

PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISAR LA DISPONIBILIDAD Y EL ESTADO OPERATIVO DE LAS UNIDADES DE GENERACION DEL SEIN N°316-2005-OS/CD

1. OBJETIVO

Establecer los criterios para la supervisión de las pruebas aleatorias a unidades de generación térmica, que se ejecutan en virtud del procedimiento técnico PR-N° 25 del COES-SINAC, en razón que los resultados de dichas pruebas constituyen una evidencia de la disponibilidad operativa real de las unidades térmicas. Asimismo, establecer un procedimiento que permita verificar el estado operativo de las unidades de generación, considerando que deben encontrarse en adecuadas condiciones para su operación eficiente en concordancia con lo dispuesto en el literal b) del Artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

2. ALCANCE

El presente procedimiento será aplicado al COES-SINAC y a sus integrantes que desarrollan actividades de generación eléctrica.

3. BASE LEGAL

- Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos.
- Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
- Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (literal b) del Artículo 31°).
- Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (artículos 196°, 201°).
- Procedimiento Técnico del COES-SINAC PR-N° 01 aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME
- Procedimiento Técnico del COES-SINAC PR-N° 09 aprobado por Resolución Ministerial N° 232-2001-EM/VM y sus modificatorias.
- Procedimiento Técnico del COES-SINAC PR-N° 12 aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME
- Procedimiento Técnico del COES-SINAC PR-N° 25 aprobado por Resolución Ministerial N° 322-2001-EM/VME y sus modificatorias.

4. DEFINICIONES

COES-SINAC: Comité de Operación Económica del SEIN.

DOCOES: Dirección de Operaciones del COES-SINAC.

IDCOS: Informe Diario de evaluación de la operación del Coordinador de la Operación del Sistema.

LCE: Ley de Concesiones Eléctricas.

MEM: Ministerio de Energía y Minas.

Personal acreditado del OSINERG: Es el personal autorizado por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, el cual representa al OSINERG en las pruebas de arranque aleatorio, así como en la supervisión de las mismas, y de los programas de mantenimiento, que emanan del presente procedimiento.

PR-N°: Procedimiento técnico del COES-SINAC.

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

5. METODOLOGIA

5.1. VERIFICACION DEL NUMERAL 7.4 DEL PR-N° 25

5.1.1. El COES-SINAC seleccionará la unidad a ser probada para la "Verificación de la disponibilidad de las unidades térmicas mediante pruebas aleatorias" (en adelante la "Verificación"), conforme a lo dispuesto en el numeral 7.4 del PR-N° 25. En el proceso descrito podrá participar personal acreditado del OSINERG, quien tendrá acceso al proceso del sorteo, y que conjuntamente con el responsable que la DOCOES designe para el caso, suscribirán un Acta en el cual se indique si el proceso de sorteo se desarrolló satisfactoriamente o no.

A efectos de conocer la situación operativa de todas las unidades de generación térmica con relación al literal b) del numeral 7.4.1 del PR-N° 25, el COES-SINAC, antes de las 16:00 horas de cada día, consignará en su página WEB, y remitirá al OSINERG al correo electrónico unidadcoes@osinerg.gob.pe, una lista donde se precise la situación operativa de las unidades térmicas de los últimos 30 días. Dicha lista deberá contener como mínimo la siguiente información:

Fecha	Central	Unidad	Situación

Donde, "Situación" significa:

- Operó por requerimiento del sistema.
- Operó por requerimiento propio.
- Operó por prueba aleatoria.
- En mantenimiento (según programa semanal de operación).

5.1.2. Una vez que el COES-SINAC haya seleccionado la unidad a ser probada en aplicación del numeral 7.4 del PR-N° 25, la DOCOES comunicará al OSINERG al correo electrónico unidadcoes@osinerg.gob.pe, lo siguiente:

- Unidad seleccionada;
- Central eléctrica de la que forma parte la unidad seleccionada;
- Propietario o titular de la unidad seleccionada;
- Potencia efectiva de la unidad seleccionada;
- Tiempo mínimo de operación de la unidad seleccionada conforme a su ficha técnica;
- Tiempo mínimo entre arranques sucesivos conforme a su ficha técnica.

5.1.3 Verificado el reporte de la DOCOES en el Extranet, OSINERGMIN designará, de considerar necesario, al personal acreditado que podrá asistir a la realización de la prueba en su representación. El referido personal, podrá apersonarse a las instalaciones de la unidad sometida a prueba. El Titular responsable o quien actúe en su representación, conjuntamente con el personal acreditado del OSINERGMIN suscribirán un Acta de Validación, descrita en el Anexo 01 del presente procedimiento, el cual será digitalizado al sistema Extranet del OSINERGMIN.¹

¹ **Numeral modificado por el Artículo 1° de la Resolución N° 284-2009-OS/CD, publicada el 31 de diciembre de 2009 en el Peruano. El texto anterior era el siguiente:**

Recibida la comunicación, OSINERG acreditará, de considerar necesario, al personal que en su representación podrá asistir a la realización de la prueba. El referido personal, podrá apersonarse a las instalaciones de la unidad sometida a prueba. El Titular responsable o quien actúe en su representación, conjuntamente con el personal acreditado del OSINERG suscribirán un Acta de Validación, descrita en el Anexo 01 del presente procedimiento.

5.1.4 Finalizada la prueba, en caso que el representante del OSINERG no haya podido asistir a la realización de la misma, el COES-SINAC remitirá al correo electrónico: unidadcoes@osinerg.gob.pe, un resumen del resultado de la prueba, el cual contendrá como mínimo lo siguiente:

- Unidad seleccionada;
- Central eléctrica de la que forma parte la unidad seleccionada;
- Propietario o titular de la unidad seleccionada;
- Fecha y horas de orden de arranque, de sincronización, orden de parada y de fuera de sincronización de la unidad seleccionada;
- Potencia promedio generada cada quince minutos registrada por medidores electrónicos. En caso de no disponer de estos registros, se dispondrá de registros puntuales también cada quince minutos.

5.1.5 La prueba será considerada exitosa, en caso que la unidad en prueba haya cumplido las condiciones estipuladas en el PR-N° 25, y de fallar en el arranque, el Titular de la unidad de generación podrá solicitar a la DOCOES, a su propio costo, un re arranque dentro de su tiempo de re arranque declarado. De no sincronizar la unidad en prueba y cumplir con lo estipulado en el PR-N° 25, en esta segunda oportunidad la prueba será declarada no exitosa por el OSINERGMIN.

La solicitud de re arranque deberá ser reportada por el COES-SINAC a través del sistema Extranet del OSINERGMIN.²

5.2 VERIFICACION DE LA EJECUCION DE LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

El COES-SINAC ingresará al sistema extranet del OSINERGMIN, el programa de mantenimiento ejecutado a más tardar a las 17:00 horas de cada día.³

5.2.1 De los mantenimientos consignados en el programa mensual⁴

² **Numeral modificado por el Artículo 1° de la Resolución N° 284-2009-OS/CD, publicada el 31 de diciembre de 2009 en el Peruano. El texto anterior era el siguiente:**

La prueba será considerada exitosa, en caso que la unidad en prueba haya cumplido las condiciones estipuladas en el PR-N° 25, y de fallar en el arranque, el Titular de la unidad de generación podrá solicitar a la DOCOES, a su propio costo, un re arranque dentro de su tiempo de re arranque declarado. De no sincronizar la unidad en prueba y cumplir con lo estipulado en el PR-N° 25, en esta segunda oportunidad la prueba será declarada no exitosa por el OSINERG.

³ **Numeral modificado por el Artículo 1° de la Resolución N° 284-2009-OS/CD, publicada el 31 de diciembre de 2009 en el Peruano, incluye nuevo párrafo:**

El COES-SINAC ingresará al sistema extranet del OSINERGMIN, el programa de mantenimiento ejecutado a más tardar a las 17:00 horas de cada día.

⁴ **Numeral modificado por el Artículo 1° de la Resolución N° 284-2009-OS/CD, publicada el 31 de diciembre de 2009 en el Peruano. El texto anterior era el siguiente:**

5.2.1 El programa de mantenimiento mensual, coordinado y aprobado por la DOCOES en cumplimiento del PR-N° 12, deberá ser publicado en su página WEB y reportadas al OSINERG al correo electrónico: unidadcoes@osinerg.gob.pe, a más tardar el último día de cada mes.

Para supervisar el programa de mantenimiento mensual, OSINERG procederá a verificar si el periodo de ejecución del mantenimiento excede el tiempo programado aprobado por el COES-SINAC.

De ser el caso, el Titular de la unidad de generación sustentará técnicamente ante el OSINERG, por medio escrito, el motivo por el cual la actividad de mantenimiento programado no ha concluido, así como el tiempo en el cual culminaría la referida actividad de mantenimiento. El Titular alcanzará el referido sustento, impreso y en medio magnético, como máximo en un plazo no mayor a dos (2) días útiles de concluido el periodo inicialmente programado para la actividad en curso. En caso de encontrarse que el motivo es justificado técnicamente se continuará supervisando el desarrollo de la actividad de mantenimiento. OSINERG comunicará a los titulares de las unidades de generación del resultado de la evaluación a más tardar dentro de los quince (15) días siguientes al mes en que se presenta la justificación. Si al vencer dicho plazo OSINERG no se pronuncia, se entenderá admitida la justificación. Esta ampliación del plazo se dará como máximo hasta en dos oportunidades.

El programa de mantenimiento mensual, coordinado y aprobado por la DOCOES en cumplimiento del PR-N° 12, deberá ser publicado en su página WEB y reportado en el sistema Extranet del OSINERGMIN, a más tardar el día siguiente de su aprobación por parte de la DOCOES o el último día de cada mes.

Para supervisar el programa de mantenimiento mensual, OSINERGMIN procederá a verificar si el periodo de ejecución del mantenimiento excede el tiempo programado aprobado por el COES-SINAC.

De ser el caso, el Titular de la unidad de generación sustentará técnicamente ante el OSINERGMIN, el motivo por el cual la actividad de mantenimiento programado no ha concluido, así como deberá precisar el tiempo en el cual culminaría la referida actividad de mantenimiento. El Titular remitirá el referido sustento, de manera digitalizada a través del sistema Extranet del OSINERGMIN, como máximo en un plazo no mayor a cuatro (2) días útiles de concluido el periodo inicialmente programado para la actividad en curso. En caso de encontrarse que el motivo es justificado técnicamente se continuará supervisando el desarrollo de la actividad de mantenimiento. OSINERGMIN comunicará a los titulares de las unidades de generación del resultado de la evaluación a más tardar dentro de los quince (15) días siguientes al mes en que se presenta la justificación. Si al vencer dicho plazo OSINERGMIN no se pronuncia, se entenderá admitida la justificación.

Esta ampliación del plazo se dará como máximo hasta en dos oportunidades.

5.2.2 De los mantenimientos programados diariamente

Las actividades de mantenimientos que cuentan con la respectiva aprobación por parte de la DOCOES en cumplimiento del PR-N° 12, que se encuentran debidamente sustentadas para los próximos siete (7) días continuos, deberán ser publicadas en su página WEB y reportadas al OSINERG al correo electrónico unidadcoes@osinerg.gob.pe, a más tardar a las 15:00 horas de cada día.

Para supervisar estas actividades de mantenimiento, OSINERG procederá de la misma manera que el numeral precedente.

5.2.3 La información relativa a la programación y ejecución del mantenimiento, en todos sus horizontes (mensual, semanal, diario), a ser publicado por el COES-SINAC, deberá contener como mínimo lo siguiente:

EMPRESA	INSTALACION	EQUIPO	CODIGO	HORA INICIO	HORA FINAL	DESCRIPCION (SUSTENTO)	MW (1)	TIPO DE MANTENIMIENTO

(1): Potencia Indisponible (en MW).

5.3 VERIFICACION DEL ARRANQUE DE UNIDADES DE GENERACION POR REQUERIMIENTO DEL DESPACHO ⁵

Cuando una unidad de generación es convocada al despacho por requerimiento del SEIN, y no está considerada en ningún programa de mantenimiento, ésta deberá arrancar y sincronizar, con lo cual quedará verificada su disponibilidad para la operación.

⁵ **Numeral modificado por el Artículo 1° de la Resolución N° 284-2009-OS/CD, publicada el 31 de diciembre de 2009 en el Peruano. El texto anterior era el siguiente:**

Cuando una unidad de generación es convocada al despacho por requerimiento del SEIN, y no está considerada en ningún programa de mantenimiento, ésta deberá arrancar y sincronizar, con lo cual quedará verificada su disponibilidad para la operación.

En caso de no arrancar, OSINERG considerará que la unidad no se encuentra disponible para la operación. En estos casos, el Coordinador de la Operación en Tiempo Real del SEIN, informará al OSINERG el arranque fallido, a través del IDCOS, el cual deberá ser publicado en su página WEB a más tardar a las 08:00 horas de cada día. Asimismo, deberá estar publicado en la misma página WEB, el Programa Diario de Operación aprobado por la DOCOES, a más tardar a las 23:00 horas de cada día.

En caso de no arrancar, OSINERGMIN considerará que la unidad no se encuentra disponible para la operación. En estos casos, el COES-SINAC, informará al OSINERGMIN el arranque fallido, a través del sistema Extranet del OSINERGMIN y su correspondiente IEOD a más tardar a las 10:00 horas de cada día. Asimismo, deberá estar publicado en la misma página WEB, el Programa Diario de Operación aprobado por la DOCOES, a más tardar a las 23:00 horas de cada día.

6. MULTAS

Se sancionará al COES y a los titulares de las unidades de generación, según la escala de multas y sanciones del OSINERG, en los casos siguientes:

Para el COES:

- Cuando no remita la información requerida dentro del plazo y forma establecida en este procedimiento o se presente de manera incompleta.
- Cuando no consigne en la página WEB la información requerida dentro del plazo establecido en este procedimiento o se presente de manera incompleta.
- Cuando su representante no suscriba las actas respectivas.
- Cuando omita en sus reportes registros o información relevante referidos a este procedimiento.⁶

Para las empresas titulares de unidades de generación:

- Cuando la verificación de la prueba aleatoria no haya sido exitosa.
- Cuando no se encuentre justificado técnicamente el motivo por el cual el mantenimiento programado no se concluyó.
- Cuando no remita la justificación técnica o se remita fuera del plazo y/o en forma distinta a la establecida en este procedimiento.
- Cuando exceda del plazo extendido para la actividad de mantenimiento.
- Cuando no se encuentre disponible la unidad de generación, luego de haber sido convocada por requerimiento del SEIN.
- Cuando no permita el ingreso de personal de OSINERG a las instalaciones en donde se ubican las unidades de generación.
- Cuando su representante no suscriba las actas respectivas.

7. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

7.1 Los aspectos relacionados con la supervisión de las condiciones operativas de las unidades de generación, no considerados dentro de los alcances del presente procedimiento, serán resueltos por el OSINERG en cada caso particular que sea necesario.

El OSINERG podrá supervisar todos los procesos in situ.

7.2 Para los casos relacionados con la publicación de información en la página WEB del COES-SINAC, el plazo de entrada en vigencia del presente procedimiento será de 30 días calendario contados a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

⁶ *Numeral modificado por el Artículo 1° de la Resolución N° 284-2009-OS/CD, publicada el 31 de diciembre de 2009 en el Peruano, incluye la siguiente infracción:
Cuando omita en sus reportes registros o información relevante referidos a este procedimiento.*

ANEXO 01 ⁷

⁷ Anexo modificado por el Artículo 1° de la Resolución N° 284-2009-OS/CD, publicada el 31 de diciembre de 2009 en el Peruano. El texto anterior era el siguiente:

ANEXO 01
ACTA DE VALIDACION DE LA PRUEBA DE VERIFICACION DE DISPONIBILIDADES
DE UNIDADES TERMICA MEDIANTE PRUEBAS ALEATORIAS

DATOS GENERALES

Empresa		
Central		
Unidad		
Arranques	Primer arranque	Segundo arranque
Fecha y hora de orden de arranque		
Fecha y hora de sincronización		
Fecha y hora de orden de parada		
Fecha y hora de fuera de sincronismo		

POTENCIA ACTIVA GENERADA CADA QUINCE MINUTOS

Periodo	Potencia (MW)

OBSERVACIONES

RESULTADO DE LA PRUEBA (MARCAR CON UN "X")

PRUEBA EXITOSA
 PRUEBA NO EXITOSA

SE ADJUNTA

Ficha técnica de la unidad aprobada por el COES-SINAC.
 Otra documentación relevante.

FIRMA PARTICIPANTES

Jefe Central Térmica

Personal acreditado OSINERG

**ACTA DE VALIDACION DE LA PRUEBA DE VERIFICACION DE DISPONIBILIDADES
DE UNIDADES TERMICA MEDIANTE PRUEBAS ALEATORIAS**

DATOS GENERALES

Empresa		
Central		
Unidad		
Arranques	Primer arranque	Segundo arranque
Fecha y hora de orden de arranque		
Fecha y hora de sincronización		
Fecha y hora de orden de parada		
Fecha y hora de fuera de sincronismo		

POTENCIA ACTIVA GENERADA CADA QUINCE MINUTOS

Periodo	Potencia (MW)

OBSERVACIONES

RESULTADO DE LA PRUEBA (MARCAR CON UN "X")

PRUEBA EXITOSA
PRUEBA NO EXITOSA

SE ADJUNTA

Documentación relevante.

FIRMA PARTICIPANTES

Jefe Central Térmica

Personal acreditado OSINERGMIN

**“PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN DE LA
COORDINACIÓN Y PROGRAMACIÓN DE LOS PROGRAMAS MENSUALES DE
MANTENIMIENTO MAYOR DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN APROBADOS POR
EL COES-SINAC”**

Nº221-2011-OS/CD

8. OBJETIVO

Establecer un procedimiento para supervisar la función del COES-SINAC, en lo concerniente a la coordinación y programación de las actividades de mantenimiento mayor, de los Programas de Mantenimiento mensual del equipamiento e instalaciones de la actividad de generación del SEIN con salida de servicio.

9. ALCANCE

Este procedimiento será aplicado al programa de mantenimiento mensual que coordina, elabora y aprueba el COES-SINAC, referido a las actividades de mantenimiento mayor y con salida de servicio.

10. BASE LEGAL

- Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos.
- Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (literal b) del Artículo 31°).
- Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 91°).
- Procedimiento Técnico del COES-SINAC PR-N° 01, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME.
- Procedimiento Técnico del COES-SINAC PR-N° 12, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME.

11. DEFINICIONES

4.1 Se utilizarán las siguientes abreviaturas:

COES-SINAC	: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
DOCOES	: Dirección de Operaciones del COES-SINAC.
GFE	: Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN.
IEOD	: Informe de la Ejecución de la Operación Diaria emitido por la DOCOES.
PMM	: Programa de Mantenimiento Mensual elaborado por la DOCOES en aplicación del PR-N° 12.
PR-N°	: Procedimiento Técnico del COES-SINAC.
SEIN	: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Mantenimiento Mayor: Actividad cuya ejecución requiere la salida de servicio de la instalación de generación durante un periodo igual o mayor a 24 horas.

4.2 Para efectos del presente Procedimiento se entiende por programas de operación los resultados obtenidos con modelos matemáticos, conformados por el despacho de carga del parque generador y el programa de mantenimiento mensual correspondiente.

12. METODOLOGÍA DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN DE LA COORDINACIÓN Y PROGRAMACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO

5.1 INFORMACIÓN REQUERIDA

Para la aplicación del presente Procedimiento se utilizará como fuentes de información el Programa de Mantenimiento Mensual (PMM), y los reportes diarios de las actividades de mantenimiento efectuadas que son elaborados por el COES-SINAC como parte de sus funciones de planificación y supervisión estipulados en el artículo 14° de la Ley N° 28832.

5.1.1 El COES-SINAC publicará en su página WEB y además actualizará en el sistema extranet del OSINERGMIN, a más tardar el último día calendario de cada mes, el PMM en el que consigne las actividades de mantenimiento mayor y con salida de servicio de la instalación correspondiente al mes siguiente. La GFE podrá disponer complementariamente el formato de la información a remitir, lo que será comunicado oportunamente al COES-SINAC.

5.1.2 El COES-SINAC publicará en su página WEB y además actualizará en el sistema extranet del OSINERGMIN, a más tardar a las 10:00 horas de cada día, el reporte de todas las actividades de mantenimiento mayor efectuadas con salida de servicio, correspondientes al día anterior.

5.2 REPORTE DE LA GESTIÓN DE LA COORDINACIÓN Y PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO

El COES-SINAC reportará mensualmente, en los primeros quince (15) días calendario de cada mes, los factores de mantenimientos programados no efectuados, y de mantenimientos efectuados no programados correspondientes al mes previo, referidos a las actividades de mantenimiento mayor con salida de servicio. Esta información deberá ser cargada en el sistema extranet del OSINERGMIN, mediante un informe en el que se consignent los valores de dichos factores. Asimismo, deberá adjuntar en medio digital la información que permita verificar cuantitativamente dichos cálculos, para lo cual deberá incluir los algoritmos utilizados en el cálculo de los referidos factores.

5.3 INDICADORES DE SUPERVISIÓN

5.3.1 Los factores de mantenimiento programado no efectuado, y de mantenimiento efectuado no programado del mes previo, referidos a las actividades de mantenimiento mayor con salida de servicio, se evaluarán de la siguiente manera:

- Para el cálculo del factor de mantenimiento programado no efectuado (F1)

$$F1 = \frac{APNE}{[APE + APNE + AP > AE]}$$

Donde:

5.3.3 OSINERGMIN evaluará los sustentos técnicos presentados por el COES-SINAC a fin de determinar su responsabilidad. El COES-SINAC sólo será considerado responsable si sobre la base del sustento alcanzado se determina que la realización de mantenimientos no programados o la no realización de mantenimientos programados, se debe a una incorrecta programación de las actividades de mantenimiento mayor de las instalaciones de generación, o si el COES-SINAC ha omitido efectuar o ha efectuado una inadecuada supervisión de la ejecución de los programas de mantenimiento, para lo cual se tendrá en cuenta, entre otros, como mínimo los criterios de análisis siguientes:

a) Para los mantenimientos programados no efectuados:

- Que para la programación del mantenimiento no efectuado se haya cumplido con lo establecido en el PR-N° 12.
- Que la solicitud de postergación y/o cancelación de la empresa titular se haya efectuado dentro de los alcances del programa semanal correspondiente.
- Que el motivo reportado de la postergación y/o cancelación se deba a razones no imputables a una mala gestión de la programación del mantenimiento. En el caso de actividades que se programaron por cuatro (04) ó más días continuos, se deberá explicar si esta actividad ha sido reprogramada.

b) Para los mantenimientos efectuados no programados:

- Que el motivo por el cual la actividad de mantenimiento se efectuó no estando programado, se debió a fallas inminentes u ocurridas.
- En el caso que las actividades efectuadas no programadas sobre un mismo equipo superen los siete (07) días continuos, y no se deba a una falla reportada, se presumirá, salvo prueba en contrario, que esta actividad debió estar consignada en el programa mensual.
- Se presumirá, sin admitir prueba en contrario, que las actividades efectuadas no programadas que se realizaron todos los días del mes debieron estar incluidas en el programa mensual.

Las solicitudes de mantenimiento no programados de las empresas titulares de generación, necesariamente deben estar registradas en la bitácora del Coordinador de la Operación en Tiempo Real (función que ejerce el COES) y de las empresas titulares.

13. MULTAS

Constituyen infracciones del COES, las siguientes:

- Cuando no remita o no consigne en la página WEB del COES-SINAC la información requerida, dentro del plazo y forma establecida en este procedimiento, o la presente de manera incompleta.
- Cuando el COES sea responsable por los mantenimientos programados no efectuados y los mantenimientos efectuados no programados, luego de evaluado el sustento presentado por la entidad que justifica dichos mantenimientos, de acuerdo a los criterios establecidos en el numeral 5.3.3 del presente procedimiento.

Dichas infracciones serán sancionadas de acuerdo a la Escala de Multas y Sanciones específica para este procedimiento o, en su defecto, por la Escala de

Multas y Sanciones de la GFE, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD, o la que la reemplace.

14. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Los aspectos relacionados con la supervisión de las actividades de mantenimiento, no considerados dentro de los alcances del presente procedimiento, serán resueltos por el OSINERGMIN en cada caso particular.

15. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Para los casos relacionados con la publicación de información en la página WEB del COES-SINAC, el plazo de entrada en vigencia del presente procedimiento será de 30 días calendario posterior a la fecha de publicación en el Diario Oficial "El Peruano".

**PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISAR LA IMPLEMENTACION Y ACTUACION
DE LOS ESQUEMAS DE RECHAZO AUTOMATICO DE CARGA Y
GENERACION
Nº 489-2008-OS/CD**

16.1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento para supervisar la elaboración, implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación.

17.2. ALCANCE

El presente procedimiento será aplicado a las empresas integrantes del SEIN que desarrollan actividades de generación, transmisión, distribución, así como los Clientes Libres y al COES-SINAC.

18.3. BASE LEGAL

- Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos.
- Ley Nº 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
- Decreto Ley Nº 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (literal b) del Artículo 31°).
- Decreto Supremo Nº 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (artículos 196°, 201°).
- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados aprobada por Resolución Directoral Nº 014-2005-EM/DGE.

19.4. ABREVIATURAS

MEM: Ministerio de Energía y Minas.

COES-SINAC: Comité de Operación Económica del SEIN.

DOCOES: Dirección de Operaciones del COES-SINAC.

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

NTCOTR: Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

LCE: Ley de Concesiones Eléctricas.

PR-Nº: Procedimiento técnico del COES-SINAC.

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

RACG: Rechazo Automático de Carga / Generación.

ERACG: Esquema de Rechazo Automático de Carga / Generación.

RACMF: Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia.

ERACMF: Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia.

RACMT: Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión.

ERACMT: Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión.

DAGSF: Desconexión Automática de Generación por Sobre Frecuencia.

EDAGSF: Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobre

Frecuencia.

20.5. DEFINICIONES

Cliente: Concesionario de distribución eléctrica o Cliente libre que es abastecido de energía desde el SEIN comprendido entre los retiros del COES-SINAC y que cuente o no con contrato de suministro.

Día de la demanda de referencia: Día definido por el COES-SINAC para establecer la distribución de rechazo de carga de cada Cliente, en el ERACMF.

Distribución de Rechazos de Carga por mínima frecuencia Propuesto por el COES para los Clientes COES: Documentos elaborados por el COES-SINAC en la que se informa a cada Cliente COES las magnitudes (MW) de rechazo de carga totales por etapa que debe implementar en su esquema de RACMF del próximo año para cumplir con los porcentajes establecidos por el estudio RACG. El COES-SINAC determina las magnitudes de rechazo de carga totales por etapa a implementar por cada Cliente a partir de la demanda máxima de referencia de cada uno de los Clientes, correspondiente al día seleccionado por el COES.

Esquemas Generales de RACG del estudio: Especificaciones Técnicas de los Esquemas Generales propuestos por el Estudio de RACG constituido por los esquemas RACMF, RAGSF DAGSF y RACMT.

Esquema General de RACMF Propuesto en el estudio: Cuadro que describe las especificaciones técnicas del ERACMF, que incluye: el número de etapas, el porcentaje de carga a rechazar en cada etapa y los ajustes de los relés de umbral y derivada de frecuencia para activar el rechazo en cada etapa y en cada zona.

Esquema General de RACMT Propuesto en el estudio: Cuadro que describe las especificaciones técnicas del ERACMT, que incluye: el número de etapas, la magnitud de carga a rechazar en cada etapa y los ajustes de los relés de mínima tensión para activar el rechazo en cada etapa y en cada subestación.

Esquema Detallado de DAGSF Propuesto por el estudio: Cuadro que describe los grupos a desconectar rechazar y los ajustes de los relés de frecuencia para activar el rechazo de cada unidad.

Esquema Detallado de RACMF Implementado: Cuadros que contienen los circuitos en los que efectivamente se implementó el rechazo automático de carga por mínima frecuencia.

Esquema Detallado de RACMT Implementado: Cuadros que contienen los circuitos en los que efectivamente se implementó el rechazo de carga por Mínima Tensión.

Esquema General de RACMF Implementado: Cuadro que totaliza la carga a rechazar en los circuitos donde se implementó el Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia.

Esquema General de RACMT Implementado: Cuadro que totaliza por SE, la carga a rechazar en los circuitos donde se implementó el Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión.

Esquema Detallado de DAGSF Implementado: Cuadro que contiene las unidades de generación en las que efectivamente se implementó la desconexión de generación y el ajuste de sus relés de frecuencia.

Oferta Detallada Propuesta por los Clientes para el esquema RACMF:

Cuadro que lista los circuitos propuestos por los Clientes para cumplir con el Esquema General del RACMF Propuesto o Requerido por el COES. El cuadro contiene para cada circuito considerado, el relé que lo comanda, sus ajustes y la carga del circuito para la condición de máxima, media y mínima demanda; así como para la demanda de referencia.

Oferta Detallada Propuesta por los Clientes para el esquema RACMT:

Cuadro que lista los circuitos propuestos por los Clientes para cumplir con el Esquema General del RACMT Propuesto por el Estudio. El cuadro contiene para cada circuito considerado, el relé que lo comanda, sus ajustes y la carga del circuito par la condición de máxima, media y mínima demanda; así como para la demanda de referencia.

Personal acreditado del OSINERGMIN: Es el personal autorizado por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, quien representa al OSINERGMIN en la verificación de la implementación del Esquema de Rechazo de Carga/Generación requerido por el COES.

Relés que Actuaron Correctamente: Aquellos relés de frecuencia o tensión que actuaron según el Esquema Detallado de RACG.

Relés que Actuaron Indebidamente por Exceso: Aquellos relés que actuaron cuando los parámetros de la frecuencia o tensión no superaron los valores de los ajustes informados por el responsable del relé según el Esquema Detallado de RACG.

Relés que Actuaron Indebidamente por Omisión: Aquellos relés que no actuaron cuando los parámetros de la frecuencia o tensión superaron los valores de los ajustes informados por el responsable del relé según el Esquema Detallado de RACG.

Relés que Actuaron Indebidamente: Aquellos relés de frecuencia que no actuaron según el Esquema Detallado de RACG Implementado e informado por sus responsables, ya sea por omisión o por exceso según el Esquema Detallado de RACG.

21.6. METODOLOGIA

El presente procedimiento está constituido por las siguientes etapas:

- i. Verificación de la Entrega de información para la Ejecución del Estudio
 - Actualización del Modelo Dinámico del SEIN
- ii. Verificación de la Aprobación del Estudio elaborado por el COES
 - Definición de las especificaciones técnicas de los Esquemas de RACG.
 - Entrega de las especificaciones técnicas de los Esquemas a los Integrantes del SEIN.
 - Observaciones de los Integrantes.
 - Absolución de Observaciones por el COES y definición de las especificaciones técnicas del esquema requerido.
- iii. Verificación del proceso de implementación de los esquemas de RACG
 - Propuesta presentada por los Clientes.
 - Aplicación de los resultados del estudio a los clientes del SEIN.

- Aprobación de propuesta de esquemas.
 - Implementación de los esquemas de RACG.
- iv. Evaluación de la actuación de los esquemas de RACG
- Actuación del ERACMF.
 - Actuación del ERACMT.
 - Actuación del EDAGSF.
 - Mantenimiento del Principio de Equidad.

Los formatos correspondientes a estas etapas se presentan en el Anexo.

6.1. Verificación de entrega de información para la Ejecución del Estudio

El estudio debe definir los Esquemas de RACG para un año determinado (“Año en Estudio”) y se elabora en el año previo (“Año de Elaboración del Estudio. Los esquemas de RACG derivados de este estudio para cada cliente del SEIN deben estar implementados el 02 de enero del Año en Estudio.

La NTCOTR establece que el COES-SINAC elabora anualmente el estudio de RACG del SEIN, para lo cual se requiere utilizar un modelo dinámico del SEIN. En esta etapa se establecen los lineamientos y pasos para supervisar la entrega de información de los integrantes del SEIN al COES-SINAC, para dicho propósito.

El modelo dinámico del SEIN comprende el equipamiento existente (centrales de generación, sistema de transmisión y transformación, así como las cargas) durante el año de elaboración del estudio y el equipamiento del Año en Estudio. La información será entregada de acuerdo a los formatos correspondientes establecidos en el Anexo.

6.1.1. Los integrantes del sistema entregarán la información que el COES-SINAC requiera para la elaboración del Estudio de RACG del Año en Estudio hasta el 31 de marzo del año de elaboración del estudio. Los integrantes del sistema entregarán la siguiente información:

- Demanda estimada por los Clientes para el Año en Estudio.
- Los Generadores y Transmisores entregarán al COES-SINAC, la Información actualizada de los modelos y parámetros de los equipos de generación y transmisión a su cargo que hayan entrado en servicio antes del 01 de enero del Año de Elaboración del Estudio. Asimismo, deberán proporcionar la información estimada (parámetros¹ y fecha de inicio de operación) de los equipos de generación y transmisión previstos para entrar en servicio entre el 01 de enero del Año de Elaboración del Estudio y el 31 de diciembre del Año en Estudio.
- El Cliente que maneja procesos de producción, entregará al COES-SINAC los diagramas unifilares de su sistema eléctrico, la descripción de sus procesos y los ajustes de las protecciones propias de sus equipos que son activadas por las señales de tensión y frecuencia. Asimismo, la relación de motores síncronos y asíncronos, barra de conexión, datos de placa, parámetros eléctricos y constantes de inercia, curva característica torque -velocidad de la carga accionada.
- Otra información que el COES-SINAC solicite.

6.1.2. El COES-SINAC tiene plazo hasta el 15 de abril de cada año para reportar en el sistema Extranet del OSINERGMIN los incumplimientos en la entrega de

la información requerida por parte de los integrantes del SEIN.

6.1.3. Con la información recibida el COES-SINAC actualiza el modelo dinámico del SEIN y efectúa las simulaciones requeridas para el estudio.

6.2. Verificación de la Aprobación del Estudio Elaborado por el COES

Para supervisar el cumplimiento de los objetivos de la NTCOTR en los Esquemas Generales de Rechazo Automático de Carga establecidos en el Estudio Anual de RACG, se seguirán los siguientes pasos:

6.2.1. Los esquemas a ser establecidos en el estudio RACG deben tomar como referencia el esquema RACG vigente durante el año de realización del estudio. El COES-SINAC presentará a las empresas integrantes del SEIN y al OSINERGMIN un Informe Preliminar que incluya como mínimo los siguientes aspectos:

¹ Parámetros y características de los equipos de generación existentes y previstos. Diagrama de bloques y ajustes típicos dados por el fabricante para los sistemas de excitación-regulación de tensión y estabilizadores de sistemas de potencia. Diagrama de bloques del control carga- frecuencia con los ajustes típicos dados por el fabricante. Parámetros de los equipos del sistema de transmisión existentes y previstos (líneas, transformadores de potencia, reactores bancos de capacitares, etc). Diagrama de bloques de los equipos automáticos de compensación reactiva con los ajustes actuales para los existentes y los ajustes típicos del fabricante para los previstos.

- Evaluación de los esquemas de RACMF, RACMT, RAGSF propuestos en el estudio anterior y vigente durante el Año de Elaboración del nuevo Estudio.
- Revisión de las premisas del estudio anterior que definieron los esquemas de RACG vigentes.
- Definición de las premisas para la elaboración de los esquemas de RACG del Año en Estudio, diferenciando claramente las que se mantienen, de aquellas que requieren ser modificadas para mejorar los esquemas; y además, las premisas adicionales que considere conveniente.
- Definición de las Zonas del SEIN (Formato F01).
- Definición de los esquemas de RACG propuesto para el Año en Estudio.

6.2.2. El COES-SINAC tiene plazo hasta el 31 de agosto del Año de Elaboración del Estudio para remitir a los integrantes del SEIN el Informe Preliminar del Estudio de RACG (en adelante Informe Preliminar). En esa misma fecha el COES-SINAC informará a los generadores el día y el cuarto de hora seleccionados para la demanda de referencia.

Para el día especificado los generadores solicitarán a sus clientes libres y a los distribuidores la información de los diagramas de carga correspondientes. Las distribuidoras informaran el diagrama de carga de clientes regulados y los diagramas de carga de cada uno de sus clientes libres.

6.2.3. Los Integrantes del SEIN podrán presentar al COES-SINAC sus observaciones al Informe Preliminar hasta el 15 de setiembre. En esa misma fecha los generadores entregarán al COES-SINAC el diagrama de carga de sus clientes.

El COES-SINAC reporta en el sistema Extranet del OSINERGMIN dentro de los

siguientes tres días hábiles las observaciones al Informe Preliminar.

6.2.4. El Informe Final del Estudio de RACG y las especificaciones de los esquemas de Rechazo de carga/generación serán aprobados por el COES-SINAC hasta el 30 de setiembre de cada año, y serán remitidos a las empresas integrantes del SEIN con copia al OSINERGMIN hasta la referida fecha, adjuntando los respectivos documentos de levantamiento de observaciones y la distribución de las magnitudes de Rechazos de Carga totales por etapa a rechazar por cada Cliente. Los esquemas de rechazo de carga y generación se entregaran de acuerdo a los formatos que se indican, los que se detallan en el Anexo.

F01: "Zonas del SEIN"

F02: "Esquema de RACMF requerido por el estudio" F03: "Esquema de RACMT requerido por el estudio" F04: "Esquema de DAGSF requerido por el estudio"

F05: "Distribución de RACMF Requerido por el COES a los Clientes"

La información indicada en este numeral el COES-SINAC lo ingresará al sistema Extranet del OSINERGMIN.

6.3.

Verificaci

ón del proceso de implementación de los esquemas de RACG Para supervisar el cumplimiento de los objetivos de la NTCOTR en los Esquemas de Rechazo Automático de Carga a ser implementados por los Clientes y Generadores, se seguirá lo siguiente:

6.3.1. Los Clientes, seleccionarán los circuitos disponibles para rechazar la magnitud establecida en cada etapa para cada uno de ellos por la Distribución de Rechazo de Carga Requerido por el COES-SINAC. Cuando el rechazo disponible exceda el requerimiento del COES-SINAC, el Cliente podrá declarar estos circuitos como disponibles para la permuta. Los Clientes informarán al COES-SINAC, antes del 15 de octubre, lo siguiente:

- Circuitos propuestos para los esquemas de rechazo de carga por mínima frecuencia, detallando características como demanda y equipamiento a ser utilizado.
- Las características de sus circuitos disponibles para ser incluidos en el mecanismo de permuta, incluyendo demanda y equipamiento a ser utilizado. Asimismo, los Clientes informaran al COES-SINAC a través del sistema extranet del OSINERGMIN la siguiente información:

F06A: "Oferta por etapa del Cliente para el ERACMF".

F06E: "Oferta por etapa del Cliente para el Mecanismo de Permuta en el ERACMF".

6.3.2.

El COES-

SINAC consolidará los circuitos y cargas ofrecidos por los Clientes para su contribución obligatoria con el ERACMF, así como para el mecanismo de permuta. Luego, establecerá el aporte por etapas al ERACMF que debe implementar el Cliente. Estos esquemas deberán ser implementados por los

Clientes en forma obligatoria, para lo cual deberán ser informados a más tardar el 15 de noviembre.

La información a entregar se realizará de acuerdo a los formatos que se indican, los que se detallan en el Anexo.:

F06B: "Aporte por etapas al ERACMF que debe implementar el Cliente

La información indicada en este numeral el COES-SINAC lo ingresará al sistema Extranet del OSINERGMIN.

6.3.3. Los integrantes del sistema tienen como fecha límite el 02 de enero del Año en Estudio para informar en el sistema extranet del OSINERGMIN, en calidad de declaración jurada, los "Esquemas Detallados del RACMF, RACMT y DAGSF Implementados" utilizando los siguientes formatos:

La información a entregar se realizará de acuerdo a los formatos que se indican, los que se detallan en el Anexo:

F06C: "Esquema Detallado de RACMF Implementado por el Cliente"

F07A: "Esquema Detallado de RACMT Implementado por el Cliente"

F08: "Esquema Detallado de la DAGSF Implementado por el Generador"

6.3.4 El OSINERGMIN tomando muestras representativas entre los integrantes del SEIN realizará inspecciones de campo para verificar la implementación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación, y la información alcanzada por el COES-SINAC.

6.4. Evaluación de la actuación de los esquemas de RACG Para evaluar el desempeño de los esquemas de RACG vigente, en consideración a lo establecido en los numerales 8.2 y/o 3.1.5 de la NTCOTR, se cumplirá con lo siguiente:

En las perturbaciones que activen alguno de los esquemas de rechazo de carga o generación, el Informe del COES-SINAC sobre la perturbación, incluirá una evaluación de los esquemas de RACG activados. Para ello el COES-SINAC deberá disponer para cada zona del SEIN de registradores de frecuencia fijos y/o portátiles que le permitan efectuar monitorear la frecuencia durante las perturbaciones y recabar la información necesaria para el adecuado análisis del evento. Dentro de los 30 días calendario de publicada el presente procedimiento el COES-SINAC informará al OSINERGMIN las especificaciones técnicas del equipamiento necesario para recabar información de frecuencia para efectuar el adecuado análisis de eventos, este equipamiento deberá adquirir y poner en funcionamiento para los análisis de eventos dentro de los siguientes 90 días calendario.

El COES-SINAC alcanzará al OSINERGMIN el Informe Técnico (de Perturbación) que hace referencia el numeral 3.5 de la NTCSE, que incluye la evaluación de la actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación activados. Esta información servirá de base para que el COES elabore su reporte semestral sobre la actuación de los esquemas RACG establecidos por el estudio para cada Integrante del sistema.

6.4.1. Análisis de la actuación del esquema RACMF

Cuando se active el ERACMF, el COES-SINAC obtendrá y mostrará el comportamiento de la frecuencia y su derivada para cada zona del SEIN; y con la

información de los ajustes de los relés del ERACMF determinará el comportamiento esperado de cada relé. Esta información se reporta en el formato F09.

Para el análisis de la actuación del ERACMF vigente, cada cliente cuyo esquema se haya activado en el evento proporcionará la información de la actuación de sus esquemas activados mediante el formato F10. Luego, el COES-SINAC incluye en este mismo formato la actuación esperada del relé de cada etapa registrada en la última columna del formato F09.

Finalmente se evalúa la actuación del ERACMF. Si la actuación esperada del relé y la señalización de disparo del relé son iguales, entonces la actuación de la etapa correspondiente será adecuada, en caso contrario la operación del relé de frecuencia no será adecuada.

Esta información deberá ser reportada al OSINERGMIN en el Informe Técnico, de conformidad con lo establecido en el numeral 3.5 de la NTCSE.

Cada vez que se active el ERACMF los integrantes del SEIN y el COES-SINAC ingresaran la información que se indica en los formatos así como el reporte de eventos de los relés de frecuencia y la descripción del evento que ocasiona el ERACMF (de acuerdo a los plazos establecidos en los numerales 8.2 y/o 3.1.5 de la NTCOTR) al sistema extranet del OSINERGMIN.

La información a ingresar se realizará de acuerdo a los formatos que se indican, los que se detallan en el Anexo:

F09: "Registro de evaluación del comportamiento de la frecuencia y su derivada para cada Zona".

F10: "Actuación del ERACMF en el evento ocurrido a las HH:MM:SS del D/M/A según Informe del Cliente".

6.4.2. Análisis de la actuación del esquema ERACMT

Cuando se active el ERACMT, y/o para las barras que el COES-SINAC indique, los clientes afectados por la perturbación proporcionarán al COES-SINAC el registro de la tensión en el tiempo monitoreada por el relé de tensión correspondiente. Con esta información, el COES-SINAC evaluará los niveles de tensión alcanzados y su duración. Además, utilizando los niveles de ajuste establecidos en el ERACMT, determinará el comportamiento esperado de los relés de tensión. Esta información se reportará en el formato F11.

Para el análisis de la actuación del ERACMT vigente, los clientes, involucrados en el evento proporcionarán la información de la actuación de sus esquemas activados mediante el formato F12. A continuación el COES-SINAC incluye en este mismo formato la actuación esperada de los umbrales de cada relé de tensión registrados en la última columna del formato F11.

Finalmente se evalúa la actuación del ERACMT. Si la actuación esperada de cada relé de acuerdo a los valores de tensión registrados y la señalización de disparo del relé son iguales, entonces la actuación del umbral correspondiente es adecuada, caso contrario la operación del relé será no adecuada.

Esta Información deberá ser reportada al OSINERGMIN en el Informe Técnico de conformidad con lo establecido en el numeral 3.5 de la NTCSE.

Cada vez que se active el ERACMT los integrantes del SEIN y el COES-SINAC ingresaran la información que se indica en los formatos así como el reporte de eventos de los relés de tensión y la descripción del evento que ocasiona el ERACMT

(de acuerdo a los plazos establecidos en los numerales 8.2 y/o 3.1.5 de la NTCOTR) al sistema extranet del OSINERGMIN.

La información a entregar se realizará de acuerdo a los formatos que se indican, los que se detallan en el Anexo:

F11: "Registro de evaluación del comportamiento de la tensión para cada subestación Afectada"

F12: "Actuación del ERACMT en el evento ocurrido a las HH:MM:SS del D/M/A según Informe del Cliente"

6.4.3. Análisis de la actuación del esquema de DAGSF

Cuando se activa el EDAGSF en el informe del COES-SINAC se mostrará el comportamiento de la frecuencia en el tiempo así como su derivada y con la información de los ajustes de los relés de frecuencia y de derivada establecidos en el esquema de RAGSF determina el comportamiento esperado de cada relé. Esta información se reporta en el formato F13.

Para el análisis de la actuación del esquema de DAGSF vigente, los generadores involucrados en el evento proporcionarán la información de la actuación de sus esquemas activados mediante el formato F14. Luego, el COES-SINAC incluye en el mismo formato la actuación esperada del umbral de cada relé de frecuencia registrado en la última columna del formato F13.

Finalmente se evalúa la actuación del esquema de DAGSF. Si la actuación esperada de los umbrales de relé de frecuencia y la señalización de disparo del relé son iguales, entonces la actuación del umbral correspondiente es exitosa, caso contrario el relé no operó en forma adecuada.

Esta Información deberá ser reportada al OSINERGMIN en el Informe Técnico, de conformidad con lo establecido en el numeral 3.5 de la NTCSE.

Cada vez que se active el esquema de DAGSF los integrantes del SEIN y el COES-SINAC ingresaran la información que se indica en los formatos así como el reporte de eventos de los relés de frecuencia y la descripción del evento que ocasiona la DAGSF (de acuerdo a los plazos establecidos en los numerales 8.2 y/o 3.1.5 de la NTCOTR) al sistema extranet del OSINERGMIN.

La información a entregar se realizará de acuerdo a los formatos que se indican, los que se detallan en el Anexo:

F13: "Registro de evaluación del comportamiento de la sobrefrecuencia y su derivada".

F14: "Actuación del EDAGSF en el evento ocurrido a las HH:MM:SS del D/M/A según Informe del Generador".

6.4.4. Aplicación del Principio de Equidad

Todos los clientes deben de aplicar y mantener el principio de equidad mencionado en el numeral 7.2.2 de la NTCOTR, lo que significa ser considerado en el criterio de rotación de circuitos.

Para la especificación de la rotación se utilizarán los formatos F06D y F07B, en los cuales se indicarán los circuitos que forman parte de la rotación, la fecha y características de los circuitos que salen del esquema y de aquellos que los reemplazan. La rotación de circuitos comprendidos en el ERACMF y el ERACMT deben ser reportados por los clientes al sistema extranet del OSINERGMIN 5 días

útiles antes de efectuarlos y a las 24 horas de haberse ejecutado.

La información a entregar es:

F06D: "Rotación de Circuitos Incluidos en el ERACMF"

F07B: "Rotación de Circuitos Incluidos en el ERACMT"

6.5. Los integrantes del SEIN y el COES-SINAC ingresarán al sistema EXTRANET del OSINERGMIN, para efectos de la supervisión, la información en los formatos requeridos en el presente procedimiento, dentro de los plazos que corresponda.

Los formatos indicados en este procedimiento se adecuarán a los resultados de las especificaciones de los esquemas de rechazo automático de carga y generación.

22.7. MULTAS

Se sancionará al COES-SINAC y a los titulares del equipamiento del SEIN, según la escala de multas y sanciones del OSINERGMIN, en los casos siguientes:

7.1. Para el COES-SINAC

7.1.1. Cuando no elabore el estudio RACG dentro de los plazos establecidos.

7.1.2. Cuando no remita la información requerida dentro del plazo y forma establecida en este procedimiento o se presente de manera incompleta o inexacta.

7.1.3. Cuando no cumpla lo establecido en el numeral 6 del presente procedimiento.

7.2. Para los INTEGRANTES:

7.2.1. Cuando no implementen los esquemas RACG.

7.2.2. Cuando el esquema implementado por declaración jurada no corresponda con el encontrado en la inspección en el campo.

7.2.3. Cuando no remita la información requerida dentro del plazo y forma establecida en este procedimiento o se presente de manera incompleta o inexacta.

7.2.4. Cuando no cumpla lo establecido en el numeral 6 del presente procedimiento.

7.2.5. Cuando no permita el ingreso del personal acreditado del OSINERGMIN y/o del COES-SINAC a las instalaciones donde se ubican los relés correspondientes y los circuitos comprometidos en cumplimiento de lo establecido en los numerales 7.2, 7.3 y 6.6.1 de la NTCOTR.

23. 8. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

8.1 Los aspectos no considerados dentro de los alcances del presente procedimiento, serán resueltos por el OSINERGMIN en cada caso particular que sea necesario.

El OSINERGMIN podrá supervisar todos los procesos in situ.

8.2 El plazo de entrada en vigencia del presente procedimiento será de 30 días calendario contados a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial “El Peruano”.

24. 9. ANEXOS

9.1 ANEXO - FORMATOS

ANEXO

FORMATOS DEL PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISAR LA IMPLEMENTACION Y ACTUACION DE LOS ESQUEMAS DE RECHAZO AUTOMATICO DE CARGA Y GENERACION

1.1 F01: Definición de Zonas del SEIN

Este formato muestra las zonas, definidas en el estudio de Rechazo Automático de Carga / Generación (RACG) que elabora anualmente el COES.

Zona: Zona del SEIN definidas por el estudio de RACG.

SE: Subestación que pertenece a la Zona.

F01: ZONAS DEL SEIN

ZONA	S.E. 220 kV

1.2 F02: Esquema de RACMF Requerido por el Estudio

Contiene los ajustes de relés de frecuencia Requeridos para el esquema de RACMF para el SEIN en el estudio Rechazo Automático de Carga/Generación. Etapa (#): Son los números de etapas definidas para el esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia.

Rechazo

Etapa (%): Porcentaje de carga a rechazar en cada etapa. Este porcentaje se evalúa con respecto a la máxima demanda total de los clientes del SEIN.

Acum.(%): Porcentaje de carga acumulado de los escalones anteriores y el actual.

Relés por umbral: Valores de ajuste de los umbrales frecuencia y tiempo con que deben ser ajustados los relés asignados a cada etapa.

Relés por derivada de frecuencia: Valores de ajuste de frecuencia de arranque para la activación de la función por gradiente de frecuencia, y ajuste del tiempo requerido para el disparo, con el que deben ser ajustados los relés asignados a cada etapa y para cada zona.

F02: ESQUEMA GENERAL DE RACMF REQUERIDO POR EL ESTUDIO

Etapa	Rechazo		Relés por umbral		Relés por derivada de frecuencia					
	Etapa (%)	Acum (%)	Arranque (Hz)	Tiempo (seg)	arranque' (Hz)	Zona A (Hz/seg)	Zona B (seg)	Zona C (Hz/seg)	Zona C (seg)	
#										

1.3 F03: Esquema de RACMT Requerido por el Estudio

Contiene los ajustes propuestos en el estudio de rechazo automático de carga por mínima tensión.

Cliente: Empresa Distribuidora propietaria de la subestación

1.7 F06B: Aporte por etapas al ERACMF que debe implementar el cliente

Comprende las magnitudes de carga consolidados por el COES a partir de la oferta por etapa del cliente para el ERACMF y de la Oferta por etapa del Cliente para el Mecanismo de Permuta en el E RACMF; para cubrir con el porcentaje de rechazo de carga requerido por el COES en la distribución de RACMF por etapa.

Zona: Zonas del SEIN definidas por el estudio de RACG.

Tipo de ajustes: Ajustes por umbral o derivada de frecuencia.

Demanda de referencia: Es la demanda obtenida en base al diagrama de carga de cada cliente para un día y cuarto de hora seleccionados por el COES.

Rechazo de carga por etapa: Magnitudes de RACMF por etapa a implementar.

Rechazo Total: Carga total a rechazar por cada Cliente en MW y en % respecto a la demanda de referencia establecida por el COES para cada Cliente.

Suministrador: Empresa generadora que suministra energía a un cliente mediante un contrato.

Observaciones: en caso hubiera.

F06B: APOORTE POR ETAPAS AL ERACMF QUE DEBE IMPLEMENTAR EL CLIENTE

Zona	Tipo de ajustes	Demanda de Referencia	Rechazos de carga por etapa							Rechazo Total		Observaciones	
			1 (MW)	2 (MW)	3 (MW)	4 (MW)	5 (MW)	6 (MW)	7 (MW)	Reposición	(MW)		(%)
	Ajustes por umbral de frecuencia												
	Ajustes por derivada de frecuencia												
	Total Cliente:												

1.8 F06C: Esquema Detallado de RACMF Implementado por el Cliente

Comprende los relés y circuitos implementado por el Cliente para cubrir el porcentaje de rechazo de carga que corresponde a su demanda de referencia en cada una de las etapas y en cada zona. La implementación de este esquema debe ser informado al COES en calidad de declaración jurada a más tardar el 02 de enero.

Zona: Zonas del SEIN definidas por el estudio de RACG.

Cód. Relé: Código del Relé de frecuencia utilizado en el esquema.

Marca: Marca del Relé

Modelo: Modelo del Relé

No Serie: Número de Serie del Relé

SE Nombre: Nombre de la subestación donde se encuentra ubicado el relé (referido a las Subestaciones SET indicado en la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

SE Código: Código de Subestación donde se encuentra ubicado el relé (referido a las Subestaciones SET indicado en la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

kV: Nivel de tensión del alimentador o circuito controlado por el relé.

Circuito Nombre: Nombre del alimentador o circuito controlado por el relé (referido a las secciones de línea o alimentadores MT indicado en la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

Circuito Código: Código del alimentador o circuito controlado por el relé (es el código de secciones de línea o alimentadores MT indicado en la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

Cód Interr.: Código del Interruptor.

Fecha: Fecha en que fue implementado el ajuste en el relé de frecuencia

Etapas: Etapa del rechazo a la que se ha destinado el relé.

Relés por umbral

Arranque: Nivel de frecuencia para el que se ha ajustado el arranque del relé.

Tiempo: Tiempo ajustado para la actuación del relé luego del arranque por frecuencia.

Relés por derivada de frecuencia

Arranque': Nivel de frecuencia para el que se activa el arranque por gradiente de frecuencia.

Df/dt: Nivel de gradiente de frecuencia para el que se ha ajustado el arranque del relé.

Tiempo': Tiempo ajustado para la actuación del relé luego del arranque por gradiente de frecuencia.

Demanda Registrada: Demanda máxima, media y mínima registrada en el alimentador o circuito considerado en el esquema de RACMF para el día de referencia.

Demanda de referencia: Demanda por circuito, obtenida en base al diagrama de carga de cada cliente para un día y cuarto de hora seleccionado por el COES para la demanda de referencia de cada cliente.

Suministrador: Empresa generadora que suministra energía a un cliente.

Observaciones: en caso considere que el circuito pueda rotar y mas adelante ya no este comprendido en el ERACMF.

F06C: ESQUEMA DETALLADO DE RACMF IMPLEMENTADO POR EL CLIENTE

Zona	Cód. relé	Marca	Modelo	No Serie	SE	SE	kV	Circuito	Código de	Fecha de	Etapa	Relés por umbral		Relés por derivada f.			Demanda Registrada (*)			Demanda referencia (*)	Suministrador	Observaciones			
												Arranque [Hz]	Tiempo (seg)	Arranque [Hz]	d/dt [Hz/s]	Tiempo (seg)	Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]						

Total Cliente:

1.9 F06D: Rotación de Circuitos Incluidos en el ERACMF

Comprende las modificaciones de los relés y alimentadores considerados en el ERACMF para rotarlos, pero manteniendo la magnitud de carga a ser rechazada en cada etapa según el esquema requerido por el COES.

Zona: Zonas del SEIN definidas por el estudio de RACG.

Cód. Relé: Código del Relé de frecuencia utilizado en el esquema.

Marca: Marca del Relé

Modelo: Modelo del Relé

No Serie: Número de Serie del Relé

SE: Subestación donde se encuentra ubicado el relé

kV: Nivel de tensión del alimentador o circuito controlado por el relé. **Circuito:** Código del alimentador o circuito controlado por el relé. **Cód Interr.:** Código del Interruptor.

Fecha: Fecha en que fue implementado el nuevo ajuste en el relé de frecuencia

Etapa: Etapa del rechazo a la que se ha destinado el relé.

Arranque: Nivel de frecuencia para el que se ha ajustado el arranque del relé.

Tiempo: Tiempo ajustado para la actuación del relé luego del arranque por frecuencia.

Arranque': Nivel de frecuencia para el que se activa el arranque por gradiente de frecuencia.

Df/dt: Nivel de gradiente de frecuencia para el que se ha ajustado el arranque del relé.

Tiempo: Tiempo ajustado para la actuación del relé luego del arranque por gradiente de frecuencia.

Demanda Registrada: Demanda máxima, media y mínima registrada en el alimentador o circuito considerado en el esquema de rechazo de carga.

Situación del Circuito (Ingreso o retiro del ERACMF): Se indica si el circuito ingresa o se retira del ERACMF.

F06D: ROTACION DE CIRCUITOS INCLUIDOS EN EL ERACMF

Zona	Cód	Marca	Modelo	No	SE	kV	Circuito	Código de	Fecha	Etapa	Relé por umbral	Relé por derivada	Demanda Registrada	Situación del circuito
------	-----	-------	--------	----	----	----	----------	-----------	-------	-------	-----------------	-------------------	--------------------	------------------------

relé		Serie	(kV)	Interruptor		Arranque [Hz]	Tiempo (seg)	Arranque [Hz]	df/dt [Hz/s]	Tiempo (seg)	Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]	(Ingreso o Retiro de ERACMF)

1.10 F06E: Oferta por etapa del Cliente para el Mecanismo de Permuta en el ERACMF

Comprende las magnitudes de carga ofrecidos por el cliente para el Mecanismo de Permuta ubicados en una Zona y asignados a una etapa cuyo rechazo excede el porcentaje de RACMF que le corresponde al cliente responsable de ese circuito en esa zona y esa etapa, pero que permite cubrir el porcentaje de rechazo de carga que corresponde a la demanda de otros clientes en esa etapa y zona, a cambio de una retribución económica o del rechazo de carga del segundo en una zona o etapa en la que el primero sea deficitario y sea de mutuo acuerdo.

Zona: Zonas del SEIN definidas por el estudio de RACG.

Tipo de ajustes: Ajustes por umbral o derivada de frecuencia.

Demanda de referencia: Es la demanda obtenida en base al diagrama de carga de cada cliente para un día y cuarto de hora seleccionados por el COES.

Rechazo de carga por etapa: Oferta de magnitudes de carga por etapa que pueden permutarse.

Rechazo Total: Carga total propuesta a rechazar por cada Cliente en MW y en % respecto a la demanda de referencia establecida por el COES para cada Cliente.

Suministrador: Empresa generadora que suministra energía a un cliente mediante un contrato.

Observaciones: en caso hubiera.

F06E: OFERTA POR ETAPA DEL CLIENTE PARA EL MECANISMO DE PERMUTA EN EL ERACMF

Zona	Tipo de ajustes	Demanda de Referencia (MW)	Rechazos de carga por etapa								Rechazo Total		Suministrador	Observaciones
			1 (MW)	2 (MW)	3 (MW)	4 (MW)	5 (MW)	6 (MW)	7 (MW)	Reposición (MW)	(MW)	(%)		
	Ajustes por umbral de frecuencia													
	Ajustes por derivada de frecuencia													
	Total Cliente:													

1.11 F07A: Esquema Detallado de RACMT Implementado por el Cliente

Comprende los relés y circuitos implementado por el Cliente para cubrir el rechazo de carga requerido por el COES ara evitar los colapsos de tensión ante perturbaciones significativas o sobrecarga del sistema. La implementación de este esquema debe ser informado al COES en calidad de declaración jurada a más tardar el 02 de enero.

Cód. Relé: Código del Relé de tensión utilizado en el esquema.

Marca: Marca del Relé

Modelo: Modelo del Relé

No Serie: Número de Serie del Relé

SE Nombre: Nombre de la subestación donde se encuentra ubicado el relé (referido a las Subestaciones SET indicado en la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

SE Código: Código de Subestación donde se encuentra ubicado el relé (referido a las Subestaciones SET indicado en la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

kV: Nivel de tensión del alimentador o circuito controlado por el relé.

Barra: Barra donde el relé monitorea la tensión.

Circuito Nombre: Nombre del alimentador o circuito controlado por el relé (referido a las **secciones de línea o alimentadores MT** indicado en la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

Circuito Código: Código del alimentador o circuito controlado por el relé (es el código de secciones de línea o alimentadores MT indicado en la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

Cód Interr.: Código del Interruptor que controla el alimentador o circuito.

Fecha: Fecha en que fue implementado el ajuste en el relé de tensión.

Umbral: Cada uno de los niveles de tensión y tiempos que activan los rechazos de carga del esquema RACMT, y comprende 3 umbrales: 1er, 2do y 3er Umbral.

Arranque: Nivel de tensión para el que se ha ajustado el arranque del relé para cada umbral.

Tiempo: Tiempo ajustado para la actuación del relé luego del arranque para cada umbral.

Demanda Registrada: Demanda máxima, media y mínima registrada en el alimentador o circuito considerado en el esquema de RACMT.

Suministrador: Empresa generadora que suministra energía a un cliente.

Observaciones: en caso considere que el circuito pueda rotar y mas adelante ya no este comprendido en el ERACMT.

F07A: ESQUEMA DETALLADO DE RACMT IMPLEMENTADO POR EL CLIENTE

Cód relé	Marca	Modelo	No Serie	SE Nombre	SE Código	kV (kV)	Barra	Circuito Nombre	Circuito Código	Código de Interr.	Fecha de Implem.	Umbral			Demanda Registrada (*)			Suministrador	Observaciones		
												1er Umbral Arranque (kV)	1er Umbral Tiempo (seg)	2do Umbral Arranque (kV)	2do Umbral Tiempo (seg)	3er Umbral Arranque (kV)	3er Umbral Tiempo (seg)			Máxima [MW]	Media [MW]

1.12 F07B: Rotación de Circuitos Incluidos en el esquema de RACMT por el Cliente

Comprende las modificaciones de estado de los elementos que forman el ERACMT. Cada elemento está formado por la combinación del relé, el interruptor comandado y el circuito que comanda el interruptor. Cualquier nueva combinación de relé, valor de ajuste, interruptor o circuito representa una nueva condición o estado. Por lo tanto, cualquier cambio en alguno de ellos, representa un cambio de estado en uno de los elementos del ERACMT.

Fecha Inicio: Fecha en que fue implementado el ajuste y a partir de la cual corresponde a la condición del relé – circuito o equipo de transmisión.

Cód. Relé: Código del Relé de mínima tensión utilizado en el esquema.

SE: Subestación donde se encuentra ubicado el relé

kV: Nivel de tensión del circuito (o equipo de transmisión) controlado por el relé.

Barra: Barra donde el relé monitorea la tensión.

Circuito: Código del circuito (o equipo de transmisión) controlado por el relé.

Cód Interr.: Código del Interruptor.

Fecha: Fecha en que se ha implementado el ajuste en el relé de tensión.

Umbral: Cada uno de los niveles de tensión y tiempos que activan los rechazos de carga del esquema RACMT, y comprende 3 umbrales: 1er, 2do y 3er Umbral.

Arranque: Nivel de tensión para el que se ha ajustado el arranque del relé para cada umbral.

Tiempo: Tiempo ajustado para la actuación del relé luego del arranque para cada umbral.

Demanda Registrada: Demanda máxima, media y mínima registrada en el alimentador o circuito considerado en el esquema de rechazo de carga por mínima tensión.

Situación del Circuito (Ingreso o retiro del ERACMT): Se indica si el circuito ingresa o se retira del ERACMT.

F07B: ROTACIÓN DE CIRCUITOS INCLUIDOS EN EL ERACMT

Cód relé	Marca	Modelo	No Serie	SE (kV)	Barra	Circuito	Código de Interr.	Fecha de Implem	1er Umbral		2do Umbral		3er Umbral		Demanda Registrada			Suminis- trador	Situación del circuito (Ingreso o Retiro del ERACMT)
									Arranque (kV)	Tiempo (seg)	Arranque (kV)	Tiempo (seg)	Arranque (kV)	Tiempo (seg)	Máxima [MW]	Media [MW]	Minima [MW]		

1.13 F8: Esquema Detallado de la DAGSF Implementado por el Generador
 Comprende los relés y unidades de generación implementados por el generador para cumplir con el EDAGSF requeridos por el COES. La implementación de este esquema debe ser informado al COES en calidad de declaración jurada a más tardar el 02 de enero.

Cód. Relé: Código del Relé de frecuencia utilizado en el esquema.

Marca: Marca del Relé

Modelo: Modelo del Relé

No Serie: Número de Serie del Relé

Central: Central de Generación donde se encuentra ubicado el relé

kV: Nivel de tensión del generador controlado por el relé.

Grupo: Código del generador controlado por el relé.

Fecha: Fecha en que fue implementado el ajuste en el relé de frecuencia

Relés por derivada de frecuencia

Arranque: Nivel de frecuencia para el que se activa el arranque por gradiente de frecuencia.

Df/dt: Nivel de gradiente de frecuencia para el que se ha ajustado el arranque del relé.

Tiempo: Tiempo ajustado para la actuación del relé luego del arranque por gradiente de frecuencia.

Generación Prevista: Generación prevista en el grupo considerado en el esquema de rechazo de carga/generación.

Relés por umbral

Arranque': Nivel de frecuencia para el que se ha ajustado el arranque del relé.

Tiempo: Tiempo ajustado para la actuación del relé luego del arranque por frecuencia.

F08: ESQUEMA DETALLADO DE LA DAGSF IMPLEMENTADO POR EL GENERADOR

Cód relé	Marca	Modelo	No Serie	Central	kV (kV)	Grupo	Fecha de Implement.	Relés por derivada de frec.			Relés por umbral	
								Arranque [Hz]	df/dt [Hz/s]	Tiempo (seg)	Arranque' [Hz]	Tiempo (seg)

1.14 F9: Registro de evaluación del comportamiento de la frecuencia para cada Zona

Este registro contiene los niveles de frecuencia y gradiente de frecuencia alcanzados por la perturbación y su duración, a fin de determinar los relés que debieron actuar como consecuencia de las variaciones de frecuencia producidas.

Zona: Zonas del SEIN definidas por el estudio de RACG.

Niveles de Frecuencia: constituidos por los siguientes campos:

Carga total rechazada (MW) por cliente:
 Demanda total del cliente (MW) en la fecha y hora indicada:
 frecuencia

Señalización del disparo:
 [f]: Actuó por nivel de

[Df]: Actuó por derivada de frecuencia
 []: No actuó el relé

1.16 F11: Registro de evaluación del comportamiento de la tensión para cada S.E. Afectada

Este registro contiene los niveles de tensión producidos en las subestaciones afectadas por el RACMT y su duración, a fin de determinar los relés que debieron actuar como consecuencia de las variaciones de tensión producidas.

SE: Subestación afectada por el Rechazo de Carga por Mínima Tensión.

Niveles de Tensión: constituidos por los siguientes campos

Umbral: Umbrales de tensión consideradas en el estudio.

Nivel de V: Nivel de tensión para el que se activan los umbrales previstas en el estudio.

Comportamiento de la Tensión

t inicio: Instante en el que la tensión monitoreada cae por debajo del umbral establecido.

t final: Instante en el que la tensión supera el valor del umbral establecido.

Duración: Tiempo durante el cual la señal de actuación por mínima tensión activa el temporizador para emitir la señal de disparo correspondiente al umbral.

Actuación del umbral: Indica si los niveles de tensión producidos en la subestación activó algún umbral del esquema de RACMT.

[V1]: Si corresponde la actuación del Umbral 1.

[V2]: Si corresponde la actuación del Umbral 2.

[V3]: Si corresponde la actuación del Umbral 3.

[]: No corresponde activarse ningún umbral.

F11: REGISTRO DE EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA TENSIÓN PARA CADA S.E. AFECTADA

SE	Niveles de tensión		Comportamiento de la Tensión			Actuación del umbral
	Umbral	Nivel de V (kV)	Inicio (seg)	Fin (seg)	Duración (seg)	
	V1					
	V2					
	V3					
	V1					
	V2					
	V3					
	V1					
	V2					
	V3					

1.17 F12: Actuación del ERACMT en el Evento ocurrido a las HH:MM:SS del D/M/A según Informe del Cliente.

Comportamiento de los relés de mínima tensión que forman el ERACMT del cliente durante el evento.

Cód. Relé: Código del relé de tensión utilizado en el esquema de rechazo.

Central	Unidad	Umbral 2: Niveles de frecuencia				Actuación del umbral 2
		Niveles de frecuencia	Duración del nivel de f			
			t inicio	t fin	Duración	
		(Hz)	(seg)	(seg)	(seg)	
		≥ 61.0				
		≥ 61.3				
		≥ 61.5				
		≥ 61.7				
		≥ 62.0				
		≥ 62.3				
		≥ 62.5				

1.19 F14: Actuación del EDAGSF en el Evento ocurrido a las HH:MM:SS del D/M/A según Informe del Generador

Comportamiento de los relés de frecuencia que forman el EDAGSF durante el evento.

Cód. Relé: Código del Relé utilizado en el esquema de RAGSF.

Central: Central de generación donde se encuentra ubicado el relé.

kV: Nivel de tensión de la unidad de generación controlado por el relé de frecuencia.

Grupo: Código de la unidad de generación considerada en el ERAGSF.

Cód Interr.: Código del Interruptor que controla la unidad de generación.

Fecha de implementación: Fecha en que fue implementado el ajuste en el relé de frecuencia.

Ajustes relés por derivada y umbral: Parámetros de ajustes de la unidad de frecuencia por derivada y de la unidad por umbral de frecuencia.

Generación Interrumpida: Potencia Generada por la unidad en el momento de la interrupción en MW.

Duración de la Interrupción

Inicio: Instante de la desconexión de la unidad de generación.

Final: Instante de la conexión de la unidad de generación.

Duración: Tiempo durante el cual el generador estuvo fuera de servicio debido a la actuación del relé de frecuencia.

Señalización del disparo: Bandera que señala la unidad del relé que ordenó disparo de la unidad de generación.

[f]: Actuó por nivel de frecuencia.

[Df]: Actuó por derivada de frecuencia.

[]: No actuó el relé.

Comportamiento esperado del relé con la frecuencia: Actuación esperada de los relés de frecuencia ante el comportamiento de la frecuencia durante el evento:

[f]: Le corresponde actuar al relé por nivel de frecuencia.

[Df]: Le corresponde actuar al relé por nivel de derivada de frecuencia

[]: No le corresponde actuar al relé.

Evaluación actuación de relés: Performance de la actuación de los relés de

frecuencia del esquema RAGSF de cada empresa generadora:

[OK]: Actuación correcta del relé.

[KO]: Actuación incorrecta del relé.

F14: ACTUACION DEL EDAGSF EN EL EVENTO OCURRIDO A LAS HH:MM:SS DEL D/M/A SEGÚN INFORME DEL GENERADOR

Cód. de relé	Marca	Modelo	N° Serie	Central	kV (kV)	Grupo	Cód. de Interr.	Fecha de Implem.	Ajuste por derivada			Ajuste por umbral		Generación Interrumpida [MW]	Duración de la Interrupción			señaliz. del disparo	Comportam. esperado de relé	Evaluac. de actuación de relés	
									Arranque [Hz]	df/dt [Hz/s]	Tiempo (seg)	Arranque' [Hz]	Tiempo (seg)		Inicio HH:MM:SS	Final HH:MM:SS	Duración minutos				

Señalización del disparo:
 [f]: Actuó por nivel de frecuencia
 [Df]: Actuó por derivada de frecuencia
 []: No actuó el relé

PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DESPACHADAS POR EL COES

RESOLUCION DE CONSEJO DIRECTIVO 304-2009-OS/CD

1. OBJETO

Establecer el procedimiento para la supervisión del desempeño operativo de las unidades de generación eléctrica despachadas por el COES, con el propósito de mejorar los niveles de confiabilidad del parque de generación, incrementando con ello la seguridad de un adecuado y oportuno suministro de electricidad para los usuarios del servicio eléctrico abastecidos desde el SEIN.

2. ALCANCE

El presente procedimiento es de aplicación para las empresas concesionarias y autorizadas que operan unidades de generación eléctrica despachadas por el COES.

3. BASE LEGAL

- Ley 27332- Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos.
- Ley 27699- Ley de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN.
- Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.
- Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Procedimientos Técnicos del COES.
- Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 045-2001-EM.
- Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 205-2009-OS/CD.
- Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas, aprobado por Resolución de Ministerial N° 161-2007-MEM/DM.

4. DEFINICIONES

COES: Comité de Operación Económica del Sistema.

Empresa: Persona jurídica que cuenta con concesión o autorización para operar una o más unidades generación eléctrica del SEIN.

Falla: Cese de la aptitud de una unidad de generación o de un elemento para realizar su función.

Factor de Indisponibilidad Programada Total (FIPT): Establece una medida de la indisponibilidad que se aplica cuando, una unidad de generación no esté operando o no se encuentre disponible para operar debido a los mantenimientos programados. Es expresado por el porcentaje del tiempo en que la unidad no estuvo disponible en el período de evaluación.

Factor de Indisponibilidad Fortuita Total (FIFT): Establece una medida de la indisponibilidad que se aplica cuando, una unidad de generación no esté operando o no se encuentre disponible para operar debido a indisponibilidades fortuitas. Es expresado por el porcentaje del tiempo en que la unidad no estuvo disponible en el período de evaluación.

Factor de Disponibilidad (FD): Mide el desempeño de la gestión de la Empresa de Generación por disponibilidad de la unidad en condición de unidad en servicio y como reserva fría.

GFE: Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN.

Indisponibilidad: Estado de una unidad de generación cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a un evento directamente asociado con la unidad de generación.

Indisponibilidad Fortuita: Estado de una unidad de generación cuando no se encuentra disponible para realizar su función, como resultado de condiciones de emergencia directamente asociadas con la unidad de generación, requiriendo que esta unidad de generación sea retirada de servicio de manera inmediata, automática, o tan pronto puedan efectuarse maniobras de operación. También es una indisponibilidad causada por impropia operación del equipo o error humano. Se considera la indisponibilidad no programada como una indisponibilidad fortuita, a excepción de las producidas por un evento de fuerza mayor, calificado como tal por OSINERGMIN.

Indisponibilidad Fortuita Parcial: Restricción de potencia de una unidad térmica superior al 15% de su potencia efectiva, por limitaciones propias de la central, es considerada como una indisponibilidad total con un tiempo equivalente de duración igual al producto de la potencia restringida y el tiempo de indisponibilidad parcial, dividido entre la potencia efectiva de la unidad generadora.

Indisponibilidad Programada: Cuando una unidad de generación es deliberadamente retirada del servicio por un tiempo prefijado, usualmente para fines de construcción, mantenimiento preventivo, o reparación.

Índice de Recurrencia (Ir): Es un indicador referencial complementario, que mide el número de indisponibilidades fortuitas en el mismo componente y cuando la causa de indisponibilidad es la misma.

Mantenimiento Preventivo Mayor: Corresponde al plan de mantenimiento que se efectúa periódicamente, recomendado por los fabricantes, por resultados de mantenimiento predictivo o modificado por la experiencia propia del titular de generación, que implica el desarme total o parcial de las unidades de generación, con el objeto de reducir la probabilidad de daños en el equipamiento y/o pérdida de producción y como consecuencia ocasionan la indisponibilidad de las unidades de generación.

Mantenimiento Correctivo: Actividad que se realiza para superar la presencia de una operación anormal o una avería en un equipo o en sus componentes, y que origina las limitaciones en el funcionamiento y podría ocasionar la indisponibilidad parcial del mismo. Esta actividad implica el desarme total o parcial de las unidades de generación.

Overhaul: Reacondicionamiento total de una maquinaria o equipo para dejarlo en condiciones de eficiencia lo más cercanas a las de un equipo nuevo, dentro de las limitaciones técnicas para que resulte económicamente viable frente a un reemplazo total del equipo.

Período de Evaluación (PE): Período para el cual se determinarán los indicadores establecidos.

Período de indisponibilidad: Período comprendido cuando la unidad es desincronizada con el SEIN, y en caso de encontrarse la unidad en condición de reserva fría, en el momento de ser declarada indisponible por la Empresa de Generación. El período de indisponibilidad concluye cuando la unidad entra en sincronismo, y en el caso de no ser requerida en el despacho, al momento de declararse disponible por la Empresa de Generación. Para indisponibilidades parciales el tiempo entre la reducción de potencia y la recuperación del mismo.

Plan de Contingencias Operativo: Documento que elabora cada empresa, siguiendo los lineamientos establecidos por OSINERGMIN, para reducir al mínimo el tiempo de las interrupciones de generación eléctrica, ante eventualidades de orden técnico y/o desastres.

Personal Acreditado del OSINERGMIN: Es el personal autorizado por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, el cual representa al OSINERGMIN en las acciones de supervisión que emanan del presente procedimiento.

Recurrencia: Número de indisponibilidades fortuitas de una unidad que se presentan en el mismo componente y por la misma causa, durante el período de evaluación.

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Tasa de indisponibilidad fortuita (TIF): Mide el tiempo de indisponibilidad fortuita con relación al total de las horas en servicio, más las horas de indisponibilidad fortuita.

Tasa de Fallas (TF): Mide el número de fallas anualizadas, con relación a las horas de la unidad en condición de unidad en servicio en el periodo de evaluación.

Unidad en servicio: Unidad de generación sincronizada al SEIN entregando potencia activa y/o reactiva al sistema.

5. METODOLOGÍA

Para alcanzar el objetivo propuesto se empleará la siguiente metodología:

- 5.1 Mediante el presente Procedimiento, el OSINERGMIN establece el requerimiento de información de las empresas de generación para determinar el desempeño de las unidades de generación despachadas por el COES. Las empresas deben remitir la información a través de los medios, forma y plazos fijados en el presente Procedimiento.
- 5.2 El desempeño de las unidades de generación se medirá a través de los indicadores siguientes: Factor de Indisponibilidad Programada Total, Factor de Indisponibilidad fortuita Total, Factor de Disponibilidad, Tasa de Indisponibilidad fortuita, Tasa de Fallas, Índice de Recurrencia u otros indicadores que previamente establezca el OSINERGMIN.
- 5.3 La supervisión se realiza mediante evaluaciones semestrales de indicadores de desempeño y obligaciones establecidas en el presente Procedimiento. Esta

evaluación sirve como referencia para programar las supervisiones de campo, las cuales se priorizarán de acuerdo a las desviaciones encontradas. OSINERGMIN podrá disponer supervisiones de campo, independientemente de los resultados de la evaluación de indicadores, cuando lo considere necesario.

- 5.4 En las supervisiones de campo se verificará la información reportada por las empresas, el cumplimiento de lo dispuesto en este Procedimiento; así como de las normas y disposiciones pertinentes, entre otros.
- 5.5 Las desviaciones de las tolerancias establecidas por OSINERGMIN para los indicadores de desempeño serán sujetos a sanción de acuerdo a la escala de multas correspondiente.

6. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN

Las empresas de generación están obligadas a suministrar al OSINERGMIN, para cada una de sus instalaciones, con carácter de declaración jurada, la siguiente información:

- i. Características de unidades de generación
- ii. Registro y análisis de fallas.
- iii. Indicadores de desempeño.
- iv. Programa de mantenimiento preventivo mayor, y ejecutados.
- v. Horas de operación y energía generada por grupo.
- vi. Planes de contingencia operativa.
- vii. Sistemas de protección.
- viii. Abastecimiento de combustible.

Los formatos para el requerimiento de información estarán disponibles en el sistema extranet.

6.1 Características de las unidades de generación

Las empresas de generación remitirán a OSINERGMIN, siguiendo el formato referido en el Anexo 01, la información de características técnicas de las unidades de generación reportadas en su Plan de Contingencias Operativo, los que serán actualizados cada vez que se susciten modificaciones. Así mismo, en el caso del ingreso de una nueva unidad, la empresa deberá remitir dicha información en el plazo establecido en el numeral 8 del presente Procedimiento, el cual se contará a partir del día siguiente de su puesta en operación comercial.

6.2 Registro y análisis de fallas

Las empresas de generación informarán al OSINERGMIN las indisponibilidades fortuitas en un plazo no mayor a 24 horas, siguiendo el formato referido en el Anexo 02. En un plazo no mayor a 15 días calendario remitirá el análisis de falla efectuado por la empresa correspondiente, el cual debe incluir la causa primaria, la potencia indisponible, las medidas correctivas, los períodos de su implementación, entre otros.

Cada empresa de generación deberá llevar un registro detallado de las fallas, así como su respectivo análisis, que se susciten en sus instalaciones.

Asimismo, las empresas generadoras informarán al OSINERGMIN del cumplimiento y de la implementación de las recomendaciones contenidas en el Informe Técnico de fallas que emite el COES, envío que se efectuará a través del sistema extranet.

La GFE podrá ampliar los plazos mencionados en este numeral cuando el generador así lo solicite, fundamentando su pedido y atendiendo a la naturaleza o complejidad de las causas que ocasionaron dicha indisponibilidad.

6.3 Indicadores de desempeño

Los indicadores utilizados para verificar el desempeño de las unidades de generación, que miden la frecuencia, duración y magnitud (impacto) de las indisponibilidades, se muestran en la Tabla N° 01:

Tabla N° 01: Indicadores de desempeño

Indicador	Sigla	Fórmula	Variables	Unidad
Factor de Indisponibilidad Programada Total	FIPT	$FIPT = \frac{HIPT}{HPE} \times 100\%$	HIPT: Horas Totales de Indisponibilidad Programada en el período de evaluación HPE: Horas del periodo de evaluación.	%
Factor de Indisponibilidad fortuita Total	FIFT	$FIFT = \frac{HIFT}{HPE} \times 100\%$	HIFT: Horas Totales de Indisponibilidad Fortuita en el período de evaluación HPE: Horas del periodo de evaluación.	%
Factor de Disponibilidad	FD	$FD = \frac{HD}{HPE} \times 100\%$	HD: Horas de disponibilidad (en servicio y como reserva fría) en el período de evaluación. HPE: Horas del periodo de evaluación.	%
Tasa de Indisponibilidad fortuita	TIF	$TIF = \frac{HIF}{HS + HIF} \times 100\%$	HIF: Horas de Indisponibilidad Fortuita anual. HS: Horas en Servicio en el período de evaluación.	%
Tasa de Fallas	TF	$TF = \frac{NF}{HS} * 8760$	NF: Número de Fallas en el período de evaluación.	N°/año
Índice de Recurrencia	Ir	$Ir = N^{\circ}$	Ir = Número de Indisponibilidades Fortuitas en el mismo componente y por la misma causa.	N°

Las empresas calcularán los indicadores considerando todos los periodos de indisponibilidad programada de la unidad de generación, que deriven del programa anual. Se exceptúan de estos registros las indisponibilidades adicionales originadas por trabajos especiales como, reconversiones y rediseños (retrofits), pero los cuales serán informados. La duración de estas actividades no será considerada en los cálculos de los indicadores.

Con relación a las indisponibilidades fortuitas las empresas utilizarán para sus cálculos los registros que correspondan a actividades no contempladas en sus programas de mantenimiento anual.

Las indisponibilidades fortuitas y programadas de equipos comunes que involucren a más de una unidad se computarán dentro de las indisponibilidades de cada unidad afectada.

Los indicadores de desempeño deben encontrarse dentro de los rangos permisibles, que OSINERGMIN establecerá en su oportunidad.

La empresa alcanzará vía Extranet, los cálculos de los respectivos indicadores utilizando el formato del Anexo 03.

6.4 Programas de mantenimiento mayor y mantenimientos ejecutados

El mantenimiento es responsabilidad de las empresas de generación de acuerdo a lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas.

Las empresas informarán al OSINERGMIN, siguiendo el formato referido en el Anexo 04, lo siguiente:

- La programación de sus actividades de mantenimiento preventivo mayor, el cual incluye la frecuencia de mantenimiento, y la relación de actividades a efectuarse, así como las horas de operación acumuladas desde la última inspección preventiva mayor, hasta el inicio de la ejecución del mantenimiento. En el caso de las unidades turbo gases informará las Horas Equivalentes de Operación, en este último caso deberá desglosar sus componentes en números de arranques, descargas rápidas, tipo de combustible, entre otras. Asimismo, deberá consignar la fórmula aplicada y los cambios que se efectúen en ésta.
- El sustento técnico de las variaciones en la frecuencia de mantenimiento establecida de sus programas de intervenciones de mantenimiento, debido a evaluaciones técnicas u otras circunstancias.
- La ejecución de sus mantenimientos preventivos mayores y correctivos, así como la culminación de las referidas actividades.
- Los factores limitantes de operación de las unidades que ocasionen indisponibilidades parciales (restricciones mayores al 15% de su potencia efectiva), adjuntando los respectivos sustentos técnicos y las medidas correctivas que la empresa adoptará para superar las referidas limitaciones, incluyendo para ello los plazos previstos.

6.5 Horas de operación y energía generada

La empresa informará al OSINERGMIN, las horas de operación mensual y acumulada desde la puesta en servicio de cada unidad de generación, siguiendo el formato referido en el Anexo 05. Asimismo, la empresa informará la energía generada por cada una de sus unidades y la correspondiente a los servicios auxiliares.

6.6 Plan de contingencias operativas

El Plan de Contingencias Operativa de las centrales de generación del SEIN presentado cada dos años, permitirá tomar las acciones necesarias que minimicen el tiempo de las interrupciones de generación por:

- Desconexiones forzadas debido a la operación inadecuada de las unidades de generación, cuya reposición no pueda lograrse antes de 12 horas.
- Por daños ocasionados a las unidades de generación por causas de fuerza mayor, fenómenos naturales o hechos fortuitos, que no permitan el restablecimiento de generación eléctrica después de las 12 horas de ocurrido el evento.

Las empresas, siguiendo los lineamientos que en su oportunidad establezca el OSINERGMIN, elaborarán su Plan de Contingencias Operativas y/o actualización del mismo y lo ingresarán en el sistema extranet dentro del plazo establecido en el presente Procedimiento. Adicionalmente, este documento deberá ser remitido al OSINERGMIN vía mesa de partes.

6.7 Sistemas de protección

Las empresas generadoras informarán al OSINERGMIN sobre los distintos sistemas de protección de las distintas unidades de generación, así como los ajustes de relés y los protocolos de pruebas correspondientes, cuya vigencia no debe ser superior a los dos años. Esta información será remitida conforme a los plazos establecidos en el numeral 8 del presente Procedimiento.

6.8 Consumo y abastecimiento de combustibles

Las empresas generadoras que utilizan combustibles Biodiesel, Petróleo Residual 500, petróleo Residual 6, carbón y gas natural para su operación, informarán al OSINERGMIN siguiendo el formato referido en el Anexo 06, la capacidad de almacenamiento, el stock de combustible, las empresas que le suministran el correspondiente combustible, el tiempo de aprovisionamiento, las restricciones para el suministro. Esta información será remitida conforme a los plazos establecidos en el numeral 8 del presente Procedimiento.

Las condiciones de almacenamiento adecuado de combustibles deben estar consideradas en los planes de contingencia operativa y sus estudios de riesgos.

7.SUPERVISIÓN DE CAMPO DEL DESEMPEÑO DE LAS UNIDADES DE GENERACION DESPACHADAS POR EL COES

Sobre la base de la información proporcionada por las empresas de generación, el OSINERGMIN mantendrá un seguimiento permanente del comportamiento operativo de cada unidad y central de generación despachada por el COES, a través de los indicadores de desempeño, así como de las supervisiones periódicas que realiza OSINERGMIN.

De acuerdo al comportamiento de los indicadores, o en atención a la gravedad de alguna indisponibilidad presentada, el OSINERGMIN coordinará visitas de inspección de campo, en la que se verificará entre otros:

- El sustento de la información utilizada por la empresa en la determinación de sus indicadores, y demás información remitida por las empresas de generación conforme al presente Procedimiento.
- El registro de las fallas, así como su respectivo análisis.

- Las causas o circunstancias de la indisponibilidad presentada en las unidades de generación.
- Los registros históricos de sus parámetros relevantes de operación de sus unidades generadoras. Las empresas tienen la obligación de mantener disponibles los referidos registros para la verificación del Supervisor.
- El cumplimiento de otras disposiciones de OSINERGMIN y Normas Nacionales del sector. En caso de que no existan, se considerarán Normas Internacionales reconocidas.
- En los casos pertinentes, la subsanación de las deficiencias observadas en las supervisiones precedentes.

Las intervenciones de supervisión del OSINERGMIN no son limitativas a lo señalado en el presente numeral, siendo facultad del ente supervisor realizar intervenciones no programadas, cuando se considere pertinente para el cumplimiento de su labor.

8. PLAZOS PARA REMITIR INFORMACIÓN

En la Tabla N° 02 se detallan los plazos que obligatoriamente deben cumplir las empresas, para la presentación de la información vía extranet:

Tabla N° 02: Plazos para remitir información

ITEM	INFORMACIÓN	FRECUENCIA	PLAZO	Formato
01	Indicadores de desempeño.	Semestral	Del 20 al 31 de enero/ Del 20 al 31 de julio.	Anexo 3
02	Reporte de Indisponibilidades fortuitas y programadas	En la oportunidad que ocurra	Hasta 24 horas posteriores de ocurrido el evento o actividad (*)	Anexo 2 y Anexo 4
03	Programas de mantenimiento mayor equipo crítico	mensual	Con la actualización del Programa de Mantenimiento Anual del COES	Anexo 4
04	Plan de Contingencias Operativa	Bianual	120 días hábiles de emitida la actualización de lineamientos por OSINERGMIN o desde la puesta en servicio comercial para las unidades nuevas	---
05	Actualización de características de las unidades de generación	En oportunidad que se realicen modificaciones	Dentro de lo siguientes 30 días calendario de efectuadas las modificaciones	Anexo 1
06	Horas de Operación y Energía Generada	mensual	Dentro de lo siguientes 5 días hábiles culminado el mes correspondiente	Anexo 5
07	Abastecimiento de combustibles	Mensual	Dentro de lo siguientes 20 días hábiles culminado el mes correspondiente	Anexo 6
08	Sistemas de protección	Bianual	Dentro de los 30 días calendario de cada año	---

(*)En un plazo no mayor a 15 días calendario de ocurrida la indisponibilidad fortuita, remitirá el análisis de falla efectuado por la empresa correspondiente, el cual debe involucrar la causa primaria, las medidas correctivas y los periodos de su implementación.

9. MULTAS

Se consideran infracciones al presente procedimiento lo siguiente:

- No remitir la información requerida por el Procedimiento o hacerlo fuera de plazo establecida por éste.
- Remitir información inexacta.
- Cuando los indicadores de desempeño transgredan los rangos permisibles establecidos por OSINERGMIN.

Estas infracciones serán sancionadas de acuerdo a lo dispuesto en la Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN correspondiente.

10. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

- 10.1 Las empresas alcanzarán vía extranet, en un plazo no mayor de 90 días calendario contados a partir de la entrada en vigencia del presente Procedimiento, la información actualizada de las características de las unidades de generación, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento.
- 10.2 Los aspectos relacionados con la supervisión del desempeño de unidades de generación despachados por el COES, no considerados dentro de los alcances del presente Procedimiento, serán resueltos por la GFE del OSINERGMIN en cada caso particular, según sea necesario.
- 10.3 Los cuadros y formatos indicados en el presente Procedimiento podrán ser actualizados, cuando corresponda, por la GFE mediante resolución, la cual será publicada en el Diario Oficial El Peruano.
- 10.4 La obligación de las empresas de mantener los indicadores de desempeño dentro de los rangos permisibles, regirá inmediatamente después de un año de que el OSINERGMIN los haya establecido.
- 10.5 Para la remisión de información de las empresas a través del sistema extranet del OSINERGMIN, conforme a lo establecido en el numeral 8 del presente procedimiento, entrará en vigencia a los 90 días calendario de puesto en vigencia el presente procedimiento. La GFE comunicará oportunamente a las empresas las especificaciones y dirección web del sistema extranet del presente Procedimiento.

11. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

- 11.1 En tanto no se cuente con estadísticas propias del SEIN, por un plazo máximo de dos años, para efectos de evaluación de los indicadores referidos en el numeral 6.3, se tomará como referencia los rangos que se consideran en la norma NERC (North American Electric Reliability Council) para el caso de los factores FIP, FIF, FD, TIF; y de la CIER (Comisión de Integración Energética Regional) para el caso del factor TF. Las bases de datos se generarán a partir de los 90 días de publicada la Norma.
- 11.2 Las empresas de generación, a más tardar a los 60 días calendario de la entrada en vigencia del presente Procedimiento, entregarán a la GFE vía mesa de partes, por única vez, copia del manual de operación y las recomendaciones del fabricante, para la frecuencia de inspecciones de mantenimientos preventivos establecidos en los manuales de mantenimiento (del fabricante), o las frecuencias de inspección establecidas por la empresa con base técnica. Estas recomendaciones deben contemplar la lista de trabajos correspondientes.

Anexo 01: Características de las unidades de generación

	CENTRAL	UNIDAD	DATO
	NOMBRE		
	TIPO DE GENERACION		
	Nº DE GRUPOS		
	POTENCIA INSTALADA	KW	
	POTENCIA EFECTIVA	KW	
	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO		
	ESTADO	OPERATIVO / INOPERATIVO	
	EMPRESA		
	UBICACIÓN		
	DEPARTAMENTO		
	PROVINCIA DISTRITO		
	LOCALIDAD		
	ALTITUD	msnm	
	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	DATO
MOTOR	MARCA		
	TIPO Ó MODELO		
	Nº DE SERIE		
	FABRICANTE		
	AÑO		
	VELOCIDAD		
	POTENCIA		
	Nº DE CILINDROS		
	DISPOSICIÓN DE CILINDROS		
	COMBUSTIBLE UTILIZADO		
	RENDIMIENTO		
	MARCA		
	TIPO Ó MODELO		
	Nº SERIE		
	FABRICANTE		
AÑO			
SALTO	m		
CAUDAL DE DISEÑO	m3/sg		
VELOCIDAD			
VÁLVULA PRINCIPAL			
TIPO			
DIAMETRO	mm		
ACCIONAMIENTO MANUAL O AUTOMATICO			
MARCA			
TIPO Ó MODELO			
Nº SERIE			
FABRICANTE			
AÑO			
TEMPERATURA DEL VAPOR			
PRESION DEL VAPOR			
POTENCIA			
VELOCIDAD			
REDUCTOR			
COMBUSTIBLE UTILIZADO			
MARCA			
TIPO Ó MODELO			
Nº SERIE			
FABRICANTE			
AÑO			
POTENCIA			
VELOCIDAD			
COMBUSTIBLE UTILIZADO			
CONS.ESPECIFICO COMB.	KG/KWH		
MARCA			
TIPO Ó MODELO			
Nº SERIE			
FABRICANTE			
AÑO			
VELOCIDAD	Rpm		
FRECUENCIA	Hz		
POTENCIA	MW		
COS Ø			
Nº FASES			
TENSION GENERACION	kV		
AMPERAJE	A		
CONEXIÓN			
AISLAMIENTO			
EXITATRIZ			
TENSION	kV		
AMPERAJE	A		
POTENCIA	MW		

Anexo 2: Relación y análisis de fallas

EVENTO

CAMPO	DESCRIPCIÓN
CodE	Código del evento Dígitos 1-4: Código del evento Dígitos 5-6: 2 últimos dígitos del año en curso
Inicio	Fecha y hora de inicio del evento
Descripción	Descripción del evento

SECUENCIA DE EVENTOS DE DESCONEXIÓN/CONEXIÓN/INTERRUPCIÓN

CAMPO	DESCRIPCIÓN
CodeE	Código del evento correspondiente
CodeFP	Código del sub-evento
Empresa	Código numérico de la Empresa de Generación
Equipo	Código numérico del Equipo
Componente	Código numérico del componente
Inicio	Fecha y hora de inicio del sub-evento
Fin	Fecha y hora de fin del sub-evento
Estado	Estado operativo durante el evento 1: En servicio 0: Fuera de Servicio
Causa	Código numérico de la causa primaria
Descripción	Descripción de la actividad a realizarse
Acción	Código numérico de la acción correctiva a efectuarse
Restricción	Potencia restringida promedio, en la unidad, durante el sub-evento

TIPOS DE CAUSA PRIMARIA

TIPOS DE CAUSA	DESCRIPCIÓN
001	Terceros
002	Fenómeno Natural o fuerza mayor o atentados
003	Falla humana (de operación o coordinación)
004	Falla de equipo predominantemente por inadecuado mantenimiento (planificación, procedimientos)
005	Falla por causal predominante de inadecuado diseño o fabricación del equipo o sus componentes
006	Falla de equipo por causal predominante de corrosión, desgaste o fatiga del material de componentes no reemplazables (bobinado, carcasa, eje, etc.) asociado al desgaste por uso del equipo al cumplir su ciclo
007	Falla de equipo de protección por inadecuado mantenimiento (planificación, procedimientos)
008	Falla de equipo de protección por inadecuado diseño o fabricación del equipo o sus componentes
009	Falla de equipo de protección por corrosión, desgaste o fatiga del material de componentes no reemplazables (bobinado, carcasa, eje, etc) asociado al desgaste por uso del equipo al cumplir su ciclo
010	Falla por desabastecimiento de agua, combustibles por causas de sus proveedores
011	Rechazo de carga
012	Fallas no consideradas en los grupos anteriores o no identificados

ACCIÓN CORRECTIVA

ACCIÓN CORRECTIVA	DESCRIPCIÓN
001	Recalibración
002	Ajuste

ACCIÓN CORRECTIVA	DESCRIPCIÓN
003	Reparación temporal
004	By pass temporal
005	Reajuste
006	Modificación
007	Reparación de piezas
008	Reemplazo de piezas
009	Reparación de componentes
010	Resellado
011	Otros

Anexo 3: Indicadores de desempeño

CAMPO	DESCRIPCIÓN
Empresa	Código numérico de la Empresa de Generación
Equipo	Código numérico del Equipo
FIPT	Factor de Disponibilidad Programada Total
FIFT	Factor de Disponibilidad fortuita Total
FD	Factor de Disponibilidad
TIF	Tasa de Disponibilidad fortuita
TF	Tasa de Fallas
IR	Índice de Recurrencia

Anexo 4: Programas de mantenimiento mayor y mantenimientos ejecutados

Anexo 4.1: Programa de mantenimiento mayor

NOMBRE CAMPO	DESCRIPCION
CODEMP	Código empresa
CODCEN	Código central
CODUNI	Código de unidad
NOMCOPI	Nombre del componente o parte de la instalación
NOMAA	Descripción de actividad (código de actividad caso corresponda)
CODMAN	Mantenimiento predictivo, preventivo, correctivo
CODTIP	Tipo (mecánico, eléctrico, civil, control)
FECIMP	Fecha y hora prevista inicio mantenimiento
FECFMP	Fecha y hora prevista fin mantenimiento
PREST	Potencia restringida porcentaje del total
HACUM	Hrs. Acumuladas desde la última inspección preventiva mayor
HEO	HEO (en caso corresponda)
FHEO	Formula de HEO (en caso corresponda)
OBS	Observaciones y/o comentarios

Anexo 4.2: Programa de mantenimiento mayor ejecutado

NOMBRE CAMPO	DESCRIPCION
CODEMP	Código empresa
CODCEN	Código central
CODUNI	Código de unidad
NOMCOPI	Nombre del componente o parte de la instalación
NOMAA	Descripción de actividad (código de actividad caso corresponda)
CODMAN	Mantenimiento predictivo, preventivo, correctivo
CODTIP	Tipo (mecánico, eléctrico, civil, control)
ORDTR	Órdenes de trabajo
FECIME	Fecha y hora inicio de ejecución
FECFME	Fecha y hora finalización de ejecución
FECPEO	Fecha y hora puesta en servicio de unidad

PREST	Potencia restringida: porcentaje del total
VAFRMA	Variación de frecuencia de mantenimiento (caso corresponda)
FAREMA	Factores para restricciones mayores al 15% potencia efectiva (caso corresponda)
PEMPTA	Personal de mantenimiento: propio, tercero, ambos
OBS	Observaciones y comentarios

Anexo 5: Horas de operación y energía generada

DESCRIPCION	UNIDAD
UNIDAD DE GENERACION	
EMPRESA	
FECHA	mm/aa
HORAS DE OPERACIÓN TOTAL	Hrs.
HORAS DE OPERACIÓN EN EL MES	Hrs.
HORAS DE OPERACIÓN DESDE SU ULTIMA INTERVENCION PREVENTIVA MAYOR	Hrs.
FECHA ÚLTIMA INTERVENCION PREVENTIVA MAYOR	dd/mm/aa
HORAS DE OPERACIÓN DESDE SU OVERHAUL	Hrs.
FECHA OVERHAUL	dd/mm/aa
ENERGÍA GENERADA	kWh
ENERGÍA SERVICIOS AUXILIARES	kWh

Anexo 6: Consumo y Abastecimiento de combustibles

FORMATO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES POR CENTRAL DE GENERACION

FECHA	EMPRESA DE GENERACION	CENTRAL TERMICA	TIPO DE COMBUSTIBLE	STOCK MINIMO DE COMBUSTIBLE	STOCK DE COMBUSTIBLE AL INICIO DEL DIA	VOLUMEN DE RECEPCION DE COMBUSTIBLE	CONSUMO DE COMBUSTIBLE DIARIO	UNIDADES (*)

(*) Para combustible: liquido (Gal), carbón (Ton)

FORMATO DE CONSUMO Y GENERACION MENSUAL POR UNIDAD/GRUPO DE GENERACION

EMPRESA DE GENERACION	CENTRAL TERMICA	UNIDAD/GRUPO	ENERGIA GENERADA (MWH)	CONSUMO DE COMBUSTIBLE (*)	RENDIMIENTO (**)	COMENTARIOS (***)

(*) Para combustible: liquido (Gal), carbón (Ton)

(**) Para combustibles: líquidos (kWh/gal), sólidos (kWh/kg), gas (kWh/MPCS)

(***) Para unidades duales indicar los días que se operó con combustible alternativo

FORMATO DE REGISTRO DE ADQUISICION DE COMBUSTIBLE POR CENTRAL DE GENERACION

EMPRESA DE GENERACION	CENTRAL TERMICA	TIPO DE COMBUSTIBLE	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO (*)	AUTONOMIA DE LA CENTRAL (**)	EMPRESA SUMINISTRADORA (DISTRIBUIDOR MAYORISTA)	PLANTA /TERMINAL	PLAZO DE ENTREGA (DIAS)	COMENTARIOS

(*) Para combustible: liquido (Gal), carbón (Ton)

(**) Horas de operación a carga base de la central de generación respecto a su capacidad de almacenamiento.

FORMATO DE REGISTRO MENSUAL DE COMBUSTIBLE (GAS) EN CENTRAL

FECHA	EMPRESA DE GENERACION	CENTRAL TERMICA	CONSUMO (MPCS)	PRESION MINIMA (BAR)	PRESION PROMEDIO EN LINEA (BAR)