

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



TESIS

**ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN TIEMPO REAL
USANDO SINCRÓFASORES – APLICACIÓN AL SEIN**

PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

ELABORADO POR:

JORGE LUIS CABRERA CHIRRE

ASESOR

ING. JOSÉ KOC RUEDA

LIMA – PERÚ

2016

**INDICE DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE TIEMPO REAL
USANDO SINCROFASORES – APLICACIÓN AL SEIN**

DEDICATORIA:

A mis padres Jorge y Francisca, y a mis hermanos Oscar y María Azucena, ejemplos de vida, responsabilidad, honestidad, amor y dedicación a su familia.

SUMARIO

En el presente trabajo, se desarrolla un modelo computacional para obtener un índice de estabilidad de voltaje aplicable a la operación de los sistemas de potencia en tiempo real, basándose en mediciones fasoriales. El objetivo de la supervisión de la estabilidad de voltaje en tiempo real consiste en dar a conocer al centro de control de energía nacional cual es el estado de cada uno de sus nodos con suficiente anticipación para que pueda tomar acciones correctivas antes de que se incurra en la interrupción del suministro eléctrico.

Primero se revisan los principios de la Estabilidad de Voltaje en los sistemas de potencia, así como los métodos de solución que se han planteado a lo largo de la historia. Luego se describen los equipos de medición fasorial: los Sincrofasores, así como su viabilidad técnico-económica para su implementación en el COES SINAC. Finalmente se aplica el método propuesto a un evento de inestabilidad de voltaje ocurrido en el área Norte del Perú con la finalidad de obtener las ventajas del método propuesto.

ÍNDICE

| | |
|---|-----------|
| PRÓLOGO | 1 |
| CAPITULO I | |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1.1 Introducción | 1 |
| 1.2 Formulación del Problema | 2 |
| 1.2.1 Problema General | 2 |
| 1.2.2 Problemas Específicos | 2 |
| 1.3 Objetivos | 2 |
| 1.3.1 Objetivo General | 2 |
| 1.3.2 Objetivos Específicos | 2 |
| 1.4 Alcances de la Investigación | 3 |
| 1.5 Hipótesis del Estudio | 3 |
| CAPÍTULO II | |
| ESTABILIDAD DE VOLTAJE | 1 |
| 2.1 Introducción | 1 |
| 2.2 Definiciones generales | 5 |
| 2.3 Máxima capacidad de transferencia de energía | 5 |
| 2.4 Clasificación de mecanismos de inestabilidad de voltaje | 7 |
| 2.4.1 Inestabilidad de voltaje de tiempo corto | 8 |
| 2.4.2 Inestabilidad de voltaje de tiempo largo | 9 |
| 2.5 Métodos de hallar el grado de estabilidad de voltaje | 10 |
| 2.5.1 Métodos basados en Flujo de Potencia | 10 |
| 2.5.2 Métodos en el dominio del tiempo | 11 |
| 2.5.3 Métodos de índice directo | 11 |
| 2.6 Medidas de control ante la inestabilidad de voltaje | 12 |
| 2.7 Centro de control de un Sistema Eléctrico de Potencia | 13 |
| 2.8 SCADA | 13 |
| 2.8.1 Sistemas SCADA aplicados a la operación de los sistemas de potencia | 15 |
| 2.8.2 Sistema SCADA del COES SINAC | 17 |
| 2.8.3 Desarrollo e los SMSF en el Mundo | 19 |
| 2.9 Eventos de inestabilidad de voltaje en tiempo real | 21 |
| CAPÍTULO III | |
| SISTEMAS WAMS | 26 |

| | | |
|---|---|------------|
| 3.1 | Sincrofasores | 27 |
| 3.1.1 | Teoría matemática de los fasores | 27 |
| 3.1.2 | Cálculo matemático de los Sincrofasores | 28 |
| 3.2 | Concentrador de Datos Fasoriales (PDC) | 30 |
| 3.3 | Aplicaciones de las Redes WAMS | 31 |
| 3.3.1 | Monitoreo angular | 31 |
| 3.3.2 | Monitoreo de estabilidad de pequeña señal | 32 |
| 3.3.3 | Monitoreo de la estabilidad de voltaje | 32 |
| 3.3.4 | Monitoreo de estabilidad transitoria | 33 |
| 3.3.5 | Mejora en el proceso de estimación de estado | 33 |
| 3.4 | Implementación de una red WAMS en el Perú | 34 |
| 3.4.1 | Costo de instalación de un PMU basado en equipamiento existente | 34 |
| 3.4.2 | Costo de instalación del enlace de comunicaciones | 38 |
| 3.4.3 | Seguridad en la transmisión de información | 39 |
| 3.4.4 | Costo de instalación del equipamiento en el centro de control | 40 |
| 3.4.5 | Costo de instalación y licencia del software PDC | 41 |
| 3.4.6 | Costo de instalación y licencia del software WAMS | 41 |
| 3.5 | Viabilidad del proyecto | 41 |
| CAPÍTULO IV | | |
| METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA EL INDICE DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE APLICABLE EN TIEMPO REAL USANDO SINCR OFASORES | | 47 |
| 4.1 | Diseño del Método | 47 |
| 4.1.1 | Cálculo del Thevenin equivalente | 47 |
| 4.2 | Descripción del evento | 49 |
| 4.3 | Reconstrucción del evento considerando un IEV | 53 |
| 4.4 | Cálculo de resultados | 59 |
| 4.5 | Análisis de los resultados | 62 |
| CONCLUSIONES | | 63 |
| ANEXO A | | 65 |
| ANEXO B | | 67 |
| ANEXO C | | 70 |
| ANEXO D | | 97 |
| BIBLIOGRAFÍA | | 101 |

PRÓLOGO

El monitoreo de la estabilidad de voltaje durante la operación de los sistemas de potencia es actualmente un aspecto muy importante dentro de los sistemas de potencia. En este trabajo se recoge los principales desarrollos en esta área y se presentan de manera simple, con la finalidad de dar a conocer este desarrollo a las personas ligadas al sector eléctrico.

En este contexto, se desarrolla el método de supervisión de la estabilidad de voltaje en tiempo real basado en mediciones fasoriales, analizando cada aspecto de esta tecnología, desde sus beneficios y requerimientos más relevantes. Luego se aplica el método de supervisión antes mencionado a un evento de inestabilidad de voltaje ocurrido en el SEIN para mostrar las ventajas y desventajas del mismo.

Con respecto a la elaboración de este trabajo, deseo agradecer de manera muy especial a mi asesor: el ingeniero José Koc Rueda, por su invaluable ayuda, guía y exigencia durante la elaboración del presente trabajo.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

En el Perú, el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ha presentado una evolución sostenida en la última década, desde el crecimiento de la demanda eléctrica, tanto de usuarios regulados como de clientes libres, incremento en el número de líneas de transmisión, ingreso de instalaciones de extra alto voltaje, y el ingreso de nuevas centrales de generación. Para poder abastecer el requerimiento de energía eléctrica en el país, es necesario un ente que realice el monitoreo y coordinación del SEIN a cada segundo. Este proceso es denominado Operación del SEIN en Tiempo Real, el cual consiste en mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica, manteniendo los niveles de voltaje y frecuencia dentro de los márgenes establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Esta labor la realiza el Centro de Coordinación del COES SINAC (CCO-COES) por medio de la supervisión del sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) y el análisis en tiempo diferido por medio del EMS (*Energy Management System*). Este escenario cuenta con limitaciones tales como la tasa de muestreo de las mediciones, desfases temporales, “congelamiento” de las señales, pérdida de la supervisión de las subestaciones, y en el caso del EMS, la no convergencia en la reproducción de ciertas condiciones de operación. En este contexto, el crecimiento del SEIN ha generado a mayores desafíos durante la operación del SEIN en tiempo real.

Uno de los principales desafíos que ha afrontado el CCO-COES es la falta de reserva de potencia reactiva ante escenarios de falla o mantenimientos. Esta situación conlleva a que el CCO-COES haya requerido una manera de cuantificar el grado de estabilidad de voltaje de las áreas operativas del SEIN con la finalidad de procurar la continuidad del suministro eléctrico.

De la literatura descrita en la presente tesis, existen diferentes métodos para el cálculo del grado de estabilidad de voltaje en un sistema de potencia, y en el presente caso, se ha evidenciado que los métodos basados en Flujos de Potencia son los más adecuados para el desarrollo de esta aplicación en tiempo real. Sin embargo, para llevar a cabo este proceso, los métodos basados en Flujo de Potencia requieren como datos de entrada los ángulos de

las mediciones de corriente y voltaje de los equipos de transmisión del área que hayan supervisado. Este requerimiento es satisfecho mediante el uso de unidades de medición fasorial, más conocidos como PMU (*Phasor Measurement Unit*), los cuales, al ser integrados en un área operativa, conforman un sistema WAMS (*Wide Area Measurement System*), que permite conocer los ángulos de las corrientes y voltajes medidos, los cuales son necesarios para el cálculo descrito líneas arriba.

Esta herramienta de supervisión en tiempo real le otorga al CCO-COES la capacidad de conocer en tiempo real el grado de estabilidad de voltaje de cada área del SEIN, de forma precisa, con lo cual habrá obtenido la capacidad de tomar decisiones o planes de acción ante situaciones de inestabilidad de voltaje con un sustento matemático que lo respalde.

1.2 Formulación del Problema

1.2.1 Problema General

- ¿Cuál es la metodología a seguir para establecer un Índice de Estabilidad de Voltaje en Tiempo Real para el SEIN?

1.2.2 Problemas Específicos

- ¿Qué método de supervisión de la estabilidad de voltaje sería adecuado usar en el caso de Perú?
- ¿Cuál es el impacto de contar con supervisión de estabilidad de voltaje en la operación de tiempo real del SEIN?

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

- Desarrollar la metodología para implementar un índice de estabilidad de voltaje en tiempo real, basada en Flujo de Potencia con adquisición de datos por medio de sincrofasores, que sea aplicable al centro de coordinación del COES SINAC.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Analizar la gama disponible de métodos para supervisar la estabilidad de voltaje en tiempo diferido y tiempo real.
- Definir la metodología para establecer un análisis de la estabilidad de voltaje en tiempo real que se adecúe a las necesidades y recursos del centro de coordinación del COES SINAC.

1.4 Alcances de la Investigación

La presente tesis consistió en el diseño y desarrollo de una metodología que permite realizar un monitoreo del grado de estabilidad de voltaje en tiempo real, basado en la teoría del Flujo de Potencia y con adquisición de datos angulares de corriente y voltaje por medio de sincrofasores. Asimismo, se desarrolló un análisis que ha sustentado su aplicación al Centro de Coordinación del COES SINAC.

Respecto a la ubicación de los sincrofasores, su optimización no es de mayor influencia en los cálculos de la metodología propuesta, por lo cual no está dentro de los alcances de la presente tesis.

1.5 Hipótesis del Estudio

- El Centro de Coordinación del COES SINAC ha evidenciado la necesidad de contar con un sistema que monitoree el grado de estabilidad de voltaje en tiempo real.
- Se ha considerado que el soporte matemático de la metodología de supervisión de la estabilidad de voltaje en tiempo real, sea en la teoría del Flujo de Potencia.
- Para la aplicación de los métodos de cálculo del grado de estabilidad de voltaje basados en las ecuaciones de Flujo de Potencia a la etapa de tiempo real, es necesario contar con mediciones angulares de corriente y voltaje, las cuales son otorgadas por sincrofasores.
- Es posible monitorear en la estabilidad de voltaje en línea durante la operación en tiempo real, con lo cual si es posible evitar colapsos de voltaje de tiempos prolongados.
- Es factible la implementación de la metodología propuesta en el Centro de Coordinación del COES SINAC.

CAPÍTULO II

ESTABILIDAD DE VOLTAJE

2.1 Introducción

En los sistemas de potencia, los límites de transmisión han sido tradicionalmente definidos por temas relacionados a la estabilidad angular o por la capacidad térmica de los equipos involucrados. Asimismo, los *blackout* que han ocurrido en el pasado, son fenómenos asociados a problemas de estabilidad transitoria, los cuales ya han sido problemas solucionados gracias a los sistemas de protección actuales, con tiempos de despeje de falla muy rápidos, así como los equipos de estabilización y control. [1]. En este escenario relacionado a los fenómenos de inestabilidad en los sistemas de potencia, el problema de la inestabilidad de voltaje se ha presentado en eventos o fallas a lo largo de mundo tal como se ha descrito en los párrafos siguientes, con lo cual, se ha convertido en un tema de mayor preponderancia en la etapa de planificación operativa y operación en tiempo real. En la actualidad, el número de casos de escenarios operativos que han sido afectados por la inestabilidad de voltaje continúa en incremento [2].

El concepto de estabilidad de voltaje engloba un rango muy amplio de fenómenos, los cuales dependerán de quien los interprete. Por ejemplo, se tiene el caso del personal operativo de motores de inducción de una industria, donde el tema de la estabilidad de voltaje se encuentra en el orden de los segundos o milisegundos. Sin embargo, para el personal involucrado en la operación de los sistemas de potencia (distribuidores, transmisores, coordinadores del sistema), el fenómeno de estabilidad de voltaje se ha presentado en las etapas de planificación (largo plazo), programación de la operación (corto plazo) y durante la operación en tiempo real (en el rango de horas, minutos y en línea).

En el último caso mencionado, para los sistemas de potencia, el problema de estabilidad de voltaje es dependiente de los fenómenos que ocurren en las tres etapas de la producción y consumo de la energía eléctrica: generación, transmisión y distribución. En la actualidad, la inestabilidad de voltaje ha tomado importancia dentro de los criterios de seguridad operativa como una restricción importante.

Los problemas de control de voltaje dependen preponderantemente de la topología de la red y de la ubicación de los centros de generación y equipos de compensación reactiva. En ese sentido, la estabilidad de voltaje está directamente relacionada con la capacidad de recursos reactivos que pueda poseer un sistema (para sistemas aislados) en la zona de análisis (para sistemas interconectados).

Actualmente, la mayoría de los sistemas de potencia se encuentran con un incremento de demanda que no ha sido acompañado de nuevas instalaciones que compensen de forma adecuada el requerimiento de potencia reactiva de dicha demanda. A este escenario, se le sumó la condición de que la expansión de la generación se encuentra eventualmente en lugares lejanos a los centros de demanda, lo cual ocasiona que los requerimientos de potencia reactiva por parte de la demanda sean difíciles de suplir desde los centros de generación. Cabe mencionar que, en los mercados eléctricos actuales, el desarrollo de los proyectos de transmisión y generación han sido conceptualizados en un marco de competencia económica, diseñados con la consigna de maximizar las transferencias de energía entre las áreas operativas y minimizar su costo de operación, lo cual ha llevado al sistema de potencia a sus límites.

Todos los puntos expuestos anteriormente han generado la necesidad de contar con métodos rápidos y precisos para determinar el grado de estabilidad de voltaje durante la operación en tiempo real.

2.2 Definición de la estabilidad de voltaje

La estabilidad de voltaje es concerniente a la habilidad de un sistema de potencia a mantener valores de voltaje en todas sus barras dentro de los rangos normales de operación, así como también luego de ser sometido a una perturbación. Cuando la inestabilidad de voltaje ocurre, se presenta una progresiva e incontrolable caída en los valores de voltajes [3].

2.3 Máxima capacidad de transferencia de energía

En la presente sección se ha descrito los conceptos de la inestabilidad de voltaje.

Para empezar, se utilizó un sistema Generador – Línea – Carga, en el cual la generación se consideró una barra infinita.

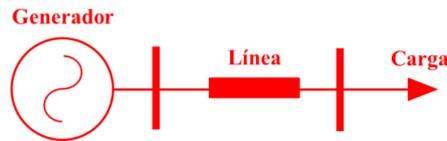


Figura 2.1 Sistema Generador – Línea - Carga

Este sistema puede ser representado por sus parámetros eléctricos en un diagrama unifilar:

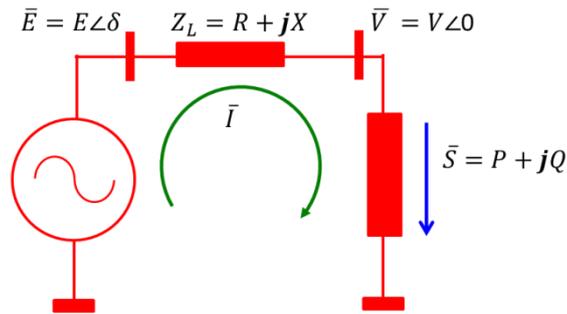


Figura 2.2 Diagrama unifilar del sistema Generador – Línea - Carga

En este sistema, la fuente de generación infinita ha sido representada por $\bar{E} = E\angle\delta$, la cual suministra una corriente \bar{I} a la carga cuya demanda es $\bar{S} = P + jQ$, mediante una línea de transmisión con parámetros $Z_L = R + jX$. Como consecuencia de la demanda de energía, se registra un voltaje de $\bar{V} = V\angle 0$ en la barra de carga. En el presente caso, el efecto capacitivo de la línea ha sido considerado despreciable.

Sin embargo, a pesar de que la fuente de generación se haya considerado una fuente infinita, existe una máxima capacidad de potencia que puede ser transferida.

Para el presente caso, se representó a la carga por su característica de demanda aparente $\bar{S} = P + jQ$, con lo cual fue posible obtener las siguientes expresiones para la potencia activa y reactiva:

$$P = \left[(E \cos \delta - V) \frac{R}{R^2 + X^2} + V \sin \delta \frac{X}{R^2 + X^2} \right] \quad (2.1)$$

$$Q = \left[(E \cos \delta - V) \frac{X}{R^2 + X^2} - V \sin \delta \frac{R}{R^2 + X^2} \right] V \quad (2.2)$$

Donde el voltaje de recepción se despejó en la siguiente ecuación:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - (QX + PR) \pm \sqrt{A}} \quad (2.3)$$

$$\text{donde, } A = \frac{E^4}{4} - (QX + PR)E^2 - (PX - QR)^2 \quad ; \quad A \geq 0 \quad (2.4)$$

De las ecuaciones antes mostradas, se calculó la máxima potencia activa que puede suministrar este sistema, considerando constante al valor de la potencia reactiva Q. Como resultado de esta condición se obtuvo la siguiente ecuación:

$$P_{max} = \frac{QR}{X} - \frac{E^2 R}{2X^2} + |Z_L| \frac{E\sqrt{E^2 - 4QX}}{2X^2} \quad (2.5)$$

De la misma forma, se calculó la máxima potencia reactiva que puede suministrar este sistema a su demanda, considerando constante el valor de la potencia activa P. Como resultado de esta condición se obtuvo la siguiente ecuación:

$$Q_{max} = \frac{PX}{R} - \frac{E^2 X}{2R^2} + |Z_L| \frac{E\sqrt{E^2 - 4PR}}{2R^2} \quad (2.6)$$

Por último, y más importante aún, se consideró que la carga tiene un factor de carga constante, el cual ha sido definido por el ángulo de la carga es el ángulo de la carga $\theta = \tan^{-1}(Q/P)$, lo cual conlleva una relación constante entre la potencia activa y la potencia reactiva a lo largo del incremento de la potencia aparente S. Como resultado de esta condición se obtuvo la siguiente ecuación:

$$S_{max} = \frac{V_s^2 [|Z_L| - (\sin(\theta)X + \cos(\theta)R)]}{2(\cos(\theta)X - \sin(\theta)R)^2} \quad (2.7)$$

Como en los sistemas de potencia la relación de X/R es muy grande, se puede despreciar la resistencia R, entonces las ecuaciones antes descritas quedan resumidas a las tres siguientes, respectivamente:

$$P_{max} = \sqrt{\frac{V_s^4}{4X^2} - Q \frac{V_s^2}{X}} \quad (2.8)$$

$$Q_{max} = \frac{V_s^2}{4X} - \frac{P^2 X}{V_s^2} \quad (2.9)$$

$$S_{max} = \frac{(1 - \sin(\theta)) V_s^2}{2 \cos^2(\theta) X} \quad (2.10)$$

Con las ecuaciones (2.8), (2.9) y (2.10) se calculó la máxima transferencia de potencia (activa, reactiva o aparente, según las condiciones antes mencionadas) para un sistema

Generador – Línea – Carga. Se ha observado que la tensión de envío y la impedancia de la línea juegan un rol de importante para el cálculo de estos máximos.

2.4 Clasificación de mecanismos de inestabilidad de voltaje [4]

En esta sección se describió la clasificación de los fenómenos de inestabilidad de voltaje, para lo cual fue necesario considerar que los fenómenos en los sistemas de potencia dependen de la escala de tiempo en la cual se han desarrollado.

2.4.1 Inestabilidad de voltaje de tiempo corto

La Inestabilidad de voltaje de tiempo corto es también es conocido como Colapso de voltaje del tipo transitorio. Generalmente se presentan luego de una perturbación en el sistema de potencia (como la desconexión de algún equipo de transmisión o generación).

Para comprender estos fenómenos, se procedió a usar un sistema de prueba tal como el que se muestra a continuación:

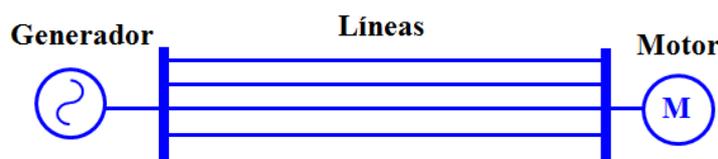


Figura 2.3 Motor alimentado por cuatro líneas de transmisión (Fuente: Van Cutsem [4])

Dentro de la inestabilidad de voltaje de tiempo corto, el primer caso analizado es la pérdida de estabilidad de voltaje luego de una perturbación, que ocasionó que la impedancia del sistema de transmisión creciera a valores en los cuales el motor de inducción ya no tuvo oportunidad de alcanzar un equilibrio entre el torque mecánico (requerido por la carga conectada a su eje) y la potencia eléctrica que le suministraba la red.

Un caso práctico del escenario descrito anteriormente es la desconexión de tres de las cuatro líneas que se ven en la Fig. 2.3. Luego de la falla descrita, el motor de inducción habrá quedado conectado solo por una línea, es decir, con una impedancia de transmisión con cuatro veces el valor previo a la falla, lo cual ocasiona que el motor no logre alcanzar el equilibrio mecánico – eléctrico y termine por dejar de girar, con un voltaje muy bajo en su punto de conexión, con lo cual se produzca inevitablemente el colapso de voltaje de la zona de carga.

Otro caso de inestabilidad de voltaje de tiempo corto, es cuando los motores de inducción no han logrado alcanzar EL equilibrio entre la potencia mecánica y eléctrica, luego de una perturbación en el sistema de transmisión, como puede ser un corto circuito trifásico en el

lado cercano a la carga del sistema de la Fig. 2.3. En este caso, dependiendo del fenómeno transitorio y del tiempo de apertura de la línea que ha presentado el corto circuito, el motor de inducción puede o no permanecer de forma estable luego de la perturbación. En el caso que luego de la perturbación, el motor de inducción haya quedado con un déficit de potencia eléctrica, este terminará deteniéndose, con lo cual se terminará registrando el descenso de los niveles de tensión en su punto de suministro hasta culminar en el colapso de voltaje del mismo.

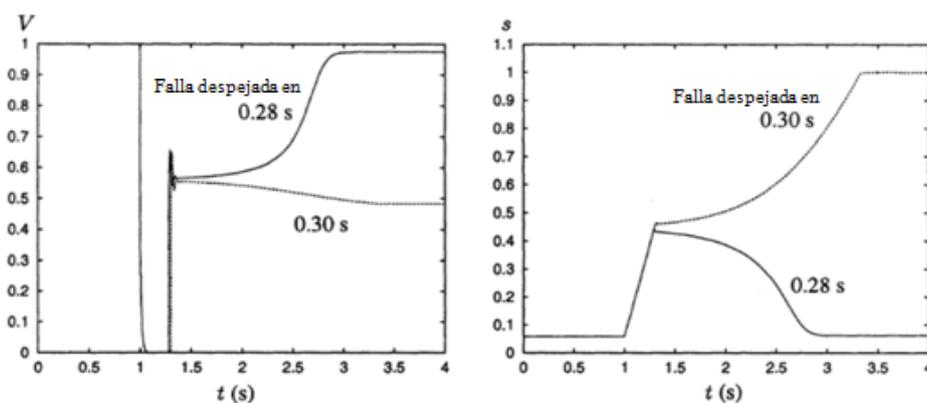


Figura 2.4 Respuesta del motor luego de una falla (Fuente: T. Cutsem [4])

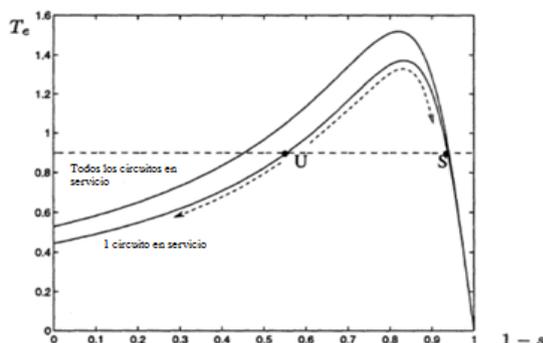


Figura 2.5 Curva Torque – Deslizamiento de un motor de inducción con sus puntos de equilibrio (Fuente: T. Cutsem [4])

Por último, se tienen los fenómenos oscilatorios entre los reguladores de voltaje y el ajuste del deslizamiento de los motores de inducción, los cuales se han registrado luego de una perturbación en el sistema de transmisión, y son capaces de ocasionar un colapso de voltaje a causa de la oscilación de los sistemas de control antes mencionados.

2.4.2 Inestabilidad de voltaje de tiempo largo

En este tipo de fenómenos, la inestabilidad de voltaje se ha registrado mucho tiempo después de ocurrida la perturbación o maniobra en el sistema eléctrico de potencia que la ha originado.

Un caso significativo es aquel en el cual, luego de alguna perturbación en el sistema de potencia, la empresa distribuidora procede a normalizar el voltaje del lado de baja mediante la regulación de TAPs de los transformadores, disminuyendo el voltaje en el lado de transmisión y llevando el aporte de la potencia reactiva de los generadores a su máximo posible. En este escenario, cuando los equipos de compensación reactiva (generadores, SVC, compensadores síncronos) hayan llegado a su máximo, la regulación por medio de TAPs en los transformadores solo tendrá el efecto de disminuir el voltaje del lado de transmisión, llevándolo al punto de colapso de voltaje.

Por último, existen los escenarios que requieren la conexión de algún equipo de compensación reactiva para evitar que se produzca un inminente colapso de voltaje, en el cual, ya se tiene conocimiento que existe un tiempo de acción limitado luego del cual la conexión de algún equipo de compensación reactiva ya no es suficiente para evitar el colapso de voltaje.

2.5 Métodos de hallar el grado de estabilidad de voltaje

En la presente sección se ha descrito las principales metodologías con las que se cuenta actualmente para poder cuantificar la estabilidad de voltaje en un sistema de potencia según Kundur [2]; con el objetivo de orientar la presente tesis a un método que sea acorde a los objetivos de la misma.

2.5.1 Métodos basados en Flujo de Potencia

Estos métodos usan la formulación general del flujo de potencia, combinados con el proceso de someter al sistema de potencia en análisis a condiciones operativas de incrementos de demanda continuados, con el objetivo de obtener el límite de estabilidad, el cual es identificado por medio de la no convergencia del flujo de potencia [5].

La consecuencia más directa de este tipo de análisis es obtener la gráfica de la curva PV, usando un flujo de carga continuo, en el cual una variable, generalmente una carga, es la que incrementa progresivamente hasta lograr dicha gráfica.

Dentro de esta clasificación también se encuentran los métodos basados en el cálculo del equivalente Thevenin para un nodo de la red, lo cual permite el análisis de la estabilidad de voltaje en dicho nodo [19] [20] [21] [22]. Estos métodos se basan en las ecuaciones del flujo de potencia, por lo que el modelamiento de las componentes del sistema de potencia que requieren es el mismo que para el flujo de potencia. El tiempo de cálculo de estos

métodos se encuentran del orden de los segundos, e inclusive, con una mejor disponibilidad computacional, menor al segundo.

Por otra parte, existe el análisis modal con eigenvectores propuesto por Gao [6], en el cual se ha propuesto el uso de un modelo de estado estacionario del sistema eléctrico de potencia, en el cual un número específico de eigenvalores y sus eigenvectores asociados son calculados a partir de una matriz Jacobiana reducida. Los eigenvalores, los cuales se encuentran asociados a un modo de variación de Voltaje/Potencia Reactiva, proveen una medida relativa de la proximidad a la inestabilidad de voltaje. Este método requiere de una representación detallada de cada elemento del sistema de potencia. El procesamiento matemático de este método implica un tiempo aproximado de veinte minutos para su convergencia.

2.5.2 Métodos en el dominio del tiempo

Estas aproximaciones usan simulaciones en el dominio del tiempo. Los métodos más considerados en este género son el método QSS [7] (*Quasi Steady State*) y el FTD [5, p. 4] (*Fast Time Domain*).

En estos métodos se ha eliminado la componente dinámica rápida, la cual incluye fenómenos transitorios que no se encuentran ligados a la estabilidad de voltaje.

Respecto a su aplicación en la supervisión de la inestabilidad de voltaje, se tiene la experiencia del Centro de Control Nacional de Francia [8] en la cual, ésta metodología se ha desarrollado en los procesos de la programación de la operación del día anterior y en los análisis de tiempo diferido que son realizados durante la operación en tiempo real.

Estos métodos presentan una mejora al ser complementados con un análisis de estado estacionario previo a su etapa de simulación dinámica, con lo cual se obtiene un análisis previo acerca del estado de la estabilidad de voltaje del sistema antes de realizar los análisis de contingencia [9].

2.5.3 Métodos de índice directo

El análisis de señal de energía (*signal energy analysis* en inglés) es un método que calcula la integral de una señal de respuesta (voltaje, ángulo, corriente) para un escenario de simulación definido. Este método calcula directamente un valor numérico en base a los datos obtenidos de una simulación, con lo cual califica los resultados de dicha simulación.

A la actualidad, esta metodología ha sido empleada en el cálculo de los límites de transmisión de los sistemas de potencia, los cuales son asociados a límites por estabilidad angular o estabilidad de voltaje dependiendo del caso en análisis. Para el caso de la estabilidad de voltaje, se ha desarrollado una extensión de la aplicación de este método utilizada para la estabilidad transitoria, en el ámbito de la estabilidad de voltaje de tiempo prolongado [10].

Este método ha sido desarrollado en simulaciones de características estables e inestables en el dominio del tiempo, las cuales tienen como datos de entrada las condiciones operativas del sistema previo a la contingencia y el límite de transmisión que se encuentra en análisis. El resultado es el límite de transmisión (con sus respectivas contingencias asociadas) con el cual el sistema no presenta inestabilidad de voltaje en el estado posterior a la contingencia.

Su aplicación se ha extendido desde la etapa de planificación de la operación, e inclusive hasta la programación de la operación en sus etapas más amplias (anual, mensual, semanal).

2.6 Medidas de control ante la inestabilidad de voltaje

Las medidas de control ante la inestabilidad de voltaje se han registrado en diferentes etapas de la planificación, programación y operación de los sistemas eléctricos de potencia. En la Tabla 2.1 se describen las medidas de control que son relevantes para cada etapa, las cuales contribuyen a incrementar el grado de estabilidad de voltaje del sistema.

Tabla 2.1 Medidas de control de voltaje en sus diferentes etapas

| Etapa | Medida de control |
|-------------------------|---|
| Planificación | Reforzamiento del sistema de transmisión Compensación serie Compensación reactiva <i>shunt</i> SVC Banco de condensadores Construcción de centrales eléctricas |
| Estudio de protecciones | Conexión/desconexión automática de compensación reactiva Rechazo automático de carga |

| Etapa | Medida de control |
|------------------------------|--|
| Programación de la operación | Programación de unidades fuera del despacho económico Evaluación de la estabilidad de voltaje en los escenarios programados |
| Operación en tiempo real | Mantener los perfiles de voltaje Mantener reservas de reactivos Reprogramación de la generación Arranque de unidades fuera del despacho Evaluación de la estabilidad de voltaje en tiempo real |

De lo expuesto, la etapa de operación en tiempo real es la más vulnerable en lo que a inestabilidad de voltaje se refiere, donde las causas principales para que se presente este fenómeno son las fallas en el sistema de transmisión, pérdida de unidades de generación, o una condición operativa que no ha sido adecuadamente analizada durante la etapa de programación (ver numeral 2.4).

Por tal motivo, a continuación se han descrito los aspectos más relevantes acerca de la operación en tiempo real y las herramientas básicas que se han desarrollado a la actualidad. Asimismo, se ha realizado una reseña acerca del Centro de Coordinación del COES SINAC, el cual es el centro de control de energía nacional que opera el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en tiempo real.

2.7 Centro de control de un Sistema Eléctrico de Potencia

La operación de un sistema de potencia en tiempo real es realizada por medio del uso de un sistema SCADA. Este sistema sirve como plataforma base para aplicaciones adicionales tales como el EMS, entre otros que han sido descritos en las siguientes secciones.

2.8 SCADA

El sistema SCADA es un sistema que centraliza la supervisión y control de un determinado sistema, para nuestro caso, el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. El sistema SCADA incluye el monitoreo de alarmas y procesamiento de estado de la data que ha recibido. El sistema SCADA sirve como la base para ejecutar órdenes a los equipos que se encuentran en las subestaciones (conocidos como equipos de campo), las cuales son generadas a solicitud del operador del sistema o inclusive pueden ser el resultado de un automatismo implementado en el sistema SCADA.

En la Figura 2.6, se muestra la configuración general de un sistema SCADA. El control central contiene el servidor SCADA y los *routers* de comunicación. Asimismo, los componentes adicionales son la Interfaz Hombre-Máquina (*Human Machine Interface*), estaciones de trabajo y servidores de data histórica; todos estos últimos conectados vía comunicación LAN (*Local Area Network*).

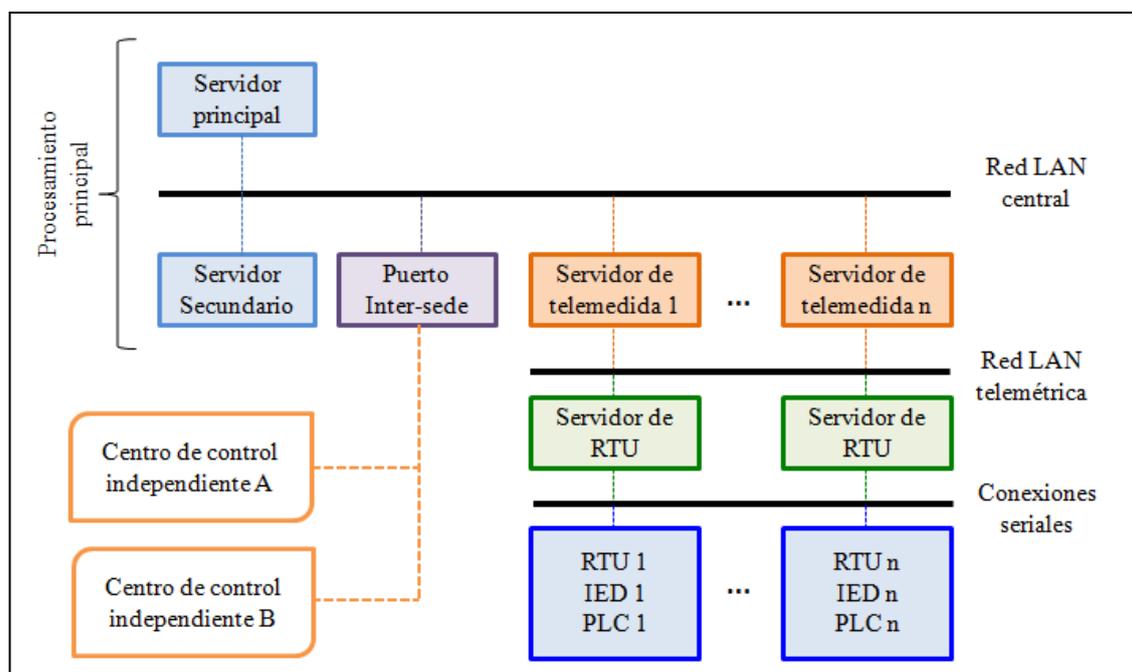


Figura 2.6 Esquema general de un sistema SCADA

El control central del sistema SCADA recolecta e ingresa la información externa del sistema de potencia, la cual procesa y muestra a través del HMI, y luego genera acciones basadas en eventos que haya sido predeterminado para interpretar. El control centralizado es el responsable del sistema de reconocimiento, etiquetado y clasificación de las alarmas provenientes del exterior.

Por su parte, los dispositivos de campo son controlados desde el acceso remoto o de forma local. En el caso de accesos remotos, éstos se hacen desde el centro de control principal de la empresa propietaria de los equipos mediante su correspondiente sistema SCADA. En el caso que el sistema SCADA haya presentado alguna deficiencia, las maniobras correspondientes son realizadas en forma local en la misma subestación.

Respecto a las comunicaciones las tecnologías disponibles son la comunicación por cable telefónico, por fibra óptica, onda portadora (sistema carrier), por radio frecuencia, microondas y satelital, entre las más relevantes.

2.8.1 Sistemas SCADA aplicados a la operación de los sistemas de potencia

Los sistemas SCADA que son aplicados a los sistemas eléctricos de potencia requieren de una serie de aplicaciones específicamente diseñadas para organizar la operación del sistema de potencia (referencia Figura 2.7).

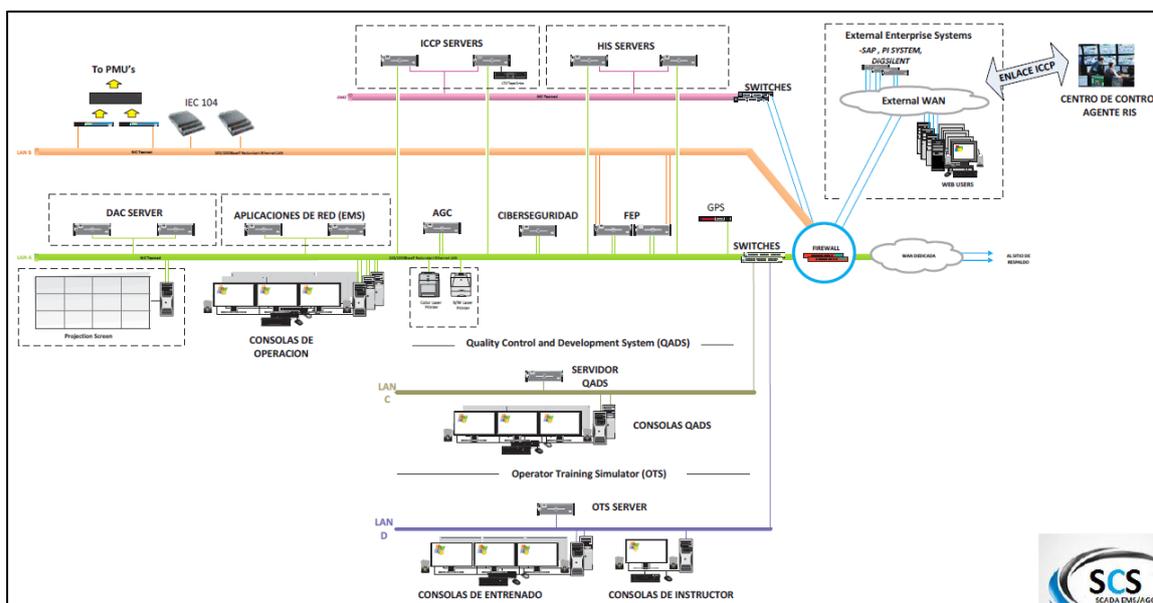


Figura 2.7 Esquema general de un sistema SCADA de un sistema de potencia (Fuente: SCS Ingenieros)

Los principales elementos son los siguientes:

- Servidor DAC: Es el módulo el cual registra permanentemente los estados de las señales digitales, tales como la apertura y/o cierre de seccionadores e interruptores, o señales analógicas como potencia activa, reactiva, corriente, tensión, etc.
- CIBERSEGURIDAD: Debido a la importancia de un sistema SCADA, estos cuentan con un módulo de ciberseguridad ante posibles *hackers* que puedan realizar maniobras perjudiciales en los equipos de patio.
- Servidor QADS: El módulo de *Quality Control and Development System* sirve para el desarrollo, actualizaciones y mejoras del sistema SCADA, tales como aplicativos, despliegues o registro de nuevas señales. Para el funcionamiento de éste módulo, es necesario un personal aparte del personal que se encuentra operando el sistema de potencia, debido a que es una labor que demanda un alto grado de especialización y dedicación exclusiva.
- Servidor OTS: El módulo de *Operator Training Simulator* es un módulo que ha sido creado para realizar simulaciones de escenarios de operación, desde operación estable

hasta contingencias. Con este módulo, se capacita a los operadores con la finalidad de obtener un mejor desempeño en la operación de tiempo real sin la necesidad de aprender de los errores en la realidad, sino, de lecciones predeterminadas.

Las principales herramientas son las siguientes:

- Estimador de Estado (EMS): Conocido también como EMS (*Energy Management System*), es el módulo que realiza una estimación del estado de la operación de la red en base a las mediciones que registra el sistema SCADA. Cabe mencionar que éste módulo es un complemento al sistema SCADA, es decir, el sistema SCADA no necesariamente necesita de la existencia del módulo EMS.

- AGC: El módulo de *Automatic Generation Control* tiene la funcionalidad de realizar el control secundario de frecuencia y/o el intercambio de energía entre áreas eléctricas interconectadas. Respecto al sistema de control, este módulo responde a las desviaciones entre la generación y la demanda, con lo cual procede a controlar directamente la generación de las centrales involucradas.

- Pronóstico de demanda: Este módulo fue diseñado para realizar el pronóstico de demanda global del sistema para las 24 horas del día operativo en curso. Éste módulo realiza sus estimaciones en base al tipo de día en análisis y utiliza data histórica de diversos factores que determinan el clima (tales como clima, temperatura, entre otros).

- Control de flujo de potencia: Este módulo brinda al operador simulaciones para un control efectivo del flujo de potencia evaluando la confiabilidad de la red, luego de haber realizado análisis considerando las variaciones de demanda de las próximas horas y la configuración actual de la red, entre los más importantes.

Respecto a la transmisión de señales entre los equipos de patio y los sistemas SCADA, existen los siguientes protocolos de comunicación:

- ICCP: *Interchange control center protocol* (TASE.2), es un protocolo de intercambio de información entre centros de control el cual se ha sido desarrollado en el protocolo TCP/IP.

- IEC101, ETC104 y DNP3: Son protocolos de comunicación entre las RTU de los equipos de patio y el centro de control del agente propietario.

- IEC 61850: Es el protocolo de comunicación más usado entre los equipos de protección y control (IED's) dentro de una subestación.
- IEEE C37.118.1: Es un estándar de comunicación para los sincrofasores (PMU) y sus terminales de comunicación PDC (que serían los homólogos a los RTU).

2.8.2 Sistema SCADA del COES SINAC

En el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, el coordinador del sistema es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC). Para poder llevar a cabo la operación de todo el sistema eléctrico nacional, el centro de control del COES cuenta con un sistema SCADA el cual recibe, procesa y almacena todas las mediciones de los equipos del SEIN. El marco normativo que da soporte al sistema SCADA del COES SINAC es la norma NTIITR [11] en la cual se han establecido las responsabilidades técnicas y procedimientos relacionados con la operación de la red ICCP del SEIN para el intercambio de información en tiempo real entre el Centro de Coordinación del COES y los Centros de Control de los Integrantes del SEIN.

Las señales (analógicas y digitales) que son transmitidas al centro de control del COES se originan desde los equipos de medición ubicados en las instalaciones físicas (subestaciones, centrales generadoras, entre otras), las cuales son recopiladas por los RTU (*Remote Terminal Unit*) o por los IED (*Intelligent electronic device*), para luego ser transmitidas hacia los Centros de Control de los Integrantes del SEIN, y luego al Centro de Coordinación del COES.

Actualmente, el Centro de Coordinación del COES ha adquirido el software *Spectrum 7* de marca SIEMENS (ver Figura 2.8). El objetivo de haber actualizado el sistema SCADA fue dar condiciones al Centro de Control para la instalación y operación del sistema AGC (*Automatic Generation Control*, ver Figura 2.9), así como también el uso del software SIGUARD (ver Figura 2.10) para el procesamiento de las mediciones fasoriales que son registrados por los PMUs con los que cuenta el COES SINAC.

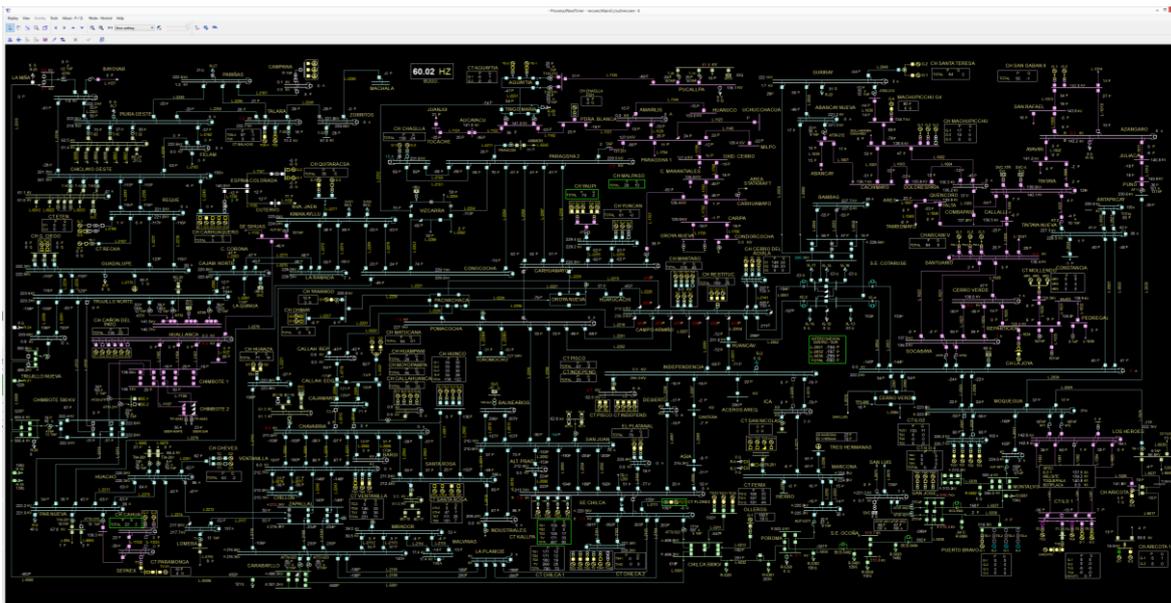


Figura 2.8 SCADA Spectrum 7 del CCO-COES (Fuente: COES SINAC)

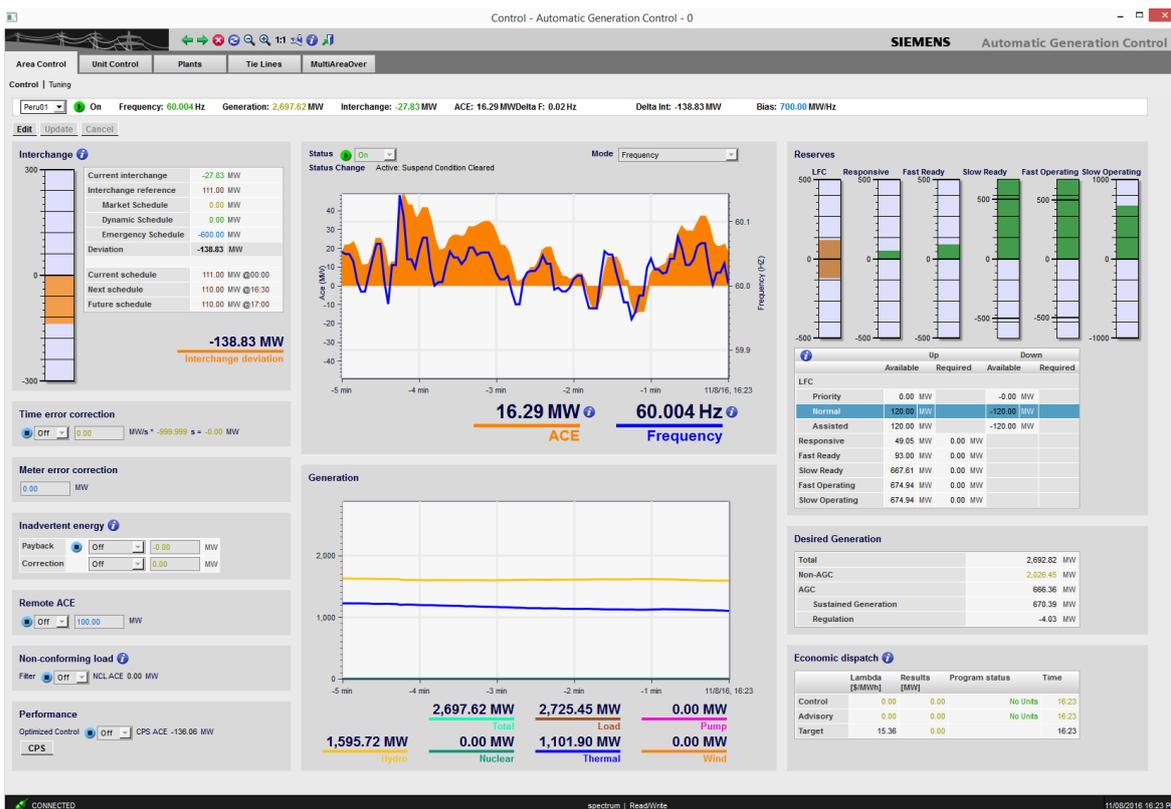


Figura 2.9 Módulo AGC del COES SINAC (Fuente: COES SINAC)

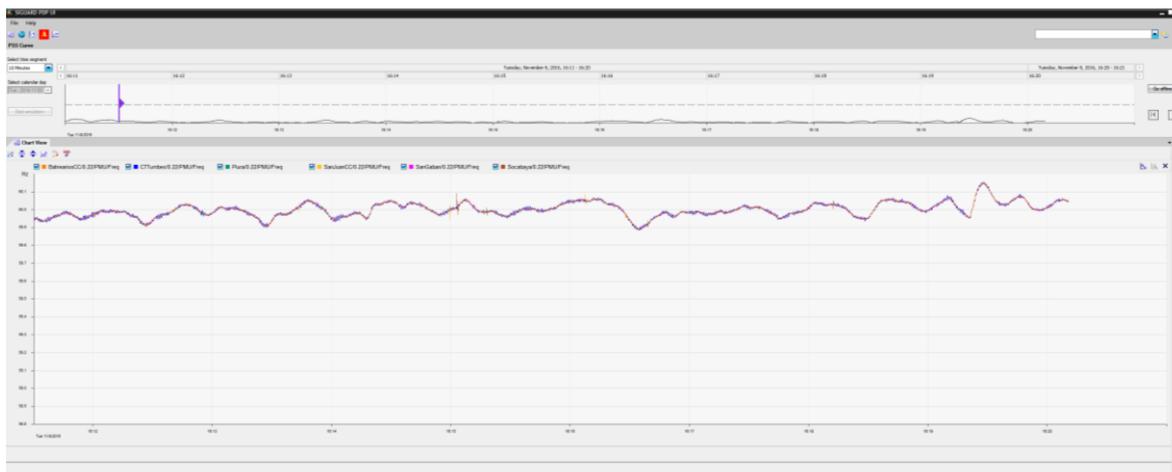


Figura 2.10 Software SIGUARD para procesamiento de mediciones fasoriales del COES SINAC (Fuente: COES SINAC)

Asimismo, el CCO-COES cuenta con el software EMS/ODMS SIEMENS, el cual ha sido diseñado para estimar el estado de operación de la red principal del sistema de potencia en línea, con las señales ICCP que recibe el COES. Diariamente, el CCO-COES hace uso de este módulo para realizar la conexión y desconexión de equipos de transmisión por mantenimiento, e es utilizado como herramienta para realizar los análisis de contingencia elaborados por los operadores en tiempo diferido.

2.8.3 Desarrollo de los SMSF en el Mundo

Existen referencias internacionales de estudios que tratan casos similares al que desarrolla la presente Tesis, vale decir, la necesidad de contar con el conocimiento de la condición de la estabilidad de voltaje del sistema en sus puntos más críticos, valiéndose de los Sistemas de Medición Sincronizada de Fasores (SMFS).

Los casos significativos en América latina son los desarrollados en los países de Colombia, Brasil y Ecuador. En el caso colombiano [12], se ha desarrollado el proyecto Sirena (Sistema Avanzado de Supervisión, Control y Protección), el cual tiene como uno de sus principales objetivos la implementación de un Sistema de Monitoreo de Área Amplia con el uso de sincrofasores.

Para el año 2013, dicho proyecto tenía como objetivo principal contar con 51 unidades de medición fasorial para lograr una completa supervisión de las redes de 500 kV, así como la mejora de la observabilidad de la red. Las aplicaciones que han sido desarrolladas actualmente son el monitoreo de oscilaciones electromecánicas y la validación de modelos de unidades de generación. La siguiente etapa del proyecto tiene como objetivo la

integración del sistema WAMS con el EMS, para luego desarrollar esquemas de protección de respaldo en comunicación permanente.

En el caso brasileño [13], se desarrolló el Proyecto MedFasee. Este proyecto inició en el año 2003, en la Universidad Federal de Santa Catarina, con el objetivo de desarrollar, difundir y utilizar en el ambiente académico la tecnología de medición sincronizada de fasores en Brasil. En la primera fase del proyecto, se desarrolló la fabricación de sus propios modelos de PMU y PDC. En su segunda fase, se procedió a la instalación de estos equipos en nueve universidades. Como en la primera fase se demostró que la información relevante en extra alto voltaje puede adquirirse a partir de la red de bajo voltaje, esta expansión pudo permitir un monitoreo más amplio del SIN (Sistema Interconectado Nacional del Brasil), con lo cual se logró monitorear cinco de sus áreas geo-eléctricas. Esto actualmente permite un alto grado de observabilidad en el sistema eléctrico brasileño.

En el caso ecuatoriano [13], es adecuado mencionar que su sistema eléctrico presenta graves problemas de cargabilidad, lo cual ha ocasionado problemas de inestabilidad e incluso oscilaciones de potencia. Es por tal motivo que a la actualidad se encuentran instalados siete PMU, los cuales se encuentran ubicados en las principales subestaciones del anillo troncal de 230 kV del sistema nacional interconectado, lo cual les permite obtener un sistema de medición de área amplia WAMS.

Para el caso mexicano [14], la Comisión Federal de energía (CFE) tuvo como visión incrementar los niveles de seguridad del Sistema Eléctrico de México, esto es posible mediante un plan que se basa en los PMU, denominado Sistema de Medición Fasorial (SIMEFAS), el cual ha implementado aproximadamente 272 PMU, los cuales se encuentran dispuestos tal que haya un PDC por cada región, y éstos últimos a su vez se comunican con un Súper PDC, instalado en la Gerencia Regional de Transmisión del CFE. Con este esquema, el centro de control de energía nacional de México cuenta con información fasorial que es de utilidad durante y posterior a la operación. Entre las aplicaciones más importantes se encuentran el análisis de contingencia, análisis y visualización de oscilaciones en tiempo real, visualización de las curvas F-P y V-Q en tiempo real, y mejora en el proceso de estimación de estado.

En el caso de China [15], el desarrollo de WAMS ha sido impulsado desde 1995, logrando obtener para el año 2013 un total de 2400 PMUs instalados y 13 redes WAMS. Estos puntos de medición fasorial fueron instalados como parte de un mandato nacional

cubriendo todas las subestaciones de 500 kV, centrales de generación con potencia mayor a 100 MW y algunas subestaciones críticas de 220 kV. Entre sus aplicaciones avanzadas se han documentado el Modelamiento de Sistemas de Potencia e identificación/validación de parámetros de carga y generación, estimación de estados a nivel de subestación y el control de oscilaciones inter-área en tiempo real. Entre sus aplicaciones básicas cuentan con la visualización en tiempo real de la dinámica de su sistema, el monitoreo de la capacidad de transmisión y el monitoreo de oscilaciones de baja frecuencia, siendo este último uno de sus principales problemas en su sistema de potencia.

Por los casos expuestos en los párrafos anteriores, se puede observar que los sistemas eléctricos de potencia a lo largo del mundo, han presentado una necesidad de implementar Sistemas de Medición Sincronizada de Fasorial con el objetivo de asegurar la continuidad del suministro eléctrico, la mejora en su desempeño durante la operación, control y protección sistémica en tiempo real y su capacidad de análisis operativa y post-operativa.

2.9 Eventos de inestabilidad de voltaje en tiempo real

Los problemas de control de voltaje dependen de las condiciones topológicas del sistema de potencia, así como de la reserva de recursos de potencia reactiva, niveles de demanda y su comportamiento con relación al voltaje en su punto de suministro. A todo esto, el riesgo de inestabilidad de voltaje durante la operación en tiempo real puede ocurrir en escenarios en los cuales el sistema se encuentra en niveles cercanos a los de operación en estado normal. Es adecuado mencionar que este fenómeno se presenta en los sistemas de potencia a lo largo del mundo tal como se puede apreciar en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Eventos de inestabilidad de voltaje a lo largo del mundo [16] [17]

| Fecha | Ubicación | Causa inicial | Escala de tiempo | Carga interrumpida (MW) | Consecuencias |
|------------|--------------------|---|------------------|-------------------------|--|
| 1982 | Bélgica | Desconexión de generación | 4,5 min | 1080 | S/D |
| 1983 | Francia | Máxima demanda y condiciones oscilatorias | 21,5 min | 21 750 | S/D |
| 1983 | Suecia | Desconexión de líneas de transmisión | 1 min | 6600 | S/D |
| 1985 | Florida | Desconexión de circuitos alimentadores / Actuación de relés de mínimo voltaje | Pocos segundos | S/D | S/D |
| 1987 | Tokyo | Máxima demanda y alta rampa de incremento de la misma | 16 min | S/D | S/D |
| 1987 | Francia | Desconexión de generación | 53 min | S/D | S/D |
| 06/08/1995 | Israel | S/D | 19 min | 3140 | S/D |
| may-97 | Chile | S/D | 30 min | 2000 | S/D |
| 08/14/03 | EEUU - Canadá | Apagón en el Noreste de los Estados Unidos y Canadá debido a Falta de Intercambio de Información entre Operadores de los sistemas involucrados en tiempo real | 39 min | 63 000 | Costo: de 4 a 10 billones de dólares Personas afectadas: 50 millones |
| 09/23/03 | Suecia - Dinamarca | S/D | S/D | 6550 | Personas afectadas: 4 millones |
| 07/12/2004 | Grecia | S/D | 30 min | 5000 | S/D |
| 11/11/2009 | Brasil - Paraguay | Desconexión de las 3 líneas de transmisión 765 kV de la CH Itaipu hasta Sao Paulo por descargas atmosféricas | 68 seg | 24 436 | Colapso de voltaje en parte del sistema (68 segundos luego del evento inicial) |

S/D: Sin dato

Tabla 2.3 Eventos de inestabilidad de voltaje en el Perú (Fuente: COES SINAC)

| Fecha | Ubicación | Causa inicial | Escala de tiempo | Carga interrumpida (MW) | Consecuencias |
|------------|-----------------------------|---|------------------|-------------------------|---|
| 08/01/2014 | Lima, Perú | Desconexión de la línea L-2093 (Chilca REP – San Juan) de 220 kV | 50 min | 281.52 | Subestaciones San Juan, Santa Rosa, Chavarría, Balnearios, Ventanilla y Callahuanca con muy bajos perfiles de voltaje y su posterior rechazo manual de carga. |
| 02/05/2014 | Zona Norte del SEIN | Mayor demanda en el Área Norte con respecto a la proyectada y la desconexión de la C.T. Tumbes, y C.T. Maple. | > 30 min | 51,66 | Subestaciones Chiclayo Oeste, Talara y Zorritos con bajos perfiles de voltaje y colapso de voltaje de la SE Piura Oeste |
| 05/07/2015 | Abancay, Perú | Desconexión de la subestación Abancay Nueva de 220 kV. | 60 min | 20.06 | Subestaciones cercanas a la CH Machupicchu con bajos perfiles de voltaje y posterior rechazo manual de carga. |
| 03/09/2016 | Zona Centro – Este del SEIN | Desconexión de la línea L-2252 (Vizcarra – Tingo María) de 220 kV | <30 s | 130.398 | Subestaciones Paragsha 1 y 2, Óxidos Cerro, Huánuco, Piedra Blanca, Tingo María, Pucallpa, Pueblo Aguaytía, Tocache, Juanjui, Bellavista, Tarapoto, Yurimaguas, Moyobamba fuera de servicio |

De la Tabla 2.2 es posible apreciar que la mayoría de estos eventos han ocurrido en un tiempo superior a los 15 minutos, es decir, que existe la opción de actuar de forma anticipada ante este tipo de fenómenos, siempre y cuando el centro de control de energía nacional haya implementado con un sistema de supervisión en tiempo real para esta clase de fenómenos.

De la Tabla 2.3 se puede apreciar que en el SEIN se han presentado eventos en los cuales la falta de potencia reactiva se ha hecho evidente. Desde este punto se puede deducir que si en el escenario actual se registran esta clase de incidentes, en los escenarios futuros con mayor demanda en el SEIN (ver Figura 2.11) se presentarán esta clase de eventos con mayor frecuencia e impacto, llegando a tener la magnitud de los eventos descritos en la Tabla 2.2.

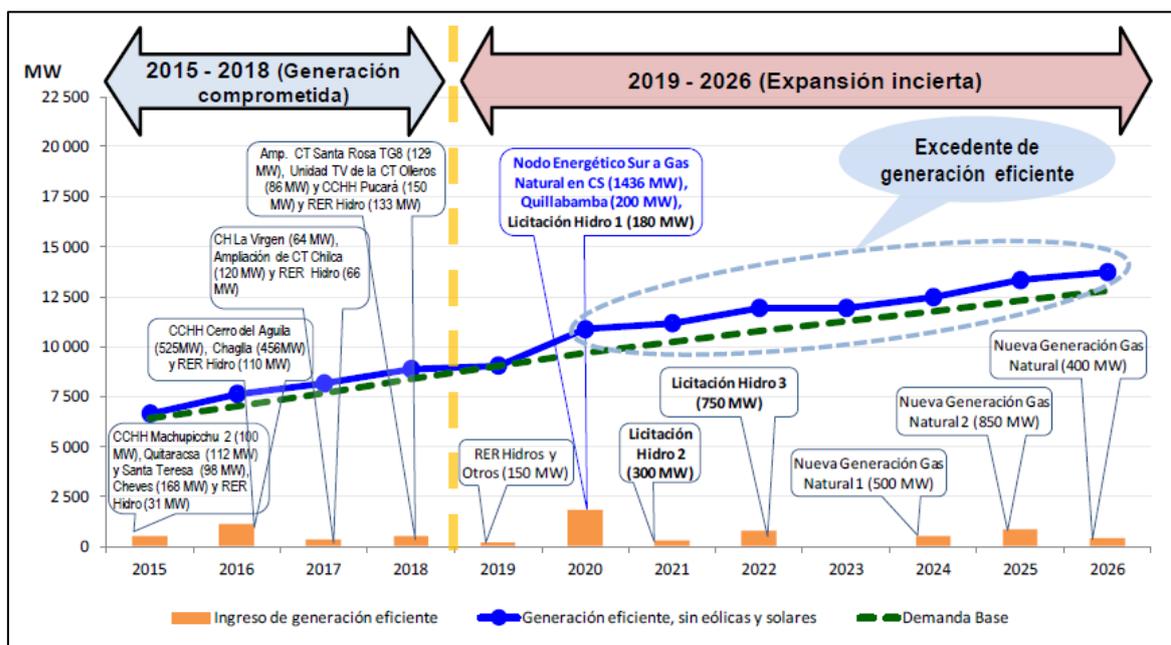


Figura 2.11 Expansión de la generación eficiente con proyectos hidráulicos y a gas natural

(Fuente: COES SINAC [18])

De acuerdo a los métodos para hallar el grado de estabilidad de voltaje que han sido descritos en el numeral 2.5, existen algunos que son más aplicables a la operación en tiempo real, tomando como referencia el tiempo de convergencia computacional que presenta cada uno de los métodos descritos.

Respecto a los métodos basados en flujo de potencia, estos están relacionados de manera directa con el cálculo del Thevenin equivalente para algún punto de la red, lo cual permite el análisis de la estabilidad de voltaje. Asimismo, para su aplicación en tiempo real, es

necesario contar con un sistema de medición fasorial que facilite los datos angulares de corriente y voltaje que requieren estos métodos [19] [20] [21] [5] [22] [23].

Los beneficios del uso este tipo de métodos para el análisis de la estabilidad de voltaje en tiempo real es que el procesamiento computacional para el cálculo matemático es del orden de los segundos. Asimismo, el modelo del sistema eléctrico de potencia que este método requiere para sus cálculos es el mismo que se usa para las simulaciones de flujo de potencia, por lo cual no requiere de un modelado detallado de los componentes de la red.

Respecto a los métodos basados en simulaciones cuasi estáticas (QSS), estos realizan simulaciones en el dominio del tiempo para contingencias que son predeterminadas. Este tipo de análisis deben ser realizados en tiempo diferido, los cuales corresponden a análisis de un día, o inclusive horas, antes de la operación pero no en línea [24] [7].

El beneficio de usar este tipo de métodos para el análisis de la estabilidad de voltaje es que no requiere del uso de un soporte adicional más que el de un sistema SCADA convencional. Sin embargo, esta metodología requiere de un modelado detallado del sistema, que represente las características de cada elemento del sistema y su evolución en el tiempo [10] [25].

Respecto a los métodos basados en análisis de señal de energía, estos métodos realizan análisis orientados a la etapa de planificación de la operación e inclusive hasta la programación de la operación. No se cuenta con la aplicación de estos métodos para el análisis de la estabilidad de voltaje en tiempo real debido a que requieren de una gran cantidad de simulaciones en el dominio del tiempo, las cuales pasan por un proceso de análisis cuyo tiempo de solución excede las 24 horas del día operativo.

Por los motivos expuestos, se considera que para el análisis en tiempo real de la estabilidad de voltaje, los métodos basados en flujo de potencia se adecúan satisfactoriamente a los requerimientos de rápido procesamiento en línea, y modelado sencillo. Asimismo, para el COES SINAC representa una oportunidad adecuada debido a que con la adquisición del nuevo sistema SCADA y del software SIGUARD, el CCO-COES cuenta ahora con mediciones fasoriales y una plataforma para elaborar una red WAMS, y el posterior desarrollo de la metodología de cálculo del grado de estabilidad de voltaje en tiempo real basado en ecuaciones de Flujo de Potencia.

CAPITULO III
SISTEMAS WAMS
(Wide Area Monitoring Systems)

A lo largo de los años, los centros de control que operan los sistemas de potencia en tiempo real, han basado sus operaciones en el sistema SCADA, con la finalidad de medir y monitorear las condiciones de la red en tiempo real. Básicamente, los sistemas SCADA para los sistemas de potencia, nos brindan las condiciones de potencia activa, potencia reactiva, corriente, voltaje, posición de interruptores y seccionadores, en los equipos de transmisión, distribución y generación. Estos datos son mostrados a los operadores en los centros de control, con lo cual se hace evidente una limitación en este modelo de operación, en el cual el operador únicamente tiene la posibilidad de monitorear las condiciones operativas de estos equipos a nivel de mediciones y condiciones operativas, mas no en un análisis de las condiciones de estabilidad que pueda presentar el sistema.

Es en este contexto que se desarrollan las operaciones de los centros de control con redes WAMS, las cuales suplen las limitaciones antes mencionadas. Las redes WAMS son una infraestructura que consiste en mediciones fasoriales a lo largo de la red del sistema de potencia, las cuales permiten monitorear las condiciones dinámicas de la red.

Las redes WAMS basan su supervisión por medio de la recopilación de datos de medición fasorial en puntos específicos de la red, para luego proceder con el procesamiento de estos datos por medio de aplicaciones diseñadas por el centro de control, las cuales son utilizadas por los operadores durante la operación en tiempo real o en tiempo diferido de requerirse.

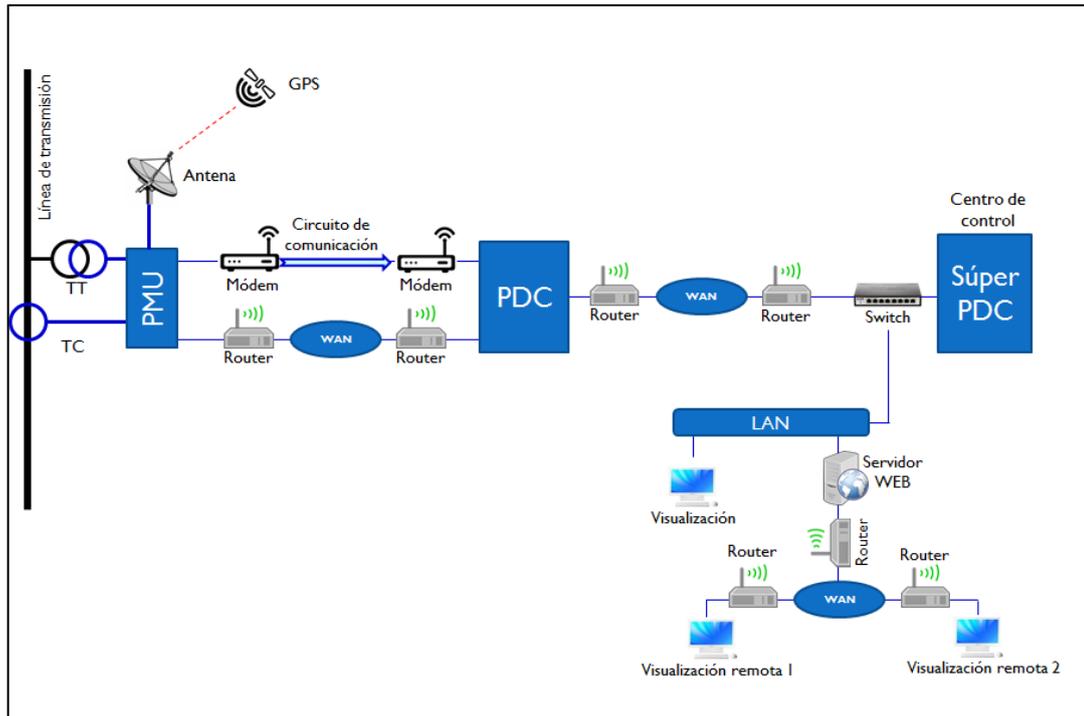


Figura 3.1 Esquema general de un sistema de comunicaciones de una red WAMS

3.1 Sincrofasores [26]

3.1.1 Teoría matemática de los fasores

La corriente alterna en un sistema eléctrico de potencia es variable en el tiempo, con una forma fundamentalmente sinusoidal de la forma $i(t) = I \cos(\omega t + \varphi)$. Los modelos matemáticos que representa un sistema de potencia están formados por cientos o hasta millares de ecuaciones algebraicas y/o ecuaciones diferenciales, cuya solución engloba un tiempo de procesamiento matemático del orden de horas. Es por tal motivo que se realiza una transformación al sistema fasorial, donde éstos últimos son números complejos asociados con una onda sinusoidal, a una determinada frecuencia [27]. En este número complejo, la magnitud del fasor es la magnitud de la onda (valor rms) y su ángulo es la fase de la onda en un tiempo $t=0$.

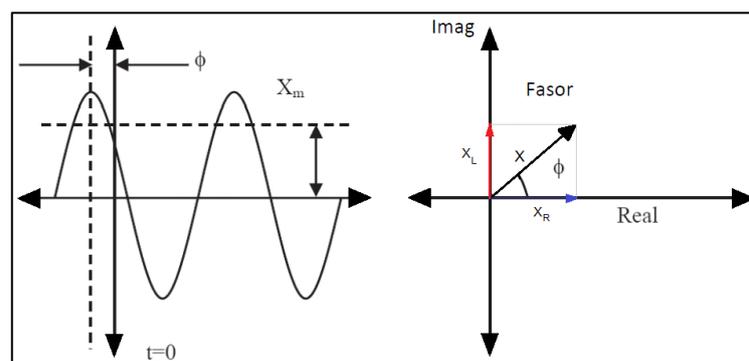


Figura 3.2 Representación fasorial de una señal senoidal

El uso de los fasores se aplica en casos de estado estacionario o cuasi-estable a una determinada frecuencia, tales como los flujos de carga, cortocircuito, etc. Asimismo, como en este entorno matemático no existe conexión con el dominio del tiempo, se ha logrado reducir la cantidad de variables para representar una condición operativa. Esta última cualidad abre la posibilidad de obtener las condiciones angulares en tiempo real con poca cantidad de información.

En la norma IEEE C37.118 [28] se define al sincrofasor como aquel fasor que ha sido calculado a partir de los datos muestreados usando una señal de tiempo estándar como referencia para su medición, de tal forma que los fasores tomados de sitios remotos muestran una relación de fase común definida.

Los sincrofasores, son equipos que aprovechan el principio descrito en los párrafos anteriores para calcular el desfase de una onda sinusoidal con respecto a una onda coseno de frecuencia nominal de referencia. Ahora, en un sistema que opera a 60 Hz como frecuencia nominal, lo que dura un ciclo completo (360°) es de aproximadamente 16.6 ms, por lo cual un error en la sincronización de la asignación de la estampa de tiempo de 1 us significará 0.0216° de error en el cálculo del ángulo de desfase. En conclusión, el error en la determinación del ángulo de fase se debe a la fuente de sincronización. Un sistema de referencia es el GPS (*Global Positioning System*), el cual ofrece una precisión de 0.2 us.

Los PMU son capaces de medir el voltaje y la corriente de un elemento del sistema de potencia a través de transformadores de corriente y transformadores de voltaje comunes. Es así que las unidades de medición fasorial no necesariamente deben ser equipos nuevos o adicionales a los existentes en la subestación, sino que actualmente los equipos de protección más modernos ya incluyen la posibilidad de tomar medidas fasoriales sincronizadas vía GPS.

3.1.2 Cálculo matemático de los Sincrofasores

La obtención de la medición fasorial inicia con el cálculo de la onda fundamental a partir del muestro digital de las señales obtenidas. El valor de la tasa de muestreo digital depende del fabricante, por ejemplo los PMUs de REASON operaban con tasas de muestreo de 15360 Hz o 256 muestras por ciclo, para una red eléctrica de 60 Hz, en el año 2013.

El primer paso es el muestreo de la señal a frecuencia constante; luego se procede a la medición del retardo con respecto a una onda patrón creada por el PMU, para concluir con

la aplicación de la transformada Discreta de Fourier en las muestras obtenidas y con aquello, obtener el fasor.

Una señal sinusoidal $x(t)$ con una frecuencia kf_0 representada en series de Fourier es:

$$x(t) = a_k \cos(2\pi k f_0 t) + b_k \sen(2\pi k f_0 t) \quad (3.1)$$

Y tiene la siguiente representación fasorial:

$$X_k = \frac{1}{\sqrt{2}} \left\{ \sqrt{a_k^2 + b_k^2} \right\} e^{j\varphi} \quad (3.2)$$

Donde φ es el ángulo entre las componentes a_k y $-b_k$. Usando la relación de los coeficientes de la serie de Fourier con la Transformada Discreta de Fourier (DFT), la representación del fasor del k -ésimo armónico será:

$$X_k = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x(n\Delta T) e^{2\pi k n / N} \quad (3.3)$$

$$X_k = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x(n\Delta T) \left\{ \cos\left(\frac{2\pi k n}{N}\right) - \mathbf{j} \sin\left(\frac{2\pi k n}{N}\right) \right\} \quad (3.4)$$

Donde ΔT define los intervalos uniformes en los cuales la señal es muestreada y N es el número de muestras tomadas en un espacio de tiempo definido. Reemplazando $x(n\Delta T)$ por x_n y $2\pi/N$ por θ , donde θ es el ángulo muestreado en términos del periodo de la componente a frecuencia fundamental, se obtiene la ecuación (3.5) mostrada a seguir.

$$X_k = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \{ \cos(kn\theta) - \mathbf{j} \sin(kn\theta) \} \quad (3.5)$$

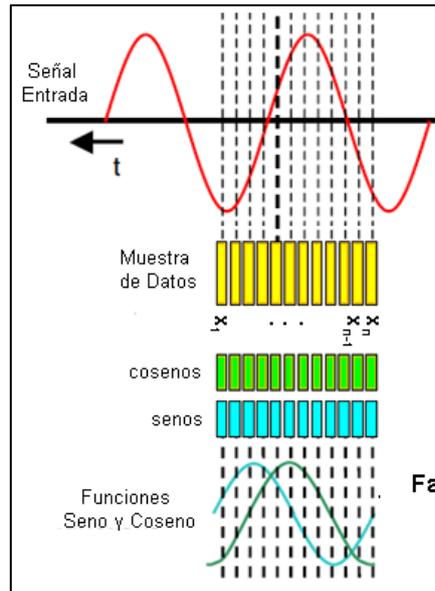


Figura 3.3 Proceso de digitalización de una señal senoidal

Como en la operación en tiempo real es necesario que las mediciones sean continuas y sincronizadas, existen algoritmos correlativos que actualizan el valor calculado con cada nueva muestra adquirida. El funcionamiento es de acuerdo a lo descrito en la Figura 3.4.

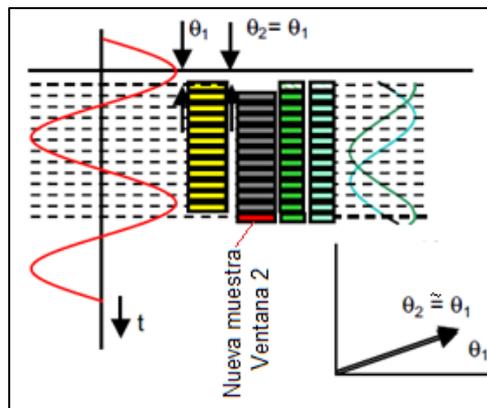


Figura 3.4 Proceso de actualización continua de una medición analógica a digital

Luego de haber hallado la medida fasorial, el siguiente paso es comparar la medida con una onda referencial, la cual debe estar sincronizada con una onda coseno universal. La manera más común de lograr este propósito es mediante el uso del GPS. En términos generales, un PMU utiliza un fasor de referencia constituido por una onda coseno a frecuencia nominal y que se sincroniza de tal forma que el inicio de cada segundo coincida con uno de sus máximos.

3.2 Concentrador de Datos Fasoriales (PDC)

Los PDC (*Phasor Data Concentrator*) es un equipo que recolecta datos de medición fasorial de diferentes unidades PMU o inclusive de otros PDC. La importancia de estos

equipos es que al recolectar los datos de medición fasorial, ordenan los datos en base a la estampa de tiempo brindada por los GPS, y envían esta data procesada a las aplicaciones posteriores.

La función de los PDC varía dependiendo de su ubicación entre los puntos de medición fasorial y los aplicativos que hayan sido desarrollados en los centros de control. En general se encuentran tres niveles de PDCs:

- PDC locales: Generalmente han sido ubicados en las subestaciones, recolectando los datos provenientes de los PMU de la misma subestación y subestaciones aledañas. Generalmente estos PDC reenvían las señales procesadas a PDCs ubicados en niveles más altos (hacia centros de control).
- PDC de Centros de Control: Estos equipos operan ubicados en un centro de control, y recolectan data proveniente de equipos PMU y de otros PDC locales. La particularidad de estos equipos es tener la capacidad de enviar múltiples señales a diferentes aplicativos en forma simultánea.
- Súper PDC: Estos equipos operan a nivel regional. Adicional a la función de recolectar datos provenientes de equipos PMU y PDC de Centros de Control, tienen la función de brindar un medio de comunicación de paso entre PDCs de Centros de Control y otros puntos de medición PMU. Estos equipos han sido diseñados para soportar una gran cantidad de transferencia de datos (del orden de TB por día). Asimismo, estos equipos son los que proveen el soporte a las aplicaciones WAMS, EMS, aplicaciones SCADA y visualizaciones brindadas a los operadores.

3.3 Aplicaciones de las Redes WAMS [16]

Luego del proceso de recopilación de datos fasoriales, el sistema WAMS provee la data necesaria para aplicaciones de monitoreo y supervisión de la dinámica del sistema. En la siguiente sección se han descrito las principales aplicaciones que ofrece un sistema WAMS.

3.3.1 Monitoreo angular

El monitoreo angular en los sistemas de potencia está directamente relacionado con el intercambio de potencia activa entre dos puntos de la red. Esto quiere decir que medir la diferencia angular entre dos puntos del sistema, equivale a cuantificar los niveles operativos a los cuales está sujeto el sistema de potencia ante contingencias previamente

programadas. Estos análisis son realizados en una representación DC del mismo sistema de potencia, el cual desarrolla sus cálculos en base a las mediciones angulares que provee el sistema WAMS.

3.3.2 Monitoreo de estabilidad de pequeña señal

Los sistemas WAMS permiten calcular directamente la medida del ángulo de la barra de conexión de un generador a la red, así como del ángulo del rotor del mismo. Es de esta manera que el centro de control del sistema de potencia obtiene un panorama de las condiciones dinámicas del sistema de potencia el cual ha sido diseñado para identificar problemas de estabilidad angular de pequeña señal.

Éste comportamiento dinámico de los sistemas de potencia se caracteriza de acuerdo a como sigue [29]:

- Parámetros modales (eigenvalores): Generalmente caracterizados en términos de frecuencia y amortiguamiento.
- Formas modales (eigenvectores): Generalmente caracterizados por la intensidad y tipo de oscilaciones del generador asociado para cada modo.
- Patrones de interacción: Interconexiones, barras y controladores a través de los cuales los generadores intercambian energía durante el proceso oscilatorio.
- Respuesta del control: Modificación del comportamiento oscilatorio debido a acciones de control de cualquier tipo.

Las propuestas están orientadas a calcular la frecuencia y el amortiguamiento de los modos oscilatorios a partir de mediciones sincrofasoriales que hayan sido medidas en el sistema eléctrico de potencia.

3.3.3 Monitoreo de la estabilidad de voltaje

El monitoreo de la estabilidad de voltaje en las barras del sistema es un proceso continuo, el cual es realizado por medio de un índice de estabilidad de voltaje. Este índice refleja los fenómenos más relevantes asociados a la inestabilidad de voltaje en puntos críticos del sistema de potencia. Estos índices miden la proximidad al punto de inestabilidad de voltaje, mapeando el estado de la red a cada momento y reduciendo su cálculo a un valor escalar. Por medio de la data angular que provee el sistema WAMS son calculados los parámetros de la matriz Jacobiana o del Thevenin equivalente de un punto de la red, todo esto en tiempo real.

Los resultados de estos cálculos brindan los siguientes beneficios para el centro de control:

- Margen de carga en cada punto de la red: Generalmente medidos en MW, los cuales son prácticos de interpretar.
- Valores singulares y eigenvalores: El objetivo de estos indicadores es monitorear el menor valor singular o eigenvalor del sistema de matrices Jacobianas, los cuales tienden a cero en los escenarios de inestabilidad de voltaje.
- Reserva de reactivos: Estos índices básicamente reflejan la reserva de reactivos de un área del sistema de potencia. No necesariamente se requiere un sistema WAMS para su desarrollo, solamente requiere un sistema SCADA.

3.3.4 Monitoreo de estabilidad transitoria

La estabilidad transitoria de un sistema de potencia ha sido definida como la capacidad de sus generadores síncronos para sincronizar uno con otro nuevamente, luego de una perturbación. En los años setentas, el concepto de Funciones de Energía fue desarrollado como una herramienta para el análisis de estabilidad transitoria, donde la Función de Energía fue definida como la suma de la energía cinética y la energía potencial transitorias que son acumuladas durante el proceso oscilatorio. Esta fue la manera de cuantificar el desempeño dinámico del sistema de potencia durante una perturbación.

Los sistemas WAMS permiten el cálculo de la Función de Energía usando las mediciones fasoriales de los voltajes y corrientes de puntos de medición relevantes para el análisis de una perturbación o locación en tiempo real.

3.3.5 Mejora en el proceso de estimación de estado [30]

Para la mejora del proceso de estimación de estado del EMS, se toma en cuenta las mediciones SCADA y las mediciones del sistema WAMS. El aporte de las mediciones del sistema WAMS al proceso de estimación de estado es en los ángulos de los voltajes y corrientes medidos en el sistema de potencia. Estas mediciones afectan directamente a los elementos diagonales de la matriz Jacobiana.

Luego de un proceso de mínimos cuadrados ponderados, el algoritmo permite resolver el problema de la estimación de estado considerando mediciones SCADA y del sistema WAMS, con lo cual, su aproximación a los valores reales tiene un grado de precisión mucho mayor en comparación a los cálculos realizados en base a datos obtenidos del sistema SCADA.

3.4 Implementación de una red WAMS en el Perú [31]

Con el objetivo de obtener mayor comprensión acerca de la factibilidad de implementar los sistemas de supervisión mediante el uso de los PMU en el Perú, se necesitó revisar los proyectos de implementación de supervisión fasorial ya ejecutados y comprender cómo es la distribución de costos de esta tecnología. Asimismo, es adecuado revisar las propuestas técnico – económicas que ofrece el entorno peruano.

En la siguiente sección se tomó como referencia la experiencia adquirida por empresas del sector energético de los Estados Unidos de América, las cuales son:

- ATC: American Transmission Company
- BPA: Bonneville Power Administration
- Duke Energy
- Entergy
- Idaho Power
- MISO: Midcontinent Independent System Operator
- Manitoba Hydro
- Oncor
- PG&E: Pacific Gas and Electric Company

En la siguiente sección se ha desarrollado una estimación de costos de instalación, operación y mantenimiento de los sistemas que conforman un sistema WAMS. Esto incluye costos estimados de proyectos que han sido desarrollados por el COES SINAC, así como fuentes internacionales.

3.4.1 Costo de instalación de un PMU basado en equipamiento existente

Respecto al ámbito de los equipos PMU, dentro del proyecto de implementación de una red WAMS, estos equipos representan pequeña parte del costo global de la inversión. La instalación de un PMU incluye:

- Adquirir e instalar un módulo de medición fasorial.
- Reemplazar relés digitales existentes con nuevo equipamiento, el cual ya ha sido desarrollado con las funcionalidades de un módulo PMU (no requiere cambios en el cableado de la subestación ni en los equipos de medida).
- Actualización del software/firmware en los relés digitales existentes o registradores de falla, con la finalidad de habilitar funcionalidades del módulo PMU.

Actualmente se ha registrado la experiencia de implementar las funcionalidades del PMU a un equipo de medición existente. Por medio de esta expansión de la funcionalidad se

obtiene un equipo con doble funcionalidad. Estos equipos con doble funcionalidad aprovechan múltiples tareas dentro de una sola instalación, reduciendo la cantidad de mano de obra y equipo necesarios para realizar conexiones de cableado. Los Registradores de Falla son un buen ejemplo de aquellos dispositivos. Un solo Registrador de Falla puede procesar tantas mediciones como dos o tres módulos PMU. En los casos en que las actualizaciones de firmware no son factibles, es necesario adaptar el dispositivo existente con uno nuevo de doble función. Sin embargo, si los dispositivos de doble función no están instalados o no están disponibles para su actualización, los módulos PMU independientes son una opción muy atractiva.

Como caso real, PG&E reportó una importante reducción de costos para la instalación de nuevas estaciones de medición fasorial. Inicialmente se estimó un costo de 270'000 dólares americanos para un nuevo módulo PMU, sin embargo, el costo final fue de aproximadamente 90'000 dólares americanos. La principal diferencia de costos está relacionada a nuevos equipos en la subestación, así como equipos de comunicación y telecomunicación, en comparación con la actualización de los equipos existentes. Con esta experiencia se puede deducir que, una vez que la infraestructura está condicionada con la funcionalidad de PMU, el costo de instalar nuevos módulos adicionales es de aproximadamente el 35% de los costos iniciales.

Un caso similar fue el reportado por Manitoba Hydro, los cuales en lugar de instalar un nuevo módulo PMU, procedieron con la compra de Registradores de Falla más actuales, los cuales fueron acondicionados con la funcionalidad de PMU, con lo cual se registró que el costo final de la instalación fue aproximadamente el 33% en comparación a la instalación de nuevos módulos PMU independientes.

PG&E y ATC han desarrollado una combinación de equipos con doble funcionalidad y módulos PMU independientes. En cuanto a la experiencia brindada por PG&E, aproximadamente el 80% de sus instalaciones PMU correspondientes al proyecto SGIG son equipos de doble funcionalidad actualizados con la función PMU, y al igual que lo reportado por Manitoba Hydro, el costo por cada punto de medición fasorial resultó aproximadamente el 33% del costo de un módulo PMU independiente.

Respecto a los costos incurridos en equipos complementarios para la operación de los PMU, tales como GPS, PDC, routers y switches, gabinetes y computadoras; su costo es muy bajo en comparación con el costo de instalación global. En cuanto a los equipos de

medición, en base a la experiencia de Manitoba Hydro, los TC y TT (transformadores de corriente y tensión respectivamente) que se usan son los existentes, ya que la compra, instalación y configuración de nuevos TC y TT duplican el costo del proyecto.

En resumen de la experiencia, el porcentaje del costo de un equipo PMU como el porcentaje del costo promedio total de instalación (compra, instalación y comisionamiento) es en general menor al 10%. Las empresas involucradas ATC, BPA, Duke Energy, PG&E y Oncor reportaron que el costo de implementar un punto de medición fasorial representó menos del 5% del costo total de instalación. Para el caso de Idaho Power y Manitoba Hydro, el porcentaje del costo de un equipo PMU con respecto al costo total promedio resultó un valor alto debido a que el costo total promedio fue relativamente bajo, y por lo tanto, comparable con el costo de instalar un punto de medición fasorial.

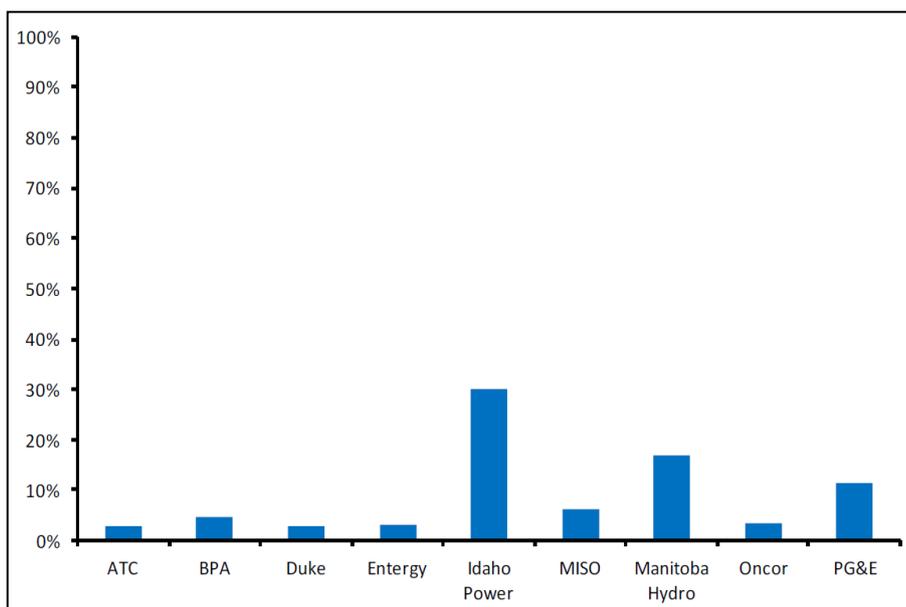


Figura 3.5 Porcentaje del costo de un PMU respecto al costo total.

En cuanto al costo por punto de medición fasorial, el costo de compra, instalación y comisionamiento en promedio se muestra en la figura 3.6.

Es necesario resaltar que los mayores determinantes para el costo total del proyecto radica en:

- Infraestructura existente que brinde soporte al sistema de medición fasorial.
- Aplicaciones y funcionalidades asociados a cada sistema de medición fasorial.

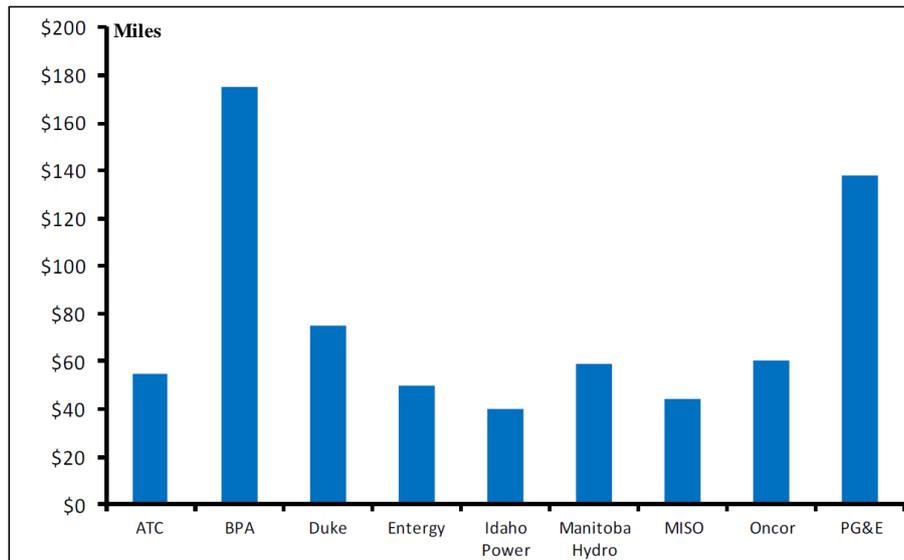


Figura 3.6 Costo de instalación promedio por punto de medición fasorial.

De la figura 3. apreciamos que en los casos de BPA y PG&E se registró un alto costo para la instalación de un punto de medición. Esto se debe a que estas empresas destinaron la instalación de sus PMU a sistemas WACS, los cuales requirieron un sistema de seguridad orientado a Seguridad Crítica, por lo cual sus costos de instalación fueron más altos en comparación al resto de empresas que destinaron sus puntos de medición fasorial a sistemas de medición WAMS.

Como conclusión de la presente sección, se observa que el costo promedio total por punto de medición fasorial (incluye adquisición, instalación y comisionamiento) oscila entre 40'000 dólares americanos y 80'000 dólares americanos para aquellos sistemas que son orientados a sistemas de medición WAMS. Para el caso de los sistemas de supervisión y control WACS, el precio asciende hasta los 180'000 dólares americanos.

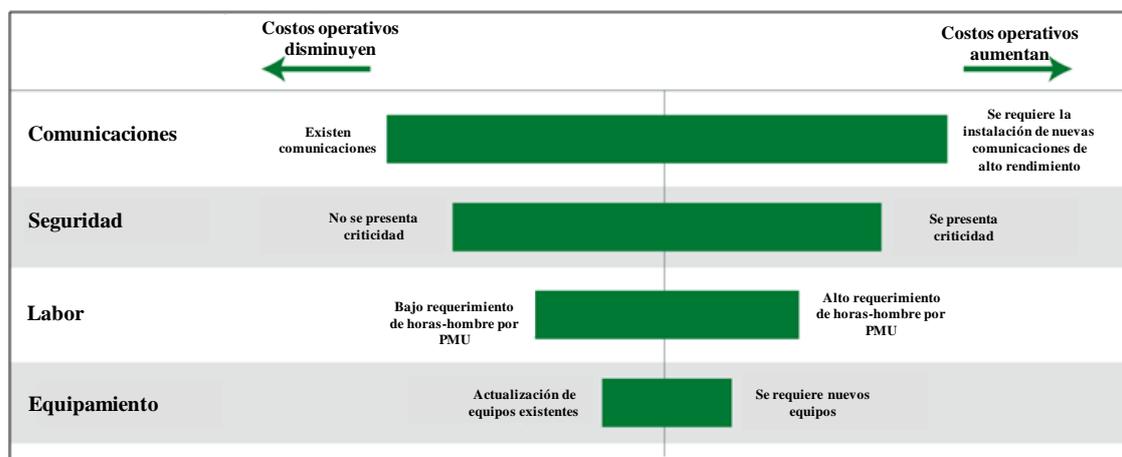


Figura 3.7 Proceso de actualización continua de una medición analógica a digital.

En cuanto al mercado que puede suministrar al COES SINAC, se ha realizado la consulta a fuentes que por confidencialidad no se mencionarán.

Tabla 3.1 Costos de equipos para un punto de medición fasorial

| Descripción | Costo (\$) |
|--|-------------------|
| Registrador digital de perturbaciones | 26 000 |
| Módulo de adquisición remota de datos para subestación | 12 500 |
| Módulo GPS | 8 000 |

3.4.2 Costo de instalación del enlace de comunicaciones

En lo que se refiere a las redes de supervisión y control basadas en mediciones fasoriales, estas requieren una infraestructura de comunicación con un alto desempeño, debido a que transmitirán grandes cantidades de datos desde los puntos de medición en las subestaciones hacia los centros de control. En este sentido, la inversión más significativa en el rubro de las comunicaciones, sería el medio por el cual se transmitirán los datos de la red, los cuales pueden ser: Sistema de Comunicación Carrier, Comunicación Satelital, Comunicación Inalámbrica, Comunicación por Fibra Óptica y Comunicación por hilo de cobre. A continuación se ha descrito las características de los sistemas antes mencionados:

Tabla 3.2 Medios de transmisión de datos [32]

| Medio de comunicación | Rendimiento | Latencia (ms) | Tasa de error de bits |
|---------------------------------|---------------------|----------------------|------------------------------|
| Sistema de Comunicación Carrier | 256 kbps – 2.7 Mbps | 150 - 350 | $< 10^{-2}$ |
| Comunicación Satelital | 256 kbps – 1.0 Mbps | 1000 - 1400 | 10^{-7} |
| Comunicación Inalámbrica | 75 mbps | 100 - 150 | 10^{-7} a 10^{-12} |
| Comunicación por Fibra Óptica | 10Gbps | 100 - 150 | 10^{-15} |
| Comunicación por hilo de cobre | 500 Mbps | 1 a 50 | $\approx 10^{-7}$ |

Respecto a las comunicaciones con las que cuenta el COES SINAC, se cuenta con comunicación satelital entre departamentos, y comunicación por hilo de cobre a su llegada en Lima. Para el software de procesamiento de mediciones fasoriales SIGUARD, se cuentan con los puntos de medición mostrados en la Tabla 3.1. Actualmente se ha iniciado el proceso de implementación de la comunicación por fibra óptica en el punto de medición de Socabaya (Arequipa).

Tabla 3.3 Puntos de medición GPS disponibles para el software SIGUARD (Fuente: COES SINAC)

| Punto de medición | Medio de comunicación |
|--------------------------|--|
| SE Balnearios | Comunicación por hilo de cobre |
| CT Tumbes | Comunicación satelital departamental– Comunicación por hilo de cobre en Lima (Comunicación por fibra óptica en desarrollo) |
| SE Piura | Comunicación satelital departamental– Comunicación por hilo de cobre en Lima (Comunicación por fibra óptica en desarrollo) |
| SE San Juan | Comunicación por hilo de cobre |
| SE San Gabán II | Comunicación satelital departamental– Comunicación por hilo de cobre en Lima (Comunicación por fibra óptica en desarrollo) |
| SE Socabaya | Comunicación satelital departamental– Comunicación por hilo de cobre en Lima (Comunicación por fibra óptica en desarrollo) |

En el caso del COES SINAC, las comunicaciones existentes generaron un costo de instalación que se resume en la siguiente tabla:

Tabla 3.4 Costos de instalación de un servidor para comunicaciones

| Descripción | Inversión (\$) |
|--|-----------------------|
| Costo de instalación de servidor de comunicaciones | 1 500 |

Asimismo, para el medio de comunicaciones se paga un alquiler anual. Para mayor referencia se han descrito los costos incurridos por los medios de comunicación de los puntos de medición GPS con los que se cuentan actualmente.

Tabla 3.5 Costos de alquiler del medio de comunicación (anual)

| Punto de medición | Alquiler anual (\$) |
|--------------------------|----------------------------|
| SE Balnearios | 1 700 |
| CT Tumbes | 2 200 |
| SE Piura Oeste | 2 100 |
| SE San Juan | 1 700 |
| SE San Gabán II | 2 500 |
| SE Socabaya | 2 100 |

3.4.3 Seguridad en la transmisión de información

Otro ámbito que hay que tener en consideración para el costo de inversión en las redes de supervisión y control fasorial, es el sistema de seguridad en la transmisión de información.

Esto involucra seguridad de las redes de comunicación y el proceso de encriptamiento de la data. Dentro del aspecto de la seguridad, existen dos estrategias de seguridad bien definidas: La Seguridad Crítica y, la de Soporte.

El caso de la Seguridad Crítica se encuentra abocado a los sistemas WACS (Wide Area Control System), los cuales están diseñados para la toma de decisiones operacionales y control de equipos en forma automática [30]. Estos sistemas están sujetos a los requerimientos más altos dentro los estándares CIP (*Critical Infrastructure Protection*).

El caso de la Seguridad de Soporte se encuentra abocado a los sistemas WAMS, los cuales únicamente tienen por objetivo el monitoreo, supervisión y cálculo de índices [31]. Sin embargo, el hecho de no contar con órdenes integradas, no significa no tenga repercusión en la operación del sistema de potencia, ya que un mal funcionamiento del sistema WAMS conlleva a una inadecuada decisión por parte de los operadores en tiempo real.

3.4.4 Costo de instalación del equipamiento en el centro de control

Para la instalación del servidor WAMS, el cual alberga las aplicaciones de análisis de sistema de potencia, se han considerado las siguientes especificaciones:

- CPU: 1x Intel Xeon E5-2430
- RAM: 8GB
- RAID V Disk array, min 5 TB usable storage
- Hot Swap disks, ventiladores y fuente de poder redundante
- 1Gbps Puerto Ethernet por fibra óptica
- Sistema operativo Linux

Las estaciones de trabajo son equipos que han sido desarrollados para la visualización, operación y administración de los aplicativos del sistema WAMS. Los requerimientos mínimos son los siguientes:

- Procesador Intel Core i3
- Mínimo de 4GB RAM
- Tarjeta de video con resolución mayor a 1280x1024
- Sistema operativo Windows o Linux

En resumen, se registraron los siguientes costos:

Tabla 3.6 Costos de equipamiento para el centro de control

| Descripción | Costo (\$) |
|---------------------------|------------|
| Servidor WAMS | 2 500 |
| Estaciones de trabajo (1) | 2 000 |

3.4.5 Costo de instalación y licencia del software PDC

El costo de instalación de un PDC es de aproximadamente \$ 7 500. Respecto al software SIGUARD que es el software que recopila y procesa la data de medición fasorial, ya se encuentra adquirido por el COES SINAC, con un costo de aproximadamente \$30 000.

Por este motivo, no se ha considerado dentro del análisis del costo de instalación en la presente tesis.

3.4.6 Costo de instalación y licencia del software WAMS

Se realizó la consulta acerca del costo de inversión para la instalación y la licencia del software WAMS al personal relacionado (no se mencionará la fuente por razones de confidencialidad). El costo promedio para estos fines es de \$ 165 000 dólares americanos.

3.5 Viabilidad del proyecto

En la presente tesis se procedió a realizar una aproximación del costo incurrido por cada punto de medición fasorial. Los puntos de medición fasorial se ubicaron en la troncal de 500 kV del SEIN y en puntos relevantes en el nivel de 220 kV.

Tabla 3.7 Costos por punto de medición fasorial en dólares americanos

| Área | Subestación | Descripción | Costo de instalación de PMU | Costo de instalación de servidor de comunicaciones | Alquiler de medio de comunicación (anual) | |
|--------|------------------|---|-----------------------------|--|---|--------|
| Norte | Talara | GPS Existente. Implementar registrador de falla | 38 500 | 0 | 2 000 | |
| | Piura Oeste | GPS Existente. Implementar registrador de falla | 38 500 | 0 | 2 100 | |
| | Chiclayo Oeste | GPS Existente. Implementar registrador de falla | 38 500 | 0 | 2 000 | |
| | Trujillo 500 | Punto de medición fasorial a implementar | 46 500 | 1 500 | 1 900 | |
| | Chimbote 500 | Punto de medición fasorial a implementar | 46 500 | 1 500 | 1 900 | |
| | Paramonga Nueva | GPS Existente. Implementar registrador de falla | 38 500 | 0 | 2 000 | |
| | Kimán Ayllu | Punto de medición fasorial a implementar | 46 500 | 1 500 | 1 800 | |
| | Carabaylo 500 kV | Punto de medición fasorial a implementar | 46 500 | 1 500 | 1 700 | |
| | Ventanilla | Punto de medición fasorial a implementar | 46 500 | 1 500 | 1 700 | |
| | Santa Rosa | GPS Existente. Implementar registrador de falla | 38 500 | 0 | 1 700 | |
| Centro | Chilca 500 kV | Punto de medición fasorial a implementar | 46 500 | 1 500 | 1 700 | |
| | Chilca REP | Punto de medición fasorial a implementar | 46 500 | 1 500 | 1 700 | |
| | Campo Armiño | GPS Existente. Implementar registrador de falla | 38 500 | 0 | 1 700 | |
| | Vizcarra | Punto de medición fasorial a implementar | 46 500 | 1 500 | 1 800 | |
| | Tingo María | Punto de medición fasorial a implementar | 46 500 | 1 500 | 1 900 | |
| | Poroma 500 kV | Punto de medición fasorial existente | 0 | 1 500 | 1 800 | |
| | Ocoña 500 kV | Punto de medición fasorial existente | 0 | 1 500 | 1 800 | |
| | San José 500 kV | Punto de medición fasorial existente | 0 | 1 500 | 1 800 | |
| | Montalvo 500 kV | Punto de medición fasorial existente | 0 | 1 500 | 1 800 | |
| | Socabaya | GPS Existente. Implementar registrador de falla | 38 500 | 0 | 2 100 | |
| Sur | Cotaruse | Punto de medición fasorial a implementar | 46 500 | 1 500 | 2 100 | |
| | Machupicchu | Punto de medición fasorial a implementar | 46 500 | 1 500 | 2 100 | |
| | Tintaya | Punto de medición fasorial a implementar | 46 500 | 1 500 | 2 100 | |
| | San Gabán II | GPS Existente. Implementar registrador de falla | 38 500 | 0 | 2 100 | |
| | Puno | Punto de medición fasorial a implementar | 46 500 | 1 500 | 2 200 | |
| | Total | | | 912 500 | 25 500 | 47 500 |

*Equipos de medición existentes (TT y TC)

De lo expuesto, el costo total del proyecto es aproximadamente:

Tabla 3.8 Resumen de costos para el proyecto WAMS del COES SINAC

| Etapa | Costo (\$) |
|--|-------------------|
| Puntos de medición fasorial | 912 500 |
| Costo de instalación de servidores de comunicaciones | 25 500 |
| Costo anual de alquiler de medios de comunicación | 47 500 |
| Servidor WAMS | 2 500 |
| Estaciones de trabajo (3) | 6 000 |
| SIGUARD | 0 |
| Software WAMS | 165 000 |
| Inversión total | 1 159 000 |

Respecto al tiempo de retorno de la inversión de este proyecto, se realizó el análisis considerando el Costo de Energía No Suministrada (ENS) dispuesto por OSINERGMIN, con un valor de 6000 \$/MWh.

Para la estimación de los escenarios orientados a la participación del sistema WAMS propuesto, fue necesario revisar la tasa de fallas de los equipos de transmisión del SEIN. Entre los equipos más relevantes que ocasionan condiciones operativas perjudiciales para la estabilidad de voltaje en el SEIN se encontraron los siguientes equipos con sus respectivas tasas de falla (ver equipos resaltados).

Tabla 3.9 Tasa de falla de equipos de transmisión de 220 kV actualizado al 2015

| Línea de Transmisión | Ubicación | Tasa de ocurrencia de fallas Avenida 2015 | Tasa de Ocurrencia de falla Estiaje 2015 |
|-----------------------------|----------------------------------|--|---|
| L-2272 | KIMAN AYLLU - CAJAMARCA NORTE | 0.0055 | 0.0055 |
| L-2057 | MONTALVO - MOQUEGUA | 0.0001 | 0.0103 |
| L-2260 | TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA NORTE | 0.0022 | 0.0011 |
| L-2251 | AGUAYTÍA - TINGO MARÍA | 0.0161 | 0.0222 |
| L-2252 | TINGO MARÍA - VIZCARRA | 0.0189 | 0.0217 |
| L-2090A | SAN JUAN - CHILCA | 0.0011 | 0.0006 |
| L-2093 | SAN JUAN - CHILCA | 0.0067 | 0.0022 |
| L-2208A | SAN JUAN - CHILCA | 0.0011 | 0.0000 |
| L-2215 | PARAMONGA N. - CHIMBOTE 1 | 0.0017 | 0.0017 |
| L-2216 | PARAMONGA N. - CHIMBOTE 1 | 0.0028 | 0.0017 |
| L-2232 | TRUJILLO NORTE - CHIMBOTE 1 | 0.0150 | 0.0133 |
| L-2233 | TRUJILLO NORTE - CHIMBOTE 1 | 0.0056 | 0.0044 |
| L-2234 | GUADALUPE - TRUJILLO NORTE | 0.0022 | 0.0022 |
| L-2236 | CHICLAYO OESTE - GUADALUPE | 0.0050 | 0.0072 |

| Línea de Transmisión | Ubicación | Tasa de ocurrencia de fallas Avenida 2015 | Tasa de Ocurrencia de falla Estiaje 2015 |
|-----------------------------|------------------------------|--|---|
| L-2236 | REQUE - GUADALUPE | 0.0043 | 0.0063 |
| L-2238 | CHICLAYO OESTE - PIURA OESTE | 0.0033 | 0.0061 |
| L-2238 | CHICLAYO OESTE - FELAM | 0.0006 | 0.0000 |
| L-2239 | CHICLAYO OESTE - LA NIÑA | 0.0017 | 0.0009 |
| L-2239 | LA NIÑA - PIURA OESTE | 0.0017 | 0.0014 |
| L-2241 | LA NIÑA - PIURA OESTE | 0.0012 | 0.0020 |
| L-2248 | PIURA OESTE - TALARA | 0.0050 | 0.0011 |
| L-2248 | PIURA OESTE - PARIÑAS | 0.0057 | 0.0027 |
| L-2249 | TALARA - ZORRITOS | 0.0044 | 0.0011 |
| L-2280 | ZORRITOS - MACHALA | 0.0089 | 0.0028 |
| L-2242 | VENTANILLA - ZAPALLAL | 0.0006 | 0.0006 |
| L-2237 | CHICLAYO OESTE - GUADALUPE | 0.0006 | 0.0072 |
| L-2235 | GUADALUPE - TRUJILLO NORTE | 0.0006 | 0.0006 |
| L-2094 | SAN JUAN - CHILCA | 0.0017 | 0.0006 |
| L-2095 | SAN JUAN - CHILCA | 0.0017 | 0.0006 |
| L-2248 | PIURA OESTE - PARIÑAS | 0.0046 | 0.0010 |
| L-2295 | PARINAS - TALARA | 0.0005 | 0.0001 |
| L-2162 | FELAM - PIURA OESTE | 0.0006 | 0.0000 |
| L-2296 | REQUE - CHICLAYO OESTE | 0.0000 | 0.0017 |
| L-2051 | MANTARO - COTARUSE | 0.0200 | 0.0111 |
| L-2052 | MANTARO - COTARUSE | 0.0178 | 0.0089 |
| L-2053 | COTARUSE - SOCABAYA | 0.0372 | 0.0061 |
| L-2054 | COTARUSE - SOCABAYA | 0.0250 | 0.0078 |
| L-2250 | PIURA OESTE - TALARA | 0.0033 | 0.0028 |
| L-2059 | SURIRAY - COTARUSE | 0.0150 | 0.0059 |
| L-2050 | SURIRAY - ABANCAY NUEVA | 0.0032 | 0.0020 |
| L-2060 | COTARUSE - ABANCAY NUEVA | 0.0074 | 0.0087 |

Tabla 3.9 Tasa de falla de equipos de transmisión de 500 kV actualizado al 2015

| Línea de Transmisión | Ubicación | Tasa de ocurrencia de fallas Avenida 2015 | Tasa de Ocurrencia de falla Estiaje 2015 |
|-----------------------------|-----------------------------|--|---|
| L-5034 | POROMA - OCONA | 0.0139 | 0.0361 |
| L-5032 | CHILCA CTM - POROMA | 0.0361 | 0.0250 |
| L-5036 | OCOÑA - SAN JOSE | 0.0000 | 0.0056 |
| L-5006 | CARABAYLLO - CHIMBOTE | 0.0019 | 0.0074 |
| L-5008 | CHIMBOTE 500 - TRUJILLO 500 | 0.0019 | 0.0019 |

| Línea de Transmisión | Ubicación | Tasa de ocurrencia de fallas Avenida 2015 | Tasa de Ocurrencia de falla Estiaje 2015 |
|----------------------|----------------------------|---|--|
| L-5010 | LA NIÑA 500 - TRUJILLO 500 | 0.0056 | 0.0028 |
| L-5001 | CHILCA - CARABAYLLO | 0.0000 | 0.0044 |

Asimismo, en base a la experiencia de los eventos ocurridos en el SEIN (ver Tabla 2.3), se evidenció que la Energía No Suministrada tiene una traducción a costos tal como se describe en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10 Costo de la Energía No Suministrada de eventos del SEIN

| Descripción del evento | Carga interrumpida (MW) | Tiempo promedio de energía no suministrada (horas) | Costo de la energía no suministrada (\$) |
|---|-------------------------|--|--|
| Desconexión de la línea L-2093 (Chilca REP – San Juan) de 220 kV | 281.52 | 0.75 | 1 266 840 |
| Mayor demanda en el Área Norte con respecto a la proyectada y la desconexión de la C.T. Tumbes, y C.T. Maple. | 51,66 | 0.50 | 153 000 |
| Desconexión de la subestación Abancay Nueva de 220 kV. | 20.06 | 0.50 | 60 000 |
| Desconexión de la línea L-2252 (Vizcarra – Tingo María) de 220 kV | 130.398 | 0.75 | 586 791 |

De la tasa de fallas recopilada al 2015 se observa que los equipos resaltados en celeste tienen una tasa de falla que nos indica que al menos presentarán una falla en su respectivo periodo de avenida o estiaje, y son equipos que comprometen la seguridad del sistema. Asimismo, son equipos asociados a los eventos de la Tabla 2.3.

Tabla 3.11 Costo estimado de la Energía No Suministrada para equipos con alta tasa de falla

| Línea de Transmisión | Ubicación | Interrupción de suministro estimada (MW) | Costo de la energía no suministrada (\$) |
|----------------------|-----------------------------|--|--|
| L-2251 | AGUAYTÍA - TINGO MARÍA | 40.0 | 120 000 |
| L-2252 | TINGO MARÍA - VIZCARRA | 100.0 | 300 000 |
| L-2232 | TRUJILLO NORTE - CHIMBOTE 1 | 100.0 | 300 000 |
| L-2051 | MANTARO - COTARUSE | 50.0 | 150 000 |
| L-2052 | MANTARO - COTARUSE | 50.0 | 150 000 |
| L-2053 | COTARUSE - SOCABAYA | 100.0 | 300 000 |

| Línea de Transmisión | Ubicación | Interrupción de suministro estimada (MW) | Costo de la energía no suministrada (\$) |
|-----------------------------|--------------------------|---|---|
| L-2054 | COTARUSE - SOCABAYA | 100.0 | 300 000 |
| L-2050 | SURIRAY - ABANCAY NUEVA | 20.0 | 60 000 |
| L-2060 | COTARUSE - ABANCAY NUEVA | 20.0 | 60 000 |
| L-5034 | POROMA - OCOÑA | 150.0 | 450 000 |
| L-5032 | CHILCA - POROMA | 150.0 | 450 000 |

En conclusión, se observa que el costo de inversión del proyecto de implementar una red WAMS presentará una tasa de retorno acorde al número de eventos en los cuales minimice o evite incurrir en Energía No Suministrada. Observando los valores de Costo de Energía No Suministrada de la Tabla 3.11, se estima que el tiempo de retorno de la inversión es de aproximadamente de 2 años.

CAPITULO IV
METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA EL INDICE DE ESTABILIDAD DE
VOLTAJE APLICABLE EN TIEMPO REAL USANDO SINCR OFASORES

4.1 Diseño del Método

4.1.1 Cálculo del Thevenin equivalente

El índice de estabilidad de tiempo real que ha sido propuesto para la operación en tiempo real del SEIN tiene como principio lo propuesto por Gong [21], donde es posible hallar el máximo de potencia activa y reactiva a transferir para una barra en análisis.

Asimismo, para el caso del SEIN es posible aplicar el concepto propuesto, en el cual primero se define un sistema interno, un sistema de frontera y un sistema externo. El tratamiento del sistema interno puede ser clasificados en tres categorías: barras de carga, barras de transmisión (barras que no tienen carga ni generación) y barras de generación.

Tal como se describe en el Anexo B, un sistema de potencia puede ser representado mediante la siguiente ecuación matricial, en la cual las barras de carga (L), transmisión (T) y generación (G) muestran una interdependencia:

$$\begin{bmatrix} i_L \\ i_T \\ i_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{LL} & Y_{LT} & Y_{LG} \\ Y_{TL} & Y_{TT} & Y_{TG} \\ Y_{GL} & Y_{GT} & Y_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_L \\ v_T \\ v_G \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

De esta ecuación matricial se desprende una metodología de cálculo del Thevenin equivalente (E_{th} y Z_{th}) los cuales, luego del proceso matemático descrito en el Anexo B, se obtienen las fórmulas (4.2) y (4.3).

$$E_{th} = \sum_{u=1; u \neq j}^N Z_{LLju} i_{Lu} + \sum_{k=1}^M H_{LGjk} v_{Gk} \quad (4.2)$$

$$Z_{th} = Z_{LLjj} \quad (4.3)$$

Dónde:

$$Z_{LL} = [Y_{LL} - Y_{LT} Y_{TT}^{-1} Y_{TL}]^{-1} \quad (4.4)$$

$$H_{LG} = Z_{LL} [Y_{LT} Y_{TT}^{-1} Y_{TG} - Y_{LG}] \quad (4.5)$$

Con el conocimiento del Thevenin equivalente ya es posible hallar los márgenes operativos para la barra de carga en análisis, y con eso calcular su índice de estabilidad de voltaje. En la Figura 3.5 se muestra el diagrama de bloques de la metodología para analizar la estabilidad de voltaje de barras específicas de un área operativa.

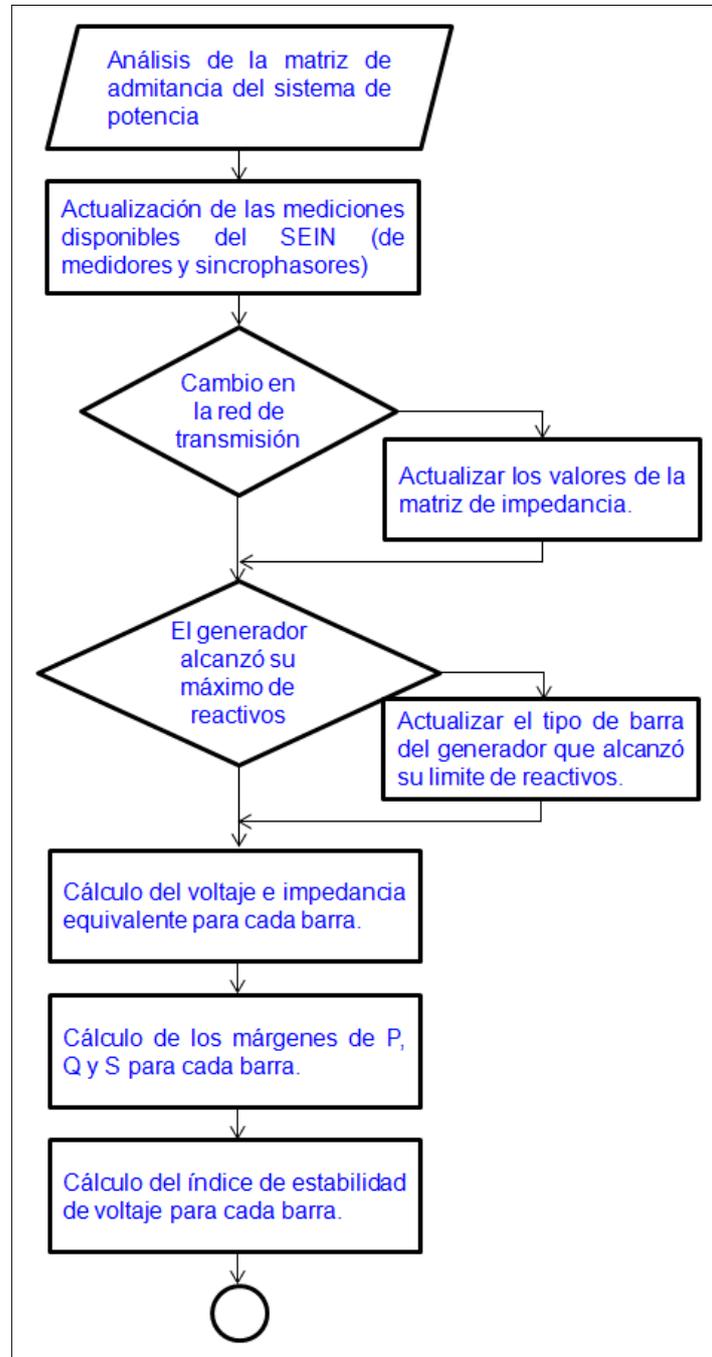


Figura 4.1 Diagrama de bloques del método propuesto

En el presente capítulo se desarrolla el análisis del colapso de voltaje del área Norte del SEIN, el cual ocurrió a las 15:19 h del 02/05/2014. Las apreciaciones han sido

desarrolladas en base al Informe Técnico N°-043-2014 [33] el cual desarrolló un análisis descriptivo de lo ocurrido, dentro del marco normativo del COES SINAC (Procedimiento Técnico COES SINAC N°43).

4.2 Descripción del evento

La descripción general del evento indica que a las 15:19 h del 02.05.2014 se produjo la caída de tensión en el área conformada por las subestaciones Chiclayo Oeste, Piura Oeste, Talara y Zorritos de 220 kV, debido a la mayor demanda en el Área Norte del SEIN con respecto a la proyectada, y a la desconexión de la CT Tumbes y CT Maple (ver Figura 4.2).

A manera de ilustrar al lector que tenga conocimientos generales del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), en dicha fecha, la configuración del sistema es tal como se muestra en la Figura 4.2, donde el área Norte presentaba una configuración radial. Asimismo, en aquella fecha, la línea L-2248 (Piura Oeste – Talara) de 220 kV se encontraba fuera de servicio por mantenimiento programado debido a “Repotenciación de la línea” [34] y, en esta configuración, la condición radial del área Norte había condicionado que con un mantenimiento de estas características se registraran bajos perfiles de tensión en la zona. Es por tal motivo que se programó la operación de la CT Tumbes (unidades MAK 1 y MAK 2 con diesel) por regulación de tensión en la SE Piura Oeste, debido a que por despacho económico, la unidad TGN4 de la CT Malacas se encontraba fuera de servicio, es decir, su operación significaba un sobre costo en el sistema. Asimismo, respecto a las condiciones operativas del área Norte del SEIN, cabe mencionar que la SE Piura Oeste es el punto crítico debido a que concentra la mayor cantidad de demanda en esta área. Por otra parte, la línea L-2280 (Zorritos – Machala) de 220 kV se encontraba energizada desde la SE Zorritos para aprovechar su efecto Ferranti y poder incrementar los niveles de tensión en la zona.

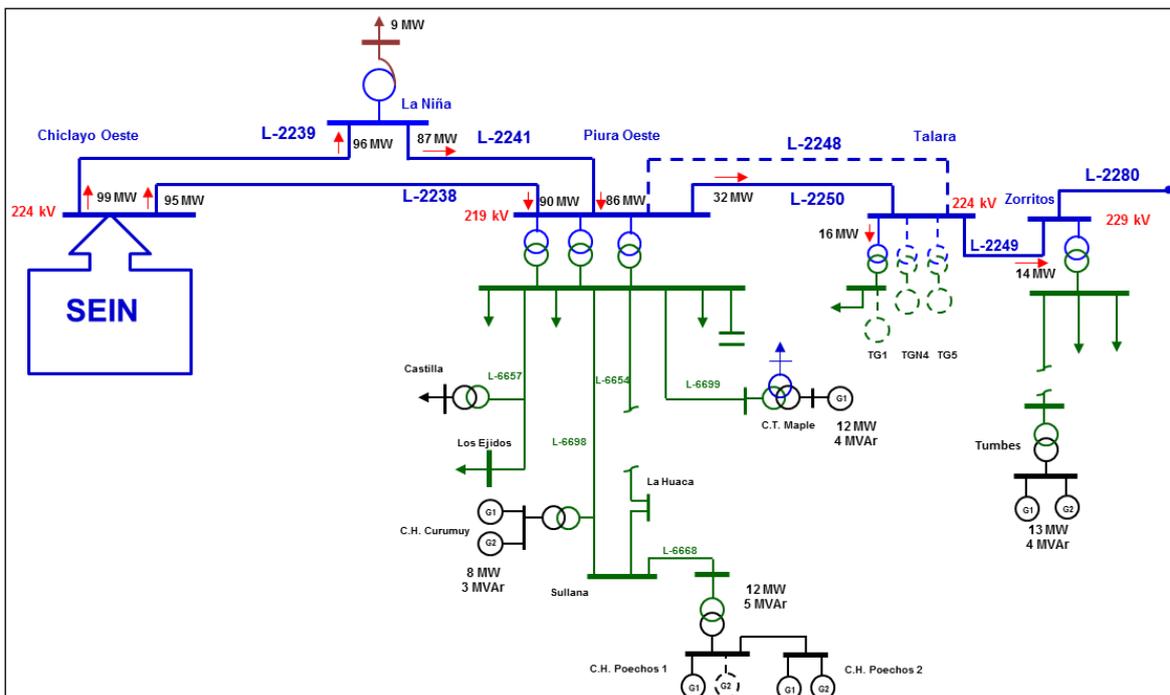


Figura 4.2 Diagrama unifilar del área de influencia y condiciones de potencia y tensión registrada a las 13:43 h (Fuente: COES SINAC [33])

La consecuencia directa del evento fue la desconexión de la línea L-6657 (Piura Oeste – Los Ejidos) de 60 kV, con lo cual se interrumpió 32.55 MW de suministro, así como la desconexión de las centrales hidroeléctricas Curumuy, Poechos I y Poechos II.

Del Informe Técnico emitido por el COES SINAC [33] se obtiene la conclusión de que la disminución del voltaje en las subestaciones eléctricas de Chiclayo Oeste, Piura Oeste, Talara y Zorritos, desde las 14:23 h hasta las 15:19 h, se originó debido a la siguiente secuencia de sucesos:

- Desconexión de la unidad Mak 2 de la CT Tumbes (por operación)
- Desconexión de la unidad Mak 1 de la CT Tumbes (por operación)
- Mayor demanda en el área Norte del SEIN en relación a lo programado
- Desconexión de la CT Maple con una generación de 11 MW

Esta secuencia de eventos se puede apreciar mejor en la siguiente curva PV la cual fue reconstruida con las señales de SCADA en el análisis posterior al evento:

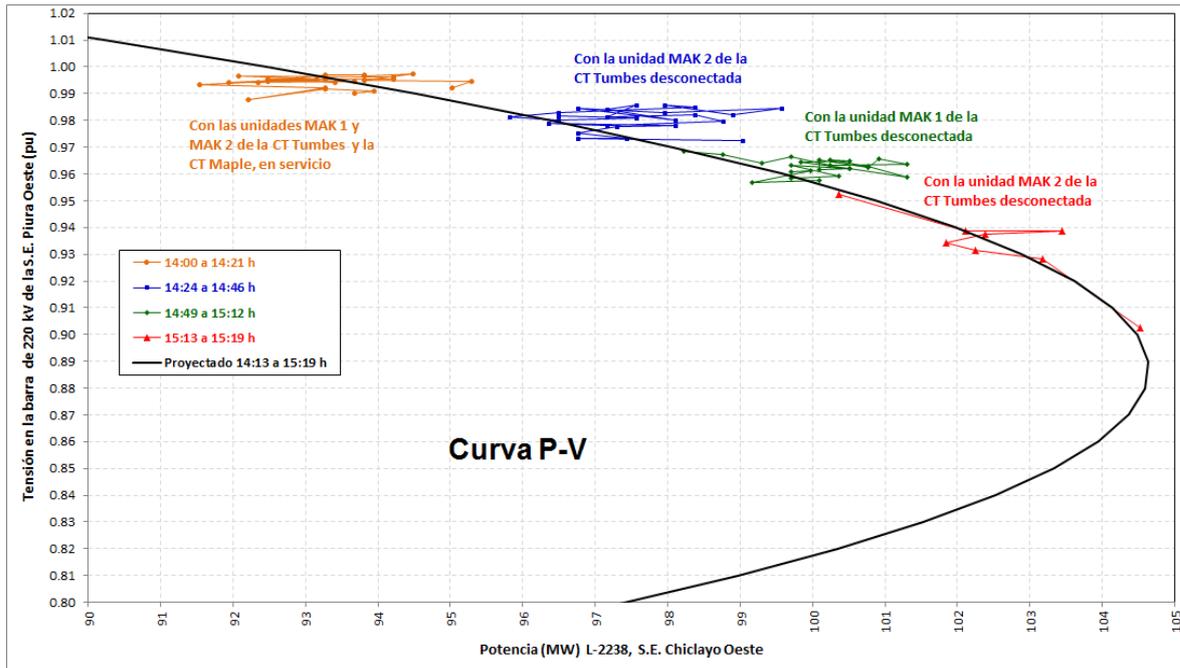


Figura 4.3 Curva PV de la SE Piura Oeste (Fuente: COES SINAC [33])

Asimismo, en el numeral 6.5 del Informe Técnico del COES SINAC [33] se realiza el análisis de la desconexión de la línea L-6657A (Piura Oeste – Los Ejidos) de 60 kV, la cual se produjo por la actuación de su protección de distancia. Sin embargo, la actuación de la protección de distancia en zona 3 se produjo sin que se registrara alguna falla en la línea, por lo cual se concluye que la desconexión de la línea L-6657 fue originada por la disminución de tensión registrada en dicha área.

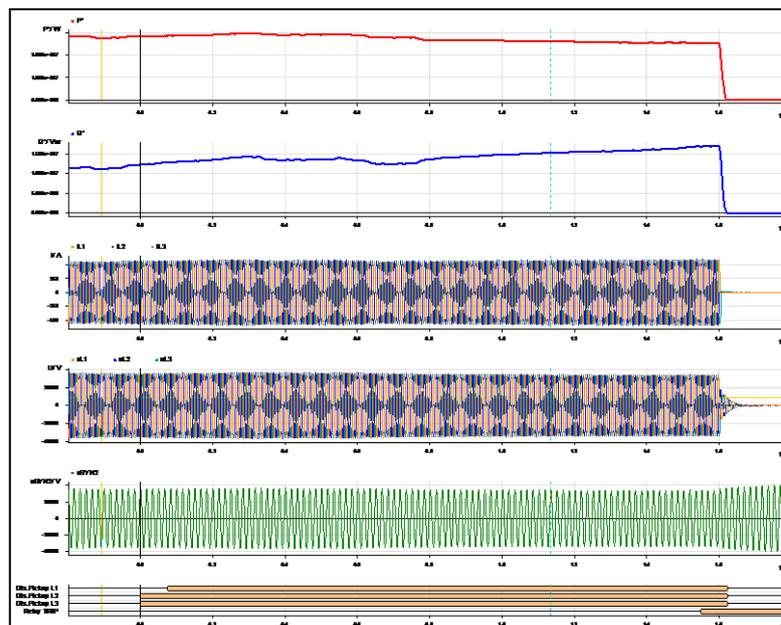


Figura 4.4 Registro oscilográfico del relé Siemens modelo 7SA611 de la línea L-6657 A, S.E. Piura Oeste (Fuente: COES SINAC [33])

| | | | |
|-------|------------------------------------|-----------|-------------------------|
| 00301 | Power System fault | 368 - ON | 02.05.2014 15:19:11.742 |
| 00302 | Fault Event | 385 - ON | 02.05.2014 15:19:11.742 |
| 03691 | Distance Pickup L23 | ON | 0 ms |
| 03705 | Distance Loop L23 selected forward | ON | 0 ms |
| 04164 | Power Swing detected | OFF | 50 ms |
| 04168 | Power Swing detected in L2 | OFF | 50 ms |
| 04169 | Power Swing detected in L3 | OFF | 50 ms |
| 03693 | Distance Pickup L123 | ON | 75 ms |
| 03704 | Distance Loop L12 selected forward | ON | 75 ms |
| 03706 | Distance Loop L31 selected forward | ON | 75 ms |
| 03805 | Distance TRIP command Phases L123 | ON | 1550 ms |
| 00536 | Relay Definitive TRIP | ON | 1550 ms |
| 00533 | Primary fault current IL1 | 0.42 kA | 1553 ms |
| 00534 | Primary fault current IL2 | 0.43 kA | 1553 ms |
| 00535 | Primary fault current IL3 | 0.42 kA | 1553 ms |
| 03671 | Distance PICKED UP | OFF | 1623 ms |
| 03704 | Distance Loop L12 selected forward | OFF | 1623 ms |
| 03705 | Distance Loop L23 selected forward | OFF | 1623 ms |
| 03706 | Distance Loop L31 selected forward | OFF | 1623 ms |
| 01127 | Fault Locator Loop L2L3 | ON | 1532 ms |
| 01117 | Flt Locator: secondary RESISTANCE | 31.69 Ohm | 1532 ms |
| 01118 | Flt Locator: secondary REACTANCE | 21.55 Ohm | 1532 ms |
| 01114 | Flt Locator: primary RESISTANCE | 47.51 Ohm | 1532 ms |
| 01115 | Flt Locator: primary REACTANCE | 32.31 Ohm | 1532 ms |
| 01119 | Flt Locator: Distance to fault | 57.9 km | 1532 ms |
| 01120 | Flt Locator: Distance [%] to fault | 536.4 % | 1532 ms |

Figura 4.5 Señalizaciones del relé Siemens modelo 7SA611 de la línea L-6657 A, S.E. Piura Oeste (Fuente: COES SINAC [33])

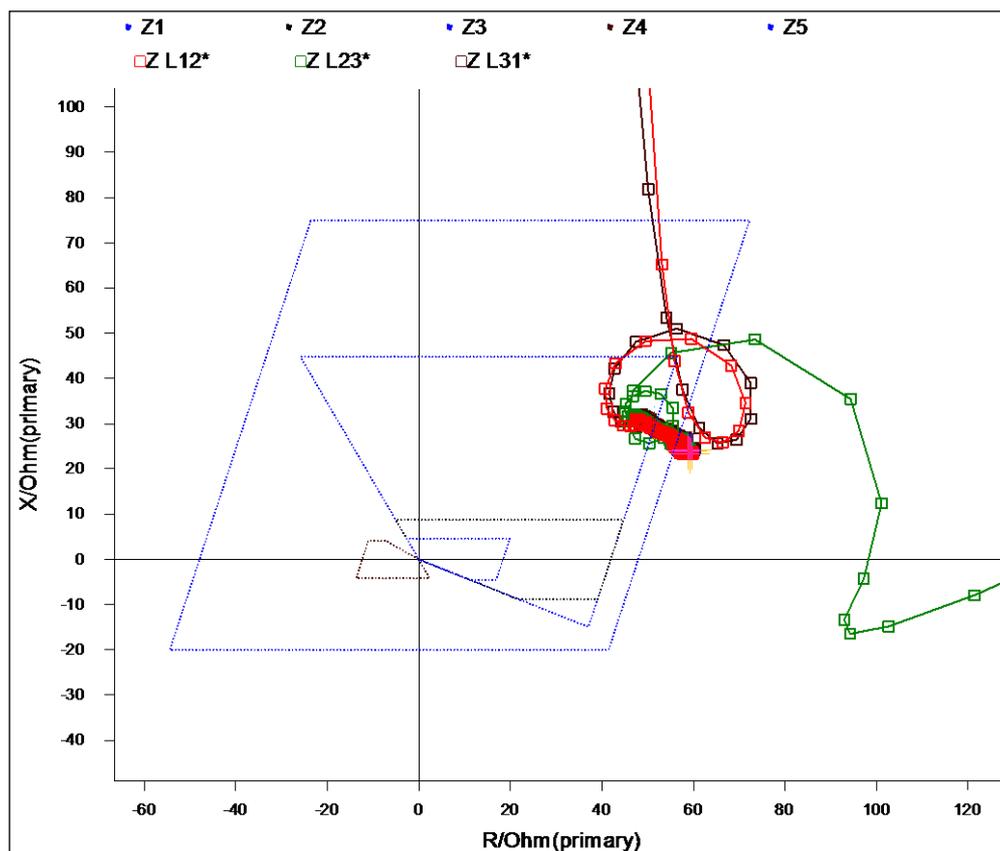


Figura 4.6 Diagrama de impedancia L-6657 (Fuente: COES SINAC [33])

Como conclusiones finales, el Informe Técnico del COES SINAC [33] indica que la desconexión de la línea L-6657 se produjo por la activación de la protección de distancia en zona 3 debido a la pérdida de estabilidad de voltaje registrada en la SE Piura Oeste.

Asimismo, pérdida de estabilidad de voltaje en las subestaciones eléctricas Chiclayo Oeste, Piura Oeste, Talara y Zorritos se produjo como consecuencia de eventos sucesivos de desconexión de generación, mayor demanda respecto a la proyectada y al desconocimiento de la distancia al punto de colapso de voltaje.

Esto último mencionado en el numeral 8.2 del Informe Técnico del COES SINAC [33] nos evidencia la necesidad que presenta el COES SINAC de conocer la distancia al escenario de colapso de voltaje en tiempo real, lo cual se pasará a analizar en la siguiente sección.

4.3 Reconstrucción del evento considerando un IEV

En el Anexo C se presentan los datos SCADA del COES SINAC, los cuales han sido la base para la reconstrucción de cinco escenarios en el software DIgSILENT. La base de datos usada para esta elaboración es el caso DIgSILENT publicado en el Programa Diario de Mantenimientos del día 02 de mayo de 2014 [34].

En el caso DIgSILENT, se procedió a reconstruir los escenarios descritos en la Tabla 4.1:

Tabla 4.1 Escenarios operativos para análisis

| Nombre del escenario | Descripción |
|----------------------|---|
| 14:15 h | En servicio las unidades MAK1 y MAK2 de la CT Tumbes y la CT Maple |
| 14:23 h | En servicio las unidades MAK1 de la CT Tumbes y la CT Maple. Unidad MAK2 de la CT Tumbes fuera de servicio. |
| 14:49 h | En servicio la CT Maple. Fuera de servicio la CT Tumbes |
| 14:54 h | Fuera de servicio las CCTT Maple y Tumbes |
| 15:19 h | Escenario previo al colapso de voltaje |

Asimismo, se procedió a someter a cada escenario al análisis del índice de estabilidad de voltaje. La forma de cálculo con la que se procedió fue la siguiente:

1. Obtener la generación y/o demanda en cada barra, así como valores de tensión y ángulo.
2. Realizar los cálculos del thevenin equivalente para cada barra.
3. Realizar los cálculos del máximo de carga tolerable.

Los siguientes diagramas unifilares describen los resultados de las reconstrucciones realizadas en el software DIgSILENT:

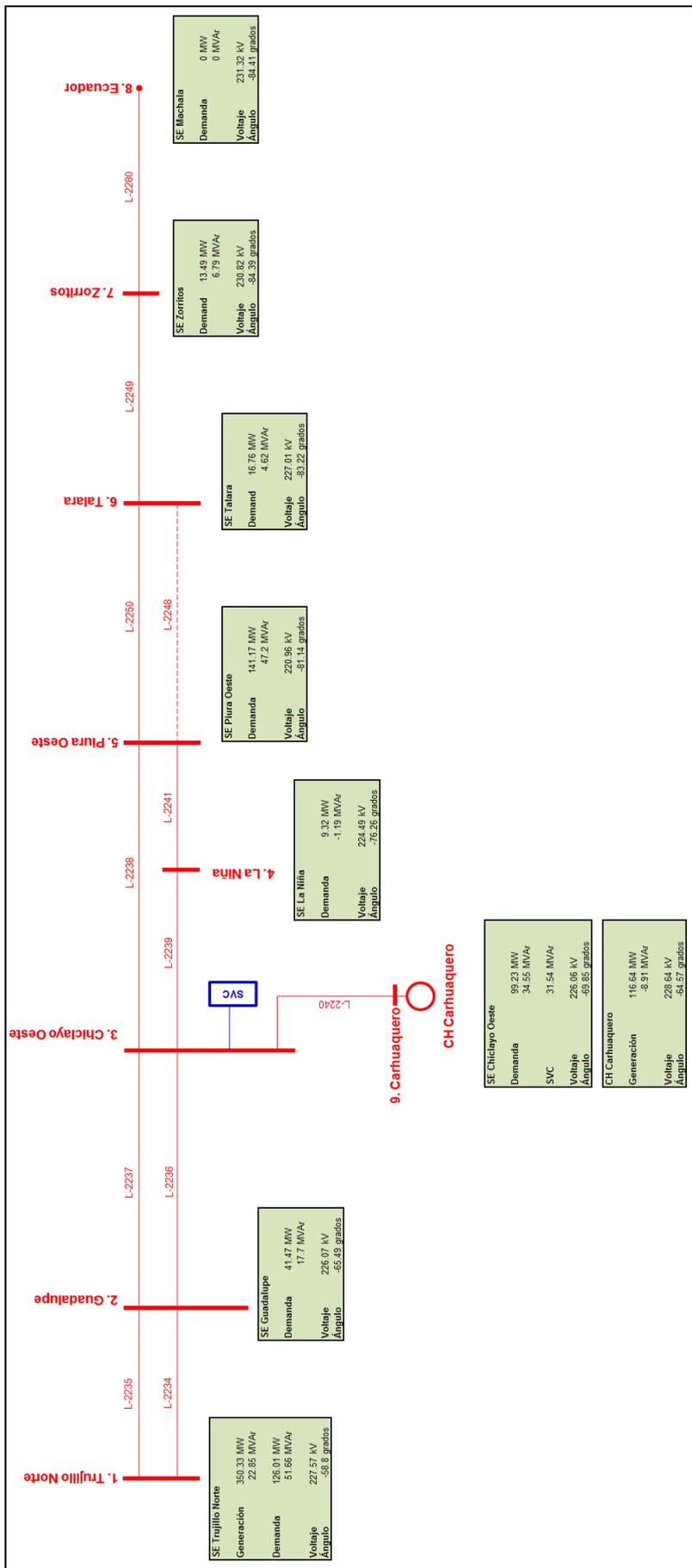


Figura 4.7 Resultado de la reconstrucción del escenario operativo de las 14:15 h

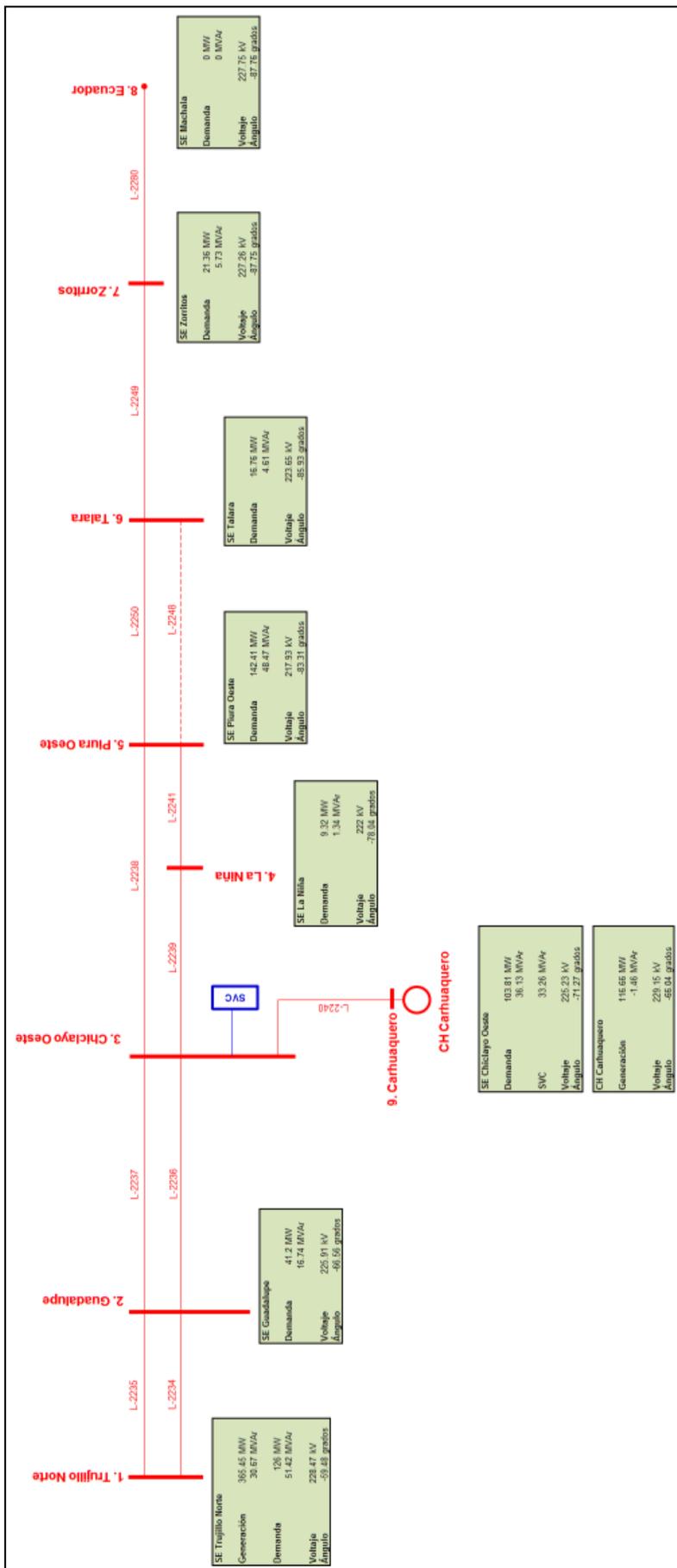


Figura 4.8 Resultado de la reconstrucción del escenario operativo de las 14:23 h

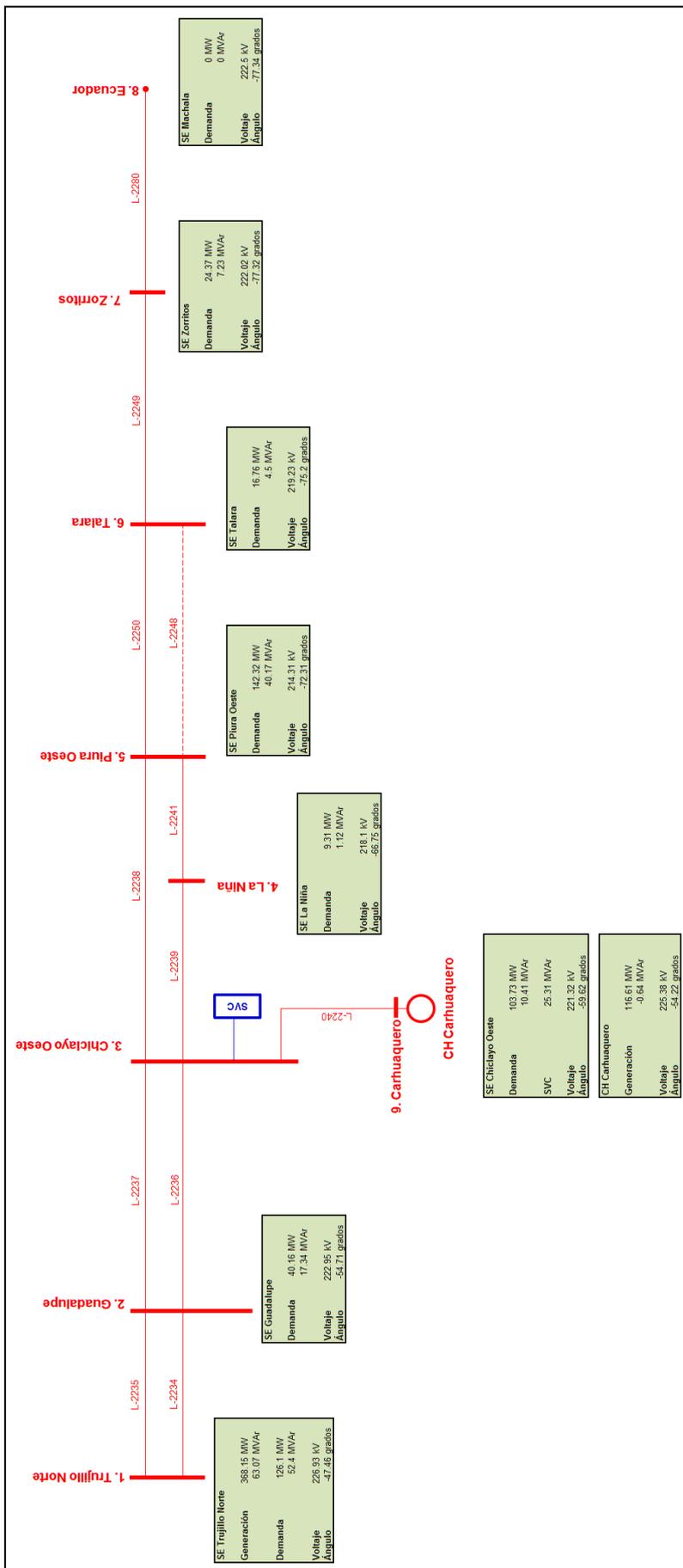


Figura 4.9 Resultado de la reconstrucción del escenario operativo de las 14:49 h

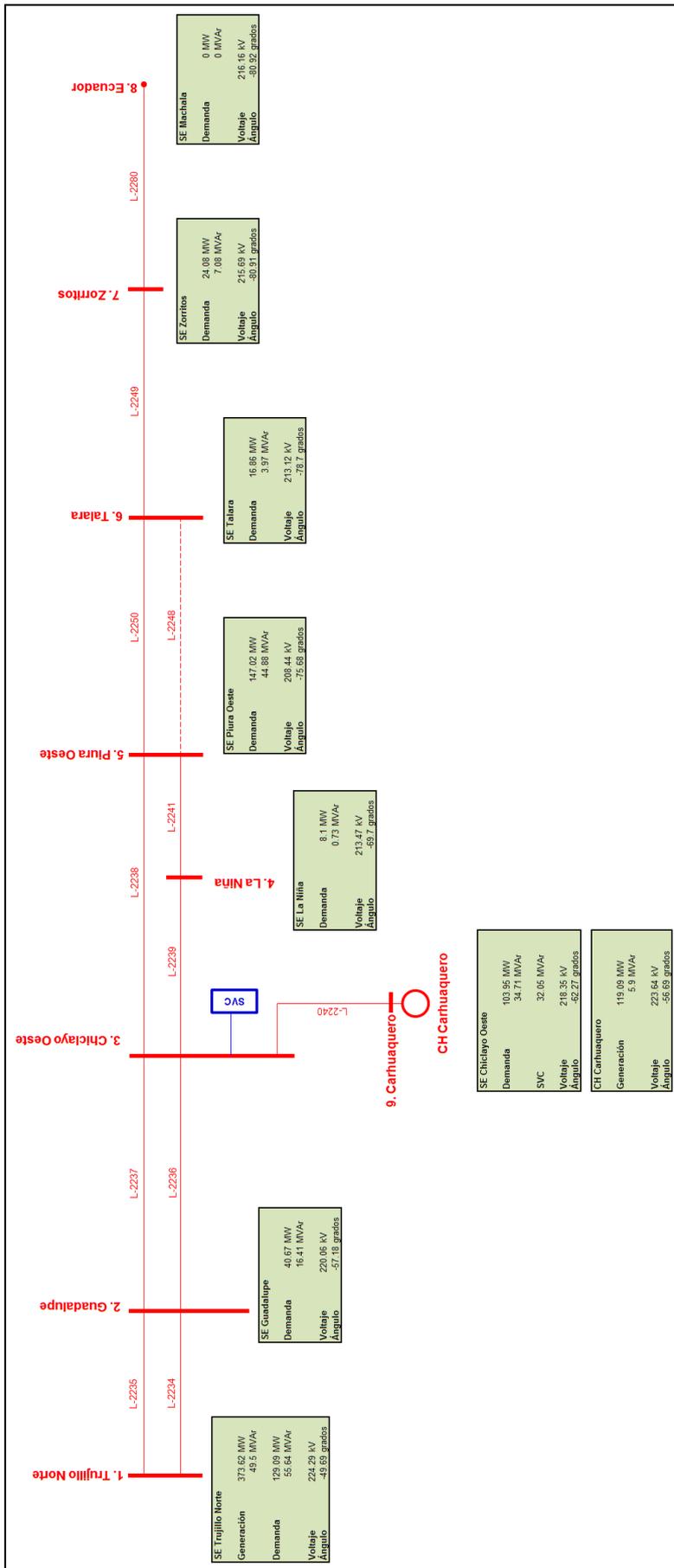


Figura 4.10 Resultado de la reconstrucción del escenario operativo de las 14:54 h

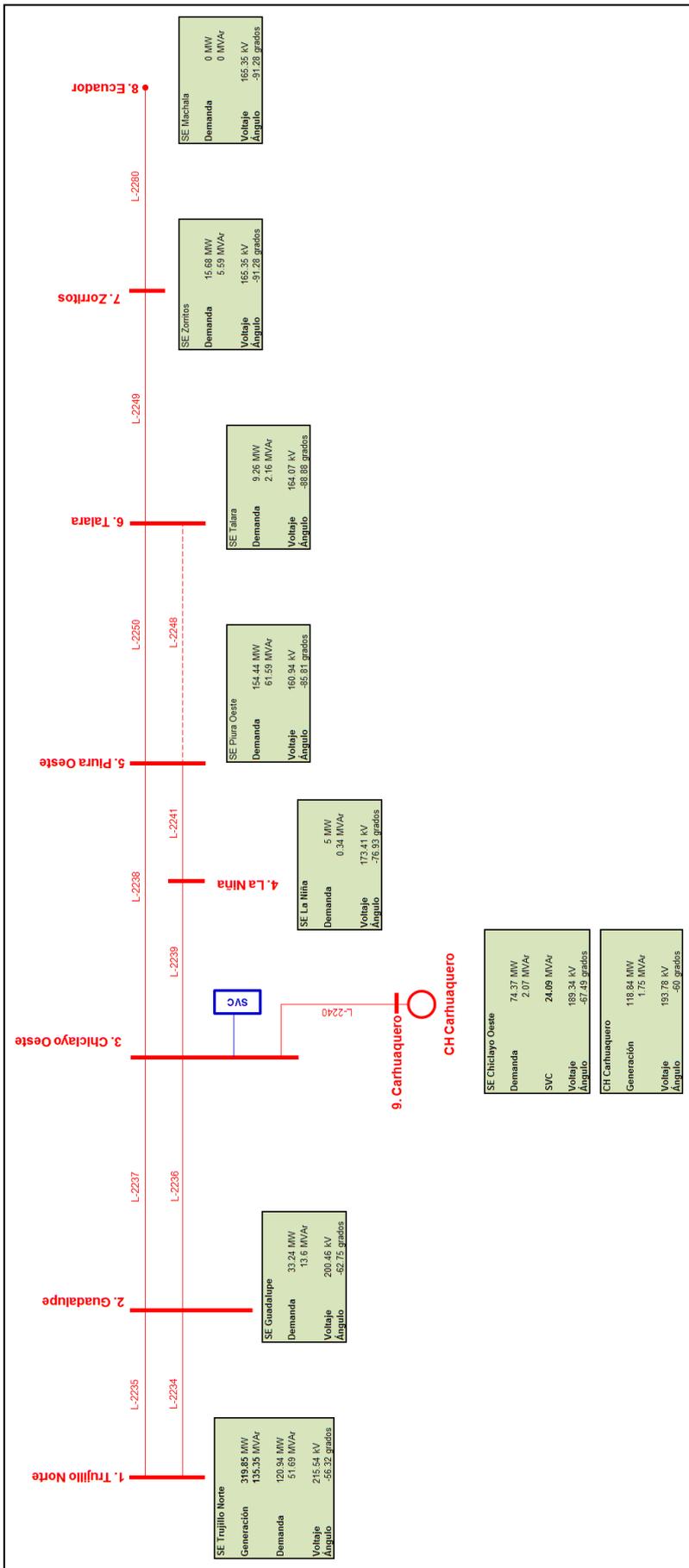


Figura 4.11 Resultado de la reconstrucción del escenario operativo de las 15:19 h

4.4 Cálculo de resultados

Con la aplicación de la metodología propuesta, se obtuvieron los siguientes equivalentes Thevenin:

Tabla 4.2 Resultados de los thevenin equivalentes para cada escenario

| Descripción | 14:15 h | 14:23 h | 14:49 h | 14:54 h | 15:19 h |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|
| E _{th} (kV) | 243.2 | 241.0 | 251.7 | 269.7 | 270.1 |
| X _{th} (ohm) | 59.1 | 59.1 | 87.8 | 128.4 | 128.4 |
| Impedancia de la carga (SE Piura) (ohm) | 328.0 | 315.7 | 310.6 | 282.6 | 155.8 |
| Potencia activa (MW) | 141.2 | 142.4 | 142.3 | 147.0 | 154.4 |
| Potencia reactiva (MVA _r) | 47.2 | 48.5 | 40.2 | 44.9 | 61.6 |
| Potencia aparente (MVA) | 148.9 | 150.4 | 147.9 | 153.7 | 166.3 |
| Ángulo de la carga (grados) | 18.5 | 18.8 | 15.8 | 17.0 | 21.7 |

Aplicando lo desarrollado en el numeral 5.3 de la presente tesis, se obtuvieron los máximos transferibles en potencia activa, reactiva y aparente. Se muestran los resultados en la Tabla 4.3:

Tabla 4.3 Resultados de los máximos transferibles para cada escenario

| Descripción | 14:15 h | 14:23 h | 14:49 h | 14:54 h | 15:19 h |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|
| Potencia activa máxima (MW) | 451.2 | 440.7 | 318.3 | 234.0 | 213.9 |
| Potencia reactiva máxima (MVA _r) | 230.5 | 225.3 | 152.5 | 103.4 | 100.1 |
| Potencia aparente máxima (MVA) | 380.3 | 372.0 | 283.9 | 219.2 | 207.3 |

Con los resultados de los máximos transferibles para cada escenario, es posible definir cuantitativamente cuanto se encuentra transmitiendo con respecto a lo máximo posible, de acuerdo a las fórmulas (4.6), (4.7) y (4.8):

$$\%P = \frac{P_{transmitida}}{P_{m\acute{a}ximo\ transferible}} \quad (4.6)$$

$$\%Q = \frac{Q_{transmitida}}{Q_{m\acute{a}ximo\ transferible}} \quad (4.7)$$

$$\%S = \frac{S_{transmitida}}{S_{m\acute{a}ximo\ transferible}} \quad (4.8)$$

Luego de comparar la potencia activa, reactiva y aparente de cada escenario en la SE Piura Oeste, respecto al máximo transferible, se obtuvieron los siguientes índices:

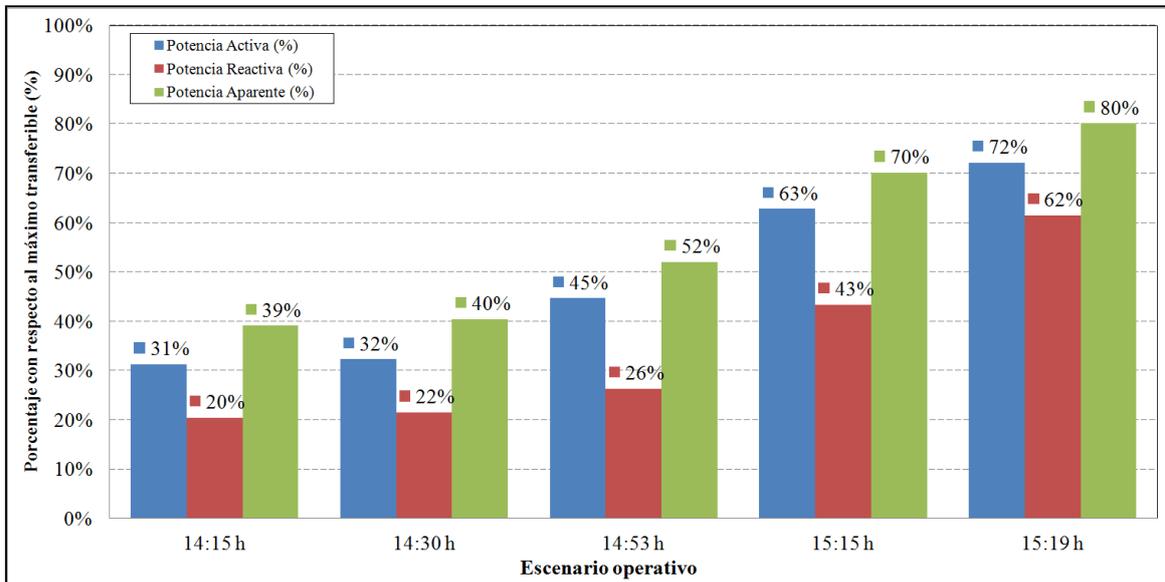


Figura 4.12 Comparación de cada escenario con su máximo transferible

Para evaluar el comportamiento del Índice de Estabilidad de Voltaje (IEV) en tiempo real, sería adecuado que los operadores del CCO-COES observaran el IEV como el margen de capacidad de transferencia de energía disponible, que se ha definido de acuerdo a la fórmula (4.9):

$$IEV = \text{Min} \left\{ \begin{array}{l} 1 - \frac{P_{\text{transmitida}}}{P_{\text{máximo transferible}}} \\ 1 - \frac{Q_{\text{transmitida}}}{Q_{\text{máximo transferible}}} \\ 1 - \frac{S_{\text{transmitida}}}{S_{\text{máximo transferible}}} \end{array} \right\} \quad (4.9)$$

Al proceder a graficar la evolución del voltaje en la SE Piura Oeste con su respectivo Índice de Estabilidad de Voltaje, se obtuvo la Figura 4.13:

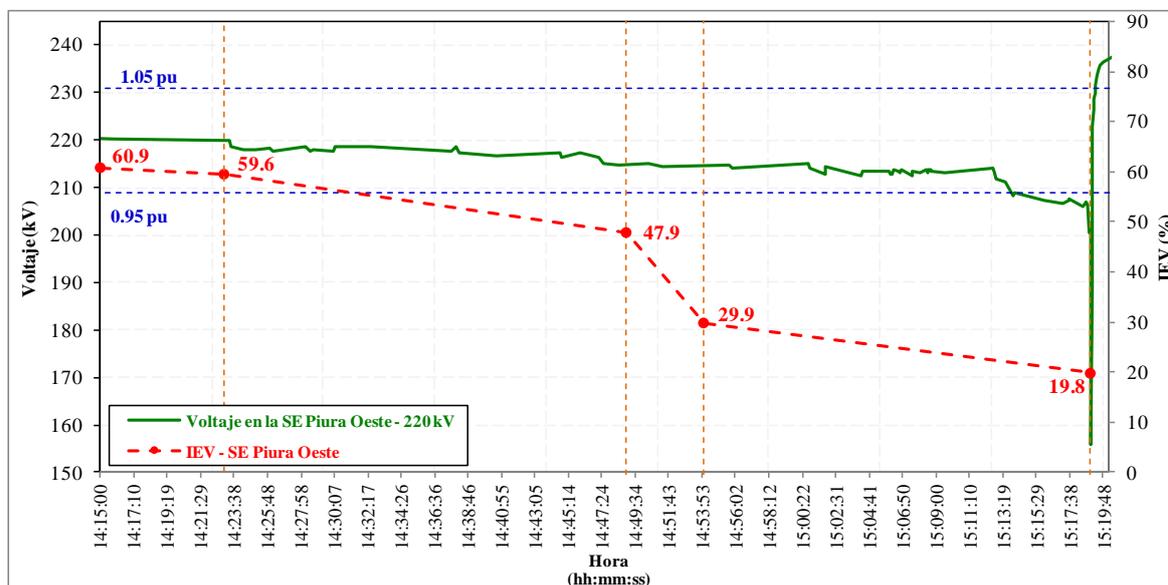


Figura 4.13 Voltaje en la SE Piura Oeste 220 kV y evolución del IEV

Asimismo, para complementar el presente análisis, es necesario considerar la disponibilidad de generar reactivos en el área Norte del SEIN para estos escenarios, los cuales se puede observar mediante la matriz QMAX que se muestra a continuación, donde “1” indica la capacidad de regular el voltaje en dicha barra y “0” lo contrario.

Tabla 4.4 Indicadores de máxima capacidad de reactivos por barra

| Subestación | 14:15 h | 14:23 h | 14:49 h | 14:54 h | 15:19 h |
|-------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1. Trujillo Norte | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2. Guadalupe | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3. Chiclayo Oeste | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 4. La Niña | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 Piura Oeste | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 Talara | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7. Zorritos | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8. Machala | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9. Carhuaquero | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 |

4.5 Análisis de los resultados

De los cálculos obtenidos, se aprecia que luego de las 14:49 h, el Índice de Estabilidad de Voltaje de la SE Piura Oeste presenta una caída gradual en un lapso de 30 minutos, hasta las 15:19 h.

Estos datos son corroborados con la matriz QMAX, la cual refleja que para los escenarios luego de las 15:54 h, el área Norte del SEIN perdió el aporte de potencia reactiva en la CH Carhuaquero y del SVC de la SE Chiclayo Oeste, debido a que estos equipos alcanzaron el máximo de su capacidad.

Como resultados principales podemos concluir que se ha desarrollado satisfactoriamente la metodología para calcular el índice de estabilidad de voltaje en tiempo real basado en mediciones de sincrofasores. Esta herramienta para tiempo real incluye un resultado opcional que es la matriz de capacidad de reactivos.

Con estas herramientas, se ha evidenciado que si era posible prever el estado de inestabilidad de voltaje con un adecuado margen de tiempo (de alrededor de 30 minutos). Los resultados de la metodología propuesta nos ha evidenciado que si es posible monitorear la estabilidad de voltaje en tiempo real, con la posibilidad de minimizar o evitar los colapsos de voltaje de tiempos largos.

CONCLUSIONES

- 1) En el presente trabajo se ha elaborado una metodología para calcular un índice de estabilidad de voltaje en tiempo real que es aplicable al Centro de Coordinación del COES SINAC.
- 2) El Centro de Coordinación del COES SINAC requiere de un sistema que monitoree el grado de estabilidad de voltaje en tiempo real debido a que se han registrado escenarios con falta de reserva de potencia reactiva en áreas operativas del SEIN, ya sea en situación de falla o mantenimientos.
- 3) Se han estudiado métodos para calcular el grado de estabilidad de voltaje, entre ellos se encuentran los que se basan en Flujos de Potencia y en el Dominio del Tiempo, así como los denominados métodos de Índice Directo. De estos tres grupos, debido a que el modelo de red que utiliza solo requiere los parámetros necesarios para el cálculo de Flujo de Potencia y porque su tiempo de cálculo es del orden de los segundos, se concluye que los métodos basados en Flujos de Potencia son los más adecuados para el monitoreo en tiempo real de la estabilidad de voltaje.
- 4) Se ha evidenciado que los métodos para el monitoreo de la estabilidad de voltaje en tiempo real basados en Flujo de Potencia requieren de mediciones angulares de corrientes y voltajes para que su proceso de cálculo sea preciso. La única tecnología que ha resuelto este requerimiento son los sincrofasores y los sistemas de supervisión WAMS, por lo cual ésta fue usada como base para la metodología propuesta.
- 5) Es factible implementar un sistema para la supervisión de la estabilidad de voltaje en tiempo real por medio de un sistema WAMS y del módulo EMS en el Centro de Coordinación del COES SINAC. La implementación del sistema WAMS requerirá de la instalación de veinticinco puntos de medición fasorial en el SEIN, de los cuales ocho ya cuentan con módulos GPS y canales de comunicación. Asimismo, gracias al proceso de actualización del sistema SCADA del COES SINAC, se dispone del software de procesamiento de mediciones fasoriales SIGUARD. Se calculó que el tiempo de retorno de instalación del resto de equipamiento es de aproximadamente dos años

- 6) Se ha verificado las ventajas de implementar el método de supervisión de la estabilidad de voltaje en tiempo real en el Centro de Coordinación del COES SINAC mediante el análisis y reconstrucción de un evento de inestabilidad de voltaje en la zona Norte del Perú, ocurrido el 02/05/2014 a las 15:19 h. De los resultados obtenidos, se concluye que de haberse contado con el sistema de supervisión y la metodología propuesta, se hubiese minimizado o inclusive evitado el proceso de colapso de voltaje de la zona de Piura Oeste.

Con estos resultados es posible concluir que con haber implementado la metodología propuesta, el Centro de Coordinación del COES SINAC habría conseguido una herramienta de tiempo real con la cual podría mitigar eventos de inestabilidad de voltaje de larga duración.

ANEXO A
SECUENCIA CRONOLÓGICA DE EVENTOS DEL EVENTO DEL 02.05.2014

A.1. Secuencia cronológica de eventos del evento del 02.05.2014

| Hora | S.E. / C.C. | Descripción |
|-------|---------------------|--|
| 13:43 | CCO-COES | Coordinó con el CC-ELP ¹ orden de parada de la C.T. Tumbes. |
| 14:23 | Tumbes | Se desconectó la unidad MAK 2 de la C.T. Tumbes. |
| 14:46 | Tumbes | Se desconectó la unidad MAK 1 de la C.T. Tumbes. |
| 14:49 | CC-EEP ² | Indicó al CCO-COES que tenía tensión baja en la S.E. Talara y solicitó regular la tensión. |
| 14:50 | CCO-COES | Coordinó con el CC-REP subir un tap del transformador T20-21 de 220/13,2 kV de la S.E. Talara. Se encontraba en el tap 10. |
| 14:51 | CCO-EEP | Indicó al CCO-COES que la tensión había subido de 13,02 kV a 13,28 kV. |
| 14:54 | Maple | Desconexión de la C.T. Maple. |
| 15:14 | CC-EEP | Indicó al CCO-COES que la tensión en la S.E. Talara 13,20 kV se encontraba en 12,90 kV. |
| 15:15 | CC-ENO | Solicitó al CCO-COES mejorar el nivel de tensión en la S.E. Piura Oeste. |
| 15:16 | CCO-COES | Coordinó con el CC-REP ³ subir un tap del transformador T20-21 de la S.E. Talara. |
| 15:18 | CCO-COES | Consultó al CC-EEP sobre la tensión en la S.E. Talara. La empresa EEPSA indicó que la tensión se encontraba en 12,93 kV. |
| 15:18 | CCO-COES | Coordinó con el CC-REP subir un tap más del transformador T20-21 de la S.E. Talara. |
| 15:19 | CC-EEP | Indicó al CCO-COES que la tensión había disminuido a 10,49 kV (en la barra de 13,20 kV). |
| 15:19 | Piura Oeste | Desconexión de la línea L-6657 (Piura Oeste - Chulucanas) de 60 kV por actuación de su protección de distancia (21). |
| 15:19 | Curumuy | Desconexión de la C.H. Curumuy. |
| 15:19 | Poechos 1 | Desconexión de la C.H. Poechos 1. |
| 15:19 | Poechos 1 | Desconexión de la C.H. Poechos 2. |
| 15:19 | CCO-COES | Coordinó con el CC-REP bajar dos taps con el autotransformador de Trujillo Nueva. |

¹ CC-ELP: Centro de Control de ELECTROPERÚ

² CC-EEP: Centro de Control de EEPSA

³ CC-REP: Centro de Control de REP

ANEXO B
DESARROLLO DE LA ECUACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL THEVENIN
EQUIVALENTE

B.1. Desarrollo de la ecuación para el cálculo del Thevenin equivalente

Sea un sistema de potencia en general donde tiene barras de carga, de transmisión y de generación; identificadas con las iniciales L,T y G respectivamente. Para dicho sistema de potencia la siguiente igualdad matricial lo describe:

$$\begin{bmatrix} i_L \\ i_T \\ i_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{LL} & Y_{LT} & Y_{LG} \\ Y_{TL} & Y_{TT} & Y_{TG} \\ Y_{GL} & Y_{GT} & Y_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_L \\ v_T \\ v_G \end{bmatrix} \quad (\text{B.1})$$

De la igualdad (B.1) se puede obtener las siguientes ecuaciones:

$$i_L = Y_{LL}v_L + Y_{LT}v_T + Y_{LG}v_G \quad (\text{B.2})$$

$$i_T = Y_{TL}v_L + Y_{TT}v_T + Y_{TG}v_G \quad (\text{B.3})$$

De la ecuación (B.2) podemos obtener el valor de v_T :

$$v_T = Y_{TT}^{-1} i_T - Y_{TT}^{-1}Y_{TL} v_L - Y_{TT}^{-1}Y_{TG} v_G \quad (\text{B.4})$$

Luego, reemplazando valor de v_T en la ecuación (19) se obtiene la siguiente ecuación

$$i_L = [Y_{LL} - Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TL}] v_L - [Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TG} - Y_{LG}] v_G + Y_{LT}Y_{TT}^{-1}i_T \quad (\text{B.5})$$

Ahora, en este punto es adecuado considerar que el i_T es un arreglo de valores iguales a cero, debido a que en una subestación de transmisión no existe ninguna inyección o retiro de corriente, sino que ésta simplemente está de paso, por lo cual:

$$i_L = [Y_{LL} - Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TL}] v_L - [Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TG} - Y_{LG}] v_G \quad (\text{B.6})$$

Ahora, sea:

$$Z_{LL}^{-1} = [Y_{LL} - Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TL}] \quad (\text{B.7})$$

Reemplazamos en la ecuación de i_L

$$i_L = Z_{LL}^{-1} v_L - [Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TG} - Y_{LG}] v_G \quad (\text{B.8})$$

De la cual, despejando v_L :

$$v_L = Z_{LL}[Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TG} - Y_{LG}] v_G + Z_{LL} i_L \quad (\text{B.9})$$

Con la finalidad de brindar una forma apreciable a esta última ecuación matricial, definimos la siguiente variable:

$$H_{LG} = Z_{LL}[Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TG} - Y_{LG}] \quad (\text{B.10})$$

Con lo cual obtenemos:

$$v_L = H_{LG} v_G + Z_{LL} i_L \quad (\text{B.11})$$

Hasta este punto, es adecuado mencionar que en esta última ecuación matricial podemos ver reflejada una ecuación que enlaza los puntos de generación con las barras de carga a través del efecto del sistema de transmisión. Para poder observar a detalle la relación entre las barras de generación y las barras de carga en una barra de análisis, se procede a desarrollar la ecuación matricial en sus componentes, siendo la barra en análisis la barra j :

$$v_{Lj} = \sum_{k=1}^M H_{LGjk} v_{Gk} + \sum_{u=1}^N Z_{LLju} i_{Lu} \quad (\text{B.12})$$

Sea que en la barra j se tenga una demanda con una potencia aparente S_{Lj} , será adecuado escribir que $i_{Lj} = \left(\frac{S_{Lj}}{v_{Lj}}\right)^*$; con lo cual la ecuación anterior quedaría expresada de la siguiente forma:

$$v_{Lj} = Z_{LLjj} \left(\frac{S_{Lj}}{v_{Lj}}\right)^* + \sum_{u=1; u \neq j}^N Z_{LLju} i_{Lu} + \sum_{k=1}^M H_{LGjk} v_{Gk} \quad (\text{B.13})$$

Ahora bien, sea que para la barra en análisis v_{Lj} se conoce su thevenin equivalente, el cual tiene por voltaje thevenin E_{th} y por impedancia thevenin Z_{th} . En dicho sistema equivalente, es coherente plantear las siguientes igualdades:

$$v_{Lj} = E_{th} - i_{Lj} Z_{th} \quad (\text{B.14})$$

$$v_{Lj} = E_{th} - \left(\frac{S_{Lj}}{v_{Lj}}\right)^* Z_{th} \quad (\text{B.15})$$

Por lo cual, con una comparación de factores, es posible identificar a E_{th} y a Z_{th} para la barra j :

$$E_{th} = \sum_{u=1; u \neq j}^N Z_{LLju} i_{Lu} + \sum_{k=1}^M H_{LGjk} v_{Gk} \quad (\text{B.16})$$

$$Z_{th} = Z_{LLjj} \quad (\text{B.17})$$

ANEXO C
DATOS SCADA DEL COES SINAC

C.1. DATOS SCADA del COES SINAC – Subestación Trujillo Norte

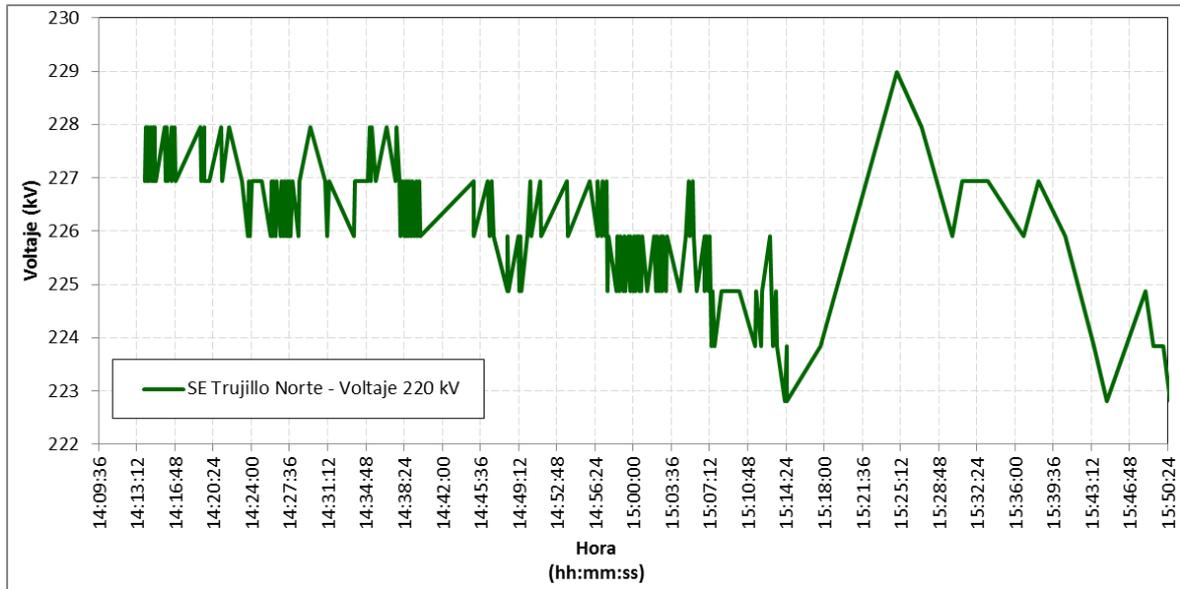


Figura C.1 Voltaje de la SE Trujillo Norte 220 kV (Fuente: SCADA COES SINAC)

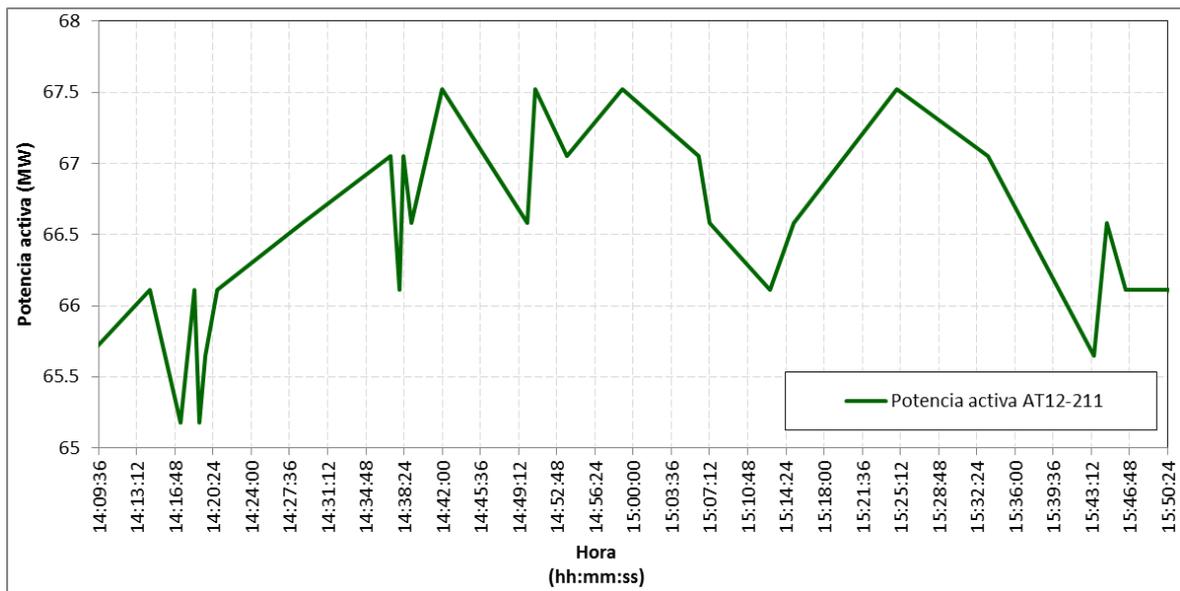


Figura C.2 Potencia activa del transformador AT12-211 (Fuente: SCADA COES SINAC)

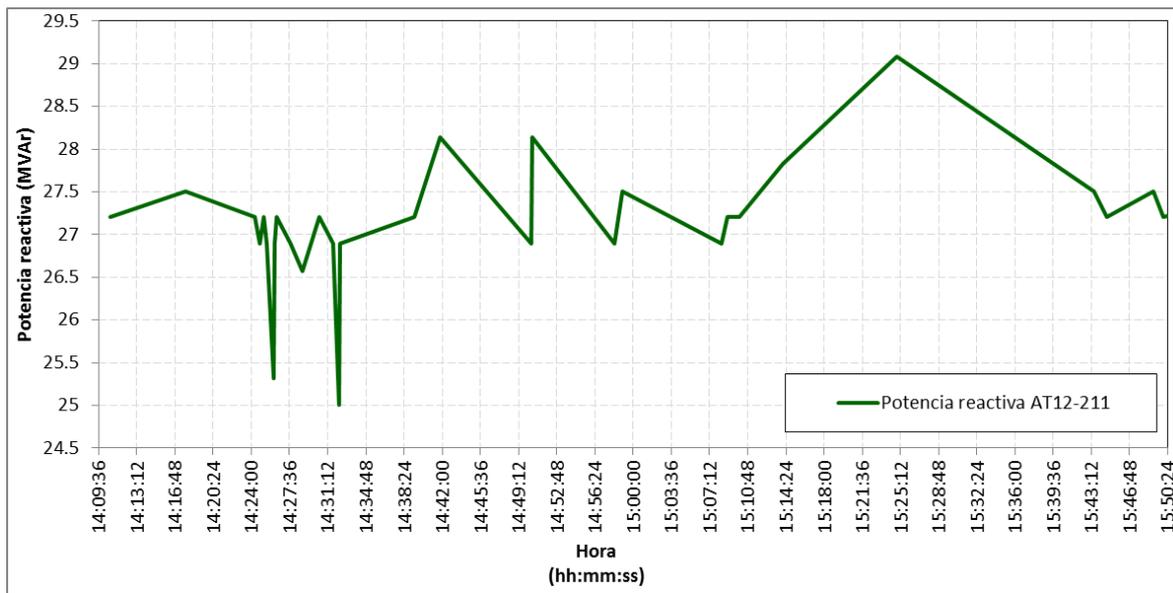


Figura C.2 Potencia reactiva del transformador AT12-211 (Fuente: SCADA COES SINAC)

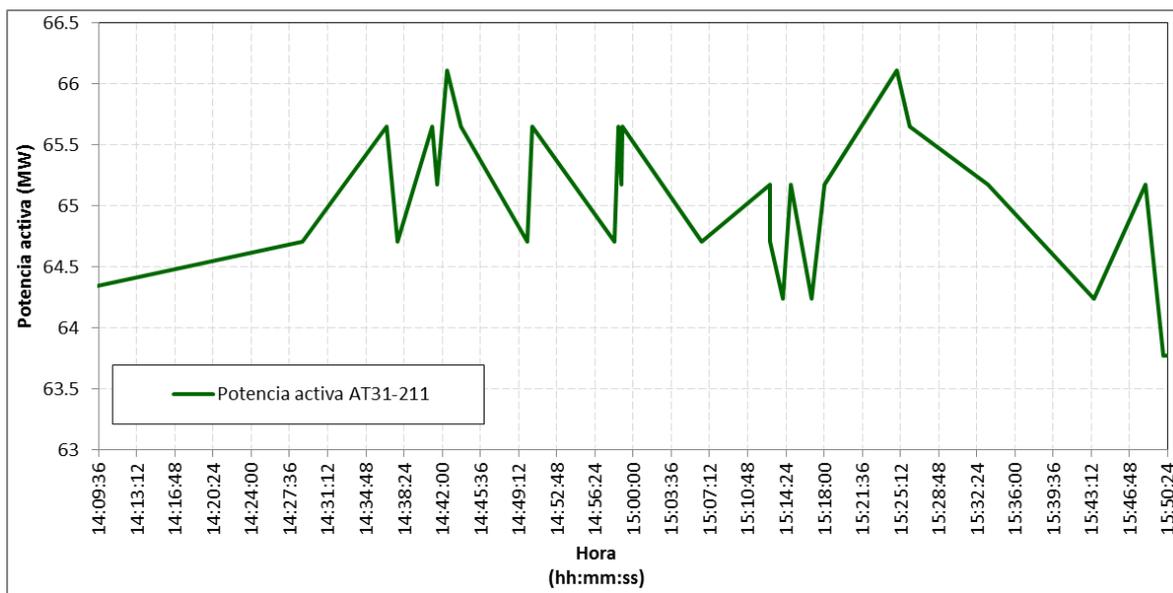


Figura C.3 Potencia activa del transformador AT31-211 (Fuente: SCADA COES SINAC)

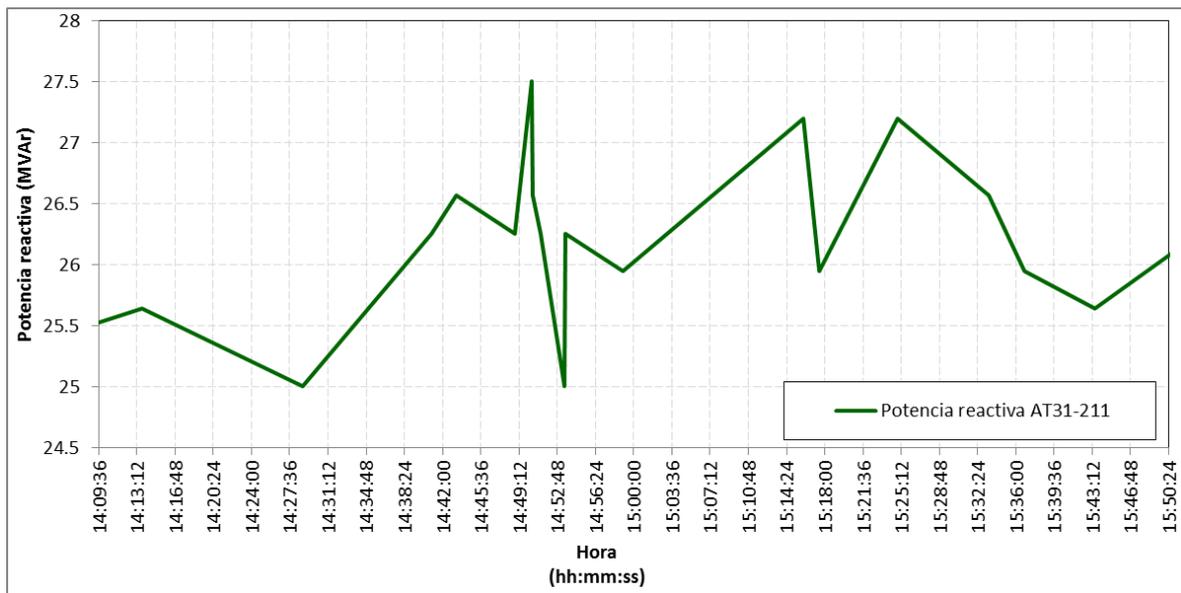


Figura C.4 Potencia reactiva del transformador AT31-211 (Fuente: SCADA COES SINAC)

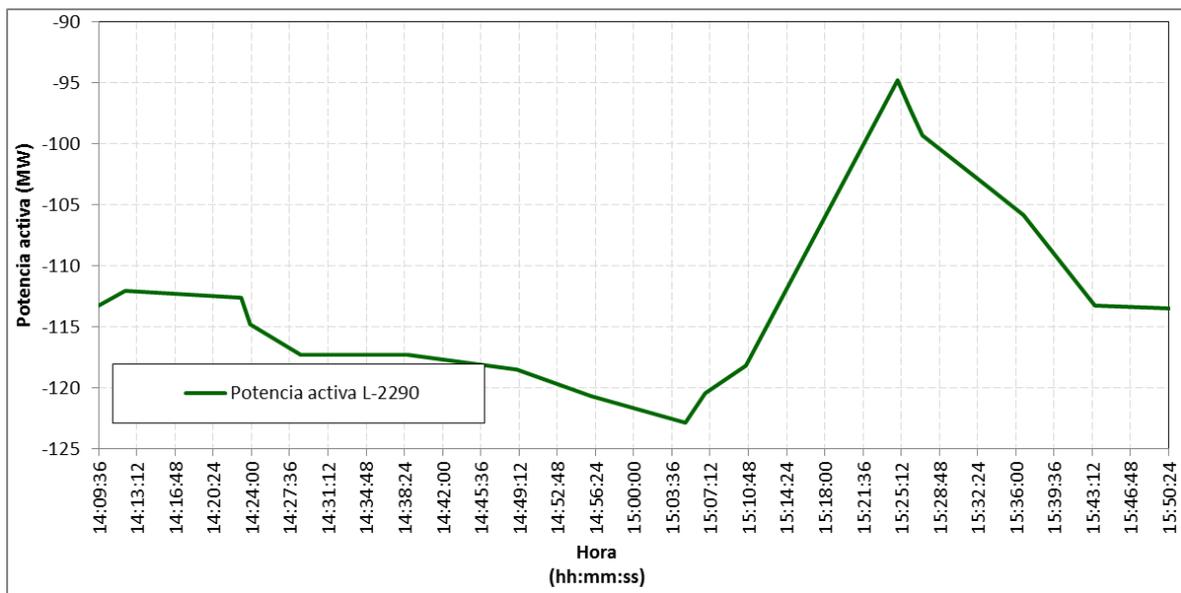


Figura C.5 Potencia activa de la línea L-2290 (Fuente: SCADA COES SINAC)

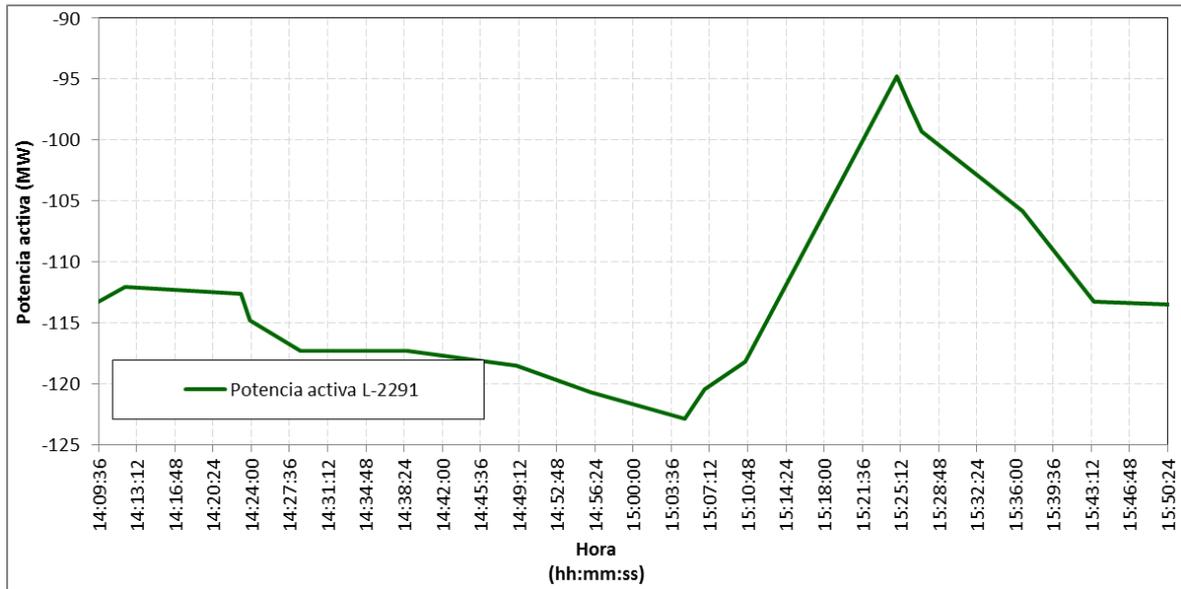


Figura C.6 Potencia activa de la línea L-2291 (Fuente: SCADA COES SINAC)

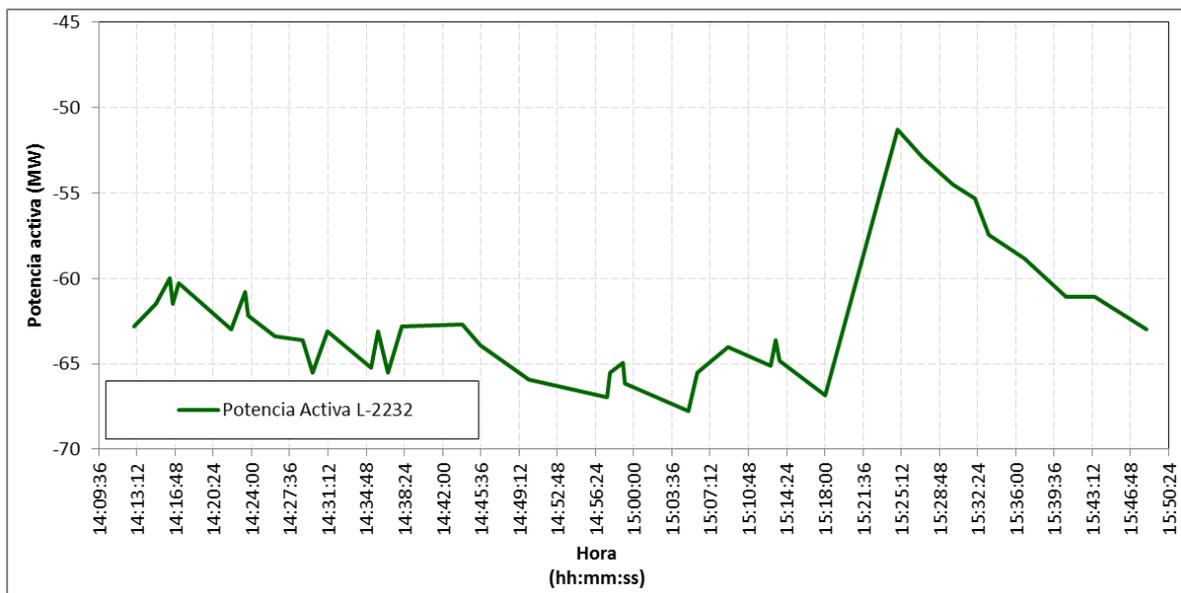


Figura C.7 Potencia activa de la línea L-2232 (Fuente: SCADA COES SINAC)

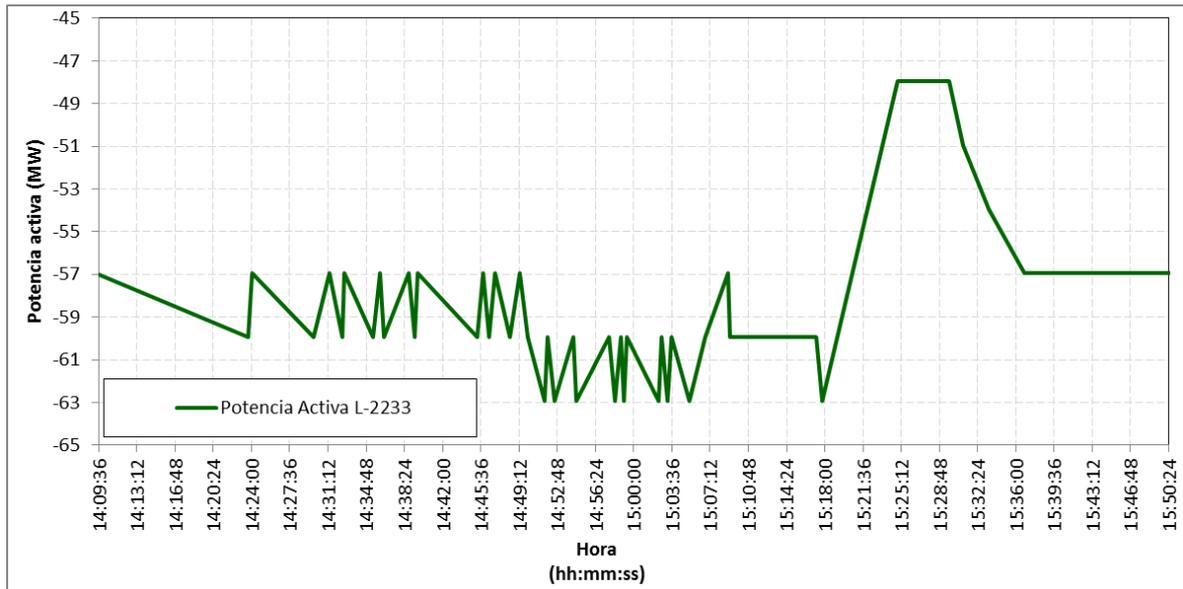


Figura C.7 Potencia activa de la línea L-2233 (Fuente: SCADA COES SINAC)

C.2. DATOS SCADA del COES SINAC – Subestación Chiclayo Oeste

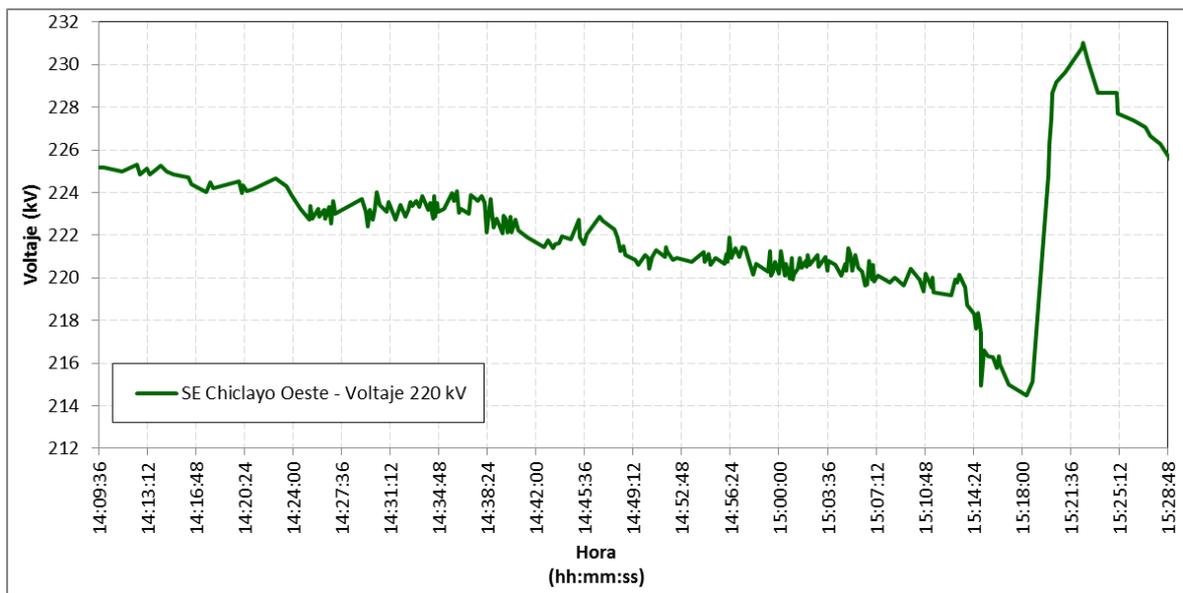


Figura C.8 Voltaje de la SE Chiclayo Oeste 220 kV (Fuente: SCADA COES SINAC)

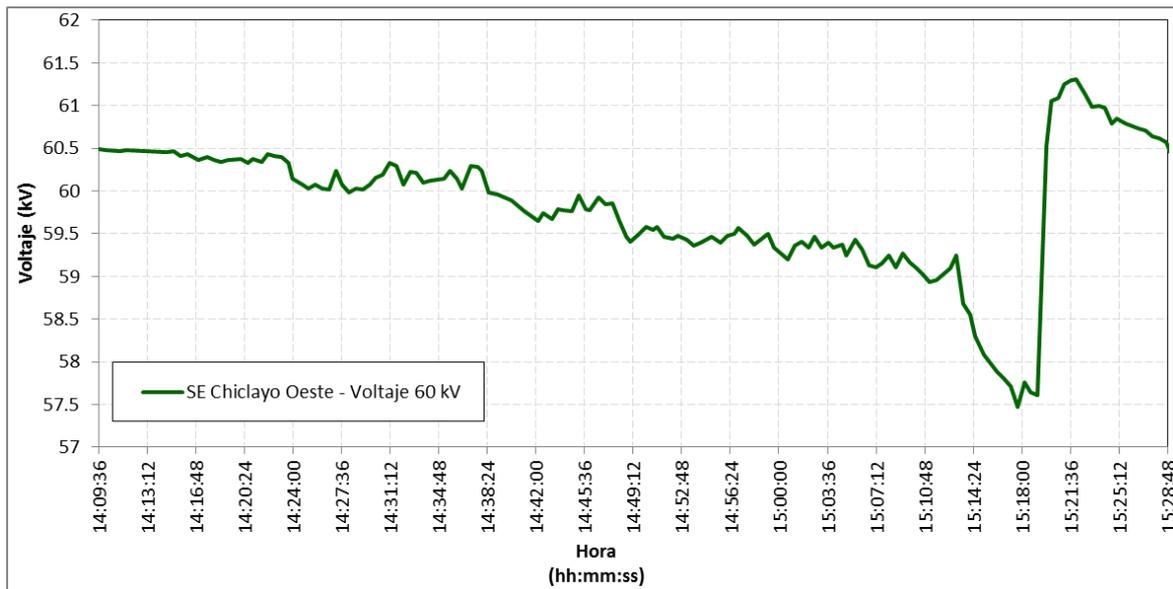


Figura C.9 Voltaje de la SE Chiclayo Oeste 60 kV (Fuente: SCADA COES SINAC)

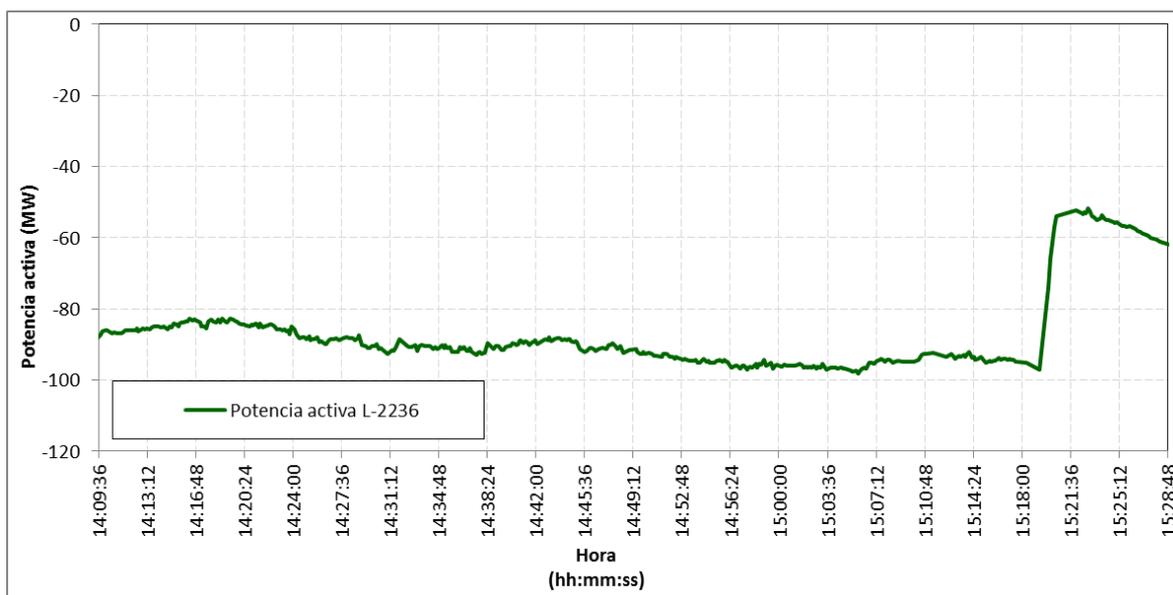


Figura C.10 Potencia activa del la línea L-2236 (Fuente: SCADA COES SINAC)

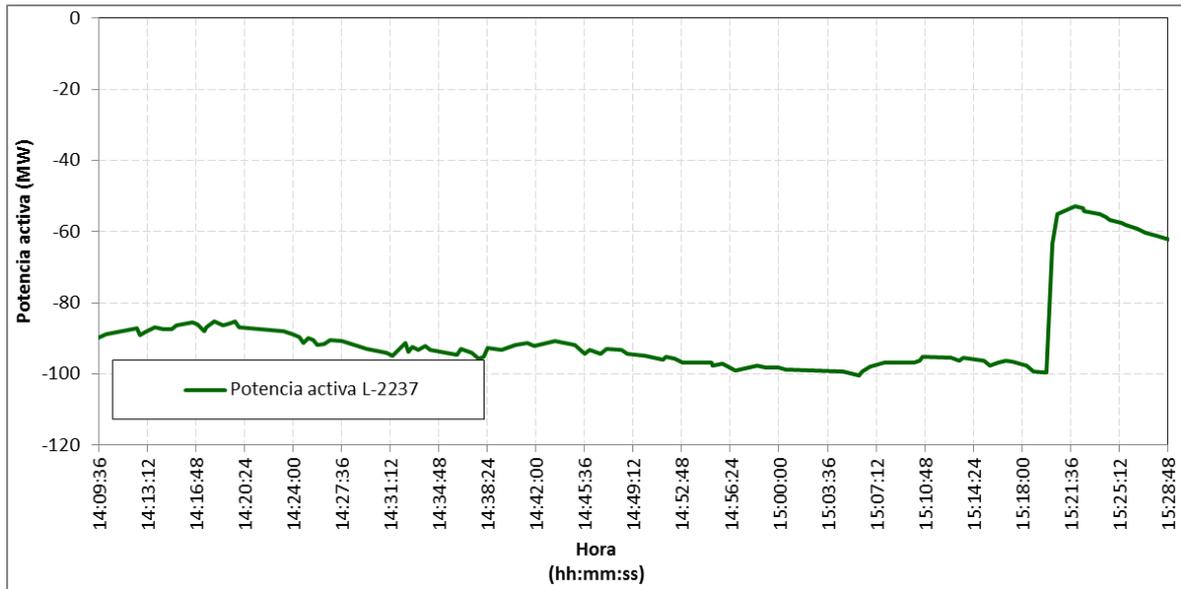


Figura C.11 Potencia activa del la línea L-2237 (Fuente: SCADA COES SINAC)

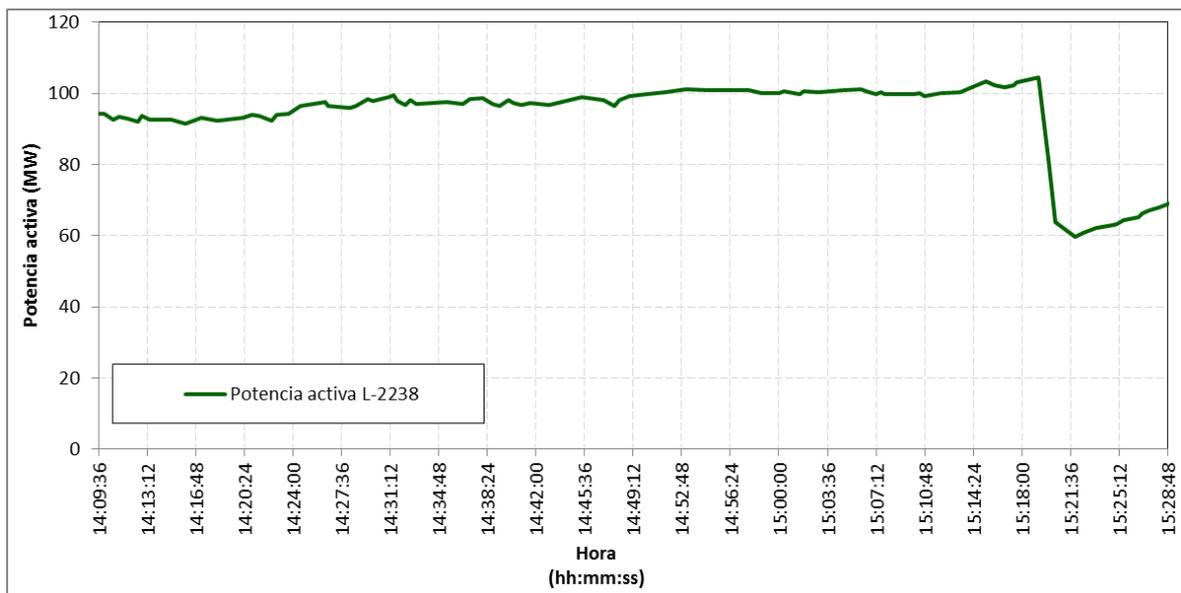


Figura C.12 Potencia activa del la línea L-2238 (Fuente: SCADA COES SINAC)

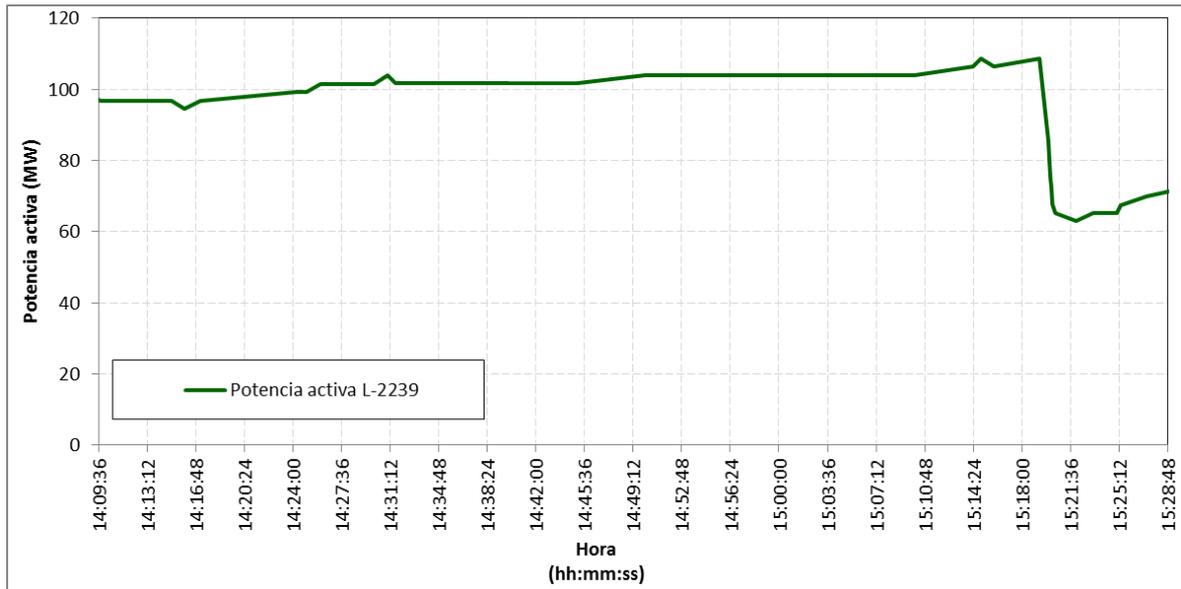


Figura C.13 Potencia activa del la línea L-2239 (Fuente: SCADA COES SINAC)

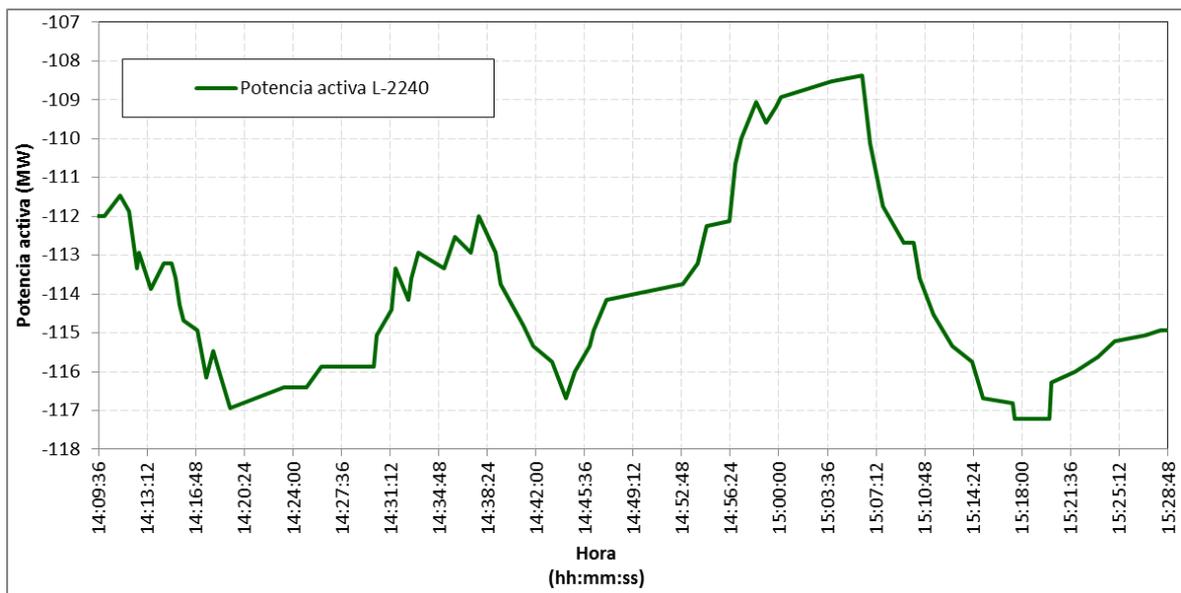


Figura C.14 Potencia activa del la línea L-2240 (Fuente: SCADA COES SINAC)

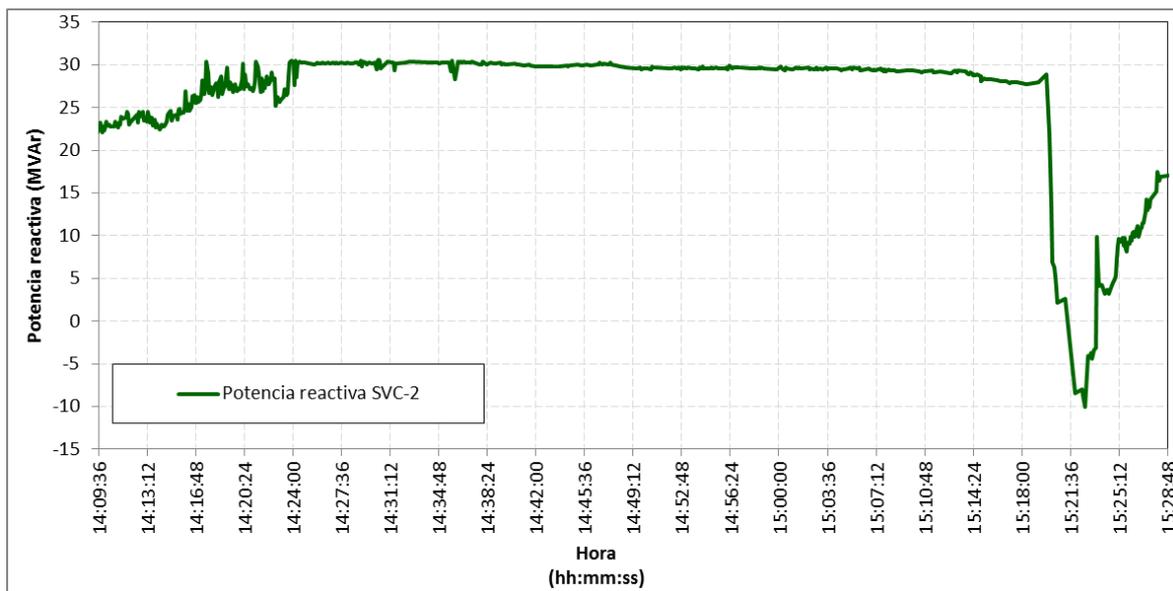


Figura C.15 Potencia reactiva del SVC-2 de la SE Chiclayo Oeste (Fuente: SCADA COES SINAC)

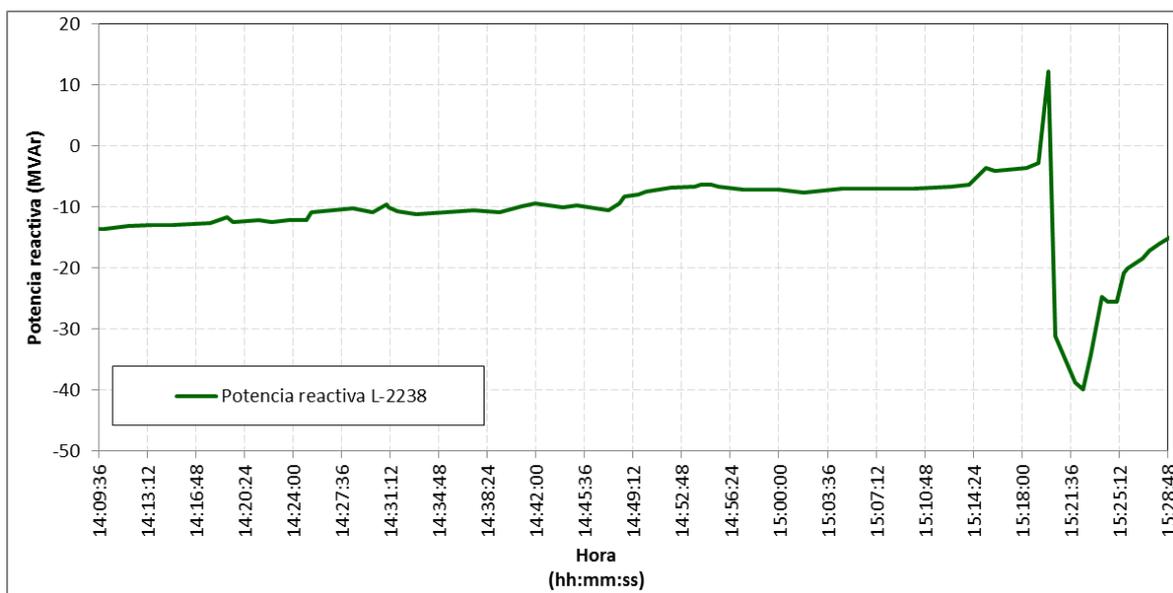


Figura C.16 Potencia reactiva de la línea L-2238 (Fuente: SCADA COES SINAC)

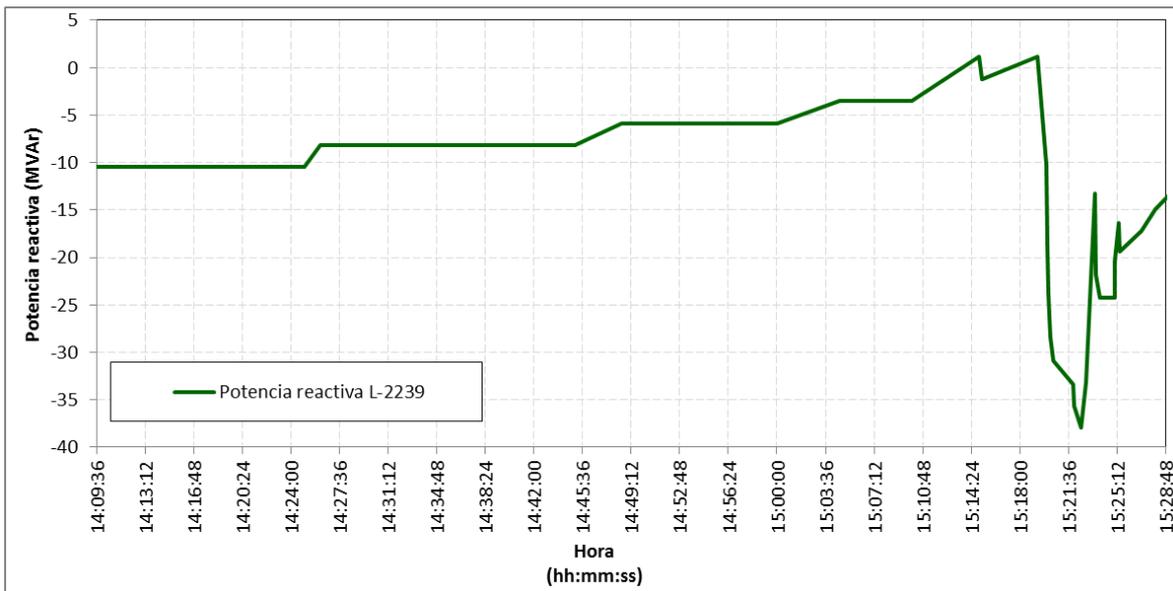


Figura C.17 Potencia reactiva del la línea L-2239 (Fuente: SCADA COES SINAC)

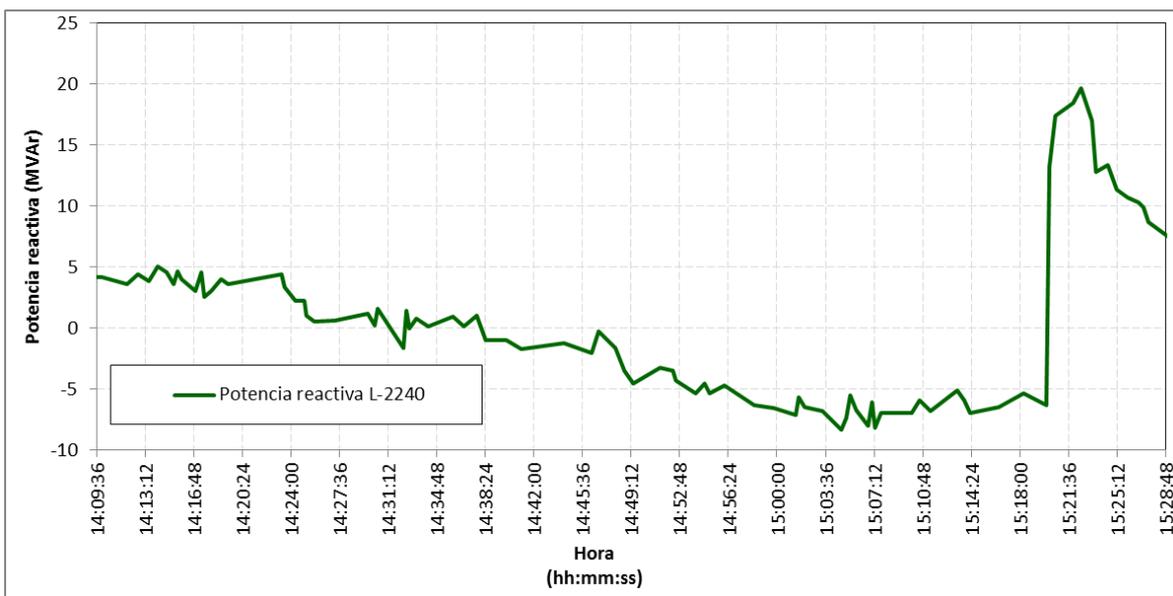


Figura C.18 Potencia reactiva del la línea L-2240 (Fuente: SCADA COES SINAC)

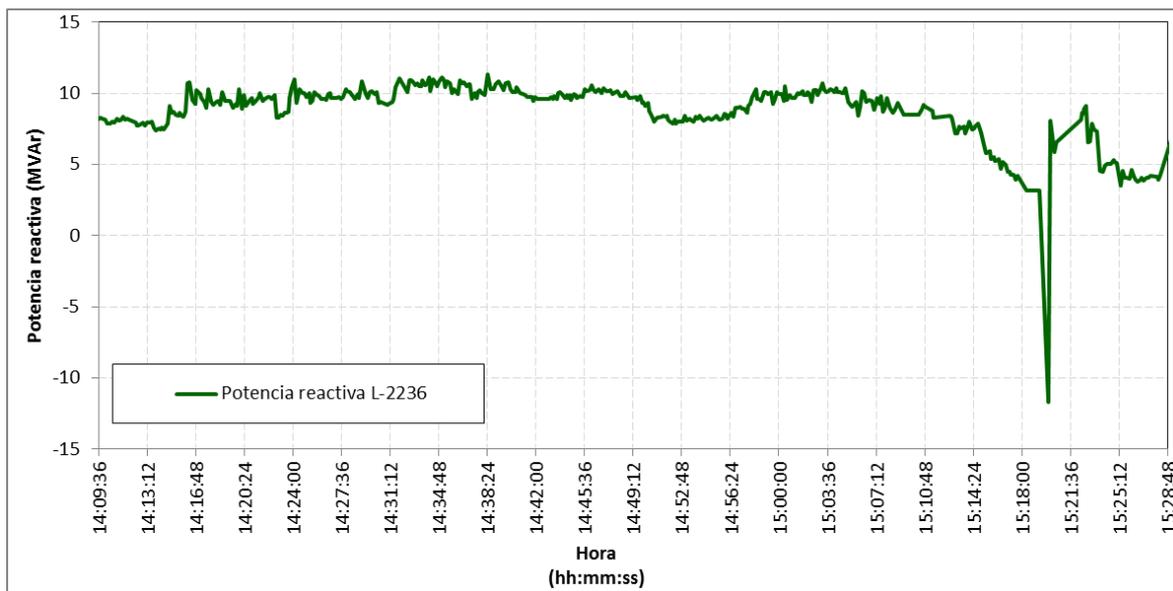


Figura C.19 Potencia reactiva del la línea L-2236 (Fuente: SCADA COES SINAC)

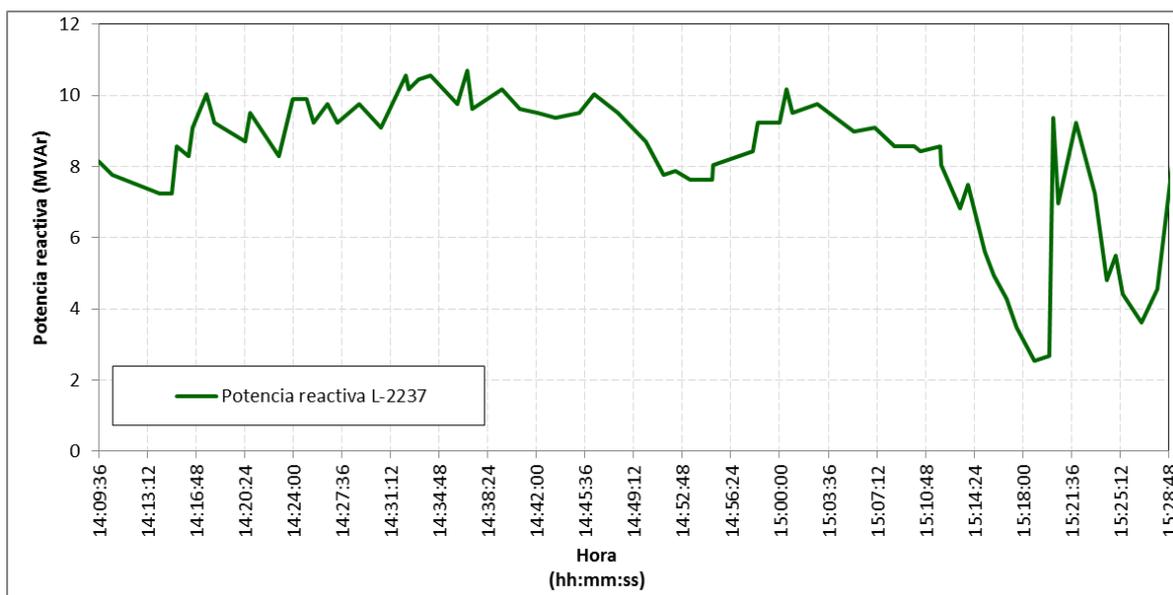


Figura C.20 Potencia reactiva del la línea L-2237 (Fuente: SCADA COES SINAC)

C.3. DATOS SCADA del COES SINAC – Subestación La Niña

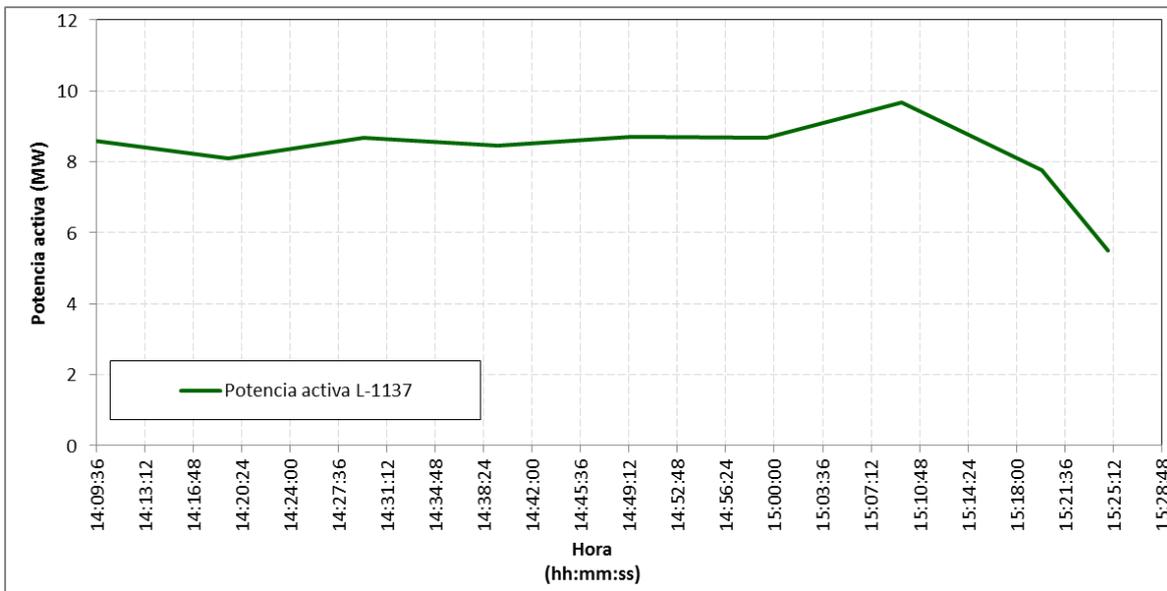


Figura C.21 Potencia activa del la línea L-1137 (Fuente: SCADA COES SINAC)

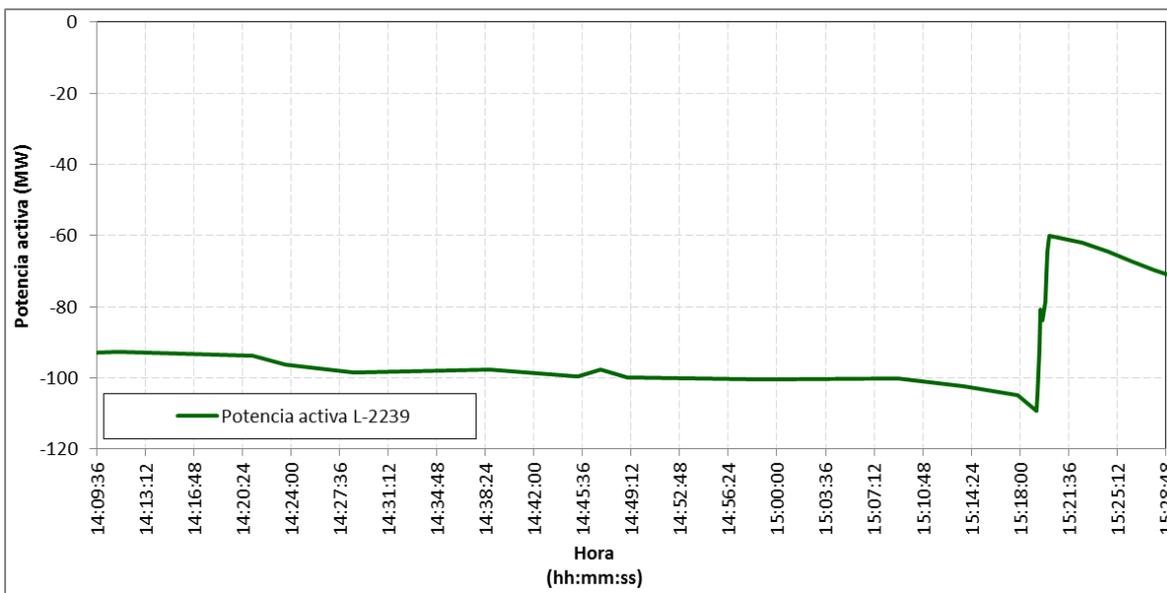


Figura C.22 Potencia activa del la línea L-2239 (Fuente: SCADA COES SINAC)

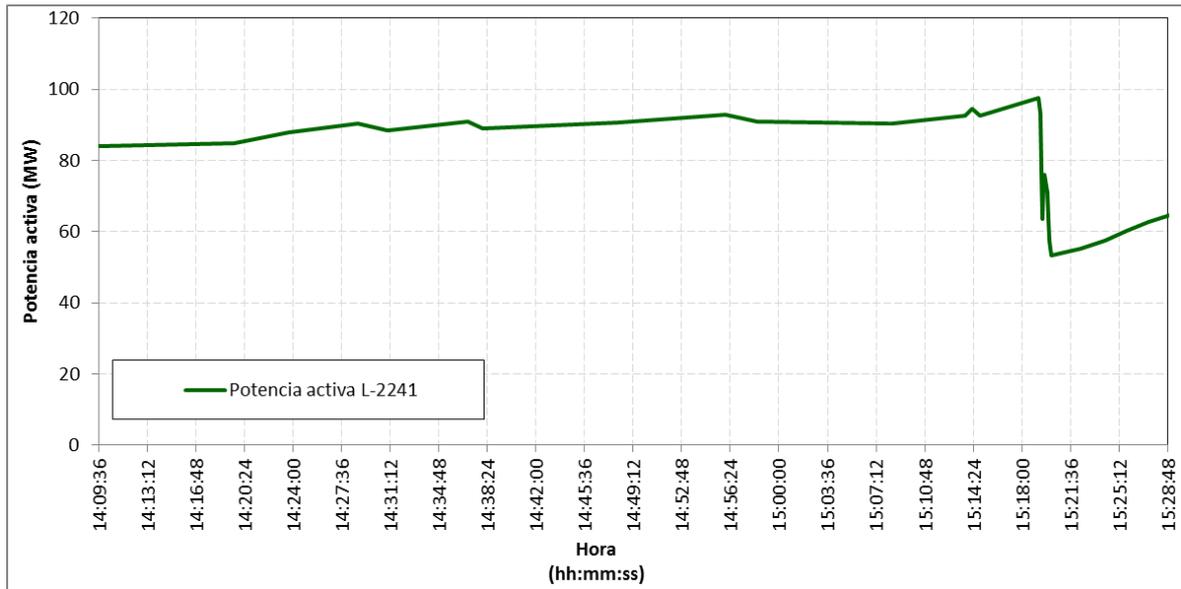


Figura C.23 Potencia activa del la línea L-2241 (Fuente: SCADA COES SINAC)

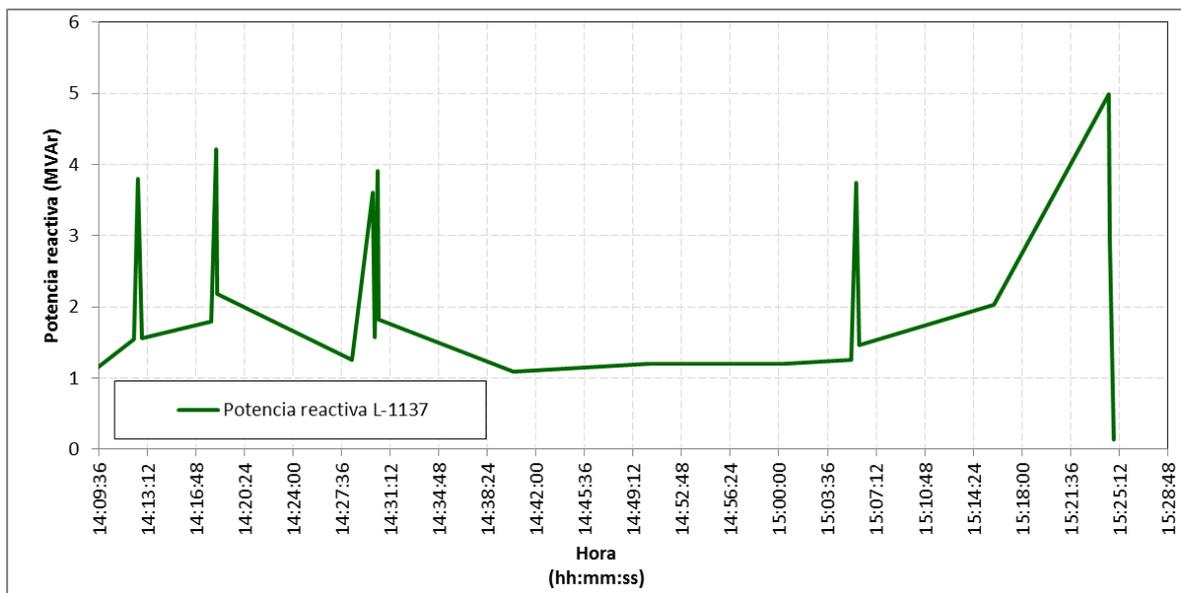


Figura C.24 Potencia reactiva del la línea L-1137 (Fuente: SCADA COES SINAC)

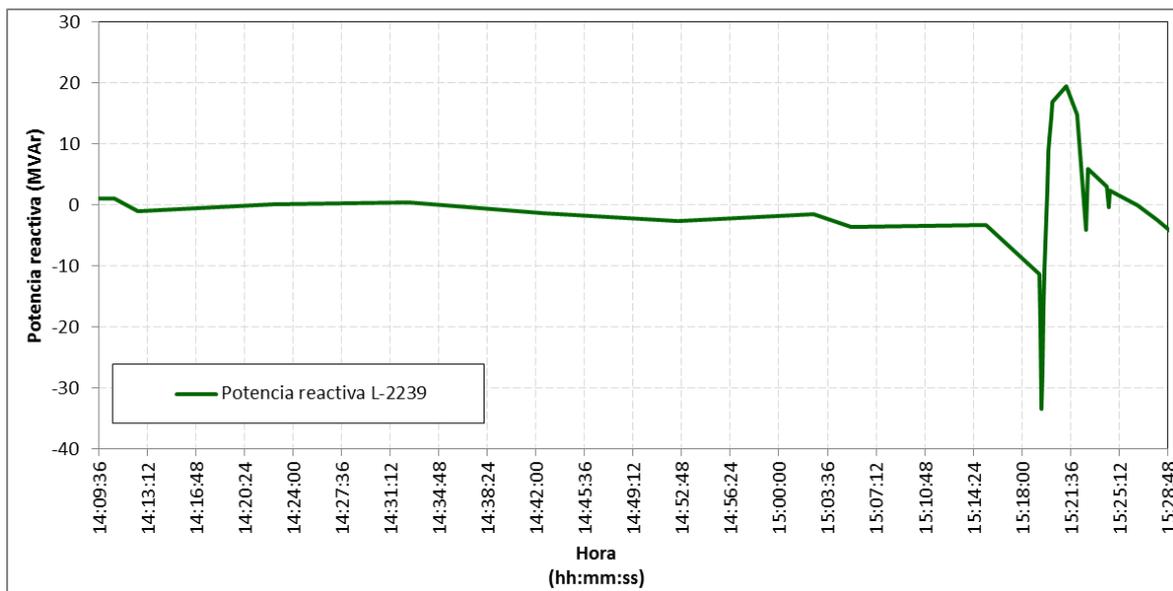


Figura C.25 Potencia reactiva del la línea L-2239 (Fuente: SCADA COES SINAC)

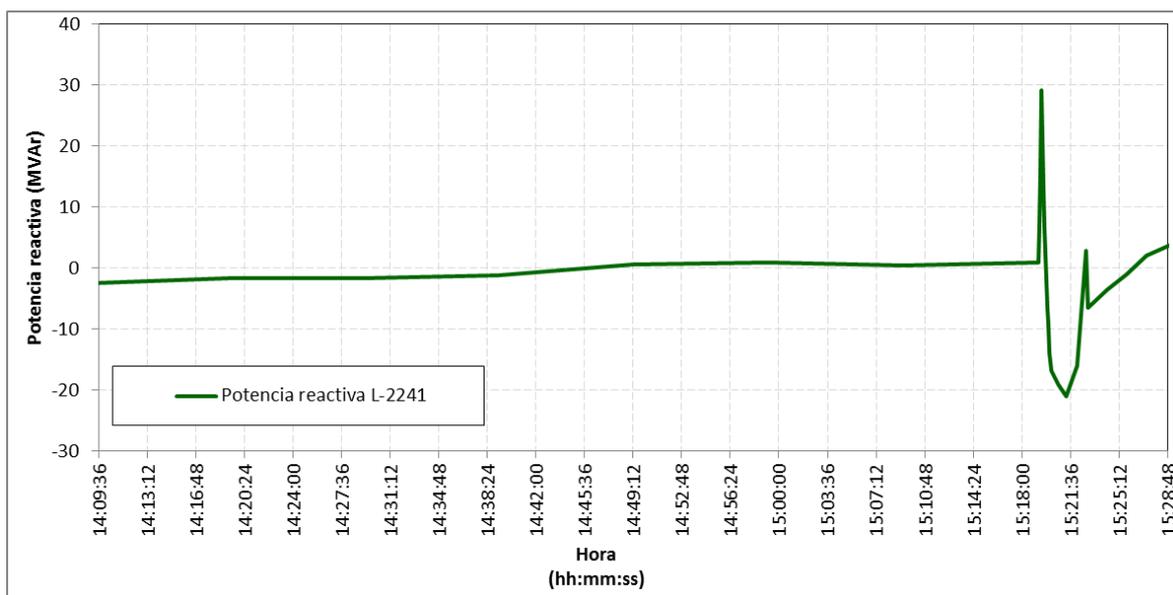


Figura C.26 Potencia reactiva del la línea L-2241 (Fuente: SCADA COES SINAC)

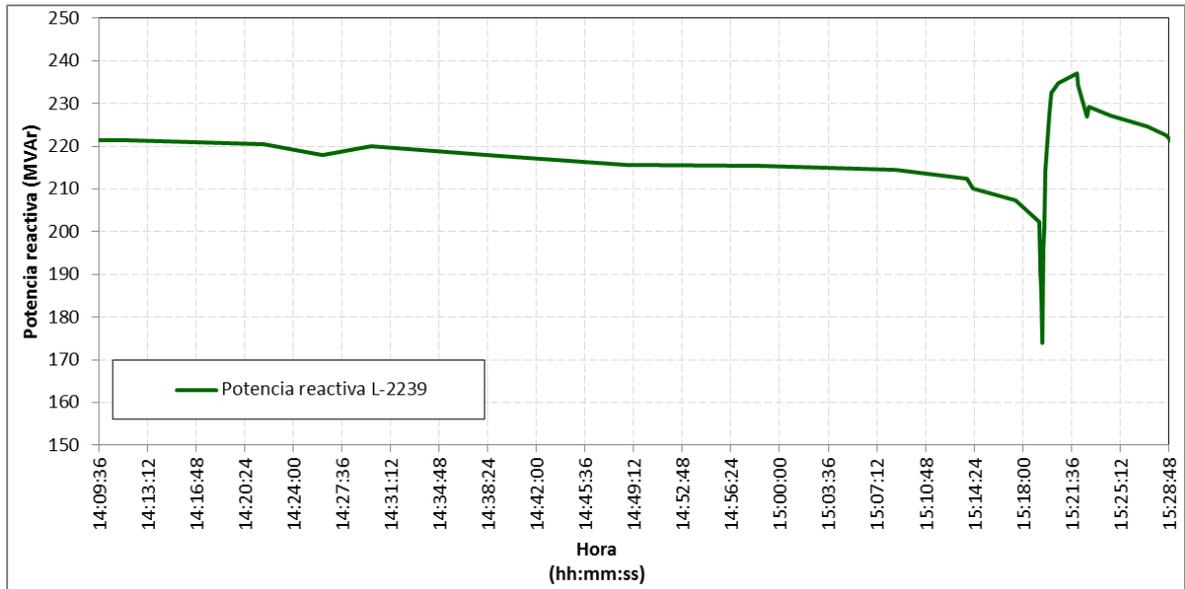


Figura C.27 Potencia reactiva del la línea L-2239 (Fuente: SCADA COES SINAC)

C.4. DATOS SCADA del COES SINAC – Subestación Piura Oeste

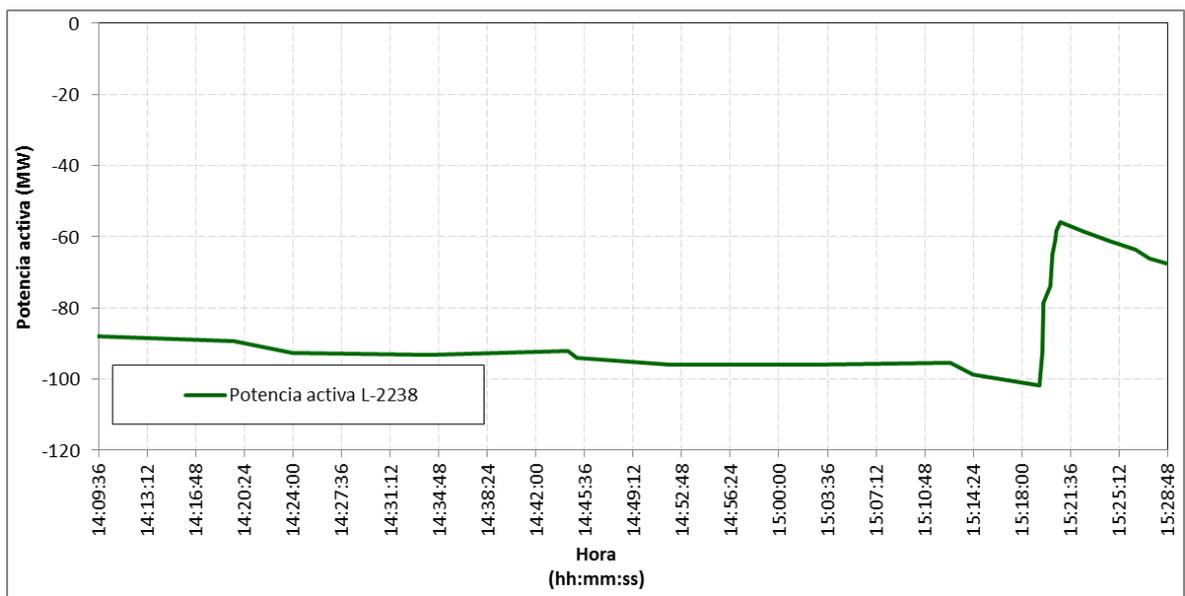


Figura C.28 Potencia activa del la línea L-2238 (Fuente: SCADA COES SINAC)

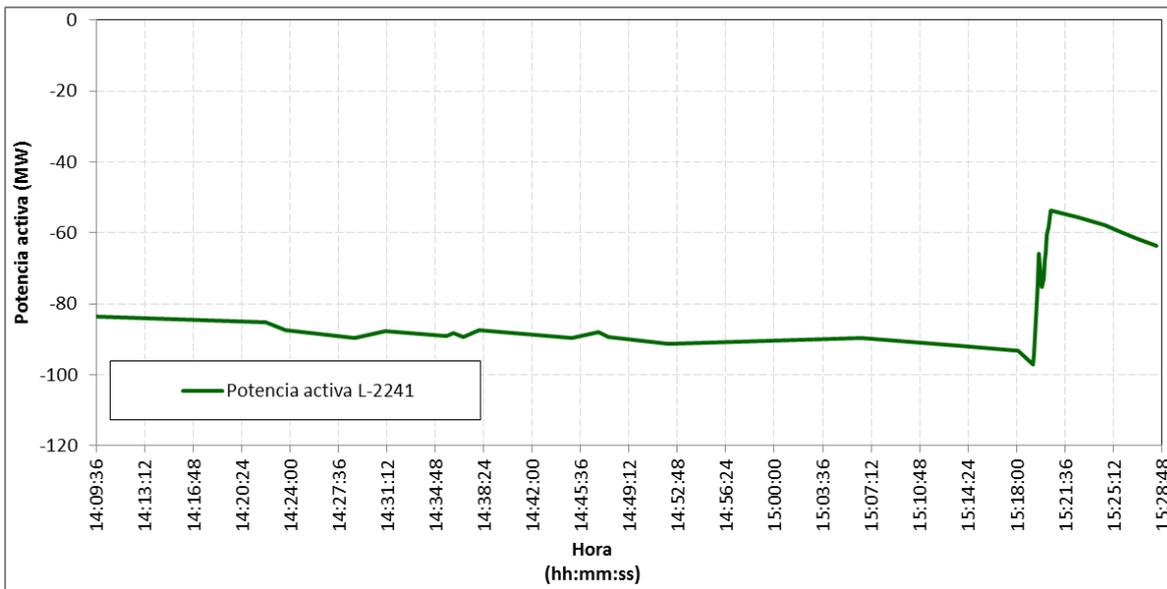


Figura C.29 Potencia activa del la línea L-2241 (Fuente: SCADA COES SINAC)

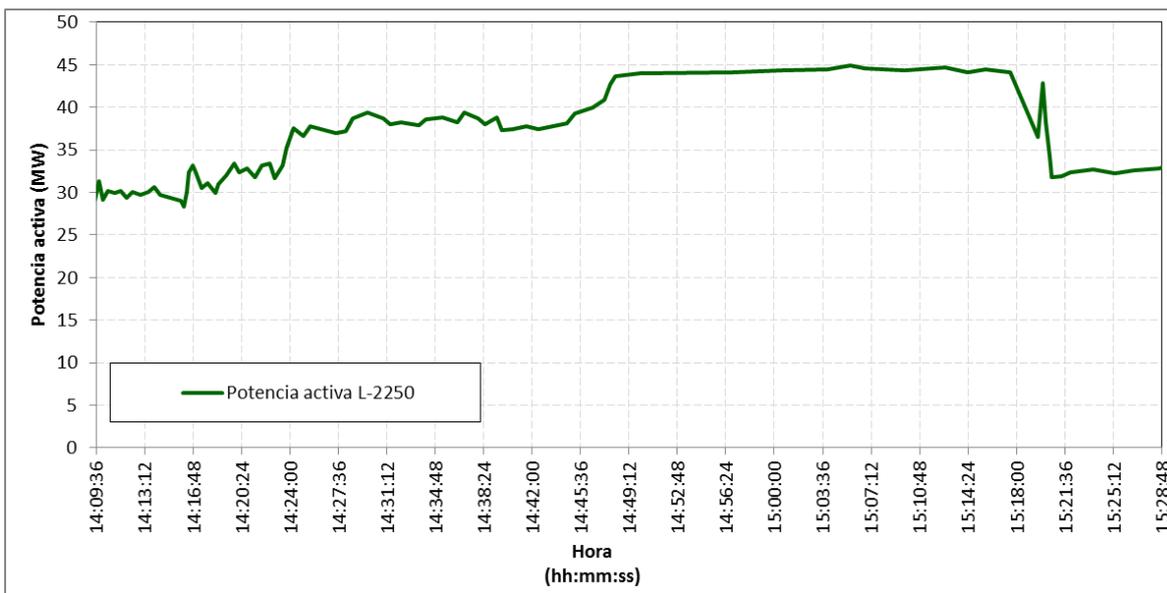


Figura C.30 Potencia activa del la línea L-2250 (Fuente: SCADA COES SINAC)

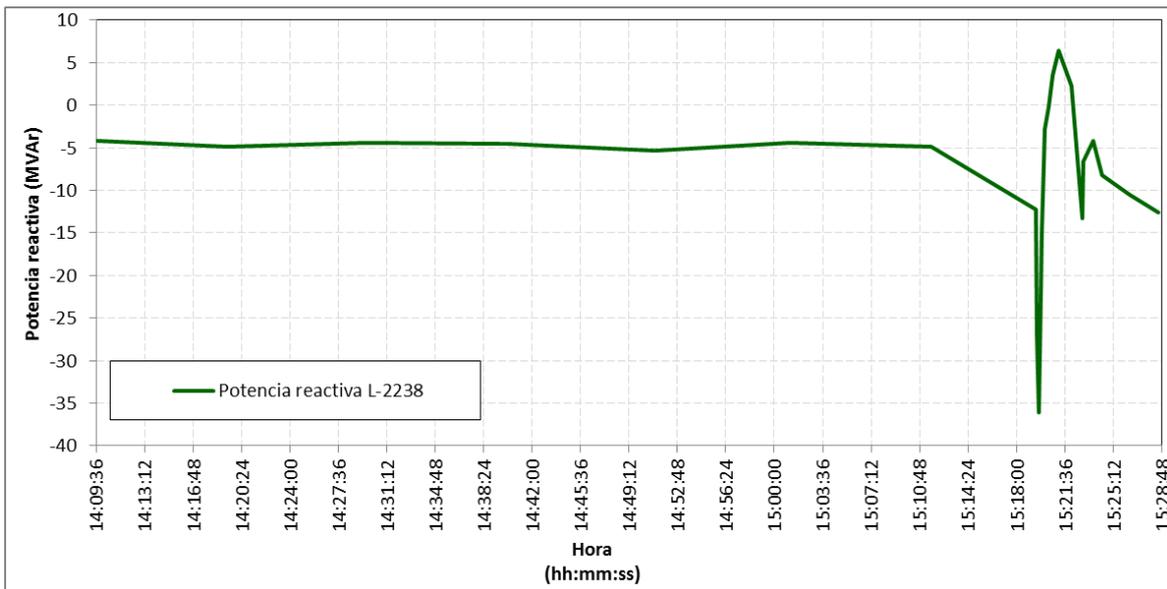


Figura C.31 Potencia reactiva del la línea L-2238 (Fuente: SCADA COES SINAC)

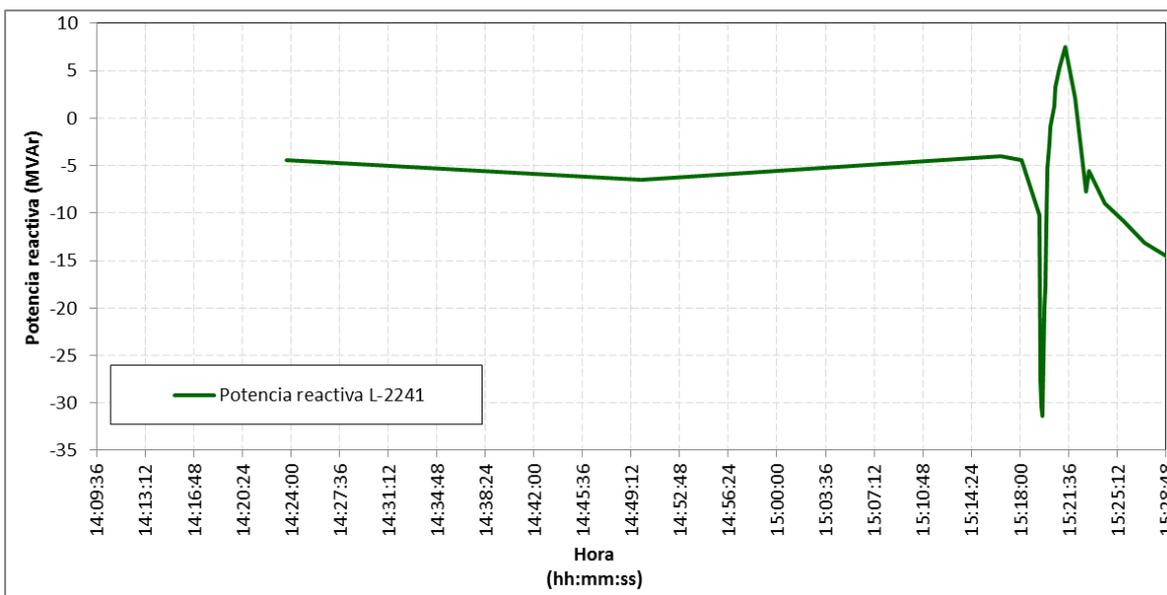


Figura C.31 Potencia reactiva del la línea L-2241 (Fuente: SCADA COES SINAC)

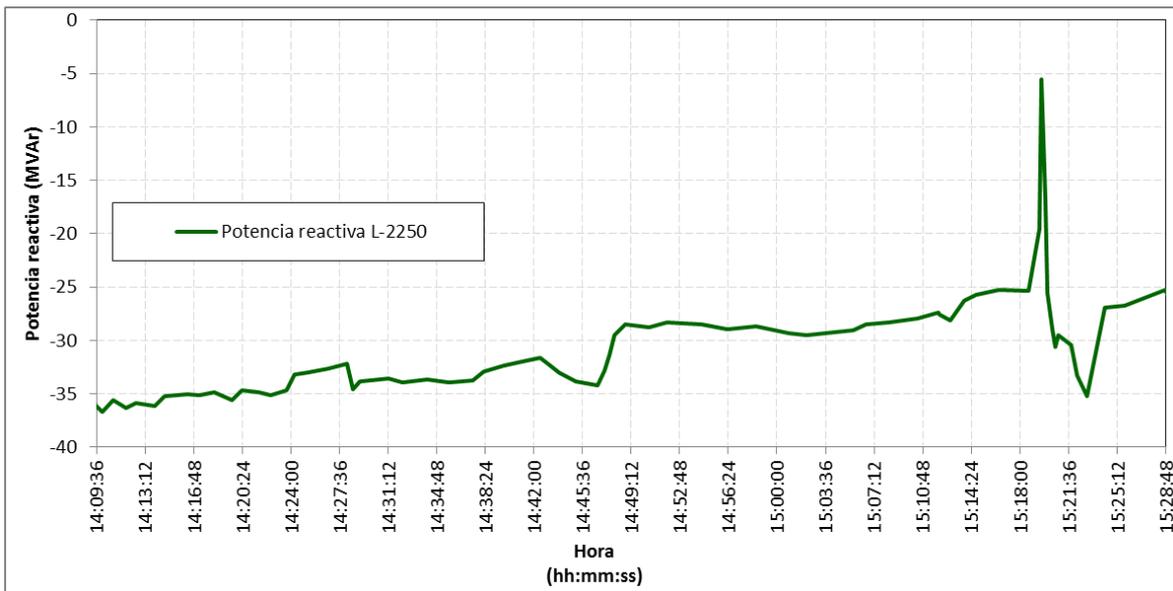


Figura C.32 Potencia reactiva del la línea L-2250 (Fuente: SCADA COES SINAC)

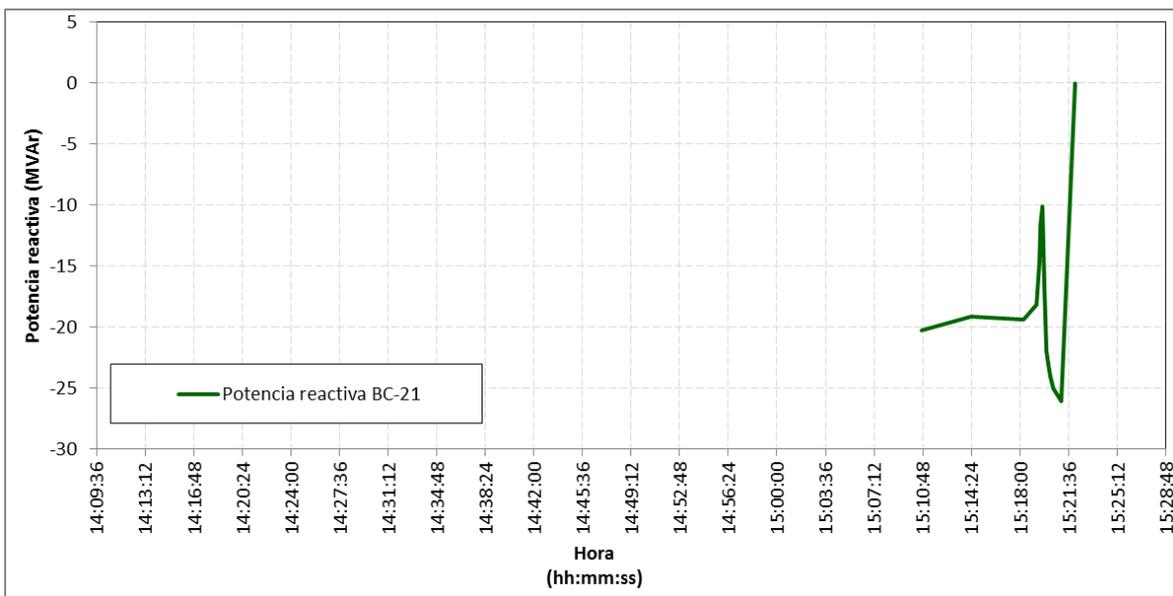


Figura C.33 Potencia reactiva del banco BC-21 de la SE Piura Oeste (Fuente: SCADA COES SINAC)

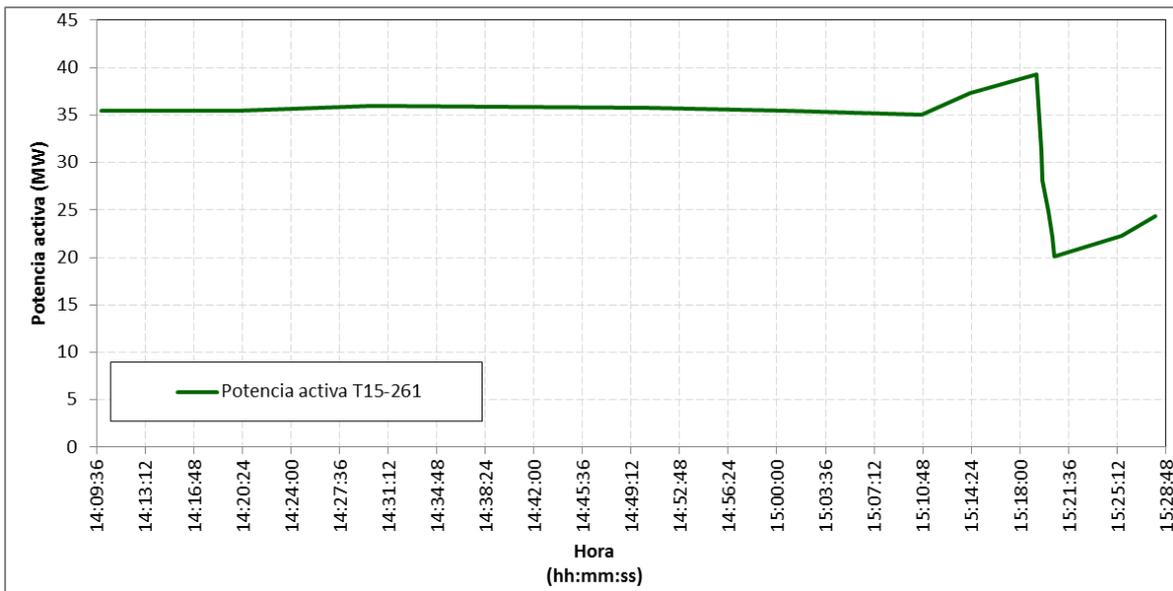


Figura C.34 Potencia activa del transformador T15-261 (Fuente: SCADA COES SINAC)

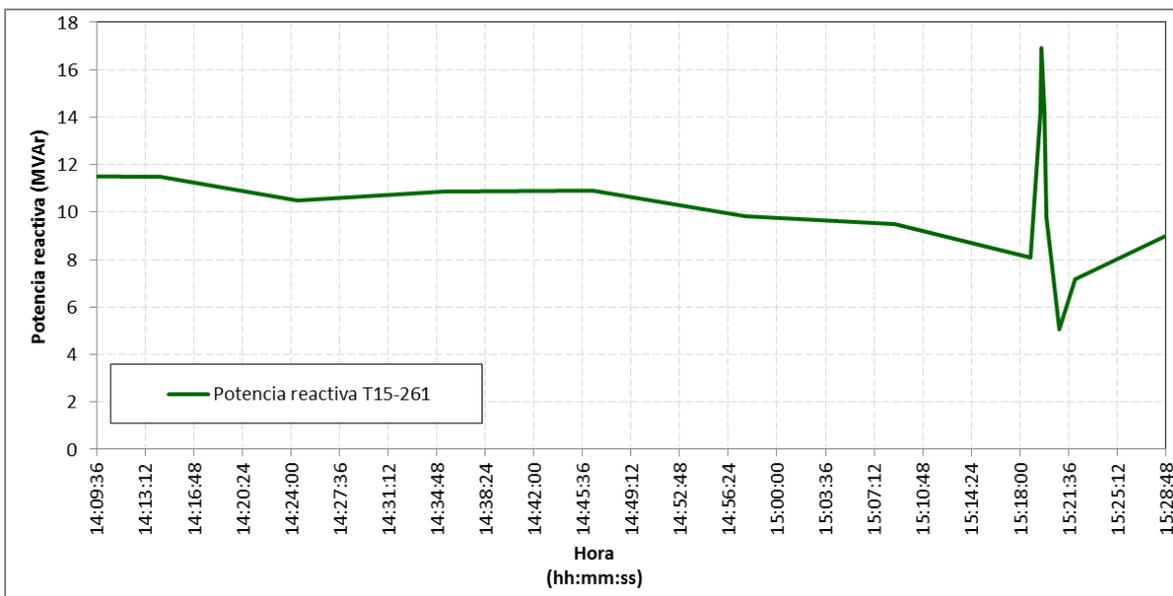


Figura C.35 Potencia reactiva del transformador T15-261 (Fuente: SCADA COES SINAC)

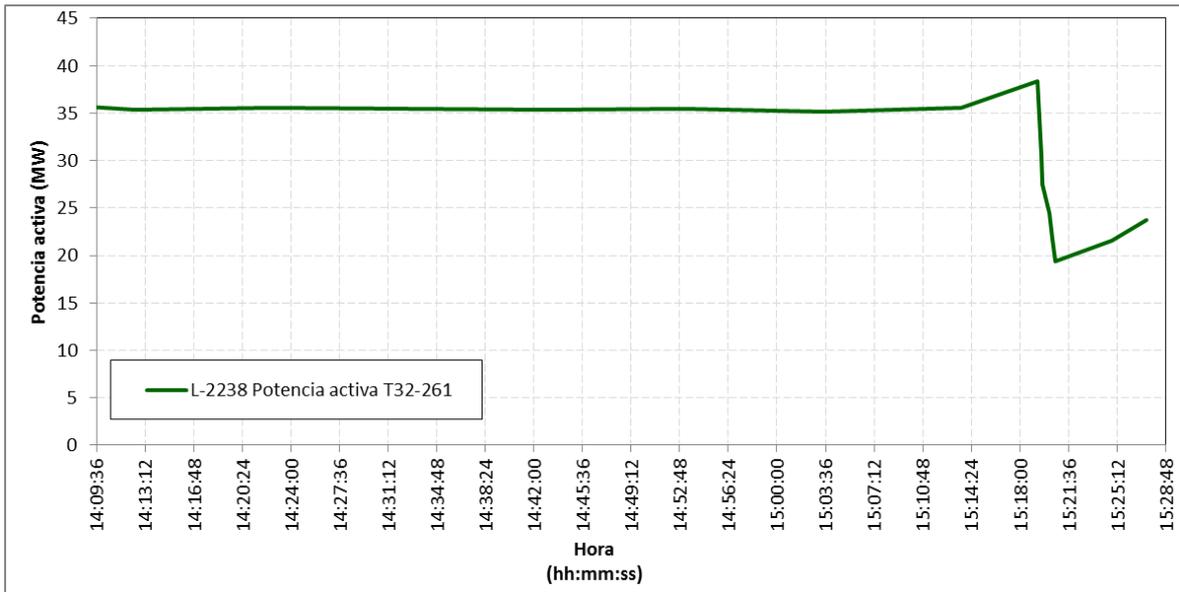


Figura C.35 Potencia activa del transformador T32-261 (Fuente: SCADA COES SINAC)

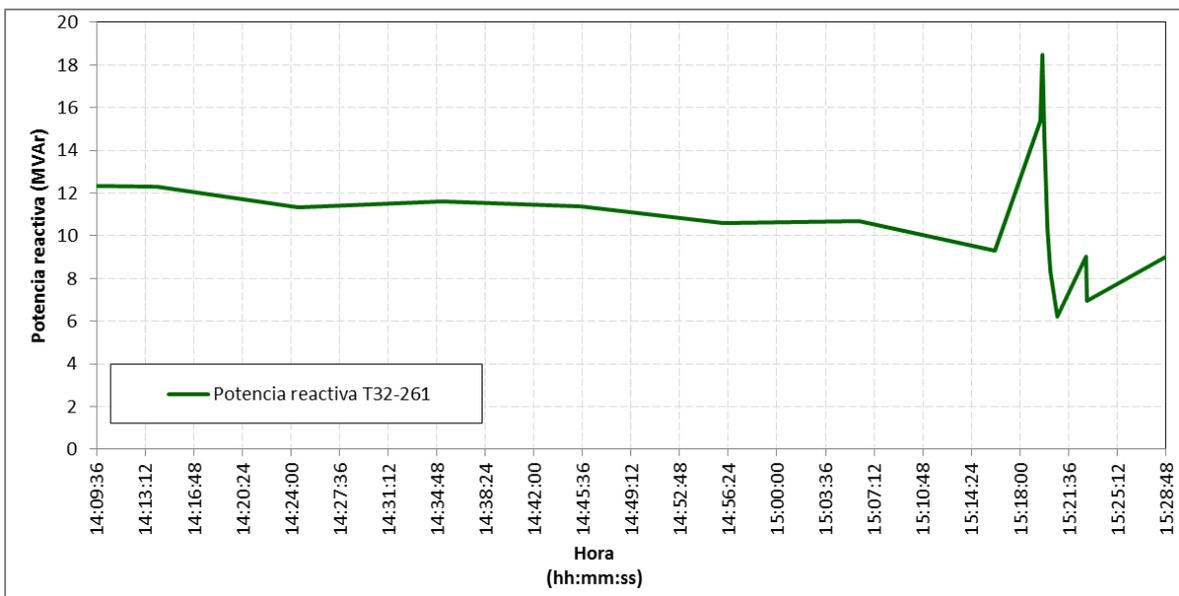


Figura C.36 Potencia reactiva del transformador T32-261 (Fuente: SCADA COES SINAC)

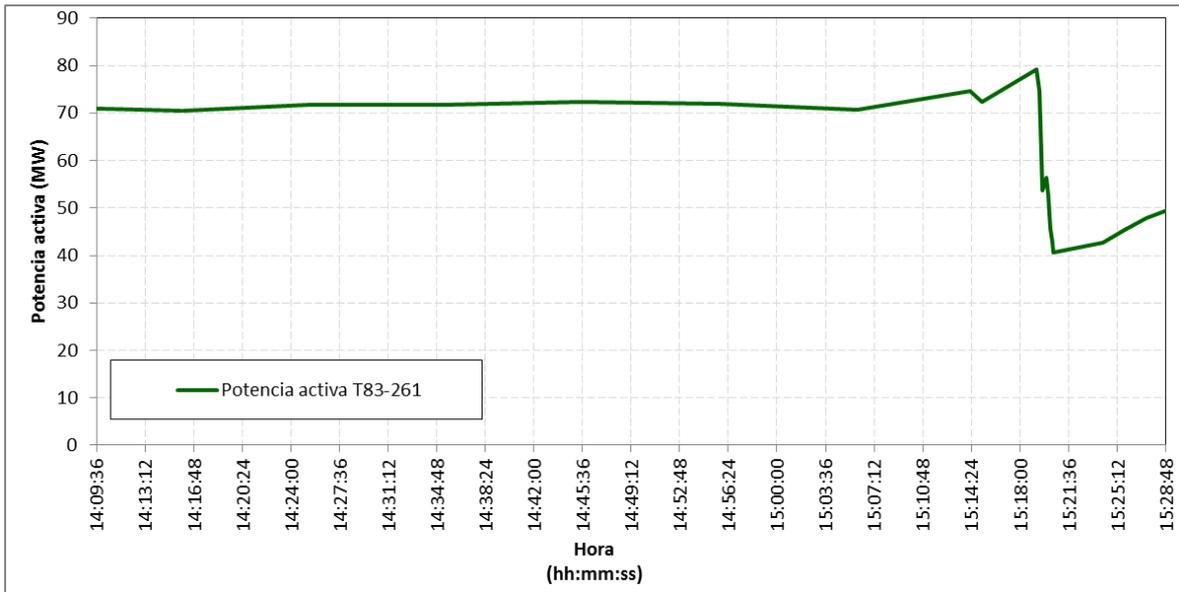


Figura C.37 Potencia activa del transformador T83-261 (Fuente: SCADA COES SINAC)

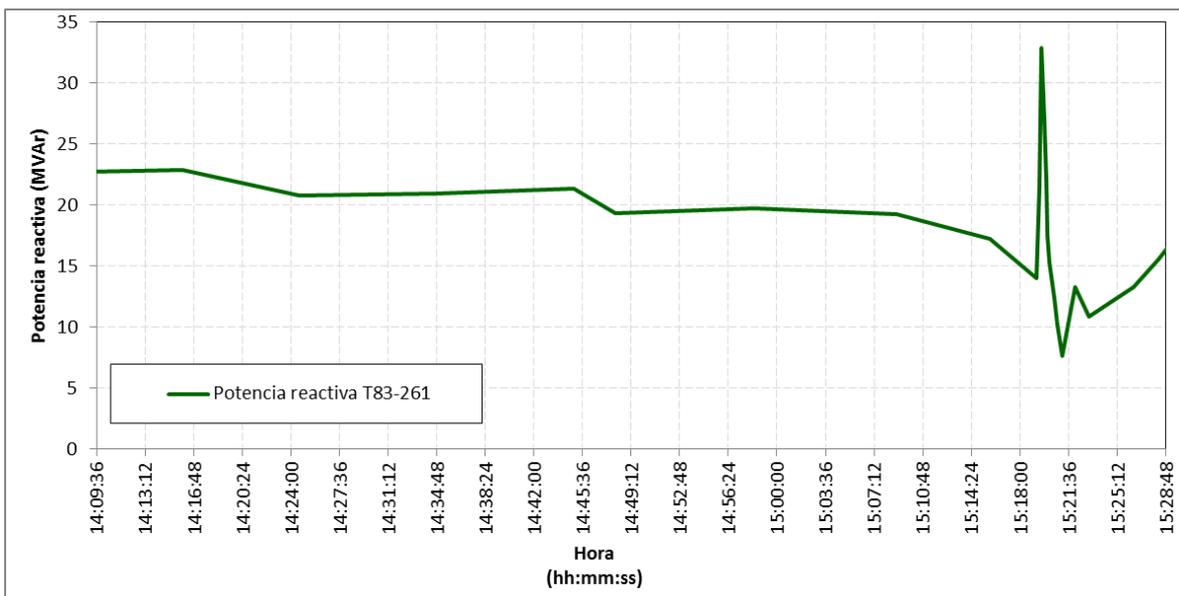


Figura C.38 Potencia reactiva del transformador T83-261 (Fuente: SCADA COES SINAC)

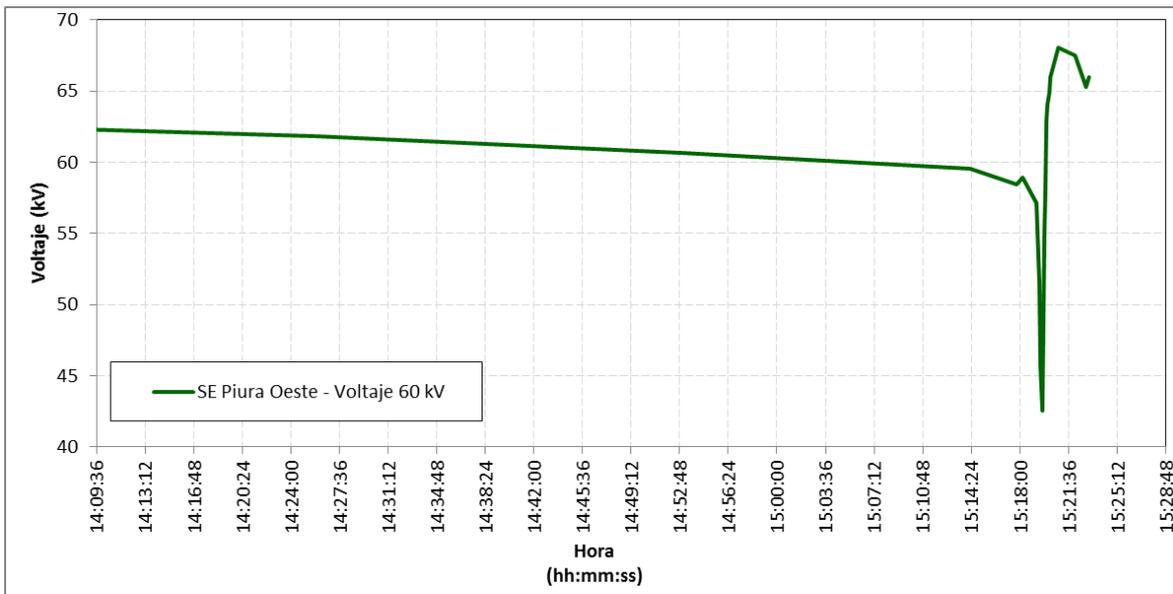


Figura C.39 Voltaje de la SE Piura Oeste 60 kV (Fuente: SCADA COES SINAC)

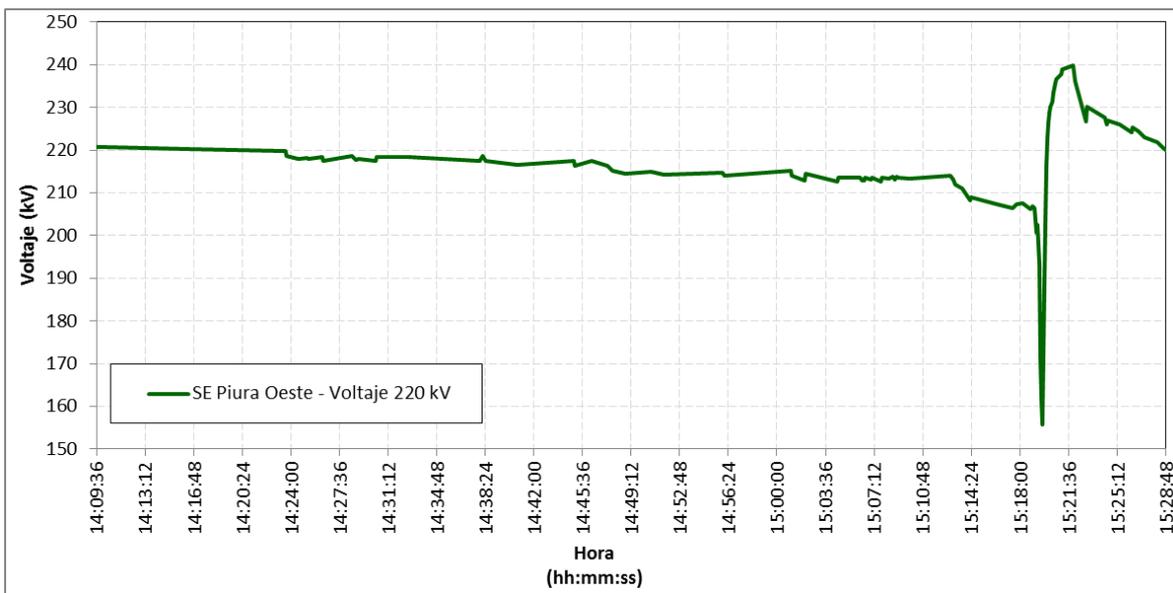


Figura C.40 Voltaje de la SE Piura Oeste 220 kV (Fuente: SCADA COES SINAC)

C.5. DATOS SCADA del COES SINAC – Subestación Talara

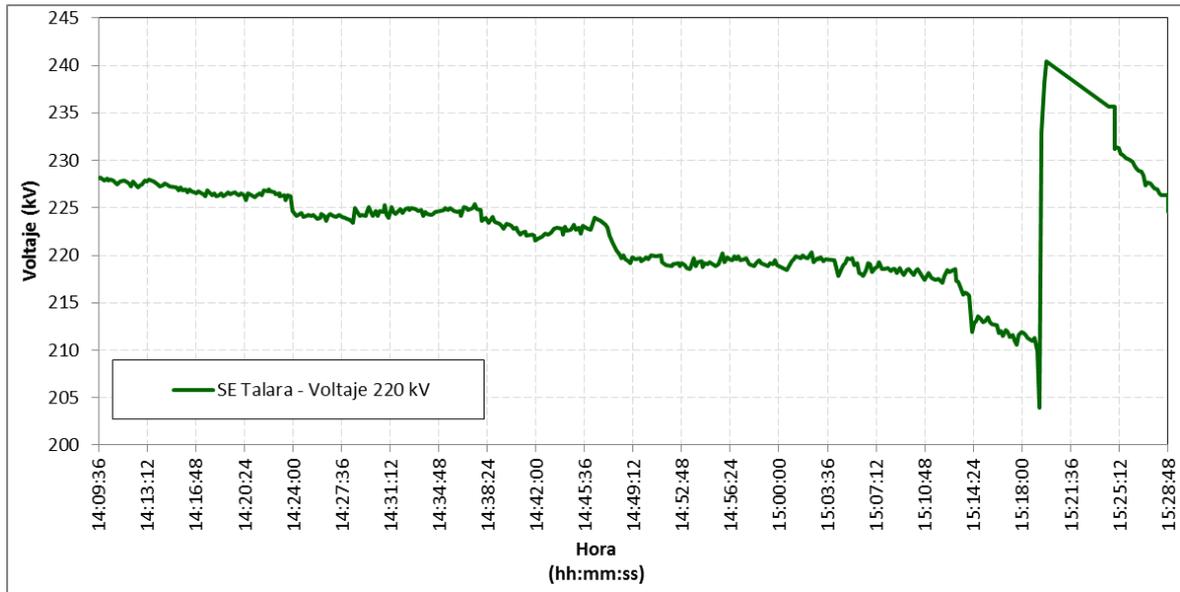


Figura C.41 Voltaje de la SE Talara 220 kV (Fuente: SCADA COES SINAC)

C.6. DATOS SCADA del COES SINAC – Subestación Zorritos

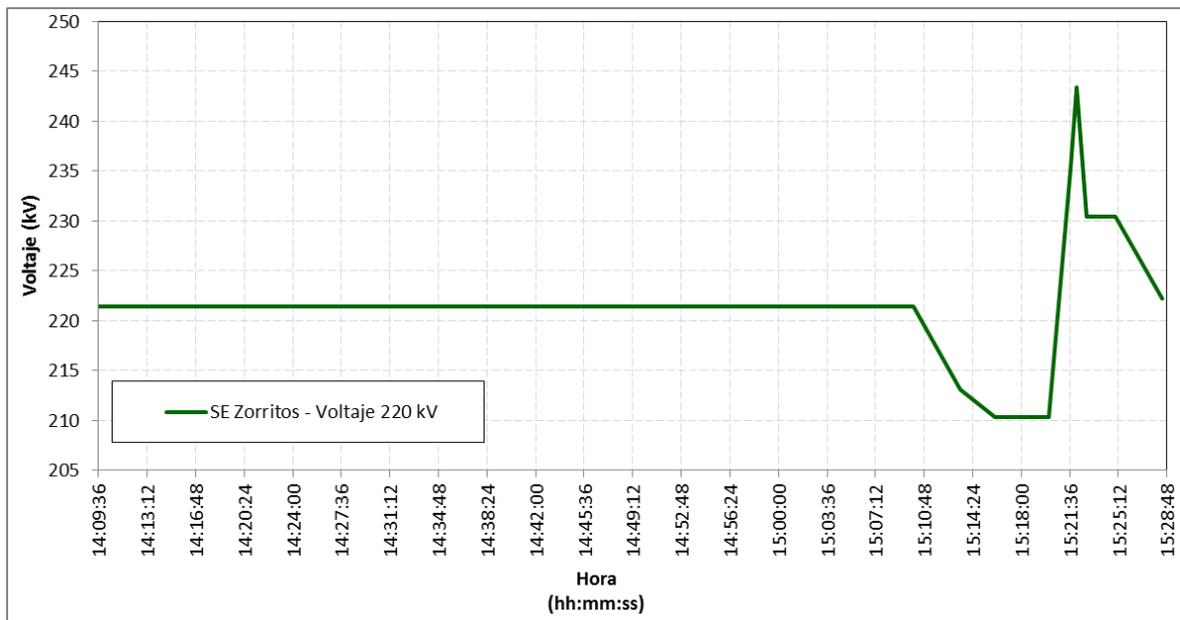


Figura C.42 Voltaje de la SE Zorritos 220 kV (Fuente: SCADA COES SINAC)

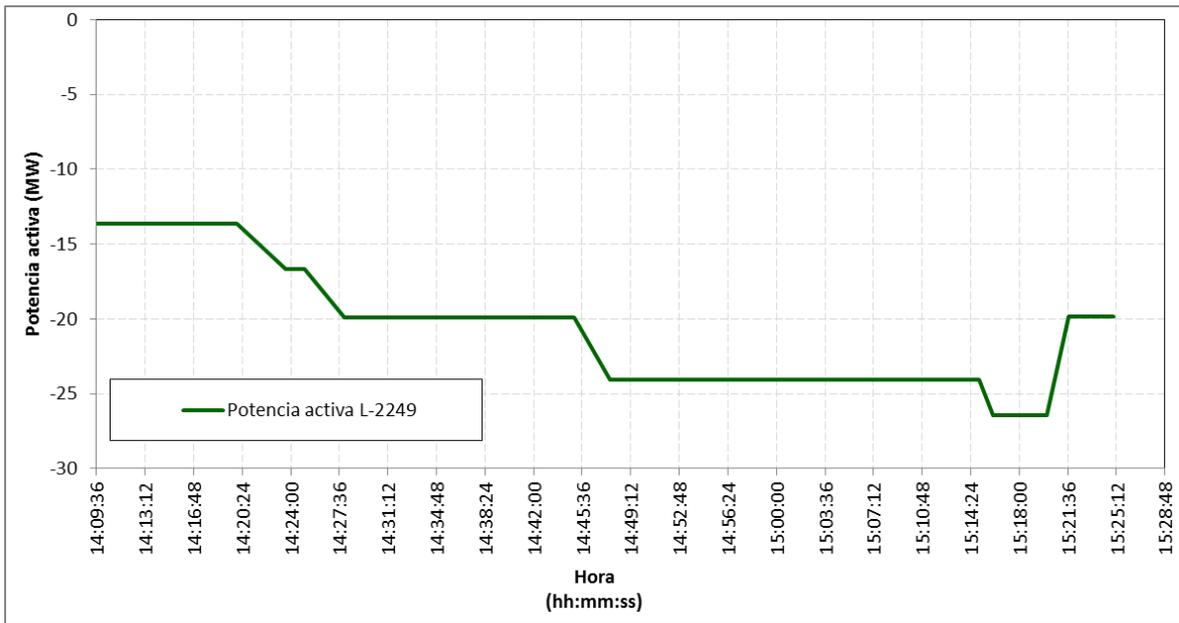


Figura C.43 Potencia activa del la línea L-2249 (Fuente: SCADA COES SINAC)

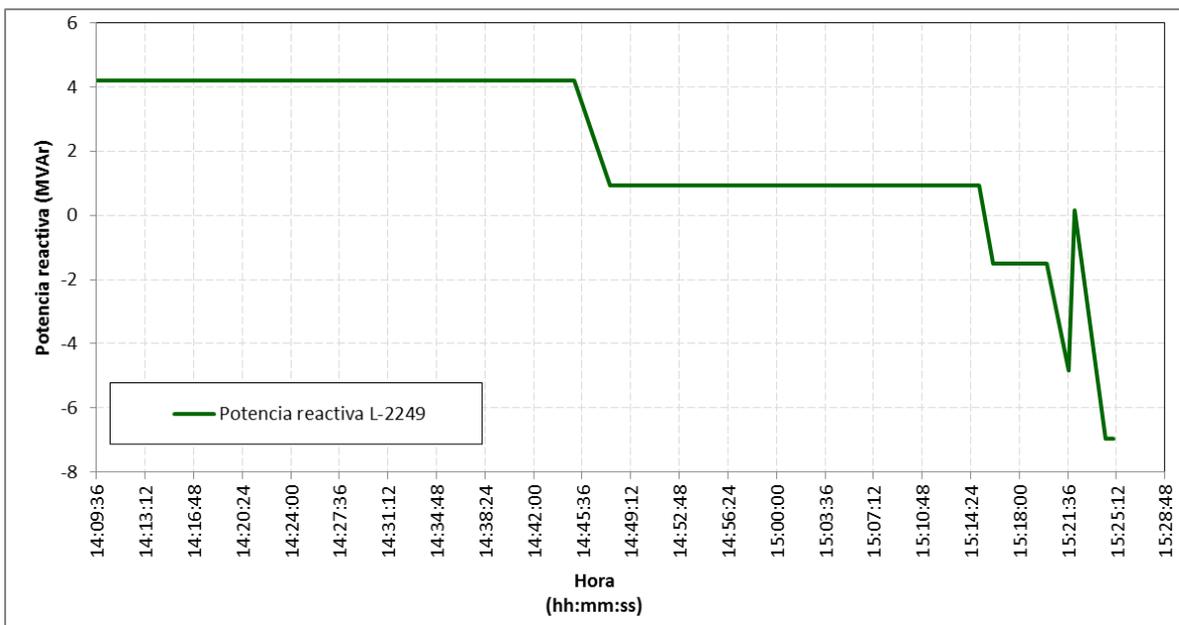


Figura C.44 Potencia reactiva del la línea L-2249 (Fuente: SCADA COES SINAC)

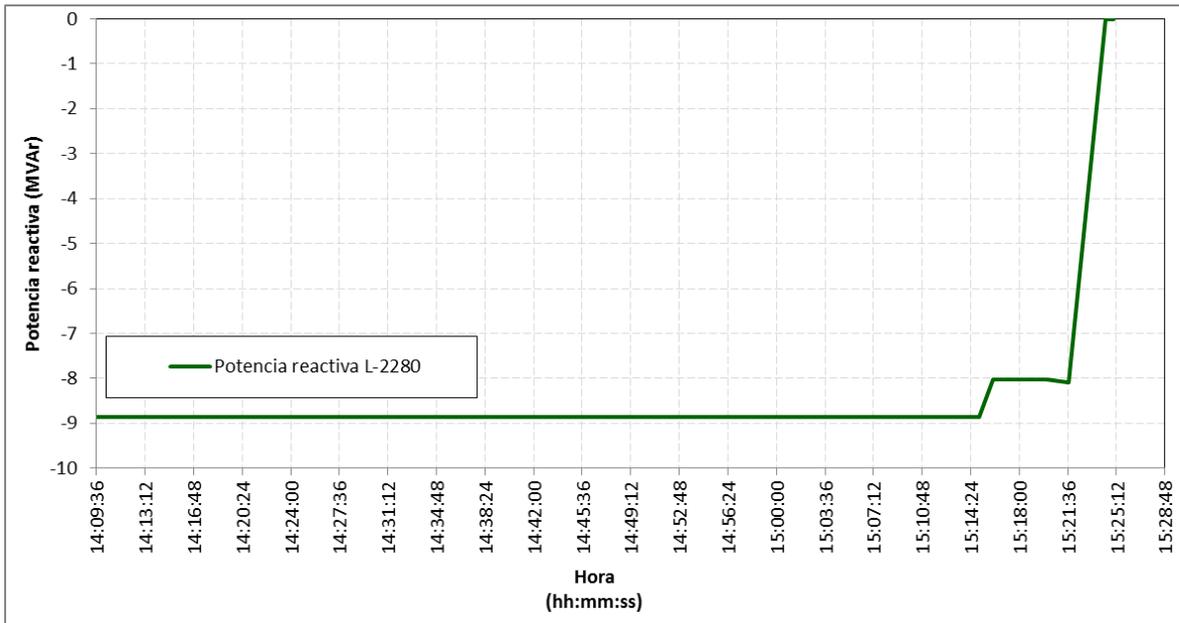


Figura C.45 Potencia reactiva del la línea L-2280 (Fuente: SCADA COES SINAC)

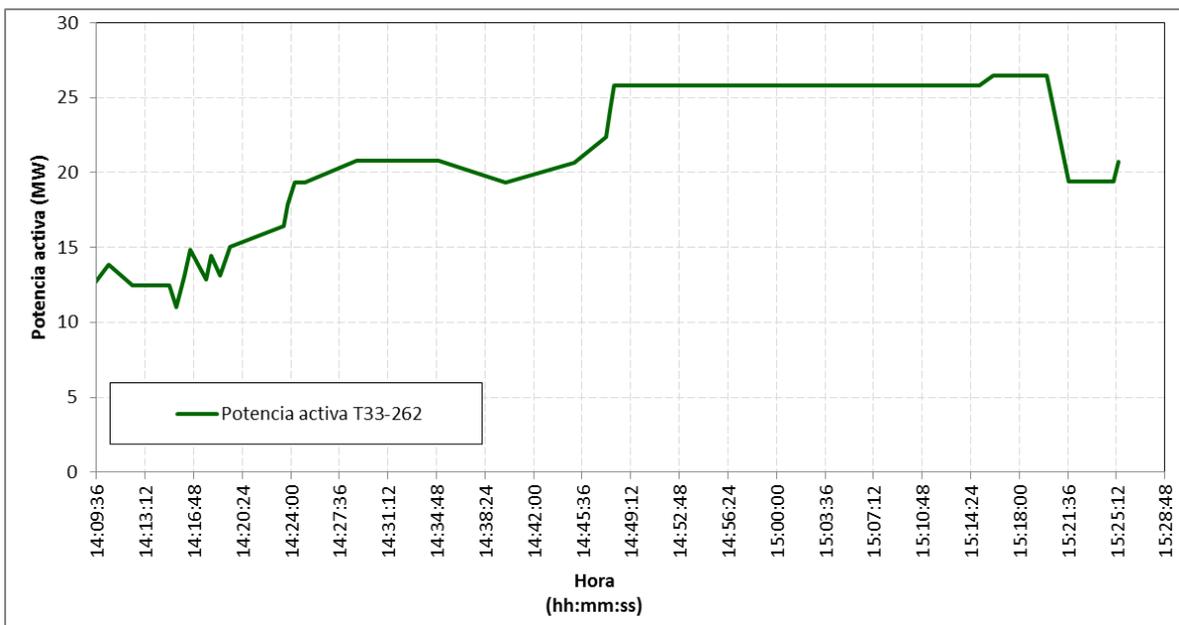


Figura C.46 Potencia activa del transformador T33-262 (Fuente: SCADA COES SINAC)

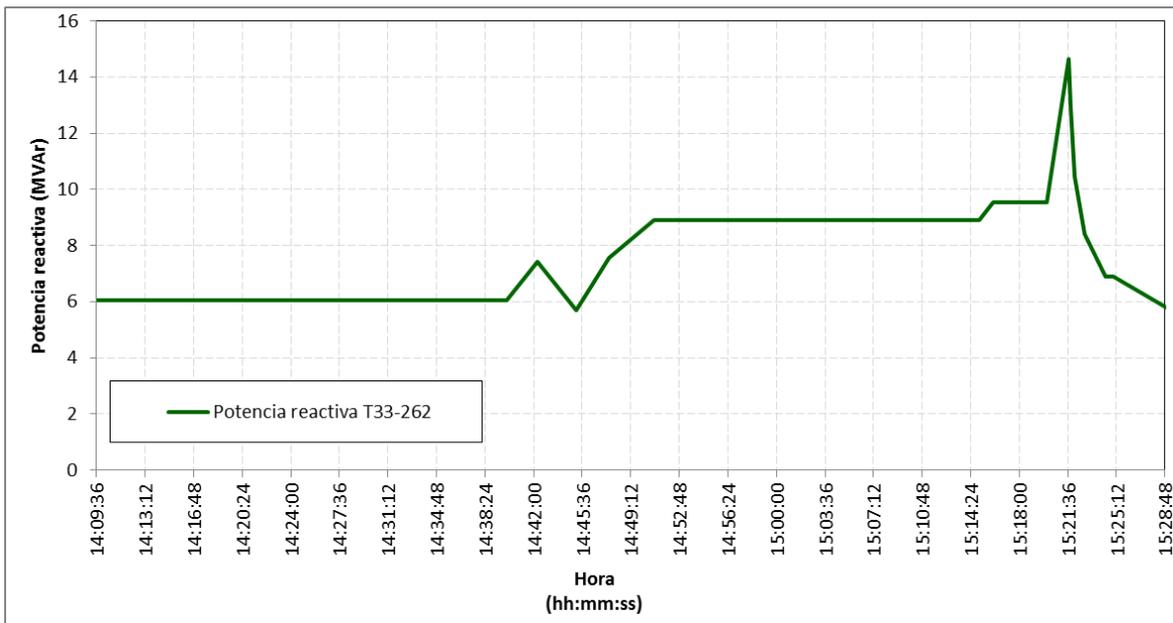


Figura C.47 Potencia reactiva del transformador T33-262 (Fuente: SCADA COES SINAC)

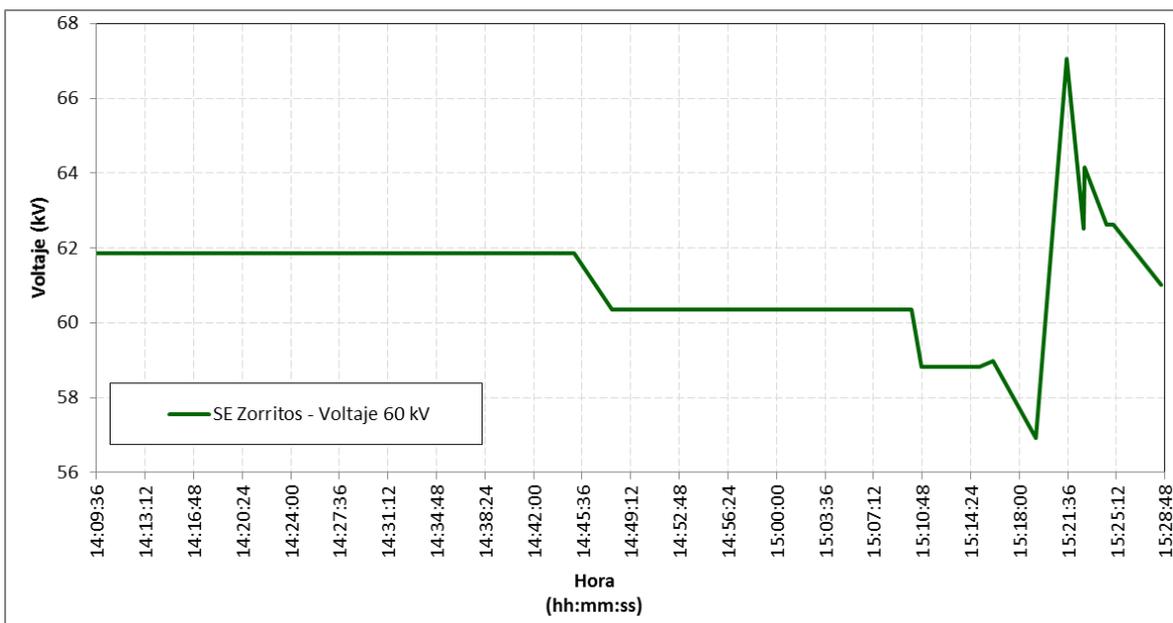


Figura C.48 Voltaje de la SE Zorritos 60 kV (Fuente: SCADA COES SINAC)

ANEXO D

**CODIGO FUENTE DE LA FUNCIÓN QUE CALCULA EL EQUIVALENTE
THEVENIN DE UN NODO EN UN SISTEMA DE POTENCIA EN LENGUAJE DE
PROGRAMACIÓN MATLAB**

```

function
[X_Z_th_out,Z_th_out,Z_L_out,E_th_out,I_L_out,abs_Z_th_out,abs_Z_L_out,abs_E_th_out,abs_I_L_out,abs_v_L_IEV] =
IEV(b_q,V_in,delta_in,Z_info,tipo_in,QGMAX,P_L_in,Q_L_in,P_G_in,Q_G_in,t)
% Función que analiza la estabilidad de voltaje de una fotografía de un
% sistema usando el thevenin equivalente
Z_th_out = zeros(1,t);
Z_L_out = zeros(1,t);
E_th_out = zeros(1,t);
I_L_out = zeros(1,t);

for t=1:t
P_L = P_L_in;
Q_L = Q_L_in;
P_G = P_G_in;
Q_G = Q_G_in;
tipo = tipo_in;
V_op = V_in;
delta_op = delta_in;

basemva = 100;
j=sqrt(-1); i = sqrt(-1);
nl = Z_info(:,1);
nr = Z_info(:,2);
R = Z_info(:,3);
X = Z_info(:,4);
Bc = j*Z_info(:,5);
a = Z_info(:, 6);
nbr=length(Z_info(:,1));
nbus = max(max(nl), max(nr));
Z = R + j*X;
y= ones (nbr,1) ./Z;

for n = 1:nbr
if a(n) <= 0
a(n) = 1;
else end
Ybus=zeros(nbus,nbus);
% formación de elementos no diagonales
for k=1:nbr;
Ybus(nl(k),nr(k))=Ybus(nl(k),nr(k))-y(k)/a(k);
Ybus(nr(k),nl(k))=Ybus(nl(k),nr(k));
end
end
% formación de elementos diagonales
for n=1:nbus
for k=1:nbr
if nl(k)==n
Ybus(n,n) = Ybus(n,n) + y(k)/(a(k)^2)+ Bc(k);
elseif nr(k)==n
Ybus(n,n) = Ybus(n,n) + y(k) + Bc(k);
else, end
end
end
clear Pgg

for n=1:nbus
if tipo (n,1) == 3

```

```

        if QGMAX(n,t) == 0
            tipo(n,1) = 1;
            P_L(n,t) = -1*P_G(n,t) + P_L(n,t);
            Q_L(n,t) = -1*Q_G(n,t) + Q_L(n,t);
        end
    end
end

tipo_JC = sortrows(tipo,[1 2]);
Ybus_JC=zeros(nbus,nbus);
for q = 1:nbus;
    for w = 1:nbus;
        Ybus_JC(q,w) = Ybus(tipo_JC(q,2),tipo_JC(w,2));
    end
end

bl = 0;
bt = 0;
bg = 0;
for e = 1:nbus;
    if tipo_JC(e,1) == 1
        bl = bl + 1;
    else
        if tipo_JC(e,1) == 2
            bt = bt + 1;
        else
            bg = bg + 1;
        end
    end
end

bl_m = tipo_JC(1:bl,2)';
bt_m = tipo_JC(bl+1:bl+bt,2)';
bg_m = tipo_JC(bl+bt+1:nbus,2)';

Y_LL = Ybus_JC(1:bl,1:bl);
Y_LT = Ybus_JC(1:bl,bl+1:bl+bt);
Y_LG = Ybus_JC(1:bl,bl+bt+1:nbus);

Y_TL = Ybus_JC(bl+1:bl+bt,1:bl);
Y_TT = Ybus_JC(bl+1:bl+bt,bl+1:bl+bt);
Y_TG = Ybus_JC(bl+1:bl+bt,bl+bt+1:nbus);

Y_GL = Ybus_JC(bl+bt+1:nbus,1:bl);
Y_GT = Ybus_JC(bl+bt+1:nbus,bl+1:bl+bt);
Y_GG = Ybus_JC(bl+bt+1:nbus,bl+bt+1:nbus);

%Ahora calculamos el Z_LL, Z_LT y el H_LG

Z_LL = inv(Y_LL-(Y_LT/Y_TT)*Y_TL);
H_LG = Z_LL*((Y_LT/Y_TT)*Y_TG-Y_LG);

for k=1:bl
    if bl_m(1,k)==b_q
        Z_th = Z_LL(k,k);
        nj=k;
    end
end
end

```

```

E_th = 0;
%Se construye la sumatoria del aporte de las cargas
for u=1:bl;
    S_u = (P_L(bl_m(1,u),t)+i*Q_L(bl_m(1,u),t))/basemva;
    v_L_u = V_op(bl_m(1,u),t).*exp(i*(pi/180)*delta_op(bl_m(1,u),t));
        abs(v_L_u);
        angle(v_L_u)*180/pi;
    E_th = E_th + Z_LL(nj,u)*((-1*S_u)/(v_L_u))';
end

E_th_alt = E_th; %Capta la primera sumatoria para su verificación.

%Ahora se procede a restar el factor de la barra en análisis de la
%sumatoria
S_u_nj = (P_L(b_q,t)+i*Q_L(b_q,t))/basemva;
v_L_nj = V_op(b_q,t).*exp(i*(pi/180)*delta_op(b_q,t));
    abs(v_L_nj);
    angle(v_L_nj)*180/pi;
E_th = E_th - Z_LL(nj,nj)*((-1*S_u_nj)/(v_L_nj))';%Resta del cálculo a la
barra de análisis

%Ahora se construye la sumatoria del aporte de los generadores
for w=1:bg
    v_G_w = V_op(bg_m(1,w),t).*exp(i*(pi/180)*delta_op(bg_m(1,w),t));
        abs(v_G_w);
        angle(v_G_w)*180/pi;
    E_th = E_th + (H_LG(nj,w))*(v_G_w);
end
i_L = ((S_u_nj)/(v_L_nj))';
Z_L_JC2 = (v_L_nj)/(i_L);
v_L_JC = E_th*((Z_L_JC2)/(Z_L_JC2+Z_th));
abs(v_L_JC);
angle(v_L_JC)*180/pi;

abs(v_L_nj);
angle(v_L_nj)*180/pi;

Z_th_out(1,t) = Z_th;
Z_L_out(1,t) = v_L_nj/i_L;
E_th_out(1,t) = E_th;
I_L_out(1,t)=i_L;

abs_Z_th_out(1,t) = abs(Z_th);
X_Z_th_out(1,t) = imag(Z_th);
abs_Z_L_out(1,t) = abs(Z_L_JC2);
abs_E_th_out(1,t) = abs(E_th);
abs_I_L_out(1,t)=abs(i_L);
abs_v_L_IEV(1,t)=abs(v_L_JC);

end
end

```

BIBLIOGRAFÍA

- [1] K. L. Lo, T. X. Zhu, S. K. Tso, Q. Y. Seng, «Different Aspects of Voltage Collapse Assessment and Enhancement,» *IET Conference Publications*, 1997.
- [2] Kundur, P., «Introduction to the special publication on techniques for power system stability limit search.» *IEEE PES Special publication*.
- [3] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [4] Cutsem, T., *Voltage stability of electric power systems*, EEUU: Springer US, 1998.
- [5] Morison, G. K., «Development of On-Line Voltage Stability Assessment Tools at BC Hydro,» *Powertech Labs Inc. Canada*, 1996.
- [6] B. Gao, G. K. Morison, P. Kundur, «Voltage stability evaluation using modal analysis,» *IEEE PES 1991 Summer Meeting, San Diego, California*, 28 July 1991.
- [7] Cutsem, T. Van, «A comprehensive voltage security assessment,» *IEEE PES Winter Meeting Panel Session on Voltage Stability Limit Search*, 1998.
- [8] G. Nativel, Y. Jacquemart, V. Sermanson, G. Nerin, «Integrated framework for security assessment,» *IEEE International Conference 1999*, 1999.
- [9] F. Mercede, J-C. Chow, H. Yan, R. Fischl, «A framework to predict voltage collapse in power systems,» *IEEE PES Winter Meeting*, 31 January 1988.
- [10] R. J. Marceau, S. Soumare, «A unified approach for estimating transient and log-term stability transfer limits,» *IEEE PES Winter Meeting, Tampa, Florida*, 1998.
- [11] 243-2012-EM/DGE, OSINERGMIN - Resolución directoral N°, «Norma técnica para el intercambio de información en tiempo real para la operación del sistema eléctrico interconectado nacional,» 2012.
- [12] R. León, J. Gómez, «Sistema de Respaldo Nacional ante Eventos de Gran Magnitud - SIRENA.» *Dirección de planeación de la operación CND, Compañía de Expertos en Mercados, Medellín, Colombia*.

- [13] V. Oxilia, N. Luna, G. Salazar, «Estabilida en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable,» *Organización Latinoamericana de Energía*, 2013.
- [14] Vega, M., «Unidad de medición fasorial, su desarrollo, aplicaciones y empleo en América Latina,» *Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica*, diciembre 2009.
- [15] J. Restrepo, G. López, J. Gonzales, H. Sánchez, «Posibilidades de aplicación de PMUs en un sistema de transmisión nacional,» *Revista de investigaciones aplicadas, Medellín, Colombia*, junio 2011.
- [16] Grisgsby, Leonard L., *Power system stability and control*, Boca Raton, USA: Taylor & Francis Group, 2012.
- [17] Knight, U. G., «Voltage collapse - Experience and modelling,» *IET Conference Publications*, 1997.
- [18] C. d. O. E. d. S. I. Nacional, «Informe de diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN. Periodo 2017 - 2026,» Lima, 2015.
- [19] F. Hu, K. Sun, A. Del Rosso, E. Farantatos, N. Bhatt, «Measurement-based real-time voltage stability monitoring for load areas,» *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016.
- [20] H. Su, C. Liu, «Estimating the voltage stability margin using PMU measurements,» *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 3221 - 3229, 2016.
- [21] Y. Gong, N. Schulz, A. Guzmán, «Synchrophasor-Based Real-Time Voltage Stability Index,» *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 1029 - 1036, 2006.
- [22] J. Zhao, W. Huang, Z. Fang, K. Li, Y. Deng, «On-line voltage stability monitoring and control (VSMC) system in Fujian power grid,» *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007.
- [23] V. Ajjarapu, C. Christy, «The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis,» *Power Industry Computer Application Conference*, 1991.
- [24] G. Ejebe, B. Gao, J. Waight, «On-line voltage stability assessment: Framework and implementation,» *IEEE PES Winter Meeting Panel Session on Voltage Stability*, 1998.
- [25] Overbye, T., «Use of energy methods for on-line assessment of power system voltage security,» *IEEE PES Winter Meeting*, enero 1992.
- [26] N. Arguira, D. Hossu, I. Fagarasan, S. Iliescu, D. Costianu, «Modern SCADA philosophy in power system operation,» 2011.

- [27] A. Phadke, J. Thorp, «History and application of phasor measurements,» *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2006.
- [28] Standard, IEEE, «IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems,» *IEEE Standard*, 2011.
- [29] J. F. Hauer, D. J. Trudnowski, J. G. DeSeteese, «A perspective on WAMS analysis tools for tracking of Oscillatory Dynamics,» *IEEE Transactions*, 2007.
- [30] A. Rendón, C. R. Fuerte y J.G. Calderón, «State Estimation of electrical power grids incorporating SCADA and PMU measurements,» *IEEE Latin America Transactions* , vol. Vol 13, n° N° 7, July 2015.
- [31] U. S. Department of Energy, Electricity Delivery, «Factors Affecting PMU Installation Cost,» *Smart Grid Investment Grant Program*, 2014.
- [32] K. Gajrani, K. G. Sharma, A. Bhargava, «Performance assessment of communication network in WAMS,» *International Journal of Distributed and Parallel Systems*, 2012.
- [33] SINAC, Dirección de operaciones del COES, «Informe Técnico COES/D/DO/SEV/IT-043-2014 - Rechazo manual de carga por regulación de tensión en el sistema de transmisión La Niña - Zorritos de 220 kV,» 2014.
- [34] C. Oyarce, V. Conza, W. Sifuentes, «Informe del Programa Diario de Mantenimiento del SEIN - Viernes 2 de mayo de 2014,» *Sub-dirección de programación del COES SINAC*, 2 mayo 2014.
- [35] J. F. Hauer, J. G. DeSteese, «Descriptive model of a generic WAMS,» Unite State Department of Energy, Office of Electricity Delibery and Energy Reliability, Washington, 2007.
- [36] F. Kawano, A. Ishibashi, «Development of prototype Wide-Area Monitoring, Protection and Control (WAMPAC) Systems based upon international standards,» 16 - 20 Junio 2013.