

## **ANEXO A**

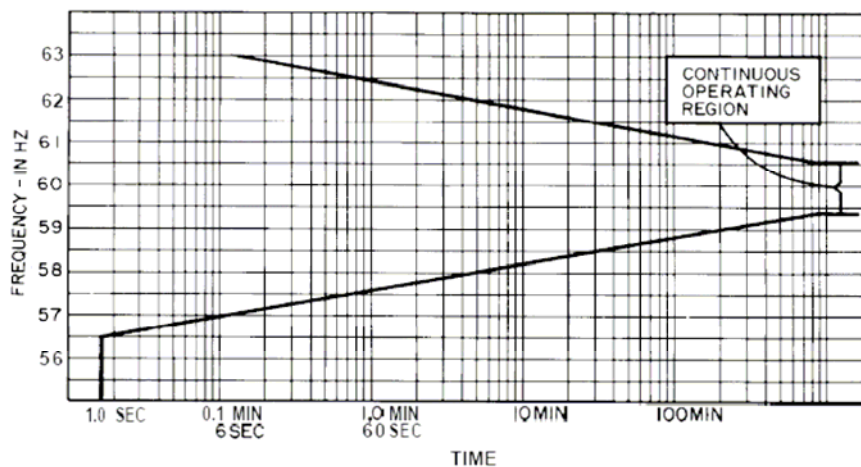
### **CRITERIOS Y PREMISAS DEL ERACMF/EDAGSF/ERACMT**

## ANEXO A (Tomado de Referencia 1)

### A.1 LÍMITES DE FRECUENCIA EN LAS TURBINAS

En el Informe Técnico de la referencia [1] se ha investigado sobre rangos de sub y sobrefrecuencia admisibles en unidades de generación hidráulica y térmica, considerados en los requisitos mínimos para el ingreso al sistema en países como Brasil, Argentina, Chile y de algunas empresas de generación de Estados Unidos y Canadá. También se ha recopilado información respecto de las protecciones de frecuencia de unidades de generación en sistemas eléctricos de otros países y del SEIN.

Se debe mencionar que la operación prolongada a bajas frecuencia de un sistema eléctrico de potencia está supeditada a los límites operativos de los equipos de la red. Estos límites usualmente están asociados con la operación de los servicios auxiliares de las centrales eléctricas, que empiezan a ser perjudicados cuando la frecuencia asume valores por debajo de 59,0 Hz, hecho que provoca reducciones en la potencia de generación. Las condiciones límite se suelen presentar generalmente a 55,0 Hz, por esta razón las protecciones de mínima frecuencia de las unidades de generación se ajustan con valores entre 56,0 y 57,0 Hz.



**Figura A.1 Límites de la frecuencia en las turbinas de vapor**

En la referencia [1], se trata el tema de las turbinas a vapor como las unidades que presentan restricciones con respecto a la frecuencia y se comenta que en forma relativa, las turbinas hidráulicas no son afectadas por la operación a bajas frecuencias. También se muestra que en la operación de turbinas a vapor a bajas frecuencias, las protecciones de baja frecuencia de los grupos generadores (turbina-generador) evitan que las turbinas queden expuestas a bajas frecuencias durante un prolongado tiempo, que pueda ocasionarles daño, constituyéndose estas protecciones como respaldo del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia. Se remarca que el daño a las turbinas de vapor se presenta debido a las vibraciones mecánicas por operación a frecuencias diferentes de la frecuencia de diseño. La magnitud de estas vibraciones mecánicas depende de la desviación de la frecuencia respecto del valor nominal; mientras más prolongada sea la exposición mayor será el daño.

Por esta razón, sobre la base de una gran cantidad de datos de vibración en diferentes turbinas de vapor, la referencia [1] recomienda respetar los límites de operación a frecuencias fuera del valor nominal mostrados en la Figura A.1. A partir de esta figura, se ha construido el Cuadro A.1 que muestra un rango típico de límites de exposición

de unidades de generación de vapor ante sub y sobrefrecuencias en sistemas eléctricos de 60 Hz.

<b>Rango de Frecuencia (Hz)</b>	<b>Tiempo máximo de exposición (*) (minutos)</b>
59,4 – 60,6	Operación continua
58,5 – 61,5	30
58,2 – 61,7	10
58,0 – 62,0	4
57,7 – 62,2	2
57,4 – 62,6	0,5

**Cuadro A.1 Límites de exposición a la variación de frecuencia**

(\*): Los tiempos son acumulativos. Una exposición durante 1/2 minuto a plena carga con una frecuencia de 57,7 Hz, le dejará solo 1,5 minutos para poder operar en esta condición en el resto de la vida de esta unidad.

Es pertinente indicar que cada diseño de turbina de vapor tendrá sus propios límites individuales. En la Figura A.2 tomada de la referencia [1] se muestra un ejemplo de una curva de una cierta turbina de vapor en la cual se aprecia una zona blanca entre 59,5 Hz y 60,5 Hz que es el área de operación en servicio continuo sin restricciones, mientras que las zonas sombreadas sobre 60,5 Hz y debajo de 59,5 Hz son áreas de operación restringidas con límites de tiempo. Se debe insistir en la mención que el tiempo gastado en una banda de frecuencias es acumulativo y es usualmente considerado independiente del tiempo acumulado en otra banda.

En ese sentido, la Figura A.2 indica que la operación entre 58,5 Hz y 57,9 Hz es permitida durante 10 minutos. Para un tiempo mayor el daño a los alabes de la turbina sería probable. Por lo tanto, si una unidad opera en este rango de frecuencia durante un minuto, entonces sobre la vida del alabe solo se permitirá 9 minutos más de operación en esta banda de frecuencias.

Por otro lado, en la referencia [1] se menciona que los límites de frecuencia para generadores de turbinas hidráulicas son menos exigentes que cuando las turbinas son de vapor y de combustión interna. Se puede decir que normalmente las turbinas hidráulicas están diseñadas para soportar condiciones más severas de sobrevelocidad y se puede considerar que dentro del rango de 57,0 Hz a 63,0 Hz se da la capacidad de operación continua a frecuencia anormal.

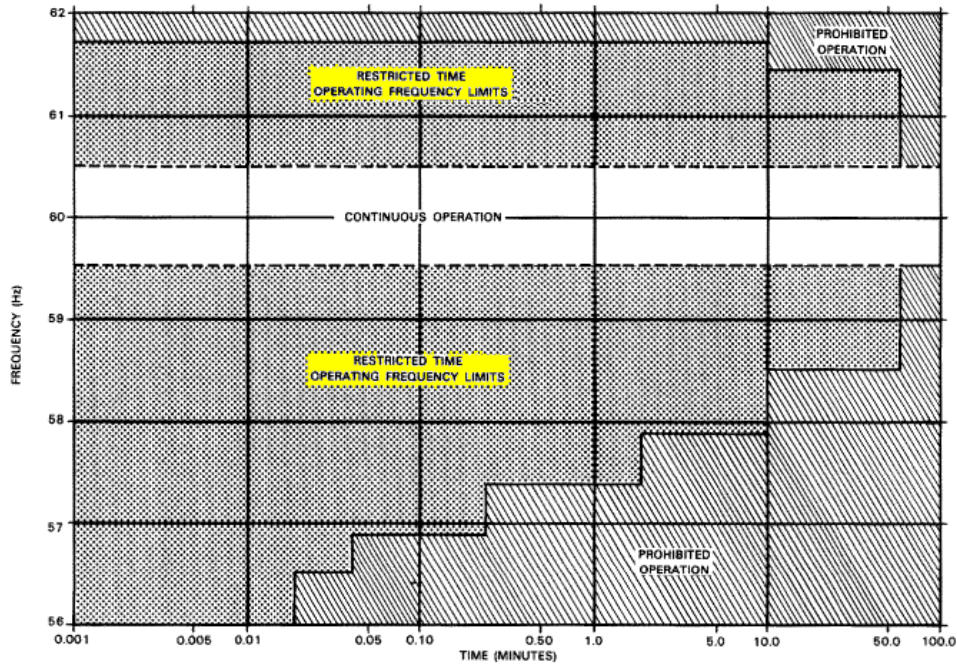


Figura A.2. Zonas Límite de operación de turbina de vapor.

## A.2 CRITERIOS PARA EL ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA POR MÍNIMA FRECUENCIA

Antes de desarrollar un esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia (ERACMF), es necesario definir el **máximo nivel de sobrecarga** que el esquema va a admitir (nivel de protección del esquema), **la máxima carga a ser rechazada**, **la frecuencia de inicio del rechazo** y **la máxima caída permisible en la frecuencia**.

El ERACMF debe estar diseñado para enfrentar la más severa perturbación posible, pero contemplando el **sistema interconectado en su conjunto**. Esto implica que las áreas aportarán al esquema proporciones semejantes de su demanda para equilibrar los desbalances, cuando la tasa de la variación de la frecuencia es moderada.

### 2.1 Porcentaje de sobrecarga y carga a rechazar

Un ERACMF se diseña usualmente para proteger al sistema frente a una cierta condición de máxima sobrecarga. Este concepto está relacionado con el nivel de sobrecarga luego de una pérdida de generación (o pérdida del aporte externo desde un determinado subsistema) y la fracción de carga a rechazar. En ese sentido, el objetivo es proteger al sistema hasta un cierto nivel de sobrecarga luego de una contingencia seleccionada.

La sobrecarga luego de producirse una contingencia seleccionada, se define como la relación entre la pérdida de generación (o aporte externo) y la generación remanente. Constituye el primer impacto que asume la generación que queda en servicio, ya que deberá suministrar transitoriamente el déficit producido.

La pérdida de generación ( $P_{GD}$ ), si se supone constante la carga ( $P_L$ ), provocará una sobrecarga en la generación que queda en servicio. El porcentaje de sobrecarga ( $P_{SC}$ ),

calculado respecto de la generación remanente ( $P_{GR}$ ), esta dado por:

$$P_{SC} = \frac{P_L - P_{GR}}{P_{GR}} * 100.$$

Esta expresión puede ser simplificada y obtener la relación  $P_{SC} = \frac{P_{GD}}{P_{GR}} * 100.$

Por lo tanto, el porcentaje de carga a rechazar ( $P_{CR}$ ) para equilibrar el desbalance en el sistema, se estima mediante el cociente entre la generación perdida ( $P_{GD}$ ) y la demanda del sistema antes de la desconexión ( $P_L$ ), que en forma aproximada resulta:

$$P_{CR} \cong \frac{P_{GD}}{P_{GD} + P_{GR}} * 100$$

## 2.2 Porcentajes de sobrecarga máxima (PSCM) y de rechazo de carga máximo (PRCM)

Para el caso del SEIN, se selecciona un evento que provoque la mayor pérdida de generación, así como aquella condición de demanda en la que se va a provocar el mayor porcentaje de sobrecarga (PSCM). En este escenario de demanda esta sobrecarga máxima va a requerir, en ausencia de reserva de generación, el mayor porcentaje de rechazo de carga (PRCM) para garantizar la recuperación de la frecuencia. Este rechazo total máximo de carga previsto en el ERACMF debe ser suficiente para cubrir el déficit comparable a la mayor pérdida de generación definida para el SEIN y restablecer la frecuencia a valores cercanos a 59,5 Hz.

No es esencial que la frecuencia sea restablecida exactamente a 60 Hz, sin embargo debe ser restablecida por encima de 59 Hz, para que el sistema de generación remanente pueda asumir la sobrecarga provocada mediante la acción del gobernador de velocidad y restablecer la frecuencia a valores normales. Por ello, debido a la posibilidad de daños a las turbinas de vapor, no es recomendable que la carga rechazada sea menor a la requerida y que la frecuencia se establezca en valores que posibiliten estos efectos indeseables.

Por ello se ha establecido que, **“luego de un evento de frecuencia y después de la actuación del ERACMF, las simulaciones deben arrojar un valor final de frecuencia próximo a 59,5 Hz, con el cual el sistema real podría operar durante un cierto tiempo, sin consumir su tiempo máximo de exposición, mientras se regula la frecuencia al valor nominal”**.

## 2.3 Frecuencia de inicio del rechazo

Con respecto a la frecuencia de inicio de la operación del esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia (ERACMF) el criterio básico es **permitir que, luego de un evento de pérdida de generación, el sistema desarrolle todo su efecto inicial de frenado expresado en las inercias de las turbinas y generadores del sistema, mientras que los gobernadores dan inicio al proceso de control que conduce al incremento de la potencia de las unidades de generación.**

Se debe indicar que el valor de frecuencia de inicio del ERACMF depende de diversos factores. Por ello, es importante remarcar que si el SEIN fuera un sistema robusto, entonces las disminuciones de frecuencia superiores a 0,3 o 0,4 Hz indicarían que se ha producido una gran perturbación y por lo tanto, la actuación del ERACMF debería

iniciarse a un nivel de frecuencia del orden de 59,3 Hz o 59,4 Hz. Sin embargo nuestro sistema no es un sistema robusto, con limitaciones para ejercer una aceptable regulación secundaria manual de la frecuencia.

Se debe mencionar que en Argentina, cuyo sistema es más robusto que el SEIN y tiene una apropiada regulación de frecuencia (primaria y secundaria), el ERACMF de CAMMESA tiene una frecuencia de inicio de 49,0 Hz siendo 50 Hz el valor nominal.

En el caso del sistema peruano, si se utilizara 59,3 o 59,4 Hz como frecuencia de inicio del ERACMF, se desaprovecharía el efecto inicial de frenado expresado en las inercias del sistema y el esquema podría actuar innecesariamente en ciertas condiciones de operación no comunes, sin que se haya producido alguna perturbación o contingencia importante en el SEIN que amerite el rechazo de carga.

Por lo tanto, la caída de la frecuencia del sistema por efecto del déficit de generación debe ser revertida dejando que las inercias del sistema desarrollen su capacidad de frenado natural y con el oportuno inicio del rechazo de carga. En ese sentido, considerando los aspectos normativos, se ha ratificado el valor vigente de 59,0 Hz como frecuencia de inicio para el ERACMF, que se sustenta en la indicación de la NTCSE que admite una variación súbita de  $\pm 1$  Hz.

#### **2.4 Número y Dimensionamiento de las Etapas de Rechazo**

El objetivo de este criterio es encontrar la mejor combinación entre el número y el tamaño de las etapas de rechazo del ERACMF, y los correspondientes ajustes de los relés, los cuales desconectarán la carga requerida en los rangos de frecuencia especificados para una condición de máxima sobrecarga y rechazarán una magnitud mínima de carga para condiciones menos severas.

El número de etapas de rechazo de carga es usualmente relacionado con la máxima carga a ser rechazada. En ese sentido, mientras más grande es la carga a rechazar, mayor será el número de etapas requerido para el esquema. En la referencia [1] se menciona que en general, el número de etapas de rechazo de carga debe ser limitado a 3 o 5 etapas y que la experiencia ha mostrado que la coordinación de los relés es mucho más fácil de lograr y se logra rechazar el mínimo de carga cuando el número de etapas de rechazo se encuentra en este rango.

La primera etapa de rechazo, que se inicia a 59,0 Hz, está diseñada con un porcentaje de rechazo para hacer frente a la desconexión de la unidad más grande del sistema, si este evento se produce con ausencia de reserva en media y máxima demanda. En mínima, este evento podría activar la segunda etapa de rechazo de carga si no hubiera reserva disponible.

Las etapas siguientes se diseñan mediante “un proceso de prueba y error”, estableciendo una solución de compromiso entre sobrerrechazar carga y activar el EDAGSF, así como buscar que la frecuencia al final del evento, luego de la actuación del ERACMF, se aproxime a 59,5 Hz.

Los esquemas de rechazo de carga deben ser coordinados con las limitaciones del equipamiento durante la operación a bajas frecuencias. Estas limitaciones, como se ha mencionado, están normalmente asociadas con la operación de los servicios auxiliares de la central, cuyo desempeño empieza a disminuir a frecuencias por debajo de 59,0 Hz, y alcanza condiciones límite cerca de los 55,0 Hz. Por ello, para proveer algún margen, se puede suponer que la máxima caída de frecuencia en unidades hidráulicas podría ser 56,0 Hz y 57,0 Hz en muchos casos de unidades turbogas.

En ese sentido, para que la frecuencia del sistema no se acerque a 57,0 Hz, el valor de umbral de la frecuencia de rechazo del último escalón debe ser mayor a este valor, para considerar que debido a los tiempos de operación del relé (medición y orden de disparo) y del interruptor, la frecuencia continuará cayendo hasta que la carga sea realmente rechazada.

Asimismo, el ERACMF puede disparar una o más etapas de umbral en forma anticipada, activadas a partir de una frecuencia inferior a 59,8 Hz y con ciertas pendientes de frecuencia asociadas a cada zona del SEIN. Se va a tomar como referencia los ajustes de los relés de derivada de frecuencia del esquema vigente y con las simulaciones se ha validado estos ajustes.

### **A.3 Criterios para el esquema de desconexión de generación por sobrefrecuencia**

El Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobrefrecuencia (EDAGSF) se diseña para garantizar la estabilidad de la frecuencia en los sistemas aislados que se formen luego de eventos que conduzcan a la separación de áreas con fuertes desequilibrios positivos de generación-demanda.

En ese sentido, el EDAGSF se ha conformado con el mínimo número de unidades de generación, tal que con sus desconexiones escalonadas, se equilibre los desbalances de potencia acelerante en los sistemas aislados, sin provocar descensos en la frecuencia que activen en forma indebida el ERACMF.

Las separaciones de áreas operativas contempladas en las simulaciones para el diseño del esquema, son aquellas posibles de producir por la apertura de una sola línea o de una doble terna a partir del sistema con topología "N".

Una vez conformado el EDAGSF del SEIN, se ha verificado su desempeño ante eventos de separación de los sistemas Centro Norte y Sur o ante la desconexión brusca de demanda en el centro de carga (Lima).

Se debe remarcar que "las unidades de generación del SEIN que no están incluidas en el EDAGSF, deben permanecer operando transitoriamente, antes y durante la actuación del EDAGSF y hasta antes de que sus protecciones de sobrefrecuencia actúen".

La NTCSE establece que la frecuencia normal del SEIN está en el rango de 60,0  $\pm$ 0,36 Hz, tolerando excursiones súbitas entre 59,0 y 61,0 Hz, que deberían ser corregidas en el término de 60 s. En ese sentido, en las simulaciones para el diseño del esquema se ha considerado el valor de 61,0 Hz como un valor referencial para el máximo de la frecuencia al final del evento. En la operación real, si se diera estos casos, la regulación secundaria manual sería normalmente suficiente para controlar la frecuencia. Por esta razón, en las simulaciones no se va propiciar la desconexión automática adicional de unidades de generación para llevar la frecuencia a 60 Hz.

Por lo mencionado, variaciones súbitas de frecuencia que superen el rango de 61 Hz, deberían activar el EDAGSF y provocar la desconexión escalonada de las unidades requeridas para restablecer el equilibrio en la potencia acelerante del sistema.

## **A.4 Criterios para el esquema de rechazo automático de carga por mínima tensión**

### **4.1 Colapso de tensión**

El ERACMT toma en cuenta la necesidad de evitar la ocurrencia de un colapso de tensión en la zona de Lima. Esta situación puede presentarse en un escenario de indisponibilidad simultánea de las centrales térmicas a gas de Lima con todos los recursos disponibles de control de tensión en operación y estando saturados los enlaces de transmisión desde el Complejo Mantaro.

Con la conversión a gas natural de las centrales ubicadas en Lima y con la incorporación al SEIN de las nuevas turbogases al sur de Lima en el año 2007, un escenario crítico es una condición de operación en media demanda sin las centrales a gas en Lima y luego la rampa de carga hacia la condición de punta. El ERACMT tiene como objetivo intervenir cuando la tensión en las barras de 220 kV de Lima cae por debajo de ciertos valores críticos (umbrales del ERACMT), desconectando la carga necesaria para restituir la tensión a valores superiores a dichos umbrales. De esta manera se aporta un margen de seguridad mínimo para que el operador del sistema efectúe las acciones correctivas necesarias para que la tensión alcance los niveles operativos del estado normal. Por lo tanto, con la actuación del ERACMT no se pretende restituir los niveles de tensión habituales, sino generar las condiciones de seguridad para que el operador ejerza las acciones necesarias para lograrlo.

Se debe remarcar que el colapso de tensión provoca la actuación de las protecciones, principalmente la de distancia, con la apertura no deseada de una o más líneas se podría desmembrar el sistema en forma no controlada. Asimismo, estas bajas tensiones en el SEIN podrían producir también la desconexión de los servicios auxiliares de algunas unidades de generación, agravando y deteriorando la calidad de servicio en general.

Las características previas al fenómeno de un colapso, muestran una caída sostenida de la tensión, un incremento de la carga, el aporte capacitivo de las líneas de transmisión decrece proporcionalmente al cuadrado de la tensión y se incrementan las pérdidas reactivas con el cuadrado de la corriente. Debido a estas características particulares del fenómeno, no siempre la ejecución de las acciones correctivas manuales suele ser eficaz para evitar el colapso, por ello es deseable contar con el ERACMT como una última línea de defensa para evitar el colapso.

### **4.2 Tipos de Esquemas de Rechazo de Carga por Mínima Tensión**

El rechazo de carga se considera como la opción final para prevenir el acercamiento de la tensión hacia la tensión de colapso. Por ello, dependiendo de la tasa de cambio de la tensión, la carga podría ser desconectada manualmente o en forma automática.

#### **4.2.1 Rechazo manual de carga**

Es un recurso operativo que dispone el Coordinador del SEIN, en concordancia con la NTCOTRSI, para mantener la tensión en una barra dentro de los rangos de estado normal de operación. En ese sentido, si la tensión disminuye lentamente, en minutos, por ejemplo, para prevenir el colapso de tensión el Coordinador puede aplicar el rechazo de carga manual. Este método es utilizado usualmente cuando hay una inadecuada generación disponible o cuando no hay suficiente reserva de potencia

reactiva. Requiere de un predeterminado plan de acción que debe ser ejecutado por el operador del sistema en un determinado orden.

Para determinar las cargas que deben ser rechazadas primero se requiere realizar estudios de sistemas. La gran desventaja de este método es que depende de la experiencia del personal de operaciones para reconocer el acercamiento de la tensión al punto de inestabilidad y poder actuar lo suficientemente rápido para prevenir el colapso.

#### **4.2.2 Rechazo automático de carga**

Es un recurso del sistema de potencia para retornar al estado normal de operación, cuando después de una falla el sistema ingresa al estado de emergencia. Cuando la causa de la disminución de la tensión ha sido provocada por una súbita pérdida de una línea de transmisión importante o un equipo que esta suministrando potencia reactiva, la velocidad de variación puede ser bastante rápida, segundos, por ejemplo. Por esta razón, para este escenario, el rechazo manual de carga no es una opción viable, por lo tanto el rechazo automático de carga debe ser utilizado para detener en forma rápida la caída de la tensión y prevenir el colapso.

Para determinar que cargas se rechazan primero se debe realizar estudios de sistemas detallados similares a los realizados para determinar el esquema de rechazo manual. La medición de una subtensión se utiliza para iniciar el rechazo automático de carga, sin embargo el relé de mínima tensión debe ser apropiadamente temporizado o supervisado para que no opere mientras el sistema experimenta una condición de falla. En general, de acuerdo a la referencia [1], el rechazo automático de carga se inicia cuando la tensión esta entre 0,88 y 0,90 p.u. por un periodo de tiempo mayor que el tiempo de despeje de falla.

#### **4.3 Número de etapas**

El rechazo de carga por mínima tensión debe tener inherentemente varias etapas en virtud a que normalmente las barras experimentan tensiones y caídas de tensión diferentes. Esto es cierto a menos que todas las barras en una área local tengan la rigidez para hacer frente al crecimiento de la demanda.

Para evitar las sobredesconexiones y para no afectar la selectividad entre las cargas, los relés de mínima tensión pueden tener diferentes ajustes de tensión y temporizaciones. En ese sentido, mediante estudios del comportamiento de la tensión en larga duración los esquemas de rechazo automático de carga deben ser examinados para determinar:

- (1) Si resultan inaceptables sobretensiones, sobrefrecuencias, o violaciones de los límites de transmisión.
- (2) Si es probable que con una sola gran etapa de rechazo de carga se provoque sobretensión o sobrefrecuencia, la magnitud a ser rechazada debería ser reducida o en todo caso puede ser distribuida en mas etapas.
- (3) Si una sola etapa puede ser adecuada para proveer resultados predecibles, exactos y deseables. De esta manera se define la utilización de diferentes ajustes de relés (umbrales de tensión y temporizaciones) y el rechazo en varios puntos diferentes de la zona.

#### **4.4 Criterios de definición de umbrales**

En el numeral 8.1.2 de la NTCOTRSI se consigna que “el coordinador puede disponer rechazos manuales de carga y/o desconexión de generadores u otros equipos para preservar la estabilidad y seguridad del Sistema”. Por otro lado se debe recordar que se ingresa a una condición de emergencia cuando la tensión en las barras de 220 kV muestra variaciones superiores a  $\pm 5\%$  de la tensión de operación.

Por lo tanto, cuando la tensión en la zona de Lima disminuya por debajo de 199,5 kV, el Coordinador debe disponer los rechazos manuales de carga considerando que si la tensión sigue disminuyendo por debajo de 195,0 kV se tendrán problemas para sincronizar unidades de generación.

En ese sentido el criterio es permitir que ante un proceso lento y gradual de deterioro de la tensión, cuando la tensión pase por 199,5 kV, el Coordinador debe disponer los rechazos manuales de carga para volver al estado normal y dejar al ERACMT como el último escalón de defensa del SEIN, que debe activarse y actuar cuando, debido a un evento que provoque un desbalance súbito en la potencia reactiva en Lima, se presente una caída brusca de la tensión que la ubiquen en la zona de emergencia.

#### **4.5 Subestaciones a ser consideradas en el ERACMT**

Un criterio básico es la inspección de la tensión en las barras de 220 kV de las subestaciones Chavarría, Barsi, Santa Rosa, Balnearios y San Juan de Lima y la desconexión debe ser realizada en alimentadores de 10 kV, aguas abajo de las subestaciones mencionadas.