

**Aprueban “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Desempeño de las Unidades de Generación despachadas por el COES”.**

**RESOLUCION DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSION EN ENERGIA Y MINERIA OSINERGMIN N° 304-2009-OS-CD**

Lima, 28 de diciembre de 2009

VISTO:

El Memorando N° GFE-1567-2009 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, la aprobación de la publicación del “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Desempeño de las Unidades de Generación despachadas por el COES”.

CONSIDERANDO:

Que, según lo establecido por el inciso c) del artículo 3 de la Ley N° 27332 - Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la función normativa de los Organismos Reguladores, entre ellos OSINERGMIN, comprende la facultad exclusiva de dictar, entre otros, en el ámbito y en materia de su respectiva competencia, los reglamentos de los procedimientos a su cargo, normas de carácter general referidas a actividades supervisadas o de sus usuarios;

Que, el artículo 22 del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, establece que la función normativa de carácter general es ejercida de manera exclusiva por el Consejo Directivo a través de resoluciones;

Que, según lo dispuesto por el artículo 3 de la Ley N° 27699 - Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN, el Consejo Directivo está facultado para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, a la Función Supervisora;

Que, el inciso b) del artículo 31 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas establece la obligación de las empresas de conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente. Asimismo, el inciso a) del artículo 5 de la Ley N° 26734, Ley de Creación de OSINERGMIN, establece como función velar por el cumplimiento de la normativa que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario.

Que, en ese contexto, es necesario que OSINERGMIN cuente con un procedimiento que permita supervisar y fiscalizar el desempeño 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.

Que, en ese sentido, OSINERGMIN prepublicó el 19 de agosto de 2009 en el Diario Oficial “El Peruano” el “Procedimiento para la supervisión y fiscalización del desempeño de las unidades de generación despachadas por el COES” en concordancia a lo dispuesto en el artículo 25 del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, con la finalidad de recibir los aportes del público en general, los mismos que han sido objeto de comentarios en la exposición de motivos de la presente Resolución;

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 22 y 25 del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Con la opinión favorable de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, Gerencia Legal y de la Gerencia General.

SE RESUELVE:

**Artículo 1.-** Aprobar el "Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Desempeño de las Unidades de Generación despachadas por el COES", contenido en el anexo adjunto y cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución.

**Artículo 2.-** El presente Procedimiento entrará en vigencia a los 30 días calendario contados a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

**Artículo 3.-** La presente Resolución deberá ser publicada en el Portal del Estado Peruano y en el Portal Institucional de OSINERGMIN.

ALFREDO DAMMERT LIRA  
Presidente del Consejo Directivo

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

### **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 Disponibilidad Programada Total, Factor de Disponibilidad fortuita Total, Factor de Disponibilidad, Tasa de Disponibilidad 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:

- a) Características de unidades de generación
- b) Registro y análisis de fallas.
- c) Indicadores de desempeño.
- d) Programa de mantenimiento preventivo mayor, y ejecutados.
- e) Horas de operación y energía generada por grupo.
- f) Planes de contingencia operativa.
- g) Sistemas de protección.
- h) 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	Variabes	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	$FIPT = \frac{HIPT}{HPE} \times 100\%$	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°	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

- 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	En oportunidad que se realicen modificaciones	Dentro de lo siguientes 30 días calendario de efectuadas las	Anexo 1

	generación		modificaciones	
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

## 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	
<b>EMPRESA</b>		
<b>UBICACIÓN</b>		
DEPARTAMENTO		
PROVINCIA DISTRITO		
LOCALIDAD		
ALTITUD	msnm	
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>DATO</b>
MARCA		
TIPO O MODELO		
M Nº DE SERIE		
O FABRICANTE		
T AÑO		
O VELOCIDAD		
R POTENCIA		
Nº DE CILINDROS		
DISPOSICIÓN DE CILINDROS		
COMBUSTIBLE UTILIZADO		
RENDIMIENTO		
MARCA		
TUR- TIPO O MODELO		
BINA Nº SERIE		
FABRICANTE		
HI- AÑO		
DRAU- SALTO	m	

LI CA	CAUDAL DE DISEÑO VELOCIDAD VÁLVULA PRINCIPAL TIPO DIAMETRO ACCIONAMIENTO MANUAL O AUTOMATICO	m3/sg    mm	
TUR- BINA	MARCA TIPO O MODELO Nº SERIE FABRICANTE AÑO TEMPERATURA DEL VAPOR		
VA- POR	PRESION DEL VAPOR POTENCIA VELOCIDAD REDUCTOR COMBUSTIBLE UTILIZADO		

TUR- BINA	MARCA TIPO O MODELO Nº SERIE FABRICANTE		
GAS	AÑO POTENCIA VELOCIDAD		
COM- BINA- DO	COMBUSTIBLE UTILIZADO CONS.ESPECIFICO COMB. MARCA	KG/KWH	
	TIPO O MODELO Nº SERIE FABRICANTE AÑO		
G	VELOCIDAD		
E	FRECUENCIA	Rpm	
N	POTENCIA	Hz	
E	COS Ø	MW	
R	Nº FASES		
A	TENSION GENERACION		
D	AMPERAJE	kV	
O	CONEXIÓN	A	
R	AISLAMIENTO		
	EXITATRIZ TENSION AMPERAJE POTENCIA	kV A 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**

<b>ACCIÓN CORRECTIVA</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
001	Recalibración
002	Ajuste
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	DESCRIPCIÓN
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	DESCRIPCIÓN
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	ENERGÍA 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**

CAPACIDAD DE	AUTONOMIA DE	EMPRESA SUMINIS-	PLANTA	PLAZO DE
--------------	--------------	------------------	--------	----------

EMPRESA DE GENERACION	CENTRAL TERMICA	TIPO DE COMBUSTIBLE	ALMACENAMIENTO (*)	LA CENTRAL (**)	TRADORA (DISTRIBUIDOR MAYORIS-TA)	/TERMINAL	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)

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

### EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

OSINERGMIN supervisa y fiscaliza en el Sub Sector Electricidad las actividades en el ámbito de los sistemas de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con la finalidad que las unidades de generación eléctrica despachadas por el COES brinden un servicio seguro y de calidad. En ese sentido, y dado que la actividad de generación opera bajo un esquema de despacho económico, desarrollado en un mercado de libre competencia, OSINERGMIN vela por que las empresas generadoras cumplan con la normativa del sector eléctrico, contribuyendo de esta manera en la mejora de la operatividad y conservación del parque de generación. Esto se verá reflejado en una operación más eficiente, incentivando una competencia más leal, lo cual beneficia finalmente al usuario del suministro eléctrico abastecido desde el SEIN, al recibir un servicio más confiable y económico.

OSINERGMIN, en aplicación de la Facultad Normativa que le otorga el inciso c) del artículo 3 de la Ley N° 27332 - Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, como el artículo 3 de la Ley N° 27699 - Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN, prepublicó en fecha 19 de agosto de 2009 el “Procedimiento para la supervisión y fiscalización del desempeño de las unidades de generación despachadas por el COES”.

En virtud de la prepublicación, las empresas presentaron sus comentarios y observaciones, los cuales han sido considerados para la elaboración del presente procedimiento. En definitiva, este procedimiento establece la obligación de las empresas de generación del SEIN de remitir información al OSINERGMIN relacionadas a las Características de las unidades de generación, Registro y análisis de fallas, Indicadores de desempeño, Programas de mantenimiento predictivo y preventivo mayor, Plan de Contingencias Operativas, entre otros. Esta información será procesada, sistematizada y comparada con indicadores, cuyos resultados serán utilizados para la supervisión y fiscalización, la cual se realizará por cada unidad y/o central de generación, en función de las desviaciones de las tolerancias establecidas. Asimismo, sobre la base de la información reportada, OSINERGMIN priorizará las inspecciones de campo a las instalaciones de generación del SEIN.

Finalmente, debemos resaltar que a través de los diferentes indicadores de desempeño, se podrá efectuar una mejor supervisión y fiscalización de las centrales de generación eléctrica del SEIN, sean estos hidráulicos o térmicos, identificando aquellas unidades de generación que tengan deficiencias en su operación y conservación.

**De las observaciones:**

Se han recibido observaciones al indicado proyecto de procedimiento, los cuales son presentados y absueltos a continuación:

**I) OBSERVACIONES PRESENTADAS POR EL COES-SINAC**

El numeral 6.2 del Artículo 6 del Proyecto, el cual señala “que las empresas generadoras informarán al OSINERGMIN del cumplimiento y de la implementación de las recomendaciones efectuadas por el Comité de Trabajo de análisis de fallas que emite el COES”.

Al respecto, debe observarse que el referido comité (como todos los comités de trabajo del COES) tiene una función consultiva, y si bien su informe es considerado en el análisis final realizado en el Informe Técnico final emitido por el COES, este no es vinculante. En tal sentido, las recomendaciones realizadas en el Comité de Trabajo de Análisis de Fallas, pueden ser modificadas o no ser consideradas en el Informe Técnico final de fallas. Por consiguiente se sugiere que para los efectos de lograr el objetivo de esta disposición, se haga referencia a “las recomendaciones contenidas en el Informe Técnico de fallas que emite el COES”.

**Análisis y Respuesta**

Admitido.

Se ha procedido a corregir lo observado por el COES en el presente Procedimiento.

**II)OBSERVACIONES PRESENTADAS POR ENERSUR**

1.Numeral 4 - “Definiciones”

- Factor de Disponibilidad fortuita (FIF),
- Factor de Disponibilidad Programada (FIP)

a) Aclarar si estas definiciones se refieren a los momentos de indisponibilidad en horas punta, o en general a cualquier hora, puesto que el PR 25, es decir, que la indisponibilidad sea sólo en las horas punta, de lo contrario existirían contradicciones entre los mismos conceptos dependiendo de la norma que se aplique.

b) Sugerimos que se concuerden las definiciones con lo establecido en el PR 25, es decir, que la indisponibilidad sea sólo en las horas punta, de lo contrario existirían contradicciones entre los mismos conceptos dependiendo de la norma que se aplique.

**Análisis y Respuesta**

Admitido parcialmente.

Es conveniente precisar que en el PR-Nº 25, los factores de indisponibilidad Fortuita (FIF) y Programada (FIP) son evaluados en “horas de punta del sistema”, dicho periodo de tiempo es establecido por el Ministerio de Energía y Minas (Artículo Nº 110 literal d) del Reglamento de la Ley de Concesiones Electricas - RLCE).

Para efectos del presente procedimiento la indisponibilidad se evalúa durante las 24 horas del día todos los meses del año.

La indisponibilidad se evalúa para las 24 horas y no sólo en las horas de punta, como se señala en la Tabla Nº 1 del procedimiento, en la que los indicadores están denominados como “Factor de

Indisponibilidad Programada Total y "Factor de Indisponibilidad Fortuita Total".

Se recoge la observación en el extremo de que los términos "Factor de Indisponibilidad Fortuita" y "Factor de Indisponibilidad Programada" aunque si bien en el Procedimiento N° 25 del COES no están definidos explícitamente, han sido determinados mediante una fórmula con una significación específica que considera la evaluación sólo en horas de punta, por lo que se considera para efectos de este procedimiento las definiciones correspondientes a "Factor de Indisponibilidad Fortuita Total" y "Factor de Indisponibilidad Programada Total, para evitar confusiones.

Por otro lado, como se desprende de la exposición de motivos, el presente procedimiento está elaborado con la finalidad que las unidades de generación eléctrica despachadas por el COES brinden un servicio seguro y de calidad, y difiere en su objetivo del de los Procedimiento Técnicos del COES que, de acuerdo a lo dispuesto por los Artículos 40 de la LCE , y el 86 del RLCE, están establecidos para la optimización de la operación, y valorización de transferencias de energía y potencia del sistema Interconectado, por lo que los conceptos de indisponibilidad son diferentes, no recogiendo en este extremo la sugerencia.

2. En la Tabla N° 01 del numeral 6.3.- se hace referencia a los conceptos HPE, HIP, y HIF. Tomando en consideración los comentarios indicados en el numeral anterior, aclarar también si estos conceptos se refieren a horas punta.

#### **Análisis y Respuesta**

Admitido

De acuerdo a la observación recogida en el punto anterior, los conceptos HIP y HIF, también utilizados en el Procedimiento 25 del COES, están referidos a las horas totales y no sólo a las horas de punta. Se ha redefinido las siglas observadas a la forma HIPT y HIFT completando su expresión con la palabra "Totales".

3. En el numeral 6.2.- se dispone que las generadoras deben remitir el análisis de las causas de las indisponibilidades fortuitas en un plazo de 7 días calendario.

Sugerimos que se incluya en esta disposición que OSINERGMIN podrá ampliar dicho plazo a su discreción, cuando el generador así lo solicite, fundamentando su pedido, atendiendo a la naturaleza o complejidad de las causas que ocasionaron dicha indisponibilidad.

#### **Análisis y Respuesta**

Admitido.

Se recoge la sugerencia, y se ha establecido un plazo de 15 días calendario.

4. El numeral 6.8.- de acuerdo a la Resolución Directoral N° 011-95 EM-DGE, los generadores deben presentar la misma información solicitada en este numeral, tanto a la DGE del MEM, como a Osinergmin dentro de los primeros 20 días calendario de cada mes, y no dentro de los 5 días calendario de cada mes.

Sugerimos que OSINERGMIN tome en cuenta la información presentada al amparo de la indicada resolución de la DGE del MEM para los efectos establecidos en este numeral, puesto que es ineficiente solicitarla 2 veces y además con distintos plazos.

#### **Análisis y Respuesta**

Se recoge la sugerencia de ENERSUR, y se ha establecido como plazo para remitir la información, 20 días hábiles culminado el mes correspondiente. No obstante, debemos señalar que si se toma conocimiento de alguna circunstancia que pudiera afectar el normal suministro de combustibles que signifique alterar la disponibilidad de las unidades de generación, la información de la referida circunstancia será alcanzada dentro de las 24 horas de ocurrido dicho evento, tal como se aprecia del ítem 2 de la Tabla 02 del presente procedimiento.

5. Numeral 6.8.- aclarar a qué se refiere el requerimiento de “tiempo de aprovisionamiento”.

#### **Análisis y Respuesta**

Es aplicable sólo a los suministros de combustibles líquidos y/o carbón, y considera el tiempo desde la colocación de la orden de compra al proveedor hasta su entrega a las instalaciones de almacenamiento en la central.

6. Numeral 11.2.- ¿cuales son los “registros” que debo regularizar? ¿Corresponden a qué período anterior?

#### **Análisis y Respuesta**

Son los registros de indisponibilidades fortuitas y programadas y abarcarán el periodo desde la publicación del presente procedimiento.

7. Numeral 11.4.- consideramos que la base técnica que tiene un generador para determinar la frecuencia de inspección, constituye el resultado de años de experiencia en la operación de una central.

En tal sentido, nuestra sugerencia es que OSINERGMIN no debe solicitar la entrega de este Knowhow desarrollado por la empresa generadora, puesto que es un activo importante y de gran valor para la misma, y debe permanecer en estricta confidencialidad. Las generadoras son las principales interesadas en que se cumpla con las inspecciones de las máquinas que integran la central de generación de la manera más diligente posible. En caso se produzca algún desperfecto como consecuencia de la falta de mantenimiento, estos son pasibles de las sanciones que correspondan.

#### **Análisis y Respuesta**

Denegado.

La frecuencia de mantenimiento recomendado por el fabricante o la frecuencia modificada sustentada técnicamente por las empresas, no implica dar a conocer métodos, o desarrollos tecnológicos sino tiempos y enumeración de actividades que son informadas a otras instancias como el COES, MEM, etc. Precisamente esta información es necesaria como referencia del buen cumplimiento de la gestión de mantenimiento de la empresa ante fallas que superen los indicadores a establecerse.

Por otro lado, se debe precisar que OSINERGMIN procederá en cada caso en particular de acuerdo a la solicitud de confidencialidad de las empresas, cumpliendo con el marco normativo que regula el acceso y manejo de la información.

### **III) OBSERVACIONES PRESENTADAS POR EGEMSA**

1. Numeral 6.3, Anexo 3, Tablas N° 01 y Tabla N° 02 - Indicadores de Desempeño, cuya obligación de remisión es semestral; sugerimos el OSINERGMIN que revise este punto; puesto que cada uno de los indicadores puede calcularse automáticamente, sin necesidad de que las empresas remitan nuevamente la información que ya fue remitida los seis meses anteriores vía el sistema extranet que el OSINERGMIN implementará. Esto evitará que innecesariamente se dupliquen cálculos y se esté sancionando a la empresa por la no remisión de estos índices que ya fueron remitidos los seis meses

**Análisis y Respuesta**

Denegado.

El cálculo de indicadores no constituye una recarga de labores ya que se hace una sola vez automáticamente cada semestre, sobre la base de la información (indisponibilidades) presentada por las propias empresas.

2. Numeral 10.3 de las Disposiciones Complementarias, sugerimos se adicionen (\*)NOTA SPIJ(2) el siguiente texto: "Las modificaciones no adicionarán mayor cantidad de información a la solicitada". Esto con la finalidad de no adicionar mayor información y por tanto mayor trabajo y mayor riesgo de ser multados.

**Análisis y Respuesta**

Denegado.

Las modificaciones a las que se hace referencia tienen la finalidad de mejorar la aplicación del procedimiento para alcanzar su objetivo.

3. En el anexo 5. Horas de operación y energía generada se considera el término OVERHAUL; consideramos que el OSINERGMIN debe incluir en el numeral 4 la definición de Overhaul; el cual entendemos que sólo aplica a unidades térmicas.

**Análisis y Respuesta**

Admitido.

Este término en inglés se refiere al 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.

En la nomenclatura en castellano el término que suele emplearse es el de inspección general, que involucra el desarmado total del equipo y el reemplazo o reparación de los componentes que afectan la eficiencia y disponibilidad del equipo.

4. Debe establecerse en las definiciones del numeral 4, qué se entenderá por "Equipo Crítico".

**Análisis y Respuesta**

Denegado.

La definición de componente crítico está ya incluida en los lineamientos del Plan de Contingencias Operativas como la calificación dada a los elementos, dispositivos o conjunto de elementos, cuya falla o ausencia puede provocar una contingencia operativa, por extensión un equipo crítico es aquel que tiene elementos críticos. Por lo expuesto, esta definición será incorporada en los lineamientos del Plan de Contingencias Operativas.

5. En la definición de Indisponibilidad Programada, sugerimos eliminar el término deliberadamente y construcción, quedando redactado como "Indisponibilidad Programada: Cuando una unidad de generación es retirada del servicio por un tiempo prefijado, usualmente para fines de mantenimiento preventivo o reparación".

**Análisis y Respuesta**

Esta definición está ya incluida en la RM N° 143-2001-EM/VME que aprueba los Procedimiento del COES y en el presente procedimiento tiene el mismo significado, por lo que sólo se la menciona por su aplicación.

6. Las inspecciones preventivas de nuestras unidades hidráulicas, desarrolladas regularmente y para los propósitos de evaluación de los desgastes de la turbina y que demandan una indisponibilidad promedio de 3 horas y que no implican el desarme total o parcial de la unidad de generación inspeccionada, ¿serán consideradas como actividades de mantenimiento preventivo mayor?

#### **Análisis y Respuesta**

Como se señaló en el tema de la inspección general, el mantenimiento preventivo mayor está referido al desarmado parcial o total con fines de evaluación, reemplazo o reparación de partes cuya expectativa de duración y operación en condición confiable se estima ya no está asegurada. Bajo este alcance una evaluación de desgastes no sería un mantenimiento preventivo mayor en tanto no implique el reemplazo o reparación de partes críticas bajo un criterio de regularidad.

Asimismo, se ha precisado en el procedimiento lo siguiente:

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.

7. Las actividades de inspección preventiva que demanden la paralización total de una Planta de Generación en su totalidad, en plazos menores a 24 horas, ¿se considerarán como de mantenimiento preventivo mayor?

#### **Análisis y Respuesta**

El mantenimiento preventivo está más ligado a la naturaleza de los trabajos que a su duración, pudiendo presentarse casos de trabajos de mantenimiento preventivo mayor que se efectúan en períodos inferiores o superiores a 24 horas como las inspecciones de combustión de motores que se efectúan en etapas (un cilindro cada día) a lo largo de varios días.

8. Las actividades de mantenimiento preventivo que demanden una duración mayor a 24 horas, ¿se considerarán como de mantenimiento correctivo mayor?

#### **Análisis y Respuesta**

Por lo señalado en el punto anterior, el mantenimiento preventivo con duración mayor a 24 horas no deberá ser considerado como mantenimiento correctivo mayor, que es el que se presenta para reparar un defecto o daño ya detectado en un equipo.

9. Con la finalidad de no causar confusión en el numeral "6.2 Registro y análisis de fallas", el OSINERGMIN debe establecer la definición de "Equipo de generación", y no confundir con los equipos de transformación y transmisión que se encuentran en las instalaciones de la empresa de generación.

#### **Análisis y Respuesta**

El alcance del presente procedimiento hace explícita su aplicación a unidades de generación.

10. En el numeral 6.2 Registro y análisis de fallas, en el último párrafo no se indica el medio como se informará al OSINERGMIN el cumplimiento e implementación de las recomendaciones efectuadas por el COES, sugerimos sea por medio del extranet a través de la implementación de una nueva tabla.

**Análisis y Respuesta**

Admitido.

Se implementará un nuevo cuadro.

11. En el numeral 6.4 Programas de Mantenimiento Mayor y ejecutados; sugerimos que esta información sea remitida con una frecuencia mensual. Esto permitirá que el OSINERGMIN pueda realizar mas fácilmente el cálculo de sus índices y con la periodicidad deseada y por el lado de las empresas de generación evitará incumplimientos en la remisión de la información ya que por lo general toda información es remitida mensualmente.

**Análisis y Respuesta**

Admitido.

Se ha modificado la tabla N° 2 "Plazos para remitir información", para que sea remitida mensualmente, dada la facilidad para las empresas.

12. En el numeral 6.5 Horas de Operación y Energía generada; sugerimos modificar la remisión de la información MENSUAL por TRIMESTRAL, debido a que en la Tabla N° 2 Plazos, esta información es remitida trimestralmente; o en su defecto modificar para que esta información se remita mensualmente y no trimestralmente.

**Análisis y Respuesta**

Admitido.

Se ha modificado la periodicidad para que sea remitida mensualmente.

13. En el numeral 6.5 Horas de Operación y Energía Generada, se indica que la empresa además informará la energía de los servicios auxiliares; cuyo requerimiento no se refleja en la tabla del anexo 5, sugerimos que se incluya un campo energía SS.AA.

**Análisis y Respuesta**

Admitido.

Se ha incluido un campo para registrar el consumo de Servicios Auxiliares.

14. En el numeral 6.6 Plan de contingencia operativo, sugerimos eliminar el siguiente párrafo "Adicionalmente este documento deberá ser alcanzado al OSINERGMIN, vía mesa de partes"; esto haciendo uso del principio de economía y racionalidad y el interés del estado peruano de disminuir el uso de papel ya que esta información ha sido remitida vía extranet (archivos digitales). Así mismo debido a la frecuencia bianual los agentes pueden obviar presentarlo por mesa de partes y ser sancionados por el OSINERGMIN en caso de incumplimiento.

**Análisis y Respuesta**

Denegado.

Dado que es un documento oficial debe ser entregado por mesa de partes. Por otro lado, por ser de frecuencia bianual su impacto en el uso de papel es mínimo.

15. Numeral 6.7 Sistemas de Protección, el OSINERGMIN sugiere que la vigencia de los estudios de protección en generación no debe ser superior a dos años, lo que contradice a lo indicado en la "Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectado", R.D. N° 049-99-EM/DGE modificado con R.D. N° 014-2005-EM/DGE que contradice lo indicado por el numeral 7.5.1 de dicha norma que indica: "La DOCOES elaborará cada cuatro (4) años, los estudios necesarios para revisar la coordinación de los sistemas de protección de las instalaciones del Sistema para garantizar la selectividad de los mismos en salvaguarda de la calidad y seguridad del sistema."

**Análisis y Respuesta**

El numeral 6.7 del presente procedimiento, no concierne a los estudios de protección para garantizar la selectividad de los mismos en salvaguarda de la calidad y seguridad del sistema que desarrolla el COES, sino al cumplimiento de lo establecido en el Art.10 del Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas N° RM N° 161-2007-MEM/DM (RESESATAE) y en el 017C del Código Nacional de Electricidad Suministro 2001, y es el período considerado necesario para que las empresas efectúen las verificaciones y calibraciones para asegurar su operación confiable.

16. Sugerimos que los indicadores deben ser sancionados si solo se detecta recurrencia y afecten el despacho económico del sistema:

**Análisis y Respuesta**

Denegado.

La aplicación de sanciones se determinará luego de la evaluación de las tendencias de los indicadores que se logren con información del SEIN, así como de la comparación con otros sistemas.

**IV) OBSERVACIONES PRESENTADAS POR EDEGEL**

1. En las definiciones "Indisponibilidad" e "Indisponibilidad Fortuita": "Estado de una unidad de generación cuando no se encuentra apta para realizar su función...". El comentario de EDEGEL es sustituir la palabra apta por "disponible", a fin de hacer estas definiciones concordantes con las del glosario de abreviaturas y definiciones utilizados en los procedimientos técnicos del COES.

**Análisis y Respuesta**

Admitido.

En este caso las definiciones de Indisponibilidad e Indisponibilidad Fortuita son las mismas que las del glosario de términos del COES.

2 .En la definición "Indisponibilidad Fortuita Parcial: Cambiar Central por Unidad, de acuerdo al procedimiento N° 25 del COES.

**Análisis y Respuesta**

Denegado.

Se ha precisado en el Procedimiento que la definición sólo es aplicable a unidades de

generación térmica, así como que la causa de la indisponibilidad puede ser producto de fallas en servicios auxiliares comunes a la central.

3. En la definición de Mantenimiento Preventivo Mayor: “Corresponde al plan de mantenimiento que se efectúa periódicamente...” propone añadir “Actividad que se realiza con una duración mayor a 24 horas”... para que mantenga concordancia con la definición de mantenimiento Correctivo mayor.

#### **Análisis y Respuesta**

Denegado.

El mantenimiento preventivo está más ligado a la naturaleza de los trabajos que a su duración, pudiendo presentarse el caso de trabajos de mantenimiento preventivo mayor que se efectúan en períodos inferiores a 24 horas como las inspecciones de combustión de motores que se efectúan en etapas (un cilindro cada día) a lo largo de varios días en horarios fuera de punta. En este contexto un trabajo de mantenimiento preventivo con duración mayor a 24 horas no necesariamente deberá ser considerado como un mantenimiento preventivo mayor.

4. Plan de Contingencias operativo, Comentario: OSINERGMIN cada 2 años solicita el Plan de Contingencia Operativo del Sistema de generación a las empresas, para ello emite los lineamientos respectivos y las empresas tienen un plazo de 120 días útiles para remitir la información solicitada.

De acuerdo con el presente Proyecto de Procedimiento, las empresas deben presentar obligatoriamente esta información bianualmente antes del 31 de diciembre.

#### **CONSULTAS:**

1.- ¿Cuál será la fecha límite para que OSINERGMIN emita la actualización de los lineamientos para que las empresas puedan elaborar este Plan de Contingencia Operativo, luego de la cual las empresas tomarán como base los lineamientos utilizados en la información enviada en el período anterior?

2.- Debe considerarse una disposición transitoria que dé como válido dentro del ámbito de este Procedimiento a los lineamientos emitidos por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN en el 2008, con respecto a los Planes de Contingencia Operativo de las empresas.

#### **Análisis y Respuesta**

Se ha modificado el plazo para que sea a los 120 días hábiles de presentada la actualización de los lineamientos por OSINERGMIN, o cuando entre en servicio comercial una unidad de generación nueva.

5. En la Definición de Tasa de Fallas (TF), ¿Que año se va a utilizar en el cálculo de la tasa de fallas.....?

#### **Análisis y Respuesta**

Se ha aclarado la definición como el número de fallas por cada hora de operación durante el período de evaluación, anualizada (multiplicado por 8760 hrs.)

6. En el numeral 5.1 Mediante el presente..., EDEGEL recomienda reemplazar el término SEIN por DESPACHADAS POR EL COES.

#### **Análisis y Respuesta**

Admitido.

Se ha reemplazado el término SEIN por DESPACHADAS POR EL COES.

7. CONSULTA: Falta la definición de Factor de Impacto de Indisponibilidad Fortuita.

**Análisis y Respuesta**

Se ha eliminado este factor que no será aplicable en la presente etapa.

8. Respecto al numeral 6 del proyecto de procedimiento, la consulta de EDEGEL referida a que falta definir a partir de que periodo (año) requieren de esta información (nombrados en b), c), d) y e)) con los formatos que establece este Procedimiento.

**Análisis y Respuesta**

A partir del período en que entre en vigencia el procedimiento.

9. Numeral 6.2. Pregunta del medio de envío de los análisis de falla y sugerencia para ampliar de 7 a 15 días el plazo de entrega.

**Análisis y Respuesta**

Admitido.

Teniendo presente que la investigación de las causas primarias puede tomar mayor tiempo, se fijará en 15 días, ampliables por motivos que deben ser fundamentados por la empresa. La información se remitirá por Extranet.

10.COMENTARIO: Falta definir como se remitirá el informe del cumplimiento o implementación de las recomendaciones del Comité de Trabajo de Análisis de Fallas del COES. Consideramos que debe ser vía Extranet.

**Análisis y Respuesta**

Se remitirá vía Extranet.

11. Numeral 6.3.

CONSULTA: Falta aclarar si las horas del año (HPE) corresponden al total del año (ejemplo: 8760 hrs.) o a las acumuladas al período de presentación del informe.

**Análisis y Respuesta**

Corresponden al período de evaluación (seis meses), se ha eliminado el término anual, en la definición de las variables FIP, FIF, FD,TIF, así como se ha cambiado la definición de las horas HPE, como horas totales del período de evaluación correspondientes a los seis meses considerados.

12. COMENTARIO: Consideramos que los Anexos 2 y 3 deben ser acordes con la parte literal del Procedimiento.

**Análisis y Respuesta**

Admitido.

Se han revisado los anexos para que sean acordes con la parte literal.

13. En el numeral 6.4 se recomienda eliminar el término VIA EXTRANET, por estar ya indicado en el numeral 6.

### **Análisis y Respuesta**

Admitido.

Se ha eliminado el término VIA EXTRANET.

14. COMENTARIO: Recomienda reemplazar el término TURBO GASES por TÉRMICAS, dado que existen unidades térmicas de diversos tipos de tecnología: Turbo Gas, Diesel, Turbovapor y Ciclo Combinado.

### **Análisis y Respuesta**

Denegado.

Las horas equivalentes de operación (HEO), que pueden incluir un sumando por número de arranques usados en ciertas unidades (aeroderivativas) sólo se aplican para unidades turbogas, el resto de unidades sólo usan horas de operación.

15. COMENTARIO: Para el caso de EDEGEL este tipo de actividades de mantenimiento preventivo mayor sólo se utiliza para las unidades térmicas, para el caso de las unidades hidráulicas no se lleva este tipo de control.

Tenemos mantenimientos mayores (de acuerdo con la definición, con una duración superior a las 24 horas), pero suelen ser trabajos específicos como reemplazo de elementos, etc.

### **Análisis y Respuesta**

Respecto a que en las turbinas hidráulicas no usan el término mantenimiento preventivo mayor, de acuerdo a las condiciones de operación específica de cada turbina, podría considerarse en este rubro el cambio de rodetes, el enlainado y otros trabajos que se efectúan sobre una base de regularidad para evitar daños por fallas o pérdidas no tolerables de eficiencia, cuando sean aplicables.

16. CONSULTA: ¿Este tipo de mantenimientos en las unidades hidráulicas deberán ser informados a OSINERGMIN? ¿Como se deberá proceder con la información solicitada: frecuencia de mantenimiento, y la relación de actividades a efectuarse, horas de operación acumuladas desde la última inspección preventiva mayor, hasta el inicio de la ejecución del mantenimiento?.

### **Análisis y Respuesta**

Como se señaló en el punto anterior esta información, que será remitida a OSINERGMIN corresponde sólo a las actividades de mantenimiento programado sobre la base de regularidad, y es de carácter referencial para evaluar el cumplimiento de las acciones de mantenimiento preventivo necesarias, de presentarse alguna falla mayor que indisponga la unidad por un período prolongado.

17. COMENTARIO: Consideramos que el Anexo 05 debe ser acorde con la parte literal del Procedimiento.

### **Análisis y Respuesta**

Admitido.

Se ha revisado el anexo 05 para que sea acorde con la parte literal.

18. En el numeral 6.6 Plan de contingencias operativas:

COMENTARIO: De acuerdo con el título del presente procedimiento, se pretende supervisar la

performance de las unidades de generación despachadas por el COES, por lo que el Plan de Contingencia Operativo, debería sólo considerar a las unidades de generación.

### **Análisis y Respuesta**

Denegado.

El Plan de Contingencias Operativas considera no sólo a las unidades sino también a las instalaciones auxiliares que afectan la disponibilidad de las unidades, y los indicadores sólo consideran a las unidades en las que se refleja las fallas de las instalaciones auxiliares.

19. COMENTARIO: Para el caso de EDEGEL, tenemos la operación de diversas unidades hidráulicas en diferentes zonas del país, para el caso de las unidades de la empresa CHINANGO, de producirse una falla que el personal de mantenimiento destacado en la zona no pueda resolver, requerirá el apoyo de personal destacado en Lima, en el mejor de los casos. Como se podrá apreciar la complejidad logística exige mucho más de las 12 horas planteadas.

### **Análisis y Respuesta**

El plazo de 12 horas no significa el plazo máximo para reponer el servicio luego de una falla o siniestro, sirve para calificar el evento como Contingencia Operativa, cuyo plan debe minimizar el tiempo de reposición.

20. COMENTARIO: En los últimos Planes de Contingencias operativas, OSINERGMIN estableció unos lineamientos, basados en la recuperación de la operatividad de las centrales, en esta oportunidad debería hacerlos basados en la recuperación de las unidades de generación o mantendrá el esquema anterior.

### **Análisis y Respuesta**

Se evaluará la sugerencia para la siguiente revisión de Lineamientos.

21. En el numeral 6.8 Consumo y abastecimiento de combustibles...

COMENTARIO: Reemplazar el término Diesel por Biodiesel "Desde el 1 de enero, en nuestro país se ha reemplazado el Diesel 2 (D2) por Biodiesel (D2B2)"

### **Análisis y Respuesta**

Admitido.

Se ha efectuado la corrección pertinente.

22.CONSULTA:

1.- De acuerdo con la descripción de la información sería mensual, pero de acuerdo con el Anexo 06, la información tendría una descripción diaria.

2 Para el caso de las unidades a gas natural, el anexo 06 solicita la información de presión mínima (bar), esta información se refiere a la presión al ingreso de las unidades ó en el punto de alta presión de la acometida de gas.

### **Análisis y Respuesta**

La información será mensual, y la presión será en la acometida de gas.

23. COMENTARIO: Consideramos que el Anexo 06 debe ser acorde con la parte literal del

### **Análisis y Respuesta**

Admitido.

Se ha revisado el anexo 06 para que sea acorde con la parte literal.

24. En el numeral 10.1 Disposiciones Complementarias. Envío de las características de las unidades por parte de las empresas.

COMENTARIO: Considerando la complejidad de la información solicitada, el plazo debería ser mayor. Proponemos que sea 120 días calendarios desde la publicación del Procedimiento.

### **Análisis y Respuesta**

Admitido parcialmente.

Se ha establecido que en un plazo no mayor de 90 días calendario contados a partir de la entrada en vigencia del presente Procedimiento, la empresa deberá presentar la información actualizada de las características de las unidades de generación, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento.

25. En el numeral 11.2 DISPOSICIONES TRANSITORIAS, Plazo de 30 días calendario para que las empresas regularicen el registro de indisponibilidades fortuitas y programadas.

COMENTARIO: Considerando la complejidad de la información solicitada, el plazo debería ser mayor. Proponemos que sea 60 días calendarios desde la publicación del Procedimiento.

### **Análisis y Respuesta**

Admitido.

Se ha procedido a retirarlo del procedimiento.

26. En el numeral 11.4 Confidencialidad de la información:

### **Análisis y Respuesta**

La frecuencia de mantenimiento recomendado por el fabricante o la modificada según base técnica por la empresa, no implica dar a conocer métodos, o desarrollos tecnológicos sino tiempos y enumeración de actividades que son informadas a otras instancias COES, MEM, etc. Precisamente esta información es necesaria como referencia del buen cumplimiento de la gestión de mantenimiento de la empresa ante fallas que superen los indicadores a establecerse. Por otro lado, se debe precisar que OSINERGMIN procederá en cada caso en particular de acuerdo al marco normativo que regula el acceso y manejo de la información.

## **V) OBSERVACIONES PRESENTADAS POR EL SDF ENERGIA**

1. Los indicadores de desempeño mostrados en la Tabla 01 del numeral 6.2 deberían guardar relación con los Factores de Disponibilidad indicados en los procedimientos del COES-SINAC (Procedimiento N° 25 "Indisponibilidades de las Unidades de generación"). Los períodos de evaluación en los procedimientos del COES-SINAC tienen una estadística móvil diferente en todos los casos, al año de evaluación propuesto en el Proyecto de Procedimiento.

### **Análisis y Respuesta**

Como se aclara más adelante en el punto 3 de los presentes comentarios, los indicadores establecidos en el presente procedimiento son diferentes en el concepto y en la finalidad a los establecidos por el COES. Asimismo, para el presente procedimiento no aplican períodos acumulativos ni móviles, sólo se considera el semestre que constituye el período en evaluación.

2. Se sugiere aclarar lo indicado en el numeral 8.0. En el caso de indicadores de desempeño tiene 02 fechas de presentación al año, una vez cada semestre, pero no se indica si dichos indicadores no son acumulativos a lo largo de cada año o tendrán períodos estadísticos móviles de un año.

#### **Análisis y Respuesta**

No son acumulativos a lo largo de cada año ni tendrán períodos estadísticos móviles de un año, por lo indicado en el punto anterior.

3. En el numeral 09: del proyecto de procedimiento se menciona "...Que los indicadores de desempeño transgredan los rangos establecidos permisibles por OSINERGMIN..."

Al respecto debemos indicarle que el OSINERGMIN al imponer una multa a las empresas por transgredir los indicadores establecidos, establecería una doble sanción, debido a que en los procedimientos del COES-SINAC, específicamente en el numeral 8.5.1 del Procedimiento N° 28 "Ingresos Garantizados por Potencia Firme" ya se establece una sanción cuando las unidades de generación superen los límites indicados en el Procedimiento N° 25 "Indisponibilidades de las Unidades de Generación", asignándoles en el cálculo de su Potencia Firme Remunerable un costo variable igual al costo de racionamiento. Esto impide que dichas unidades obtengan Ingresos por Potencia, al aplicarse el Flujo de Carga Optimo, que se realiza en el cálculo de los Ingresos Garantizados por Potencia.

#### **Análisis y Respuesta**

Como se desprende de lo señalado en la exposición de motivos, el presente procedimiento está elaborado con la finalidad que las unidades de generación eléctrica despachadas por el COES brinden un servicio seguro y de calidad. En ese sentido, difiere en su objetivo del fijado para los Procedimiento Técnicos del COES que, de acuerdo a lo dispuesto por los Artículos 40 de la LCE, y el 86 del RLCE, están establecidos para la optimización de la operación, y valorización de transferencias de energía y potencia del sistema Interconectado, no constituyendo los factores de indisponibilidad establecidos por el COES indicadores sujetos a sanción sino los aplicables para el justiprecio de un servicio prestado (potencia y energía suministrada al sistema). Por tanto, los conceptos de factores de indisponibilidad del COES y del OSINERGMIN son diferentes en su concepto y objetivos.

## **Notas finales**

### **CONCORDANCIAS A LA RESOLUCIÓN N° 304-2009-OS-CD**

[R. N° 264-2012-OS-CD \(Resolución que aprueba el “Procedimiento para la supervisión de los planes de contingencias operativos en el sector eléctrico”\)](#)