias mayores a 10 MW, éstas serán consideradas en el PDO. Cualquier modificación imprevista de su configuración o maniobra de su sistema eléctrico será acordado con el Coordinador.

Sistema interconectado: Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre si, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.

Sistema principal de transmisión:
Parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

Sistema secundario de transmisión:
Parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una barra del Sistema Principal de Transmisión.

Sistema de generación: Conjunto de instalaciones civiles y electromecánicas destinadas a la producción de electricidad.

SPT: Sistema Principal de Transmisión.

SST: Sistema Secundario de Transmisión.

- Sobrecarga: Exceso entre la potencia instantánea en bornes de generación de los grupos de la central y su potencia máxima continua.
- Tensión de operación: Tensión de una barra, más conveniente técnicamente, a la cual el generador, transmisor, distribuidor y/o cliente libre acuerda operarla. Su valor deriva de estudios especializados y puede variar a través de un ciclo de carga. En las barras de entrega la tensión de operación es compatible con lo establecido en la NTCSE.
- WINFLU: Programa Simulador de Flujo de carga para Sistemas de Potencia.

BIBLIOGRAFÍA

1. Antonio J.A Simoes Costa e Aguinaldo S. E Silva. Controle e Estabilidade de Sistemas Eléctricos de Potencia. Agosto 2000. Capítulo 8.
2. Universidade Federal de Uberlandia. Compensacao de Reativos em Sistemas Eletricos de Potencia. Capítulos II, III y IV setiembre1995.
3. Carson W. Taylor. Power System Voltage Stability, December 1992
4. Prabha Shankar Kundur. Power System Stability and Control. Capítulo 7 y Capítulo 11.
5. Roberto Ramírez. Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia. 1998.
6. IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-101. N° 10 October 1982. R.L. Hauth; S.A. Miske, Jr; F. Nozari. The role and benefits of static var systems in high voltage power system applications.

7. ETECEN – Centro de Control. Diagramas Unifilares 2002.
8. ETECEN – Gerencia de Operaciones. Manual de Procedimientos 2001.
9. ETECEN – Gerencia de Operaciones. Manual de Instrucciones de Operación del Sistema de Transmisión 2001.
10. ETECEN – Gerencia de Operaciones. Datos Técnicos del Sistema de Transmisión 2002.
11. COES – SICN. Estadística de Operaciones 2000.
12. COES – SINAC, Estatutos y Procedimientos. Procedimientos 6 y 9. R.M N° 143-2001-EM/VME (26/03/2001).
13. Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. 11 /10 / 1997 y modificaciones según D.S N° 040-2001-EM (17/07/2001). Capítulo IV – título quinto.

14. Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad. Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (05 /12 / 1999) y modificaciones según R.D. N°006-2000-EM/DGE (15/04/2000).

15. Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad. Ley de Concesiones Eléctricas (19/02/1993) y modificaciones.

16. Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad. Terminología en Electricidad y Símbolos Gráficos en Electricidad. R.M. N° 091-2002-EM/VME (11/02/2002)