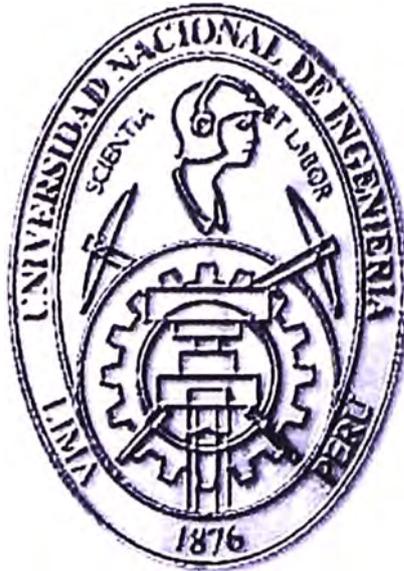


# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**



## **EVALUACION DE LA ELIMINACION DE LA CORRECCION DEL ERROR DE LA FRECUENCIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**MARCO ANTONIO DELGADO ZARZOSA**

**PROMOCION**

**2007- II**

**LIMA -PERU**

**2011**

**EVALUACION DE LA ELIMINACION DE LA CORRECCION  
DEL ERROR DE LA FRECUENCIA EN EL SISTEMA  
INTERCONECTADO NACIONAL**

## **DEDICATORIA**

Agradezco a mi Madre Ela y a mi querida tía Martha que es como una madre también por alentarme en culminar este importante trabajo.

También quiero agradecer a las Empresas Red de Energía del Perú REP y al Comité de Operación Económica COES por sus alcances, discusión y comprensión durante el desarrollo de este trabajo.

Finalmente mi agradecimiento a la Universidad Nacional de Ingeniería en la persona de todos los compañeros y profesores que con sus enseñanzas forman nuevos y grandes profesionales.

## **SUMARIO**

El indicador principal para medir la calidad de la Frecuencia en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) viene a ser las variaciones sostenidas de frecuencia, adicionalmente se controlan las variaciones súbitas de la frecuencia y la Integral de Variaciones diarias de la Frecuencia (IVDF).

El objetivo del presente informe es exponer la técnica de corrección del indicador IVDF en el SEIN, evaluar este indicador desde el punto de vista de la calidad y principalmente proponer su eliminación de la normativa actual.

En el capítulo I expongo la situación actual del SEIN, las instancias de control de la frecuencia y los estudios hechos sobre el control de la calidad de la frecuencia en el país. Luego en el capítulo II expongo la forma actual como se mide la calidad de la frecuencia según la Norma técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y como se realiza esta labor en el contexto internacional (Estados Unidos, Colombia, Chile y España). Después en el capítulo III expongo la problemática que existe para controlar el IVDF en el SEIN, la misma problemática existente en los Estados Unidos y como nació el IVDF. En el capítulo IV expongo el impacto que tiene operar con frecuencias anormales en los equipos del sistema eléctrico para finalmente en el capítulo V exponer la forma actual de control del IVDF, evaluar su utilidad, su costo comparado con los otros indicadores, así como el planteamiento de su derogación de la NTCSE.

## INDICE

<b>PROLOGO</b>	1
<b>CAPITULO I</b>	
<b>ANTECEDENTES</b>	
1.1 Concepto de frecuencia	2
1.2 Planeación del despacho económico	3
1.3 Descripción actual del SEIN	4
1.3.1 Principales ampliaciones en la generación	4
1.3.2 Principales ampliaciones en la transmisión	4
1.3.3 Características del Área Operativa Norte	5
1.3.4 Características del Área Operativa Centro	5
1.3.5 Características del Área Operativa Sur	6
1.4 Comportamiento de la frecuencia	6
1.5 Instancias de control de la frecuencia	7
1.5.1 Regulación primaria de frecuencia	7
1.5.2 Regulación secundaria de frecuencia	9
1.5.3 Regulación terciaria de frecuencia	11
1.5.4 Esquemas de rechazo de carga o generación	12
1.6 Análisis de la NTCSE según KEMA Consulting	12
1.6.1 Conclusiones y recomendaciones de dicho estudio	12
1.6.2 Regulación secundaria automática de la frecuencia	13
1.6.3 Valores recomendados	13
1.7 Procedimiento técnico N° 22: Reserva Rotante en el SEIN	14
1.8 Aplicación de la NTCSE al control de la frecuencia en el SICN	15
<b>CAPITULO II</b>	
<b>NORMATIVA PERUANA ACTUAL E INTERNACIONAL</b>	
2.1 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	17
2.1.1 Calidad de la energía durante contingencias	17
2.1.2 Transferencias de energía de mala calidad	18

<b>2.1.3</b>	Control y registros del comportamiento de la frecuencia	18
<b>2.1.4</b>	Definición del Indicador de Variaciones diarias de la Frecuencia (IVDF)	18
<b>2.1.5</b>	Puntos de control de la frecuencia	19
<b>2.1.6</b>	Sincronismo de sistemas aislados con el SEIN	20
<b>2.1.7</b>	Pérdida de la información de un GPS	21
<b>2.2</b>	Calidad de la frecuencia en el SEIN	21
<b>2.2.1</b>	Indicadores de calidad de la frecuencia	21
<b>2.2.2</b>	Tolerancias actuales	21
<b>2.2.3</b>	Valor de las tolerancias para Sistemas Aislados	22
<b>2.2.4</b>	Mala calidad de frecuencia en la energía eléctrica	23
<b>2.2.5</b>	Compensación por mala calidad de la frecuencia	23
<b>2.3</b>	Control de la frecuencia en los Estados Unidos	25
<b>2.3.1</b>	Breve descripción del sistema eléctrico de los EEUU	25
<b>2.3.2</b>	Rangos de control de la frecuencia	26
<b>2.3.3</b>	Corrección manual del error de tiempo en USA	27
<b>2.3.4</b>	Terminación de la corrección por confiabilidad del sistema USA	28
<b>2.4</b>	Control de la frecuencia en Colombia y el AGC	28
<b>2.4.1</b>	Plazo de adecuación de las centrales para el servicio AGC	29
<b>2.4.2</b>	Criterios para participar en la prestación del servicio AGC	29
<b>2.4.3</b>	Criterios de seguridad y calidad del control integrado de la frecuencia	30
<b>2.4.4</b>	Ofertas de disponibilidad para la prestación del servicio de AGC	31
<b>2.4.5</b>	Asignación de la reserva de regulación	32
<b>2.4.6</b>	Información Obligatoria a enviar al CND sobre el servicio AGC	33
<b>2.4.7</b>	Reglas comerciales aplicables al servicio de RSF en Colombia	33
<b>2.5</b>	Control de la frecuencia en Chile	34
<b>2.5.1</b>	Rangos de Operación de sus Centrales en función de la frecuencia	34
<b>2.6</b>	Control de la frecuencia en España	35
<b>2.6.1</b>	Instancias de control de la frecuencia en España	36
<b>2.6.2</b>	Márgenes de la variable de control Frecuencia	36
<b>2.7</b>	Cuadro comparativo del Perú y países expuestos	37
<b>CAPITULO III</b>		
<b>DEFINICION DEL PROBLEMA ACTUAL</b>		
<b>3.1</b>	Situación actual del SEIN respecto a la frecuencia	38

<b>3.2</b>	<b>Transgresión del IVDF ocurrido el 28 de Julio del 2010</b>	<b>41</b>
<b>3.2.1</b>	<b>Problemática</b>	<b>41</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Consideraciones</b>	<b>41</b>
<b>3.2.3</b>	<b>Coordinaciones realizadas</b>	<b>41</b>
<b>3.2.4</b>	<b>Conclusión</b>	<b>44</b>
<b>3.2.5</b>	<b>Acciones correctivas</b>	<b>44</b>
<b>3.2.6</b>	<b>Recomendación</b>	<b>45</b>
<b>3.3</b>	<b>Cálculo de las compensaciones por las transgresiones ocurridas</b>	<b>45</b>
<b>3.3.1</b>	<b>Antecedentes</b>	<b>45</b>
<b>3.3.2</b>	<b>Cálculo de las compensaciones por la transgresión ocurrida</b>	<b>45</b>
<b>3.3.3</b>	<b>Tope máximo de compensación mensual al Coordinador</b>	<b>47</b>
<b>3.3.4</b>	<b>Distribución de montos a compensar</b>	<b>48</b>
<b>3.4</b>	<b>Análisis de la distribución de la frecuencia en una semana operativa</b>	<b>49</b>
<b>3.5</b>	<b>Problemática de la corrección del IVDF en los Estados Unidos</b>	<b>50</b>
<b>3.5.1</b>	<b>Definición del error de tiempo</b>	<b>50</b>
<b>3.5.2</b>	<b>Corrección del error del tiempo</b>	<b>51</b>
<b>3.5.3</b>	<b>Comentarios de la NERC en respuesta a presunto cambio en la norma</b>	<b>51</b>
<b>3.5.4</b>	<b>Marco regulatorio para modificar la norma</b>	<b>52</b>
<b>3.5.5</b>	<b>Tratamiento actual de la corrección del error de tiempo</b>	<b>52</b>
<b>3.5.6</b>	<b>Discusión actual para derogar la corrección del error de tiempo</b>	<b>53</b>
<b>CAPITULO IV</b>		
<b>IMPACTO DE LA CORRECCION DEL IVDF EN EL SEIN</b>		
<b>4.1</b>	<b>Impacto de la frecuencia en los equipos de generación</b>	<b>55</b>
<b>4.1.1</b>	<b>Para centrales térmicas de vapor</b>	<b>55</b>
<b>4.1.2</b>	<b>Para centrales térmicas a gas</b>	<b>59</b>
<b>4.1.3</b>	<b>Para centrales térmicas de ciclo combinado</b>	<b>60</b>
<b>4.1.4</b>	<b>Para centrales hidráulicas</b>	<b>60</b>
<b>4.1.5</b>	<b>Comportamiento de los generadores del SEIN con la frecuencia</b>	<b>60</b>
<b>4.2</b>	<b>Impacto de la frecuencia en los equipos de transmisión</b>	<b>63</b>
<b>4.3</b>	<b>Impacto de la frecuencia en las cargas</b>	<b>63</b>
<b>CAPITULO V</b>		
<b>ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN</b>		
<b>5.1</b>	<b>Alcances de la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real</b>	<b>65</b>

<b>5.2</b>	<b>Magnitud de las compensaciones por frecuencia según la NTCSE</b>	<b>65</b>
<b>5.2.1</b>	<b>Caso de la variación sostenida de la frecuencia</b>	<b>66</b>
<b>5.2.2</b>	<b>Caso de la variación súbita de la frecuencia</b>	<b>68</b>
<b>5.2.3</b>	<b>Caso de la variación diaria de la frecuencia IVDF</b>	<b>69</b>
<b>5.3</b>	<b>Medición del tiempo en nuestros días</b>	<b>71</b>
<b>5.4</b>	<b>Aplicación real del control del indicador IVDF</b>	<b>71</b>
<b>5.5</b>	<b>Supervisión en tiempo real del valor del IVDF</b>	<b>75</b>
<b>5.6</b>	<b>Directiva del COES para el control del indicador IVDF</b>	<b>75</b>
<b>5.7</b>	<b>Eventos en el control del IVDF implementada la directiva</b>	<b>76</b>
<b>5.7.1</b>	<b>Comentarios adicionales sobre la corrección del indicador IVDF</b>	<b>78</b>
<b>5.8</b>	<b>Propuesta de corrección cuando el IVDF es positivo</b>	<b>79</b>
<b>5.8.1</b>	<b>Metodología de cálculo de la frecuencia</b>	<b>79</b>
<b>5.8.2</b>	<b>Criterio para actuar sobre la generación</b>	<b>80</b>
<b>5.9</b>	<b>Propuesta de corrección cuando el IVDF es negativo</b>	<b>80</b>
<b>5.9.1</b>	<b>Metodología de cálculo de la frecuencia</b>	<b>80</b>
<b>5.9.2</b>	<b>Criterio para actuar sobre la generación</b>	<b>81</b>
<b>5.10</b>	<b>Uso de una Tabla de referencia para recuperar la desviación</b>	<b>82</b>
<b>5.11</b>	<b>Corrección del error de tiempo en un sistema aislado</b>	<b>83</b>
	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>84</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>85</b>
	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>110</b>

## **PROLOGO**

El presente informe propone una mejora a la técnica actual de corrección del indicador IVDF, también se evalúa si ayuda a mejorar la calidad de la frecuencia y principalmente se propone su derogación dentro de la normativa actual. El descubrimiento de esta problemática fue mediante la observación diaria durante mi periodo de training en el centro de control del COES, discusión con los operadores del Sistema y lectura de información histórica. Como alcances se evalúa el impacto de la corrección del IVDF en la seguridad y en el costo de la operación del SEIN.

Primero se exponen los conceptos de control de la frecuencia, la situación actual y los estudios que se han realizado. Luego se presentan las definiciones de la NTCSE y los criterios de calidad de frecuencia en otros países. Después se expone la problemática actual nacional e internacional. También se analiza el impacto que tiene sobre los equipos del SEIN y finalmente se propone una técnica para un mejor control de este indicador mientras se discuta su derogación.

Debo reconocer el aporte de ideas del Ing. Carlos Vanegas de XM Colombia, el Ing. Alberto Muñante de REP, los Ingenieros Francisco Torres, Freddy Rengifo, Juan Flores, Juan Carlos y Andrés Huamán, Juan Natividad del COES; como del Ing. Andy Rodríguez de la NERC por las constantes discusiones e información técnica durante el desarrollo de este proyecto.

## **CAPITULO I ANTECEDENTES**

La frecuencia eléctrica, es una variable importante del sistema de potencia ya que todos los equipos conectados están diseñados para operar a cierto valor nominal aceptándose muy pequeñas variaciones. Según el sistema internacional se mide en Hz (medición del fenómeno físico o suceso por segundo). Estas variaciones, en el caso peruano, se originan principalmente por la característica dinámica de las cargas del SEIN en especial por la presencia de cargas no lineales como los clientes Aceros Arequipa y SiderPerú los cuales al contar con hornos eléctricos de gran capacidad provocan cambios bruscos de su carga que afectan a la frecuencia, estos cambios son amortiguados por los reguladores de velocidad de las máquinas sincronizadas al sistema.

### **1.1 Concepto de frecuencia**

La frecuencia eléctrica se define como la cantidad de veces que la onda de la corriente eléctrica cambia de sentido en 1 segundo, siendo en el Perú igual a 60 Hertz. Bajo criterios de seguridad, la frecuencia en condiciones transitorias debe minimizar el tiempo por debajo de 58,5 Hz y nunca por debajo de 57,5 Hz. Después de 10 segundos de ocurrido un evento la frecuencia del sistema debe estar por encima del umbral de la primera Etapa del Esquema de desconexión automática de carga o generación según sea el caso (Definición y clasificación de Estabilidad de Sistemas de Potencia IEEE, [1]).



Fig. 1.1 Componentes de Estabilidad de un Sistema de Potencia [1]

Bajo criterios de calidad en el Perú la frecuencia en condiciones normales de operación debe estar en el rango entre 60,36 y 59,64 Hz [2]. Bajo criterios de confiabilidad todo

sistema de potencia debe contar con una reserva rodante localizado en cada área y sub-área del sistema para el caso de contingencias.

El control de la frecuencia es uno de las actividades fundamentales del Comité Coordinador del Sistema Eléctrico Peruano, COES-SINAC, para ello vela constantemente en mantener el equilibrio entre la generación y demanda del sistema realizando un despacho optimo diario, sujeto a redespachos durante el día en tiempo real. Está conformado por todos los agentes del SEIN cuya finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos así como planificar el desarrollo de la transmisión en condiciones de calidad según las normas vigentes.

### **1.2 Planeación del despacho económico**

A fin de optimizar el despacho de las centrales de generación en el SEIN, el proceso operativo comienza desde una planeación a largo plazo (Programa Mensual) en el cual se verifica las capacidad disponible en los embalses de las centrales hidroeléctricas, la capacidad de combustible contratada por las plantas térmicas y los mantenimientos con corte programados entre el transmisor, el cliente afectado y la generadora que suministra esta potencia a interrumpir. Este flujo arroja como datos importantes los valores de agua a ser descargados durante cada semana operativa.

Luego se continúa con una planeación a mediano plazo donde teniendo como datos de entrada la cantidad de combustible garantizada por las centrales térmicas, la cantidad de agua disponible a aprovechar de los reservorios, el caudal natural proyectado de los ríos, las indisponibilidad de equipos de generación, transmisión y distribución, la carga proyectada en cada barra como de los clientes libres, más una reserva primaria y secundaria programada para brindar seguridad y calidad al sistema. Se ejecuta un despacho económico horario que comienza desde el día sábado de la semana en evaluación y culmina el siguiente viernes a las 24 horas[3]. Este programa ya es un indicador preciso del costo de la operación diaria y del costo marginal de la operación diaria del Sistema.

A continuación usando los resultados anteriores se realiza una planeación a corto plazo, conocido como el Programa diario de la Operación en intervalos de 30 minutos donde se actualiza los valores de combustible, volúmenes de reservorios y caudales con lo que se cuentan y de ese modo se optimiza el despacho[4]. Además en el mismo día de la ejecución del despacho se suelen presentar situaciones correctivas como indisponibilidad de alguna central de generación, cambios en las hidrologías, puntos calientes en líneas de

transmisión, fugas de aceite en transformadores, redes de distribución, cortes de carga lo cual se conoce como planeación a muy corto plazo (redespachos o reprograma).

La finalidad de este proceso operativo es el de garantizar el balance entre la generación y la demanda, el uso óptimo a mínimo costo de los recursos naturales para la producción de energía eléctrica y la seguridad, calidad y confiabilidad de Sistema Eléctrico Peruano.

### **1.3 Descripción actual del SEIN**

La máxima demanda actual del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) es de 4800 MW. Se divide en 3 áreas operativas importantes: Norte, Centro y Sur. Las áreas Norte y Centro están interconectados por el enlace de transmisión 220kV Paramonga – Chimbote, mientras que las áreas Centro y Sur es mediante el enlace 220kV Campo Armiño – Cotaruse – Socabaya. La máxima demanda del área Norte es de 760MW a las 20 horas de las cuales el 56% es importado del área Centro (Líneas 220kV Paramonga Chimbote, L-2215/2216, 350MW). La máxima demanda del área Sur es de 850MW a las 20 horas también de los cuales el 52% es importado desde el área Centro (Líneas 220kV Campo Armiño – Cotaruse, L-2051/2052, 505MVA), esto es posible gracias a la ampliación de la transmisión de estas líneas principalmente con la puesta en servicio de un SVC de -100/+300MVAR de capacidad en la SE Socabaya. La máxima demanda del área Centro es de 3190MW aproximadamente a las 19 horas.

#### **1.3.1 Principales ampliaciones en la generación**

Actualmente el sistema de generación peruano se prepara para la operación de las centrales térmicas Fénix y Termochilca en la SE Chilca 500kV, también se vienen proyectos de generación eólica en el área Norte (Guadalupe) y solar en el área Sur (Tacna), la ampliación de la capacidad de la CH Machupicchu a 192MW, está en el estudio de impacto ambiental la construcción de las centrales hidroeléctricas del Oriente: Paquizapango 1380MW, Inambari 1355MW, Sumabeni 1075MW a cargo del gobierno Brasileño donde según las cláusulas del contrato un porcentaje de esta generación sería para el mercado nacional y la mayor parte para atender el gran consumo brasileño [5].

#### **1.3.2 Principales ampliaciones en la transmisión**

Actualmente el sistema de transmisión peruano ha sido repotenciado con la puesta en servicio del primer enlace en 500kV Chilca – Carabayllo, el cual permite transportar 400MW (casi la mitad de la generación existente en Chilca) de manera directa hacia el Norte peruano con capacidad de ampliación de hasta 1600MW, eliminándose la congestión existente en los enlaces 220kV Chilca – San Juan – Santa Rosa - Chavarría.

El enlace Mantaro - Cotaruse – Socabaya ha sido repotenciado con la puesta en servicio de 6 reactores Shunt de 50MVAR y 4 nuevas compensaciones serie en la SE Cotaruse, pararrayos a lo largo de las líneas L-2053/2054 y un SVC de -100/+300 MVAR en la SE Socabaya, lo que ha ampliado su capacidad de transmisión de 300 a 460MW medidos en la SE Socabaya (Arequipa) aun en el caso N-1; permitiendo que centrales térmicas caras como la Térmica de vapor de Ilo operen a mínima carga y que se garantice una reserva rotante lista para actuar ante cualquier contingencia en las CCHH Charcani V y San Gabán. Dentro del plan de expansión del SEIN, actualmente en ejecución se está enlazando el área Centro con el área Norte mediante las líneas de transmisión con reactores en 220kV Paragsha - Conococha – Kiman Ayllu (Cañón del Pato) – Cajamarca Norte y la línea de transmisión 500kV Carabayllo – Chimbote – Trujillo – La Niña. Con respecto al área Sur se está ejecutando la línea de transmisión 500kV Chilca – Marcona – Ocoña - Moquegua (Montalvo), el enlace 220kV Cotaruse – Machupicchu – Quencoro – Tintaya y enlace 220kV Moyobamba Nueva - Iquitos [6].

### **1.3.3 Características del Área Operativa Norte**

Abarca las subestaciones Chimbote, Trujillo, Cajamarca Norte, Guadalupe, Chiclayo Carhuaquero, La Niña, Piura, Talara y Zorritos, están presente las empresas de distribución Hidrandina, Electronorte y Enosa; los clientes libres Yanacocha, Cementos Pacasmayo, SiderPerú, Barrick Lagunas norte y Pierina, Vale, Textil Piura, Maple Piura; los generadores Egenor, Electroperú, SNPpower y Eepsa. De configuración predominantemente radial, esta área presenta problemas de estabilidad de tensión por lo que existe un límite operativo de máxima potencia de transferencia desde Paramonga hacia Chimbote de hasta 360MW medidos en Paramonga. Las centrales representativas de esta área son las hidroeléctricas con embalse Cañón del Pato (245MW), Carhuaquero (100MW), Gallito Ciego (36MW) Poechos (24MW), Curumuy (12MW); y las Centrales térmicas de Malacas (90MW), Tumbes (16MW), Piura (21MW), Chiclayo (23MW), Trujillo (60MW) y Chimbote (20MW) principalmente. En época de estiaje la generación de Carhuaquero, Cañón del Pato y Gallito Ciego son críticamente afectadas por lo que se tiene que quemar petróleo diesel en las centrales térmicas Chimbote (19MW) Trujillo (60MW), Piura TG (20MW) y Chiclayo (7MW) haciendo más costosa la operación del sistema.

### **1.3.4 Características del Área Operativo Centro**

Abarca las subestaciones 220kV Paramonga, Zapallal, Carabayllo, Ventanilla, Chavarría, Chillón, Santa Rosa, Balnearios, San Juan, Chilca, Desierto, Cantera, Independencia, Ica,

Marcona, Callahuanca, Huayucachi, Campo Armiño, Pachachaca, Pomacocha, Oroya, Carhuamayo, Paragsha, Conococha, Vizcarra, Tingo María y Aguaytía.

Es un sistema anillado en 220kV donde se concentra el mayor porcentaje de la generación y carga del Sistema por lo que es un área exportadora de energía. Las centrales más representativas son las hidroeléctricas con embalse Mantaro y Restitución (860MW), Yuncan (135MW), Yaupi (110MW), Huinco (240MW), Matucana (130MW), Platanal (200MW), Chimay (150MW) y las centrales térmicas Aguaytía (160MW), Santa Rosa (420MW), Ventanilla (480MW) y Chilca (1295MW) principalmente.

Se estima que para el año 2017 se haya incrementado la generación en la zona de Chilca hasta los 2300MW aproximadamente.

### **1.3.5 Características del Área Operativa Sur**

Cuyas subestaciones representativas son en 220kV: Socabaya, Moquegua (Montalvo), Ilo 2, Tacna, Puno y las subestaciones en 138kV de la zona Este: Santuario, Callalli, Tintaya, Quencoro, Dolorespata, Machupicchu, Azángaro, Juliaca, Puno y del sector Oeste: Moquegua, Millsite, Ilo 1, Toquepala y Aricota.

De aquí podemos concluir que el sistema de transmisión del área sur está compuesto por redes largas en 138kV con cargas pequeñas. Actualmente se ha repotenciado la interconexión con el Sur con la puesta en servicio de un SVC de -100/+300MVAR en la subestación Socabaya y la ampliación de la compensación serie en la SE Cotaruse de los bancos series al 65% de la reactancia inductiva de las 4 líneas existentes, la colocación de pararrayos en las zonas de mayor incidencia de descargas atmosféricas, con el cual se podrá transferir una potencia de hasta 460MW y una tensión constante de 220kV medidos en la subestación Socabaya. Las centrales más representativas del área Sur son el complejo hidroeléctrico Charcani (150MW), San Gabán (110MW), Machupicchu (88MW), la planta térmica de vapor Ilo 2 (135MW), Ilo 1 (210MW) y Chilina (40MW).

### **1.4 Comportamiento de la frecuencia**

Cuando un sistema de potencia está en operación estable a frecuencia normal, la entrada total de potencia mecánica del impulsor primario del generador es igual a la suma de cargas conectadas más las pérdidas de la red. Por su característica dinámica del sistema de potencia constantemente se dan alteraciones de este balance cuyos casos extremos salen de los índices permitidos por la norma originándose una frecuencia anormal en el sistema. Estas pueden causar disparos de generadores, desconexión de líneas por sobrecarga, formación de islas, oscilaciones de potencia e inestabilidad en el sistema. Existen los

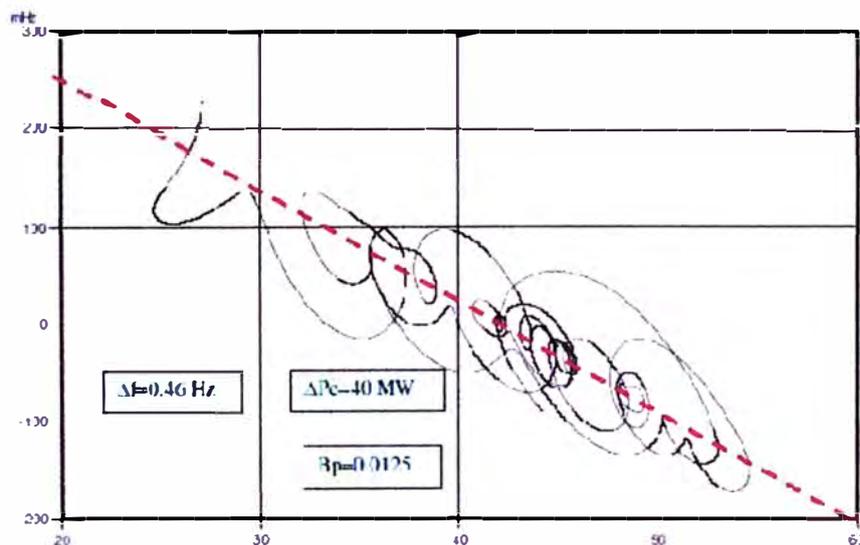
siguientes casos [7]:

- **La condición de baja frecuencia**, el cual ocurre como resultado de una súbita pérdida de generación o de un enlace de importación grande de potencia, produciendo un decremento en la velocidad de giro del generador, causando una disminución en la frecuencia del sistema.
- **La condición de sobrefrecuencia** ocurre como resultado de una pérdida súbita de carga o de un enlace de exportación importante del sistema provocando el embalamiento de las unidades generadoras, resultando en el incremento de la frecuencia del sistema.

## 1.5 Instancias de control de la frecuencia

### 1.5.1 Regulación primaria de frecuencia

Es la acción automática e inmediata de los reguladores de velocidad en un lapso de 30 segundos ante cambios súbitos en la frecuencia. Tiene como objeto absorber los desequilibrios entre la oferta y la demanda del Sistema para tratar de mantener la frecuencia en un rango determinado. El factor más importante de este control es el estatismo que relaciona la variación de la frecuencia con la variación de la carga. El control de la frecuencia tiene su principal herramienta en la regulación primaria de la frecuencia por los generadores. [8].



**Fig. 1.2 Estatismo del G3 de la CH Huinco [9]**

La figura anterior muestra la característica típica del estatismo de un gobernador de velocidad la cual puede ser aproximada por una línea recta como se muestra en punteado. Esta característica se expresa normalmente en porcentaje de variación de la frecuencia para variaciones del 100% de la generación. Son típicos valores en un rango de 3 a 5% de

estatismo. Se anota que a menor estatismo habrá menores variaciones de frecuencia. Es igualmente valido que mientras más unidades se tengan conectadas aumenta la capacidad de generación que puede responder a variaciones de carga.

**Ejemplo práctico:** suponiendo un sistema de 2500MW de generación el estatismo está ajustado a un 4%, entonces las variaciones de carga que resultan de una variación de  $\pm 0.6$  % en la frecuencia serán:

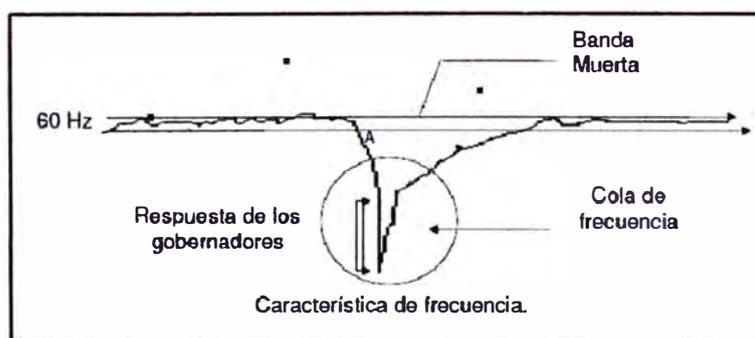
$$4\% = 0,6\% / X \Rightarrow X = 15\% \text{ ó } 375MW$$

Este valor indica que posiblemente el rango de 0,6% es muy permisivo y no correspondería a valores normalmente adoptados por la industria en cuanto a control de frecuencia se tiene.

Los factores que inciden a una banda elevada de variación permitida de frecuencia son [10]:

1. Mal estado de los gobernadores (no linealidades, bandas muertas, etc.)
2. Ajuste inapropiado de los gobernadores con estatismos muy altos.
3. Diferencias de estatismos considerables entre unidades de la red lo cual llevaría a una respuesta desigual ante variaciones de carga.
4. Presencia de bandas muertas considerables en las centrales térmicas, un caso real viene a ser la CT Aguaytía de 160MW, con 1 Hz de banda muerta.
5. Limitación del rango en que se deja que el gobernador actúe automáticamente.
6. El hecho que se tengan varias unidades operando en zonas cercanas a su límite operativo (caso de las centrales de pasada o “filo de agua”) por lo que la regulación primaria tendrá a su disposición pocas unidades asumiendo mayor variación de carga.

La Banda muerta [8], es un rango de frecuencia en el cual se inhibe la actuación del regulador de velocidad ya que su aporte a la calidad de la frecuencia es mínimo y puede traer como consecuencia fenómenos de control cruzado (aliasing) de una planta con varias unidades lo que repercute un desgaste excesivo de las maquinas.



**Fig. 1.3 Efecto de la Banda muerta en la respuesta del regulador**

Requisitos técnicos para la Regulación Primaria de la Frecuencia [11]:

- 1) Estatismo permanente ajustable a la banda 4 – 7 %.
- 2) Banda muerta inferior al 0,01% (0,03Hz)
- 3) Disponibilidad en los siguientes 10 segundos después de ocurrido un evento y ser sostenida por 30 segundos. A partir de ese momento los reguladores de velocidad regresan a su estado inicial en un lapso de 10 a 15 minutos, gracias al aporte de la reserva secundaria.
- 4) Tiempo de establecimiento para ingresar a la banda del  $\pm 10\%$  del valor final del lazo de regulación de velocidad, del orden de 30 segundos para máquinas térmicas y 60 segundos para máquinas hidráulicas.
- 5) Prestar el servicio de regulación primaria sin ningún tipo de limitación. El limitador debe estar sobre el 100% y en modalidad libre.
- 6) Disponer de un sistema de medición automático de potencia y frecuencia que registre continuamente su desempeño en la regulación primaria de frecuencia. La frecuencia y potencia en bornes de la unidad generadora se registrará con una resolución mínima de un segundo y con espacio de grabación mínimo de 30 días. En Colombia se dispone de un sistema de medición de resolución mínima de 0,2 segundos.
- 7) Disponer de los medios de comunicación en tiempo real para recibir y suministrar la información al Coordinador asociada con el servicio de RPF.

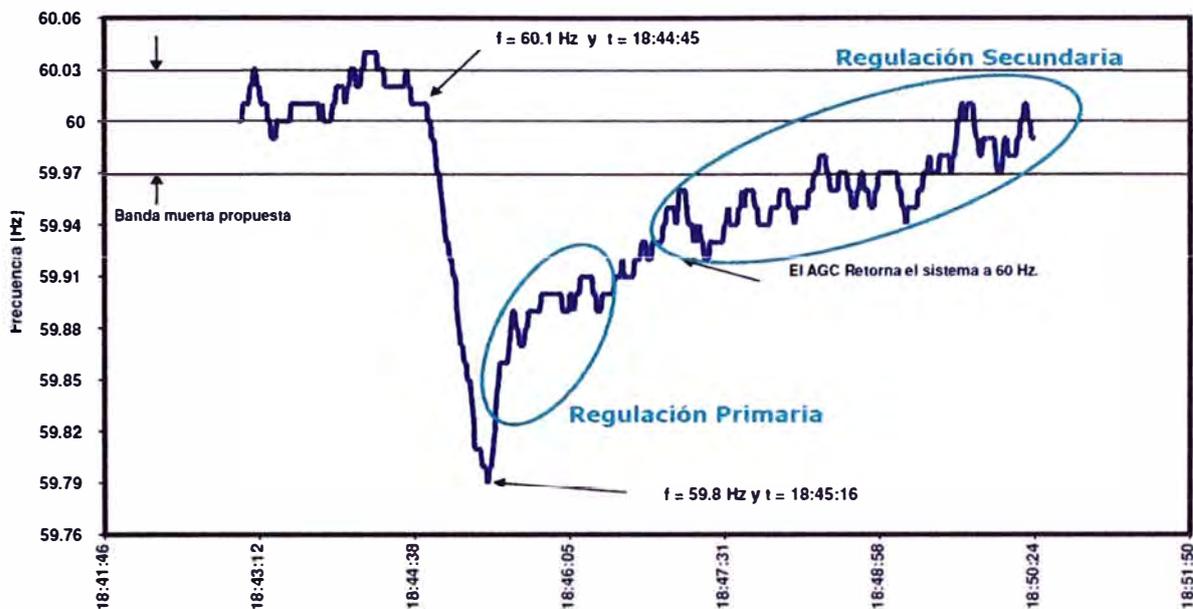
Todo lo expuesto anteriormente permite ilustrar la importancia del ajuste de los estatismos de las unidades generadoras para el control de variaciones de frecuencia y lo crucial de implantar mecanismos que permitan que este medio de regulación actúe de manera efectiva. No obstante, para que la regulación primaria actúe satisfactoriamente es importante disponer de reserva rotante suficiente, localizada en todo el sistema de forma que sea efectiva para las necesidades del sistema [11].

### **1.5.2 Regulación secundaria de frecuencia**

Es el conjunto de acciones subsiguientes a un evento de desbalance de carga – generación que se efectúa en forma manual o automática con variación de la potencia mecánica y su efecto en la generación eléctrica, inyectando o tomando potencia adicional al sistema lo que se refleja en movimientos de la frecuencia hasta lograr el valor nominal.

Este tipo de control se realiza después de la regulación automática de los generadores (regulación primaria) y consiste en llevar la frecuencia del sistema a su valor nominal y los intercambios entre áreas a los valores programados.

Como tarea adicional la regulación secundaria se encarga de recuperar la reserva suministrada por la regulación primaria y de la respuesta autorregulante de la carga, por lo que su valor debe ser igual o mayor que el valor asignado a la RPF. Su acción se manifiesta después de varios minutos para el caso de la regulación manual y en uno o dos minutos cuando la acción es con control automático. Esta regulación debe ser sostenida al menos desde los 30 segundos siguientes a un evento hasta los 10 minutos [8,11].



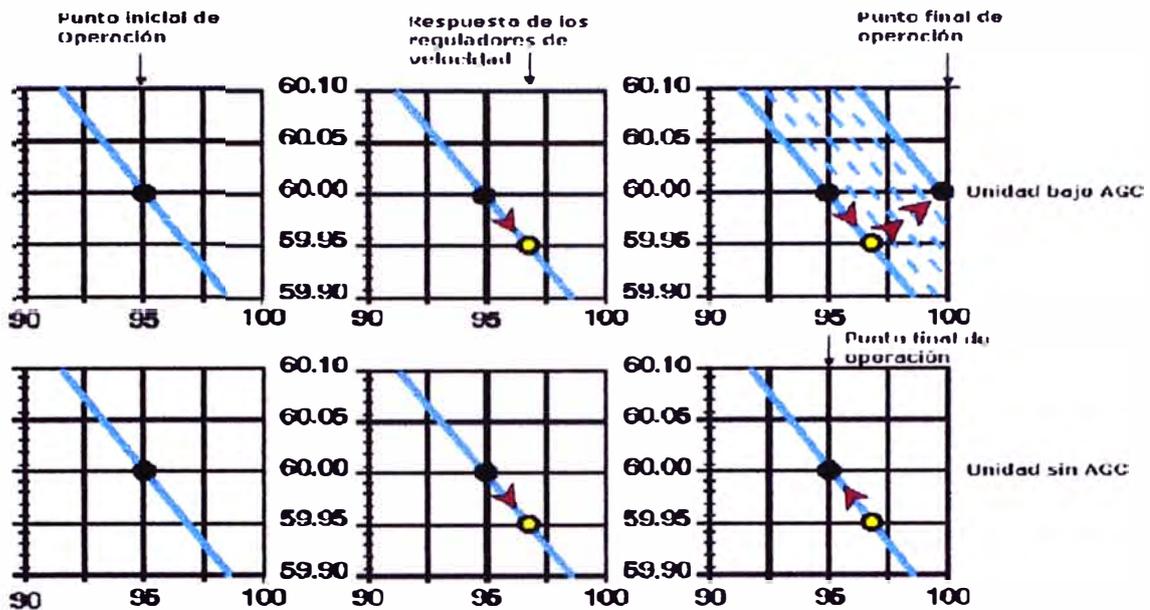
**Fig. 1.4 Respuesta de la regulación secundaria de frecuencia**

Requisitos técnicos para la Regulación Secundaria de la Frecuencia [11]:

1. Debe iniciar a los 10 o 20 segundos después de ocurrido un evento, estar disponible en los siguientes 10 minutos y sostenible hasta 30 minutos, tiempo en la que de ser necesario el Coordinador hará uso de la reserva fría existente.
2. Las unidades generadoras asociadas a la regulación secundaria deben prestar y cumplir los requisitos asociados al servicio de regulación primaria.
3. Velocidad mínima de toma de carga del orden de 10 MW/Minuto para máquinas hidráulicas y de 8 MW/Minuto para máquinas térmicas.
4. Estar implementado con un equipo GPS (Geographical Position System), contar con un registrador de frecuencia, desviación de tiempo y con indicación de la frecuencia de referencia de consigna.
5. Cuando se preste el servicio por intermedio de un control conjunto, el controlador debe ser de acción integral o proporcional integral.
6. Disponer de un sistema de medición automático de potencia y frecuencia que registre continuamente su desempeño en la regulación primaria de frecuencia. La frecuencia y

potencia en bornes de la unidad generadora se registrará con una resolución mínima de 10 segundos y con espacio de grabación mínimo de 30 días.

7. Disponer de los medios de comunicación en tiempo real para recibir y suministrar la información al Coordinador asociada con el servicio de regulación secundaria.
8. En caso de contarse con un AGC, las unidades generadoras que quieran participar de este servicio, deberán cumplir con éxito las pruebas de integración del AGC.



**Fig. 1.5 Curva típica de operación del regulador de velocidad [8]**

Por lo que podemos concluir de los párrafos anteriores que la regulación secundaria es fundamental para controlar las variaciones sostenidas de frecuencia. Para que la regulación secundaria sea efectiva, se distribuye entre varias plantas y/o unidades de manera que contribuyan sin un exceso de control mediante un control automático de la generación (AGC).

Consecuencia de la implantación de un AGC [10]:

- Controlar efectivamente la desviación de la frecuencia con respecto a la frecuencia nominal.
- Controlar el flujo de intercambios entre sistemas o áreas de control que tienen contratos establecidos de venta de energía.

### 1.5.3 Regulación terciaria de frecuencia

Conjunto de acciones que tienen en cuenta criterios de optimización de los recursos del sistema. Esta se realiza en periodos de 10 a 60 minutos [8]. Una vez establecido el equilibrio de la demanda con la generación, la frecuencia del sistema regresa a su valor nominal dando lugar a un acomodamiento de la generación atendiendo a principios

económicos, usando primero los recursos más baratos y por último los recursos costosos. Los cambios de demanda del sistema pueden exceder la capacidad de regulación primaria y secundaria de esta.

Con el fin de mitigar este cambio se definió un tamaño de cambio de generación cada media hora autorizado desde el centro de control, conocido como despacho económico.

También la reserva fría del SEIN, es decir la potencia total disponible de los grupos generadores en reserva que se encuentran fuera de servicio, es considerada parte de la regulación terciaria del sistema.

#### **1.5.4 Esquemas de rechazo de carga o generación**

Estos esquemas son actualizados anualmente por la Dirección de Operaciones del COES. Los esquemas de rechazo automático de carga por mínima frecuencia (ERACMF) y de desconexión automática de generación por sobrefrecuencia (EDAGSF), tiene como finalidad prevenir el colapso del SEIN o de subsistemas aislados por frecuencia, al permitir que se restablezca el balance generación-carga a una frecuencia apropiada. Estos esquemas toman en cuenta operar dentro de márgenes de frecuencia que no comprometa daños a las unidades de generación, en especial de las unidades térmicas de vapor.

Es importante también mencionar que mientras dure la actuación de dichos esquemas las unidades de generación no deben desconectar hasta antes que sus protecciones propias de sobrefrecuencia u subfrecuencias se activen.

Se ha ratificado el valor de 59Hz como frecuencia de inicio del ERACMF, que se sustenta en la NTCSE que admite una variación súbita de 1Hz [12].

Los esquemas de rechazo de carga o generación actualmente vigente no es tema de análisis del presente informe.

#### **1.6 Análisis de la NTCSE según KEMA Consulting**

Este estudio fue realizado por la empresa internacional KEMA Consulting por encargo del COES, en el año 1999 teniendo como uno de sus objetivos: el brindar recomendaciones acerca del equipamiento necesario para realizar automáticamente la supervisión y control del índice IVDF en el SICN (Sistema Interconectado Centro y Norte) [10].

##### **1.6.1 Conclusiones y recomendaciones de dicho estudio**

Casi todas las unidades generadoras, con pocas excepciones, están en capacidad de regular la frecuencia eléctrica del sistema si se les acondiciona con el equipamiento indispensable. La regulación de frecuencia aporta un importante atributo de calidad a la electricidad suministrada por el sistema, el cual no es discriminable.

Recomendaba eliminar las compensaciones por mala calidad de frecuencia y, en sustitución de ellas, reglamentar la obligatoriedad de parte de los generadores de suministrar permanentemente su producto debidamente regulado en frecuencia.

### **1.6.2 Regulación secundaria automática de la frecuencia**

Es normalmente aceptado que mecanismos de regulación automática secundaria operen solamente bajo condiciones normales de operación [10]. Estas condiciones se definen normalmente de acuerdo con:

- Rangos de frecuencia cercanos a 60 Hz
- Medición de frecuencia y de potencia de intercambio entre áreas.
- Por lo menos una unidad bajo Control automático de Generación (AGC)
- Todo el sistema interconectado (ausencia de islas operativas)
- Unidades de generación respondiendo a las órdenes emitidas por el AGC

Bajo condiciones de operación en las cuales fallen algunas de las condiciones anteriores el AGC interrumpe la operación automática y por lo tanto se pasa a operación manual para la regulación secundaria.

Una condición particular en la cual normalmente se pasa a una operación manual es cuando el sistema se parte en islas con generación suficiente para mantener al menos parte de su carga. Esto ocurre cuando zonas con interconexión débil pierden conexión con el resto del sistema. Para estos casos, lo imperativo es mantener el suministro de la máxima cantidad de carga. Los índices de calidad sobre todo en frecuencia no son aplicables normalmente.

### **1.6.3 Valores recomendados**

Este estudio considera que el rango permitido para el indicador de variaciones sostenidas de frecuencia ( $\Delta f$ ) puede mantenerse temporalmente en el Perú dado que en el resto de países se cumple con normas más restrictivas utilizando medios automáticos (Control automático de Generación).

La norma debería tender a rangos internacionalmente aceptados, del orden de  $\pm 0,2$  Hz una vez [10]:

- Se proceda a efectuar un estudio de la regulación primaria y de su correspondiente ajuste (Estudio CESI de Regulación Primaria de la Frecuencia 2005).
- Se efectúen las pruebas en las unidades con respecto a su contribución al control de frecuencia (se recomienda en todo caso pruebas periódicas por lo menos cada 2 o 3 años).

- Se implemente el servicio de Control automático de la Generación o AGC en el Perú como se hace en varios países de la región.

El indicador de variaciones súbitas de frecuencia es muy restrictivo en la Norma técnica de Calidad (una ocurrencia en el periodo de medición de un mes). El Consultor recomienda que se establezca una banda de variación (no el valor puntual de una variación de  $\pm 1$  Hz) que tenga en cuenta la limitación del inicio de la operación de los relés de baja frecuencia para evitar producir deslastres de carga innecesarios.

De acuerdo con los análisis al indicador IDVF(Integral de variaciones diarias de frecuencia) establecida en la norma, se considera que un error en tiempo equivalente a 10 segundos es apropiado siempre y cuando se cuente con medios automáticos de corrección del error de tiempo.

En este sentido se reitera la recomendación de estudiar la implantación del AGC.

De acuerdo con lo expresado en su Capítulo 4, es necesario reglamentar el reconocimiento a los generadores por los servicios complementarios asociados con el control primario y secundario de la frecuencia. Se recomienda estudiar los mecanismos y la cuantificación de esta remuneración.

Esto podría sustituir la parte de penalización debidas a las variaciones inaceptables de frecuencia.

### **1.7 Procedimiento técnico N° 22: Reserva Rotante en el SEIN**

La frecuencia de referencia coincidirá con la nominal (60,0 Hz), salvo en circunstancias de corta duración (estados de emergencia y restablecimientos), en las cuales el Coordinador disponga un valor distinto.

La regulación primaria de frecuencia se lleva a cabo a través del regulador de velocidad de todas las unidades generadoras sincronizadas al sistema, es un servicio obligatorio no sujeto de compensación. Los ajustes de los parámetros asociados a la regulación primaria serán determinados por el COES.

En caso de operar el SEIN con una frecuencia de referencia diferente a la de 60,0 Hz, el Coordinador informará a todos los Integrantes generadores de tal situación, y solicitará ajustar los reguladores de velocidad a la nueva referencia.

El COES asignará la reserva rotante destinada a la regulación secundaria de frecuencia a un grupo de generadores habilitados y designados por el COES según su mérito económico. Este es un servicio voluntario sujeto de compensación, en tanto no exista riesgo a la seguridad de operación, en cuyo caso el COES designará las unidades que lo

efectuarán con carácter de obligatorio.

La regulación secundaria de frecuencia se realizará por medio del control automático de generación (AGC). Solo se realizará manualmente en caso que el AGC se encuentre indisponible o cuando un área no cuente con el mismo.

En el SEIN debe disponerse de reserva para respaldar la salida de la unidad generadora de mayor capacidad que se encuentre sincronizada al sistema. Así como la pérdida de enlaces internacionales en la condición de importación.

En cuanto a la operación de las unidades generadoras las mismas deben:

- No presentar disparo instantáneo en el rango de frecuencias entre 57,5 Hz y 62,0 Hz.
- Permanecer como mínimo 10 segundos para rangos de frecuencia entre 57,5 y 58,0 Hz; y entre 61,5 y 62,0 Hz.
- Permanecer como mínimo 25 segundos para rangos de frecuencia entre 58,0 y 59,0 Hz, y entre 61,0 y 61,5 Hz.
- Operar continuamente en el rango de 59,0 y 61,0 Hz.

El COES implementará un esquema de desconexión automática de carga y generación para evitar frecuencias de operación inferiores a 59,0 Hz y superiores a 61,0 Hz. Estos límites podrán ser actualizados por el COES como parte de los estudios de diseño de los esquemas de desconexión de carga y generación [11].

El ajuste del esquema de desconexión automática de carga debe permitir recuperar la frecuencia, después de 10 a 15 segundos de ocurrido un evento, por encima del umbral de frecuencia del primer escalón del esquema de desconexión automático de carga.

Tanto en condición de operación normal, como en estado de alerta, emergencia y restablecimiento se podrá considerar la prestación del servicio de regulación secundaria mediante interconexiones internacionales.

### **1.8 Aplicación de la NTCSE al control de la frecuencia en el SICN**

Este estudio fue realizado por el Ingeniero Julio Apaza, titulado “Aplicación de la NTCSE al control de la frecuencia en el Sistema Centro Norte en el año 2000” [35].

Con la aparición de la ley de concesiones eléctricas, el sistema eléctrico peruano se vio conformado de diversas empresas públicas y privadas en los sectores de generación, transmisión y distribución.

Como el servicio eléctrico es un bien común nace la Norma técnica de Calidad del Servicio Eléctrico (NTCSE) con el objetivo de asegurar un nivel satisfactorio en la prestación del servicio eléctrico, garantizando un suministro continuo, oportuno, adecuado y confiable

dictándose disposiciones reglamentarias de estándares mínimos de calidad ya establecidos. Aseveró que un suministro eléctrico con frecuencia de mala calidad provocaba en las cargas: daño de las fuentes de los equipos con convertidores de frecuencia de estado sólido como computadoras, desviación horaria de los relojes eléctricos de computadoras, textiles y cambios en la velocidad de giro de los motores eléctricos.

La primera observación queda controlada con el indicador de variaciones sostenidas, la segunda observación queda resuelta con el uso de pilas, relojes electrónicos y equipos conectados a una referencia de hora mediante GPS, y el uso de servo controladores digitales en la industria textil. Finalmente, la última observación ha sido resuelta con la aplicación y mayor uso de PLC's y Variadores de Velocidad.

Una conclusión importante de este estudio fue demostrar que no era factible controlar y evaluar el valor del IVDF cuando ha ocurrido una partición del sistema eléctrico por falla.

## **CAPITULO II**

### **NORMATIVA PERUANA ACTUAL E INTERNACIONAL**

#### **2.1 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos**

La norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (NTCSE) es el reglamento base de la legislación peruana en cuanto a calidad de la energía se refiere. En él se establecen indicadores de control de la calidad del producto en frecuencia y tensión. Respecto a la frecuencia se cuentan con los indicadores: Variaciones súbitas de frecuencia, Variaciones sostenidas de frecuencia y la Integral de variaciones diarias de la frecuencia (IVDF). Es el análisis de este último indicador el motivo del presente informe.

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Decreto supremo N°009-99-EM) es el documento establecido para vigilar la calidad del suministro en nuestro sistema eléctrico. En este informe de suficiencia solo se abordara lo correspondiente al control de calidad de los servicios eléctricos, en lo que respecta a la calidad del producto frecuencia indicador IVDF.

Los indicadores de calidad evaluados de acuerdo a la norma miden exclusivamente la calidad del producto que entrega un suministrador (COES) a sus clientes (libres y regulados), estos no son indicadores de performance de los actores del sector eléctrico. De requerirse indicadores de performance de un suministrador, estos se calculan excluyendo los efectos de las fallas que no le sean imputables.

El suministrador es responsable de prestar a sus clientes un servicio con un nivel de calidad satisfactorio de acuerdo a las exigencias establecidas en la norma, por lo que está obligado a realizar las inversiones necesarias y cubrir los costos de adquisición e instalación de los equipos, mediciones y registros [2].

##### **2.1.1 Calidad de la energía durante contingencias**

Ante una falla en el sistema de transmisión, no se consideraran, durante un intervalo de 10 minutos, las transgresiones por calidad de producto en lo referente a tensión y frecuencia que origine dicha falla. Si vencido el periodo de tiempo indicado, estos parámetros sobrepasan las tolerancias establecidas, la responsabilidad para el periodo siguiente a los

10 minutos de tolerancia será de los generadores [2].

### **2.1.2 Transferencias de energía de mala calidad**

En caso de transferencias de energía en condiciones de mala calidad, desde un Comité de Operación Económica del Sistema (COES) o entre integrantes de un COES, este Comité está obligado a investigar e identificar, a través de un análisis estrictamente técnico, a los integrantes del sistema responsables por el incumplimiento con la calidad de producto y suministro; y, en 15 días calendario de ocurrido el hecho elevará a la autoridad el respectivo informe, técnicamente sustentado, para que los integrantes del sistema responsables efectúen las retribuciones respectivas a los Suministradores afectados para resarcirlos de las compensaciones pagadas a sus Clientes por faltas ajenas [2].

La Autoridad (OSINERGMIN) fiscalizará el fiel cumplimiento de este plazo en función de su competencia, definida en el Título Cuarto de la presente Norma y aplicando otros numerales que crea conveniente.

Tratándose de casos en los que: i) El Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema resulte responsable, entonces asumirá la responsabilidad el encargado de dicha función; ii) En caso sea difícil o imposible identificar a los responsables, todos los miembros del COES asumen responsabilidad solidaria, a excepción de aquellos cuya intervención en la deficiencia sea manifiestamente imposible.

### **2.1.3 Control y registros del comportamiento de la frecuencia**

Se realizan en puntos cualesquiera de la red, de manera continua [2]. Dicho período de Medición es de un mes calendario, coincidiendo con el período de control, y se registran los niveles instantáneos de frecuencia.

Los COES, y los encargados de la operación en tiempo real para el caso de sistemas aislados, son los responsables de realizar las mediciones necesarias que garanticen el registro de la frecuencia para el sistema y/o partes de él, durante todo el período de medición; y de entregar esta información a la autoridad (OSINERGMIN) y a los integrantes del sistema que la requieran.

La energía entregada a los Clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de quince (15) minutos.

### **2.1.4 Definición del Indicador de Variaciones diarias de la Frecuencia (IVDF)**

El IVDF es la desviación del tiempo de la frecuencia eléctrica del sistema eléctrico con respecto a la hora satelital GPS durante un día completo. También es el error acumulado durante un día de la frecuencia instantánea del sistema respecto a 60 Hz, pudiendo ser

positiva o negativa. Este indicador de calidad de la frecuencia es controlado por el Centro de Coordinación del COES mediante un GPS ubicado en la Subestación San Juan en el caso del SEIN, en caso de la existencia de un sistema aislado mediante el GPS correspondiente a dicho sistema como punto de control de la frecuencia.

### **2.1.5 Puntos de control de la frecuencia**

Los puntos de control de la frecuencia por parte del COES fueron localizados teniendo como criterios el estar ubicado en aquellos lugares donde por alguna falla o mantenimiento es posible formar un sistema aislado al contar con unidades de generación con arranque en negro o blackstart y ubicado en el punto donde se toma la mayor carga. Estos son:

- **Área Norte:**

En Tumbes, ante la desconexión del enlace con Talara, opera la CT Tumbes.

En Talara, ante la desconexión del enlace con Piura, opera una TG de Malacas

En Piura, ante la desconexión del enlace con Chiclayo, opera la CT Piura.

En Chiclayo, caso desconecten la L-2236 a Guadalupe, opera la CH Carhuaquero.

En Nueva Jaén, cuando desconecta la L-2240 con la CH Carhuaquero.

En Chimbote cuando desconecta la L-2215/2216 con la CH Cañón del Pato.

En Paramonga Existente, cuando desconecta el enlace con Paramonga, opera la CH Cahua.

- **Área Centro:**

En Lima se tienen 3 GPS instalados en las Subestaciones de Santa Rosa (Cercado de Lima), en San Juan (El principal) y en el centro de respaldo de San Isidro.

En San Nicolás (Nazca), cuando desconecta el enlace con Ica, opera la CT Shougesa

En Pucallpa, actualmente solo sirve como punto de control de la frecuencia y no del IVDF, ya que no cuenta con una central que puede operar en aislado.

- **Área Sur:**

En Socabaya (Arequipa) cuando desconecta la interconexión con Mantaro.

En Dolorespata (Cuzco), cuando desconecta el enlace con Quencoro.

El COES es el encargado de establecer el estampado de tiempo, es decir, la hora de referencia para las coordinaciones con los demás integrantes del SEIN quienes tienen que tener su hora sincronizada con la hora oficial COES, según lo establecido en la Norma técnica de Operación en Tiempo Real [13].

Además todo 01 de enero a las 00:00 horas se inicializa a cero el indicador Integral de Variaciones diarias de la Frecuencia IVDF de los GPS (Geographical Position Systems) en todos los puntos de medición.

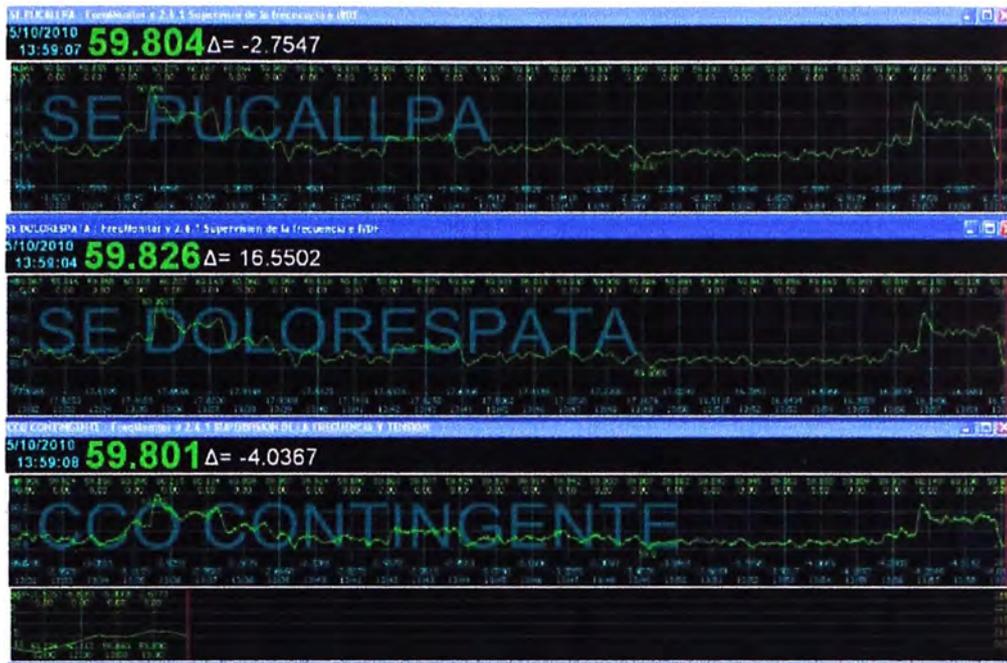


Fig. 2.1 Control de la frecuencia en Tiempo Real

### 2.1.6 Sincronismo de sistemas aislados con el SEIN

Una parte del SEIN se aísla cuando su enlace (línea de transmisión o transformador) que lo conecta al SEIN es desconectado (por falla o por mantenimiento), este sistema quedará operando en aislado siempre y cuando disponga de una central que se encargue de la regulación de la frecuencia y tensión. El COES delega la regulación de la frecuencia a la central de generación apta de dicho sistema, tomando nota del valor de desviación IVDF con que se encuentra al momento de comenzar a operar en sistema aislado.

Antes de sincronizar dicho sistema aislado con el resto del SEIN, La norma establece que la desviación IVDF del sistema aislado se debe encontrar dentro de las tolerancia establecida, caso contrario se puede decidir entre dos opciones: recuperar dicho valor lo cual puede tomar varios minutos, o sincronizar el sistema aislado con el SEIN para luego recuperar su desviación IVDF de dicho sistema aislado con el resto del SEIN.

**Crítica:** la primera solución presenta el inconveniente que muchas veces se tiene carga interrumpida y su frecuencia es menor a 60Hz, lo que hace que acumule un IVDF negativo. Por lo que para corregir a cero la desviación habría que operar con una frecuencia mayor a 60Hz, es decir subir generación, y dado que la generación despachada dentro del aislado es la máxima instalada, es imposible realizar esta corrección sin perjudicar directamente al usuario.

Al culminar el día (24 horas) el valor de IVDF del GPS del sistema aislado es reseteado y refrescado con el valor actual con que esta el GPS de San Juan (referencia).

### 2.1.7 Pérdida de la información de un GPS

También ocurre que a veces el GPS de un lugar se desconecta (es desenchufado) y se pierde la información grabada de medición instantánea de la frecuencia y del IVDF, entonces también al cierre del día se iguala el valor del IVDF que tiene con el IVDF medido en el GPS de la SE San Juan, lectura representativa del SEIN.

## 2.2 Calidad de la Frecuencia en el SEIN

### 2.2.1 Indicadores de calidad de la frecuencia

El indicador principal para evaluar la frecuencia de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince minutos de duración es la diferencia ( $\Delta f_k$ ) entre la media ( $f_k$ ) de los Valores Instantáneos de la Frecuencia, medidos en un punto cualquiera de la red de corriente alterna no aislado del punto de entrega en cuestión, y el valor de la frecuencia nominal ( $f_N$ ) del sistema [2].

Este indicador, denominado Variaciones Sostenidas de Frecuencia, es expresado como un porcentaje de la Frecuencia nominal del sistema:

$$\Delta f_k = (f_k - f_N) / f_N * 100 \% \quad (2.1)$$

Adicionalmente, se controlan las Variaciones Súbitas de Frecuencia (VSF) por intervalos de un minuto; y la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF). Ambos indicadores se definen en función de la Frecuencia Instantánea  $f(t)$  de la siguiente manera:

$$VSF = \left[ \sqrt{\frac{1}{1 \text{ minuto}} \int_0^{1 \text{ min}} f^2(t) dt} \right] - f_N \quad (2.2)$$

Expresado en Hertzios.

$$IVDF = \Gamma + \int_0^{24 \text{ Hrs}} [f(t) - f_N] dt \quad (2.3)$$

Expresado en ciclos o segundos. Donde  $\Gamma$  es la suma algebraica de los valores de la integral que aparece como segundo término en el miembro derecho de la Fórmula N° 5, para cada uno de los días del año calendario, anteriores al día en que se evalúa la IVDF.

### 2.2.2 Tolerancias actuales

Las tolerancias admitidas para variaciones sobre la frecuencia nominal, en todo nivel de tensión, son:

- Variaciones Sostenidas ( $\Delta f_k$  (%)):  $\pm 0,6 \%$  ó [59,64; 60,36] Hz.
- Variaciones Súbitas (VSF):  $\pm 1,0$  Hz o [59,0; 61,0] Hz.
- Variaciones Diarias (IVDF):  $\pm 600,0$  Ciclos ó 10 segundos.

Cuando no estaba en servicio la interconexión con el Sur, la tolerancia del IVDF era de 12 ciclos para el sistema interconectado Centro norte y Sur (SICN y SIS).

### **2.2.3 Valor de las tolerancias para Sistemas Aislados**

**Artículo 5º.** Se incrementan las tolerancias del indicador Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) en 50% (hasta 15 segundos) para todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación sea menor de 1000 MW y mayor o igual a 100 MW, y en 100% para los Sistemas Aislados Mayores o para los sistemas eléctricos cuya potencia instalada en generación sea menor de 100 MW.

Se incrementan en la misma proporción los límites del parámetro  $M_{VDF}$  contenidos en la tabla N° 4 del numeral 5.2.6 para el cálculo de compensaciones en cada categoría mencionada.

**Por ejemplo** con la desconexión de la línea de transmisión L-2211 SE Ica – SE Marcona de 220kV se aíslan las subestaciones Marcona y San Nicolás quedando la CT San Nicolás operando en aislado con la carga de la Mina Shougang (Cliente libre), Nazca y Bella Unión (Clientes regulados), con una generación de 30MW aproximadamente, por lo que corresponde a un Sistema aislado Mayor cuya tolerancia del indicador IVDF sería del doble, 1200 ciclos o 20 segundos.

Los incrementos a que se refiere el párrafo anterior se aplican:

- A las partes de un sistema interconectado mientras permanezcan dentro de cada categoría y operen temporalmente de manera separada.
- A un sistema independiente hasta que pase a formar parte de uno mayor.

Si, en un día determinado, se interconectan dos sistemas, u operan temporalmente de manera separada dos o más partes de un sistema, las compensaciones para los clientes de cada sistema o parte se calculan considerando tanto las tolerancias como los límites del parámetro  $M_{VDF}$  que correspondan al sistema de menor tamaño al que estuvieron conectados durante tal día; y el parámetro  $\Gamma$  a considerarse para el día siguiente es el que corresponde al sistema de mayor tamaño.

Para Sistemas Aislados Menores, el control de la frecuencia se efectúa sólo con el indicador de variaciones sostenidas de frecuencia.

- **Sistema Aislado Mayor:** A todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación es menor de 100 MW y mayor o igual a 5 MW.
- **Sistema Aislado Menor:** A todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación es menor a 5 MW.

### 2.2.4 Mala calidad de frecuencia en la energía eléctrica

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, en cada caso:

- i) Si las variaciones sostenidas de frecuencia se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo acumulado superior al uno por ciento (1%) del Período de Medición.
- ii) Si en un período de medición se produce más de una Variación Súbita excediendo las tolerancias.
- iii) Si en un período de medición se producen violaciones a los límites establecidos para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia.

### 2.2.5 Compensación por mala calidad de la frecuencia

La implantación de las compensaciones establecidas por la NTCSE se llevó a cabo en tres etapas, la primera, ya culminada fue de preparación y no estaba sujeta a compensación. La segunda etapa fue de transición, también ya culminada y tenía una compensación asignada. Mientras la tercera etapa, que es la vigente, tiene carácter indefinido con medidas compensatorias más drásticas [2].

Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface los estándares fijados en la Norma.

Las compensaciones por Variaciones Sostenidas de Frecuencia, por Variaciones Súbitas de Frecuencia y por Variaciones Diarias de Frecuencia se evalúan para el Período de Medición, a través de las fórmulas que aparecen a continuación, las mismas que están expresadas en función la Potencia Contratada o Energía entregada en condiciones de Mala calidad.

#### a) Compensaciones por Variaciones Sostenidas de Frecuencia

Determinado por la siguiente fórmula:

$$C(VSostF) = \sum_q b \times Bq \times E(q) \quad (2.4)$$

Dónde:

q. Es un intervalo de medición de quince (15) minutos de duración en el que se violan las tolerancias en los niveles de frecuencia.

b.- Es la compensación unitaria por violación de frecuencias:

Primera Etapa:  $b=0,00$

Segunda Etapa:  $b=0,01$  US\$/kWh

Tercera Etapa:  $b=0,05$  US\$/kWh, actualmente vigente con un valor cinco veces mayor que el correspondiente a la segunda etapa.

$B_q$ - Es un factor de proporcionalidad definido en función de la magnitud del indicador  $\Delta f_q$  (%), medido en el intervalo  $q$ , de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla N° 2.1 Cálculo del factor de proporcionalidad  $\Delta f_q$**

$\Delta f_q$ (%)	$B_q$
$0,6 <  \Delta f_q(\%)  \leq 1,0$	1
$1,0 <  \Delta f_q(\%) $	$2 + ( \Delta f_q(\%)  - 1)/0.1$

$B_q$  se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

$E(q)$ - Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición  $q$ .

El valor frontera de 1.0 se da cuando la frecuencia es 59,4Hz o 60,6Hz.

#### b) Compensaciones por Variaciones Súbitas de Frecuencia

Determinado por la siguiente fórmula:

$$C(V_{SubF}) = b' \times B_m \times P_m \quad (2.5)$$

Dónde:

$b'$ - Es la compensación unitaria por variaciones súbitas de frecuencia:

Primera Etapa:  $b'=0,00$

Segunda Etapa:  $b'=0,01$  US\$/kW

Tercera Etapa:  $b'=0,05$  US\$/kW

$B_m$ - Es un factor de proporcionalidad definido en función del número de Variaciones Súbitas de Frecuencia ( $N_{VSF}$ ) que transgreden las tolerancias durante el Período de Medición, de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla N° 2.2 Cálculo del factor de proporcionalidad VSF**

$N_{VSF}$	$B_m$
$1 < N_{VSF} \leq 3$	1
$3 < N_{VSF}$	$2 + (N_{VSF} - 3)$

Una Variación Súbita de Frecuencia está definida como la violación de las tolerancias en un intervalo de medición de un minuto.

$P_m$ - Es la máxima potencia entre las registradas, expresada en kW, tomadas por intervalo de 15 minutos, dentro de los cuales se produce variaciones súbitas transgrediendo las

tolerancias. Si por estas condiciones no es posible tener dichos registros, se tomará el correspondiente al intervalo inmediato anterior a la falla.

### c) Compensaciones por Variaciones Diarias de Frecuencia

Determinado por la siguiente fórmula:

$$C(VdiariaF) = \sum_{dmes} b'' \times B_d \times P_d \quad (2.6)$$

Dónde:

**d.**- Es un día del mes en consideración en el que se violan las tolerancias.

**b''.**- Es la compensación unitaria por variaciones diarias de frecuencia:

Primera Etapa:  $b''=0,00$

Segunda Etapa:  $b''=0,01$  US\$/kW

Tercera Etapa:  $b''=0,05$  US\$/kW

**B<sub>d</sub>.**- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de Magnitud de la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (MVDF) evaluada para el día d, de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla N° 2.3 Cálculo del factor de proporcionalidad IVDF**

MVDF (ciclos)	B <sub>d</sub>
$600 <  MVDF  \leq 900$	1
$900 <  MVDF $	$3 + ( MVDF  - 900)/100$

B<sub>d</sub>, se calcula con dos decimales de aproximación.

P<sub>d</sub>.- Es la potencia máxima suministrada durante el día d, expresada en kW.

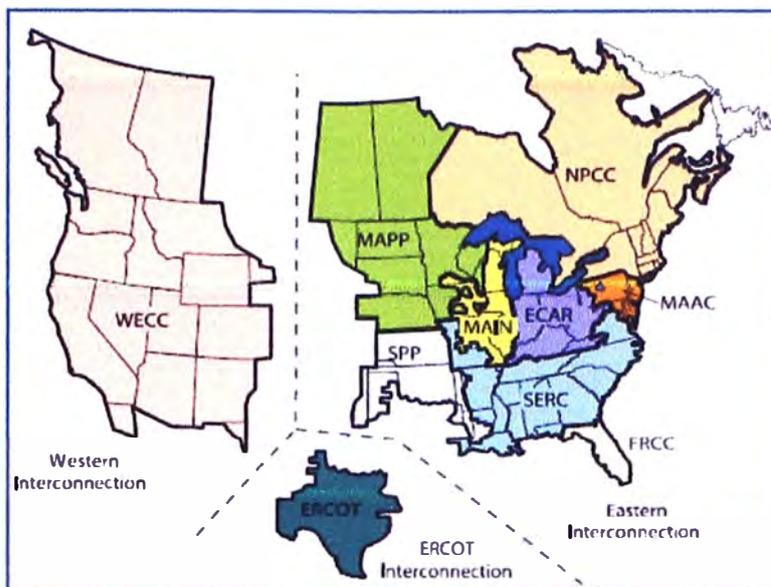
## 2.3 Control de la frecuencia en los Estados Unidos

### 2.3.1 Breve descripción del sistema eléctrico de los EEUU

El sistema eléctrico norteamericano cuenta con 320 mil kilómetros de líneas de transmisión operando a 230kV hasta 765kV. Con una capacidad de generación de 950 mil MW, demanda de 830 mil MW, en el existen aproximadamente 350 organizaciones atendiendo a casi 100 millones de clientes y 283 millones de personas, representando casi 3 trillones de dólares de ingreso anual de la economía estadounidense.

El sistema eléctrico norteamericano puede ser dividido en 3 sistemas: la "Eastern Interconexión", la "Western interconexión", y la porción del norte de bajo California, México, el cual incluye Texas.

Las 3 interconexiones están enlazadas por líneas de transmisión en corriente directa y cada área es eléctricamente independiente.



**Fig. 2.2 Interconexiones de los Estados Unidos**

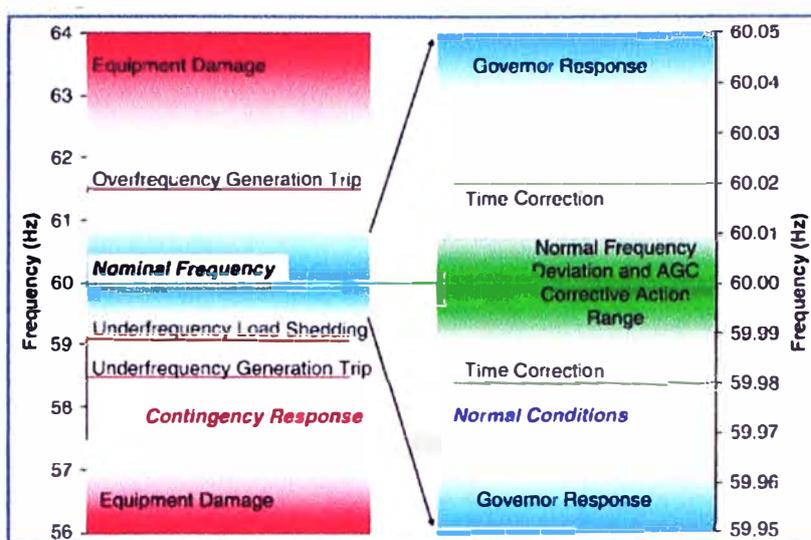
La NERC, Consejo de la confiabilidad eléctrica de los EEUU, y sus 10 consejos regionales son los encargados de desarrollar sistemas operativos y estándares de planeamiento para asegurar la confiabilidad y seguridad del Sistema norteamericano basado en 7 conceptos claves:

- Balancear la generación y la demanda continuamente.
- Balancear la potencia reactiva y la demanda para mantener los voltajes de operación.
- Monitorear los flujos en las líneas de transmisión, transformadores para asegurar que límites térmicos no sean excedidos.
- Mantener el sistema en una condición estable.
- Operar el sistema de modo tal que este se mantenga en condición confiable incluso si una contingencia ocurriese “Criterio N-1”.
- Planear, diseñar y mantener el sistema a operar con confiabilidad.
- Preparar planes de emergencias.

### **2.3.2 Rangos de control de la frecuencia**

Pequeñas variaciones en la frecuencia es normal así como se encienden o desconectan cargas en la red y los generadores modifican su potencia de salida para seguir la demanda. Sin embargo, largas desviaciones de la frecuencia puede provocar fluctuaciones en la velocidad de rotación de los generadores, originando valores extremos de la frecuencia que puede provocar la desconexión automática de cargas, a fin de evitar un colapso total del sistema eléctrico, así como la formación de islas operativas con exceso de carga o generación según sea el caso.

En los Estados Unidos y Canadá las bandas de calidad de la frecuencia son [14]:



**Fig. 2.3 Rango normal y anormal de la frecuencia en Norteamérica**

### 2.3.3 Corrección manual del error de tiempo en USA

La frecuencia en cada interconexión es normalmente controlada en 60Hz. Debido a que dicho control es imperfecto por la variación de la carga la frecuencia está arriba o debajo de los 60Hz, resultando a que relojes eléctricos desarrollen un error relativo a la hora real proporcionado por el Centro Nacional de Estándar y Tecnología NIST.

La WECC, ha sido designada para monitorear el error de tiempo (IVDF en el Perú), así como iniciar y terminar una acción correctiva de modo tal que no afecte negativamente la confiabilidad de la interconexión del Oeste.

La WECC electrónicamente registra el error acumulado de tiempo y reporta este valor a los demás agentes de generación, quienes sincronizan su error acumulado con la medida indicada por la WECC[15].

El procedimiento para realizar la corrección manual del error de tiempo es:

1. Si el error de tiempo acumulado por la WECC alcanza el valor de 5 segundos, el proceso de corrección es iniciado.
2. La WECC determina donde la corrección comenzaría y notifica a todos los Agentes de Generación dentro de la interconexión del Western vía mensaje de correo u otro medio alternativo una hora antes de su ejecución. La notificación incluye tiempo de arranque, nombre de la corrección, actual tiempo de error acumulado, y la nueva frecuencia programada.
3. El tiempo de corrección manual de tiempo debe durar de 30 a 60 minutos. Puede durar menos tiempo en caso que sea cancelado por la WECC.

4. En el momento de arranque señalado, todos los agentes de generación cambiarán su frecuencia de operación en  $\pm 0,02\text{Hz}$  o ajustarán su potencia de intercambio (MW) en una cantidad igual al  $\pm 20\%$  de su FrequencyBiasSettings (Es un valor expresado en MW/0,1Hz, programado dentro del AGC de la entidad responsable del control de la frecuencia que representa la respuesta del área a la desviación de la frecuencia).
5. El proceso termina una vez que el valor de error de tiempo de la frecuencia sea igual o menos de 0,5 segundos.

Una vez terminado el proceso de corrección del error de tiempo, la WECC notifica vía correo u otro medio alternativo a todos los agentes de generación. La notificación incluye tiempo de finalización, nombre de la corrección del error de tiempo, valor actual del error de tiempo acumulado, y la nueva frecuencia consigna que sería la nominal.

#### **2.3.4 Terminación de la corrección por confiabilidad del sistema USA**

La WECC puede cancelar una corrección de error de tiempo en progreso si determina que esta impacta negativamente la confiabilidad de una parte del sistema.

El agente de generación que tenga problemas de confiabilidad en su sistema deberá notificarlo a la WECC y requerir la terminación del programa de corrección del error de tiempo. La WECC discutirá esta situación con el agente y evaluará las condiciones de su sistema a fin de determinar si es necesaria la cancelación de la corrección [15].

Después de una prematura culminación, una lenta corrección de error de tiempo puede ser reiniciada después que la frecuencia haya retornado a 60,00 Hz o superior por un periodo de 10 minutos. Una rápida corrección de error de tiempo puede ser reinstalado después que la frecuencia haya retornado a 60,00 Hz o inferior por un periodo de 10 minutos también. Un lapso mínimo de una hora debe transcurrir entre el instante en que se cancela con el inicio de la nueva reiniciación de la corrección.

#### **2.4 Control de la frecuencia en Colombia y el AGC**

La resolución N°25 Año 1995 “Código de redes” en su página 30 indica que el valor nominal de la frecuencia del sistema colombiano es 60,00 Hz, y su rango de variación de operación está entre 59,8 y 60,2 Hz excepto en estado de emergencia, fallas, déficit energético y periodos de restablecimiento [16].

También en Colombia la regulación secundaria de la frecuencia es automática, mediante un AGC programado en modo jerárquico.

Se considera falta grave para el operador que la frecuencia esté por debajo de 59,8 Hz por más de un minuto conocido como variación lenta de frecuencia, es decir baja frecuencia

por efecto de cambios de demanda o pérdida de generación al no contarse con la suficiente reserva terciaria para recuperar la reserva secundaria, se espera que en cada periodo de 10 minutos la frecuencia cruce por los 60Hz (Anexo D).

La operación del Sistema Colombiano es coordinada por XM “Expertos en mercados”, filial de ISA, encargado del Centro Nacional de despacho CND actualmente.

La Comisión reguladora de la energía y gas (CREG) es la encargada de establecer el reglamento de operación y planeación del Sistema interconectado colombiano luego de escuchar las recomendaciones del Consejo Nacional de Operación CNO.

El CND coordina directamente el aporte de las plantas seleccionadas en la regulación secundaria de frecuencia, determinando y enviando el error de control de área ACE. Cuando se produce un desbalance entre la carga y la generación, el AGC corrige la desviación de la frecuencia dentro de su margen de regulación.

Cuando no se disponga del sistema AGC, la regulación secundaria se realiza mediante un esquema descentralizado o una planta de generación.

#### **2.4.1 Plazo de adecuación de las centrales para el servicio AGC**

El artículo 120 de la resolución CREG N°80 promulgado en el año 1999, indica que los agentes del Sistema Colombiano tendrán un plazo máximo de 6 meses a partir de la vigencia de esta resolución para adecuar sus equipos y procedimientos que requieran en lo referente al Servicio de AGC [17].

#### **2.4.2 Criterios para participar en la prestación del servicio AGC**

Son las siguientes [18]:

- Ser telecomandada desde un Centro Regional de Despacho (CRD) o desde el Centro Nacional de Despacho (CND).
- Que la planta interactúe con el CND recibiendo señales de corrección de error de frecuencia.
- Realizar pruebas de integración a la función de AGC propia de su planta, del CRD o del CND.
- Realizar pruebas de estatismo y velocidad sostenida de toma de carga. Cumpliendo con los parámetros calculados desde el CRD o desde el CND, para ajustarse a los valores aprobados por el CNO.
- Realizar pruebas de integración al control jerárquico del CND de acuerdo con los documentos que sobre el tema sean aprobados por el CNO. Las reglas actualmente vigentes están contenidas en el documento ISA-CND-96-239 “Entrada en Operación de

nuevas plantas al esquema AGC nacional”.

Las plantas y/o unidades que cumplan con estos requisitos y pasen las pruebas establecidas para este propósito, quedan habilitadas para prestar el Servicio y se denominarán Elegibles. Las mismas perciben una remuneración equivalente a estar despachadas a plena carga.

**a) Interfaz Control automático de Generación**

Las centrales participantes del sistema AGC reciben de manera periódica los comandos de regulación enviados desde el CND o desde el CRD al cual estén conectadas a través de su respectiva RTU, cuyo costo promedio es 20,000 dólares, una baja inversión baja con relación a las ganancias por prestar el servicio (Anexo E).

En caso de que en la central exista un sistema de control conjunto de potencia, la RTU debe entregar una señal de referencia (“set point”) o pulsos de subir/bajar al controlador conjunto, el cual distribuirá la potencia requerida entre todas las unidades de generación que formen parte de dicho sistema de control conjunto.

En conexiones internacionales el CND realizará el control por desviación de intercambios y de frecuencia.

**b) Modo Jerárquico de AGC**

Es el modo de regulación de frecuencia en el cual más de un agente generador (Planta o CRD) comparte la regulación secundaria de la frecuencia, con factores de participación resultantes de la aplicación del procedimiento establecido en el Anexo CO-4.

**c) Generación máxima para AGC**

El valor de reserva de regulación hacia arriba, requerida para el AGC, se hace igual al de la unidad generadora más grande del sistema.

**d) Generación mínima para AGC**

En este caso se busca la generación mínima para una regulación de frecuencia hacia abajo. Para este valor se considera la máxima variación de generación que soporta el sistema sin salirse de la banda tolerable de frecuencia calculado como el producto entre la banda tolerable de frecuencia y la característica de regulación combinada del sistema. Esta generación mínima se reparte entre las unidades asignadas para el AGC según la regla del anexo CO-4.

**2.4.3 Criterios de seguridad y calidad del control integrado de la frecuencia**

**Velocidad de Toma de Carga:** Las unidades que presten el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, deben tener una velocidad de toma de carga mayor a la máxima velocidad de variación de la demanda y cambio de generación esperado en el sistema para

condiciones normales. Se establecen condiciones normales para este servicio las variaciones que se presentan en el rango +/- 500 mHz.

**Número de unidades:** Con el fin de garantizar los parámetros de calidad del SIN, se requiere un número mínimo de unidades participando en el AGC.

**Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia:** El CND establecerá la cantidad de potencia a nivel horario, requerida para garantizar el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia. Los valores de los parámetros referidos serán aprobados por lo menos una vez al año por el CND, con el visto bueno del CNO. El valor de la reserva de regulación hacia arriba requerida para el AGC, será definido por el CNO.

#### 2.4.4 Ofertas de disponibilidad para la prestación del servicio de AGC

Las plantas y/o unidades de generación elegibles, podrán libremente ofertar para cada día y período horario su Disponibilidad para prestar el Servicio. La cual se hará bajo las condiciones del “Esquema actual de Ofertas en la Bolsa de Energía” y deberá cumplir las siguientes condiciones [18]:

- a) La Preoferta (día inmediatamente anterior a la entrada en vigencia del presente reglamento) de disponibilidad para RSF de las plantas y/o unidades que a la fecha sean elegibles, será el resultado de restar de la capacidad nominal de generación, el mayor valor entre la inflexibilidad técnica y la generación mínima por seguridad eléctrica. Este valor se constituye en la última oferta conocida para esa planta y/o unidad y será modificado por el agente de allí en adelante. Para plantas y/o unidades que entren a ofrecer el Servicio en fecha posterior a la entrada en vigencia del presente reglamento, se aplicará el mismo procedimiento. Esto es, el día anterior a su entrada en operación como regulador de frecuencia, se le calcula la Pre oferta de disponibilidad.
- b) La Oferta de Disponibilidad para RSF, se hará por planta y/o unidad en el siguiente formato:

**Tabla N° 2.4 Formato para indicar disponibilidad de una Planta**

Identificador	Tipo	Disponibilidad AGC Hora 01	Disponibilidad AGC Hora 02	Disponibilidad AGC Hora . . .	Disponibilidad AGC Hora 24
Nombre-Planta	A	Valor 0 1	Valor 02	Valor . . .	Valor 24

**Identificador:** Nombre de la Planta. Coincidente el nombre de la Oferta de Precios.

**Tipo:** Identificador del Tipo de Oferta. Se utiliza una A para la Oferta de AGC.

**Disponibilidad:** Números enteros que representan la disponibilidad (MW) para RSF.

- c) Si no se efectúa Oferta de Disponibilidad para RSF, se entiende que este agente no desea participar en la prestación del Servicio.

- d) En caso de Ofertas insuficientes, la última Oferta mayor que cero (0) que haya efectuado la planta y/o unidad, será asumida como oferta.
- e) Son causales de invalidez de Oferta de Disponibilidad para el Servicio de RSF:
  - 1. Errores de sintaxis en la Oferta (por ejemplo: Identificador, Tipo).
  - 2. Oferta Incompleta. Debe contener 24 valores incluyendo el cero (0).
  - 3. Oferta de Disponibilidad mayor que la diferencia entre la Disponibilidad total declarada y el mayor valor entre la inflexibilidad técnica y la generación mínima por seguridad eléctrica.
  - 4. Cuando la Oferta de Disponibilidad que se efectúe por planta y/o la suma de Ofertas de Disponibilidad que se efectúen por unidad, resulte inferior al porcentaje de la Reserva de RSF requerida para el periodo horario, el cual será definido por el CNO.

#### **2.4.5 Asignación de la reserva de regulación**

El CND distribuirá los requerimientos de reserva entre las plantas y/o unidades Elegibles teniendo en cuenta los siguientes criterios [18]:

- a) El precio horario a considerar para asignar la regulación entre las plantas y/o unidades Elegibles, es el mismo precio de oferta de energía que hayan efectuado los agentes para dichas plantas y/o unidades en la Bolsa.
- b) La asignación de la reserva necesaria se hará por estricto orden de mérito de precios de oferta de menor a mayor, hasta cubrir las necesidades del SIN en el período horario.
- c) En caso de oferta insuficiente para cubrir los requerimientos de reserva requerida, el CND designará a o las plantas y/o unidades Elegibles hasta llenar los requerimientos de reserva, siguiendo orden de mérito de precios. En este caso se verifica la disponibilidad actual y la última oferta para regulación de frecuencia, con el fin de establecer la disponibilidad para regulación a considerar.
- d) Si la utilización de una planta y/o unidad, no permite cumplir con las condiciones técnicas establecidas en el Numeral 2.6.3 del presente artículo, se tomará el siguiente recurso por orden de mérito y se le asignará el mínimo técnico de regulación, reasignándose los requerimientos de la reserva rodante restante, entre los primeros en orden de mérito. En forma iterativa hasta cubrir los requerimientos técnicos y de reserva.
- e) En caso de ocurrir igualdad de precios de oferta, se dará preferencia a aquella planta y/o unidad que presente la menor generación mínima por inflexibilidad o por

generación de seguridad, siguiendo el procedimiento del presente Numeral. Si el empate persiste, se preferirá la planta y/o unidad que mayor Disponibilidad para regulación haya ofertado.

- f) Plantas en vertimiento o plantas con precio de oferta intervenido, se excluyen en general de los recursos Elegibles para RSF. Se hará excepción cuando el recurso sea requerido para cubrir la reserva de regulación necesaria en el sistema. El criterio aplicable será en todo caso el de mérito de precio de oferta.
- g) Si durante la operación el CND detecta, que uno o varios de los recursos de regulación, no cumplen los niveles de calidad establecidos, podrá retirar temporalmente el recurso en cuestión del esquema de regulación, mientras se realizan los correctivos necesarios. El CND informará al CNO (Consejo Nacional de Operación) sobre las causas que motivaron la decisión de retiro temporal.

#### **2.4.6 Información Obligatoria a enviar al CND sobre el servicio AGC**

- Indicación de conexión (local / remoto) de la unidad al AGC.
- Indicación de disponibilidad de interruptores y seccionadores.
- Parámetros de la unidad o del control conjunto para la sintonía del AGC: límite superior e inferior de generación, tipo de máquina, señal de referencia (set-point), o pulsos de subir / bajar al controlador conjunto.
- Indicadores y medidas relacionadas con la unidad o el control conjunto [19].

#### **2.4.7 Reglas comerciales aplicables al servicio de RSF en Colombia**

La finalidad de este reglamento es establecer las reglas comerciales que posibiliten la prestación técnica y económicamente eficiente, del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC), necesaria para la seguridad de la operación del Sistema Interconectado Colombiano [Anexo C].

#### **Conclusiones:**

Las normas colombianas no establecen periodos de medición ni compensaciones por violación de las tolerancias establecidas.

El único indicador establecido por la NTCSE comparable con este indicador colombiano es el  $\Delta f_K$  Variaciones sostenidas de frecuencia, para el caso peruano es de  $\pm 0.6 \%$  y para el caso colombiano es  $\pm 0.33 \%$ , donde se concluye que la normatividad colombiana es más restrictivas para las tolerancias de este indicador, aclarando que en Colombia, no se establece porcentaje de tiempo en el cual se espera que la frecuencia este dentro de los establecidos, además su calidad esta fuertemente respaldada por su AGC.

En el sistema eléctrico colombiano, para efectos de calidad no realizan la corrección a cero del error de tiempo o desviación IVDF como es en el caso peruano.

## 2.5 Control de la frecuencia en Chile

Para el sistema eléctrico chileno la frecuencia nominal es 50 Hz y su norma técnica de calidad establece que en condiciones normales, el valor promedio de la frecuencia, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos durante siete días corridos, deberá encontrarse en el rango siguiente:

Sistemas con capacidad mayor a 100 MW

- Sobre 49,8 Hz y bajo 50,2 Hz durante al menos el 99% del periodo.
- Entre 49,3 y 49,8 Hz durante no más de un 0,5% del periodo.
- Entre 50,2 y 50,7 Hz durante no más de un 0,5% del periodo.

Sistemas con capacidad entre 1,5 y 100 MW

- Sobre 49,8 y bajo 50,2 Hz durante al menos el 99% del periodo.
- Entre 49,3 y 49,8 Hz durante no más de un 1,5% del periodo.
- Entre 50,2 y 50,7 Hz durante no más de un 1,5% del periodo.

El indicador  $\Delta f_k$  para el caso chileno es  $\pm 0,4 \%$  el 99% del tiempo, se concluye que la norma chilena es más restrictiva respecto del rango de variación de nuestro país [10].

### 2.5.1 Rangos de Operación de sus Centrales en función de la frecuencia

**Artículo 3.8:** Toda unidad generadora deberá continuar operando sus unidades bajo la acción de su controlador de velocidad para variaciones de la frecuencia que estén dentro de los límites de operación en sobrefrecuencias y subfrecuencias que a continuación se indican, Norma técnica de Seguridad y Calidad del Servicio en Chile, [21]:

- a) Indefinidamente, para frecuencias entre 48,5 y 51,5 Hz.
- b) Durante 60 segundos entre 48,0 y bajo 48,5 Hz.
- c) Durante 60 segundos sobre 51,5 y hasta 52,0 Hz.
- d) Durante 15 segundos entre 47,5 y bajo 48,0 Hz.
- e) Durante 15 segundos sobre 52,0 y hasta 53,0 Hz.
- f) Desconexión instantánea para frecuencias inferiores a 47,5 y superiores a 53 Hz.

Para valores fuera de los rangos establecidos, las protecciones propias de las unidades podrán desconectarlas para prevenir daños al equipamiento.

**Artículo 3.9** Toda generadora deberá operar en forma permanente entre 48,5 y 51,5 Hz.

**Artículo 3.10** Toda unidad generadora deberá ser capaz de mantener su potencia constante mientras la frecuencia está comprendida dentro del rango 49,5 - 51,5 Hz, y podrá reducir

su generación cuando la frecuencia descienda por debajo de 49,5 Hz, hasta un 80 % de su valor nominal en el nivel de 47,5 Hz.

**Artículo 3.14** El Controlador de Velocidad de cada unidad generadora que participe del CPF deberá cumplir con las siguientes exigencias mínimas:

- a) Estatismo permanente con valores entre 4 % y 10 %, ajustable durante la operación de la unidad con carga, con excepción de las unidades impulsadas por turbinas de vapor, que podrán requerir detener la máquina primaria para modificar el valor del estatismo.
- b) Banda muerta inferior a 0,1 % del valor nominal de frecuencia, es decir, + 25 mHz.
- c) Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras térmicas y 120 segundos para unidades generadoras hidráulicas.
- d) Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.

**Artículo 3.15** En el caso de que más de una unidad generadora participe o aporte al CSF (Control secundario de Frecuencia), o se trate de una única central compuesta de varias unidades generadoras, cada una de éstas deberá estar integrada a un control centralizado de generación que esté habilitado para cumplir con el CSF.

- a) El sistema de control debe comprender un CSF, que actúe en forma conjunta sobre la consigna de potencia de todas las unidades que están en operación.
- b) El controlador deberá ser de acción integral o proporcional-integral.
- c) El gradiente de toma de carga por acción conjunta deberá ser mayor a 4 MW/min.

Se admitirá CSF manual sólo cuando por razones técnicas, debidamente aprobadas por la DO, éste sea ejercido por una única unidad generadora.

**Artículo 7-12:** La Dirección de Operaciones del CDEC deberá evaluar los beneficios de implementar un AGC en Chile, para lo cual deberá presentar a la Comisión cada 4 años un estudio específico que evalúe la necesidad y conveniencia técnico-económica de implementar un AGC.

## **2.6 Control de la Frecuencia en España**

A nivel de Europa la frecuencia de operación es 50 Hz y el Organismo que regula la operación del Sistema Europeo interconectado es la Unión para la Coordinación de la Transmisión de Electricidad (UCTE).

El 10 de octubre del 2004 fue una fecha trascendental para toda Europa ya que se sincronizaron los dos UCTEs separados desde la guerra en Yugoslavia del año 1991 mediante la reconstrucción de las subestaciones que las enlazaban.

Para el conjunto del sistema Europeo interconectado, la reserva mínima de regulación

primaria establecida,  $R_{PT}$ , debe ser activada en su totalidad ante desvíos cuasi-estacionarios de frecuencia igual o superior a 200 mHz [22].

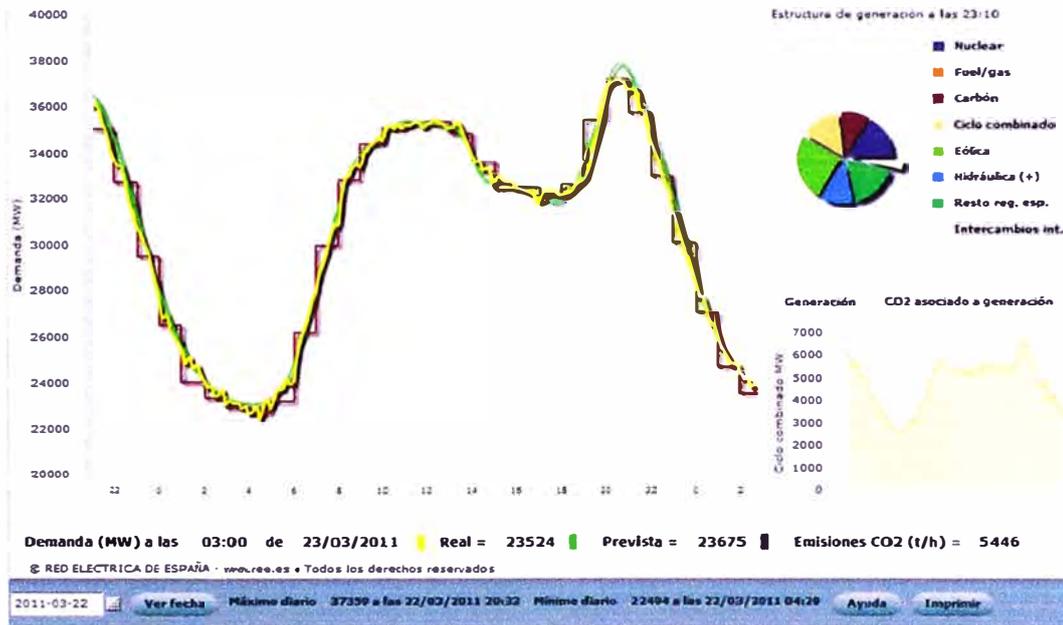
### 2.6.1 Instancias de control de la frecuencia en España

En España se manejan cuatro niveles de reserva: la reserva de regulación primaria, la reserva de regulación secundaria, la reserva de regulación terciaria y la reserva programable mediante el mecanismo de gestión de desvíos [23].

La norma española establece que ante una falla se acepta un desvío de frecuencia a lo mucho igual a 0,8 Hz.

España cuenta con líneas de transmisión que lo conectan con el resto de Europa (Francia, Portugal y Marruecos), debido a la ubicación peninsular de España con el resto de Europa es necesario que el operador del Sistema español minimice los desvíos en el intercambio eléctrico con el resto de la UCTE, esto para garantizar la seguridad del sistema.

Para ello se dotara de una mayor reserva secundaria en España para aquellos horas en que debido a la subida de su propia carga se haya estado presentando cambios hacia arriba de dicha potencia de intercambio.



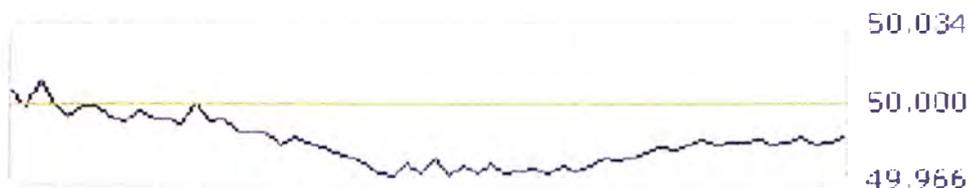
**Fig. 2.4 Diagrama de Carga Sistema Español 23/03/2011**

### 2.6.2 Márgenes de la variable de control Frecuencia

Se consideran variaciones normales de la frecuencia a aquellas comprendidas en el rango de 49,85 y 50,15 Hz, aceptándose intervalos de duración inferior a cinco minutos con valores fuera del margen citado y comprendidos entre 49,75 y 50,25 Hz [23].

En el caso de pérdidas significativas de generación o de demanda se aceptarán, de forma transitoria, variaciones de frecuencia mayores a las establecidas en el párrafo precedente.

Asimismo en caso de perturbaciones el operador del Sistema, podrá decidir, en función de lo establecido en el apartado nueve del presente procedimiento y en función de la criticidad de la situación resultante de dicha perturbación, ordenar deslastres manuales de carga (rechazos de carga) con el fin de mantener la estabilidad del Sistema.



**Fig.2.5 Frecuencia de la Unión Europea 23/03/2011 22:00 horas**

## 2.7 Cuadro Comparativo del Perú y países expuestos

En el cuadro siguiente se presenta un resumen de los rangos permitidos para la variación sostenida de frecuencia en los diferentes países:

**Tabla N° 2.5 Tolerancias en el Control de la Frecuencia en los Países estudiados**

PAIS	Frecuencia (Hz)	Tolerancia (%)
Perú	60	± 0,6 % durante 97% del período de medición.
Estados Unidos	60	± 0,083 % en condiciones de operación normal. En 59,98 y 60,02 Hz, Corrección de tiempo. Su AGC opera en 60,01 y 59,99 Hz (0,017%).
Colombia	60	± 0,33 % en condiciones de operación normal. No realizan corrección del IVDF. Cuenta con AGC.
Chile	50	± 0,4 % durante 99% del período de medición. ± 1,4 % durante 0,5% del período de medición*.
España	50	± 0,30 % en condiciones de operación normal. ± 0,50 % por menos de 5 minutos. Cuenta con AGC.

## CAPITULO III DEFINICION DEL PROBLEMA ACTUAL

### 3.1 Situación actual del SEIN respecto a la frecuencia

El indicador principal para evaluar la frecuencia entregada por el COES y los generadores por quince minutos es el indicador de variaciones sostenidas de frecuencia, adicionalmente se controlan las variaciones súbitas de frecuencia por espacio de un minuto y la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) cuya tolerancia es de los 10 segundos o 600 ciclos. Se detectó que las cargas que tienen mayor efecto en la desviación de la frecuencia son las cargas siderúrgicas o no lineales, que se muestran en la tabla N° 3.1.

**Tabla N° 3.1 Principales cargas no lineales del SEIN – Setiembre 2011**

Suministro donde se ubica la carga	Nombre de la Barra	Tensión de Alimentación (KV)	Magnitud de la Carga No Lineal (MW)	Carga Total de la Instalación (MW)
SIDERPERU	Chimbote1	13.2	47	63
Aceros Arequipa	Independencia	220	64	77
MEPSA	Santa Rosa Nueva	60	11.5	13

La máxima variación de carga no lineal asciende a 122,5MW. Es cuando ambos incrementos coinciden que la reserva de generación del SEIN es escasa y la frecuencia disminuye significativamente. También estas cargas, en especial Sider Perú y Aceros Arequipa afectan drásticamente el perfil de tensiones en sus zonas de influencia.

Es por ello que en el SEIN se requiere de equipos de compensación reactiva en dichas zonas y de una reserva secundaria de potencia de la misma magnitud para poder recuperar la reserva rotante del sistema.

A modo de mejor entendimiento del problema exhibiré a continuación un caso de como el cliente Aceros Arequipa puede “jugar” con la frecuencia al consumir toda su carga y volver a su menor consumo, en segundos. El lunes 05 de octubre del 2009 a las 13:26h se registró el siguiente comportamiento de la frecuencia en el SEIN:

A las 13:26:40 horas el cliente Aceros Arequipa redujo su carga de 80 hasta 12 MW en 15 segundos, subiendo la frecuencia en 0,65 Hz. Luego vuelve a tomar carga hasta 88 MW, disminuyendo la frecuencia en 0,9 Hz, como lo muestra el gráfico 3.1 y la tabla N° 3.2:



**Fig. 3.1 Comportamiento de la Frecuencia el 05/10/2009 a las 13:25h**

**Tabla N° 3.2 Valores de la Frecuencia durante el evento**

Fecha y Hora	Frecuencia
05/10/2009 13:25	60,130
05/10/2009 13:26	59,869
05/10/2009 13:26	60,523
05/10/2009 13:27	59,625
05/10/2009 13:28	60,258
05/10/2009 13:40	60,230

Asimismo se observa que el valor del indicador IVDF estaba en 1,4575 segundos, este valor se hubiese incrementado si la carga del cliente Aceros Arequipa no hubiese aumentado a su valor actual, también el sistema conto con reserva para recuperar la frecuencia.

En el SEIN la regulación secundaria de la frecuencia asignada actualmente es inferior a la máxima variación de las cargas no lineales como vemos en este reporte COES del día 23 de Junio de 2011:

**Tabla N° 3.3 Valor de la Regulación Secundaria de Frecuencia el 23.06.2011**

Empresa	Central	Inicio	Final	Potencia Asignada (MW)
EGASA	CH Charcani V	00:00	07:00	90
EDEGEL	CH Huinco	07:00	23:59	80

Es debido a que la regulación secundaria de la frecuencia es manual que esta solo se otorga a una central, es por ello también que la tolerancia por variaciones sostenidas de frecuencia en intervalos de 15 minutos es de  $\pm 0,36\text{Hz}$ ; mientras que en Colombia, que cuentan con un AGC y un sistema enmallado este valor es de  $\pm 0,2\text{Hz}$ .

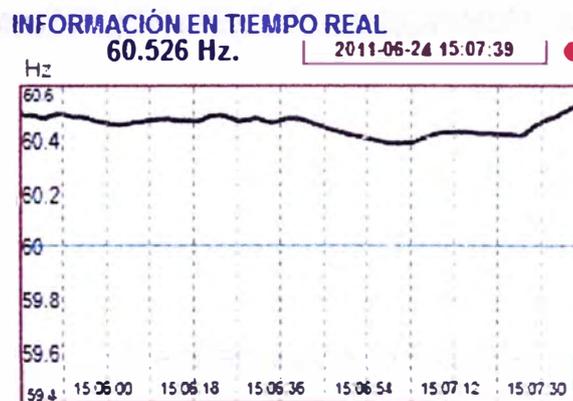
Las centrales comúnmente usadas para realizar la regulación secundaria de frecuencia en el SEIN son las Centrales hidroeléctricas de Huinco, Mantaro y Charcani V, cuyos estatismos de cada grupo lo visualizamos en la siguiente tabla:

**Tabla N° 3.4 Centrales actualmente usadas en la RSF-2011**

Central	Unidad	Potencia Efectiva MW	Valor actual de Estatismo %
CH Huinco	G1	30	1.1
	G2	64	1.5
	G3	62	1.1
	G4	62	1.5
CH Charcani V	G1	48	3.0
	G2	48	3.0
	G3	48	3.0
CH Mantaro	G1	103	10.0
	G2	104	10.0
	G3	106	10.0
	G4	107	10.0
	G5	84	10.0
	G6	83	10.0
	G7	83	10.0

También he podido apreciar que es en los días feriados, cuando coinciden con la parada por mantenimiento programado de las centrales hidroeléctricas más importantes, es cuando la sensibilidad de la frecuencia es mucho mayor, y donde también las empresas integrantes son más flexibles en la operación. Recalcaré que en esos días, si bien la demanda vegetativa es menor, la demanda de la gran industria, como la minera y la siderúrgica se mantiene igual que cualquier otro día.

Otro momento de la operación en la que salta la necesidad de una regulación secundaria automática es cuando entran en servicio una unidad de generación coincidiendo con la menor carga de los clientes Aceros Arequipa y SiderPerú. Entonces debido a la menor carga consumida por dichos clientes (y que no es pronosticable), la central encargada de la regulación secundaria baja a mínima carga. Aun así con la entrada en operación de la nueva unidad de generación, esto incrementa la generación necesaria, por lo que se obtiene una frecuencia muy arriba del límite permitido por calidad, tal como se aprecia en el gráfico siguiente:



**Fig. 3.2 Frecuencia del Sistema el día 24.06.2011 a las 15:06h**

## **3.2 Transgresión del IVDF ocurrido el 28 de Julio del 2010**

### **3.2.1. Problemática**

Al cierre de las 24:00 horas, del día miércoles 28 de julio de 2010 (feriado), se tuvo un valor del IVDF de +17,335 segundos (1040,10 ciclos), con lo cual se transgredió la tolerancia admitida para las Variaciones Diarias en la Norma Técnica de los Servicios Eléctricos (NTCSE). El valor permitido es de +/- 10,00 segundos o 600 ciclos.

El costo económico de compensación del COES (Generadores) a los clientes regulados y clientes libres por la mala calidad de frecuencia entregada ascendió a US\$ 102 023,07 dólares americanos [24, 25, 26].

Cabe resaltar que los usuarios libres y regulados nunca reportaron daño alguno instantáneo en sus equipos, de todos modos no se puede negar que una desviación acumulada de la frecuencia (sea esta hacia arriba o hacia abajo) incide negativamente en la seguridad y en el costo del sistema eléctrico de potencia:

También hay que aclarar que si el COES hubiese decidido operar a una frecuencia muy inferior a la nominal (59,6Hz) para recuperar el IVDF también está entregando una frecuencia de mala calidad, por lo que se evidencia que el indicador control del IVDF no juega en ese caso el rol de calidad para el que fue creado.

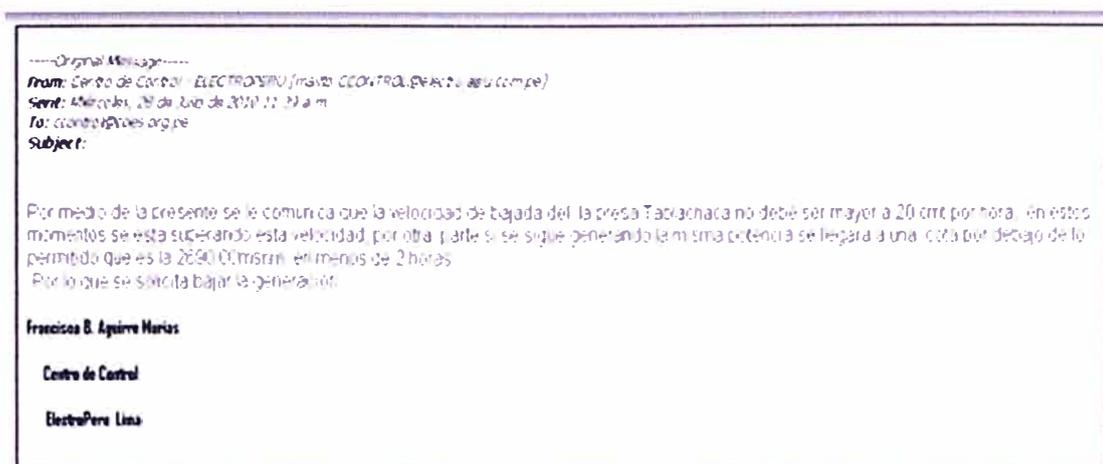
### **3.2.2. Consideraciones**

El día 28 de julio de 2010, se presentó las siguientes indisponibilidades que afectaron la operación en tiempo real del SEIN, se trató además de un día feriado:

1. Indisponibilidad por mantenimiento programado de la CH Cañón del Pato (245 MW) desde las 03:41 horas del 28 de julio de 2010.
2. Indisponibilidad por mantenimiento programado del Complejo Mantaro (830 MW) de 00:00 h a 07:00 horas, del 29 de julio de 2010.
3. Restricción mínima de la cota de la presa Tablachaca, aguas arriba del Complejo Mantaro a un valor de 2690,00 msnm.
4. Grandes variaciones de tensión en el Área Norte (SE Chimbote1 138kV y SE Huallanca 138 kV) por indisponibilidad de la CH Cañón del Pato y la no-linealidad de la carga del usuario libre Sider Perú (15 a 63MW).

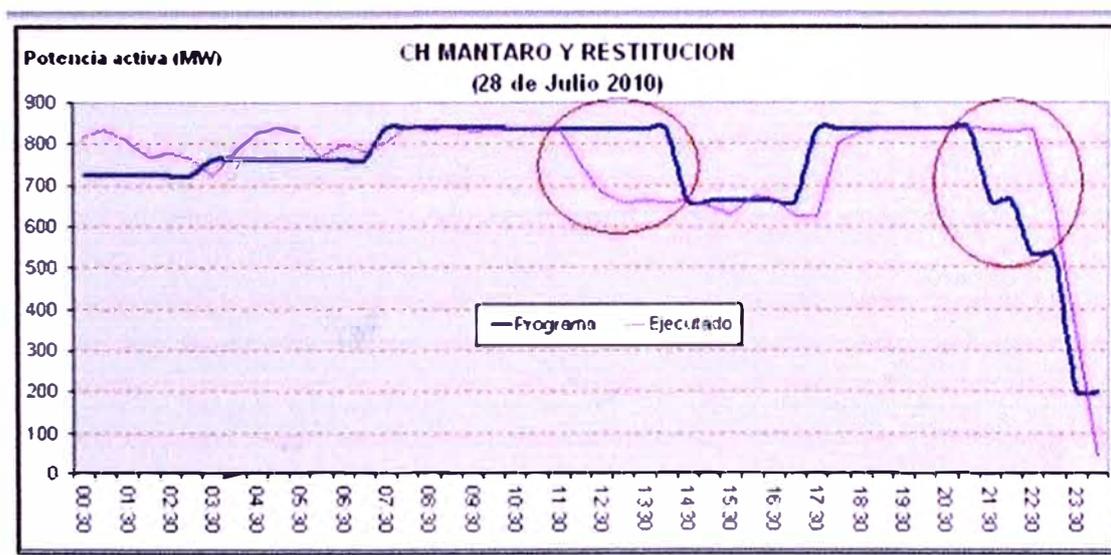
### **3.2.3. Coordinaciones realizadas**

1. A las 11:39 horas del día 28 de Julio de 2010, el CC-Electroperú informó al CCO-COES que la cota de la Presa Tablachaca no debía disminuir por debajo de los 2690 msnm, que era la cota mínima permitida (ver correo electrónico adjunto).



**Fig. 3.3 Correo enviado por el Centro de control Electroperú**

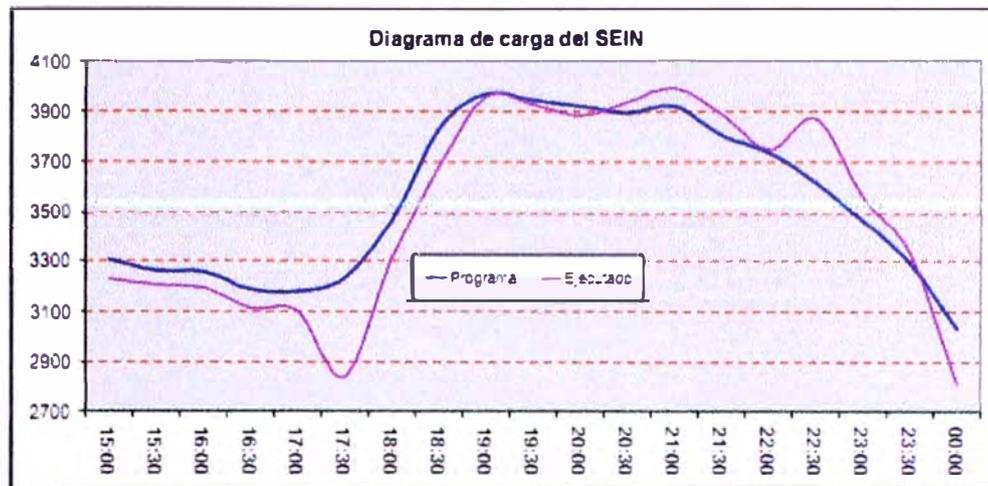
2. La restricción sobre la cota mínima de Tablachaca no fue comunicada por Electroperú en la programación semanal o diaria al COES, la cual es una variable a tener en cuenta durante la salida de servicio programada de la central Mantaro (de 00:00 a 07:00 horas, del 29 de julio de 2010), para el control de la cota de la presa Tablachaca y así no tener riesgo de vertimiento.
3. Desde las 12:00 h, el CCO-COES dispuso la disminución de la generación de la CH Antúnez de Mayolo de 629 MW a 500 MW, aproximadamente, para no disminuir la cota de la presa Tablachaca a menos de 2690 msnm (ver Figura N° 1)



**Fig. 3.4 Generación de las CCHH Mantaro y Restitución**

4. De 17:00 a 20:00 horas, la indisponibilidad de la CH Cañón del Pato y las variaciones no lineales de la carga de Sider Perú, provocaron fuertes oscilaciones de voltaje en el Área Norte, especialmente en la subestación de Chimbote 1, por lo que fue necesario realizar coordinaciones en tiempo real a fin de no entrar a un estado de emergencia o tener problemas de estabilidad de tensión.

5. De 17:00 a 20:00 horas, se presentó menor demanda en el SEIN (ver Figura 3.5), esto provocó que el IVDF del SEIN se incrementara hasta 13,8 segundos.

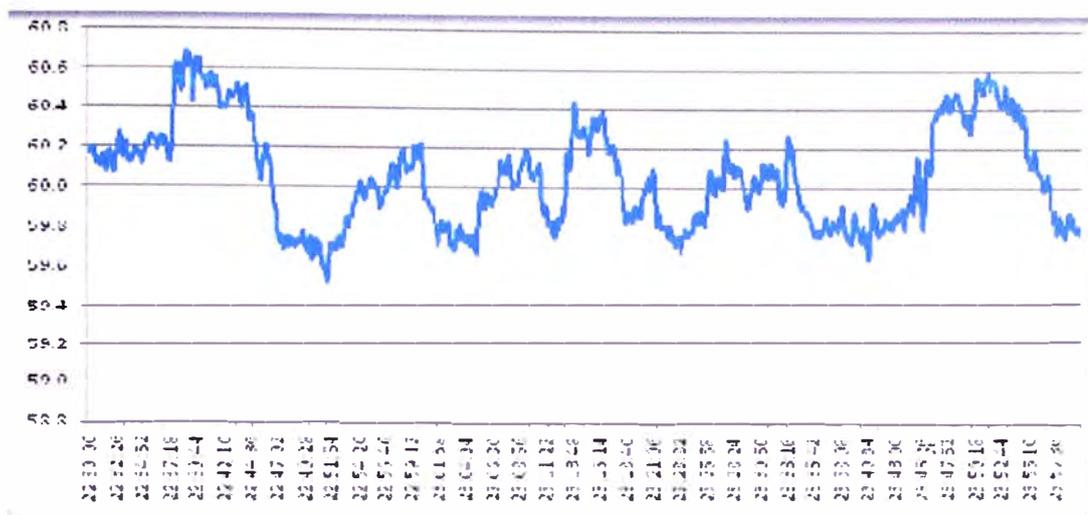


**Fig. 3.5 Diagrama de Carga del SEIN del 28/07/2011 de 15 a 24 horas**

6. De 21:00 a 23:00 horas, se tuvo que sobregenerar con la CH Mantaro (ver Figura 3.4), para cumplir con el horario del mantenimiento programado de la CH Mantaro y a la vez no tener riesgo de vertimiento.

De haber generado, de acuerdo a lo programado en la CH Mantaro, entre las 21:00 y 23:00 horas, hubiese vertido la presa Tablachaca. Lo cual se puede comprobar con el despacho ejecutado del día 29 de julio de 2010, donde a las 07:00 horas, se tuvo una cota de 2694.85 msnm, cercano al nivel máximo (2695.00 msnm).

7. De 20:00 a 22:45 horas, se disminuyó el IVDF de 13,0 a 10,5 segundos, aproximadamente; pero no se pudo disminuir más el IVDF, porque a las 22:45 horas, se tomó la decisión de parar el Complejo Mantaro por mantenimiento programado, ya que un cambio de horario o retraso en el ingreso del Complejo Mantaro, podría haber causado un posible rechazo de carga manual por déficit de generación el día 29 de julio de 2010 en media demanda y, exponernos a un impacto social importante, por ser una fecha de celebración patria y desfile militar.
8. De 22:45 a 24:00 horas, se priorizó la parada de la CH Mantaro, la cual generaba 830 MW, aproximadamente. Simultáneamente, se tuvo las variaciones de carga de Sider Perú y Aceros Arequipa (+/-30 MW y +/- 70 MW aproximadamente.). Debido a ello, se llevó la frecuencia por encima de 60,00 Hz por seguridad; si se hubiese tratado de recuperar el IVDF llevando la frecuencia por debajo de 60,00 Hz podía haber el riesgo, que ante la toma de carga de Aceros Arequipa y Sider Perú, se activase el esquema de rechazo automático de carga del sistema.



**Fig. 3.6 Frecuencia desde las 22:30hs del 28/07/2011**

### 3.2.4 Conclusión

Entre las 22:45h hasta las 24h, la máxima variación de carga de los clientes SiderPerú y Aceros Arequipa fue de 85 MW, la reserva secundaria que se había programado en el SEIN fue de 70 MW, se concluye que no se analizó esto anteriormente, a pesar que en la CH Huinco estaba disponible sus 4 unidades.

De 22:45 a 24:00 h del día 28.07.10, se priorizó la parada del Complejo Mantaro (830 MW), lo cual es una maniobra poco usual, para su reingreso oportuno al SEIN y evitar exponernos ante un importante impacto social como es el rechazo manual de carga por déficit de generación, debió ser analizado anteriormente el efecto de la reducción de generación de la CH Mantaro y tomarlo en cuenta en la programación de la RPF y RSF.

La transgresión al indicador IVDF fue decisión del CCO-COES para primar la seguridad del SEIN antes que la calidad de frecuencia por la salida del complejo Mantaro (830 MW aproximadamente) a partir de las 22:00 h. La salida del Complejo Mantaro estaba prevista a partir de las 24 horas del día anterior hasta las 07 horas del día siguiente.

La transgresión del indicador IVDF, con 17,335 segundos, no implicó consecuencia técnica alguna al SEIN. Es decir ningún cliente libre o empresa de distribución realizó algún reclamo al respecto.

### 3.2.5. Acciones correctivas

1. Se ha establecido en el Centro de coordinación del COES que la consigna del IVDF deberá estar en todo momento dentro del rango de +/-3 segundos.
2. En coordinación con el departamento de Ingeniería de Sistemas, se implementará una alarma visual, que aparezca en las pantallas de la frecuencia, en la PC del Coordinador y del Programador, cuando el valor del IVDF este fuera del rango <-7, +7> segundos.

Actualmente solo se tiene implementado una alarma sonora cuando la frecuencia esta fuera del rango de [59,7 – 60,3] Hz.

### 3.2.6. Recomendación

1. Implementación de un AGC en el SEIN, para mejorar la regulación secundaria de frecuencia, el cual se realiza manualmente, y para un sistema como el SEIN donde se presentan variaciones instantáneas de carga de +/- 100 MW, se hace necesario para poder tener una buena calidad de regulación de frecuencia.
2. Mejorar la forma para pronosticar la demanda del Sistema eléctrico interconectado nacional usando sistemas inteligentes, actualmente se viene realizando por medios heurísticos.

## 3.3. Cálculo de las compensaciones por las transgresiones ocurridas

### 3.3.1. Antecedentes

En Julio del 2010 se produjeron 2 transgresiones a la calidad del producto-frecuencia específicamente a la integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF), por lo tanto, corresponde al área de evaluación del COES calcular las compensaciones en aplicación a la NTCSE [27].

La primera transgresión ocurrió el 18 de Julio de 2010 en el área Tumbes. La responsabilidad de la agresión se asignó al coordinador (CCO-COES).

La segunda transgresión ocurrió el 28 de Julio de 2010 en el SEIN. La responsabilidad de la agresión se asignó al coordinador (CCO-COES) nuevamente.

### 3.3.2. Cálculo de las compensaciones por la transgresión ocurrida

Usando el ítem de la expresión 5.2.6 de la NTCSE:

$$C_d = \sum_{dmes} b'' \cdot B_d \cdot P_d \quad (3.1)$$

Dónde:

$C_d$  = es la compensación por variaciones diarias.

$d$  = es un día del mes en consideración en que se violan las tolerancias al indicador de las variaciones de frecuencia.

$b''$  = es la compensación unitaria por variaciones diarias de frecuencia (tercera etapa: 0,05 US\$/KW)

$P_d$  = es la potencia máxima suministrada durante el día  $d$ , expresada en KW.

$B_d$  = es un factor de proporcionalidad calculado con dos decimales de aproximación que está definido en función de la magnitud de la integral de variaciones diarias de frecuencia ( $M_{VDF}$ ) evaluada para el día  $d$ , de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla N° 3.5 Cálculo del Factor de Proporcionalidad**

$M_{VDF}$ (ciclos)	$B_d$
$600 <  M_{VDF}  \leq 900$	1
$900 <  M_{VDF} $	$3 + ( M_{VDF}  - 900)/100$

**a) Cálculo de la compensación por la transgresión del IVDF ocurrido el 18/07/2010****Área Afectada.-** Área Tumbes

**Potencia instalada.-** 18,68 MW (CT Tumbes). El cual corresponde a un sistema aislado mayor, según el artículo 5 del D.S. N° 040-2001-EM.

**IVDF del 18.07.2010:** 7244,58 ciclos (120,74 segundos), cuya tolerancia en sistemas aislados mayores es 1200 ciclos (20 segundos), de acuerdo al artículo 5 del D.S. N° 040-2001-EM.

**Máxima demanda del área afectada:** 23,761 MW.

Entonces aplicando lo expresado en el numeral 5.2.6 de la NTCSE:

$b'' = 0.05$  US\$/kW (Valor correspondiente a la tercera etapa)

$$B_{18} = [3 + (7244,58 - 2 \times 900)/100] = 57,45$$

Las tolerancias y los límites del  $M_{VDF}$  se duplican para caso de sistemas aislados mayores, de acuerdo a la nota 3 del numeral 5.2.3 de la NTCSE.

$$P_{18} = 23,761 \text{ MW}$$

→ Por lo tanto:  $C_{18} = \text{US\$ } 68\,255,49$

**b) Cálculo de la compensación por la transgresión del IVDF ocurrido el 28/07/2010****Área Afectada.-** SEIN

**Potencia instalada.-** 6358 MW.

**IVDF del 28.07.2010:** 1040,10 ciclos (17,335 segundos), cuya tolerancia en sistemas interconectados es 600 ciclos (10 segundos), de acuerdo al numeral 5.2.3 de la NTCSE.

**Máxima demanda del área afectada:** 2 917,618 MW (ver Referencias).

Entonces aplicando lo expresado en el numeral 5.2.6 de la NTCSE:

$b'' = 0.05$  US\$/kW

$$B_{28} = [3 + (1040,10 - 900)/100] = 4,40$$

Nótese que este valor  $B_{28}$  se triplica como mínimo.

$$P_{28} = 2\,917\,618,81 \text{ kW}$$

Por lo tanto:  $C_{28} = \text{US\$ } 641\,876,14$

Es decir se compensaría casi 642 mil dólares por la transgresión.

**c) Compensación total por transgresiones al IVDF durante el mes de Julio 2010**

$$C_T = C_{18} + C_{28} = US\$ 68\,262,61 + US\$ 64\,187,14$$

$$C_T = US\$ 710\,131,63 \text{ dolares americanos.}$$

**3.3.3. Tope máximo de compensación mensual al Coordinador**

Como ambos eventos de trasgresión al IVDF fueron responsabilidad del Coordinador COES, este asumiría las compensaciones por dichas transgresiones que ascienden a un total de US\$ 710 161,63.

Sin embargo el numeral 9.1.3 de la NTOTR dispone lo siguiente: “Las compensaciones y sanciones pecuniarias vinculadas a la función de coordinación de la operación en tiempo real, tendrá como tope máximo el equivalente al costo eficiente que se reconoce mensualmente al Coordinador” [28,29].

Dichos costos eficientes están fijados en el artículo 1 de la resolución de OSINERGMIN N° 437-2005-OS-CD, y se muestran en la tabla 2:

**Tabla N° 3.6 Costos eficientes reconocidos al Coordinador**

Descripción	Costo Total
	(US\$)
Costos Eficientes de Inversión	2.629.238,00
Costos Eficientes de la Operación anual	617.108,00
Costos Eficientes del Mantenimiento anual	33.713,00

Por lo tanto el monto a compensar aplicando el TOPE MÁXIMO por compensaciones y sanciones que puede asumir mensualmente el Coordinador es US\$ 112 871,93.

**Tabla N° 3.7 Costos ajustado de Compensación del Coordinador**

Resolución OSINERG N° 437-2005-OS-CD	Costo Anual	Costo Anual	Costo Mensual
	(US\$)	Ajustado (US\$)	Ajustado (US\$)
Costos Eficientes de Inversión	615.142,10	703.642,11	58.636,84
Costos Eficientes de la Operación anual	617.108,00	617.108,00	51.425,67
Costos Eficientes del Mantenimiento anual	33.713,00	33.713,00	2.809,42
		<b>TOTAL</b>	<b>112.871,93</b>

Con el TOPE MÁXIMO se calculará las compensaciones de ambos eventos del mes de julio de 2010 en forma proporcional a las compensaciones calculadas con la NTCSE.

**a) Calculo de compensación por la transgresión del IVDF ocurrido el 18.07.10**

**considerando el TOPE MÁXIMO**

$$C_{18}^1 = C_{18} \frac{\text{TOPE MÁXIMO}}{C_T} \quad (3.2)$$

$$C_{18}^1 = 68\,255,49 \times \frac{121\,871,93}{710\,131,63} = US\$ 10\,848,87$$

**b) Calculo de compensación por la transgresión del IVDF ocurrido el 28.07.10 considerando el Tope Máximo**

$$C_{18}^1 = 641876,14 \times \frac{112871,93}{710131,63} = \text{US\$ } 102\,023,05$$

**3.3.4. Distribución de montos a compensar**

Para la transgresión del IVDF en el área Tumbes, el afectado fue un cliente regulado (ENOSA), el cual es suministrado por tres empresas de generación, por lo que la compensación calculada será distribuida de acuerdo a la máxima demanda de los clientes afectos a la NTCSE alcanzado por los suministradores, según la tabla:

**Tabla N° 3.8 Distribución del monto a compensar transgresión 18/07/2011**

Empresa	Demanda declarada para compensar	Compensación
	KW	US\$
EEPSA	1,246.25	569
EGENOR	5,732.94	2,617.49
KALLPA	16,782.51	7,662.39
<b>TOTAL</b>	<b>23,761.70</b>	<b>10,848.87</b>

Para la transgresión del IVDF en el SEIN, ocurrida el 28 de Julio del 2010, los afectados fueron los clientes regulados y los clientes libres de todo el SEIN, la compensación calculada será redistribuida de acuerdo a la máxima demanda de los clientes afectos a la NTCSE alcanzado por los suministradores, según la tabla N° 3.9.

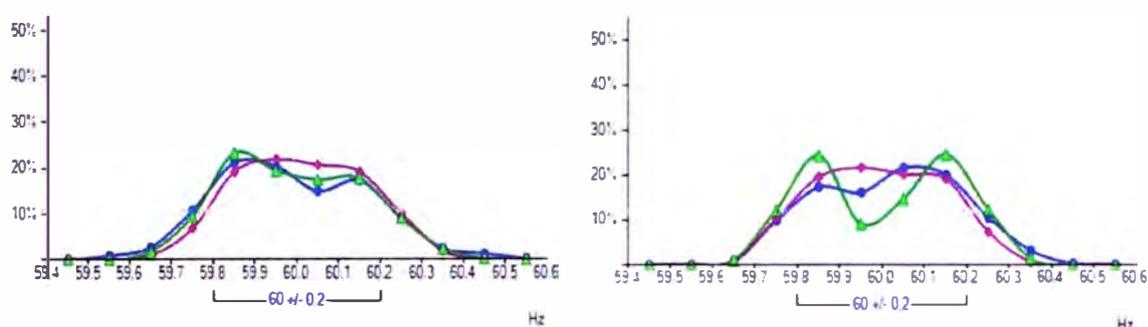
**Tabla N° 3.9 Distribución del monto a compensar transgresión 28/07/2010**

Empresa	Demanda declarada para compensar	Compensación
	KW	US\$
Electroperú	453,977.00	15,874.63
Edegel	812,492.04	28,411.15
Chinango	103,185.28	3,608.17
Enersur	398,203.92	13,924.36
Celepsa	62,411.66	2,182.41
Kallpa	341,657.15	11,947.04
SN Power	98,998.97	3,461.79
Egasa	52,015.72	1,818.88
Egenor	210,773.54	7,370.31
Egamsa	61,585.92	2,153.53
Egesur	6,457.80	225.82
San Gabán	34,631.34	1,210.99
EEPSA	69,952.27	2,446.09
Corona	9,988.77	349.29
Termoselva	132,429.88	4,630.80
Shougesa	52,448.00	1,834.00
SDF Energía	16,409.54	573.81
<b>Total</b>	<b>2,917,618.80</b>	<b>102,023.07</b>

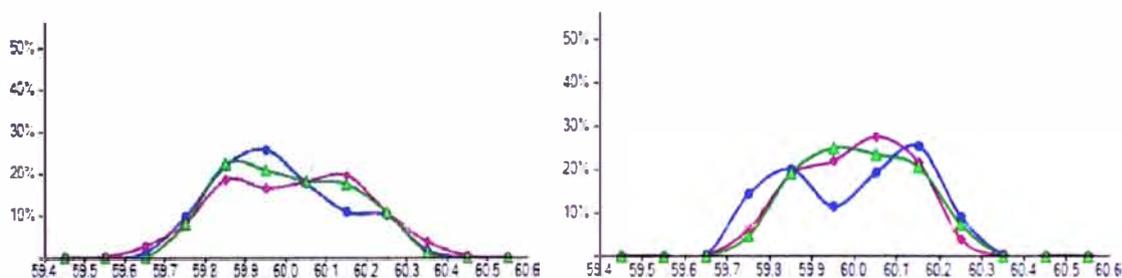
Tratando de encontrarle una justificación al indicador IVDF se presume que sería: garantizar que se haga un uso óptimo de los recursos energéticos en 60 Hz en la operación diaria del sistema así como una operación segura. Solo que estas dos condiciones ya se están garantizando con la regulación automática de frecuencia es decir con un control automático de la generación (AGC).

### 3.4 Análisis de la distribución de la frecuencia en una semana operativa

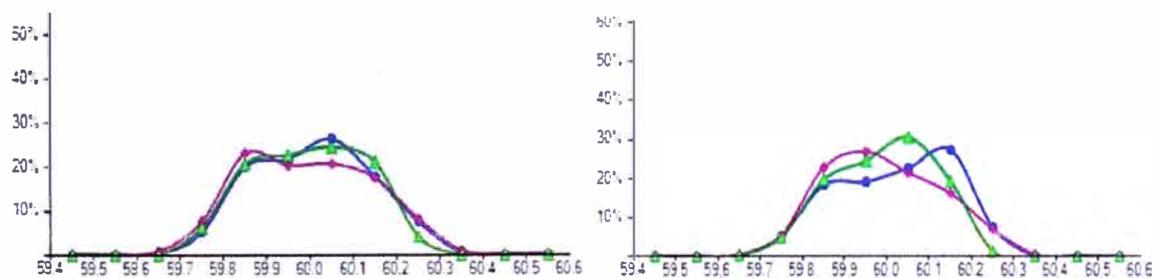
El COES, emite diariamente el Informe de la Evaluación de la Operación diaria del SEIN, en el cual analiza los valores instantáneos de la frecuencia graficando en un diagrama de distribución de la Frecuencia instantánea, a continuación analizamos esto en una semana operativa desde el domingo 13.03.2011 hasta el viernes 18.03.2011:



**Fig. 3.7 Distribución de la Frecuencia Instantánea: 13/03/2011 - 14/03/2011**



**Fig. 3.8 Distribución de la Frecuencia Instantánea: 15/03/2011 - 16/03/2011**



**Fig. 3.9 Distribución de la Frecuencia Instantánea: 17/03/2011 - 18/03/2011**

Dónde:

**Figura de color azul:** Distribución de la frecuencia durante la mínima demanda (23h hasta las 07h).

**Figura de color rojo:** Distribución de la frecuencia durante la media demanda (07am hasta las 18 h).

**Figura de color verde:** Distribución de la frecuencia durante la máxima demanda (18h hasta las 23h).

Se eligió esos días ya que no hubo ninguna falla que originase una restricción importante en el Suministro eléctrico. Se concluye que el margen de tolerancia actual de la variación sostenida es elevado, hay que resaltar que la regulación secundaria es insuficiente ante el crecimiento de las cargas y es realizada en forma manual.

### **3.5 Problemática de corrección del IVDF en los Estados Unidos**

#### **3.5.1 Definición del error de tiempo**

Este nombre nace a partir de la necesidad de encontrar métodos para controlar el tiempo con alta precisión. Sucede que algunos relojes como los eléctricos se mueven de un segundo a otro después de haber contabilizado 60 veces unos sesentavos de segundo ( $1/60$  segundos). Esto lo logra contando el número de veces que la electricidad que usamos en casa oscila. Las compañías productoras de electricidad tratan de mantener la frecuencia de la corriente alterna en 60 ciclos por segundo [30].

Si un reloj solo mueve su segundero después de haber contado 60 de estos ciclos de la corriente alterna, es muy seguro decir que este reloj contará los segundos razonablemente bien. Haciendo esto, un reloj en Florida marcará la misma hora que un reloj en Minneapolis o Nueva York. De esta forma es que los relojes eléctricos fueron construidos desde los años 1920.

Sin embargo mantener la frecuencia en 60 Hz exactos es difícil. En cada momento alguien enciende un foco o un equipo cualquiera provocando que la frecuencia disminuya; al mismo alguien apaga un foco o algún equipo y la frecuencia subirá un poco. La compañía que le provee electricidad trabaja con otras compañías para mantener constante la frecuencia pero debido a la dinámica de las cargas eléctricas en el sistema es imposible tener un valor perfecto 60.0 Hz.

Así como esos minúsculos errores de frecuencia van creciendo o disminuyendo, estos se transforman en segundos en que el reloj eléctrico se atrasa o adelanta con respecto a una medida exacta (hora proporcionada por la National Bureau of Standards time o NIST).

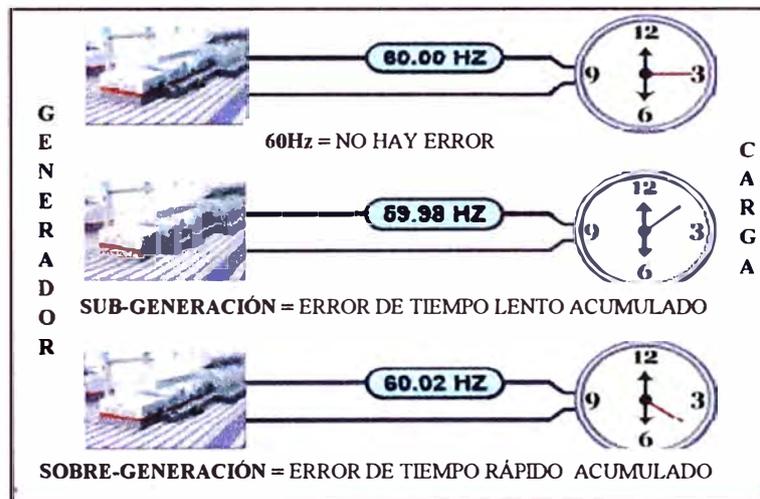
Esa desviación de segundos al final del día se llama Error de tiempo (IVDF en el Perú) y representa la cantidad de segundos que un reloj se adelanta o atrasa con respecto a la hora provista por el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología NIST.

### 3.5.2 Corrección del error de tiempo

Si un reloj eléctrico se adelanta o se atrasa, la hora marcada por este reloj puede ser corregida [30]. Actualmente podemos escuchar la hora en la radio, en la TV, ver en nuestros celulares, mirar en el internet o usar un GPS. También podemos observar en la página web del NIST el cual obtiene la hora exacta de su reloj atómico ubicado en Boulder, Colorado. Pero cuando los primeros relojes eléctricos fueron diseñados ninguno de estas tecnologías existían.

Para saber la hora oficial en cualquier localidad de Estados Unidos puede ingresar al enlace: [www.nist.time.gov](http://www.nist.time.gov), y para saber la hora peruana local sincronizada con un reloj atómico ver: [www.la-hora.org](http://www.la-hora.org).

Entonces, como hacia el hombre de esa época para corregir esos pequeños errores que a la larga se convertían en errores de tiempo mayores. Pues ocurría que las mismas plantas productoras de electricidad podían crear el mismo error en la dirección opuesta. Ellos pueden pero debido a que todas están interconectadas, todas ellas deben hacer esto al mismo tiempo (o de lo contrario una compañía trataría de corregir el error de otra). A esto se llama “Corrección del error de tiempo” y todas juntas generan un poco más o u poco menos que la demanda de sus clientes para corregir este error.



**Fig. 3.10 Acumulación del Error de tiempo en los relojes eléctricos**

### 3.5.3 Comentarios de la NERC en respuesta a presunto cambio en la norma

En este artículo la NERC discute como la corrección del error de tiempo llego a existir. Con un enfoque hacia la confiabilidad, calidad y seguridad del suministro eléctrico la NERC hace preguntas esperando la respuesta de la comisión y la industria con la finalidad de determinar si debe seguir en pie la corrección del error de tiempo. Ante esto, la NERC propone que la comisión convoque a una reunión técnica de trabajo a fin de discutir esta

materia. Finalmente, la NERC discute que la norma BAL-004-1 Estándar de confiabilidad deba ser más específica sobre en qué momento ejecutar una corrección del error de tiempo, incluso hace un requerimiento a la FERC, Comisión reguladora federal de la Energía, para que esta materia no sea incluido en dicha norma (ver Anexo B,) [31, 32].

#### **3.5.4 Marco regulatorio para modificar la norma**

El Congreso de la República de los Estados Unidos en el año 2005 encarga a la FERC la facultad de aprobar y reforzar las reglas que aseguren la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia de los Estados Unidos. Asimismo, la FERC, con el deber de certificar a un organismo que se encargue del desarrollo y verificación de los estándares de calidad de suministro que ella misma dictamine crea la NERC.

Para un sistema eléctrico de potencia en la operación en tiempo real no existe valor en improvisar la frecuencia de operación. Estar operando a 60.5 Hz por una hora y 59.5 Hz la siguiente hora no es lo mismo que operar en 60 Hz durante ambas horas. Si lo miramos desde una perspectiva de error de tiempo, el resultado neto es bueno e igual a cero, el número total de ciclos son corregidos. Sin embargo el operar de ese modo puede traer como consecuencia problemas como inestabilidad de frecuencia, inestabilidad de ángulo en el rotor, desconexiones súbitas de carga y/o generación, separación de áreas de control o salidas en cascadas hasta llegar a un colapso energético.

Es decir dos modos de operación equidistantes del correcto no pueden resultar en una operación correcta. Mientras se espera que la frecuencia se desvíe de su valor nominal (todo sistema de potencia está diseñado para soportar esas variaciones), cambios intencionales de la frecuencia de operación con el propósito de corregir el error de tiempo no sigue ningún propósito de confiabilidad y efectivamente desgasta los márgenes de seguridad que los ingenieros de sistemas de potencia han planificado con anterioridad [31,32].

#### **3.5.5 Tratamiento actual de la corrección del error de tiempo**

En general, la corrección del error de tiempo está siendo tratado de la misma forma como se hacía en los años 1920s. Debido a que el sistema eléctrico norteamericano y canadiense es enorme y está dividido en grandes áreas de control, existe una entidad en cada área de control que tiene que mantener la referencia de tiempo y hacer las correcciones cuando estas se requieran sin poner en riesgo la confiabilidad del sistema. Las entidades que monitorean el tiempo y las interconexiones en Estados Unidos son:

En la región del Occidente, se encarga la WECC.

En la región de Texas, se encarga ERCOT.

En la región de Quebec, se encarga Hydro Quebec.

En la región Oriental, se encargó esta función a the Midwest ISO.

Cuando la corrección del error de tiempo en una región es iniciada, la norma BAL-004-001 especifica que las empresas generadoras de esta región deben cambiar su frecuencia de operación en 0.02 Hz en la dirección indicada por la entidad encargada del monitoreo del tiempo, o incluir un cambio en su valor normal de potencia de intercambio basado en el Bias Setting de su AGC de tal modo que produzca el mismo resultado.

Todas las empresas dentro de dicha región son requeridas a participar en la corrección del error de tiempo de modo coordinado en el inicio y final del tiempo especificado como de la nueva frecuencia. La corrección del error de tiempo es detenida cuando un objetivo específico es alcanzado (un error menor de 0,5 segundo). En situaciones de contingencia es posible detener la ejecución de esta corrección hasta después que el sistema se encuentre en operación normal [31,32].

### **3.5.6 Discusión actual para derogar la corrección del error de tiempo**

La NERC está investigando la posibilidad de eliminar la corrección del error de tiempo, por lo que está recolectando medidas de la frecuencia eléctrica de las áreas de control del Sistema eléctrico de potencia de los Estados Unidos, incluyendo el número de minutos durante los cuales la frecuencia instantánea estuvo por debajo del límite normalizado (59,95 Hz).

Durante el periodo de Julio 2005 hasta Marzo 2010 se calculó que aproximadamente el 44% de las lecturas tomadas donde la frecuencia estuvo por debajo de 59,95Hz ocurrió durante el proceso de corrección del error de tiempo con una frecuencia consigna de 59,98Hz.

Se ha detectado que casi todos esos minutos representaron desviaciones de frecuencia que no hubiesen ocurrido si la frecuencia consigna hubiera sido 60,00 Hz. En otras palabras, se concluyó que el 97% de los valores instantáneos de la frecuencia en ese periodo de medición no hubiesen transgredido el límite inferior de frecuencia de operación si la corrección del error o desviación de tiempo estuviese derogado. Es por ello que las partes interesadas de la NERC se preguntan si el cambio de consigna a una frecuencia de operación diferente a 60Hz para la corrección del error de tiempo es apropiado [31,32].

Debido a ello la NERC está planeando suspender momentáneamente la corrección de la desviación de tiempo, ya que a su criterio esto no afectaría la calidad ni la seguridad del

sistema, aun así están reuniéndose con representantes de la gran industria (fábricas de equipos, compañías de software, industria química, fabricantes de computadoras y muchos otros) para saber sus opiniones al respecto.

Adicionalmente los integrantes de la NERC han indicado que el costo de implementar un programa de corrección del error de tiempo resulta en un potencial costo adicional de combustible con máquinas que son exigidas a sobre y sub generar fuera de su frecuencia nominal.

La NERC también observo que las circunstancias actuales han cambiado respecto a cuándo la corrección del error de tiempo era necesaria. En efecto las formas de medir el tiempo en la actualidad es diversa y mejorada como:

- a) Transmisiones de radio de onda corta y baja frecuencia de la NIST.
- b) Lugares con acceso telefónico o vía internet al portal de información del tiempo de la NIST.
- c) Redes satelitales de las cuales un GPS pueda comunicarse con la NIST.
- d) Proveedores de televisión por cable o satélite.
- e) Una computadora personal el cual tiene relojes osciladores de cristal Quartz.

La NERC cree que es válido y apropiado monitorear la acumulación del error de tiempo y usarlo esto como un indicador de performance de una interconexión. En conclusión, la NERC de modo respetuoso requiere de la Comisión federal reguladora de la Energía (FERC) una orden consistente con los comentarios establecidos en el presente que convenga en una conferencia técnica sobre la corrección del error de tiempo antes de dirigir cambios futuros en la norma de calidad BAL-004-1 [31,32].

## **CAPITULO IV**

### **IMPACTO DE LA CORRECCIÓN DEL IVDF EN EL SEIN**

El control de la frecuencia debe realizarse para evitar el daño de los equipos por exposición a frecuencias anormales y para tener un aprovechamiento óptimo de los recursos naturales que son explotados.

#### **4.1 Impacto de la frecuencia en los equipos de generación**

Tanto el generador como la turbina presentan limitaciones de operación ante valores anormales de frecuencia que pueden ser tolerados. Las condiciones de frecuencia anormal pueden causar disparos de generadores, que líneas de enlace se abran por sobrecarga o que partes del sistema se separen debido a las oscilaciones de potencia.

En el generador a un valor reducido de frecuencia se presenta una reducción en su capacidad de generación. Por el lado de las turbinas de vapor y gas, la desviación de la velocidad nominal bajo carga origina estímulos de frecuencia cercana a una o más de las frecuencias naturales de los alabes, y habrá un incremento en los esfuerzos vibratorios, el detalle radica a que este daño es acumulativo en los álabes, lo cual con el tiempo se traduce en la fractura de algunas de sus partes.

Debido a ello, cada generador presenta un relé de baja frecuencia con temporizador incluido para disparar al equipo como medida correctiva, adicionalmente el sistema eléctrico cuenta con esquemas de desconexión automática de carga ante valores de frecuencia de 59,00 Hz. Para liberar la sobrecarga en el generador, minimizando el riesgo de daño, la posibilidad de eventos en cascada y restaurando la frecuencia a su valor nominal.

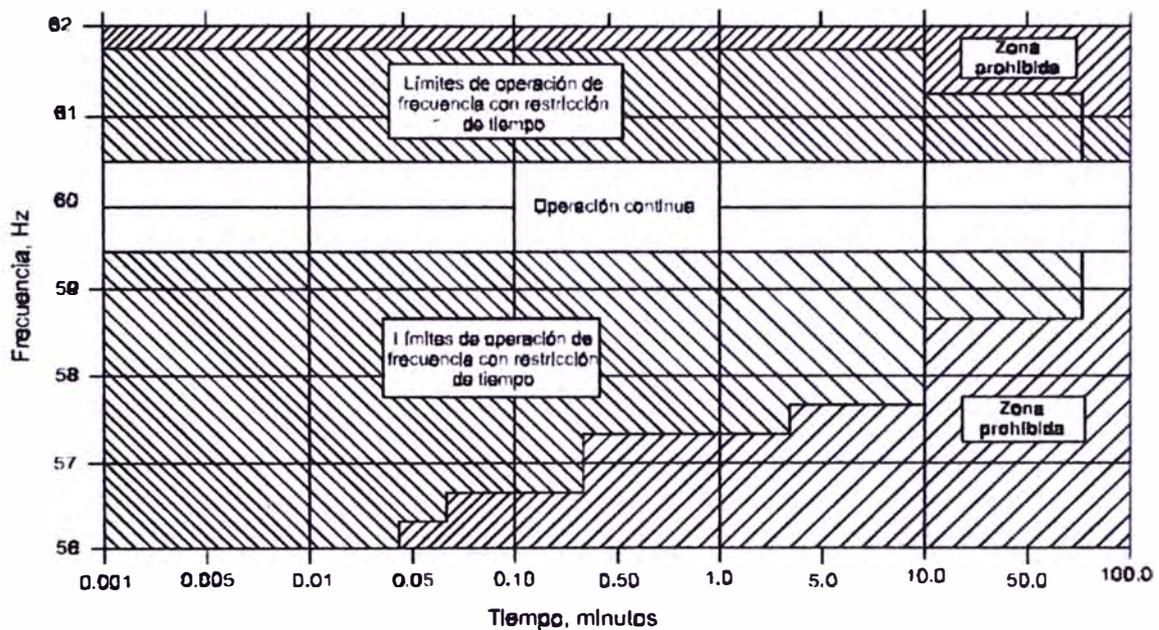
Las partes principales de una central afectadas por la operación a frecuencia anormal son: el generador, la turbina, el transformador elevador y las cargas auxiliares de la subestación. Implica la protección del equipo contra el daño que podría presentarse. Se considera laprevencción de un disparo accidental de la unidad generadora cuando el tiempo de exposición no excedió los límites de diseño de la máquina.

##### **4.1.1 Para centrales térmicas de vapor**

**En el generador:** Aunque no exista todavía una norma sobre operación a frecuencia anormal de un generador, la reducción de frecuencia origina ventilación reducida; por lo que la operación a frecuencia reducida será a potencia reducida. Esto produce también altas corrientes tomadas por la carga, que podría causar que se exceda la capacidad térmica de tiempo corto de la máquina. Para ello es usado relés de sobrecorriente como elemento de protección [7].

Durante la operación a sobrefrecuencia por operar con carga ligera o sin carga no producirá sobrecalentamientos del generador, por el contrario mejorará la ventilación de la máquina y reducirá la densidad de flujo magnético por ella.

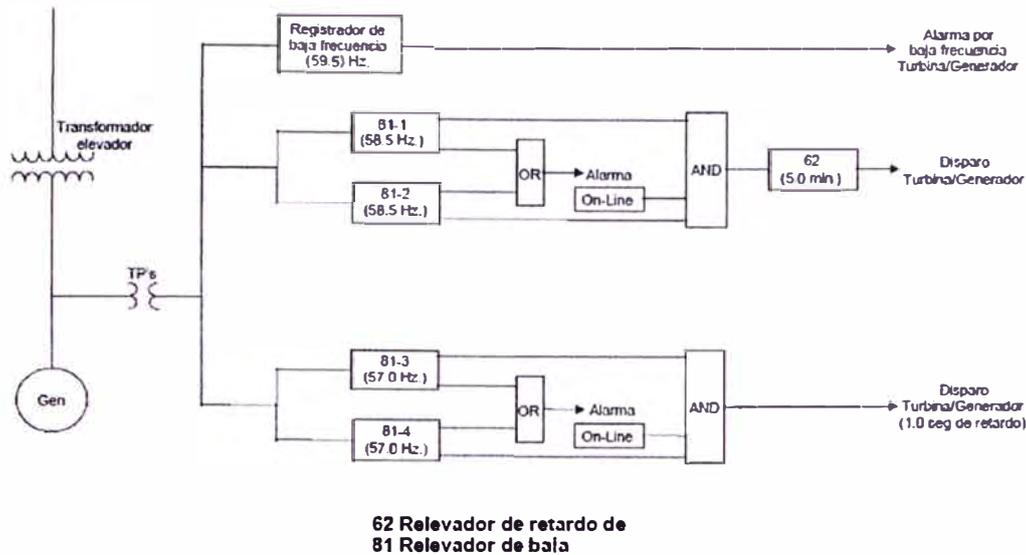
**En la turbina:** Aquí el elemento sensible a la frecuencia (velocidad síncrona) son los alabes largos en la sección de baja presión de la turbina. Como se muestra en la figura 4.1:



**Fig. 4.1 Límites de operación típicos de turbinas de vapor**

La operación de estas etapas bajo carga conducirá a daño por fatiga de los alabes y finalmente a la falla de estos. Este problema es más severo si está fluyendo una corriente de secuencia negativa por la armadura del generador, excitando frecuencias torsionales de 120 Hz.

En el caso de sobrefrecuencia, se dará una condición de sobrevelocidad en la turbina, el cual será mitigado mediante las acciones del operador del Sistema al disminuir el control del gobernador corrigiendo la velocidad de la turbina. Debe considerar el impacto de la sobrefrecuencia en la protección de sobrevelocidad y el aislamiento de la unidad, necesario para asegurar la coordinación y la protección de los álabes de la turbina.



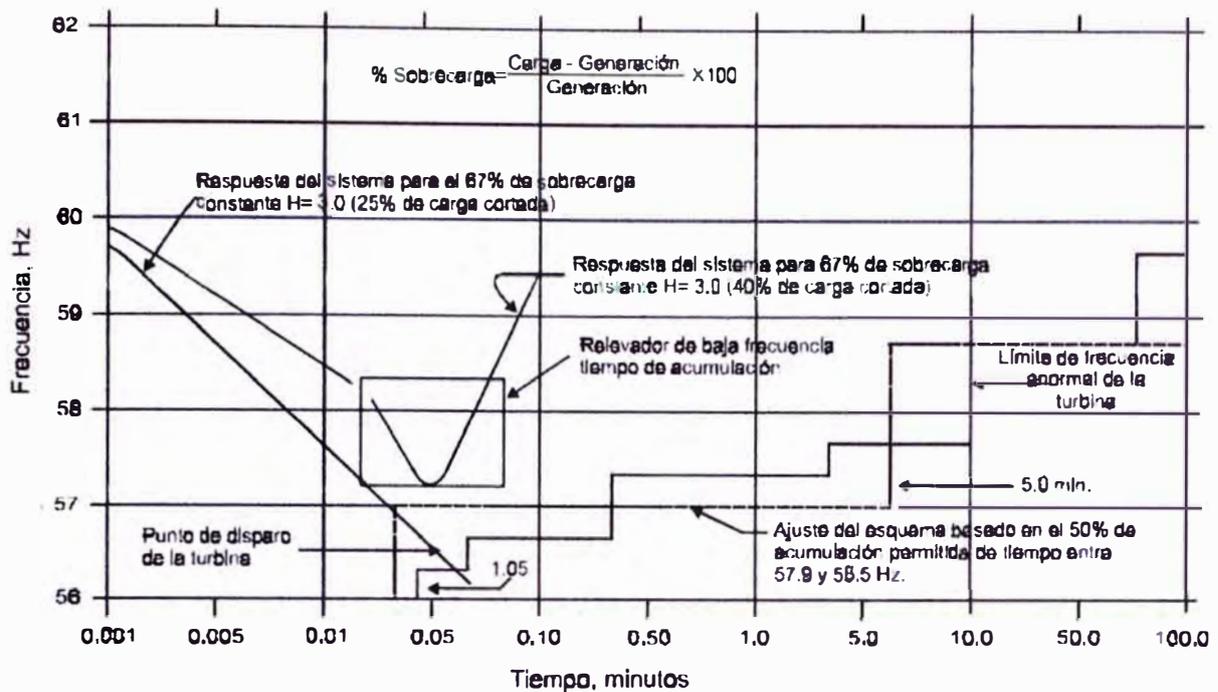
**Fig. 4.2 Esquema de protección ante frecuencia anormal**

**Tabla N° 4.1 Ajuste de frecuencia y temporizador en centrales térmicas de vapor**

Banda de Frecuencia Hz	Retardo de Tiempo	Comentarios
60,0 - 59,5	-	Sin acción de relés. La turbina puede operar continuamente
59,5	Ninguno	Alarmas del registrador de frecuencia
59,5 - 58,5	-	El operador del Sistema debe cortar carga o aislar la unidad en 30 minutos
58,5 - 57,0	5 minutos	Estas bandas podrían disparar o alarmar, dependiendo de las prácticas de las empresas. Por "alarma", el operador tiene este tiempo para cortar carga o aislar la unidad.

La protección primaria de la turbina ante baja frecuencia son los esquemas de rechazo automático de carga ERACMF. Un corte de carga apropiado puede hacer que la frecuencia del sistema regrese a valores normales antes que los límites de operación de la turbina sean excedidos. Los límites de frecuencia anormal son basados generalmente en las peores condiciones debido a que:

- Las frecuencias naturales de los alabes dentro de una etapa difieren debido a tolerancias de manufactura.
- La fatiga podría incrementarse con operación normal ante golpeteo, corrosión y erosión de los bordes de los alabes.
- El límite debe considerar también el efecto de pérdida adicional de vida de los alabes ocurrido durante operación normal.
- Los sistemas de potencia cuyo diseño permite la formación de islas eléctricas debe considerar también la protección de baja frecuencia del turbogenerador.



**Fig. 4.3 Ejemplo de aplicación**

En la figura 4.3 se muestra la característica de ajustes del relé esta en líneas punteadas y la línea solida representa los límites de daño de la por baja frecuencia, A continuación se sugiere los siguientes criterios de diseño [7]:

1. Establecer los puntos de disparo y los retardos de tiempo con base en los límites de frecuencia anormal del fabricante de la turbina.
2. Coordinar los relés de disparo por baja frecuencia del turbogenerador con el Esquema de desconexión automática de carga.
3. La falla de un relé de baja frecuencia no debe causar un disparo innecesario de la máquina.
4. La falla de un relé de baja frecuencia para operar durante una condición de baja frecuencia no debe arriesgar el esquema de protección integral.
5. Los relés deben ser seleccionados con base en su exactitud, rapidez de operación y capacidad de reposición.
6. El sistema de protección de baja frecuencia de la turbina debe estar en servicio si la unidad esta sincronizada al sistema.
7. Proporcionar alarmas separadas para alertar al coordinador del sistema de una frecuencia menor que la normal y de que hay un riesgo de disparo por el tiempo expuesto a esta condición.

**En los servicios auxiliares:** En los servicios auxiliares de la planta de vapor: los equipos más limitados son generalmente las bombas de agua de alimentación de la caldera, bombas

de agua de circulación y bombas de condensado, puesto que un porcentaje de reducción de velocidad síncrona causa un mayor porcentaje de pérdida de su capacidad. La frecuencia crítica en la cual el comportamiento de las bombas se ve afectada varía de planta en planta, por lo que el nivel de frecuencia segura mínima para mantener la salida de la planta depende de cada planta, del diseño del equipo y la capacidad asociada de cada unidad.

La protección contra operación a baja frecuencia es usualmente asignada al equipo de protección térmica, pero es posible una protección más refinada usando un relé sensible a la frecuencia o un relé de Volts por Hertz, el cual mide las condiciones reales del sistema.

#### **4.1.2 Para centrales térmicas a gas**

Las limitaciones para generadoras de turbinas de combustión son parecidas en muchos aspectos a las generadoras a vapor, sin embargo existen ciertas diferencias que originan diferentes requerimientos de protección [7].

Ante una condición de baja frecuencia por intentar mantener su potencia de salida o incrementarla, la turbina tiende a aspirar mayor cantidad de aire mas no podría quemar mayor cantidad de combustible por lo que su eficiencia disminuiría y también perdería flujo de aire lo que puede provocar sobretensión en los alabes, que en el peor caso dispararía la unidad. Las Turbogases presentan un sistema de control que descarga automáticamente la unidad reduciendo el flujo de combustible de acuerdo a como baja su velocidad. Este control es para proteger a los alabes de la turbina contra daños y al generador contra sobrecalentamiento durante la operación a baja frecuencia.

En general las TGs tienen una mayor capacidad de operar a subfrecuencias que las TVs, particularmente si el sistema de control incluye una característica de reducción de carga. Su operación en forma continua está en el rango de 56-60 Hz, siendo los alabes de la turbina el factor limitante. Se recomienda ajustar su punto de disparo en el nivel inmediato inferior del menor punto de disparo para las TVs en la vecindad. Se debe tomar en cuenta estos criterios para las TGs:

1. Usar un relé de baja frecuencia por cada unidad, alimentado por los transformadores de potencial de la unidad.
2. Si desea agregar seguridad, se debe supervisar el disparo con un segundo relé de baja frecuencia. Este relé puede ser común a varias unidades.
3. Se debe tener siempre un sistema de protección por baja frecuencia proporcionada por el fabricante en el sistema de control de la unidad, pudiendo ser requerida la coordinación de ajustes y lógica de disparos con la protección externa.

#### **4.1.3 Para centrales térmicas de ciclo combinado**

Se recomienda proporcionar esquemas separados de protección por baja frecuencia para cada unidad de la planta de ciclo combinado, el método usado deberá seguir las recomendaciones descritas previamente para cada unidad de gas como de vapor.

La potencia de salida de la TV seguiría a la potencia de salida de la TG retrasado por la recuperación de calor del vapor en un tiempo promedio de 120 segundos.

#### **4.1.4 Para centrales hidráulicas**

Las turbinas hidráulicas pueden usualmente tolerar desviaciones de frecuencia mucho mayores que las unidades de gas o vapor [7]. La protección de baja frecuencia no es normalmente requerida para la protección de la turbina. El índice máximo de cambio de flujo de agua a través de la turbina es muchas veces limitado por las presiones máximas o mínima que pueden ser toleradas en la válvula de bloqueo de agua.

La velocidad limitada a la cual puede ser cerrada la compuerta de entrada de agua podría causar sobrevelocidades superiores al 150% de la nominal bajo pérdida súbita de carga, debiendo regresar en segundos a su velocidad nominal por acción del gobernador. En caso se tenga una falla del gobernador, la turbina podría desbocarse a velocidades del 200% de la nominal debiendo actuar de inmediato la protección por sobrefrecuencia la cual cerraría las compuertas de entrada de emergencia de la turbina o las válvulas aguas arriba de dicha compuerta.

Adicionalmente se debe tomar cuidado durante la exposición a bajas frecuencias en los sistemas de protección auxiliar y en la relación de tensión/frecuencia.

El dato importante de las turbinas hidráulicas, en caso que dicha central participe de la regulación secundaria de frecuencia es la constante de tiempo del agua TW [33].

Un aspecto importante a resaltar de las centrales hidráulicas en el SEIN es que casi todas cuentan con una taza arriba de la tubería forzada que lleva el agua hacia la casa de máquinas. La utilidad de esta taza es que le permite a la central participar de la regulación primaria de frecuencia. En efecto, al contar con una taza, la central puede variar su generación en un rango de 0 hasta 30 segundos.

Para el caso de participar en la regulación secundaria, la central hidroeléctrica necesita no una taza, sino un embalse de mayores proporciones el cual le permite subir y bajar su generación de manera sostenida por un lapso de 30 segundos hasta 30 minutos.

#### **4.1.5 Comportamiento de los generadores del SEIN con la frecuencia**

Durante el año 2010 el área de Programación del COES inició un análisis del aporte a la

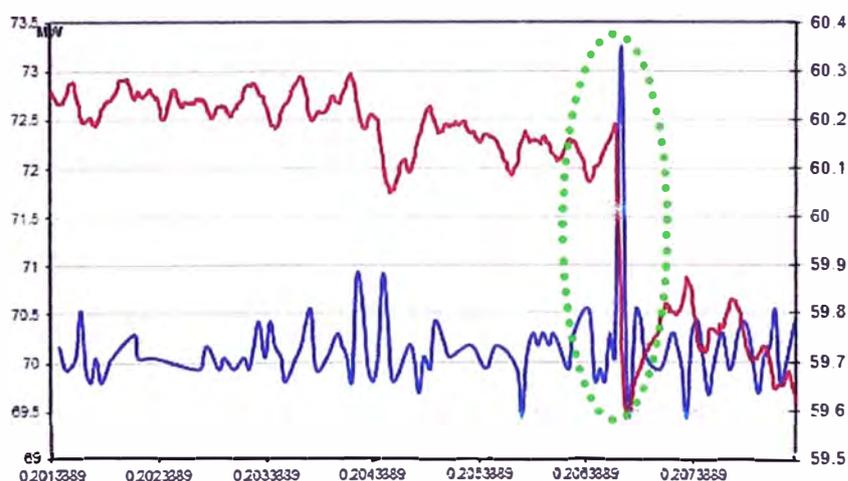
regulación primaria de la frecuencia de algunas centrales de generación del SEIN frente a caídas bruscas de la frecuencia del sistema, para ello tomó como casos de estudios aquellos en que debido a la desconexión de un central importante la frecuencia disminuyó a valores cercanos a 59Hz, entre los resultados más importantes se obtuvieron la respuesta de las central de Ventanilla, Machupicchu y Huinco:

#### a) En el Caso de la unidad TG3 de la Central Térmica de Ventanilla

La central térmica de Ventanilla está ubicado al norte de Lima, cuenta con dos generadores (TG3 y TG4) accionados cada uno por una turbina de gas y un generador accionado por una turbina de vapor que reutiliza los gases liberados por las Turbogases, haciendo un total de 474 MW.

En la unidad TG3 de la CT Ventanilla, propiedad de Edegel se tuvo que un descenso de la frecuencia del sistema ocasionó que la generación de esta se incrementara por un tiempo corto para luego descender, siendo esto insuficiente para la regulación primaria de la frecuencia.

Esto se explica dado que en el caso de las centrales térmicas se tiene que un descenso en la frecuencia originará que se consuma más aire a fin de compensar la variación, pero su eficiencia disminuirá por el lapso corto de tiempo que tiene para la quema de combustible en la cámara de combustión, originando esto un pico en la potencia de la máquina por un lapso corto de tiempo.

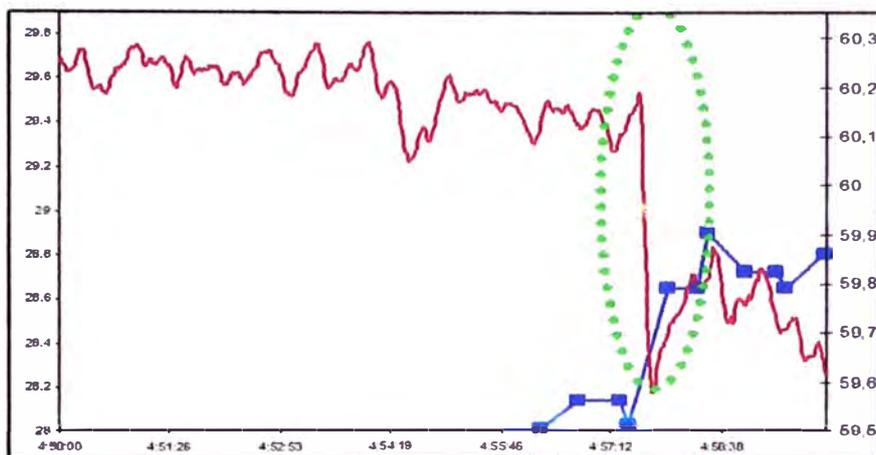


**Fig. 4.4 Frecuencia (Hz, Rojo) vs. Potencia TG3 CT Ventanilla (MW, Azul)**

#### b) En el caso de la Central Hidráulica de Machupicchu

De propiedad de EGEMSA, ubicada en la provincia de Aguas Calientes cerca del Santuario de Machupicchu, Cusco. Cuenta con un embalse Sibiracocha del tipo Estacional lejos de la central que almacena el agua proveniente de los nevados aledaños, de la salida

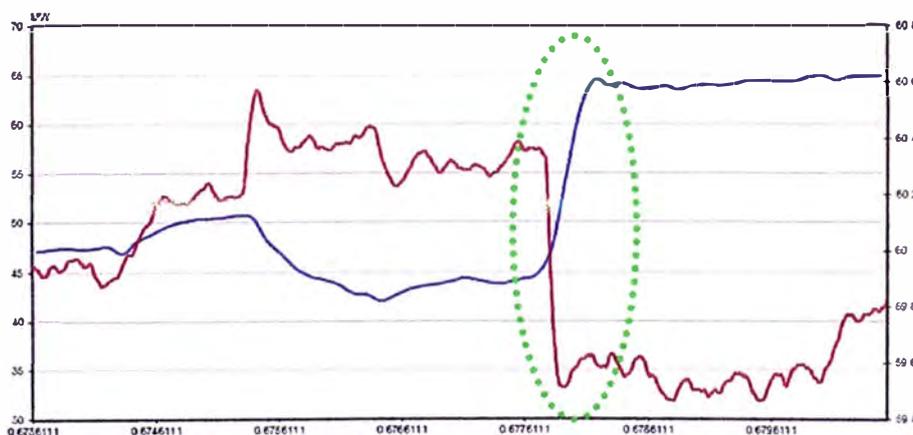
de este embalse se une con el caudal del río Vilcanota llegando a la Central directamente. Cuenta con 3 grupos que en conjunto generan 88 MW. Es una CH de Pasada. Su contribución a la regulación primaria de frecuencia es pequeña debido a que por el pequeño tamaño de su embalse que genera vertimientos y su bajo coste es despachado a plena carga. En la figura se observa como la Central subió únicamente 0,7MW ante la caída de la frecuencia.



**Fig. 4.5 Frecuencia (Hz, Rojo) vs. Potencia CH Machupicchu (MW, Azul)**

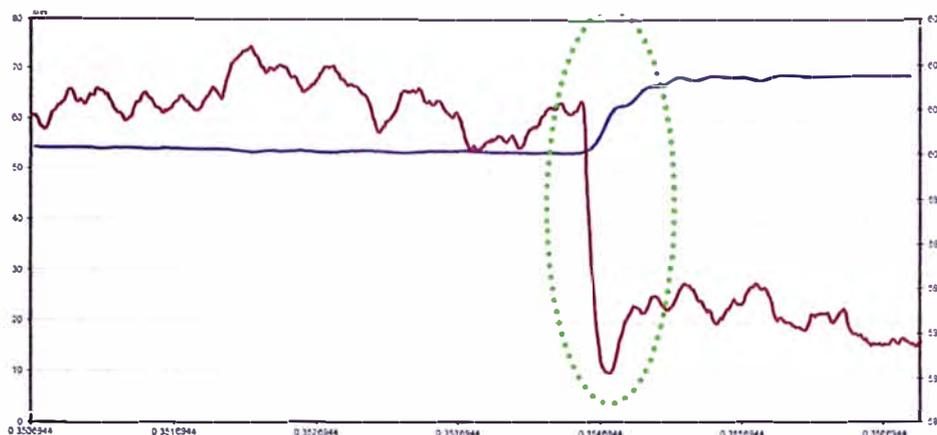
#### c) En el caso de la Central Hidroeléctrica de Huinco

**Grupo 4 de la CH Huinco:** El día 29 de abril se realizó pruebas de rechazo de carga con 162MW de la CH El Platanal. Para estas pruebas se subió la generación del sistema hasta tener una frecuencia de 60,325Hz. Como consecuencia de esta prueba la frecuencia disminuyó hasta 59,5 Hz. Se tuvo que la generación del Grupo 4 de la CH Huinco aumentó de 45 a 65MW.



**Fig. 4.6 Frecuencia (Rojo) vs. MW del G4 de la CH Huinco (Azul)**

**Grupo 2 de la CH Huinco:** El día 22 de mayo del 2010 desconectó la unidad G2 de Mantaro con 89 MW y como consecuencia la frecuencia disminuyó hasta 59,51 Hz. Se tuvo que la generación del Grupo 2 de la CH Huinco aumentó desde 55 hasta 70 MW.



**Fig. 4.7 Frecuencia (Hz, Rojo) vs. Potencia G2 CH Huinco (MW, Azul)**

#### **4.2 Impacto de la frecuencia en los equipos de transmisión**

Se ha detectado en los transformadores de potencia y reactores que cuando mayor es la relación Voltios/Hertzios la influencia del flujo de saturación en la corriente de magnetización del núcleo se incrementa. En caso que debido a estar operando con subfrecuencias se activase el ERACMF en el SEIN, la pérdida de carga genera un aumento de las tensiones en las barras lo que si incrementaría notablemente la relación Voltios/Hertzios en los transformadores de potencia.

Los SVC's y filtros están diseñados para disparar si la frecuencia se mueve por debajo del nivel para el cual han sido diseñados. Dichos disparo podría reducir la habilidad de controlar la tensión y podría necesitar el disparo de cargas para evitar una excesiva distorsión armónica.

En las líneas de transmisión, transformadores, SVC's, reactores, bancos de condensadores el efecto de corregir la desviación del IVDF es insignificante ya que estas frecuencias no exceden de +/- 0,4Hz.

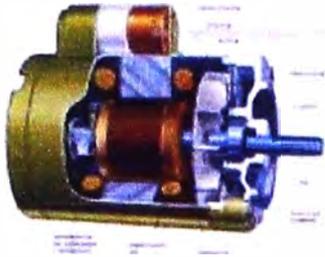
Se ha visto que en la SE Cotaruse cuando la regulación secundaria de la frecuencia la realiza la CH Charcani V. al estar ubicado en el lado Sur provoca que el flujo por la interconexión Mantaro-Socabaya disminuya, esto origina que la tensión en la SE Cotaruse muchas veces alcance los 231kV sobrecargándose los reactores de 50MVAR hasta 57MVAR, si la sobrecarga es sostenida por varios minutos lo que se hace es conectar un reactor más en la SE Cotaruse.

#### **4.3 Impacto de la frecuencia en las cargas**

La demanda de un sistema de potencia está compuesta principalmente de elementos resistivos, inductivos y capacitivos.

También es posible dividir las cargas de un sistema de potencia en cargas no rotativas

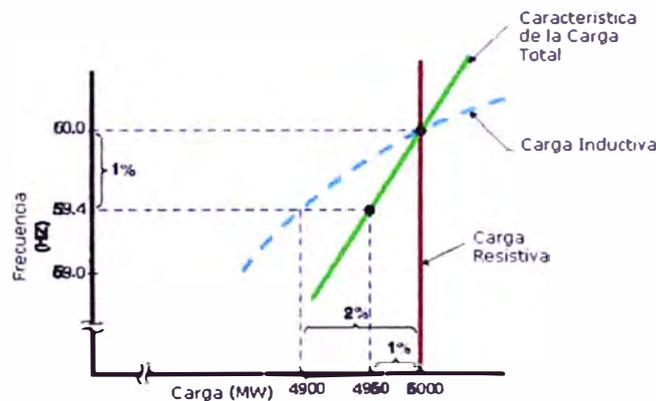
(resistencias, altamente dependiente de la tensión) y las cargas rotativas (bobinas y condensadores, altamente dependiente de la frecuencia), dependiendo de la componente de carga en cada instante, esta reacciona frente a la frecuencia.



**Fig. 4.8 Cargas rotativas y Cargas no rotativas en un Sistema de Potencia**

La inercia del conjunto turbina – generador ayuda a mantener la frecuencia del sistema de potencia a un valor constante. Las fuerzas inerciales se oponen a los cambios de la frecuencia. Entre las muchas fuentes de inercia podemos contar con los generadores, los motores y toda carga rodante conectada.

Dependiendo de la componente de la carga en cada instante, esta reacciona frente a la frecuencia (Fenómeno de la autorregulación de la carga).



**Fig. 4.9 Autorregulación – Efecto de la carga**

En el caso de los motores eléctricos, estos cuentan en muchos casos con variadores de velocidad. Las cargas en general pueden ser protegidas con protecciones de sobre y baja frecuencia ajustados con bandas más estrechas y retardos de tiempo menores que los generadores cuya función es proteger a los consumidores finales sean libres o regulados.

## **CAPITULO V**

### **ALTERNATIVAS PARA MEJORAR LA CORRECCIÓN DEL IVDF**

#### **5.1 Alcances de la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real**

**Artículo 6.3.6:** Si el error acumulado de frecuencia en un momento determinado del día excede las tolerancias especificadas para el IVDF, el Coordinador establecerá una estrategia de recuperación y la implementará. Las frecuencias de recuperación establecidas como parte de esta estrategia, en ningún caso ocasionaran que las tolerancias para los otros indicadores sean excedidas. Asimismo, la estrategia implementada deberá considerar el criterio a mínimo costo [13].

**Artículo 7.4.2-b:** La DOCOES elaborara cada 4 años los estudios de estabilidad necesarios para definir las nuevas calibraciones de los estatismos permanentes y transitorios de los reguladores de velocidad.

**Artículo 8.2.5:** Durante el proceso de restablecimiento del sistema, el Coordinador autorizará la reconexión de cargas y coordinará con los integrantes del Sistema la regulación secundaria de frecuencia en el rango de 59,7 a 60,3 Hz.

**Comentario:** La NTOTR establece que durante el proceso de corrección del valor de la desviación del IVDF no se excederán las tolerancias de los otros indicadores de calidad de frecuencia, Sin embargo, en ninguna parte de esta norma indica la estrategia o criterios para corregir la desviación del tiempo IVDF.

#### **5.2 Magnitud de las compensaciones por frecuencia según la NTCSE**

La presente sección está destinada a analizar la magnitud de las compensaciones determinadas por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos de los indicadores de calidad de la frecuencia, caso resultasen transgredidos.

El objetivo inmediato de las compensaciones es sancionar al ofertante de un servicio eléctrico por suministrarlo en condiciones de calidad deficiente. Esta interpretación no es suficiente para llegar a alcanzar alguna conclusión. El objetivo inmediato de la compensación es por un lado incentivar a los oferentes de un servicio para que lo produzcan en condiciones de buena calidad.

Por otra parte, la compensación por mala calidad del servicio de la frecuencia que paguen los generadores debería resarcir a los usuarios por el daño infringido al adquirir un producto en condiciones de baja calidad.

Debido a que la Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos considera el pago de las compensaciones a los usuarios afectados por la mala calidad del servicio eléctrico, puede aseverarse que posee y de manera explícita la condición de resarcirlos por el daño infringido. De esta aseveración podemos concluir que la NTCSE está del lado de la demanda.

De igual manera es importante saber si la NTCSE está sub compensando o sobre compensado a los usuarios al recibir un producto de mala calidad.

En este sentido, un indicador adecuado de medición es el costo de racionamiento dimensionado para el usuario promedio, que viene a ser, una homogeneización de los costos de racionamiento por usuario (libre y regulado), cuyo valor desde 1999 se ha mantenido en US\$250 por MWh.

### 5.2.1 Caso de la variación sostenida de la frecuencia

Sabemos que si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo acumulado superior al uno por ciento del período de medición (quince minutos), es decir nueve segundos, la energía eléctrica se considera de mala calidad.

La compensación a pagar es:

$$C(VSostF) = \sum_q b \times Bq \times E(q) \quad (5.1)$$

Como actualmente nos encontramos en la tercera etapa:

$b = 0,05$  US\$/KWh. (de aplicación definitiva).

Consideremos una potencia media suministrada de 3988MW.

La energía en KWh suministrada durante 15 minutos es:

$$Eq = 3988MW \times 15 \text{ min} \times \frac{1 \text{ hora}}{60 \text{ min}} \times \frac{1000KWh}{1MWh} = 997000KWh$$

Usando la tabla 2.1, se va a ir calculando el valor del coeficiente Bq según el valor del  $\Delta f_q$  (delta o desviación de la frecuencia respecto al valor nominal en porcentaje) el cual haremos que varíe desde cero hasta +/- 1,6 %.

A fin de visualizar el comportamiento de la compensación (US\$) con respecto al delta de frecuencia se elaboró la siguiente tabla:

**Tabla N° 5.1 Compensación por Variación Sostenida de Frecuencia**

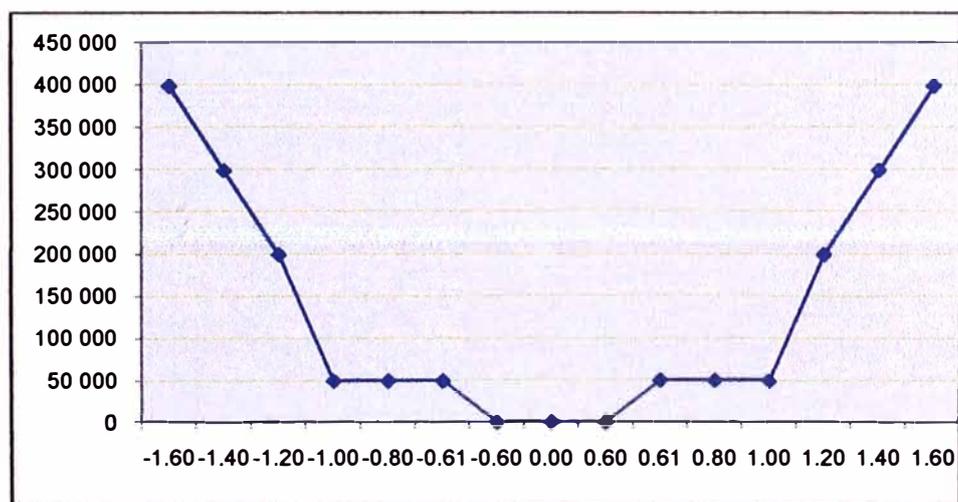
Delta de Frecuencia (%)	Compensación US\$
-1,60	398800
-1,40	299100
-1,20	199400
-1,00	49850
-0,80	49850
-0,61	49850
-0,60	0
0,00	0
0,60	0
0,61	49850
0,80	49850
1,00	49850
1,20	199400
1,40	299100
1,60	398800

Si graficamos estos resultados en el plano x-y, donde:

X = Delta de Frecuencia en porcentaje.

Y = Compensación por Transgresión al indicador Variaciones Sostenidas de Frecuencia.

(En dólares americanos).



**Fig. 5.1 Variación sostenida Frecuencia vs. Compensación US\$**

#### Conclusiones:

- Cuando la frecuencia instantánea está dentro del rango de 0,6% de su valor nominal, no existe compensación a pagar puesto que cumple lo dispuesto en la NTCSE.
- Cuando la frecuencia registrada por un tiempo superior al 1% del periodo de medición (7,2h) está dentro de los siguientes márgenes: [59,4; 59,64] ó [60,36; 60,6] Hz, la compensación que las generadoras tienen que pagar a los clientes libres y regulados es de US\$ Cuarenta y nueve mil ochocientos cincuenta dólares americanos.

- Los otros valores que corresponden para un delta de frecuencia superior a 1%, generan una compensación superior a los 200 mil dólares americanos.

### 5.2.2 Caso de la variación súbita de la frecuencia

Aplicando la fórmula para el cálculo de la compensación por variación súbita de la Frecuencia:

$$C(V_{SubF}) = b' \times B_m \times P_m \quad (5.2)$$

El valor del número de variaciones súbitas de frecuencia durante un minuto ( $N_{vsf}$ ), se calcula según la tabla 2.2. Para 2 o 3 variaciones súbitas, la compensación asciende a:

$$Eq = 0.05 \frac{US\$}{KW} \times 1 \times 3988 MW \times \frac{1000 KW}{1 MW} = 199400 US\$$$

Haciendo una tabla  $N_{vsf}$  vs. Compensación:

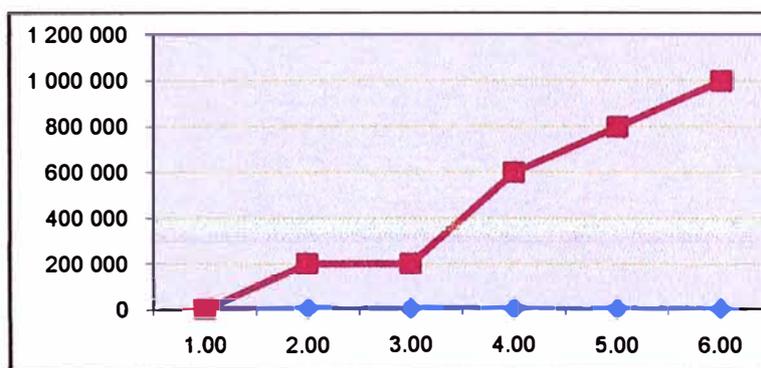
**Tabla N° 5.2 Compensación por Variación Súbita de Frecuencia**

N <sub>vsf</sub>	Compensación
	(US\$)
1	0
2	199400
3	199400
4	598200
5	797600
6	997000

Si graficamos estos resultados en el plano x-y, donde:

X = Delta de Frecuencia en porcentaje.

Y = Compensación (\$) por Transgresión al indicador de Variaciones Súbitas



**Fig. 5.2 Variación Súbita Frecuencia vs. Compensación US\$**

De este gráfico podemos concluir que la norma solo tolera una variación súbita de frecuencia en el periodo de medición. Para valores de dos o tres súbitas en el sistema, el monto a compensar por parte de los generadores es de cerca a los 200 mil dólares. Para un número de variaciones súbitas mayor a 3 la compensación tiene un crecimiento lineal.

### 5.2.3 Caso de la variación diaria de la frecuencia IVDF

Si el valor del indicador de variaciones diaria de la frecuencia IVDF al cerrar el día está fuera del rango de tolerancia establecido de +/- 10 segundos o 600 ciclos, entonces la NTCSE considera que la energía eléctrica es de mala calidad por lo que los productores de electricidad reunidos en el COES tendrán que pagar a las empresas distribuidoras y clientes libres un monto en dólares.

La compensación a pagar se determina mediante la fórmula:

$$C(VdiariaF) = \sum_{dmes} b'' \times B_q \times P_d \quad (5.3)$$

Donde el valor de b'' corresponde actualmente a la etapa definitiva o tercera etapa, cuyo valor es de 0.05 US\$/kW

Pd.- Es la potencia máxima suministrada durante el día d, expresada en kW. Para nuestro grafico consideraremos una potencia máxima suministrada Pd de 3988,75MW.

Elaborando una tabla donde el valor absoluto del IVDF varía desde cero hasta los 1500 ciclos (25 segundos de desviación) y usando la tabla 2.3 tenemos:

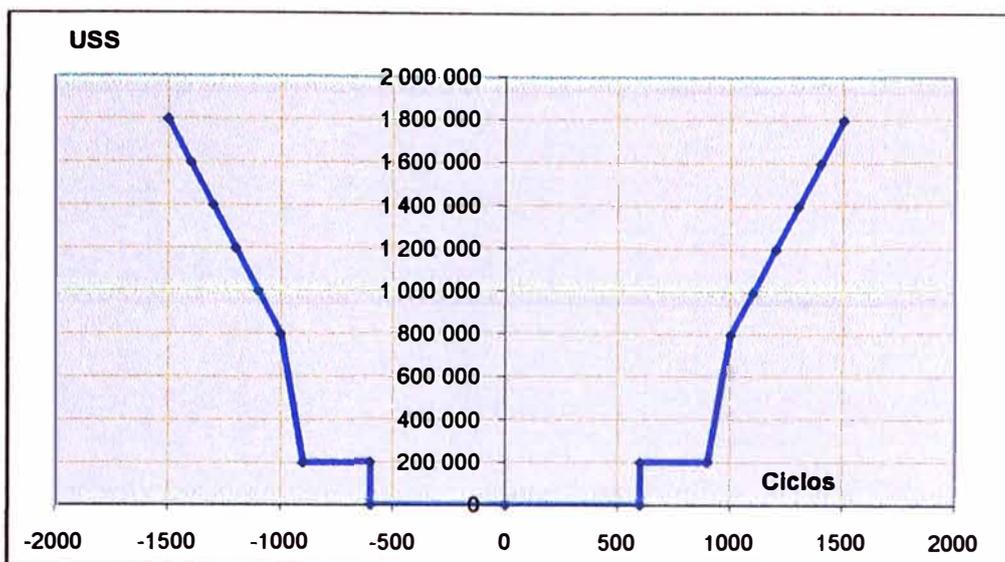
**Tabla N° 5.3 Compensación por Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia**

IVDF Ciclos	Compensación US\$
-1500	1,794,938.00
-1400	1,595,500.00
-1300	1,396,063.00
-1200	1,196,625.00
-1100	997,188.00
-1000	797,750.00
-900	199,438.00
-601	199,438.00
-600	0.00
0	0.00
600	0.00
601	199,438.00
900	199,438.00
1000	797,750.00
1100	997,188.00
1200	1,196,625.00
1300	1,396,063.00
1400	1,595,500.00
1500	1,794,938.00

Si graficamos estos resultados, donde:

X = Valor en ciclos del IVDF.

Y = Compensación (US\$) por Transgresión al indicador Variaciones Diarias de Frecuencia.



**Fig. 5.3 Integral de Variación Diaria Frecuencia vs. Compensación USS**

Del cual podemos llegar a las siguientes conclusiones:

- Cuando el valor absoluto del IVDF es menor o igual a 600 ciclos ó 10 segundos, no existe mala calidad de la energía entregada, por tanto, no se paga compensación a los clientes.
- Cuando el valor acumulado del IVDF es mayor a 600 ciclos y menor o igual a 900 ciclos (15 segundos), el monto a compensar a los clientes es cercano a los doscientos mil dólares.
- Debido a la fórmula de cálculo del factor Bd, apenas el IVDF es mayor a 900 ciclos, el valor a compensar se triplica, dando lugar a una sobrecompensación de 600 mil dólares por este indicador, ya que la fórmula no converge en 900 ciclos.
- Para un valor de IVDF de 1110 ciclos (18.5 segundos) la compensación llega a alcanzar la cifra exorbitante de un millón de dólares, una compensación como la ocurrida en el evento analizado del 28 de Julio del 2011 el cual no provoco un daño a los clientes libres y regulados que haya sido reportado.

Hay que resaltar que debido a que la regulación secundaria manual en nuestro sistema, durante la rampa de hora punta la frecuencia de operación se lleva a 60,2Hz desde las 18 hasta las 19:30 horas por seguridad. En términos del IVDF la desviación acumulada por operar con este valor de frecuencia durante dicho tiempo es de exactamente 18,5 segundos (millón de dólares).

Este valor de frecuencia no transgrede los otros indicadores de calidad, le da mayor seguridad al SEIN durante la rampa de la hora punta y no afecta a los equipos de distribución de los clientes libres, regulados ni a la generación.

### 5.3 Medición del tiempo en nuestros días

Los relojes eléctricos fueron construidos en la segunda mitad del siglo XIX pero fueron recién usados extensivamente después de 1930. Sus agujas son movidas por un motor eléctrico síncrono alimentado con corriente alterna.

Los relojes electrónicos de cuarzo (Warren Marrison, 1969) utilizan un oscilador de cristal que es un dispositivo electrónico que utiliza la resonancia mecánica del cristal de un material piezoeléctrico (Cuarzo) para crear una señal eléctrica con una exacta precisión de la frecuencia (errores menores de una milésima de segundo por día).

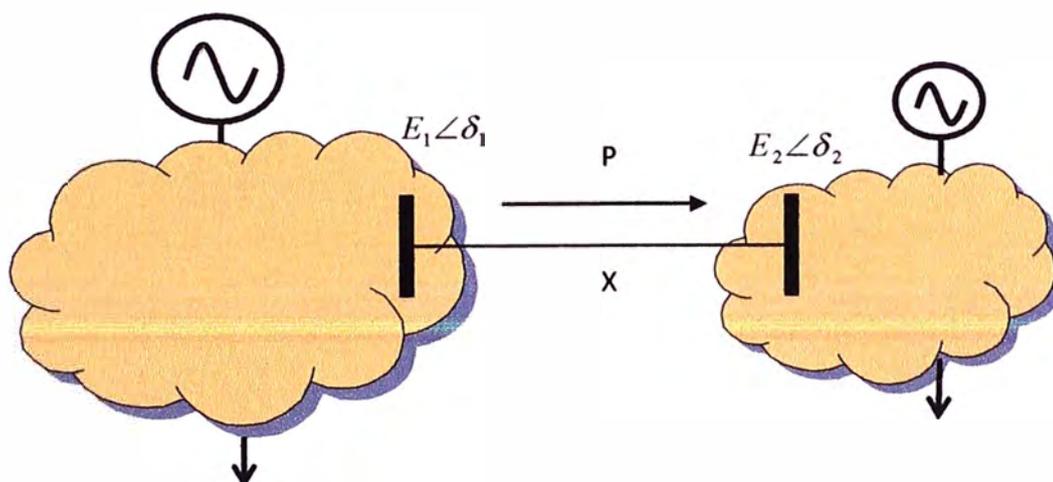
Los relojes digitales (1956) usan circuitos integrados que tienen finas láminas de cristal en su interior, siendo mucho más baratos y precisos. Sirven también estabilizar la frecuencia de los radios transmisores (<http://www.tadforo.com/relojesyjoyas/?cat=3>).

Los relojes atómicos, cuyo funcionamiento es basado en la frecuencia de oscilación entre dos estados de energía de determinados átomos.

El reloj más preciso del mundo es un reloj atómico de cesio llamado el NIST F-1, podría funcionar por casi 20 millones de años sin adelantarse o retrasarse un segundo (<http://descubrimientos-famosos.blogspot.com/2010/11/el-reloj.html>).

### 5.4 Aplicación real del control del indicador IVDF

También en una interconexión eléctrica entre 2 áreas de control, la potencia activa esta expresado de la siguiente forma:



**Fig. 5.4 Esquema de dos áreas de control interconectadas**

La potencia activa de intercambio del área 1 hacia el área 2 es:

$$P = \frac{E_1 E_2}{X} \text{sen} (\delta_1 - \delta_2) \quad (5.4)$$

Entonces:

Si  $\delta_1 > \delta_2$ , entonces se transmitirá una potencia activa desde el área 1 hasta el área 2.

Si  $\delta_1 < \delta_2$ , entonces se transmitirá una potencia activa desde el área 2 hacia el área 1.

Si  $\delta_1 = \delta_2$ , entonces no existe potencia activa transmitida por la línea de transmisión.

Adoptando  $\delta_2$  como referencia:

$$\delta_1 = \delta \quad ; \quad \delta_2 = 0$$

$$P = \frac{E_1 E_2}{X} \text{sen } \delta \quad (5.5)$$

Considerando una pequeña variación de potencia:  $P = P_0 + \Delta P$

$$P_0 + \Delta P = P_{\max} [\text{sen } \delta_0 * \cos \Delta\delta + \text{sen} \Delta\delta * \cos \delta_0] \quad (5.6)$$

Para una pequeña variación de potencia:

$$\text{sen} \Delta\delta = \Delta\delta \text{ y } \cos \Delta\delta = 1$$

Entonces:

$$P_0 + \Delta P = P_{\max} [\text{sen } \delta_0 + \Delta\delta * \cos \delta_0] \quad (5.7)$$

La potencia inicial  $P_0$  está dada por:

$$P_0 = P_{\max} \text{sen } \delta_0 \quad (5.8)$$

Reemplazando (5.8) en (5.7) tenemos:

$$\Delta P = P_{\max} \cos \delta_0 * \Delta\delta \quad (5.9)$$

De la cual se define:

$$P_s = P_{\max} \cos \delta_0 \quad (5.10)$$

Dónde:

$P_s$  = Coeficiente de potencia sincronizante.

Esto queda:

$$\Delta P = P_s * \Delta\delta \quad (5.11)$$

$$P_s = \frac{\Delta P}{\Delta\delta} \quad (5.12)$$

O incluso para variaciones infinitesimales:

$$P_s = \left[ \frac{dP}{d\delta} \right]_{\delta = \delta_0} \quad (5.13)$$

Una variación de potencia  $\Delta P$  corresponde a una variación de potencia activa de intercambio entre las áreas 1 y 2, luego:

$$\Delta T_{12} = \Delta P \quad (5.14)$$

Reemplazando (5.14) en la ecuación (5.9)

$$\Delta T_{12} = \frac{E_1 * E_2}{X} \cos \delta_0 * \Delta \delta \quad (5.15)$$

Entonces:

$$\Delta T_{12} = P_s * \Delta \delta \quad (5.16)$$

Considerando ahora  $\delta_2$  diferente de cero, uno puede escribir:

$$\Delta T_{12} = \frac{E_1 * E_2}{X} \cos(\delta_{10} - \delta_{20}) * (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2) \quad (5.17)$$

Y todavía:

$$\Delta T_{12} = P_s * (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2) \quad (5.18)$$

Dónde:

$\Delta T_{12}$  = Variación de la Potencia activa de intercambio entre las áreas 1 y 2.

$P_s$  = Coeficiente de la Potencia sincronizante entre las áreas 1 y 2.

$\Delta \delta_1$  = Variación en el ángulo de fase de la tensión del área 1.

$\Delta \delta_2$  = Variación en el ángulo de fase de la tensión del área 2.

Llamamos  $\Delta T = \Delta T_{12}$  y aplicando la transformada de Laplace en (5.18) se obtiene:

$$\Delta T(S) = P_s * [\Delta \delta_1(S) - \Delta \delta_2(S)] \quad (5.19)$$

Se sabe que:

$$\Delta \delta = \int_0^t \Delta W * dt \quad (5.20)$$

Dónde:

$$\Delta W = 2\pi * \Delta f \quad (5.21)$$

Reemplazando (5.21) en (5.20) y aplicando la Transformada de Laplace vemos que:

$$\Delta \delta = \frac{1}{S} 2\pi \Delta F(S) \quad (5.22)$$

Entonces:

$$\Delta \delta_1 = \frac{1}{S} 2\pi \Delta F_1(S) \quad (5.23)$$

$$\Delta \delta_2 = \frac{1}{S} 2\pi \Delta F_2(S) \quad (5.24)$$

Llevando (5.23) y (5.24) en la ecuación (5.19) vemos:

$$\Delta T(S) = \frac{2\pi P_s}{S} * [\Delta F_1(S) - \Delta F_2(S)] \quad (5.25)$$

Esta ecuación conduce a la siguiente ecuación de estado:

$$\Delta T = 2\pi P_s * \Delta f_1 - 2\pi P_s * \Delta f_2 \quad (5.26)$$

Ahora, como sabemos el IVDF o error de tiempo en cada área de control será:

$$IVDF_1 = \int_0^t \Delta F_1 * dt \rightarrow \ell \rightarrow IVDF_1(S) = \frac{1}{S} \Delta F_1(S) \quad (5.27)$$

$$IVDF_2 = \int_0^t \Delta F_2 * dt \rightarrow \ell \rightarrow IVDF_2(S) = \frac{1}{S} \Delta F_2(S) \quad (5.28)$$

Despejando  $\Delta F_1$  y  $\Delta F_2$  tenemos:

$$\Delta F_1(S) = S * IVDF_1(S) \quad (5.29)$$

$$\Delta F_2(S) = S * IVDF_2(S) \quad (5.30)$$

Reemplazando (5.29) y (5.30) en (5.25) obtenemos finalmente:

$$\Delta T(S) = 2 \pi P_s * [IVDF_1(S) - IVDF_2(S)] \quad (5.31)$$

Dónde:

$\Delta T(S)$  = Variación de la Potencia activa de intercambio entre las áreas de control 1 y 2.

$P_s$  = Coeficiente de la Potencia sincronizante entre las áreas 1 y 2.

$IVDF_1(S)$  = Error de tiempo del área de control 1.

$IVDF_2(S)$  = Error de tiempo del área de control 2.

Entonces, lo más evidente del IVDF es su aplicación en las interconexiones internacionales o entre grandes áreas que negocian energía, porque cualquier desvío del IVDF significa una desviación de la potencia contratada a ser suministrada lo que se traduce en dinero que se paga o se deja de pagar. Por lo que se puede concluir que el IVDF mas tiene una connotación económica de negocio que como parámetro para el control de calidad de la frecuencia.

Por lo que se concluye que no habría motivos reales técnicos para controlar el IVDF como criterio de calidad actualmente en el SEIN, ya que no se cuentan ni con interconexiones internacionales ni con relojes eléctricos.

Más bien, se podría controlar a cero el valor de la desviación como criterio económico para evitar sobregenerar o subgenerar respecto al despacho económico del sistema, sin pagar una compensación por su transgresión.

### 5.5 Supervisión en tiempo real del valor del IVDF

A partir de la experiencia de la transgresión que se tuviera con el IVDF el pasado 28 de Julio del 2010, el COES tomó como medida la habilitación de una alarma visual - sonora que advierta al Coordinador cuando el valor de la desviación “IVDF” en valor absoluto excediera los 7 segundos:



**Fig. 5.5 Alarma sonora - visual implementada después de la transgresión**

#### **Explicación:**

Como 10 segundos es el valor a partir del cual se compensa este indicador, al alcanzar el valor de 7 segundos da oportunidad de regular la generación y con ello la frecuencia de modo tal que se puede llevar a 0 este indicador.

También es un requisito que al terminar un turno en el centro de coordinación del COES, el valor de la desviación del tiempo “IVDF” sea menor a 3 segundos.

En caso, que las circunstancias no permitan cumplir con esta directiva, el Coordinador en Tiempo Real remitirá un correo electrónico dirigido al Subdirector de Coordinación sustentando el motivo porque no se cumplió la directiva [34].

### **5.6 Directiva del COES para el control del indicador IVDF**

El 2 de Setiembre de 2010 se emitió la directiva SCO-01-2010 referente a la “Meta del valor del IVDF al final de cada turno y al final del día” indicando lo siguiente [34]:

Que siendo objetivo uniformizar el criterio del control del IVDF en cada turno y al final del día, para evitar transgredir a la norma técnica de calidad evitando compensaciones de los generadores con los clientes se considera conveniente que el valor del error de tiempo IVDF no supere el rango de +/- 3 segundos a finalizar cada turno y, al cierre del día (24:00 horas) la consigna será cero segundos.

Por lo que será una función del Coordinador cumplir con esta meta y la implementación de la estrategia necesaria para lograr su cumplimiento.

## 5.7 Eventos en el Control del IVDF implementada la directiva

### a) Jueves 21 de octubre del 2010 14:55 horas:

Faltaban 5 minutos para el cambio de turno (03 pm) y el IVDF estaba en -3,9 segundos. Se coordinó subir en 20MW la generación de la CH San Gabán (de 85 a 105MW). Como consecuencia la frecuencia subió de 59,95 hasta 60,20 Hz, lográndose cerrar el IVDF a las 15 horas con -2,9 segundos, valor dentro de la tolerancia objetivo de +/-3 segundos al final de un turno.

**Comentario:** Aquí se aprovechó el margen de generación que se disponía en la CH San Gabán y su rapidez de toma de carga (165MW/min). Ayudó también que el cliente Aceros Arequipa no tomo su máxima carga (80MW) hasta después de las 15 horas.

### b) Martes 26 de octubre del 2010 10:44 horas:

Se presentó un IVDF mayor a +7 segundos. Se coordinó bajar a mínima carga la generación de las unidades TG8 de la CT Santa Rosa (de 198 a 135MW) y la CT Trujillo Norte (de 60 a 30MW), estas acciones provocan que la frecuencia descienda y a la CH Complejo Mantaro, encargada de la RSF, se le dio una consigna de frecuencia para llevar a cero la desviación IVDF.

**Comentario:** Aquí se demoró 2 minutos el tiempo en que el Coordinador dio instrucción al CC-ELP, 4 minutos en que el CC-ELP dio instrucción al Supervisor de la Central, 6 minutos en que el Supervisor de la CH Mantaro se dirija desde su sala de control hasta el controlador del grupo G1 para cambiar el valor de la frecuencia de referencia en la máquina. En total 12 minutos.

Este tiempo se debe a que la regulación secundaria es manual, se podría ahorrar si el Coordinador tuviera un AGC hacia Mantaro y enviase el valor de la nueva frecuencia de referencia por telecomando al gobernador del grupo de la central.

### c) Miércoles 03 de noviembre del 2010 11:27 horas:

El IVDF llegó a -7 segundos con la frecuencia en 59,7 Hz. Se coordinó subir la unidad TG3 de la CT Chilca en 80MW (de 115 a 195MW). A las 11:33 horas se coordina subir la CH Malpaso en 37MW (de 7 a 44MW). En total se incrementó la generación del SEIN en 117MW con lo que se logró llevar a cero este indicador.

**Comentario:** Al subir la generación de la CH Malpaso en 37MW, su caudal de descarga se incrementa en 54,7m/s. Este caudal se junta con el caudal natural del río Mantaro y el caudal de las lagunas de Electroperú para llegar a la presa de Tablachaca en 34 horas aproximadamente, lo que va a forzar a tener que disminuir el caudal que viene del lago

Junín (embalse estacional) para evitar verter en la presa Tablachaca.

**d) Jueves 04 de noviembre del 2010 15:49 horas:**

El IVDF llegó a +7 segundos y la frecuencia en 60,16 Hz. Se coordinó disminuir la generación de la CH Platanal de 200 a 120 MW. A las 17:56h el IVDF estaba en +7 segundos y la frecuencia en 60.34 Hz debido a la disminución de los clientes libres previo a la hora punta. Se coordina bajar la unidad TG3 de la CT Chilca de 146 a 115MW, Piura TG de 23 a 15MW. A las 17:59h se coordina disminuir Malpaso de 17 a 2MW. A las 18h se coordina disminuir momentáneamente la CH Chimay de 76 a 45MW, se coordina bajar de 60 a 40MW la unidad TG2 de la CT Aguaytía por sobrecarga en la L-2258; en total se disminuyó hasta 105 MW.

A las 18:24 h el IVDF seguía por encima de +7 segundos. Al disminuir a mínima carga la CT Piura TG se sobrecargó las líneas Chimbote - Trujillo L-2232/2233, por lo que se subió la generación de la CH Carhuaquero de 12 a 32 MW, a las 19:30 h el IVDF marcaba 1 segundo con lo que se logró el objetivo, después de 1 hora 40 minutos.

**Comentario 1:** Se concluye que en el horario de 17:56 hasta 18:30 hora debida a la disminución de la demanda no se recomienda recuperar un IVDF positivo ya que se va a bajar generación en el sistema para contrarrestar la menor demanda que se presenta. Más bien un buen periodo de corrección natural de un IVDF positivo es desde las 18:30 hasta las 19:30 horas ya que la demanda sube y se operaría con una frecuencia menor de 60Hz. No obstante la mejor estrategia sería recuperar una desviación del IVDF, positiva o negativa en periodos donde la demanda del SEIN sea casi plana.

**Comentario 2:** Si se tiene el enlace Centro – Norte en congestión, no se debe disminuir generación en el Norte ya que subiría el flujo del enlace sobrecargando la línea y trayendo problemas de estabilidad de tensión que afecta la seguridad del SEIN. Lo mejor será disminuir generación únicamente en el Sistema Centro.

**e) Día Jueves 14 de julio 2011 06:30 horas:**

El IVDF era de -7,63 segundos y la frecuencia en 59,68Hz. Se dio orden de arranque a las CCHH Huinco y Platanal por despacho, se subió generación con Chimay, pero la CT Paramonga (12 MW) por falla y la CH Charcani V que estaba encargada de la regulación secundaria de frecuencia con sus 3 grupos bajo hasta 25MW, provocando que el flujo en la Interconexión medido en Socabaya suba hasta 363MW (máximo 300MW, antes de la repotenciación) por lo que se subió generación en las CCHH Charcani V y San Gabán.

**Tabla N° 5.4 Potencias registradas durante el primer evento**

Hora	CH Charcani V	CH Platanal	CH Huinco	CH Chimay	CT Paramonga	Total
06:30	144	0	0	56	9	209
07:00	25	88	81	74	0	268

**Tabla N° 5.5 Potencias registradas durante el segundo evento**

Hora	L-2053/L-2054 MW	CH Charcani V	CH San Gabán
07:00	363	25	57
07:30	306	61	71

Se calculó que la frecuencia del sistema necesaria para regular el IVDF era de 60,2 Hz dándose la instrucción a la CH Huinco a las 07 am, con lo que se corrigió la desviación.

**Comentario:** Cuando la Central Charcani V está realizando la regulación secundaria de frecuencia y baja a mínima carga por sobrefrecuencia en el SEIN el flujo en la interconexión Mantaro – Socabaya excede su límite de operación de aquel entonces (300MW) lo que sobrecarga el conductor, con riesgo ante una eventual desconexión de dicho enlace.

Este límite operativo se ha ampliado con la repotenciación de la interconexión Mantaro – Socabaya siendo el límite actual de 460MW y se resolverá una vez que ingrese en operación del enlace Chilca – Marcona – Moquegua en 500kV y con la entrada de mayor generación en el área sur, actualmente paralizada por problemas sociales.

### **5.7.1 Comentarios adicionales sobre la corrección del indicador IVDF**

Que para corregir una desviación negativa del IVDF es necesario operar el Sistema con sobrefrecuencias, lo que aumenta el costo del Sistema y nos acerca al límite superior de las variaciones sostenidas de frecuencia de 60.36 Hz, lo que podría alcanzarse caso se tuviera una pérdida de carga que lo originase.

Que para corregir una desviación positiva del IVDF se opera con subfrecuencias. Si bien resulta económico, arriesga la seguridad del sistema ya que nos puede acercar peligrosamente a frecuencias de 59,5Hz dañinos para las centrales térmicas y que ante la falla de una central la caída a valores de 59Hz, lo que genera carga interrumpida a nivel nacional.

Otra desventaja al realizar la corrección de error de tiempo es que muchas veces el flujo en los enlaces Centro - Sur y Centro - Norte se desvía provocando tensiones fuera del rango de operación.

### **5.8 Propuesta de corrección cuando el IVDF es positivo**

### 5.8.1 Metodología de cálculo de la frecuencia

En este caso lo que se hace es alterar el valor de referencia de la frecuencia del sistema a un valor por debajo de la frecuencia nominal, para que dentro de un intervalo de tiempo establecido se acumule un valor de error de tiempo del mismo valor que el IVDF actual pero de signo negativo.

Entonces al sumar la desviación que se tenía en un instante “t” con el error de tiempo generado en el instante “t+T” se tendrá un error de tiempo igual a “cero” segundos.

La fórmula de cálculo para obtener el valor de la frecuencia necesaria para corregir el error de tiempo “IVDF” está dada por:

$$\text{Frecuencia Objetivo} = \left(1 - \frac{d}{t}\right) \times 60 \quad (5.5)$$

Dónde:

d = Valor del error de tiempo acumulado o IVDF que se busca corregir.

t = Tiempo en el cual se realizará la corrección de tiempo IVDF.

El resultado viene a ser el valor de la nueva frecuencia de referencia con lo que se operaría el Sistema interconectado eléctrico nacional mientras dure la corrección del error de tiempo o IVDF.

**Ejemplo Práctico 1:** Siendo las 11:30 pm el IVDF está en +6,00 segundos, la frecuencia en 60,0 Hz y se quiere que a las 24 horas el IVDF sea de 0,00 segundos, entonces:

d = +6 segundos, t = 30 minutos, por lo que reemplazando en 5.4 tenemos:

$$\text{Frecuencia Objetivo} = \left(1 - \frac{6}{30 \times 60}\right) \times 60 = 59,80 \text{ Hz}$$

Es decir habría que operar el SEIN con 59,8 Hz durante 30 minutos para llevar a cero la desviación del tiempo.

**Ejemplo Práctico 2:** consideremos que siendo las 11:00 pm el IVDF está en +18,00 segundos, la frecuencia en 60,0 Hz y se quiere que a las 24 horas el IVDF sea de +3,00 segundos, entonces:

d = + (18 – 3) = + 15 segundos, t = 60 minutos, por lo que reemplazando tenemos:

$$\text{Frecuencia Objetivo} = \left(1 - \frac{15}{60 \times 60}\right) \times 60 = 59,75 \text{ Hz}$$

Es decir habría que operar el SEIN con 59,75 Hz por espacio de una hora para llevar a +3 segundos el error de tiempo. Hay que notar que el valor de +18 segundos ya implica multa por transgredir el IVDF y que el valor de +3 segundos es el valor consigna actual dentro del COES, no sujeto a compensación.

## **5.8.2 Criterio para actuar sobre la generación**

A continuación describo la técnica para corregir la desviación del tiempo el cual es resultado de la comprobación experimental tomando en cuenta los dos escenarios importantes del Sistema eléctrico peruano: avenida y estiaje.

### **a) Si tengo un IVDF mayor a cero y estoy en un escenario de Estiaje:**

El escenario de estiaje se caracteriza por el bajo volumen de agua almacenado en los embalses y bajo caudal natural de los ríos. Por lo que la prioridad para bajar generación la tendrán las centrales hidráulicas, de ese modo puedo guardar agua en los embalses que luego puedo aprovechar.

### **b) Si tengo un IVDF mayor a cero y estoy en un escenario de Avenida:**

El escenario de avenida se caracteriza por ser la temporada de mayor caída de lluvias en la sierra lo que conduce a tener vertimiento en todas las centrales hidráulicas con embalse por lo que son despachadas a máxima carga. En este caso se bajara generación térmica según el ranking actualizado de menor costo variable. Hay que tener en cuenta que el tiempo que le toma a una planta térmica para disminuir su generación es de varios minutos por lo que es importante tomarse en esta situación una mayor previsión de tiempo que en el caso de estiaje. En una situación de emergencia donde se estuviera cerca de transgredir el IVDF se tendrá que disminuir generación con las centrales hidráulicas lo cual es antieconómico (mala operación) por que aumentaría el vertimiento de su embalse.

Queda claro entonces que ante una desviación positiva del IVDF es necesario operar el Sistema con subfrecuencias, lo que pone en riesgo la seguridad del Sistema ya que ante la desconexión súbita de una unidad importante de generación podría activarse el esquema de rechazo de carga automática, al mismo tiempo se corre el peligro de transgredir el límite inferior de las variaciones sostenidas de frecuencia. Además en un escenario de avenida este proceso puede tomar mucho tiempo o puede condicionar a un mayor vertimiento de los embalses.

## **5.9 Propuesta de corrección cuando el IVDF es negativo**

### **5.9.1 Metodología de cálculo de la frecuencia**

En este caso lo que se hace es alterar el valor de referencia de la frecuencia del Sistema a un valor por encima de la frecuencia nominal, para que dentro de un límite de tiempo establecido se acumule un valor de error de tiempo del mismo valor que el IVDF actual pero de signo positivo.

Entonces al sumar la desviación que se tenía en un instante “t” con el error de tiempo generado en el instante “t+T”, también se tendrá un error de tiempo igual a “cero” segundos.

La fórmula de cálculo para obtener el valor de la frecuencia necesaria para corregir el error de tiempo “IVDF” está dada por:

$$Frecuencia\ Objetivo = \left(1 + \frac{d}{t}\right) \times 60 \quad (5.6)$$

Dónde:

d = Valor del error de tiempo acumulado o IVDF que se busca corregir.

t = Tiempo en el cual se realizará la corrección del error de tiempo o IVDF como es conocido.

El resultado viene a ser el valor de frecuencia de referencia con lo que se operaría el Sistema interconectado nacional.

**Ejemplo Práctico 1:** consideremos que siendo las 11:30 pm el IVDF está en -9,0 segundos y se quiere que a las 24 horas el IVDF sea de 0,00 segundos, entonces:

d = -9 segundos, t = 30 minutos, por lo que reemplazando en la ecuación 5.5 tenemos:

$$Frecuencia\ Objetivo = \left(1 + \frac{9}{30 \times 60}\right) \times 60 = 60,30\ Hz$$

Es decir habría que operar el SEIN con 60,3 Hz para corregir dicho error de tiempo.

**Ejemplo Práctico 2:** consideremos que siendo las 11:00 pm el IVDF está en -18,0 segundos y se quiere que a las 24 horas el IVDF sea de -3,0 segundos, entonces:

d = -18 -(-3) = - 15 segundos, t = 60 minutos, por lo que reemplazando en la ecuación 5.5 tenemos:

$$Frecuencia\ Objetivo = \left(1 + \frac{15}{60 \times 60}\right) \times 60 = 60,25\ Hz$$

Es decir habría que operar el SEIN con 60,25 Hz para corregir el error de tiempo.

Hay que notar que el valor de -18 segundos ya implica multa por mala calidad de frecuencia y que al llevar la desviación a -3 segundos se está dentro de la tolerancia no sujeta a compensación de parte de los generadores a los usuarios.

### 5.9.2 Criterio para actuar sobre la generación

Igual que en el caso que se analizó en el ítem 5.6 veremos la solución en función de que nos encontremos bien sea en periodo de estiaje o de avenida ya que en cada uno de ellos se dispone de un escenario diferente de generación.

a) Si tengo un IVDF menor a cero y estoy en un escenario de Estiaje:

Como tengo que subir generación y llevar la frecuencia ligeramente alta, puedo considerar subir generación momentáneamente en alguna central hidráulica de rápida respuesta como la CH San Gabán mientras que la central térmica a la que le di orden de subir generación va tomando su carga, ya que las hidráulicas son más rápidas.

**b) Si tengo un IVDF menor a cero y estoy en un escenario de Avenida:**

Darle la consigna de subir generación y llevar la frecuencia alta a la central encargada de la regulación secundaria de frecuencia, por ejemplo la CH Huinco. Si no tiene margen para subir generación, dar la orden de subir generación a alguna central térmica según su costo variable para poder darle margen de regulación.

Queda claro entonces que ante una desviación negativa del IVDF es necesario operar el Sistema con una frecuencia ligeramente alta, lo que incrementa el costo operativo del sistema. Al mismo tiempo se corre el peligro de transgredir el límite superior de las variaciones sostenidas de frecuencia o que en caso que se presente una falla en barras de distribución se pierda carga y actúe el esquema de rechazo automático de generación.

**5.10 Uso de una Tabla de referencia para recuperar la desviación**

En base a las ecuaciones 5.3 y 5.4 he realizado una tabla que usando como datos de entrada el valor de la desviación del IVDF y el tiempo que se considerara para su recuperación a cero, determina la frecuencia de consigna de operación del Sistema mientras dure la corrección tomando en cuenta no desviarnos mucho de la frecuencia nominal 60 Hz, ni acercarnos demasiado a las límites por variaciones sostenidas de frecuencia:

**Tabla N° 5.6 Frecuencia de operación durante una corrección del tiempo**

IVDF (Segundos)	Tiempo	Frecuencia (Hz)
12	1 hora	59,80
9	1 hora	59,85
	45 min	59,80
6	1 hora	59,90
	40 min	59,85
	30 min	59,80
3	30 min	59,90
	20 min	59,85
-3	30 min	60,10
	20 min	60,15
-6	1 hora	60,10
	40 min	60,15
	30 min	60,20
-9	1 hora	60,15
	45 min	60,20
-12	1 hora	60,20

### **5.11 Corrección del error de tiempo en un sistema aislado**

Existe una mayor dificultad para recuperar la desviación dentro de un sistema aislado ya que se tiene solo una o unas cuantas maquinas girando con unas cargas a las que se les exige mantener un consumo casi plano, en muchos casos con restricción de suministros. Se ha dado situaciones donde se ha tenido un IVDF positivo, la generación despachada al máximo por lo que la única posibilidad de operar con una frecuencia ligeramente alta era mediante el rechazo de carga. En ese caso siempre se ha priorizado mantener los suministros con energía y transgredir el indicador IVDF, indicando a la autoridad las razones por las que no se pudo corregir la desviación.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

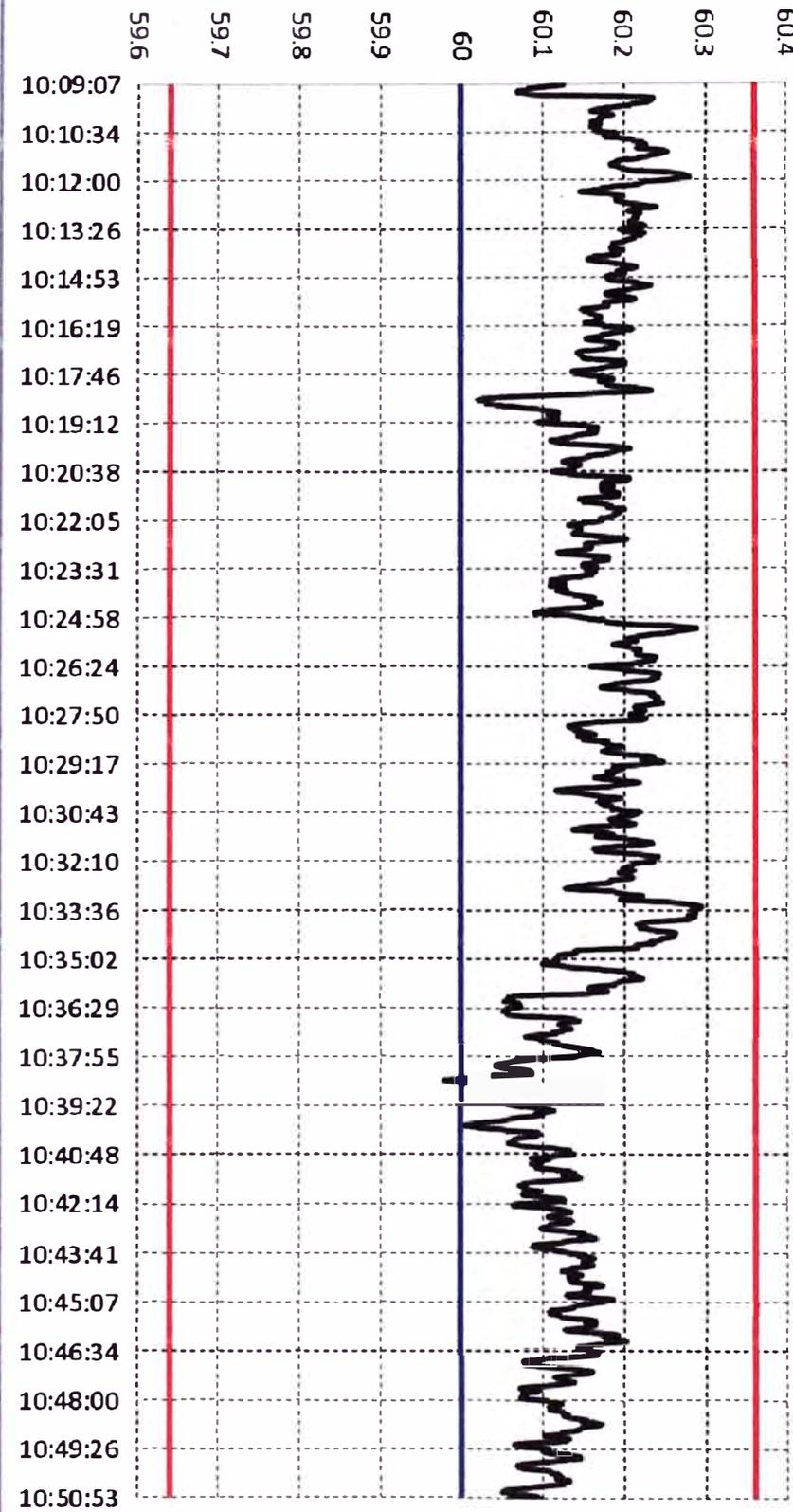
A continuación se resaltan las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- 1 Actualmente el atraso como el adelanto de la frecuencia eléctrica para controlar la tolerancia del indicador “Integral de Variaciones Diarias de la Frecuencia IVDF” no contribuye a mejorar la calidad de la frecuencia del sistema, ya que operar con sobrefrecuencias y luego con subfrecuencias no significa haber operado con calidad un sistema, por lo que se propone su eliminación.
- 2 La única aplicación del IVDF es como indicador del performance de las interconexiones entre áreas de control que negocian energía eléctrica por lo que el control del IVDF tiene una connotación económica de negocio que como parámetro de calidad de la frecuencia.
- 3 La compensación actual por transgresión del IVDF según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos es demasiado elevado comparado con la compensación por los otros dos indicadores de calidad de la frecuencia, sin que ellos dejasen de ser más importantes, presentando saltos discontinuos en su cálculo.
- 4 El IVDF nació como índice de calidad en los Estados Unidos de América para que no se desvíen los relojes eléctricos que dependían de la frecuencia eléctrica, No obstante, la tecnología supero este inconveniente por lo que es innecesario su corrección.
- 5 Se recomienda una adecuación de las normas actuales, a fin de motivar que aquellas centrales de generación que participan activamente de la Regulación secundaria de la Frecuencia las implementen con el equipamiento necesario para que puedan ser tele comandadas desde el Centro de Coordinación nacional mediante el AGC, una inversión baja con relación a las ganancias por prestar dicho servicio.

**ANEXO A**  
**REGISTROS EN TIEMPO REAL DE CORRECCION DE LA DESVIACION DEL**  
**INDICADOR IVDF**

F (Hz)

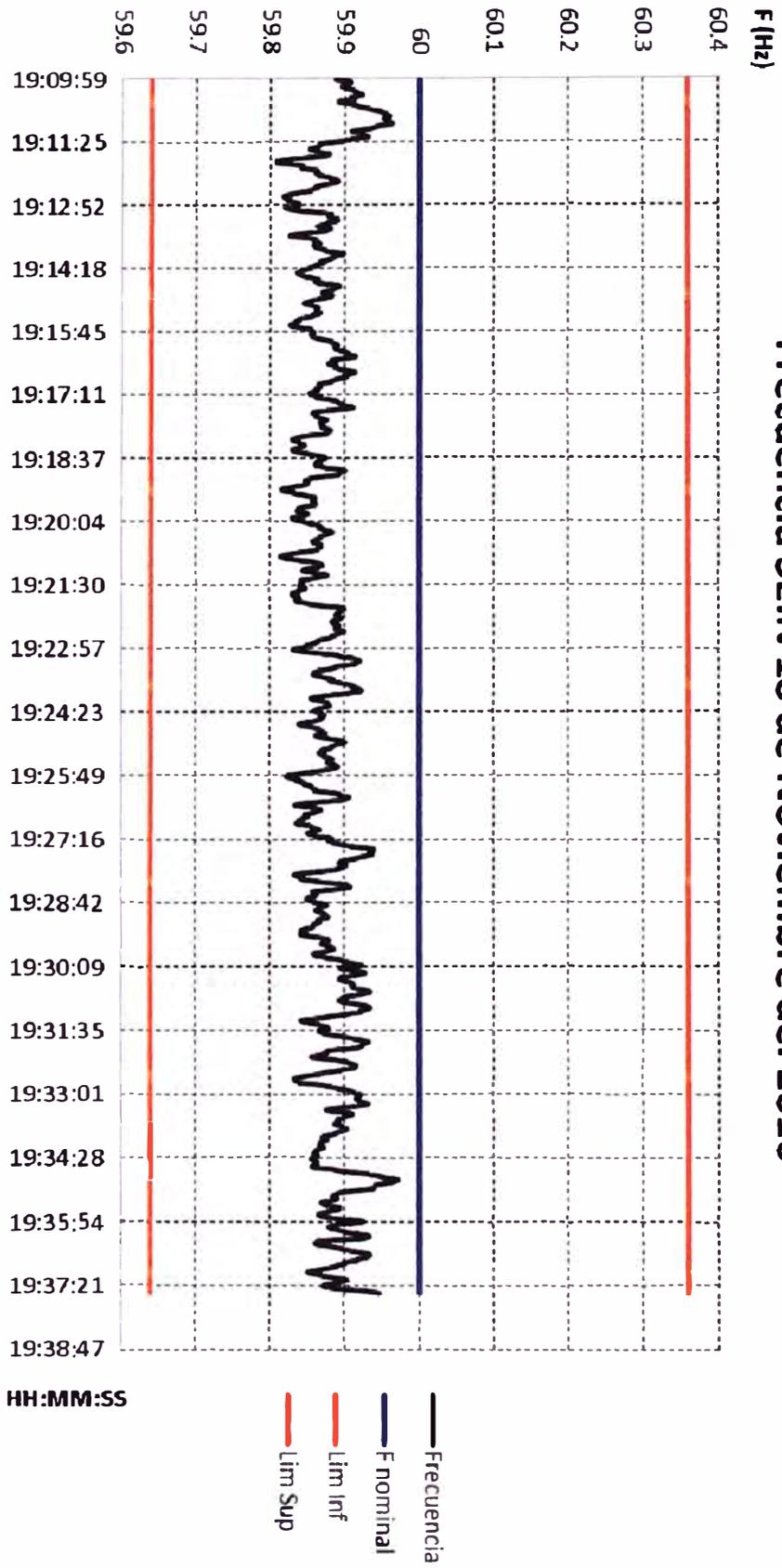
### Corrección de IVDF negativo Frecuencia SEIN 26 de Octubre del 2010



HH:MM:SS

- Frecuencia
- F nominal
- Lim Inf
- Lim Sup

## Corrección del IVDF positivo Frecuencia SEIN 18 de Noviembre del 2010



**ANEXO B**  
**SEMINARIO 14 JUNIO DEL 2011**  
**ELIMINACION DE LA CORRECCION DEL ERROR DE TIEMPO EN**  
**LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA**

WECC Reliability Coordination		
	<b>WECC RC BAL-004 – Time Error Correction</b>	<b>Version 4.0</b>
		NERC Standard BAL-004-0

**APPLICABILITY: Reliability Coordinator**

**PURPOSE:**

Describe the process used by the WECC Reliability Coordinator (RC) to monitor Time Error and initiate or terminate corrective action in a manner that does not adversely affect the reliability of the Western Interconnection.

**Introduction**

The WECC RC has been designated as the Interconnection Time Monitor for the Western Interconnection. As the Interconnection Time Monitor, the WECC RC shall monitor accumulated Time Error and coordinate corrective actions in accordance with the NAESB Time Error Correction Procedure.

**Daily Time Error Notification**

The WECC RC electronically records the value of the accumulated Time Error at 1400 Pacific Prevailing Time (PPT) and broadcasts this value to the Balancing Authorities (BA) at 1405 PPT via a WECCnet message. Each BA synchronizes its accumulated Time Error (to the nearest 0.001 second) with the 1400 PPT Time Error provided by the Interconnection Time Monitor.

**Manual Time Error Correction**

**Initiating a Manual Time Error Correction**

1. If the WECC accumulated Time Error reaches plus or minus five seconds, the RC may initiate a manual Time Error Correction.
2. The RC determines when the correction will begin and notifies all BAs within the Western Interconnection via a WECCnet message. If the WECCnet is unavailable, notifications will be made via alternate communication methods. Notification will include start time, Time Error Correction name, current accumulated time error, and scheduled frequency.
3. Manual Time Error Corrections should start and end on the hour or half hour. Notice should be given at least one hour before the Time Error Correction is to start or stop. Time Error Corrections shall last at least one hour, unless terminated by the RC.
4. At the designated start time, all BAs shall offset their frequency schedule by  $\pm 0.02$  Hz or offset their Net Interchange Schedule (MW) by an amount equal to 20 percent of their Frequency Bias Setting.



WECC Reliability Coordination		
	<b>WECC RC BAL-004 – Time Error Correction</b>	<b>Version 4.0</b>
		NERC Standard BAL-004-0

Rev.	Date	Action	By	Change Tracking
4.0	03/31/2011	Revised and Reissued	Michael Cassiadoro	Minor language changes and attachment of NAESB standard. Changed procedure classification from Internal to Public.

NOTE: the attachment that begins on the next page is *NAESB WEQ Manual Time Error Correction Standards – WEQ-006*.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> NAESB WEQ Standards – Version 002.1.  
Copyright © 2005-2009 North American Energy Standards Board, Inc. All Rights Reserved.

## Manual Time Error Correction

### Introduction

Interconnection frequency is normally scheduled at 60.00 Hz and controlled to that value. The control is imperfect and over time the frequency will average slightly above or below 60.00 Hz resulting in mechanical electric clocks developing an error relative to true time. This Standard specifies the procedure to be used for reducing the error to within acceptable limits of true time.

### Applicability

Balancing Authorities, Interconnection Time Monitor

### Definition of Terms

- 006-0.1**      **Balancing Authority (BA)** – The entity responsible for integrating resource plans ahead of time, maintaining load-interchange-generation balance within a Balancing Authority Area, and supporting Interconnection frequency in real time.
- 006-0.2**      **Balancing Authority Area (BAA)** - An electrical system bounded by interconnection (tie-line) metering and telemetry, where the Balancing Authority controls (either directly or by contract) generation to maintain its Interchange Schedule with other Balancing Authority Areas and contributes to frequency regulation of the Interconnection.
- 006-0.3**      **Frequency Bias Setting** - A value, in MW/0.1 Hz, set into a Balancing Authority's AGC equipment to represent a Balancing Authority's response to a frequency deviation.
- 006-0.4**      **Interchange Schedule** - The planned energy exchange between two adjacent Balancing Authorities.
- 006-0.5**      **Interconnection** – Any one of the three major electric system networks in North America: Eastern, Western, and ERCOT.
- 006-0.6**      **Interconnection Time Monitor** – An entity that monitors Time Error and initiates and terminates Time Error Corrections.
- 006-0.7**      **Leap Second** - A Leap Second is a second of time added to Coordinated Universal Time to make it agree with astronomical time to within 0.9 seconds. Historically, Leap Seconds are implemented as needed on June 30<sup>th</sup> or December 31<sup>st</sup>. (National Institute of Standards and Technology)
- 006-0.8**      **Time Error** – Accumulated time difference between time based on Interconnection frequency and the National Bureau of Standards and Technology Time.
- 006-0.9**      **Time Error Correction** - An offset to the Interconnection's scheduled frequency to correct for accumulated Time Error.

**006-0.10** **WECCNet** – A messaging system used by the Western Electric Coordinating Council (WECC) for use by participating utility's dispatchers and network administrators.

**Business Practice Requirements**

**006-1** Each Balancing Authority shall participate in Time Error Correction unless it is operating asynchronously to its Interconnection.

**006-1.1** Balancing Authorities operating asynchronously who establish their own time error control bands, shall notify the Interconnection Time Monitor of the bands being utilized, and shall also provide notification if they are changed.

**006-2** An Interconnection Time Monitor shall exist for each Interconnection.

**006-3** The Interconnection Time Monitor shall calibrate its time error device at least annually against the National Institute of Standards and Technology Time.

**006-4** **TIME ERROR INITIATION**

Time error corrections should start and end on the hour or half-hour, and notice should be given at least one hour before the time error correction is to start or stop. Time Error corrections shall last at least one hour, unless terminated by a Reliability Coordinator. Time Error corrections for fast time shall not be initiated between 0400-1100 Central Time except for in the Western Interconnection. All Balancing Authorities within an Interconnection shall make all Time Error corrections directed by the Interconnection Time Monitor for its Interconnection. All Balancing Authorities within an Interconnection shall make Time Error Corrections at the same rate.

**006-5** **INTERCONNECTION TIME MONITORING**

Each Interconnection Time Monitor shall monitor time error and make a reasonable effort to initiate or terminate corrective action orders according to the following table:

Time (seconds)	<i>Initiation</i>		<i>Termination</i>	
	East	West	East	West
<b>Slow</b>	-10	-5	-6	±0.5
<b>Fast</b>	+10	+5	+6	±0.5

**006-6      TIME ERROR CORRECTION LABELING**

Time error correction notifications shall be labeled alphabetically on a monthly basis (A-Z, AA-AZ, BA-BZ,...).

**006-7      TIME CORRECTION OFFSET**

Each Balancing Authority, when requested, shall participate in a Time Error Correction by one of the following two methods:

**006-7.1      FREQUENCY OFFSET**

The Balancing Authority may offset its frequency schedule in accordance to the directives of the Interconnection Time Monitor, leaving the Frequency Bias Setting normal,

**006-7.2      SCHEDULE OFFSET**

If the frequency schedule cannot be offset as directed by the Interconnection Time Monitor, the Balancing Authority may offset its net Interchange Schedule (MW) by an amount equal to the computed bias contribution during an equivalent frequency deviation`.

**006-8      INTERCONNECTION TIME ERROR NOTIFICATION**

On the first day of each month, the Interconnection Time Monitor shall issue a notification of time error accurate to within 0.01 second to all Reliability Coordinators within the Interconnection to assure uniform calibration of time standards.

**006-9      WESTERN INTERCONNECTION TIME ERROR NOTIFICATION**

Within the Western Interconnection, the Interconnection Time Monitor shall provide the accumulated time error (accurate to within 0.001 second) to all Balancing Authorities on a daily basis at 1400 PDT/PST using the WECCNet. The alphabetic designator shall accompany time error notification if a time error correction is in progress.

**006-10**

After the premature termination of a manual time correction, a slow time correction can be reinstated after the frequency has returned to 60.00 Hz or above for a period of ten minutes. A fast time correction can be reinitiated after the frequency has returned to 60.00 Hz or lower for a period of ten minutes. At least one hour shall elapse between the termination and re-initiation notices.

**006-11**      **TIME CORRECTION ON RECONNECTION**

When one or more Balancing Authorities have been separated from the Interconnection, upon reconnection, they shall adjust their time error devices to coincide with the time error of the Interconnection Time Monitor. The Balancing Authorities shall notify the Interconnection Time Monitor they are ready to receive the necessary adjustment to time error as soon as possible after reconnection.

**006-12**      **LEAP SECONDS**

Balancing Authorities using time error devices that are not capable of automatically adjusting for Leap Seconds shall arrange to receive advance notice of the Leap Second and make the necessary manual adjustment in a manner that will not introduce an improper Interchange Schedule into their control system.

**UNITED STATES OF AMERICA  
BEFORE THE  
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION**

TIME ERROR CORRECTION                    )  
RELIABILITY STANDARD                    )     **Docket No. RM09-13-000**

**MOTION TO DEFER ACTION**

**I. INTRODUCTION**

Pursuant to Rule 212 of the Federal Energy Regulatory Commission’s (“FERC” or “the Commission”) Rules of Practice and Procedure, 18 C.F.R. §385.212, the North American Electric Reliability Corporation (“NERC”)<sup>1</sup> hereby submits this Motion to Defer Action regarding NERC’s request to approve the BAL-004-1 Time Error Correction Reliability Standard.<sup>2</sup> As discussed in NERC’s comments on the March 18, 2010 Notice of Proposed Rulemaking (“NOPR”),<sup>3</sup> the issue of Time Error Correction is one which is currently being reviewed by NERC’s stakeholders for its impact to reliability, as well as to whether or not the value of time error correction in the modern world justifies the associated risks to reliability of performing time error adjustments. Given that this research and analysis regarding Time Error Correction is ongoing, that NERC and its stakeholders are exploring the possibility of implementing a Field Test to evaluate elimination of Time Error Corrections, and that the results of such a field test may lead to the withdrawal of NERC’s request for the approval of BAL-004-1 and the retirement of BAL-004-0, NERC believes that to issue a Final Rule in this proceeding at

---

<sup>1</sup> The Federal Energy Regulatory Commission (“FERC” or “Commission”) certified NERC as the electric reliability organization (“ERO”) in its Order issued on July 20, 2006 in Docket No. RR06-1-000. *North American Electric Reliability Corporation*, “Order Certifying North American Electric Reliability Corporation as the Electric Reliability Organization and Ordering Compliance Filing,” 116 FERC ¶ 61,062 (July 20, 2006).

<sup>2</sup> *Time Error Correction Reliability Standard*, Comments of the North American Electric Reliability Corporation in Response to Notice of Proposed Rulemaking, Docket No. RM09-13-000 (April 28, 2010).

<sup>3</sup> *Time Error Correction Reliability Standard*, Notice of Proposed Rulemaking, Docket No. RM09-13-000 (March 18, 2010).

this time would be premature. To that end, NERC asks that the Commission defer action regarding the BAL-004-1 Time Error Correction standard until August 20, 2011 to allow NERC sufficient time to conduct research and analysis to determine the usefulness of Time Error Corrections and propose appropriate follow-on actions.

## **II. NOTICES AND COMMUNICATIONS**

Notices and communications with respect to this filing may be addressed to:

Gerald W. Cauley  
President and Chief Executive Officer  
David N. Cook\*  
Vice President and General Counsel  
North American Electric Reliability  
Corporation  
116-390 Village Boulevard  
Princeton, NJ 08540-5721  
(609) 452-8060  
(609) 452-9550 – facsimile  
david.cook@nerc.net

Rebecca J. Michael\*  
Assistant General Counsel  
Holly A. Hawkins\*  
Attorney  
North American Electric Reliability  
Corporation  
1120 G Street, N.W., Suite 990  
Washington, D.C. 20005-3801  
(202) 393-3998  
(202) 393-3955 – facsimile  
rebecca.michael@nerc.net  
holly.hawkins@nerc.net

\*Persons to be included on FERC's official service list. NERC requests waiver of FERC's rules and regulations to permit the inclusion of more than two people on the service list.

## **III. BACKGROUND**

The Commission approved the current Time Error Correction Reliability Standard, BAL-004-0, on March 16, 2007, as part of Order No. 693.<sup>4</sup> Approximately two years later, NERC filed a request for Commission approval of a revised version of the standard, BAL-004-01.<sup>5</sup> In response, the Commission issued a NOPR on March 18, 2010, that proposed to remand the standard and direct NERC to make specific changes to address Commission concerns. NERC

---

<sup>4</sup> *Mandatory Reliability Standards for the Bulk-Power System*, 118 FERC ¶ 61,218, FERC Stats. & Regs. ¶ 31,242 (2007) at PP 382-386 (“Order No. 693”), *order on reh'g, Mandatory Reliability Standards for the Bulk-Power System*, 120 FERC ¶ 61,053 (“Order No. 693-A”) (2007).

<sup>5</sup> *North American Electric Reliability Corporation*, Petition of the North American Electric Reliability Corporation for Approval of BAL-004-1 Reliability Standard, Docket No. RM06-16-000 (March 11, 2009).

and several other entities submitted comments back to the Commission regarding the NOPR. General support for the NOPR seemed lacking, as reflected in comments from NERC, the Edison Electric Institute, the Midwest Independent Transmission System Operator, Inc., and the ISO/RTO Council. No entity submitted comments in direct support of the NOPR.

In its comments, NERC noted that its Balancing Authority Controls Standards Drafting Team (BACSDT) was considering whether or not eliminating Time Error Corrections altogether might be beneficial to reliability. NERC stated the reasons as to why Time Error Corrections may in fact be obsolete, and recommended the Commission hold a technical conference to discuss Time Error Corrections and their possible elimination.

#### **IV. MOTION**

In this filing, NERC respectfully requests that the Commission defer action on NERC's BAL-004-1 filing until August 20, 2011. NERC and its stakeholders are in the process of researching and analyzing the possibility of eliminating Time Error Corrections. Because Time Error Correction is a process that has broad-reaching effects, NERC believes it is critical that any action taken with regard to the elimination of Time Error Correction be pursued with due care. Although NERC and many of NERC's stakeholders do not anticipate any problems with the elimination of Time Error Correction, prudence dictates that we must execute the transition with appropriate caution and careful observation. Should NERC's stakeholders decide to move forward with the elimination of Time Error Corrections, NERC will need to develop an extensive campaign to alert the industry and educate the public regarding this transition, and work with the industry to design a deliberate and detailed Field Test to verify the impacts of eliminating Time Error Correction. In short, the first steps that may ultimately lead to the elimination of Time Error Correction are being explored and may be initiated in the near future.

NERC anticipates that if elimination of Time Error Correction moves forward, NERC will be withdrawing its request for approval of the BAL-004-1 Reliability Standard, and ultimately retiring the currently approved BAL-004-0 Reliability Standard entirely. Accordingly, taking action that would further entrench this practice within the operation of the bulk power system would be premature and potentially detrimental to bulk power system reliability.

Therefore, NERC requests that the Commission defer action on the BAL-004-1 standard for 12 months from the date of this filing, or until August 20, 2011. NERC and its stakeholders will work with Commission staff as we develop the details of the next steps. NERC will file a status report with the Commission in six months.

#### **V. CONCLUSION**

NERC respectfully requests that FERC defer action on BAL-004-1 until August 20, 2011 as discussed above, to allow further research and analysis to be performed by NERC.

Respectfully submitted,

/s/ Holly A. Hawkins

Gerald W. Cauley  
President and Chief Executive Officer  
David N. Cook  
Vice President and General Counsel  
North American Electric Reliability Corporation  
116-390 Village Boulevard  
Princeton, NJ 08540-5721  
(609) 452-8060  
(609) 452-9550 – facsimile  
david.cook@nerc.net

Rebecca J. Michael  
Assistant General Counsel  
Holly A. Hawkins  
Attorney  
North American Electric Reliability  
Corporation  
1120 G Street, N.W., Suite 990  
Washington, D.C. 20005-3801  
(202) 393-3998  
(202) 393-3955 – facsimile  
rebecca.michael@nerc.net  
holly.hawkins@nerc.net

# NERC

NORTH AMERICAN ELECTRIC  
RELIABILITY CORPORATION



## Webinar Announcement: Time Error Correction Elimination - Consumers

June 14, 2011 | 11:00 a.m. – 1:00 p.m. ET

Webinar Registration Link: <https://cc.readytalk.com/r/oc5bs0527buw>

Teleconference: 800-926-7510 | Access Code: 8816510 | Broadcast Audio Code: 155408

**Objective:** To provide information regarding NERC's upcoming Field Trial to eliminate Time Error Correction.

### Background Information:

NERC is investigating the possibility of eliminating Time Error Corrections. NERC has been collecting data regarding Interconnection frequency performance, including the number of clock-minutes during which actual frequency dropped below the low Frequency Trigger Limit (FTL) of 59.95 Hertz. During the period of July 2005 through March 2010, approximately 44% of the minutes during which clock-minute actual frequency dropped below the low FTL occurred during Time Error Corrections when scheduled frequency was 59.98 Hertz (1,875 of the 4,234 total minutes observed below 59.95 Hertz). Upon further investigation, it was found that almost all of those minutes (1,819 of the 1,875 total) represented frequency deviations that would likely not have dropped frequency below 59.95 Hertz if the scheduled frequency had been 60 Hertz. In other words, approximately 97% of the Low FTLs were of such a magnitude that if the Time Error Correction had not been in effect, the exceedance of the low FTL would not have occurred.

These Frequency Trigger Limits in and of themselves are only indicators of system behavior, but the nature of their relationship to Time Error Corrections calls into question the potential impact that Time Error Corrections can have on frequency behavior overall. While it is intuitively obvious that any frequency offset that moves target frequency away from the reference point to which all other frequency sensitive devices (such as relays) have been indexed will have a potential impact on those devices' performance, the industry has by and large regarded Time Error Corrections as harmless and necessary as part of the service it provides to its customers. However, in light of this data, NERC's stakeholders are now questioning whether or not the intentional movement closer to (or in some cases, further away from) the trigger settings of frequency-based protection devices as is evidenced during Time Error Correction events is appropriate.

Accordingly, NERC is planning a Field Trial during which the practice of doing Time Error Corrections will be suspended. Because of the fundamental nature of this 60Hz signal, NERC is reaching out to various industries to get their thoughts on whether they anticipate any problems with the elimination of Time Error Corrections. Those industries include appliance manufacturers, software companies, chemical manufacturers, companies that make automation equipment, computer manufacturers, and many others.

For more information or assistance, please contact:  
Eleanor Crouch at [eleanor.crouch@nerc.net](mailto:eleanor.crouch@nerc.net), or Andy Rodriquez at [andy.rodriquez@nerc.net](mailto:andy.rodriquez@nerc.net)

North American Electric Reliability Corporation  
116-390 Village Blvd.  
Princeton, NJ 08540  
609.452.8060 | [www.nerc.com](http://www.nerc.com)

**ANEXO C**  
**REGLAS COMERCIALES APLICABLES AL SERVICIO DE AGC EN**  
**COLOMBIA**

En este anexo se expone el reglamento comercial establecido por la comisión de regulación de energía y gas de Colombia en el documento CREG-064-2000 para los generadores que deseen brindar el servicio de regulación secundaria automática de la Frecuencia AGC:

#### **Artículo 1°**

**Obligatoriedad Comercial de la Prestación de Servicios de Regulación Secundaria de Frecuencia.** Todo generador despachado centralmente será responsable comercialmente de contribuir con una potencia en giro, que será proporcionada a la potencia despachada en cada hora. La proporción de la potencia en giro se denominará Holgura (H%) y será igual, en porcentaje, para todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente en la hora correspondiente.

#### **Artículo 2°**

**Contribución Efectiva a la Potencia en Giro.** Para la prestación de servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, las unidades, y/o plantas de generación deberán cumplir con lo establecido en la Resolución CREG-198 de 1997 o aquellas normas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

#### **Artículo 3°**

**Contribución Comercial a la Potencia en Giro.** Por parte de cada uno de los generadores, se determinará conforme a lo establecido en el Artículo 5° de la presente Resolución.

**Nota.** Los únicos generadores que pueden asumir y por lo tanto registrar los Contratos de Traspaso de Holgura de que habla el Artículo 5° y el anexo de la presente Resolución, son aquellos elegibles para prestar el Servicio de AGC, en los términos establecidos en el artículo anterior. El generador que se haya comprometido en Contratos de Traspaso de Holgura, será comercialmente responsable de suplirla con independencia de que sea o no despachado.

#### **Artículo 4°**

**Reconciliación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.** Las plantas y/o unidades de generación a las que se les haya asignado el Servicio de AGC serán objeto de reconciliación, con independencia de que su precio de oferta resulte o no en mérito. El esquema de reconciliación aplicable a cada planta y/o unidad de generación con asignación de AGC, se establece a continuación:

Sean:

**H:** Holgura horaria requerida por el Sistema, establecida por el CND y expresada en

MW.

**HO:** Potencia asociada con la Holgura horaria asignada al Generador por el CND, de acuerdo con la reglamentación vigente para el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia. Expresada en MW.

**G<sub>p</sub>:** Generación programada para los generadores despachados centralmente.

**ΔG<sub>p</sub>:** Modificaciones a la Generación Programada, solicitadas por el CND durante la operación, para los generadores despachados centralmente.

**REC:** Reconciliación en la Bolsa.

**PR:** Precio de Reconciliación.

**Gr:** Generación real de la Planta y/o unidad de Generación con AGC asignado.

**Gi:** Generación ideal de la planta y/o unidad de generación con AGC asignado.

**ΔHO:** Modificación al HO solicitadas por el CND durante la operación.

**% DA:** Porcentaje de Desviación Admisible establecido en reglamentación vigente.

Las plantas y/o unidades de generación que presten el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia son objeto de Reconciliación por este Servicio. Para la aplicación de los conceptos anteriores se tienen en cuenta los siguientes criterios y expresiones:

- I. Plantas y/o Unidades de Generación que no prestaron efectivamente el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, aun cuando hayan tenido asignación de AGC:

$$\text{Si } G_r < (G_p + \Delta G_p) - (HO + \Delta HO)$$

$$AGC = 0$$

$$REC = (G_r - G_i) \times PR \quad (B.1)$$

$$\text{Si } \left[ 1 - \frac{G_r}{(G_p + \Delta G_p)} \right] \times 100 > \% DA$$

Se aplica el cobro por concepto de la Desviación respectiva

- II. Plantas y/o Unidades de Generación que prestaron efectivamente el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.

a) Si  $G_r > (G_p + \Delta G_p) + (HO + \Delta HO)$

$$REC = (G_r - 2 \times (HO + \Delta HO) - G_i) \times PR \quad (B.2)$$

$$AGC = 2 \times (HO + \Delta HO) \times PR \quad (B.3)$$

$$\text{Si } \left[ \frac{G_r}{(G_p + \Delta G_p) + (HO + \Delta HO)} - 1 \right] \times 100 > \% DA$$

Se aplica el cobro por concepto de la Desviación respectiva medida con respecto a:

$$G_p + \Delta G_p + HO + \Delta HO$$

$$\text{b) Si } \left\{ (G_p + \Delta G_p) - (HO + \Delta HO) \right\} \leq G_r \leq \left\{ (G_p + \Delta G_p) + (HO + \Delta HO) \right\}$$

$$REC = \left[ (G_p + \Delta G_p - HO - \Delta HO) - G_i \right] \times PR \quad (B.4)$$

$$AGC = 2 \times (HO + \Delta HO) \times (PR - CERE) + (G_r - G_p - \Delta G_p + HO + \Delta HO) \times CERE \quad (B.5)$$

El termino PR, contenido en las expresiones de los Literales a) y b) se calcula de la siguiente forma:

Para  $REC \geq 0$  y AGC:

$$PR = \text{Min} \left[ \text{Máx} (Pi_t, Po_t) \right]; t = 1, \dots, 24 \quad (B.6)$$

Para  $REC < 0$

$$PR = PO_t; t = 1, 2, \dots, 24 \quad (B.7)$$

Dónde:

$Pi_t$  : Precio de Bolsa Internacional en la t-ésima hora

$P_t$  : Precio de Bolsa Nacional en la t-ésima hora

$PO_t$  : Precio de Oferta del Generador en la t-ésima hora

#### Artículo 5°

**Asignación de Costos del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.** La asignación de los Costos Horarios por concepto de AGC se realiza entre los generadores despachados centralmente. Para cada agente generador registrado ante el ASIC (Administrador del Sistema de Intercambios comerciales), horariamente se define:

$$RC = HOP + HOT - HOE$$

RC Responsabilidad Comercial de cada agente generador frente al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (MW).

HOP Potencia asociada con la Holgura Propia de las plantas y/o unidades de generación despachadas (MW).

HOT Potencia asociada con la Holgura asumida en contratos de traspaso (MW).

HOE Potencia asociada con la Holgura entregada en contratos de traspaso (MW).

Se tiene:

$$HOP = \frac{\sum_j (HO_j + \Delta HO_j)}{\sum_i (G_{pi} + \Delta G_{pi})} \times (G_p + \Delta G_p) \quad (B.8)$$

J: Número de plantas y/o unidades de generación con asignación de Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia en la hora respectiva.

i: Número de plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente en la hora respectiva.

$G_p$ : Generación Programada para los generadores despachados centralmente

$\Delta G_p$ : Modificaciones a la Generación Programada, solicitadas por el CND durante la operación, para los generadores despachados centralmente.

El valor de la sumatoria del Servicio de AGC, calculado en el artículo 4º de la presente resolución, se distribuye en proporción a la Responsabilidad Comercial de cada planta y/o unidad de generación, calculada en el presente artículo. Los Costos de Reconciliación negativa serán acreditados de acuerdo con lo establecido en la reglamentación vigente.

El ASIC facturará horariamente, para cada agente del mercado que preste el Servicio de RSF, el valor neto entre la remuneración del Servicio de AGC (Artículo 4º de la presente Resolución) y la Responsabilidad Comercial (RC) calculada en el presente artículo.

**ANEXO D**  
**COORDINACIONES REALIZADAS VIA CORREO ELECTRÓNICO CON**  
**ESPECIALISTAS DE COLOMBIA**

**E.1.- Ingeniero Carlos Vanegas, Centro Nacional de Despacho, XM Colombia**

Lunes 14 de Noviembre del 2011:

Con relación a la pregunta te cuento que entre Colombia y Ecuador por ejemplo, es variable día a día, por periodos horarios (entre 0 -500 MW). Hoy 14 de noviembre el programa de venta lo adjunto en archivo Excel. En Ecuador verás las exportaciones a la izquierda y las ventas a Venezuela a la derecha por dos enlaces diferentes. Otros países optan por cantidades en energía diarias, pero lo usual es lo que hacemos en Colombia, pues se planea desde el día anterior horariamente y se opera más fácilmente.

Manejar frecuencia e intercambio, conocido como modo TLB es muy difícil sin el automatismo del AGC. No conozco algún operador que se atreva a hacerlo. No estoy seguro si tienes claro el concepto de ACE total que se compone del ACE del Intercambio más ACE de frecuencia. Cada país responde por los eventos en su área de control, por lo que no te entiendo la pregunta sobre controlar el intercambio con un control de la frecuencia.

Saludos,

Carlos Vanegas

**De:** marco delgado [mailto:antoniouni2002@yahoo.com]

**Enviado el:** lunes, 14 de noviembre de 2011 12:10 p.m.

**Para:** CARLOS ARTURO VANEGAS VESGA

**Asunto:** Re: Mensaje Importante de Marco Delgado - AGC

Estimado Carlos:

Una consulta, cuando se tienen interconexiones internacionales, el contrato es vender siempre una potencia constante o vender al final del día una cantidad de energía constante? Y que ocurre en caso que ambos países no cuenten con AGC, es posible controlar el intercambio constante mediante un control de la integral de la desviación de la frecuencia durante el día?

Att:

Marco AntonioDelgado Zarzosa

**De:** CARLOS ARTURO VANEGAS VESGA <cavanegas@XM.com.co>

**Para:** marco delgado <antoniouni2002@yahoo.com>

**Enviado:** Domingo, septiembre 18, 2011 9:32 P.M.

**Asunto:** RE: Mensaje Importante de Marco Delgado - AGC

Te cuento que en Colombia la frecuencia debe estar entre 59.8 y 60.2 todo el tiempo.

La holgura que tenemos para afrontar eventos nos permite afrontar pérdidas de generación considerables. Sin embargo, en nuestro país lo importante es regresar la frecuencia lo más rápido posible a la franja permitida. Se considera falta grave para el operador que la frecuencia esté por debajo de 59.8 por más de un minuto y lo llamamos variación lenta de frecuencia, decir baja frecuencia por efecto de cambios de demanda o pérdida de generación y el operador no contaba con la suficiente reserva terciaria para recuperar la reserva para secundaria. Esto se encuentra en la resolución CREG 025 de 1995.

Con relación a la segunda pregunta te cuento que una planta puede hacer AGC con lo que le cuesta una RTU, que puede ser 20000 USD, realmente una inversión baja con relación a las ganancias por prestar el servicio.

Saludos,

**De:** marco delgado [mailto:antoniouni2002@yahoo.com]

**Enviado el:** miércoles, 14 de septiembre de 2011 10:02 a.m.

**Para:** CARLOS ARTURO VANEGAS VESGA

**Asunto:** Mensaje Importante de Marco Delgado - AGC

Buenos días Carlos

Según un estudio hecho para el Perú por Kema Consulting en el año 1999. En este estudio como una de sus fuentes indica que en el Sistema Interconectado de Colombia la frecuencia puede estar dentro de 59.7 y 60.3 Hz solo en estados de emergencia. Es cierto esto y en que norma puedo encontrar este reglamento?

La siguiente es mucho más importante para el desarrollo de mi informe "Control del IVDF en el SEIN". Cuanto costaría para una planta generadora implementar el servicio AGC?

**De:** CARLOS ARTURO VANEGAS VESGA <cavanegas@XM.com.co>

**Para:** marco delgado <antoniouni2002@yahoo.com>

**Enviado:** jueves, mayo 12, 2011 3:31 A.M.

**Asunto:** RE: Consulta de Marco Antonio Delgado - AGC

Hola Marco:

Si existen: Resolución CREG 025 de 1995 (simplemente exige que el rango es 60.2 - 59.8) y la Resolución CREG 064 de 2000 (con la cual se explica que se pagan entre todos los generadores y se pueden hacer contratos de responsabilidad comercial). Las encuentras en la página del regulador: [www.creg.gov.co/](http://www.creg.gov.co/)

Saludos,

Carlos Vanegas

**De:** marco delgado [<mailto:antoniouni2002@yahoo.com>]  
**Enviado el:** Miércoles, 11 de Mayo de 2011 11:22 a.m.  
**Para:** CARLOS ARTURO VANEGAS VESGA  
**Asunto:** Consulta de Marco Antonio Delgado - AGC

Gracias por tu respuesta Carlos, al respecto quisiera saber si tendrás la siguiente información para mi análisis: Norma técnica de calidad del producto frecuencia en el Sistema Colombiano.

**Marco Antonio Delgado Zarzosa**

**De:** CARLOS ARTURO VANEGAS VESGA <[cavanegas@XM.com.co](mailto:cavanegas@XM.com.co)>  
**Para:** [antoniouni2002@yahoo.com](mailto:antoniouni2002@yahoo.com)  
**Enviado:** domingo, mayo 8, 2011 2:40 P.M.  
**Asunto:** AGC Colombia

Hola Antonio:

Roberto me pasó tu email. Desafortunadamente NO tenemos información sobre las diferencias en calidad entre la regulación manual y la automática pues data de los años 80. Lo que si te garantizo es que las mejoras son tantas para evitar errores, apagones, y mejorar la calidad que pasa cualquier análisis costo beneficio.

Saludos,

Carlos Vanegas

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Prabha Kundur, “Definition and Classification of Power System Stability”, IEEE/CIGRE, 2009.
- [2] MINEM, “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. NTCSE”, Decreto Supremo N° 009-1999-EM.
- [3] COES, “Procedimiento N°01: Operación de Corto Plazo Programación Semanal”, 2011.
- [4] COES, “Procedimiento N°02: Programación de la Operación Diaria del SEIN”, 2011
- [5] MINEM, Dirección general de electricidad, “Plan referencial de electricidad 2008-2017”
- [6] MINEM, Dirección general de electricidad, “Primer Plan de transmisión”, RM 213-2011
- [7] IEEE, “Tutorial de Protecciones de Generadores Sincrónicos”, Power System Relaying Committee, 2009.
- [8] XM S.A, “Curso Internacional: Capacitación de Operadores COES en Sistemas de Potencia”, Noviembre 2010.
- [9] CESI, “Pruebas de Regulación de Frecuencia en el SEIN”, Marzo 2005
- [10] KEMA Consulting, “Análisis de la Norma de Calidad de los Servicios Eléctricos”, Octubre 1999.
- [11] COES, “Procedimiento N°22: Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional”, 2011.
- [12] COES, “Estudio de rechazo automático de Carga/Generación del SEIN, 2011.
- [13] MINEM, “Norma Técnica para la Coordinación y Operación en Tiempo Real del Sistemas Interconectados, NTCOTRSI”, Marzo 2005.
- [14] NERC, “Overview of the North American Electric Power System and Its Reliability Organizations, Final Report August 14, 2003 Blackout USA and Canada”, April 2004.
- [15] WECC, “Reliability Coordination BAL-004 – Time Error Correction”, March 2011.

- [16] Resolución CREG N°25: “Implementación del Código de Redes en el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Colombiano”, Julio 1995.
- [17] Resolución CREG N°80: “Funciones de planeación, coordinación, supervisión y control entre el CND y los agentes del SIN”, Diciembre 1999.
- [18] Resolución CREG N°198: “Reglas transitorias aplicables a la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia vía AGC”, Setiembre 1997.
- [19] Resolución CREG N°83: “Modificatoria parcial de algunas disposiciones establecidas en el Código de Redes”. Página 5, Diciembre 1999.
- [20] Resolución CREG N°64: “Reglas comerciales aplicables al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia”, Setiembre 2000.
- [21] Gobierno de Chile, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio. Res. Ministerial N° 68”, Marzo 2010.
- [22] Gobierno de España: “Procedimiento de operación 1.5: Establecimiento de la reserva para la regulación Frecuencia – Potencia”, Julio 2006.
- [23] Gobierno de España, “Procedimientos para la adecuada gestión técnica de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapensinsulares”, Mayo 2006.
- [24] COES, “Informe Final de Perturbaciones del SEIN - SCO-N1-308 IF-2010”, Agosto 2010.
- [25] COES, “Informe del CT-AE: Transgresión a la Calidad del Producto por Frecuencia IVDF”, Agosto 2010.
- [26] COES, “Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES respecto de las Transgresiones a la NTCSE por el evento EV-102-201”, Agosto 2010.
- [27] COES, “Calculo de las Compensaciones por las Transgresiones a la Calidad del Producto-Frecuencia para Julio 2010 – Revisión 1”, Agosto 2010.
- [28] OSINERGMIN, “Costos Eficientes de inversión, de operación y mantenimiento para la Coordinación en tiempo real del SEIN”, Noviembre 2005.
- [29] OSINERGMIN, “ResoluciónN° 437-2005-OS/CD: Actualización de los Costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento para la Coordinación en tiempo real del SEIN”, Noviembre 2005.
- [30] NERC, “Elimination of Time Error Correction in USA: [www.nerc.com/page.php?cid=6386](http://www.nerc.com/page.php?cid=6386)”, Marzo 2011.
- [31] NERC, “Comments of the NERC in response to Notice of Proposed Rulemaking. Docket N° RM09-13-000”, April 2010.

- [32] NERC, “Motion to defer Action. Docket N° RM09-13-000”, August 2010.
- [33] Prabha Kundur, “Power System Stability and Control”. Edition McGraw Hill, 1999
- [34] COES, “Directiva SCO-01-2010: Meta del IVDF al final de cada turno y al final del día”, Agosto 2010.
- [35] Julio Apaza, “Aplicación de la NTCSE al control de la frecuencia en el SICN”, Noviembre 2000.