



INFORME TECNICO

COES-SINAC/DEV-243-2006

**INFORME FINAL DEL ESTUDIO DE
ACTUALIZACIÓN DEL ESQUEMA DE
RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA Y
DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE GENERACIÓN
DEL SEIN – AÑO 2007**

Fecha	Rev.	Descripción	Elaboró	Revisó	Aprobó
29.09.06	0	Informe Final ERACG2007	RRA	RRA	AVV



1. INTRODUCCION.....	5
2. OBJETIVO.....	7
3. ALCANCES.....	7
3.1 Modelo Dinámico del SEIN.....	7
3.2 Escenarios de análisis	8
4. CRITERIOS Y PREMISAS DEL ESTUDIO.....	8
4.1 Criterios de frecuencia en el SEIN	8
4.1.1 Límites de frecuencia en las turbinas.....	8
4.1.2 Criterios de frecuencia en el SEIN	10
4.2 Criterios para el esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia.....	11
4.2.1 Porcentaje de sobrecarga y carga a rechazar	11
4.2.2 Porcentajes de sobrecarga máxima (PSCM) y de rechazo de carga máximo (PRCM)	12
4.2.3 Frecuencia de inicio del rechazo.....	12
4.2.4 Número y Dimensionamiento de las Etapas de Rechazo.....	13
4.3 Criterios para el esquema de desconexión de generación por sobrefrecuencia.....	14
4.4 Criterios para el esquema de rechazo automático de carga por mínima tensión.....	15
4.4.1 Colapso de tensión	15
4.4.2 Tipos de Esquemas de Rechazo de Carga por Mínima Tensión.....	16
4.4.3 Número de etapas.....	16
4.4.4 Criterios de definición de umbrales.....	17
4.4.5 Subestaciones a ser consideradas en el ERACMT	17
5. MODELO DINAMICO DEL SEIN	18
5.1 Modelos de cargas.....	18
5.2 Eventos Analizados	19
5.3 Criterios de afinamiento del modelo de carga	20
5.3.1 Pendiente de caída de la frecuencia.....	20
5.3.2 Valor mínimo de la frecuencia.....	20
5.3.3 Valor final de la frecuencia.....	20
5.4 Resultados de la evaluación de los eventos seleccionados	21
5.4.1 Metodología y resultados de las simulaciones.....	21
5.5 Incorporación de automatismos del Área Norte	23
6. ESCENARIOS BASE.....	24
6.1 Proyectos de generación, transmisión y nuevas cargas	24
6.2 Demandas en barras y despachos de generación.....	25
6.3 Resultados de la operación en estado estacionario del SEIN.....	25
7. ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMATICO DE CARGA POR MINIMA FRECUENCIA (ERACMF)	27
7.1 Esquema Básico de RACMF vigente.....	27

7.2	Indicadores Preliminares y Dimensionamiento de etapas del ERACMF-2007	27
7.3	Metodología de análisis	28
7.4	Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia Uniformemente Distribuido (ERACMFUD)	29
7.5	Desconexión de unidades de generación	29
7.5.1	Desempeño de ERACMFUD vigente y criterios de modificación de especificaciones	31
7.5.2	Comportamiento en Avenida con el EBRACMF propuesto	33
7.5.3	Comportamiento en Estiaje con el EBRACMF propuesto	35
7.6	Verificación del Esquema de Rechazo Automático de Carga Uniformemente Distribuido (ERACMFUD) ante formación de islas	36
7.7	Eventos adicionales de desconexión de líneas que provocan subfrecuencias	37
7.8	Conclusiones	39
8.	ESQUEMA DE DESCONEXION AUTOMATICA DE GENERACION POR SOBREFRECUENCIA (EDAGSF)	41
8.1	EDAGSF Vigente	41
8.2	Metodología de análisis	41
8.3	Eventos de desconexión de líneas de transmisión que producen sobrefrecuencias en sistemas aislados del SEIN	42
8.3.1	Desconexión de la línea de 220 kV Talara-Piura	43
8.3.2	Desconexión de la línea de 220 kV Piura-Chiclayo	43
8.3.3	Desconexión de la línea Chiclayo-Guadalupe de 220 kV	44
8.3.4	Desconexión de la línea de 220 kV Guadalupe-Trujillo	45
8.3.5	Desconexión de la línea Paramonga-Chimbote de 220 kV con 41,86 MW para media demanda en avenida	46
8.3.6	Desconexión de la línea Mantaro-Socabaya doble terna	46
8.3.7	Desconexión de la línea Quencoro-Tintaya de 138 kV	47
8.3.8	Separación del Sur Este del SEIN	48
8.3.9	Desconexión de la S.E. Balnearios	48
8.4	Conclusiones	49
9.	ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMATICO DE CARGA POR MINIMA TENSION	51
9.1	Esquema Básico de RACMT vigente	51
9.2	Metodología de Diseño del ERACMT	51
9.3	Estimación de las Tensiones de Colapso	52
9.3.1	Tensiones de colapso del año 2006	53
9.3.2	Tensiones de colapso del año 2007	53
9.4	Sensibilidad de las tensiones en Lima a los cambios en la potencia activa	55
9.5	Propuesta de ERACMT	57
9.5.1	Umbral de tensión y temporizaciones básicas	57
9.5.2	ERACMT propuesto	58
9.6	Verificación del esquema propuesto	59

9.7	Conclusiones	60
10.	<i>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS</i>	61
11.	<i>ANEXOS</i>	62

1. INTRODUCCION

De acuerdo a la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR), la Dirección de Operaciones del COES-SINAC (DOCOES) debe elaborar anualmente un estudio para establecer los esquemas de rechazo automático de carga y reconexión automática de carga para prever situaciones de inestabilidad. Asimismo, debe proponer un esquema de rechazo de generación por sobrefrecuencia.

En principio se debe mencionar que en el año 2003, en el estudio de Rechazo de Carga/Generación del SEIN [1] se utilizó un Modelo Multinodal y se propuso un plan de defensa del SEIN conformado por esquemas de rechazo automático de carga por relés de mínima frecuencia, rechazo de generación por sobrefrecuencia y rechazo automático de carga por relés de mínima tensión a ser implementados en el año 2004. Entre los resultados más importantes de este estudio, referidos al Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF), se puede mencionar que:

- a. La desconexión de cargas representa el 48 % de la demanda total, en virtud a una nueva filosofía para los rechazos de carga accionados por relés de derivada de frecuencia y en el soporte a la selectividad logrado mediante el control del perfil de tensiones con la desconexión de los bancos de capacitores “shunt” asociadas a las zonas involucradas en el rechazo.
- b. El esquema fue diseñado con 7 etapas, que tienen asignado el mismo porcentaje de carga a rechazar en todas las zonas del SEIN y se activan por umbral de frecuencia, con una frecuencia de arranque de 59.0 Hz.
- c. Las etapas de umbral, también se pueden disparar en forma anticipada de acuerdo a la derivada de la frecuencia, considerando un umbral de arranque fijado en 59.8 Hz y derivadas mínimas de acuerdo a la zona geográfica de ubicación de las instalaciones.
- d. Una función para restituir la frecuencia a la banda 60 ± 0.3 Hz antes de los 20 s, que fue asignada a la séptima etapa y se debía activar siempre que la magnitud de la carga desconectada y la velocidad de respuesta de la reserva disponible, no pudieran restituir la frecuencia por sobre 59.7 Hz en 15 s.

En este estudio [1] se propuso un Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobrefrecuencia (EDAGSF) que tiene como objetivo el control de las sobrefrecuencias que puedan presentarse en el SEIN, luego de eventos que conduzcan a la separación de áreas. Las separaciones contempladas en el análisis, son aquellas que se pueden producir por la apertura de una línea o de una doble terna (en la misma torre) a partir del sistema completo (condición N).

Asimismo, el estudio propuso un esquema de rechazo automático de carga por mínima tensión (ERACMT) para mantener el control de las tensiones en Lima, ante contingencias simples y dobles en las líneas que evacúan la producción de las centrales de Mantaro, Yanango, Chimay y el eventual flujo proveniente del Sur. Para ello, al ser activado desconecta cargas asociadas a las subestaciones Chavarría, Barsi, Balnearios, Independencia, Santa Rosa y San Juan, considerando una tensión crítica de colapso en Lima de 0.9 p.u. (198 kV).

En septiembre del año 2004, se concluyó el estudio de actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN [2], para su implementación en el año 2005. Los resultados de este estudio mostraron que era conveniente extender la vigencia del ERACMF y del ERAGSF del SEIN vigentes en el año 2004.

Respecto de la función de reposición (asignada a la séptima etapa), el estudio concluyó que esta función no debía considerarse en el esquema y que la recuperación de la frecuencia fuera asumida solamente por los sistemas de regulación. En lo referente al ERACMT, como resultado del estudio, se ratificó la tensión crítica de colapso de Lima propuesta en el estudio del año 2003 y se incluyó en el esquema algunas ligeras modificaciones en las temporizaciones de los relés de mínima tensión.

El estudio de actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN para el año 2006 [3], fue concluido en setiembre del 2005 y sus resultados fueron implementados en el año 2006. Como resultado de este estudio se mantuvo la estructura del ERACMF del año 2005, salvo ligeras modificaciones en las derivadas de las áreas Norte y Sur del SEIN, y la inclusión de una etapa de reposición, con el fin de corregir la frecuencia en eventos donde haya carencia de energía regulante y evitar la exposición a bajas frecuencias a los equipos del SEIN. En cuanto al ERAGSF, se retiraron algunas unidades del esquema, según los resultados del estudio. En lo que respecta al ERACMT, para el área de Lima, se definieron nuevos umbrales de arranque de 191 kV y 195 kV para la desconexión de carga aguas abajo de las subestaciones de 220 kV, con coordinación en las temporizaciones según el orden de sensibilidad de las barras de 220 kV al colapso de tensión. De igual forma, como resultado del estudio, se especificó un esquema de rechazo para el área de San Nicolás. En junio del 2006, la DOCOES con cartas D-682-2006, y D-683-2006, dirigidas a Edelnor y Luz del Sur respectivamente, realizó modificaciones al ERACMT para el área de Lima. Se modificaron los umbrales de arranque a 188 kV y 191 kV, así como también las temporizaciones, de acuerdo a la información de eventos donde hubo rechazo de carga manual, y de estimaciones de la tensión de colapso. Estos eventos se presentaron en los meses de marzo, abril y mayo de 2006, en los cuales, debido a indisponibilidades de unidades de generación del área de Lima se realizaron rechazos de carga manual para evitar posibles colapsos por tensión.

En el presente estudio se han efectuado las simulaciones de la operación en estado estacionario y transitorio del SEIN para la topología y los escenarios previstos para el año 2007, para obtener los criterios con la finalidad de modificar, de ser necesario, las especificaciones de los esquemas de rechazo automático de carga/generación vigentes. No se ha considerado el efecto de la carga de Machala (Ecuador) sobre los esquemas de rechazo automático de carga/generación del SEIN.

Se considera que el tema de la reconexión automática de carga, luego de un rechazo de carga por mínima frecuencia, debe ser tratado luego de la realización del Estudio Integral de la Problemática de la Reserva Rotante del SEIN. Asimismo, con respecto a las reconexiones automáticas de carga luego del rechazo por mínima tensión, se debe indicar que configura un problema similar, solo que en este caso particular se requiere conocer y manejar las reservas de potencia reactiva del SEIN, cuya caracterización estará completa al final del Estudio Integral de Tensión y Compensación Reactiva del SEIN.

2. OBJETIVO

El objetivo del estudio es la revisión y propuesta de actualización para su implementación en el año 2007 de los esquemas de:

- Rechazo automático de carga por mínima frecuencia mediante relés de umbral y/o gradiente de frecuencia.
- Desconexión automática de generación por sobrefrecuencia mediante relés de umbral y/o gradiente de frecuencia.
- Rechazo automático de carga por mínima tensión mediante relés de umbral de tensión.

3. ALCANCES

3.1 Modelo Dinámico del SEIN

En las simulaciones del comportamiento transitorio del sistema eléctrico realizadas para la revisión y modificación de los esquemas de rechazo automático de carga/generación del presente estudio, se ha utilizado el modelo dinámico del SEIN disponible en el software DigSILENT.

Este modelo dinámico fue desarrollado inicialmente en el año 2003, en formato PSS/E, para el estudio de la referencia [1] y fue concebido para representar prácticamente toda la red del SEIN de ese año. La red y sus componentes fueron modelados con el detalle suficiente para mostrar todos los fenómenos que se buscaban representar, ya sea en los análisis de estado estacionario como para las simulaciones del comportamiento transitorio del SEIN ante eventos que provocan variaciones importantes en la frecuencia.

En el año 2004, este modelo PSS/E fue convertido a formato DigSILENT, para ser utilizado en el estudio de Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN para el año 2005 [2]. Para el estudio de actualización de los esquemas de rechazo del SEIN-año 2006 [3], el modelo DigSILENT fue revisado y actualizado.

En el presente estudio, los archivos del modelo DigSILENT utilizados en la referencia [3] han sido actualizados, incorporando los nuevos proyectos cuyo ingreso se ha producido en el año 2006 o está previsto para el 2007. En ese sentido, el nuevo modelo DigSILENT del SEIN considera la ampliación y adecuación de la C.T. Ventanilla para operar como ciclo combinado (486,32 MW), la conversión de las unidades UTI's de la C.T. Santa Rosa para operar con gas natural, las nuevas centrales térmicas ubicadas al Sur de Lima: Chilca fase I (174 MW) de Enersur y Kallpa (160 MW) de Globeleq, así como la nueva central hidroeléctrica La Joya (9.6 MW) en Arequipa. También considera las cargas de la Nueva Planta de Sulfuros (120 MW) de la Minera Cerro Verde y la ampliación de la Planta de Fundición (20 MW) de Southern Perú en la S.E. Ilo 1, la carga de Minera Cerro Lindo (14,7 MW) alimentada desde la nueva S.E. Desierto (ubicada entre Independencia – San Juan). Además de la nueva línea de 138 kV Huallanca-Sihuas-Tayabamba-Llacuabamba con la cual se alimenta desde el SEIN a las cargas de las minas MARSÁ y Horizonte (aproximadamente, 10 MW), se ha considerado la nueva S.E. Ingenieros de Luz del Sur.

3.2 Escenarios de análisis

El estudio comprende las instalaciones del SEIN y las simulaciones efectuadas contemplan el análisis de eventos que originan déficit o exceso de generación en el sistema y ciertas contingencias en la red, con la finalidad de caracterizar el comportamiento de la frecuencia en el SEIN. Asimismo, se ha caracterizado y simulado el comportamiento del SEIN ante eventos que provocan bajos niveles de tensión. Con esta información se ha verificado los esquemas de rechazo de carga/generación que dependen de la frecuencia y de la tensión.

El análisis se ha desarrollado considerando los escenarios de avenida y estiaje del año 2007 en condiciones de demanda máxima, media y mínima.

4. CRITERIOS Y PREMISAS DEL ESTUDIO

4.1 Criterios de frecuencia en el SEIN

4.1.1 Límites de frecuencia en las turbinas

En el Informe Técnico de la referencia [4] 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.

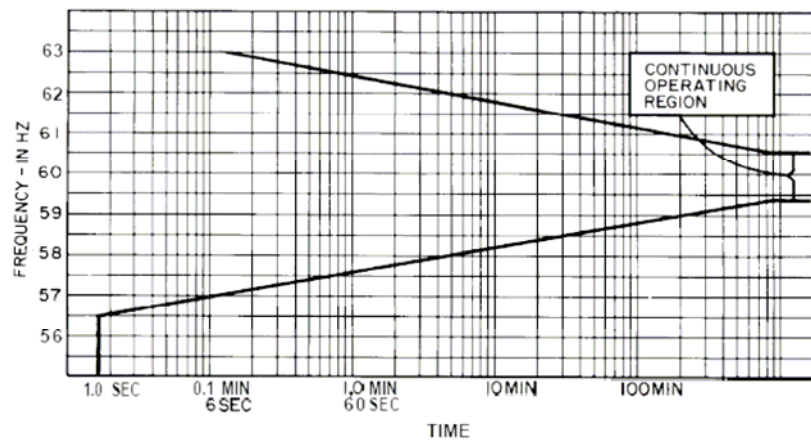


Figura 4.1 Límites de la frecuencia en las turbinas de vapor

En la referencia [5], 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 [5] recomienda respetar los límites de operación a frecuencias fuera del valor nominal mostrados en la Figura 4.1. A partir de esta figura, se ha construido el Cuadro 4.1 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.

Rango de Frecuencia (Hz)	Tiempo máximo de exposición (*) (minutos)
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 4.1 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 4.2 tomada de la referencia [6] 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 4.2 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 mas de operación en esta banda de frecuencias.

Por otro lado, en la referencia [6] 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.

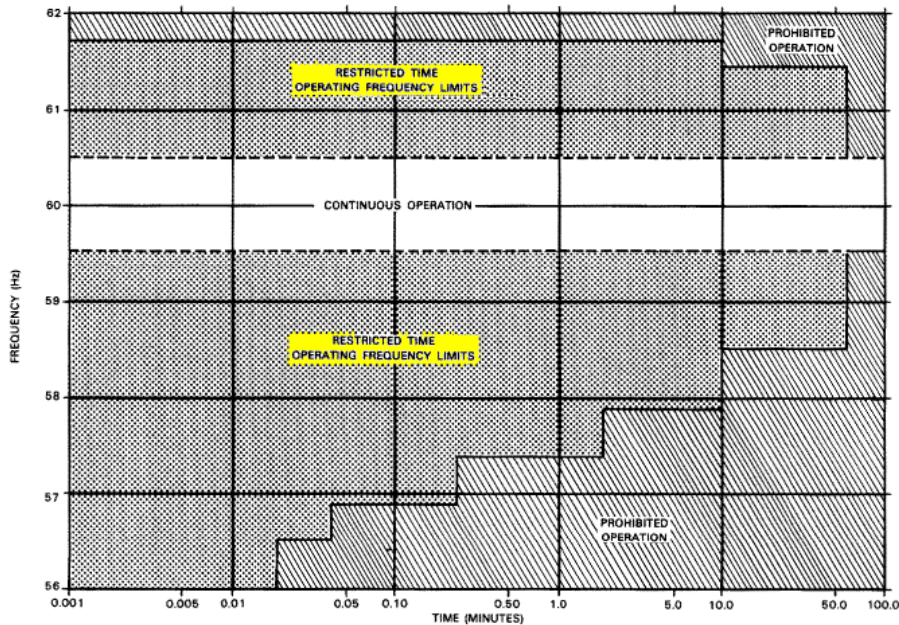


Figura 4.2. Zonas Límite de operación de turbina de vapor.

4.1.2 Criterios de frecuencia en el SEIN

Para efectos del estudio de actualización de los Esquemas de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN para el año 2007, se ha adoptado los siguientes criterios de frecuencia:

- Los esquemas de rechazo automático de carga por mínima frecuencia (ERACMF) y de desconexión automática de generación por sobrefrecuencia (EDAGSF), tienen como finalidad mantener operativo al SEIN y restablecer el balance generación-carga. Asimismo, con sus actuaciones se procura evitar exposiciones prolongadas en los equipos del SEIN a variaciones de frecuencia que puedan afectar su vida útil.
- Ante un fuerte desbalance entre la generación y la carga, para evitar la salida indeseada de un grupo de generación antes de la actuación de los ERACMF y EDAGSF, las unidades de generación del SEIN deben permanecer operando transitoriamente, antes y durante la actuación de los esquemas mencionados y hasta antes de que sus protecciones propias de subfrecuencia y sobrefrecuencia actúen.

- Eventuales subrechazos de carga pueden provocar un retorno extremadamente lento de la frecuencia al valor normal o su establecimiento en un valor muy bajo, con lo cual existe la posibilidad de operación a una frecuencia baja durante un tiempo suficientemente largo y provocar daños en las turbinas de vapor. Por lo tanto, luego de un evento de frecuencia y después de la actuación del ERACMF, el valor final alcanzado en la simulación debería estar próximo a 59,5 Hz. En la operación real, luego de un evento que comprometa la frecuencia, el sistema podría operar a este valor de frecuencia durante un cierto tiempo, sin consumir su tiempo máximo de exposición, mientras que con la regulación secundaria se lleva la frecuencia al valor nominal.

4.2 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.

4.2.1 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:

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

4.2.2 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”**.

4.2.3 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, propuesto en los estudios [1], [2] y [3] y que se sustenta en la indicación de la NTCSE que admite una variación súbita de ± 1 Hz.

4.2.4 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 [6] 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.

Sin embargo, la tendencia reciente es aumentar el número de etapas y reducir al mínimo las temporizaciones. Se puede mencionar el caso de CAMMESA de Argentina cuyo ERACMF utiliza 7 etapas, con un paso entre etapas de 0,1 Hz.

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 2 a 7 se diseñan mediante “un proceso de prueba y error”, estableciendo una solución de compromiso entre sobrerchazar 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. En el Cuadro 4.2 se muestra el margen de frecuencia de la

última etapa del ERACMF respecto de 57,0 Hz, cuando el ERACMF tiene una frecuencia de inicio de rechazo de 59,0 Hz y un paso de frecuencia de 0,1 Hz entre cada etapa de rechazo, considerando 7, 6 o 5 etapas de rechazo. Se aprecia que utilizando 7 etapas, el margen de seguridad de la última etapa, respecto de la frecuencia mínima límite asumida (57,0 Hz) es mayor a 1,0 Hz.

Número de Etapas	Paso de Frecuencia por Etapa (Hz)	Frecuencia de la Ultima Etapa (Hz)	Márgen de la Ultima Etapa (Hz)	Frecuencia Protección Min. Fec. (Hz)
7	0,1	58,4	1,4	57,0
6	0,1	58,5	1,5	57,0
5	0,1	58,6	1,6	57,0

Cuadro 4.2 Margen de frecuencia de la ultima etapa

El número de etapas (7) del ERACMF que fue propuesto en los estudios de las referencias [1], [2] y [3], no se ha modificado en virtud a que la coordinación de los relés de mínima frecuencia es mucho más fácil de conseguir con 7 etapas, el esquema tiende a rechazar menos carga cuando tiene mayor numero de etapas y porque el margen de seguridad de la última etapa, respecto de la frecuencia límite de 57,0 Hz es 1,4 Hz.

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.

4.3 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.

4.4 Criterios para el esquema de rechazo automático de carga por mínima tensión

4.4.1 Colapso de tensión

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

4.4.2 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.

4.4.2.1 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 [7]. 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.

4.4.2.2 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 [7], el rechazo automático de carga se inicia cuando la tensión esta entre 0,85 y 0,95 p.u. por un periodo de tiempo mayor que el tiempo de despeje de falla.

4.4.3 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.

4.4.4 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 por debajo de 195,0 kV.

En ese sentido, el ERACMT podría tener dos umbrales: En el esquema actual se ha propuesto 191,0 kV con temporizaciones del orden de 20 s y 188,0 kV con ajustes de 4 o 5 s.

4.4.5 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.

5. MODELO DINAMICO DEL SEIN

En este acápite se muestra la aptitud del modelo dinámico DigSILENT disponible del SEIN utilizado en los estudios de verificación del comportamiento transitorio de la frecuencia del sistema.

En principio es necesario indicar que el modelo dinámico DigSILENT disponible del SEIN fue desarrollado en [1] en formato PSS/E, convertido a formato DigSILENT para ser utilizado en [2] y mejorado en el estudio de la referencia [3].

El modelo dinámico mejorado en [3] considera:

- Los valores experimentales de las constantes de inercia y estatismo permanente.
- El efecto de las zonas muertas en los reguladores de velocidad de centrales que fueron ensayadas en [9].
- Un comportamiento diferente de las cargas, en función de la ubicación de las instalaciones del sistema peruano, debido a que las cargas en las diferentes zonas del país tienen una composición particular. Para ello el SEIN fue dividido en las siguientes zonas: Costa Norte, Costa Centro, Costa Sur, Sierra Centro y Sierra Sur.

Luego, con el modelo dinámico DigSILENT del SEIN actualizado, se ha reproducido el comportamiento transitorio de la frecuencia del SEIN ante eventos que no han provocado la actuación del ERACMF (o cuando el rechazo de carga fue pequeño), para verificar su desempeño. En ese sentido, mediante la comparación de los resultados obtenidos de las simulaciones con los registros de frecuencia tomados durante el evento, se ha obtenido un modelo empírico para las cargas de cada una de las zonas del SEIN.

5.1 Modelos de cargas

En el modelo dinámico DigSILENT disponible del SEIN [3] esta incorporado el efecto de los motores síncronos y asíncronos existentes en las instalaciones de Southern Perú, Sider Perú, Hierro Perú y Cerro Verde. Estos motores fueron modelados como tales utilizando las opciones que provee el programa Power Factory (PF) de DigSILENT. Es importante la incorporación de los motores de Southern Perú y Cerro Verde porque constituyen inercias que tienen un efecto sobre las variaciones de la frecuencia del Sistema Sur, que no se puede despreciar, sobre todo cuando se pierde la interconexión con el Sistema Centro Norte. Con el efecto de estas masas rotantes en [3] se obtuvo una mejor aproximación del comportamiento de la frecuencia en el Sistema Sur aislado. El resto de la carga en el SEIN ha sido modelada suponiendo una cierta composición que incluye una parte que puede ser modelada como de impedancia constante (modelo estático) y la otra parte, que presenta comportamiento dinámico. La componente dinámica de la carga esta representada mediante el siguiente modelo disponible en el PF de DigSILENT:

$$\Delta P_L = K_{PV} * \Delta V + K_{PF} * \Delta f$$

$$\Delta Q_L = K_{QV} * \Delta V + K_{QF} * \Delta f$$

Con este modelo se expresa la dependencia que algunas cargas presentan con respecto a la tensión y la frecuencia, mediante la definición empírica de los coeficientes K_{PV} , K_{PF} , K_{QV} y K_{QF} .

En el presente estudio se ha adicionado los motores de la Nueva Planta de Sulfuros de Cerro Verde, que operan conectados directamente a la red de alterna. Los motores que operan mediante ciclo-convertidores y el resto de la carga de estas nuevas instalaciones han sido modeladas como cargas P+jQ.

5.2 Eventos Analizados

La base de datos de eventos esta conformada por los eventos ocurridos en el primer semestre del año 2006, de los cuales se ha seleccionado algunos eventos en los que se produjo una variación de frecuencia, sin provocar la actuación del ERACMF o disminuciones de carga o en caso contrario que solo haya habido una magnitud pequeña de rechazo o disminución de carga. Ajustando empíricamente el modelo de la carga para cada zona y mediante simulaciones con el programa DigSILENT, se aproximó el comportamiento de la frecuencia registrada en los eventos seleccionados.

El análisis se ha efectuado simulando seis eventos ocurridos en el primer semestre del año 2006, los cuales han sido escogidos porque fueron desconexiones de una unidad de generación sin rechazo de carga o con rechazos de carga mínimos.

Los eventos seleccionados para la validación del modelo dinámico del SEIN se enumeran a continuación.

- (1) Desconexión del grupo G1 de la C.H. Restitución a las 01:51 horas del 01.04.2006, cuando estaba entregando 71,33 MW. Como consecuencia la frecuencia del SEIN disminuyó desde 59,91 Hz hasta aproximadamente 59,35 Hz.
- (2) Desconexión de la unidad TGN4 de la C.T. Malacas a las 07:25 horas del 26.04.2006, cuando estaba entregando 90,8 MW. La frecuencia del SEIN disminuyó desde 60,17 Hz hasta aproximadamente 59,62 Hz.
- (3) Desconexión de la unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa a las 15:42 horas del 11.04.2006, luego de aumentar su generación de 119,0 a 142,45 MW por causa desconocida. Debido a esta desconexión, la frecuencia del SEIN disminuyó desde 60,2 Hz hasta aproximadamente 59,18 Hz. Se produjo rechazo de 1.45 MW.
- (4) Desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla a las 15:12 horas del 09.05.2006, cuando estaba entregando 150,0 MW. Como consecuencia la frecuencia del SEIN disminuyó desde 60,126 Hz hasta aproximadamente 59,258 Hz.
- (5) Desconexión de la unidad TG1 de la C.T. Aguaytía a las 21:55 horas del 11.04.2006, cuando estaba entregando 88,0 MW. La frecuencia del SEIN disminuyó desde 59,865 Hz hasta aproximadamente 59,278 Hz.
- (6) Desconexión de la unidad TG2 de la C.T. Aguaytía a las 17:54 horas del 17.05.2005, cuando estaba entregando 85,5 MW. Por ello la frecuencia del SEIN disminuyó desde 60,153 Hz hasta aproximadamente 59,544 Hz.

Por la hora de ocurrencia, los eventos (1) y (2) se han considerado como eventos producidos en horas de mínima demanda, mientras que los (3) y (4) se pueden ubicar en horas de media demanda y los eventos (5) y (6) en horas de máxima demanda.

5.3 Criterios de afinamiento del modelo de carga

Estos eventos de pérdida de generación han sido simulados, con el criterio de lograr un acercamiento a la pendiente de caída de la frecuencia luego de la desconexión del grupo o central, obtener el valor mínimo de frecuencia y el valor final de la frecuencia registrados en el evento.

5.3.1 Pendiente de caída de la frecuencia

Debido al déficit de generación provocado por la desconexión de generación, la frecuencia descenderá presentando una determinada pendiente. Se debe indicar que la pendiente de caída de la frecuencia depende en forma directa del desbalance de generación provocado por la falla y es inversamente proporcional a la constante de inercia equivalente del sistema. En esta constante de inercia equivalente esta incluida la inercia de todos los motores importantes que están operando en el sistema.

5.3.2 Valor mínimo de la frecuencia

Como en los eventos simulados no ocurrieron rechazos de carga por mínima frecuencia, el valor mínimo de la frecuencia depende de una superposición de los siguientes efectos: la respuesta inicial de los reguladores de velocidad, la reserva de regulación primaria del sistema y el comportamiento de la carga respecto de la frecuencia. Se puede decir que las cargas con alto componente dinámico desempeñan un papel importante en el transitorio de caída de la frecuencia, ya que delimitan el valor mínimo de la frecuencia y aceleran el transitorio de recuperación y llegada al valor final de la frecuencia.

5.3.3 Valor final de la frecuencia

Una vez que ha concluido el transitorio de regulación primaria, la frecuencia del sistema alcanza su valor final, que esta determinado fundamentalmente por el estatismo equivalente del sistema.

Es necesario remarcar que el estatismo equivalente del sistema depende del estatismo particular de cada unidad de generación en operación, de la banda muerta de su regulador de velocidad y de la disponibilidad de reserva en el grupo para ejercer la regulación primaria. Se debe mencionar que los resultados del estudio de la referencia [9], muestran que los reguladores de velocidad de las unidades de generación de las centrales Aguaytía, Ventanilla y Malacas, poseen bandas muertas ajustadas en ± 1 Hz, ± 0.5 Hz y ± 0.5 Hz, respectivamente. El efecto real de este ajuste en la banda muerta es anular la acción de sus reguladores de velocidad, de tal manera que no reaccionarán frente a los eventos que provoquen cambios en la frecuencia inferiores o del orden de sus bandas muertas. Para efectos de la regulación de frecuencia del sistema es como si estas centrales tuvieran un estatismo muy grande, incrementando el estatismo equivalente del sistema.

En el caso de las unidades hidráulicas, cuando están despachadas a su máxima potencia no les queda ningún margen para que sus reguladores de velocidad ejerzan la regulación primaria de frecuencia. Un efecto similar se presenta cuando los grupos operan bajo la acción del limitador de carga, como es el caso de unidades de la C.H. Mantaro [9] o cuando tienen una zona de insensibilidad grande, como es el caso de CH Chimay [9]. En cualquiera de las situaciones mencionadas, el efecto práctico sobre el sistema es que el estatismo de estas unidades resulta muy grande, con lo cual el estatismo equivalente del sistema resulta a su vez un valor alto.

5.4 Resultados de la evaluación de los eventos seleccionados

En el Informe Técnico [10] se muestran los resultados de una evaluación de la respuesta de la regulación primaria de la frecuencia del sistema en los eventos seleccionados.

Los resultados de esta evaluación para los eventos analizados indican que la regulación primaria del SEIN se sustenta prácticamente en el aporte de los grupos de generación de las centrales hidroeléctricas de Huinco, Charcani V, San Gabán II y Restitución (el aporte de esta central a la regulación primaria de frecuencia tiene una duración limitada), que representa aproximadamente el 80 % de la energía regulante del sistema. Las unidades de Cahua y las TV Ilo 1 e Ilo 2, pueden aportar dependiendo si poseen margen para regular.

En el Cuadro 5.1 se muestra el valor de los estadismos equivalentes del SEIN para las condiciones de operación cuando se produjeron los eventos de desbalance de generación seleccionados para validar el modelo DlgSILENT.

Con respecto a los valores mostrados en el Cuadro 5.1, se puede comentar que, dependiendo principalmente de la presencia y del margen con que cuenta la C.H. Huinco para asumir carga, se tendrá o no en el SEIN una mejor regulación primaria de frecuencia. Por esta razón, en los eventos MIN01 y MED01, en los cuales se ha calculado los mayores valores de estadismo equivalente en el SEIN, se debe mencionar que sólo el Grupo 2 de la C.H. Huinco contaba con reserva para incrementar su generación (de 7 MW y 12 MW respectivamente en cada caso) y que este grupo tiene una banda muerta de 200 mHz. En los demás casos la C.H. Huinco contaba con considerable margen de reserva para incrementar su generación.

EVENTO	FECHA	HORA	DESCRIPCION	ESTADISMO EQUIVALENTE
MIN01	1/4/2006	1:51	Desconexión de grupo G1 de C.H. Restitución con 71,33 MW	41,0%
MIN02	26/04/2006	7:25	Desconexión de unidad TG4 de la C.T. Malacas con 90,8 MW	25,3%
MED01	11/4/2006	15:42	Desconexión de unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa con 142,45 MW	55,6%
MED02	9/5/2006	15:12	Desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla con 150,0 MW	16,8%
MAX01	11/4/2006	21:55	Desconexión de unidad TG1 de la C.T. Aguaytía con 88,0 MW	29,2%
MAX02	17/05/2006	17:54	Desconexión de unidad TG2 de la C.T. Aguaytía con 85,5 MW	20,6%

Cuadro 5.1 Estadismo equivalente del SEIN

5.4.1 Metodología y resultados de las simulaciones

A partir de los criterios enunciados y los resultados de la evaluación de los eventos seleccionados, las simulaciones de los 6 eventos se han realizado con la siguiente metodología:

- (1) Utilizar inicialmente el modelo de carga de la referencia [3] y verificar el valor final de la frecuencia, para ello se debe considerar la energía regulante disponible según el Cuadro 5.1, que principalmente la proveen los grupos de las centrales hidroeléctricas de Huinco, Charcani V y San Gabán II. Para ello se ha desactivado el efecto de los reguladores de velocidad del resto de centrales despachadas en el SEIN.
- (2) Lograda una adecuada aproximación al valor final registrado de frecuencia, se cambia empíricamente la participación de la componente dinámica de la carga hasta conseguir una mejor aproximación al valor mínimo de frecuencia registrada en el evento.

Los resultados de las simulaciones se muestran en las Figuras 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 y 5.6.

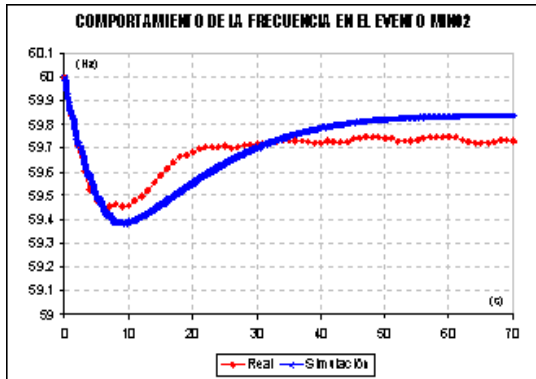


Figura 5.1 Evento MIN01

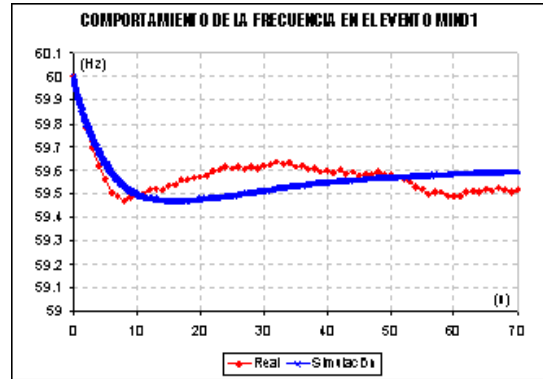


Figura 5.2 Evento MIN02

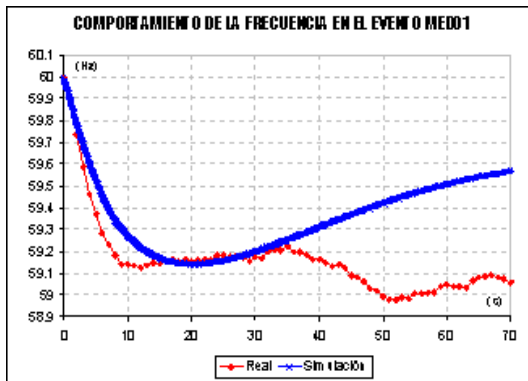


Figura 5.3 Evento MED01

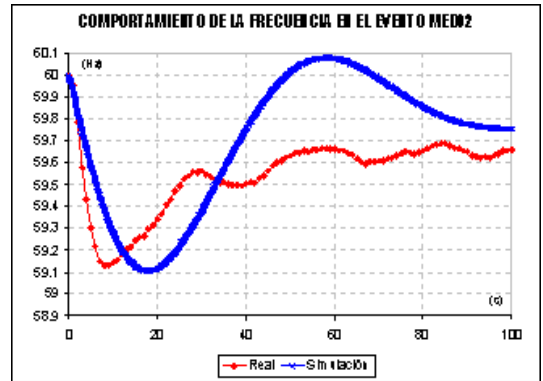


Figura 5.4 Evento MED02

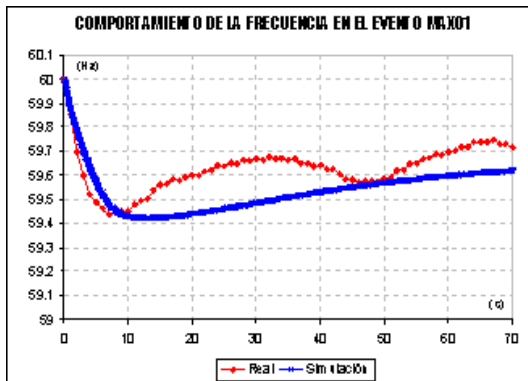


Figura 5.5 Evento MAX01

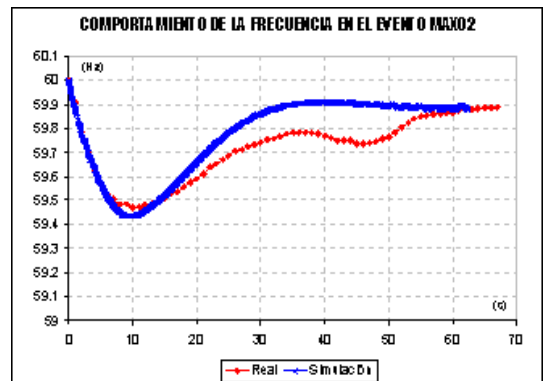


Figura 5.6 Evento MAX02

Se aprecia que el comportamiento transitorio de la frecuencia del SEIN, obtenido mediante simulaciones de los seis eventos analizados, muestra una aproximación aceptable a la evolución en el tiempo de la frecuencia registrada durante el evento.

Con lo cual se concluye que el modelo dinámico DigSILENT provee una razonable aproximación a la pendiente de caída, al valor mínimo y al valor final de la frecuencia

registrados en los eventos seleccionados, y puede ser utilizado para la predicción del comportamiento de la frecuencia del SEIN para los fines del estudio.

5.5 Incorporación de automatismos del Área Norte

En el modelo DIgSILENT se han incorporado los siguientes automatismos que están activados actualmente en el área Norte y operan para el control de tensiones:

Reactor R-10 de la S.E. Talara

Desconexión automática : $U > 231$ kV, con una temporización de 1 s.
Conexión automática : $U < 209$ kV, con una temporización de 120 s.

Reactor R-8 de la S.E. Paramonga Nueva

Desconexión automática : $U > 239,8$ kV, con una temporización de 3 s.
Conexión automática : $U < 213,4$ kV, con una temporización de 3 s.

Protección de sobretensión de la línea L-2280

Los ajustes de la protección son: $U1 > 253$ kV $t1 > 2$ s; $U2 > 259,6$ kV $t2 > 0,1$ s

6. ESCENARIOS BASE

6.1 Proyectos de generación, transmisión y nuevas cargas

Se ha actualizado los archivos del modelo DIgSILENT utilizado en el estudio de la referencia [3], incorporando los nuevos proyectos correspondientes al año 2006 y los que han sido previstos para el 2007.

En ese sentido el nuevo modelo DIgSILENT del SEIN considera los proyectos de generación mostrados en el Cuadro 6.1 y los nuevos proyectos (nuevas cargas y líneas de transmisión) de acuerdo al Cuadro 6.2, tomados de la información del estudio de la referencia [11], recopilados a agosto de 2006.

En el Cuadro 6.1 se destaca la ampliación y adecuación de la C.T. Ventanilla para operar como ciclo combinado con lo cual su potencia se incrementa aproximadamente a 486,3 MW, la conversión de las unidades UTI's de la C.T. Santa Rosa para operar con combustible gas natural y las centrales térmicas a gas al Sur de Lima: Chilca fase I (174,0 MW) de Enersur y Kallpa (160,0 MW) de Globeleq.

Fecha	Proyectos de Generación	Potencia (MW)	Observaciones
Jun-06	C.T. Aguaytia: Repotenciación TG-2	84,1	
Jul-06	Conversión UTI 5 y UTI 6 a Gas natural		
Aug-06	C.T.Ventanilla:Ciclo Combinado, 1ra Caldera - TG3	244,7	De 150,22 a 232,72 MW; más 12 MW por fuego
Oct-06	C.T.Ventanilla:Ciclo Combinado, 2da Caldera - TG4	241,6	De 156,10 a 229,6 MW; más 12 MW por fuego
Dec-06	C.T. Chilca 1-ENERSUR: TG1	174,0	
Jan-07	C.H. Pariac: Repotenciación en	0,8	Adicionales
Jun-07	C.T. Kallpa - GLOBELEQ	160,0	
Aug-07	C.H. La Joya	9,6	

Cuadro 6.1 Proyectos de generación 2006-2007

En cuanto a los proyectos de transmisión (Cuadro 6.2) se destaca la nueva línea de 138 kV Huallanca-Sihuas-Tayabamba-Llacuabamba, con la que se suministra energía eléctrica desde el SEIN a las cargas de las minas MARSÁ y Horizonte. También están modeladas las líneas de 220 kV asociadas a las nuevas centrales del sur de Lima (Chilca y Kallpa). En cuanto a nuevas cargas en el SEIN se menciona a la Nueva Planta de Sulfuros de la Minera Cerro Verde, que se alimenta desde la barra de 220 kV de la S.E. Socabaya y la ampliación de la Planta de Fundición de Southern Perú en la S.E. Ilo 1.

Fecha	Otros Proyectos	Potencia (MW)	Observaciones
Jan-06	Segunda terna L.T. 220 kV Yuncán – Carhuamayo		53 km.
May-06	S.E. Ingenieros - Luz del Sur		40/30/20 MVA, 60/22,9/10 kV
Jul-06	LT 138 kV Huallanca - Sihuas - Tayabamba	20,7	136,5 km.
Jul-06	Segundo transformador en Paragsha I		35/27,84/35 MVA; 125/48/12,6 kV
Set-06	Ampliación de S.E. Ilo 1	20,0	2 x 70 MVA; 138/13,8 kV
Jan-07	S.E. Sulfuros de Cerro Verde	120,0	3 x 83/83/24,9 MVA; 220/22,9 kV
Feb-07	LT 220 kV Chilca - San Juan		2 x 53 km.
Mar-07	Proyecto minero Cerro Lindo y S.E. Desierto	14,7	20/20/6,6 MVA; 220/60/22,9 kV
Jul-07	LT 220 kV Chilca - San Juan		2 x 53 km.
Aug-07	Segundo transformador en S.E. Ica		50/50/30 MVA; 210/62,457/10,3 kV
Aug-07	Proyecto minero Cerro Corona	23,0	

Cuadro 6.2 Proyectos de transmisión 2006-2007

6.2 Demandas en barras y despachos de generación

El análisis se ha desarrollado considerando los escenarios de avenida y estiaje del año 2007 en condiciones de demanda máxima, media y mínima.

Las demandas en barras de carga han sido elaboradas considerando la información de [11] y se muestran en el Anexo A.

Los despachos de las centrales para las condiciones de demanda indicadas se muestran en el Anexo A. En la elaboración de los despachos de generación se ha respetado la asignación que realiza el Coordinador del SEIN de la reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia (RPF) que consiste en 51 MW repartidos entre las centrales hidroeléctricas Huinco, Charcani V, San Gabán II, Malpaso, y ocasionalmente se considera, Mantaro, Carhuaquero y la C.T. Ilo 1.

	AVENIDA 2007			ESTIAJE 2007		
	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
RESERVA C.H. SAN GABÁN	5,0	5,0	35,0	23,0	48,0	78,0
RESERVA C.H. MALPASO	1,2	12,0	10,0	6,8	15,9	20,0
RESERVA C.H. HUINCO	24,9	28,3	23,4	101,2	43,6	--
RESERVA C.H. CHARCANI V	16,5	16,5	21,0	3,8	13,8	32,4
RESERVA C.H. CARHUAQUERO	--	--	--	--	--	22,0
RESERVA TOTAL	47,6	61,8	68,4	134,8	121,3	152,4

Cuadro 6.3 Reserva para RPF asignadas por el Coordinador del SEIN

Del cuadro 6.3, se aprecia que la reserva considerada en los casos base refleja la asignación de RPF del Coordinador. Por esta razón, en las condiciones de máxima y media demanda en avenida se ha despachado la 2da unidad de la C.T. Malacas, para cumplir con los criterios de reserva indicados. Asimismo, en estiaje se ha despachado la TG Piura para cumplir con los límites de transmisión de la línea Paramonga-Chimbote.

Se debe recordar que en los archivos base del Modelo Dinámico del SEIN, se ha modelado la regulación automática real del SEIN en forma aproximada de acuerdo a la referencia [10].

6.3 Resultados de la operación en estado estacionario del SEIN

En el Cuadro 6.4 se muestra resultados globales correspondiente a los escenarios base del estudio.

HIDROLOGIA	AVENIDA			ESTIAJE		
	MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA
TOTAL DESPACHO (MW)	3633,14	3437,70	2410,83	3647,88	3428,22	2429,22
CARGA (MW)	3150,92	2961,71	2004,17	3189,01	2986,33	2040,22
CARGA DE MOTORES (MW)	267,88	267,88	267,88	267,88	267,88	267,88
PERDIDAS (MW)	214,34	208,11	138,77	190,92	174,01	121,12
TOTAL DEMANDA (MW)	3418,80	3229,59	2272,05	3456,89	3254,21	2308,10

Cuadro 6.4 Características de los escenarios base del SEIN

En los Cuadros 6.5 a, b y c se resume los resultados de los flujos de potencia en las principales líneas de transmisión del SEIN, de los 6 casos base del estudio y en el Anexo B los Planos de Resultados de cada caso.

HIDROLOGÍA	DEMANDA	LINEA DE TRANSMISION				
		Talara-Zorritos	Talara-Piura	Piura-Chiclayo	Chiclayo-Guadalupe	Guadalupe-Trujillo
AVENIDA	MÁXIMA	19,57	69,3	7,01	29,97	24,56
	MEDIA	15,03	78,24	29,08	51,13	43,73
	MÍNIMA	12,21	-17,61	-48,14	-40,95	-58,35
ESTIAJE	MÁXIMA	3,42	85,45	58,82	20,96	5,87
	MEDIA	-1,08	93,36	80,84	47,26	30,34
	MÍNIMA	-3,87	96,73	60,61	50,35	17,75

Cuadro 6.5 a Flujo de Potencia (MW) en líneas de 220 kV

HIDROLOGÍA	DEMANDA	LINEA DE TRANSMISION				
		Trujillo-Chimbote	Chimbote-Paramonga	Mantaro-Socabaya	Socabaya-Moquegua	Moquegua-Puno
AVENIDA	MÁXIMA	-112,70	19,39	184,08	40,76	-18,97
	MEDIA	-72,84	41,86	128,28	22,84	-30,48
	MÍNIMA	-148,85	-50,64	169,10	34,32	-30,06
ESTIAJE	MÁXIMA	-154,54	-132,55	242,72	52,24	-7,50
	MEDIA	-108,30	-140,58	232,98	59,28	-7,26
	MÍNIMA	-95,20	-139,83	238,80	47,84	-4,56

Cuadro 6.5 b Flujo de Potencia (MW) en líneas de 220 kV

HIDROLOGÍA	DEMANDA	LINEA DE TRANSMISION				
		Quencoro-Tintaya	Tintaya-Callalli	Azángaro-Ayaviri	Azángaro-Juliaca	Juliaca-Puno
AVENIDA	MÁXIMA	17,54	20,86	29,53	58,29	36,62
	MEDIA	24,33	31,78	28,94	61,26	48,49
	MÍNIMA	36,14	33,66	17,45	46,41	36,24
ESTIAJE	MÁXIMA	17,53	15,03	23,45	45,91	24,89
	MEDIA	24,35	16,39	12,96	35,81	24,51
	MÍNIMA	36,12	18,12	1,61	19,39	10,23

Cuadro 6.5 c Flujo de Potencia (MW) en líneas de 138 kV

A partir de estos resultados se han configurado los casos de desconexión de líneas de transmisión, para provocar sub y sobrefrecuencias en los sistemas aislados que se conforman por la desconexión, cuyos resultados han sido utilizados para el diseño y verificación de los ERACMF y EDAGSF del SEIN.

7. ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMATICO DE CARGA POR MINIMA FRECUENCIA (ERACMF)

7.1 Esquema Básico de RACMF vigente

El Esquema Básico de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (EBRACMF) vigente se muestra en el Cuadro 7.1. Esta conformado por 7 etapas de rechazo de carga, que representan un rechazo total del 48 % de la demanda de las 19:00 horas del 29 de setiembre del año 2005, que fue tomado como referencia.

Número de Etapa	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES POR UMBRAL		RELES POR DERIVADA DE FRECUENCIA						
		(Hz)	(s)	ZONA NORTE		ZONA CENTRO		ZONA SUR (1)		ARRANQUE
1	4,20%	59,0	0,15	-0,75	0,15	-0,65	0,15	-1,10	0,15	59,8
2	7,80%	58,9	0,15	-0,75	0,15	-0,65	0,15	-1,10	0,15	59,8
3	10,00%	58,8	0,15	-0,75	0,15	-0,65	0,15	-1,10	0,15	59,8
4	10,00%	58,7	0,15			-1,10	0,15	-1,50	0,15	59,8
5	8,00%	58,6	0,15			-1,40	0,15	-2,10	0,15	59,8
6	5,50%	58,5	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada de frecuencia de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay es 0,35 s						
7	2,50%	58,4	0,15							
Reposición	1,25%(2)	59,1	30,00							

(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos de carga ésta se queda por debajo de 59,1 Hz

Cuadro 7.1 Esquema Básico de RACMF vigente

Las siete etapas son susceptibles de ser disparadas por umbral de frecuencia, desde 59,0 a 58,4 Hz cada 0,1 Hz con una temporización de 150 ms. Algunas de estas etapas pueden ser disparadas también por señales suplementarias, como se explica a continuación:

- (i) En la Zona Norte del SEIN, se disparan las etapas 1, 2 y 3 con una derivada de frecuencia menor a $-0,75$ Hz/s, y una frecuencia menor a 59,8 Hz. Tales condiciones deben mantenerse por 150 ms. para el disparo de la etapa.
- (ii) En el Centro, se disparan las etapas 1, 2 y 3 con una derivada de frecuencia de $-0,65$ Hz/s, la etapa 4 con $-1,1$ Hz/s y la 5 con $-1,4$ Hz/s, con temporizaciones de 150 ms: Estas derivadas de frecuencia se miden a partir de 59,8 Hz.
- (iii) En la Zona Sur, las etapas 1, 2 y 3 se disparan con derivada de frecuencia de $-1,1$ Hz/s, $-1,5$ Hz/s para la etapa 4 y con $-2,1$ Hz/s en la 5, con temporizaciones de 150 ms. Las derivadas de frecuencia se miden a partir de 59,8 Hz.

Las temporizaciones no incluyen el tiempo de accionamiento del interruptor, el cual ha sido considerado como 85 ms en todos los casos.

7.2 Indicadores Preliminares y Dimensionamiento de etapas del ERACMF-2007

En el Cuadro 7.2 se muestran los indicadores preliminares referidos al nivel de protección para el diseño del ERACMF para el año 2007. Se ha considerado que la mayor pérdida de generación en el SEIN se produce con la desconexión de los siete grupos de la C.H. Mantaro y los tres grupos de la C.H. Restitución.

En ese sentido, el mayor porcentaje de sobrecarga se presenta en la condición de mínima demanda en avenida, magnitud que asciende al 52 % y que requiere aproximadamente un rechazo de carga del 36,3 % del total de la demanda, en ausencia de reserva de generación.

Por lo tanto, para un índice de sobrecarga de 52,0 %, el rechazo de carga total previsto del 48 % de la demanda sería suficiente para cubrir un déficit comparable a la pérdida de las centrales de Mantaro y Restitución cuando el SEIN esté integrado. Estos valores se verifican luego en las simulaciones realizadas para el diseño del ERACMF.

INDICADOR	AVENIDA 2007			ESTIAJE 2007		
	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
MAYOR PERDIDA DE GENERACION	886,7	886,7	823,8	819,0	819,0	590,1
GENERACION REMANENTE	2746,4	2551,0	1587,0	2828,8	2609,2	1838,7
MAYOR SOBRECARGA(%)	32,3	34,8	51,9	29,0	31,4	32,1
PORCENTAJE DE RECHAZO (%)	25,9	27,5	36,3	23,7	25,2	25,6

Cuadro 7.2 Indicadores preliminares de sobrecarga/rechazo del ERACMF-2007

En el Cuadro 7.3 se muestran evaluaciones para el diseño de la primera etapa del ERACMF. Se aprecia que un porcentaje de rechazo igual a 5,2 % para la primera etapa puede ser una solución de compromiso entre los valores de rechazo mostrados en el Cuadro 7.3. Aún cuando se tiene porcentajes de rechazo de 5,9 % y 5,8 % en los escenarios de mínima demanda, con 5,2 % se logra un equilibrio entre los sobrerrechazos y subrechazos.

Por lo mencionado, se puede decir que el ERACMF con una primera etapa de 5,2 % está preparado para hacer frente a la desconexión de la unidad más grande del sistema de cada escenario, si este evento se produce en ausencia de reserva.

INDICADOR	AVENIDA 2007			ESTIAJE 2007		
	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
PERDIDA DE UNIDAD (MW)	174,0	156,0	135,0	174,0	174,0	135,0
UNIDAD	Chilca I	TG3 Venta	TV Ilo2	Chilca I	Chilca I	TV Ilo2
GENERACION REMANENTE	3108,6	3034,3	2107,9	3126,2	3045,5	2038,2
SOBRECARGA(%)	5,6	5,1	6,4	5,6	5,7	6,6
PORCENTAJE DE RECHAZO (%)	5,1	4,8	5,9	5,0	5,3	5,8

Cuadro 7.3 Dimensionamiento de la primera etapa del ERACMF-2007

Las etapas 2 a 7 han sido distribuidas considerando una solución de compromiso entre las ventajas técnicas que se obtiene al desconectar magnitudes mayores al inicio del proceso de rechazo automático de cargas, para frenar la caída de la frecuencia y las desventajas económicas resultantes de sobredesconectar cargas en los eventos que tienen mayores probabilidades de ocurrir.

Se debe remarcar que las últimas etapas tienen asignada una menor carga, con la finalidad de evitar eventos de sobrefrecuencia, en virtud a que el impacto de una desconexión de carga es mayor cuanto menor es la demanda remanente en el sistema.

7.3 Metodología de análisis

Los pasos seguidos en el análisis de la aplicación del Esquema Básico de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (EBRACMF) vigente a las cargas del SEIN son:

- (i) Se aplica la estructura del EBRACMF a todas las cargas del SEIN correspondientes al año 2007.

- (ii) Se ha implementado en los archivos DigSilent el "Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia Uniformemente Distribuido (ERACMFUD) del SEIN", que consiste en ubicar en cada barra de carga un relé de umbral de mínima frecuencia y otro relé de gradiente de frecuencia, con siete etapas de rechazo, con los mismos porcentajes de rechazo y ajustes del EBRACMF vigente, además de la etapa de reposición. Asimismo, se considera las desconexiones de los bancos de capacitores de las cargas rechazadas.
- (iii) Efectuar las simulaciones de un conjunto de eventos para obtener el desempeño del ERACMFUD, con las especificaciones vigentes y aplicado a las cargas del 2007 para verificar el cumplimiento de los criterios y restricciones supuestas para el desarrollo del estudio.
- (iv) A partir de los resultados del desempeño del ERACMFUD del año 2007, se generan los criterios de modificación de las especificaciones técnicas del EBRACMF.

7.4 Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia Uniformemente Distribuido (ERACMFUD)

Conceptualmente el ERACMFUD del SEIN es un esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia idealizado, que se ajusta al criterio de equidad enunciado en el ítem (d) del numeral 7.2.2 de la NTCOTR, el cual indica que se elaborará el estudio de rechazo de carga considerando **"iguales porcentajes de carga para todos los integrantes de distribución y clientes libres, en la participación de los esquemas de rechazo o reconexión automática de carga definidos por la DOCOES"**.

En ese sentido, el ERACMFUD considera a todas las cargas del sistema para obtener la respuesta idealizada de la frecuencia del SEIN ante eventos que provoquen desbalances en la potencia acelerante del sistema. Su actuación en las simulaciones arrojará las menores magnitudes de carga a rechazar en las zonas Norte, Centro y Sur del SEIN, para garantizar la estabilidad del sistema ante eventos de provoquen mínimas frecuencias.

Los resultados de las simulaciones de desempeño del ERACMFUD permiten verificar la validez de las especificaciones del Esquema Básico Vigente del RACMF o la necesidad de modificarlas. Asimismo, constituye el patrón de referencia para la aplicación del Esquema Básico Vigente del RACMF a las cargas del SEIN, ya que retiene el criterio de equidad en el rechazo de todas las cargas del SEIN y desde luego, el efecto de la ubicación de las cargas en cada zona del sistema.

En el Anexo C se muestra las magnitudes de rechazo de carga disponibles por etapa del ERACMFUD en cada una de las subestaciones de alta tensión de las zonas del SEIN.

7.5 Desconexión de unidades de generación

Para los fines de verificación del desempeño del ERACMFUD, en primera instancia, se ha simulado eventos de desconexión súbita de unidades o centrales de generación, en las condiciones máxima, media y mínima demanda, tanto para época de avenida como estiaje.

Se han considerado desconexiones de: C.T. Kallpa, C.T. Chilca I de Enersur, C.H. Cañón del Pato, CC.HH. Chimay y Yanango, C.H. Huinco, C.H. Charcani V, C.T. Ventanilla, C.H. Mantaro y C.H. Restitución.

En los Cuadros 7.4 y 7.5 se muestran los casos simulados. Se debe destacar que el evento de pérdida de generación de cuatro grupos de C.H. Mantaro y dos grupos de C.H. Restitución se sustenta en virtud a que en los años 2002, 2003 y 2006 han ocurrido eventos similares en los que salieron de servicio hasta cuatro grupos de la C.H. Mantaro, con reducciones en la generación de C.H. Restitución, totalizando cerca de 490 MW.

Evento	Descripción	Escenario
AVE-G01	Desconexión de CC.HH. Yanango y Chimay con 190,0 MW	Máxima en Avenida
AVE-G02	Desconexión de C.H. Restitución con 221,7 MW	
AVE-G03	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 286,2 MW	
AVE-G04	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 575,3 MW	
AVE-G05	Desconexión total del CC.HH. Mantaro y C.H. Restitución con 886,7 MW	
AVE-G06	Desconexión de C.H. Charcani V con 127,5 MW	Media en Avenida
AVE-G07	Desconexión de CC.HH. Yanango y Chimay con 190,0 MW	
AVE-G08	Desconexión de C.H. Huinco con 223,7 MW	
AVE-G09	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 286,2 MW	
AVE-G10	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 575,3 MW	
AVE-G11	Desconexión total de CC.HH. Mantaro y Restitución con 886,7 MW	Mínima en Avenida
AVE-G12	Desconexión de C.H. Chimay con 150 MW	
AVE-G13	Desconexión de C.H. Chimay y C.H. Yanango con 190 MW	
AVE-G14	Desconexión de C.H. Cañón del Pato con 210 MW	
AVE-G15	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 265,8 MW	
AVE-G16	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 534,3 MW	
AVE-G17	Desconexión total de CC.HH. Mantaro y Restitución con 823,8 MW	

Cuadro 7.4 Eventos de desconexión de generación en avenida

Evento	Descripción	Escenario
EST-G01	Desconexión de C.H. Restitución con 204 MW	Máxima en Estiaje
EST-G02	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 264,5 MW	
EST-G03	Desconexión de CC.TT. Kallpa y TGENersur con 334 MW	
EST-G04	Desconexión de C.T. Ventanilla con 462,3 MW	
EST-G05	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 531,6 MW	
EST-G06	Desconexión de CC.HH. Mantaro y Restitución con 819 MW	Media en Estiaje
EST-G07	Desconexión de C.T. Kallpa con 160 MW	
EST-G08	Desconexión de C.T. TG Enersur con 174 MW	
EST-G09	Desconexión de C.H. Restitución con 204 MW	
EST-G10	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 264,5 MW	
EST-G11	Desconexión de C.T. Ventanilla con 462,3 MW	Mínima en Estiaje
EST-G12	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 531,6 MW	
EST-G13	Desconexión de CC.HH. Mantaro y Restitución con 819 MW	
EST-G14	Desconexión unidad TV de la C.T. Ventanilla con 159,2 MW	
EST-G15	Desconexión de C.H. Restitución con 170,1 MW	
EST-G16	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 245,2 MW	
EST-G17	Desconexión parcial de CC.HH. Mantaro y Restitución con 395,1 MW	
EST-G18	Desconexión de C.T. Ventanilla con 462,3 MW	
EST-G19	Desconexión de CC.HH. Mantaro y Restitución con 590,1 MW	

Cuadro 7.5 Eventos de desconexión de generación en estiaje

7.5.1 Desempeño de ERACMFUD vigente y criterios de modificación de especificaciones

En el Cuadro 7.6 se muestra los indicadores de desempeño del ERACMFUD, considerando los porcentajes de rechazo del EBRACMF vigente.

Se aprecia que el porcentaje de rechazo de la primera etapa (4,2 %) del esquema vigente requiere ser modificado, los resultados confirman la necesidad de modificar su porcentaje de rechazo a 5,2 %.

Eventos	Pérdida Generación (MW)	Frecuencia Mínima (Hz)	Frecuencia Final (Hz)	Rechazo de Carga (MW)			Rechazo de Carga (% de su demanda)			Etapa última activada	Frecuencia Máxima (Hz)
				SICN	SIS	TOTAL	SICN	SIS	SEIN		
AVE-G01	190	58,968	59,704	139,6	32,8	172,4	5,1%	4,7%	5,0%	1	--
AVE-G02	221,7	58,938	59,456	139,6	32,8	172,4	5,1%	4,7%	5,0%	1	--
AVE-G06	127,5	58,972	59,975	126,6	27,0	153,6	4,9%	4,1%	4,8%	1	--
AVE-G08	223,7	58,993	60,048	132,3	30,0	162,3	5,1%	4,6%	5,0%	1	--
AVE-G12	150	58,993	59,81	86,3	26,7	113,0	5,1%	4,6%	5,0%	1	--
AVE-G13	190	58,976	59,504	86,3	26,7	113,0	5,1%	4,6%	5,0%	1	--
AVE-G14	210	58,968	59,704	86,3	26,7	113,0	5,1%	4,6%	5,0%	1	--
EST-G01	204	58,993	59,904	140,94	36,1	177,04	5,1%	5,1%	5,1%	1	60,01
EST-G02	264,5	58,947	59,811	142,27	36,1	178,37	5,2%	5,1%	5,2%	1	--
EST-G07	160	58,984	59,909	134,22	33,3	167,52	5,1%	5,1%	5,1%	1	60,219
EST-G08	174	58,984	59,901	134,22	33,3	167,52	5,1%	5,1%	5,1%	1	60,163
EST-G09	204	58,942	59,75	134,22	33,3	167,52	5,1%	5,1%	5,1%	1	--
EST-G14	159,2	58,994	59,723	88,86	29,94	118,8	5,2%	5,1%	5,1%	1	--
EST-G15	170,1	58,991	59,562	88,86	29,94	118,8	5,2%	5,1%	5,1%	1	--
AVE-G03	286,2	58,872	59,97	350,0	85,0	435,0	12,9%	12,1%	12,7%	2	60,139
AVE-G07	190	58,892	59,708	139,9	34,5	174,4	5,4%	5,3%	5,4%	2	--
AVE-G09	286,2	58,84	59,928	331,6	78,0	409,6	12,9%	12,0%	12,7%	2	60,101
AVE-G15	265,8	58,881	59,922	216,7	69,8	286,5	12,8%	11,9%	12,6%	2	--
EST-G03	334	58,892	59,949	328,89	90,09	418,98	12,0%	12,8%	12,1%	2	60,279
EST-G04	462,3	58,807	59,81	355,64	90,09	445,73	12,9%	12,8%	12,9%	2	59,904
EST-G10	264,5	58,881	59,963	335,5	83,07	418,57	12,8%	12,8%	12,8%	2	60,422
EST-G16	245,2	58,887	59,324	108,25	33,48	141,73	6,3%	5,7%	6,1%	2	--
AVE-G04	575,3	58,731	60,111	619,9	150,7	770,6	22,8%	21,4%	22,5%	3	60,794
AVE-G16	534,3	58,767	59,609	384,1	123,6	507,7	22,8%	21,1%	22,3%	3	--
EST-G05	531,6	58,746	60,115	629,3	99,4	728,7	22,9%	14,1%	21,1%	3	60,831
EST-G11	462,3	58,744	60,085	570,7	146,6	717,3	21,8%	22,5%	22,0%	3	61,259
EST-G12	531,6	58,74	59,911	593,6	146,6	740,2	22,7%	22,5%	22,7%	3	61,005
EST-G17	395,1	58,787	59,34	253	79,4	332,4	14,7%	13,6%	14,4%	3	--
EST-G18	462,3	58,742	59,977	393	131,7	524,7	22,8%	22,5%	22,7%	3	--
AVE-G10	575,3	58,631	60,034	608,3	138,3	746,6	23,6%	21,3%	23,1%	4	60,877
EST-G06	819	58,659	59,957	646,1	159	805,1	23,5%	22,6%	23,3%	4	60,23
EST-G13	819	58,604	60,014	851,8	210,5	1062,3	32,6%	32,3%	32,5%	4	60,893
EST-G19	590,1	58,641	59,305	414,3	136,4	550,7	24,0%	23,3%	23,9%	4	--
AVE-G05	886,7	58,602	60,058	891,6	224,7	1116,3	32,8%	31,9%	32,7%	5	60,628
AVE-G11	886,7	58,582	59,946	848,3	199,6	1047,9	32,9%	30,7%	32,4%	5	60,231
AVE-G17	823,8	58,474	59,567	749,3	251,6	1000,9	44,4%	43,0%	44,1%	6	--

Cuadro 7.6 Resultados de desconexión de generación de ERACMFUD vigente

Respecto del desempeño de la segunda etapa del EBRACMF vigente, cuyo porcentaje de rechazo es 7,8 % y que representa un rechazo de carga acumulado de 12 %, se puede resumir que en los eventos AVE-G03, AVE-G09, EST-G03 y EST-G10 se han producido sobrerrechazos, la frecuencia alcanza máximos entre 60,1 y 60,4 Hz para luego estabilizarse en valores muy cercanos a 60,0 Hz. En contraste a este comportamiento, en los eventos AVE-G07, EST-G04 y EST-G16 se presentan subrechazos, siendo más crítico el caso del evento EST-G16 (mínima demanda en estiaje), en el cual la frecuencia final llega a 59,324 Hz. Estos resultados de balance entre los sobrerrechazos y los subrechazos, muestran que el valor 7,8 % de la segunda etapa representa una adecuada solución de compromiso. Por esta razón se recomienda no modificarla.

En lo referente al desempeño de la tercera etapa del ERACMFUD vigente, cuyo porcentaje de rechazo es 10 % y representa un acumulado de 22 % de rechazo, se puede mencionar que en los eventos EST-G05, EST-G11 y EST-G12 se presentan sobrechazos de carga, de modo tal que antes de llegar al valor final se produce un máximo en la frecuencia, que en los casos EST-G11 y EST-G12 provocarían la desconexión de la unidad TG1 de la C.T. Aguaytía con 87 MW por actuación de su protección de sobrefrecuencia. De acuerdo a la Referencia [12] esta protección de sobrefrecuencia ha sido ajustada en 61 Hz, con disparo instantáneo de la unidad. Estos resultados muestran que el valor de 10 % de esta etapa es alto, por lo que se tendría que disminuir el valor de porcentaje de rechazo, comprobando que no haya subrechazos inadmisibles.

En el evento EST-G11 se ha rechazado 255 MW en exceso y la frecuencia final es 60,1 Hz, este sobrechazo de carga representa para el escenario de media demanda en estiaje el 7,8 % de demanda. Por lo tanto, si se disminuyera este 7,8 % del 10 % previsto para la tercera etapa, en el evento EST-G11 se tendría una frecuencia final aproximada de 60,0 Hz. Entonces, considerando el efecto de esta disminución en los otros eventos en los que se activa la tercera etapa, se ha adoptado una disminución de 6%, con lo cual para la tercera etapa se propone un porcentaje de rechazo de 4 %, a ser confirmado con las simulaciones.

El desempeño de la cuarta etapa muestra sobrechazos para todos los eventos en los cuales ésta etapa ha actuado, salvo para el evento EST-G19, evento de mínima demanda estiaje. Estos indicadores muestran que el porcentaje acumulado de rechazo de esta etapa (32 %) debería ser menor. Este requerimiento se cumplirá con la disminución del porcentaje de rechazo indicado para la tercera etapa.

Se debe verificar el desempeño del esquema para el caso del evento EST-G19, en el cual se debe incrementar la frecuencia final.

Con estas modificaciones en las 4 primeras etapas se tiene un acumulado hasta la cuarta etapa de 27 %. El 21 % restante para totalizar el 48 % total de rechazo del esquema, se ha distribuido de modo proporcional entre las etapas 5, 6 y 7. Los porcentajes de rechazo estimados se muestran en el Cuadro 7.7, que han sido verificados en simulaciones.

Etapa	% de rechazo
1	5,2
2	7,8
3	4,0
4	10,0
5	10,0
6	7,0
7	4,0

Cuadro 7.7 Porcentajes de rechazo del EBRACMF

Con esta nueva estructura de porcentajes de rechazo en el EBRACMF se ha repetido las simulaciones de los eventos de desconexión de generación de los Cuadros 7.4 y 7.5, cuyos resultados se comentan en 7.5.2 y 7.5.3. Las gráficas de evolución en el tiempo de la frecuencia del SEIN en las simulaciones de estos eventos se consignan en el ANEXO D.

7.5.2 Comportamiento en Avenida con el EBRACMF propuesto

En el Cuadro 7.8 se resume algunos resultados de interés, referidos a los casos simulados para las condiciones de máxima, media y mínima demanda, en época de avenida del año 2007. Los resultados indican que en la condición de avenida:

- (1) El ERACMFUD del SEIN se activa a partir de desconexiones de generación del orden de 130 MW.
- (2) Existe equidad en las magnitudes de carga rechazada en el SICN y en el SIS, característica que es explicable debido a que este esquema idealizado de rechazo de carga por mínima frecuencia considera a todas las cargas reguladas y libres del SEIN.
- (3) El evento 17, desconexión de las centrales hidroeléctricas de Mantaro y Restitución (823,8 MW) en mínima demanda, es el que más exige al ERACMF. El rechazo de carga en el SEIN es de 43,5 % de la demanda y en el área Sur se activa hasta la séptima etapa.

Asimismo, se puede destacar que en los casos de la desconexión de cuatro grupos de C.H. Mantaro y dos grupos de C.H. Restitución (534,3 MW), así como de la desconexión de ambas centrales Mantaro y Restitución (823,8 MW), para la condición de mínima demanda (eventos 16 y 17), se activan los relés de derivada y se presentan los mayores rechazos de carga por derivada de frecuencia (270 MW en el Centro Norte), siendo los rechazos totales en el SEIN 614,2 MW y 989,5 MW respectivamente. En los escenarios de media y máxima demanda estas desconexiones (575,3 MW y 886 MW), son equilibradas prácticamente con el rechazo de carga por umbral de frecuencia.

En los eventos 5, 11 y 17 se presentan sobretensiones en el Norte que activan la protección de sobretensión de la línea L-2280 (Zorritos-Machala) y la desconecta. Luego de la desconexión de esta línea las tensiones en el Norte se establecen por debajo de 245 kV.

Para el evento 14, la desconexión de la C.H. Cañón del Pato, además de provocar subfrecuencia en el área Norte, también provoca un deterioro de sus tensiones, que activan la desconexión del reactor de la S.E. Paramonga Nueva por mínima tensión. Al final del evento y luego de la actuación de la primera etapa del ERACMF las tensiones en las barras de 220 kV del Norte resultan: 187 kV en Chimbote, 204 kV en Guadalupe, 213 kV en Piura y 216 kV en Talara.

En el evento 17, luego del rechazo de carga se presentan sobretensiones en todo el SEIN. Las tensiones en Lima en las barras de 220 kV llegan a un promedio de 259 kV. Como este evento transcurre en un escenario de mínima demanda, los rechazos de carga provoca tensiones elevadas en el SEIN: Zorritos 243,7 kV, Talara 245 kV, Piura 241 kV, Guadalupe 245 kV, Chimbote 240 kV, Campo Armiño 270 kV, Vizcarra 257 kV, Paragsha 249 kV, Socabaya 241 kV, Juliaca 144 kV, Machupicchu 144 kV, Azángaro-Quencoro 142 kV. Por lo tanto, luego del evento se requiere una regulación manual de las tensiones en el SEIN.

Eventos	Pérdida Generación (MW)	Frecuencia Mínima (Hz)	Frecuencia Final (Hz)	Rechazo de Carga (MW)			Rechazo de Carga (% de su demanda)			Etapa última activada	Frecuencia Máxima (Hz)
				SICN	SIS	TOTAL	SICN	SIS	SEIN		
AVE-G01	190	58,991	59,737	140,3	36,1	176,4	5,2%	5,1%	5,2%	1	--
AVE-G02	221,7	59,974	59,488	140,3	36,1	176,4	5,2%	5,1%	5,2%	1	--
AVE-G03	286,2	58,892	59,976	350,0	85,0	435,0	12,9%	12,1%	12,7%	2	60,172
AVE-G04	575,3	58,731	59,964	462,9	121,0	583,9	17,1%	17,2%	17,1%	3	60,08
AVE-G05	886,7	58,62	59,944	758,4	204,5	962,9	27,9%	29,0%	28,2%	5	60,01
AVE-G06	127,5	58,993	59,992	126,2	30,3	156,6	4,9%	4,7%	4,8%	1	--
AVE-G07	190	58,922	59,629	133,9	33,3	167,2	5,2%	5,1%	5,2%	2	--
AVE-G08	223,7	58,994	60,065	132,9	33,3	166,2	5,2%	5,1%	5,1%	1	--
AVE-G09	286,2	58,847	59,921	332,3	83,1	415,4	12,9%	12,8%	12,9%	2	60,14
AVE-G10	575,3	58,646	59,927	460,1	114,9	575,0	17,8%	17,7%	17,8%	4	60,232
AVE-G11	886,7	58,557	59,942	766,2	189,6	955,8	29,7%	29,1%	29,6%	5	--
AVE-G12	150	58,994	59,833	87,0	29,9	116,9	5,2%	5,1%	5,1%	1	--
AVE-G13	190	58,977	59,535	87,0	29,9	116,9	5,2%	5,1%	5,1%	1	--
AVE-G14	210	58,993	59,737	87,0	29,9	116,9	5,2%	5,1%	5,1%	1	--
AVE-G15	265,8	58,891	59,931	217,4	71,7	289,1	12,9%	12,3%	12,7%	2	59,945
AVE-G16	534,3	58,687	60,005	455,9	158,3	614,2	27,0%	27,1%	27,0%	3	60,16
AVE-G17	823,8	58,481	59,503	732,4	257,1	989,5	43,4%	43,9%	43,5%	7	59,563

Cuadro 7.8 Resultados de desconexión de generación en avenida

En la Figura 7.1 se muestra un resumen del desempeño esperado del ERACMFUD en la condición de avenida, el cual puede ser considerado como satisfactorio en cuanto a las magnitudes de carga y frecuencia final.

Aun cuando podría optimizarse los porcentajes por etapa de este esquema idealizado, los valores actuales se consideran apropiados ya que al aplicarse el ERACMFUD a las cargas existentes en el SEIN, el esquema que se implante será aproximado al idealizado, por el carácter discreto de la carga que poseen los alimentadores a ser rechazados o si es un motor este debe ser ubicado en una etapa en particular. En ese sentido, el esquema implantado en el SEIN debe mostrar la mayor cercanía posible al esquema idealizado (ERACMFUD).

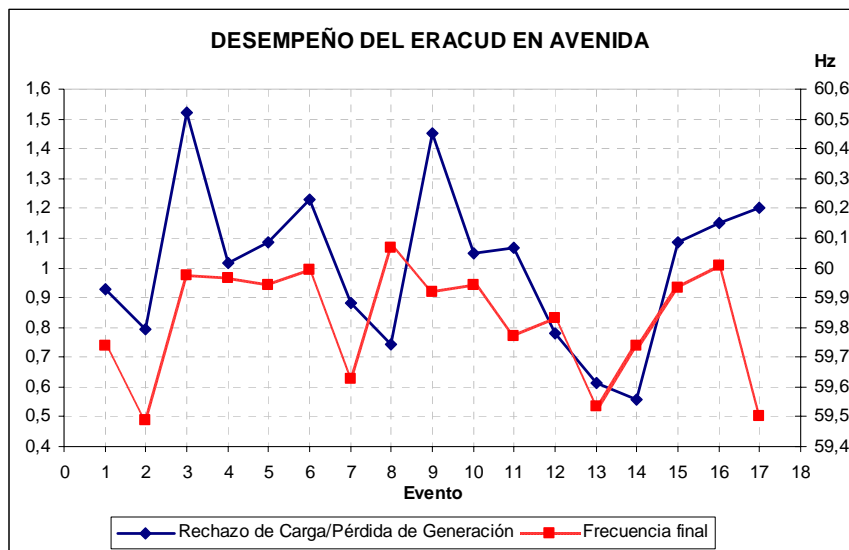


Figura 7.1 Desempeño del ERACMFUD en Avenida

En cuanto al valor final de la frecuencia, salvo en el evento 2, en todos los demás eventos la frecuencia final queda por encima de 59,5 Hz, por lo que se puede concluir que el desempeño del ERACMF en los escenarios mostrados es satisfactorio. Es necesario añadir que la predicción del valor final de la frecuencia es algo pesimista ya

que en el modelo dinámico del SEIN solo esta considerado el efecto de los reguladores de velocidad de las centrales hidroeléctricas de Huinco, Charcani V, Restitución y San Gabán II, que aportan el 80 % de la energía regulante del sistema.

7.5.3 Comportamiento en Estiaje con el EBRACMF propuesto

En el Cuadro 7.9 se resume algunos resultados de interés, referidos a los casos simulados en época de estiaje del año 2007, para las condiciones de máxima, media y mínima demanda. Los resultados indican que en la condición de estiaje:

- (1) El ERACMFUD del SEIN se activa a partir de desconexiones de generación del orden de 160 MW.
- (2) Existe equidad en las magnitudes de carga rechazada en el SICN y SIS, característica que es explicable debido a que este esquema idealizado de rechazo de carga por mínima frecuencia considera a todas las cargas reguladas y libres del SEIN.
- (3) El evento 13, desconexión de las centrales hidroeléctricas de Mantaro y Restitución (819,0 MW) en media demanda, es el que más exige al ERACMF en estiaje. La frecuencia del SEIN disminuye hasta 58,54 Hz, activándose parcialmente la 5ta etapa y con un rechazo de carga total en el SEIN de 28,3 % de la demanda.

Eventos	Pérdida Generación (MW)	Frecuencia Mínima (Hz)	Frecuencia Final (Hz)	Rechazo de Carga (MW)			Rechazo de Carga (% de su demanda)			Etapa última activada	Frecuencia Máxima (Hz)
				SICN	SIS	TOTAL	SICN	SIS	SEIN		
EST-G01	204,0	58,993	59,904	140,9	36,1	177,0	5,1%	5,1%	5,1%	1	60,01
EST-G02	264,5	58,947	59,811	142,3	36,1	178,4	5,2%	5,1%	5,2%	1	--
EST-G03	334,0	58,892	59,949	328,9	90,1	419,0	12,0%	12,8%	12,1%	2	60,28
EST-G04	462,3	58,807	59,810	355,6	90,1	445,7	12,9%	12,8%	12,9%	2	59,90
EST-G05	531,6	58,747	59,976	469,3	98,7	568,1	17,1%	14,0%	16,4%	3	60,30
EST-G06	819,0	58,616	59,835	538,5	140,6	679,1	19,6%	19,9%	19,6%	4	59,94
EST-G07	160,0	58,984	59,909	134,2	33,3	167,5	5,1%	5,1%	5,1%	1	60,22
EST-G08	174,0	58,984	59,901	134,2	33,3	167,5	5,1%	5,1%	5,1%	1	60,16
EST-G09	204,0	58,942	59,750	134,2	33,3	167,5	5,1%	5,1%	5,1%	1	--
EST-G10	264,5	58,881	59,963	335,5	83,1	418,6	12,8%	12,8%	12,8%	2	60,42
EST-G11	462,3	58,744	60,121	443,0	105,2	548,2	16,9%	16,2%	16,8%	3	60,81
EST-G12	531,6	58,730	59,920	443,0	107,7	550,6	16,9%	16,5%	16,9%	3	60,29
EST-G13	819,0	58,537	59,921	763,8	171,6	935,4	29,2%	26,4%	28,6%	5	60,30
EST-G14	159,2	58,994	59,723	88,9	29,9	118,8	5,2%	5,1%	5,1%	1	--
EST-G15	170,1	58,991	59,562	88,9	29,9	118,8	5,2%	5,1%	5,1%	1	--
EST-G16	245,2	58,887	59,324	108,3	33,5	141,7	6,3%	5,7%	6,1%	2	--
EST-G17	395,1	58,788	59,512	268,5	84,2	352,6	15,6%	14,4%	15,3%	3	--
EST-G18	462,3	58,737	59,407	294,7	100,9	395,6	17,1%	17,2%	17,1%	3	--
EST-G19	590,1	58,620	59,754	465,6	158,3	623,9	27,0%	27,1%	27,0%	4	--

Cuadro 7.9 Resultados de desconexión de generación en estiaje

En la Figura 7.2 se muestra un resumen del desempeño esperado del ERACMFUD en escenarios de estiaje, el cual puede ser considerado como satisfactorio. Se debe remarcar que en estos escenarios, además de las centrales hidroeléctricas, están rotando unidades térmicas a gas como TG7 Westinghouse (C.T. Santa Rosa), ciclo combinado de la C.T. Ventanilla (3 unidades), las unidades de la C.T. Chilca I y C.T. Kallpa, la unidad TG4 de la C.T. Malacas, los cuales le dan mayor inercia al SEIN.

Debido a la gran inercia que tiene el SEIN en estos escenarios de estiaje, ninguno de los eventos de desconexión de generación simulados activa los relés de derivada de frecuencia. Asimismo, a excepción de los eventos 16 y 18 (con frecuencias finales de 59.32 y 59.40 Hz), en todos los demás eventos la frecuencia final queda por encima de 59,5 Hz, por lo que se puede concluir que el desempeño del ERACMF en los

escenarios mostrados es satisfactorio. Es necesario recordar que la predicción del valor final de la frecuencia es algo pesimista ya que en el modelo dinámico del SEIN solo esta considerado el efecto del 80 % de la energía regulante del sistema.

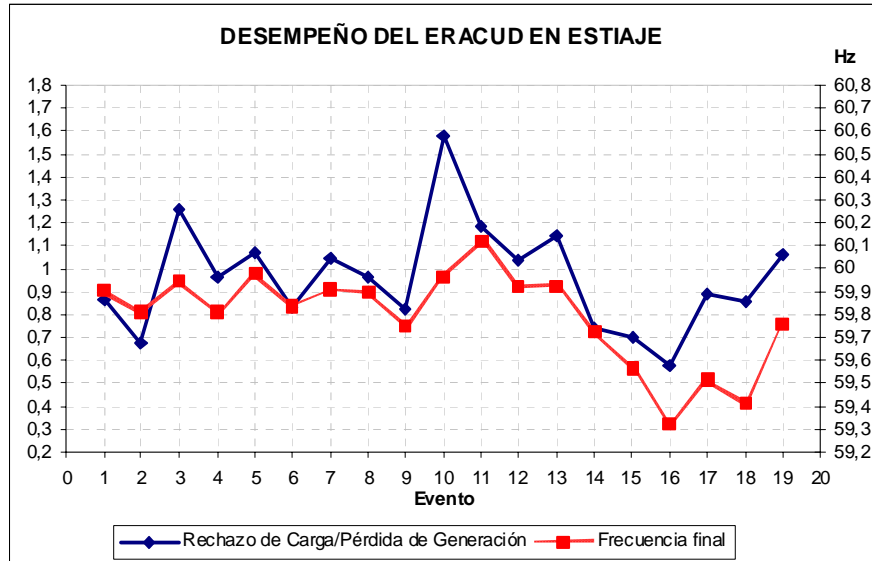


Figura 7.2 Desempeño del ERACMFUD en Estiaje

En el evento 13, que provoca la mayor exigencia al ERACMF, en la S.E. Guadalupe se presentan sobretensiones cercanas a 244 kV. En el resto del SEIN las tensiones son atenuadas debido a la desconexión de bancos de capacitores (299,45 MVAR en todo el SEIN). En el resto de eventos no se presentan mayores problemas de tensión.

7.6 Verificación del Esquema de Rechazo Automático de Carga Uniformemente Distribuido (ERACMFUD) ante formación de islas

En este acápite se analiza la respuesta del ERACMFUD del SEIN ante eventos de desconexión de líneas de transmisión que provocan la formación de sistemas aislados con subfrecuencia. Para efecto de análisis de verificación del EBRACMF y la confirmación o modificación del diseño de las últimas etapas se utiliza la información obtenida del área que presenta déficit de generación.

En el Cuadro 7.10 se muestra los eventos considerados.

Las gráficas de evolución en el tiempo de la frecuencia y otras magnitudes de operación del SEIN obtenidas en las simulaciones de los eventos del Cuadro 7.10 se consignan en el ANEXO F.

EVENTO	DESCRIPCION	ESCENARIO
1	Desconexión de la línea de 220 kV Talara - Piura con -17.61 MW	Mínima-Avenida
2	Desconexión de la línea de 220 kV Piura - Chiclayo con -48.14 MW	Mínima-Avenida
3	Desconexión de la línea de 220 kV Guadalupe - Trujillo con -58.35 MW	Mínima-Avenida
4	Desconexión de la línea de 220 kV Trujillo - Chimbote con -72.76 MW (*)	Media-Avenida
5	Desconexión de la línea de 220 kV Trujillo - Chimbote con -108.44 MW (*)	Media-Estiaje
6	Desconexión de la línea de 220 kV Chimbote - Paramonga con -50.64 MW	Mínima-Avenida
7	Desconexión de la línea de 220 kV Chimbote - Paramonga con -132.55 MW	Máxima-Estiaje
8	Desconexión de la línea de 220 kV Chimbote - Paramonga con -140.58 MW	Media-Estiaje
9	Desconexión de la línea de 220 kV Chimbote - Paramonga con -139.83 MW	Mínima-Estiaje

(*) Simulado con un solo circuito

Cuadro 7.10 Eventos de desconexión de líneas que provocan subfrecuencias

Algunos resultados de las simulaciones se resumen en el Cuadro 7.11.

Para los eventos de desconexión de la línea Trujillo – Chimbote, se considera que una de las ternas se encuentra en mantenimiento, lo cual se da en escenarios de media demanda. Para estos eventos, 4 y 5, se presentan sobretensiones en la S.E. Guadalupe, llegando a valores finales de 257 kV y 267 kV respectivamente. En estos escenarios el reactor de dicha subestación se encuentra fuera de servicio por lo que se recomienda la implementación de un automatismo para su conexión ante presencia de sobretensiones. En los demás eventos no se presenta problemas de tensión.

Evento	Flujo de potencia pre-falla (MW)	Frecuencia en el sistema aislado (Hz)		Rechazo en Sistema Aislado (MW)	Frecuencia en el SEIN (Hz)		Desconexión de Generación en el SEIN
		Valor mínimo	Valor final		Valor máximo	Valor final	
1	17,61	58,68	59,54	6,30	60,16	60,08	0
2	48,14	58,32	59,56	37,90	60,34	60,17	0
3	58,35	58,48	59,57	56,78	60,42	60,21	0
4	72,76	58,36	60,69	140,81	60,70	60,17	0
5	108,44	58,22	59,90	168,63	60,82	60,09	0
6	50,64	58,84	59,56	42,28	60,45	60,45	0
7	132,55	58,52	60,43	183,31	60,74	60,17	0
8	140,58	58,40	60,62	198,86	61,00	60,08	TG1 C.T. Aguaytía
9	139,83	58,33	60,49	178,67	61,00	60,28	TG1 C.T. Aguaytía

Cuadro 7.11 Resultados de desconexión de líneas que provocan subfrecuencias

7.7 Eventos adicionales de desconexión de líneas que provocan subfrecuencias

Se tiene al evento 9 (Cuadro 7.11), desconexión de la línea L-2215 en mínima demanda avenida, es el que provoca la mayor exigencia posible al ERACMFUD, debido al tamaño del área aislada que se forma por su desconexión.

Para este evento se ha realizado un caso de sensibilidad cuando el flujo por esta línea sea igual al límite de transmisión (160 MW enviados en Paramonga).

En la Figura 7.3 se muestra el comportamiento de la frecuencia del área Norte aislada con el ERACMFUD vigente. Se aprecia el colapso por frecuencia de este sistema aislado, ya que desconectan las unidades TGN4 y Cañón del Pato por la actuación de sus relés de mínima frecuencia.

Para evitar el colapso por frecuencia de este sistema aislado se requiere que el área Norte (vista desde la S.E. Chimbote) disponga de un rechazo de carga equivalente al

52 % de su demanda (Ver Figura 7.3), que debe ser cargado a la séptima etapa. Se debe añadir que con este nuevo porcentaje de rechazo en la séptima etapa para las cargas del área Norte, se presenta sobretensiones moderadas: Talara 248 kV, Piura 248 kV y Chimbote 242 kV.

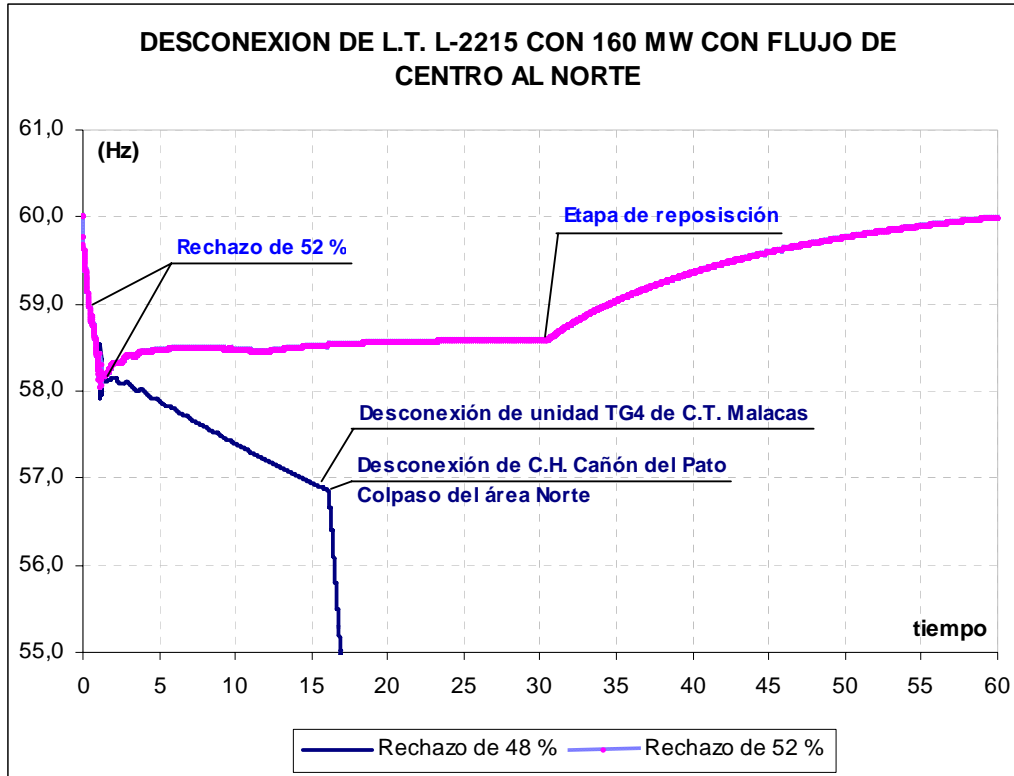


Figura 7.3 Desconexión de línea L-2215 con flujo límite

Con este nuevo porcentaje de rechazo, se ha estimado los flujos máximos en las líneas Piura – Chiclayo (L-2238), Guadalupe – Trujillo (L-2234) y Chiclayo – Guadalupe (L-2236), con tal que no se produzca colapso de los sistemas aislados que se forman, al simular los eventos adicionales mostrados en el Cuadro 7.10.

EVENTO	DESCRIPCION	ESCENARIO
1	Desconexión de la línea de 220 kV Piura - Chiclayo con -60.45 MW	Mínima-Avenida
2	Desconexión de la línea de 220 kV Chimbote - Paramonga con -159 MW	Mínima-Avenida
3	Desconexión de la línea de 220 kV Guadalupe - Trujillo con -80.81 MW	Mínima-Avenida
4	Desconexión de la línea de 220 kV Chiclayo - Guadalupe con -68.27 MW	Mínima-Avenida

Cuadro 7.12 Eventos adicionales de desconexión de líneas

Evento	Flujo de potencia pre-falla (MW)	Frecuencia en el sistema aislado (Hz)		Rechazo en Sistema Aislado (MW)	Frecuencia en el SEIN (Hz)		Desconexión de Generación en el SEIN
		Valor mínimo	Valor final		Valor máximo	Valor final	
1	60,45	57,49	59,15	39,72	60,42	60,21	0
2	159,00	58,12	59,99	174,11	61,00	60,41	TG1 C.T. Aguaytía
3	80,81	57,65	59,32	70,06	60,58	60,30	0
4	68,27	57,84	59,511	59,25	60,47	60,24	0

Cuadro 7.13 Resultados de los eventos adicionales de desconexión de líneas

Los resultados de las simulaciones se muestran en el Cuadro 7.13 y se aprecia que los sistemas aislados que se conforman por el evento no colapsan y logran una frecuencia final, que le permitirá al Coordinador operar el sistema aislado. Se debe destacar que, solo en el caso que se interrumpa el flujo límite de Paramonga a Chimbote (160 MW), se presentan sobrefrecuencias en el SEIN, que activan el relé de sobrefrecuencia de la unidad TG-1 de la C.T. Aguaytía, desconectándola para restablecer el equilibrio.

7.8 Conclusiones

En principio se debe resaltar que los resultados de las simulaciones de eventos de pérdida de generación muestran que existe equidad en las magnitudes de carga rechazadas, tanto en el área Centro Norte como en el área Sur. Esta característica es explicable debido a que el Esquema de Rechazo Automático de Carga Uniformemente Distribuido (ERACMFUD) considera a todas las cargas reguladas y libres del SEIN. Asimismo, se ha verificado la selectividad del ERACMFUD ante eventos de pérdida grandes bloques de generación en el SEIN. Los resultados muestran que en estos casos se activan las etapas de derivada de frecuencia del esquema con la finalidad de contener la caída súbita de la frecuencia por la magnitud de la generación desconectada.

El desempeño del ERACMFUD, frente a eventos de pérdida de unidades de generación puede ser considerado como satisfactorio en cuanto a las magnitudes de carga a rechazar y pesimista respecto al pronóstico del valor de la frecuencia al final del evento. En ese sentido, los porcentajes de rechazo por etapa de este esquema idealizado se consideran razonables por lo que el esquema que se implante en el SEIN debe mostrar la mayor cercanía posible al esquema idealizado (ERACMFUD). Por otro lado, se espera que en la situación real los valores finales de frecuencia serán algo mayores al intervenir el porcentaje de capacidad regulante de las centrales cuyo efecto no está considerado en el modelo.

A partir de los resultados de las simulaciones se ha modificado los porcentajes de rechazo de las tercera, quinta, sexta y séptima del Esquema Básico de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (EBRACMF) del SEIN. Asimismo, en la temporización de la actuación de los rechazos de carga por derivada del EBRACMF se ha considerado un tiempo promedio de medición de 0,12 s, que sumado a la temporización para la salida de la señal de disparo produce una temporización equivalente total de 0,27 s en las zonas Centro y Sur. En la zona Norte, esta temporización total se ha modificado a 0,4 s, para que el modo interárea existente en el Norte no active los relés de derivada de esta zona. Para los relés de la zona Sur, correspondientes a las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay se mantiene la temporización de 0,35 s.

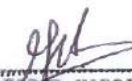
Asimismo, los resultados de las simulaciones muestran que para evitar el colapso por frecuencia del sistema aislado Norte, cuando por la línea Paramonga-Chimbote se envíe hacia el Norte una potencia de 160 MW y esta línea sea desconectada por algún evento, el porcentaje de rechazo de carga de la séptima etapa debe ser 8%.

En el Cuadro 7.14 se muestra las especificaciones técnicas del Esquema Básico de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (EBRACMF) del SEIN para el año 2007.

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES POR UMBRAL SEIN		RELES POR DERIVADA DE FRECUENCIA (3)						
		(Hz)	(s)	ZONA NORTE		ZONA CENTRO		ZONA SUR (4)		ARRANQUE Hz
				(Hz / s)	(s)	(Hz / s)	(s)	(Hz / s)	(s)	
1	5,2%	59,00	0,15	-0,75	0,30	-0,65	0,15	-1,1	0,15	59,8
2	7,8%	58,90	0,15	-0,75	0,30	-0,65	0,15	-1,1	0,15	59,8
3	4,0%	58,80	0,15	-0,75	0,30	-0,65	0,15	-1,1	0,15	59,8
4	10,0%	58,70	0,15			-1,1	0,15	-1,5	0,15	59,8
5	10,0%	58,60	0,15			-1,4	0,15	-2,1	0,15	59,8
6	7,0%	58,50	0,15	(3) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia.						
7 (1)	4,0% (1)	58,40	0,15							
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0							
(1) Porcentaje de rechazo de 8% para las cargas del área Norte, desde la subestación Chimbote.				(4) En la Zona Sur, la temporización de los relés de derivada de frecuencia de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay es 0,35 s						
(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz										

Cuadro 7.14 Especificaciones del EBRACMF del SEIN-2007

Se recomienda la aplicación de las especificaciones mostradas en el Cuadro 7.14 a todas las cargas del SEIN, de modo tal que el esquema desarrollado que se obtenga tenga la mayor proximidad posible al ERACMFUD del presente estudio.



Ing. **ANDRÉS VARGAS VÍA**
Jefe División de Evaluación
COES-SINAC
Reg. CIP. 17244

8. ESQUEMA DE DESCONEXION AUTOMATICA DE GENERACION POR SOBREFRECUENCIA (EDAGSF)

8.1 EDAGSF Vigente

El EDAGSF vigente esta conformado por las centrales y grupos de generación que se muestran en el Cuadro 8.1.

Se debe remarcar que el EDAGSF fue concebido de modo tal que el resto de unidades del SEIN, que no forman parte del esquema, deben permanecer operando luego de eventos que provoquen sobrefrecuencias, ya que estas sobrefrecuencias serán controladas mediante la desconexión de las unidades que forman parte del EDAGSF.

CENTRAL	UNIDAD	CONDICION DE DERIVADA			UMBRAL 1		UMBRAL 2	
		(Hz / s)	(Hz)	(s)	(Hz)	(s)	(Hz)	(s)
		En condición AND						
San Gabán II (55 MW)	2da	1.19	61.00	0.60	62.50	0.30		
Machupicchu (30.15 MW)	2da				62.60	0.50	61.50	10.00
Malacas (15 MW)	1ra	2.00	60.20	0.40	61.70	0.30		
Malacas (15 MW)	2da	2.00	60.20	0.60	61.70	0.30		
Cañón del Pato (41.1 MW)	2da	1.10	60.20	0.50	61.90	0.30		
Cañón del Pato (41.1 MW)	4ta	0.70	60.50	0.40	62.20	0.30		
Carhuaquero (31.2 MW)	2da	1.70	60.20	0.50	62.50	5.00		
Carhuaquero (31.74 MW)	3era	1.20	60.50	0.50	61.50	15.00		
Gallito Ciego (17 MW)	1era				61.50	10.00		
Gallito Ciego (17 MW)	2da				62.30	0.30		
Tumbes (9.34 MW)	1ra	1.8	60.2	0.2	61.60	0.20		
Tumbes (9.34 MW)	2da	1.8	60.2	0.2	61.60	0.20		

Cuadro 8.1 EDAGSF vigente

8.2 Metodología de análisis

Los pasos seguidos para la verificación del comportamiento del EDAGSF del SEIN son:

- (1) Se ha utilizado la estructura del EDAGSF vigente, conformado para propiciar la formación de islas en el SEIN y la estabilidad de la frecuencia del sistema aislado conformado por la desconexión de líneas de transmisión.
- (2) Tomando como referencia los resultados de los casos base de flujo de potencia del año 2007, se ha analizado e identificado las contingencias iniciales a simular para la verificación del EDAGSF vigente y el diseño del EDAGSF para el año 2007.
- (3) Se han efectuado las simulaciones para obtener el comportamiento de la frecuencia, luego de la desconexión súbita de líneas de interconexión de áreas operativas del SEIN. El criterio consiste en simular la desconexión de la línea en la condición de demanda en la que se presenta el mayor flujo de potencia y en la dirección más desfavorable, para efectos de evaluar las sobrefrecuencias en el sistema aislado.
- (4) Mediante el análisis de los resultados y utilizando los criterios de evitar el colapso por frecuencia de los sistemas aislados (conformados luego de la desconexión de líneas de transmisión) y las desconexiones de generación

innecesarias, se ha incorporado unidades de generación y/o algunos cambios de ajustes necesarios en las unidades que lo conforman.

- (5) Finalmente se han realizado verificaciones del esquema propuesto simulando la desconexión de la línea de interconexión de doble terna Mantaro-Socabaya, así como el evento de la pérdida de un bloque de carga importante en la zona de Lima (desconexión de la subestación Balnearios) en las condiciones de mayor solicitación para el SEIN.

8.3 Eventos de desconexión de líneas de transmisión que producen sobrefrecuencias en sistemas aislados del SEIN

En el Cuadro 8.2 se muestran los casos simulados de desconexión de las líneas de transmisión: Talara-Piura, Piura-Chiclayo, Chiclayo-Guadalupe, Guadalupe-Trujillo, Chimbote-Paramonga, Mantaro-Socabaya doble terna, Quencoro-Tintaya y el evento de separación del área Sur Este del SEIN.

Las gráficas de evolución en el tiempo de la frecuencia y otras magnitudes de operación del SEIN obtenidas en las simulaciones de los eventos del Cuadro 8.2 se consignan en el ANEXO E.

Evento	Descripción	Escenario
1	Desconexión de línea Talara-Piura de 220 kV con 69,3 MW	Máxima-Avenida
2	Desconexión de línea Talara-Piura de 220 kV con 78,24 MW	Media-Avenida
3	Desconexión de línea Talara-Piura de 220 kV con 85,45 MW	Máxima-Estiaje
4	Desconexión de línea Talara-Piura de 220 kV con 93,36 MW	Media-Estiaje
5	Desconexión de línea Talara-Piura de 220 kV con 81,72 MW	Mínima-Estiaje
6	Desconexión de línea Piura-Chiclayo de 220 kV con 58,82 MW	Máxima-Estiaje
7	Desconexión de línea Piura-Chiclayo de 220 kV con 80,84 MW	Media-Estiaje
8	Desconexión de línea Piura-Chiclayo de 220 kV con 65,7 MW	Mínima-Estiaje
9	Desconexión de línea Chiclayo-Guadalupe de 220 kV con 29,97 MW	Máxima-Avenida
10	Desconexión de línea Chiclayo-Guadalupe de 220 kV con 51,13 MW	Media-Avenida
11	Desconexión de línea Chiclayo-Guadalupe de 220 kV con 47,26 MW	Media-Estiaje
12	Desconexión de línea Chiclayo-Guadalupe de 220 kV con 55,25 MW	Mínima-Estiaje
13	Desconexión de línea Guadalupe-Trujillo de 220 kV con 43,73 MW	Media-Avenida
14	Desconexión de línea Guadalupe-Trujillo de 220 kV con 30,34 MW	Media-Estiaje
15	Desconexión de línea Guadalupe-Trujillo de 220 kV con 22,59 MW	Mínima-Estiaje
16	Desconexión de línea Chimbote-Paramonga de 220 kV con 41,86 MW	Media-Avenida
17	Desconexión Mantaro-Socabaya de 220 kV con 184,08 MW	Máxima-Avenida
18	Desconexión Mantaro-Socabaya de 220 kV con 128,28 MW	Media-Avenida
19	Desconexión Mantaro-Socabaya de 220 kV con 169,21 MW	Mínima-Avenida
20	Desconexión Mantaro-Socabaya de 220 kV con 242,72 MW	Máxima-Estiaje
21	Desconexión Mantaro-Socabaya de 220 kV con 232,98 MW	Media-Estiaje
22	Desconexión Mantaro-Socabaya de 220 kV con 244,72 MW	Mínima-Estiaje
23	Desconexión de línea Quencoro-Tintaya de 220 kV con 36,14 MW	Mínima-Avenida
24	Desconexión de línea Quencoro-Tintaya de 220 kV con 36,12 MW	Mínima-Estiaje
25	Separación del área Sur Este del SEIN con 58,54 MW	Media-Avenida
26	Separación del área Sur Este del SEIN con 63,46 MW	Mínima-Avenida

Cuadro 8.2 Eventos de sobrefrecuencia

8.3.1 Desconexión de la línea de 220 kV Talara-Piura

Se ha simulado este evento para épocas hidrológicas de avenida y estiaje, con los flujos de potencia prefalla mostrados en el Cuadro 8.3.

Se debe indicar que la desconexión de esta línea provoca sobrefrecuencias en el sistema aislado Talara-Zorritos y una disminución de la frecuencia en el SEIN visto desde la barra de 220 kV de la S.E. Piura Oeste.

En el sistema aislado, las simulaciones muestran que la frecuencia alcanza valores máximos del orden de los 65 Hz y que se estabiliza en valores alrededor de los 62 Hz, debido a la actuación del EDAGSF y por la regulación de frecuencia ejercida por la unidad de generación TGN4 de la C.T. Malacas que es la única central importante despachada en el sistema aislado. Se espera que su regulador de velocidad ejerza control sobre la frecuencia de la zona aislada cuando la frecuencia supere su banda muerta que es aproximadamente $\pm 0,5$ Hz, limitando el valor máximo y controlando el valor final de la frecuencia.

En el SEIN se presentan mínimas frecuencias comprendidas entre 59,46 Hz y 59,74 Hz, que no activan el ERACMF, y valores finales de frecuencia cercanos a 60 Hz.

Evento	Escenario de Análisis	Flujo de potencia pre-falla (MW)	Frecuencia en el Sistema Aislado (Hz)		Frecuencia en el SEIN (Hz)	
			Valor máximo	Valor final	Valor mínimo	Valor final
1	Máxima-Avenida	69,30	64,87	62,16	59,70	59,91
2	Media-Avenida	78,24	65,63	62,52	59,46	59,82
3	Máxima-Estiaje	85,45	64,92	62,13	59,74	59,95
4	Media-Estiaje	93,36	65,46	62,43	59,60	59,97
5	Mínima-Estiaje	81,72	65,86	62,59	59,57	59,71

Cuadro 8.3 Frecuencias luego de la desconexión

En el Cuadro 8.4 se muestran las unidades que están despachadas y que deben desconectar para revertir el crecimiento de la frecuencia en el sistema aislado y evitar que colapse por sobrefrecuencia. Se debe notar que en avenida, la unidad Malacas 2 esta despachada por RPF en media y máxima demanda.

Evento	Unidades del EDAGSF despachadas en el Sistema Aislado en cada caso	Unidades del EDAGSF que desconectaron en el Sistema Aislado	Generación desconectada (MW)
1	Malacas 2 (15 MW)	Malacas 2da	15
2	Malacas 2 (15 MW)	Malacas 2da	15
3	Malacas 2 (15 MW) y CT Tumbes (16 MW)	Malacas 2da y Tumbes 1era y 2da	31
4	Malacas 2 (15 MW) y CT Tumbes (16 MW)	Malacas 2da y Tumbes 1era y 2da	31
5	CT Tumbes (16 MW) y Malacas 2 (15 MW)	Malacas 2da y Tumbes 1era y 2da	31

Cuadro 8.4 Actuación del EDAGSF

8.3.2 Desconexión de la línea de 220 kV Piura-Chiclayo

Este evento se ha simulado para época hidrológica de estiaje, con los flujos de potencia prefalla mostrados en el Cuadro 8.5. La desconexión de esta línea provoca una sobrefrecuencia en el sistema aislado Piura-Talara-Zorritos y una disminución de la frecuencia en el SEIN vista desde la barra de 220 kV de la S.E. Piura Oeste.

Asimismo, en el Cuadro 8.5 se ha resumido algunos resultados de las simulaciones; se aprecia que la frecuencia en el sistema aislado alcanza valores máximos entre 61 y

62 Hz y que al final del evento, se estabiliza alrededor de los 61 Hz, por la actuación del EDAGSF y la regulación de frecuencia ejercida por la unidad de generación TGN4 de la C.T. Malacas.

Evento	Escenario de Análisis	Flujo de potencia pre-falla (MW)	Frecuencia en el Sistema Aislado (Hz)		Frecuencia en el SEIN (Hz)	
			Valor máximo	Valor final	Valor mínimo	Valor final
6	Máxima-Estiaje	58,82	62,11	60,57	59,80	59,96
7	Media-Estiaje	80,84	62,86	61,29	59,63	59,97
8	Mínima-Estiaje	65,70	62,96	61,34	59,60	59,73

Cuadro 8.5 Frecuencias luego de la desconexión

En el SEIN no existen mayores problemas en la regulación de la frecuencia, la cual asume valores mínimos entre 59,6 y 59,8 Hz y recuperándose a valores cercanos a 60 Hz, sin activar el ERACMFUD.

En el Cuadro 8.6 se resumen las unidades de generación que han sido despachadas y son desconectadas por el EDAGSF. Se aprecia que ha sido necesario incorporar al EDAGSF a la TG Piura con un relé de umbral de frecuencia ajustado en 61,7 Hz con una temporización de 0,20 s.

Evento	Unidades del EDAGSF despachadas en el Sistema Aislado en cada caso	Unidades del EDAGSF que desconectaron en el Sistema Aislado	Generación desconectada (MW)
6	Malacas2 (15 MW) , CT Tumbes (16 MW) y TG Piura (19,8 MW)	Malacas 2da, Tumbes 1era y 2da y TG	50,8
7	Malacas2 (15 MW) , CT Tumbes (16 MW) y TG Piura (19,8 MW)	Malacas 2da, Tumbes 1era y 2da y TG	50,8
8	CT Tumbes (16 MW) y Malacas 2 (15 MW)	Malacas 2da y Tumbes 1era y 2da	31

Cuadro 8.6 Actuación del EDAGSF

8.3.3 Desconexión de la línea Chiclayo-Guadalupe de 220 kV

La desconexión de la línea Chiclayo-Guadalupe de 220 kV provoca una sobrefrecuencia en el área Chiclayo-Piura-Talara-Zorritos, cuyo máximo llega a valores entre 61,72 Hz y 62,71 Hz (Cuadro 8.7), para luego estabilizarse en valores comprendidos entre 60,42 y 61,38 Hz. Se debe remarcar que la unidad de generación TGN4 de la C.T. Malacas y los grupos de C.H. Carhuaquero deben ejercer control sobre la frecuencia de la zona, para llevarla al valor nominal.

Por la desconexión de la línea se provoca un déficit en el SEIN, sin embargo la frecuencia experimenta pequeñas variaciones alrededor de 60 Hz, sin activar el ERACMFUD.

Evento	Escenario de Análisis	Flujo de potencia pre-falla (MW)	Frecuencia en el Sistema Aislado (Hz)		Frecuencia en el SEIN (Hz)	
			Valor máximo	Valor final	Valor mínimo	Valor final
9	Máxima-Avenida	29,97	61,72	60,42	59,94	59,99
10	Media-Avenida	51,13	62,71	61,38	59,65	59,94
11	Media-Estiaje	47,26	61,89	60,42	59,84	59,96
12	Mínima-Estiaje	55,25	62,06	60,82	59,69	59,79

Cuadro 8.7 Frecuencias luego de la desconexión

En el Cuadro 8.8 se muestran las unidades de generación que han sido despachadas y que pertenecen al EDAGSF vigente. Los ajustes requeridos para las unidades 1era y 2da de la C.T. Tumbes son: 61,3 Hz y 1,0 s. Asimismo, en las unidades 1era y 2da de la C.T. Malacas los ajustes deben ser: 61,7 Hz y 1,3 s.

Evento	Unidades del EDAGSF despachadas en el Sistema Aislado en cada caso	Unidades del EDAGSF que desconectaron en el Sistema Aislado	Generación desconectada (MW)
9	Malacas2 (15 MW) y CH Carhuaquero (95,5 MW)	Malacas 2da	15
10	Malacas2 (15 MW) y CH Carhuaquero (95,5 MW)	Malacas 2da	15
11	Malacas2 (15 MW), CT Tumbes (16 MW), TG Piura (19,8 MW) y CH Carhuaquero (20 MW)	Tumbes 1era y 2da y TG	35,8
12	CT Tumbes (16 MW), Malacas 2 (15 MW) y CH Carhuaquero (10 MW)	Malacas 2da y Tumbes 1era y 2da	31

Cuadro 8.8 Actuación del EDAGSF

Se debe notar que en los casos simulados de desconexión de esta línea, no se activan los relés de umbral y derivada de frecuencia de los grupos de la C.H. Carhuaquero.

8.3.4 Desconexión de la línea de 220 kV Guadalupe-Trujillo

La desconexión de la línea Guadalupe-Trujillo de 220 kV provoca un exceso de generación en el sistema aislado Guadalupe-Chiclayo-Piura-Talara-Zorritos, con un incremento de la frecuencia, la que alcanza máximos entre 61,25 y 62,34 Hz. La frecuencia se estabiliza en valores comprendidos entre 60,4 y 60,66 Hz, al activarse el ERAGSF (Cuadro 8.9).

En el Cuadro 8.9 se aprecia que en el SEIN solo se presenta variaciones en la frecuencia cercanas a 60 Hz y no se activa el ERACMFUD del SEIN.

Evento	Escenario de Análisis	Flujo de potencia pre-falla (MW)	Frecuencia en el Sistema Aislado (Hz)		Frecuencia en el SEIN (Hz)	
			Valor máximo	Valor final	Valor mínimo	Valor final
13	Media-Avenida	43,73	62,34	60,55	59,70	59,95
14	Media-Estiaje	30,34	61,25	60,66	59,91	59,98
15	Mínima-Estiaje	22,59	61,49	60,40	59,88	59,92

Cuadro 8.9 Frecuencias luego de la desconexión

Las unidades del EDAGSF que desconectan para equilibrar el desbalance se muestran en el Cuadro 8.10. Se debe notar que los relés de frecuencia de las unidades de la C.H. Carhuaquero no resultan activados en ninguno de los 3 eventos simulados.

Evento	Unidades del EDAGSF despachadas en el Sistema Aislado en cada caso	Unidades del EDAGSF que desconectaron en el Sistema Aislado	Generación desconectada (MW)
13	Malacas2 (15 MW), CH Carhuaquero (75 MW), CH Gallito (34 MW)	Malacas 2da, Gallito 2da	32
14	Malacas2 (15 MW), CT Tumbes (16 MW), TG Piura (19,8 MW), CH Gallito (12 MW) y CH Carhuaquero (20 MW)	-	0
15	CT Tumbes (16 MW), Malacas 2 (15 MW) y CH Carhuaquero (10 MW)	Tumbes 1era y 2da	16

Cuadro 8.10 Actuación del EDAGSF

8.3.5 Desconexión de la línea Paramonga-Chimbote de 220 kV con 41,86 MW para media demanda en avenida

La desconexión de la línea Chimbote-Paramonga de 220 kV provoca un incremento de la frecuencia del sistema aislado Chimbote-Trujillo-Guadalupe-Chiclayo-Piura-Talara-Zorritos, que alcanza un máximo de 61,95 Hz estabilizándose en 60,7 Hz, luego de la actuación del EDAGSF (Ver Cuadros 8.11 y 8.12).

En el resto del SEIN, se produce una disminución de la frecuencia, se presenta un mínimo de 59,7 Hz y finalmente se estabiliza en 59,96 Hz, sin activarse el ERACMFUD.

Evento	Escenario de Análisis	Flujo de potencia pre-falla (MW)	Frecuencia en el Sistema Aislado (Hz)		Frecuencia en el SEIN (Hz)	
			Valor máximo	Valor final	Valor mínimo	Valor final
16	Media-Avenida	41,86	61,95	60,707	59,703	59,958

Cuadro 8.11 Frecuencias luego de la desconexión

Evento	Unidades del EDAGSF despachadas en el Sistema Aislado en cada caso	Unidades del EDAGSF que desconectaron en el Sistema Aislado	Generación desconectada (MW)
16	Malacas2 (15 MW) y CH Gallito (34 MW)	Malacas 2da, Gallito 1era	32

Cuadro 8.12 Actuación del EDAGSF

En este evento se confirma la permanencia en el EDAGSF de los dos grupos de la C.H. Gallito Ciego.

8.3.6 Desconexión de la línea Mantaro-Socabaya doble terna

La desconexión de la línea Mantaro-Socabaya doble terna en los casos simulados provoca un déficit de potencia activa el área Sur, con una brusca caída de la frecuencia hasta alcanzar comprendidos entre 58,41 y 58,82 Hz activando hasta la 7ma etapa del ERACMFUD.

El evento provoca un exceso de generación en el área Centro Norte, produciéndose un incremento de la frecuencia por sobre los 61,0 Hz, activando en todos los casos el EDAGSF, con lo cual la frecuencia se estabiliza en valores comprendidos entre 59,94 y 60,69 Hz (Cuadro 8.13).

Evento	Escenario de Análisis	Flujo de potencia pre-falla (MW)	Frecuencia en el SICN (Hz)		Frecuencia en el Sur (Hz)	
			Valor máximo	Valor final	Valor mínimo	Valor final
17	Máxima-Avenida	184,08	61,08	60,19	58,61	59,98
18	Media-Avenida	128,28	61,06	59,94	58,82	59,74
19	Mínima-Avenida	169,21	61,37	60,69	58,43	60,03
20	Máxima-Estiaje	242,72	61,21	60,24	58,45	60,33
21	Media-Estiaje	232,98	61,52	60,36	58,47	60,06
22	Mínima-Estiaje	244,72	61,38	60,64	58,41	60,05

Cuadro 8.13 Frecuencias luego de la desconexión

Se debe mencionar que la unidad TG-1 de la C.T. Aguaytía, en la cual se ha instalado un relé de sobrefrecuencia ajustado a 61,0 Hz con disparo instantáneo [12], desconecta por sobrefrecuencia en todos los casos. Asimismo, para no superar el límite de transmisión de 160 MW en la línea L-2215 (Paramonga-Chimbote), se ha evitado incorporar al EDAGSF, otras unidades de generación ubicadas aguas arriba de la subestación Chimbote.

Por esta razón se ha incorporado al esquema una unidad de las centrales hidroeléctricas Callahuanca y Cahua (Ver Cuadro 8.14). Luego de estos eventos se han definido los siguientes ajustes para los relés de sobrefrecuencia de estas unidades: Cahua 2da: 61,3 Hz y 3,0 s; Callahuanca 8: 61,3 Hz y 2,0 s

Evento	Unidades del EDAGSF que desconectaron en el SICN	Generación desconectada (MW)	Rechazo de carga total en el Sur (MW)	Cociente de rechazo	Última etapa activada
17	TG1-Aguaytía (87 MW)	87	186,13	1,01	4
18	TG1-Aguaytía (87 MW)	87	85,98	0,67	3
19	TG1-Aguaytía (40 MW), Callahuanca G4 (35,6 MW), Cahua G1 (15 MW)	90,6	172,98	1,02	5
20	TG1-Aguaytía (87 MW)	87	298,35	1,23	7
21	TG1-Aguaytía (87 MW), CT Tumbes (16 MW), Cahua G1 (22 MW), Callahuanca G4 (32,4 MW)	157,4	251,04	1,08	6
22	TG1-Aguaytía (87 MW), CT Tumbes (16 MW), Cahua G1 (22 MW), Callahuanca G4 (25,8 MW)	150,8	256,48	1,07	7

Cuadro 8.14 Actuación del EDAGSF

8.3.7 Desconexión de la línea Quencoro-Tintaya de 138 kV

Al desconectar la línea Quencoro-Tintaya de 138 kV, en los dos escenarios planteados, se crea un superávit de potencia en el sistema aislado Quencoro-DoloresPata-Machupicchu, que provoca una sobrefrecuencia que alcanza un máximo del orden de 65 Hz y activándose el ERAGSF del sistema aislado, disparando el Grupo 2 (28 MW) de la C.H. Machupicchu, con lo cual la frecuencia del sistema aislado se estabiliza por sobre los 60 Hz (Cuadro 8.15).

Evento	Escenario de Análisis	Flujo de potencia pre-falla (MW)	Frecuencia en el Sistema Aislado (Hz)		Frecuencia en el SEIN (Hz)	
			Valor máximo	Valor final	Valor mínimo	Valor final
23	Mínima-Avenida	36,14	65,19	60,34	59,74	59,89
24	Mínima-Estiaje	36,12	64,88	60,21	59,78	59,85

Cuadro 8.15 Frecuencias luego de la desconexión

Este evento produce un cambio marginal de la frecuencia en el SEIN, que alcanza un mínimo del orden de 59,8 Hz y se estabiliza finalmente en 59,9 Hz, sin activar el ERACMFUD.

Evento	Unidades del EDAGSF que desconectaron por el evento	Generación desconectada (MW)
23	Machupicchu 2da	28,3
24	Machupicchu 2da	28,3

Cuadro 8.16 Actuación del EDAGSF

8.3.8 Separación del Sur Este del SEIN

En la condición previa al evento la línea Tintaya-Callalli (L-1008) o la línea Puno-Moquegua (L-2030) está fuera de servicio y el área Sur Este está exportando las potencias prefalla mostradas en el Cuadro 8.17.

Al desconectarse la línea se separa el área Sur Este del SEIN y se produce un incremento de la frecuencia, activándose el ERAGSF disparando el grupo 2 de la C.H. San Gabán II por derivada de frecuencia en ambos casos. Para la condición de mínima demanda en avenida el EDAGSF desconecta también a la 2da unidad de la C.H. Machupicchu (Cuadro 8.18).

La frecuencia en el sistema aislado alcanza en ambos casos, valores máximos del orden de 62 Hz y se estabiliza en 60,5 y 59,9 Hz respectivamente.

Evento	Escenario de Análisis	Flujo de potencia pre-falla (MW)		Frecuencia en el Sur (Hz)		Frecuencia en el SEIN (Hz)	
		Línea	(MW)	Valor máximo	Valor final	Valor mínimo	Valor final
25	Media-Avenida	L-2030	58,54	61,67	60,52	59,47	59,72
26	Mínima-Avenida	L-1008	63,46	62,15	59,91	59,52	59,75

Cuadro 8.17 Frecuencias luego de la desconexión

El déficit provocado en el SEIN no activa el ERACMFUD. La frecuencia disminuye hasta 59,5 Hz y se estabiliza en 59,8 Hz aproximadamente.

Evento	Unidades del EDAGSF que desconectaron por el evento	Generación desconectada (MW)
25	San Gabán II 2da	50,0
26	San Gabán II 2da y Machupicchu 2da	68,3

Cuadro 8.18 Actuación del EDAGSF

8.3.9 Desconexión de la S.E. Balnearios

Se ha simulado la desconexión de la subestación Balnearios en máxima demanda en avenida y en máxima demanda en estiaje y los resultados del comportamiento de la frecuencia se muestran en el Cuadro 8.19.

En ambos eventos se pierde 456 MW de carga en el SEIN, con lo cual la frecuencia se incrementa con una pendiente inicial de 0,19 Hz/s, alcanzando máximos aproximados de 61,5 Hz. Se activa el EDAGSF desconectando unidades de generación (136,2 MW y 151 MW respectivamente), con lo cual la frecuencia se estabiliza en 60,3 Hz aproximadamente.

Evento	Escenario de Análisis	Potencia desconectada (MW)	Frecuencia en el SEIN (Hz)	
			Valor máximo	Valor final
27	Máxima-Avenida	456,47	61,52	60,28
28	Máxima-Estiaje	456,32	61,47	60,27

Cuadro 8.19 Frecuencias luego de la desconexión

Evento	Unidades del EDAGSF que desconectaron por el evento	Generación desconectada (MW)
27	TG1-Aguaytía, Callahuanca G4, Cahua G1	136,2
28	TG1-Aguaytía, CT Tumbes, Callahuanca G4 y Cahua G1	151,1

Cuadro 8.20 Actuación del EDAGSF

8.4 Conclusiones


A partir de los resultados de las simulaciones del comportamiento del SEIN ante eventos que provocan sobrefrecuencias se ha definido las unidades que formarán el Esquema de Rechazo Automático de Generación por Sobrefrecuencia (ERAGSF) del SEIN para el año 2007 y los correspondientes ajustes para los relés de sobrefrecuencia (Cuadro 8.21). Se recomienda su implementación para el año 2007.

Es importante indicar que, si en lugar de estar despachado un grupo incluido en el esquema, estuviese despachado un grupo semejante de la misma central, este último debería tener implementados los ajustes del grupo especificado. Así, por ejemplo, si se encuentra despachado el grupo 1 de la C.H. San Gabán II, en vez del grupo 2, el grupo 1 debería tener los ajustes del grupo 2.

CENTRAL	UNIDAD	CONDICION DE DERIVADA			UMBRAL 1	
		(Hz / s)	(Hz)	(s)	(Hz)	(s)
C.T. Aguaytía	TG-1	En condición AND			61,0	0,0
C.H. Callahuanca	4ta				61,3	2,0
C.H. Cahua	1era				61,3	3,0
C.T. Tumbes	1era	1,80	60,2	0,2	61,3	1,0
C.T. Tumbes	2da	1,80	60,2	0,2	61,3	1,0
C.H. Gallito Ciego	1era				61,5	15,0
T.G. Piura	TG				61,7	0,2
C.T. Malacas	1era	2,00	60,2	0,4	61,7	0,3
C.T. Malacas	2da	2,00	60,2	0,6	61,7	0,3
C.H. Machupicchu	2da				62,0	0,3
C.H. Gallito Ciego	2da				62,3	0,3
C.H. San Gabán II	2da	1,19	61,0	0,3	62,5	0,3

Cuadro 8.21 Esquema Básico de RAGSF para el año 2007

Se recomienda no desactivar los relés de sobrefrecuencia de las unidades de las centrales hidroeléctricas Cañón del Pato y Carhuaquero asignadas en el EDAGSF del año 2006. Por ello se considera pertinente realizar un seguimiento de la operación de estos relés en los primeros meses del año 2007, para decidir sobre su desactivación definitiva durante el año 2007.



Ing. ANDRÉS VARGAS VÍA
Jefe División de Evaluación
COES-SINAC
Nº. CIP. 17244

9. ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA POR MINIMA TENSION

9.1 Esquema Básico de RACMT vigente

El Esquema Básico de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión (EBRACMT) vigente se muestra en el Cuadro 9.1.

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

(*) Aguas abajo de las Subestación

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

Cuadro 9.3 Esquema Básico Vigente de RACMT

9.2 Metodología de Diseño del ERACMT

El ERACMT vigente mostrado en el Cuadro 9.3 ha sido verificado utilizando la siguiente metodología:

- 1) Estimación de la tensión de colapso en las barras de 220 kV de las subestaciones de carga de Lima (Chavarría, Santa Rosa, Balnearios y San Juan), mediante un método simple de estabilidad de tensión que aplica a tales casos. Estos cálculos se han realizado para cuatro escenarios de generación en la condición de máxima demanda en avenida. Con los valores estimados de las tensiones de colapso se ha definido los umbrales de tensión del ERACMT.
- 2) Caracterización del comportamiento en estado estacionario de las tensiones de Lima, para estimar la sensibilidad de las tensiones en las barras de 220 kV de las subestaciones de carga de Lima, respecto de la potencia activa. De esta manera se ha estimado los cambios en las tensiones luego de eventuales rechazos de carga. Estas evaluaciones también se han realizado para los cuatro escenarios de generación.
- 3) Caracterización del comportamiento de las tensiones en las barras de 220 kV de las subestaciones de carga de Lima, ante un determinado escenario que provoca un descenso sostenido de las tensiones y un acercamiento a las tensiones de umbral para la activación del ERACMT propuesto.
- 4) Diseño y propuesta de EBRACMT.
- 5) Con el escenario de déficit de potencia reactiva en la zona de Lima y Sur Medio, se ha simulado eventos (desconexiones de líneas) que provocan la actuación del ERACMT y de esta manera verificar la operación del esquema propuesto ante condiciones extremas.

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

9.3 Estimación de las Tensiones de Colapso

Las tensiones de colapso en las barras de 220 kV de las subestaciones de la zona de Lima en condiciones de máxima demanda en avenida para el año 2007, han sido estimadas utilizando un método simple de diagnóstico de la estabilidad de tensión en subestaciones de carga.

El método se basa en el equivalente Thevenin del SEIN visto desde la barra de carga. (Figura 9.1).

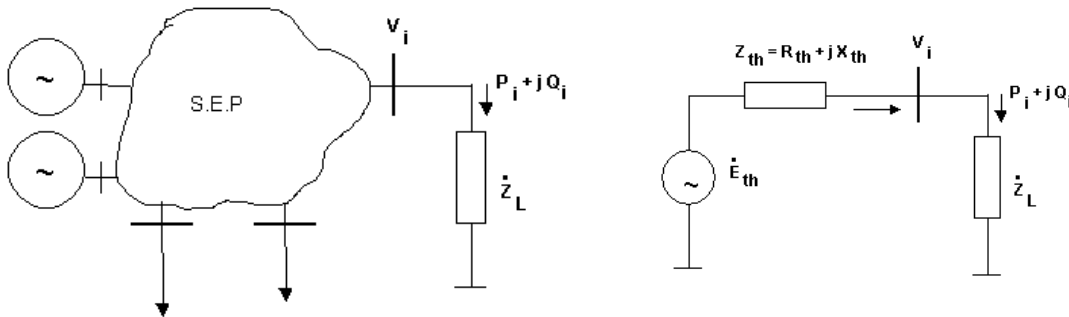


Figura 9.1 Equivalente Thevenin visto desde la barra de carga V_i .

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

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

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

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

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

Según este método, es necesario conocer la tensión, potencia activa y potencia reactiva (V_i , P_i , Q_i) de dos puntos de operación cercanos entre ellos y con el mismo esquema de generación. Las tensiones de colapso de tensión correspondientes al año 2006 han sido estimadas utilizando como fuente de información los registros del SCADA correspondientes a los meses de abril y junio.

Las tensiones de colapso para el año 2007 han sido estimadas a partir de un conjunto de registros (V_i , P_i , Q_i) generados a partir de las curvas V-P obtenidas mediante simulaciones.

9.3.1 Tensiones de colapso del año 2006

Se ha considerado los registros del SCADA correspondientes a las subestaciones Chavarría y San Juan, de los días 24, 25 y 26 de abril, y 08 de junio del 2006. En los días 24 y 25 de abril estaban indisponibles todas unidades de la C.T. Ventanilla y la unidad TG-7 de la C.T. Santa Rosa, mientras que el 26 de abril, se encontraron indisponibles la C.T. Ventanilla y las unidades TG-7 y UTI5 de la C.T. Santa Rosa. El 08 de junio, se encontraron indisponibles la C.T. Ventanilla por falla, todas las unidades de la C.T. Santa Rosa y adicionalmente salieron de servicio las centrales hidroeléctricas Yanango y Chimay por falla en la línea Yanango-Pachachaca. En las fechas elegidas se realizaron rechazos manuales de carga por baja tensión en coordinación con Edelnor y Luz del Sur.

En los Cuadros 9.1 y 9.2 se muestran los registros utilizados y las tensiones de colapso de las barras de 220 kV de las subestaciones San Juan y Chavarría estimadas. Se puede notar que las tensiones de colapso en San Juan están en el rango de 169 kV a 177 kV, mientras que en Chavarría esta en el rango 170 a 183 kV.

Fecha	Hora	V (kV)	P (MW)	Q (MVAR)	V _{pc} (kV)
24-Abr-06	18:00	216.86	166.52	-90.08	175.3
	18:15	213.24	174.87	-66.13	
	18:30	209.75	180.46	-59.70	
25-Abr-06	18:00	217.66	167.94	-92.78	176.9
	18:15	211.20	169.70	-63.67	
	18:30	210.96	177.08	-58.30	
26-Abr-06	18:00	217.46	167.39	-78.09	168.8
	18:15	211.14	166.48	-64.54	
	18:30	197.45	169.71	-46.71	

Cuadro 9.1 Tensiones de colapso estimadas en la S.E. San Juan

Fecha	Hora	V (kV)	P (MW)	Q (MVAR)	V _{pc} (kV)
26-Abr-06	18:03	214.71	532.01	198.24	170.2
	18:08	212.91	544.36	195.52	
	18:09	212.09	551.73	195.73	
08-Jun-06	18:00	209.00	555.43	150.00	182.5
	18:10	200.00	560.12	158.50	
	18:15	193.00	560.46	163.46	
	18:20	187.50	560.60	165.50	

Cuadro 9.2 Tensiones de colapso estimadas en la S.E. Chavarría

9.3.2 Tensiones de colapso del año 2007

Para la estimación de las tensiones de colapso en la zona de Lima para el año 2007, se ha utilizado “registros de tensiones, potencia activa y potencia reactiva” obtenidos de simulaciones de estado estacionario, expresadas en las curvas V-P de cada una de las barras de 220 kV de las subestaciones Chavarría, Santa Rosa, Balnearios y San Juan.

Las curvas V-P ha sido determinadas mediante simulaciones en estado estacionario utilizando un programa elaborado en DPL (DigSilent Program Language), desarrollado específicamente para estos fines, a partir del programa “U-P Curve.ComDpl” incluido en el programa DigSilent Power Factory. Para ello se incrementa las potencias de las cargas (asumidas con factor de potencia constante) ubicadas aguas abajo de las subestaciones Chavarría, Santa Rosa, Balnearios y San Juan, respetando las capacidades de sus transformadores de suministro y los límites reactivos de las centrales de generación.

Se ha tomado como caso base el escenario de máxima demanda en avenida del año 2007, que considera el ingreso de la nueva C.T. Chilca (Enersur) con 175 MW, cuyo efecto se traduce en un incremento de la rigidez en la zona de Lima.

Adicionalmente se han considerado tres escenarios de generación:

- Escenario sin la C.T. Ventanilla: Como todas las unidades de la C.T. Ventanilla están fuera de servicio, la rigidez de la S.E. Chavarría al crecimiento de la demanda disminuye. Como en el área de Lima sólo se encuentran operando las unidades UTI 5 y UTI 6 de la C.T. Santa Rosa, las tensiones en las barras de 220 kV de Lima son menores que en el caso base. En este caso debe notarse que los SVC's de las subestaciones Chavarría y Balnearios están operando en su capacidad máxima de generación reactiva.
- Escenario sin la C.T. Chilca (Enersur): Con la nueva C.T. Chilca indisponible, se reduce la rigidez de la tensión en la S.E. San Juan con respecto al caso base. En el área de Lima se encuentran generando la C.T. Ventanilla, la C.T. Santa Rosa.
- Escenario sin las unidades de la C.T. Santa Rosa: La tensión en el área de Lima, además de la C.H. Huinco, esta sostenida por las centrales térmicas Ventanilla y se cuenta con el efecto de la C.T. Chilca.

En la Figura 9.2 se muestra la curva V-P obtenida para el escenario en el cual la C.T. Ventanilla se encuentra indisponible. En este caso los SVC's de Chavarría y Balnearios trabajan en su máxima capacidad de generación reactiva

Utilizando los puntos obtenidos anteriormente se han estimado tensiones de colapso para cada una de las subestaciones Chavarría, Santa Rosa, Balnearios y San Juan, tal como se muestra en el Cuadro 9.6. Se puede resumir que los mayores valores de tensión de colapso para el año 2007 son: 183 kV Balnearios, 175 kV para Chavarría, 183 kV para Santa Rosa y 168 kV para San Juan.

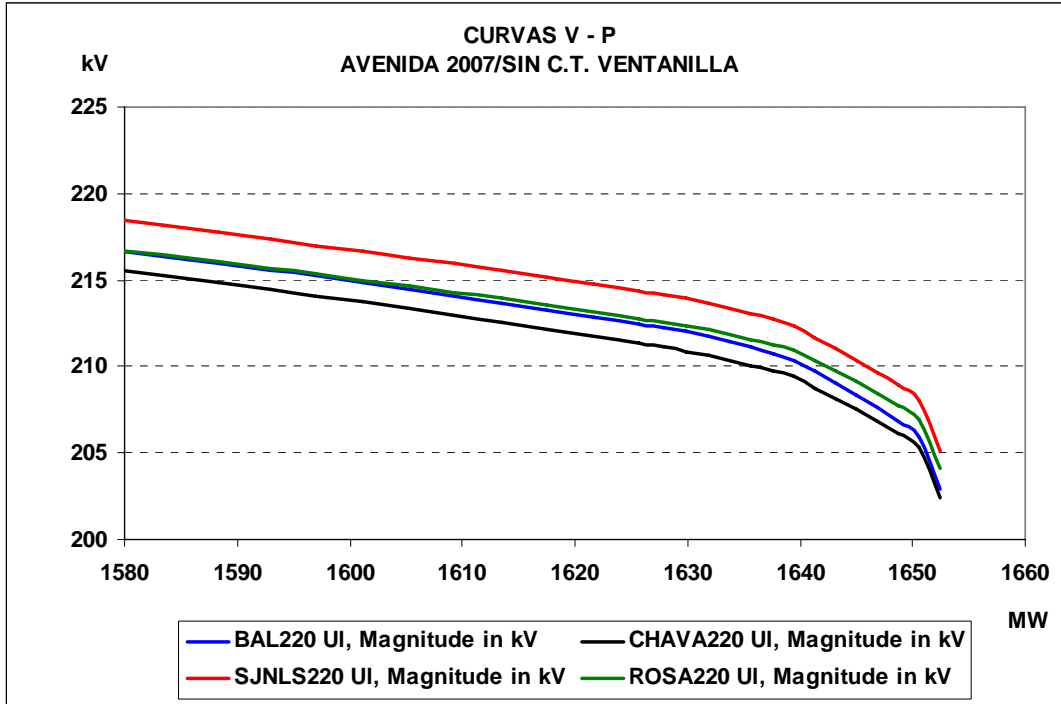


Figura 9.2 Curva V-P con la C.T. Ventanilla fuera de servicio.

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

Cuadro 9.6 Tensiones de colapso estimadas para el año 2007

9.4 Sensitividad de las tensiones en Lima a los cambios en la potencia activa

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

Para el cálculo de los factores de sensibilidad se ha utilizado un programa elaborado en DPL (DigSilent Program Language) desarrollado específicamente para este cálculo, bajo el programa DigSilent Power Factory.

Los factores de sensibilidad han sido calculados para la condición de máxima demanda en avenida para el año 2007 (Caso base) y para los tres escenarios de generación explicados en el numeral 1.3.2.

Para determinar los factores de sensibilidad se ha simulado rechazos de carga de 20 MW, 40 MW, 60 MW y 80 MW, distribuidos proporcionalmente en las cargas ubicadas aguas abajo de las subestaciones de Chavarría, Santa Rosa, Balnearios y San Juan, y se ha determinado las variaciones de tensión que estos rechazos en las barras mencionadas.

Los factores de sensibilidad mostrados en las Figuras 9.3, 9.4, 9.5 y 9.6 muestran que el escenario de análisis las unidades de la C.T. Ventanilla están indisponibles es que el presenta menor rigidez, mientras que el caso base muestra la mayor constancia en el factor de sensibilidad. Por lo tanto para fines de diseño del ERACMT se ha utilizado la información y coeficientes del escenario de operación sin las unidades de la C.T. Ventanilla.

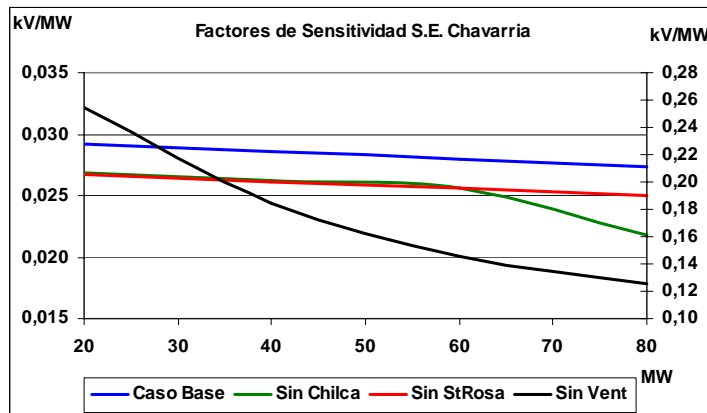


Figura 9.3 Sensitividad de la tensión de Chavarría

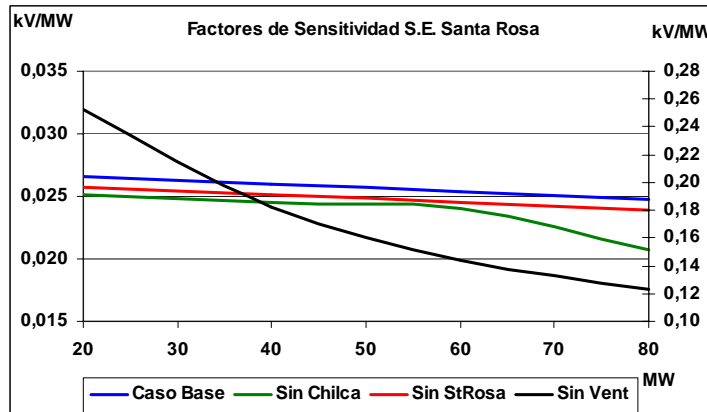


Figura 9.4 Sensitividad de la tensión de Santa Rosa

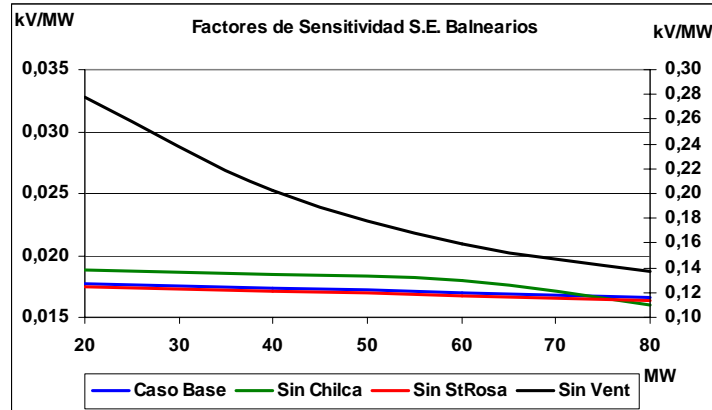


Figura 9.5 Sensitividad de la tensión de Balearios

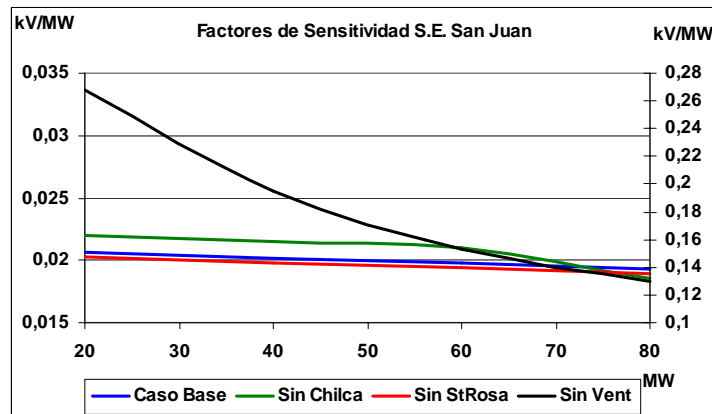


Figura 9.6 Sensitividad de la tensión de San Juan

9.5 Propuesta de ERACMT

9.5.1 Umbrales de tensión y temporizaciones básicas

De acuerdo a la referencia [13] es posible resumir los siguientes criterios:

- (i) El umbral de ajuste de los relés de un ERACMT puede estar normalmente comprendido en el rango de 0,88 p.u. a 0,90 p.u. de la tensión normal de operación. Para el caso de Lima el rango resulta 184,8 kV a 189,0 kV.
- (ii) Cuando el ERACMT asociado a una barra de carga en particular, necesita dos escalones, el relé debe tener un segundo bloque de carga a ser desconectada, este escalón esta ajustado 0,5 % debajo del primer escalón. Para el caso de Lima se desprende un eventual paso de 1,05 kV.
- (iii) El rango de temporización de 5 a 10 segundos es utilizado para no ver fallas, incluyendo aquellas fallas de distribución que no sean despejadas rápidamente por los relés de sobrecorriente. Los ajustes de tiempo largos son apropiados, sin embargo introducen un pequeño riesgo de que el ERACMT no opere lo

suficientemente rápido cuando las tensiones están cayendo rápidamente. Se puede decir que mayormente, no hay beneficio de seguridad (libre de disparos indeseados) por ajustes de tiempo largos.

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

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

9.5.2 ERACMT propuesto

En principio es necesario estimar o definir la magnitud total de rechazo del ERACMT, como el ERACMT debe ser el último escalón de defensa del sistema, que debe activarse y actuar cuando, debido a un evento que provoque un desbalance súbito de la potencia reactiva en Lima, se presente una caída brusca de la tensión por debajo de 195,0 kV. Por lo tanto el rechazo total previsto debería ser tal que las tensiones en Lima se recuperen desde 184 kV (aproximadamente) hasta 195 kV, desde luego sin provocar una sobrefrecuencia que active el EDAGSF del SEIN.

En la Figura 9.7 se grafica los umbrales de tensión del ERACMT y las zonas operación en Estado Normal, de Alerta y de Emergencia del sistema, desde el punto de vista de las tensiones. La magnitud total de rechazo del ERACMT, distribuida en etapas, ha sido prevista para que la tensión luego del rechazo se acerque a 195 kV.

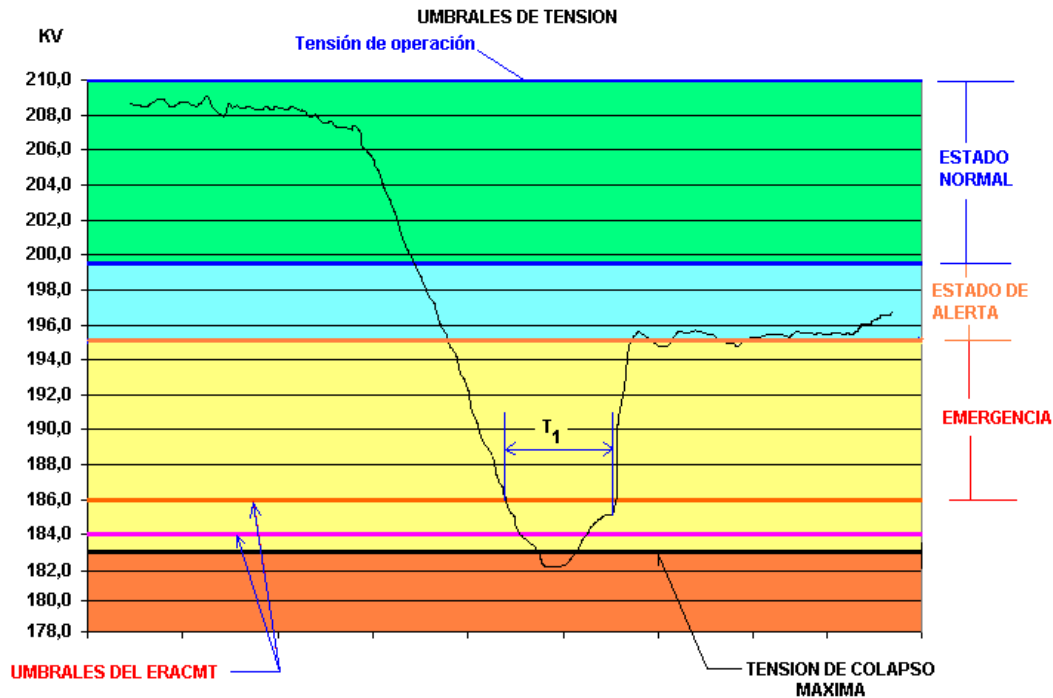


Figura 9.7 Tensiones en zonas de operación. Umbrales y tensión de colapso

9.6 Verificación del esquema propuesto

Considerando el esquema del año 2006 y en función de los resultados de simulaciones preliminares de prueba y error, se ha definido el siguiente ERACMT-2007 que se muestra en el Cuadro 9.7..

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

(*) Aguas abajo de la Subestación

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

Cuadro 9.7 Esquema Básico de RACMT

Para verificar la aptitud del presente ERACMT, sobre la base del “escenario de desconexión de los cuatro grupos de C.H. Huinco”, y luego que las tensiones se han estabilizado, se ha simulado los siguientes eventos:

- Evento 1: Desconexión simultánea de las líneas Campo Armiño-Independencia y Callahuanca 1-Callahuanca 2 (Purunhuasi).
- Evento 2: Desconexión simultánea de las líneas Pomacocha-San Juan una terna y Callahuanca 1-Callahuanca 2 (Purunhuasi).
- Evento 3: Desconexión simultánea de las líneas Pomacocha-San Juan una terna y Campo Armiño-Independencia.
- Evento 4: Desconexión simultánea de las líneas Pomacocha-San Juan doble terna.

Los resultados de las simulaciones que muestran el comportamiento transitorio de las tensiones de Lima y Sur Medio en este proceso de verificación se muestran en el ANEXO H.

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

Cuadro 9.8 Resumen de resultados de actuación del ERACMT

En el Cuadro 9.8 se resume la actuación del ERACMT.

9.7 Conclusiones

Los resultados de las simulaciones muestran la aptitud del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión (Cuadro 9.9 para el control de las tensiones en Lima y Sur medio, por lo que se recomienda su implementación en el año 2007.

Subestación	Etapas	Cargas a desconectar (MW) (*)	AJUSTES DE UMBRAL					
			1		2		3	
			Umbral (**) (kV)	Temporización (s)	Umbral (**) (kV)	Temporización (s)	Umbral (**) (kV)	Temporización (s)
Balnearios (LDS)	1	28,1	186,0	10,0				
	1	23,7	186,0	10,0				
San Juan (LDS)	2	25,9	186,0	10,0				
	1	11,6			185,0	5,0		
Santa Rosa (LDS)	2	41,9			185,0	5,0		
	1	28,5					184,0	5,0
Chavarría (EDS)	2	30,2	186,0	10,0				
	3	39,1	186,0	10,0				
	4	41,2	186,0	10,0				
	1	12,9	12,8	9,0	12,4	2,00		
San Nicolás (***)	2	7,3			12,4	4,0	12,0	1,0
	3	10,2	12,6	6,5				

(*) Aguas abajo de la Subestación

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

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

Cuadro 9.9 Esquema Básico de RACMT para el año 2007



Ing. AARON VARGAS VIA
Jefe División de Evaluación
COES-SINAC
Nº. CIP. 17244

10. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] Informe Final Estudio de Rechazo de Carga/Generación del SEIN año 2003, CESI, Febrero 2003.
- [2] Informe Final Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN año 2005, ISA, Septiembre 2004.
- [3] Informe Final Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN año 2006, COES-SINAC, Septiembre 2005.
- [4] INFORME TECNICO COES-SINAC/DEV-158-2005, "Rangos admisibles de variación de frecuencia para unidades de generación del SEIN ", Abril, 2005.
- [5] "Protection of Steam Turbine Generators During Abnormal Frequency Conditions", J. Berdy, P.G. Brown, Electric Utility Engineering and L.E. Goff, Switchgear Engineering, General Electric Company, Georgia Tech. Protective Relaying Conference, 1974.
- [6] C37.106 "IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants", 2004.
- [7] UNDERVOLTAGE LOAD SHEDDING GUIDELINES, Prepared by Undervoltage Load Shedding Task Force (UVLSTF), Technical Studies Subcomité, Western Systems Coordinating Council, 1999.
- [8] Load Shedding-An Application Guide, J. Berdy, General Electric Company, Electric Utility Engineering Operation, Schenectady, N.Y., 1968.
- [9] Informe Final Pruebas Dinámicas para la Regulación de Frecuencia de las unidades de Generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, CESI, Julio 2005.
- [10] INFORME TECNICO COES-SINAC/DEV, "Evaluación de la Regulación Primaria de Frecuencia", correspondiente al primer semestre de 2006.
- [11] Estudio Integral de Tensión y Compensación Reactiva del SEIN, Información Base, DES/COES-SINAC, agosto, 2006.
- [12] Comunicación APOEM-L-036-2005, Ajustes de protecciones de sobrefrecuencia de las unidades TG-1 y TG-2 de la C.T. Aguaytía, Termoselva, setiembre, 2005.
- [13] "Voltage and Reactive Power for Planning and Operation", H. Clark, Seminario, Portland, Oregon, Julio 2006.

11. ANEXOS

ANEXO A:	DESPACHO DE CENTRALES Y DEMANDAS EN BARRAS
ANEXO B:	RESULTADOS DE ANALISIS DE FLUJO DE POTENCIA
ANEXO C:	ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMATICO DE CARGA POR MINIMA FRECUENCIA UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDO
C.1	Rechazo disponible por subestación del SEIN
C.2	Bancos de capacitores a ser desconectados por frecuencia
C.3	Ajustes de relés de frecuencia en bancos
ANEXO D:	DESCONEXION DE UNIDADES DE GENERACION
ANEXO E:	DESCONEXION DE LINEAS DE TRANSMISIÓN QUE OCASIONAN SOBREFRECUENCIA
ANEXO F	DESCONEXION DE LINEAS DE TRANSMISIÓN QUE OCASIONAN SUBREFRECUENCIA
ANEXO G:	EVENTOS ADICIONALES DE FRECUENCIA
ANEXO H:	EVENTOS DE MINIMA TENSION EN LIMA Y SUR MEDIO