

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 025-2012-OS/CD**

Lima, 23 de febrero de 2012

CONSIDERANDO:

Que, la Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, estableció en su Artículo 12° la finalidad del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con relación a la programación de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SEIN), mientras que en el ítem b) de su Artículo 13° estableció como función del COES el elaborar los procedimientos para la operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo; asimismo, en los ítems c) y f) de su Artículo 14° se señala, entre otros aspectos, que el COES debe coordinar la operación en tiempo real del SEIN y calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras;

Que, mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 de mayo de 2008, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (Reglamento COES), cuyo Artículo 27° detalla, entre otras, las funciones señaladas en el considerando anterior;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 476-2008-OS/CD se aprobó la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos” (en adelante la “Guía”), elaborada de conformidad con los Artículos 5° y 6° del Reglamento COES, estableciéndose en aquella el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos del COES;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM/VME, se aprobó el Procedimiento Técnico COES PR-25 “Indisponibilidades de las Unidades de Generación” (en adelante “PR-25”);

Que, el COES a través de la carta COES/D-356-2011 remitió como propuesta una nueva versión del PR-25, dando inicio al proceso para la aprobación de dicho procedimiento por parte OSINERGMIN;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, OSINERGMIN mediante Oficio N° 0606-2011-GART remitió al COES las observaciones a la propuesta, dándole un plazo de veinte (20) días hábiles para subsanar las mismas, el cual fue ampliado en diez (10) días hábiles adicionales, conforme a lo solicitado por el COES mediante la carta COES/D-446-2011. En este sentido, el COES subsanó dichas observaciones y presentó una propuesta modificada;

Que, habiéndose recibido del COES la subsanación de las observaciones, mediante la carta COES/D-478-2011, se publicó mediante Resolución OSINERGMIN N° 212-2011-OS/CD el proyecto del nuevo PR-25, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía y en el Artículo 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, la Resolución OSINERGMIN N° 212-2011-OS/CD otorgó un plazo de quince (15) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación, a fin de que los

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 025-2012-OS/CD**

interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria;

Que, los comentarios y sugerencias presentados por las empresas Kallpa Generación S.A., Enersur S.A., Electroperú S.A. y Edegel S.A.A., y el Sr. Alipio Ponce Vasquez, han sido analizados en el Informe Técnico GFE-UGSEIN-21-2012, y previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5° del Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se han acogido aquellos que contribuyen con el objetivo de la norma, correspondiendo la aprobación final del PR-25;

Que, se ha emitido el [Memorando GFE-2012-159](#) de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica y el [Informe Legal N° 058-2012-GART](#) de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3°, de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; y en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar el Procedimiento Técnico COES PR-25 “Factores de Indisponibilidades de las Unidades de Generación”, que como Anexo forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada, conjuntamente con el [Memorando GFE-2012-159](#) y el [Informe Legal N° 058-2012-GART](#), en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe.

Artículo 3°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el diario oficial El Peruano.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

EXPOSICION DE MOTIVOS

El Procedimiento Técnico COES PR-25 “Indisponibilidades de las Unidades de Generación” tiene como principal marco legal, la Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, la cual establece la finalidad del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con relación a la Naturaleza del COES y sus Funciones Operativas (Artículo 12° y literales f) y g) del Artículo 14°).

La propuesta de modificación incluye, entre otros aspectos, la adecuación del procedimiento para tratar complejidades originadas por las nuevas tecnologías en las unidades de generación que han ingresado al COES como son: centrales con energía limitada debido a insuficiente disponibilidad de combustibles, unidades duales, causales de indisponibilidad originado por suministro de gas natural, entre otros.

El proyecto materia de la presente exposición de motivos, cumple con el objetivo indicado.

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-25
FACTORES DE INDISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN		
Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 025-2012-OS/CD del 23 de febrero de 2012.		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios para la determinación de los factores de indisponibilidad, los factores de presencia y los incentivos a la disponibilidad de las unidades de generación que se utilizan para el cálculo de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme.

2. BASE LEGAL

- 2.1. Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.2. Decreto Ley N° 25844. Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.3. Decreto Legislativo N° 1002 - Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión Privada para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
- 2.4. Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.5. Decreto Supremo N°037-2006-EM- Reglamento de Cogeneración.
- 2.6. Decreto Supremo N° 027-2008-EM - Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- 2.7. Decreto Supremo N° 012-2011-EM - Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- 2.8. Estatuto del COES.

3. PRODUCTOS

Los productos de este procedimiento son:

- (i) Factores de indisponibilidad de las unidades de generación.
- (ii) Factores de presencia de las centrales hidroeléctricas.
- (iii) Incentivos a la disponibilidad.

4. RESPONSABILIDADES

4.1. DEL COES

- 4.1.1. Obtener, centralizar y evaluar la información de indisponibilidades reportada por las empresas generadoras.
- 4.1.2. Calcular y aprobar los Factores de Indisponibilidad de las unidades de generación para las Horas de Punta del Sistema. El COES podrá solicitar

información adicional para completar y/o complementar los reportes correspondientes.

- 4.1.3. Determinar la presencia diaria de las centrales hidroeléctricas y por consiguiente, calcular y aprobar el Factor de Presencia de éstas.
- 4.1.4. Determinar la presencia diaria de las unidades de generación RER y por consiguiente, calcular y aprobar el Factor de Presencia de éstas.

4.2. INTEGRANTES DEL COES

- 4.2.1. Remitir semanalmente, al tercer día de haber iniciado la siguiente semana operativa, la información sobre las indisponibilidades de sus unidades de generación y la Potencia Asegurada de la Capacidad Garantizada de Transporte de Combustible de acuerdo al formato que figura en el Anexo A.
- 4.2.2. Entregar la información fuente de los medidores de energía al COES de sus unidades de generación, en la forma y fecha que éste lo requiera.
- 4.2.3. La información entregada tendrá la calidad de declaración jurada.

5. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

5.1. CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS INDISPONIBILIDADES

5.1.1. CRITERIOS PARA DETERMINAR LA INDISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

Para determinar las indisponibilidades de las unidades de generación se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) La indisponibilidad total o parcial de una unidad de generación será considerada como indisponibilidad programada cuando se encuentre previsto en el Programa Diario de Operación-PDO- al que se refiere el Procedimiento Técnico N°02, o el que lo reemplace. Caso contrario, será considerada como indisponibilidad fortuita (fallas, mantenimientos correctivos, etc). Para estos fines no se consideran ajustes al PDO, una vez emitido.
- b) Queda exceptuado el cálculo de la indisponibilidad de una unidad de generación en caso que la unidad de generación vea limitada su producción por falla, mantenimiento o ampliaciones del sistema de transmisión, o por falla, mantenimiento o ampliaciones de la infraestructura de transporte de combustible.
- c) Si la producción de una unidad de generación térmica es restringida por limitaciones en la disponibilidad del suministro de combustible o por razones de calidad no adecuadas del combustible, se considerará su indisponibilidad total o parcial, según sea el caso.
- d) Para el caso de unidades de generación térmicas duales, se considerará la posibilidad de operar con el combustible alternativo (combustible de mayor costo variable). En caso que la unidad de generación se encuentre también limitada con el combustible alternativo, se considerará la existencia de una indisponibilidad total o parcial, que podrá ser programada o fortuita.
- e) Uno de los motivos de indisponibilidad es la no operación de la unidad generadora por haber llegado al límite de las horas equivalentes de operación y/o número de arranques para mantenimiento mayor, lo que será responsabilidad de la empresa Titular de Generación informar al COES.

Mientras que, en el caso que dicha Titular limite por decisión propia las horas de operación, número de arranques, etc., de su unidad de generación por distintos motivos tales como: cercanía al límite de sus horas equivalentes de operación para la intervención del mantenimiento mayor, por mal estado de álabes de la turbina, etc., los períodos en que la unidad no se encuentre operando serán considerados como indisponibilidad total programada o fortuita según sea el caso. No se considerará indisponibilidad, cuando el COES decida mantener la unidad como reserva fría con la finalidad de garantizar la seguridad del sistema, por un plazo que no debe exceder de 30 días calendario desde el momento que la Titular informe sus limitaciones de operación. El COES deberá informar a la Titular dicha decisión.

En los períodos en que la unidad de generación se encuentre operando, solo se contabilizará la indisponibilidad parcial, si corresponde

- f) La disponibilidad de una unidad y/o central de generación hidroeléctrica, no se verá afectada por aquellas limitaciones de generación inherentes a las condiciones y características de su fuente de energía primaria.
- g) En el caso de las centrales de cogeneración calificadas, los Titulares deberán informar al COES su disponibilidad cuando no se encuentren operando con producción asociada de calor útil. Si la unidad o central de cogeneración es declarada no disponible, se considerará como indisponibilidad total.

5.1.2. CRITERIOS PARA DETERMINAR LOS PERÍODOS DE INDISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

Para determinar los períodos de las indisponibilidades de las unidades de generación se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) Se contabilizará las indisponibilidades en las Horas de Punta del Sistema conforme a lo establecido en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- b) El período de indisponibilidad total se inicia cuando la unidad deja de estar sincronizada al SEIN. En caso de encontrarse la unidad en condición de reserva fría, el período de indisponibilidad total inicia en el momento de ser declarada indisponible por su Titular. Asimismo, el período de indisponibilidad total concluye cuando la unidad de generación sea declarada disponible por su Titular.
- c) El período de indisponibilidad fortuita, está acotado al último día de la presente semana operativa. A partir del primer día de la siguiente semana operativa, si aún permanece la indisponibilidad, será considerado como indisponibilidad programada hasta que hayan sido superadas las causas de la indisponibilidad.

5.1.3. CRITERIOS PARA DETERMINAR LAS INDISPONIBILIDADES PARCIALES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

Para determinar las indisponibilidades parciales de las unidades de generación, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) Se incurre en indisponibilidad parcial siempre que la potencia restringida (Pr) de la unidad de generación sea mayor o igual que el 10% de su potencia efectiva. La Pr será determinada de la siguiente manera:

- (i) Cuando la limitación de potencia en las Horas de Punta del Sistema se encuentre incluida en el PDO, la Pr de la respectiva unidad se calcula como la diferencia entre la potencia efectiva y la potencia a la cual está limitada de acuerdo al PDO. En este caso, será considerada como indisponibilidad parcial programada. En caso la limitación de potencia sea consecuencia de limitaciones en la disponibilidad de suministro del combustible o por razones de calidad no adecuadas del combustible y la misma sea declarada en el PDO, la potencia restringida será igual a la diferencia entre la potencia efectiva y la potencia media del período diario.
 - (ii) Cuando la limitación de potencia no se encuentre incluida en el PDO, la Pr se calcula como la diferencia entre la potencia efectiva y el promedio de la potencia generada en las Horas de Punta del Sistema (con excepción de los períodos en los cuales la unidad estuvo limitada por orden del COES o estuvo en rampa de carga o descarga conforme a su ficha técnica). En este caso, será considerada como indisponibilidad parcial fortuita.
 - (iii) Cuando, por razones de falta de capacidad de transmisión o de transporte de combustible (ver numeral 5.6), la Potencia Asegurada (PA) de la unidad de generación sea menor que su potencia efectiva, la Pr será calculada en función de la PA en reemplazo de la potencia efectiva.
 - (iv) En el caso de las unidades de generación que tengan más de un modo de operación (gas, gas con agua, entre otros) la Pr se calculará considerando la potencia efectiva que se utilice para el cálculo de la potencia firme de dichas unidades.
- b) Durante los periodos en que las unidades de generación se encuentran operando por pruebas, solicitadas por el Titular, serán consideradas como indisponibilidad parcial, siempre que cumpla con el numeral 5.1.3. a), a excepción de las pruebas establecidas en el numeral 5.5 del presente procedimiento, las pruebas de Potencia Efectiva y Rendimiento, de acuerdo a lo establecido en sus respectivos procedimientos, y otras pruebas a solicitud del COES. Asimismo, la Pr será igual a la diferencia entre la potencia efectiva y la potencia promedio generada de cada periodo (15 minutos).
 - c) En el caso de las centrales de cogeneración calificadas, cuando la unidad o central de cogeneración se encuentre operando con producción asociada de calor útil, las restricciones parciales de potencia producto de los límites determinados por la producción asociada de calor útil, no serán considerados como indisponibilidad parcial.
 - d) Para el caso de unidades de generación térmicas duales, se considerará la posibilidad de operar con el combustible alternativo considerando sus propias limitaciones técnicas para el cambio de combustible. En caso que la unidad de generación se encuentre también limitada con el combustible alternativo, se considerará la existencia de una indisponibilidad total o parcial, que podrá ser programada o fortuita.
 - e) En el caso de centrales de generación del tipo Ciclo Combinado, la Pr se calculará como la diferencia entre la potencia efectiva de toda la central como Ciclo Combinado y la potencia que puede generar la central teniendo en cuenta las limitaciones que podrían existir, tales como: Mantenimiento de una de sus unidades de generación que conforman el Ciclo Combinado, entre otras.
 - f) Para el caso de unidades de generación del tipo Turbo Vapor en las cuales sus calderos estén conectados a un colector común, la Pr se calculará como

la diferencia entre la potencia efectiva de las unidades de generación disponibles y la potencia que se puede generar teniendo en cuenta la disponibilidad o limitación de sus calderos. Si la Pr resulta mayor al 10% de la suma de las potencias efectivas de las unidades de generación disponibles, se aplicará indisponibilidad parcial y en forma proporcional a las potencias efectivas de cada una de ellas.

5.1.4. CRITERIOS PARA DETERMINAR EL CÁLCULO DE LA CAPACIDAD GARANTIZADA DE TRANSPORTE

Para determinar el cálculo de la capacidad garantizada de transporte eléctrico y de combustible, aplicable al Factor K, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) La capacidad garantizada de transporte eléctrico, se refiere a la capacidad de la infraestructura de transmisión propia o de terceros.
- b) La capacidad garantizada de transporte de combustible, se refiere a la capacidad de la infraestructura de transporte propia o contratada a firme que posee la unidad de generación.
- c) En el caso del transporte eléctrico desde el transformador elevador hasta la conexión al SEIN, la capacidad garantizará evacuar permanentemente la producción hasta un valor mayor o igual al 100% de la potencia efectiva de la unidad de generación. De no ser así, se aplicará lo indicado en el numeral 5.6.1 a) del presente procedimiento.
- d) En el caso del transporte de combustible desde el suministrador hasta la cámara de combustión, la capacidad garantizará transportar (para el caso de unidades que operan con gas deberá considerarse en condiciones firmes) el combustible necesario para operar permanentemente hasta un valor igual al 100% de la potencia efectiva de la unidad de generación. De no ser así, se aplicará lo indicado en el numeral 5.6.1 b) del presente procedimiento.
- e) La empresa de generación informará al COES, con carácter de declaración jurada, la capacidad garantizada de transporte de combustible en unidades equivalentes a potencia activa (MW), el cual se denominará Potencia Asegurada (PA), conforme a lo definido en los párrafos anteriores. Asimismo, informará cada cambio de la Potencia Asegurada.

5.2. FACTORES DE INDISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA E HIDRÁULICA

5.2.1. FACTORES DE INDISPONIBILIDAD FORTUITA MENSUAL PARA UNIDADES TÉRMICAS

El Factor de Indisponibilidad Fortuita (FIF) mensual se calcula en función de la información estadística móvil de las Horas de Punta del Sistema, de los últimos dos (2) años, considerando los veinticuatro (24) meses continuos transcurridos.

$$FIF = \frac{HIF}{HP} \times 100\%$$

Donde:

HIF: Horas de indisponibilidad fortuita durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

HP: Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

5.2.2. FACTORES DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA MENSUAL Y ANUAL PARA UNIDADES TÉRMICAS E HIDRÁULICAS

El Factor de Indisponibilidad Programada (**FIP**), para su valor mensual, se calcula en función de la estadística de las Horas de Punta del Sistema, de los últimos 10 años, tomando en consideración los seis (6) meses continuos más críticos de la oferta hidrológica de cada año; y, para su valor anual, del último año transcurrido, considerando los últimos seis (6) meses continuos más críticos de la oferta hidrológica del año.

a) Para las centrales térmicas

$$FIP = \frac{HIP}{HP} \times 100\%$$

Donde:

HIP: Horas de indisponibilidad programada durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

HP: Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

b) Para las centrales hidráulicas

$$FIP = \frac{\sum_{i=1}^n (PE_i \times HIP_i)}{PE_t \times HP} \times 100\%$$

Donde:

PE_i: Potencia medida de cada unidad generadora en las pruebas de potencia efectiva de la central hidráulica.

$$\sum_{i=1}^n PE_i = PE_t$$

HIP_i: Horas de Indisponibilidad Programada de cada unidad durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

PE_t: Potencia Efectiva de la central.

HP: Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

n: Número de unidades (grupo generador-turbina) de la central hidráulica.

5.2.3. INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES GENERADORAS QUE CARECEN DE INFORMACIÓN HISTÓRICA

Para unidades recién incorporadas al SEIN, incluyendo las unidades de generación que hayan sido reconvertidas para operar con otro tipo de combustible u operar en ciclo combinado; las horas de indisponibilidad fortuita y programada históricas de los tres primeros meses de operación comercial, a aplicarse en los numerales 5.2.1 y 5.2.2, respectivamente, serán los que resulten de multiplicar los valores de indisponibilidad fortuita y programada listados en el Anexo B por el número de Horas de Punta del Sistema (HP) del período estadístico. A partir del cuarto mes se utilizará su información histórica de indisponibilidades, conforme se calcula para el resto de unidades de generación.

La información histórica de cada unidad generadora será registrada desde su entrada en operación comercial.

Para el caso de unidades que se retiran y reingresan en operación comercial con las mismas condiciones de operación, se considerará las Horas de Indisponibilidad real histórica de la unidad, completándose con las horas que

resulten de considerar los valores listados en el Anexo B para el período en que no estuvo en operación comercial.

Se precisa que el tratamiento para las unidades de operación dual, ya sea para el cálculo de la indisponibilidad o el factor k, específicamente se encuentra definido en el literal d) del 5.1.1 y el literal b) del numeral 5.6.1 de este procedimiento, no resultándoles aplicable lo establecido en el presente numeral

5.2.4. INDISPONIBILIDADES PARCIALES

La indisponibilidad parcial se considerará 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.

$$HE_{PARCIAL} = \frac{Pr \times HI_{PARCIAL}}{PE}$$

Donde:

$HE_{PARCIAL}$: Horas Equivalentes de duración por indisponibilidad parcial de la unidad.

Pr : Potencia restringida de la unidad.

$HI_{PARCIAL}$: Horas de Indisponibilidad parcial de la unidad en el período de Horas de Punta del sistema.

PE: Potencia efectiva de la unidad.

Los tiempos equivalentes de duración de las interrupciones parciales fortuitas o programadas serán considerados, de ser el caso, en las horas: **HIF** o **HIP** mencionadas en los puntos 5.2.1 o 5.2.2, respectivamente.

5.3 FACTOR DE PRESENCIA DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN HIDRÁULICA

El factor de presencia (FP) es aplicable a la unidad de generación, la cual, para el caso de las hidroeléctricas es la central en su conjunto.

El factor de presencia es de aplicación mensual, considerando la indisponibilidad total diaria de la unidad.

Si en un mes calendario, la indisponibilidad total no es superior a 15 días consecutivos, el factor de presencia mensual será igual a uno (1,0), caso contrario se determinará según la formulación siguiente:

$$FP = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n d_i$$

Donde:

FP: Factor de Presencia mensual;

n: Número de días del mes;

d_i : Disponibilidad diaria de la central del día "i" (1 o 0). Se calculará de la siguiente manera:

- 1 Si la central despachó al menos el 50% del período que corresponde a las Horas de Punta del Sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva.
- 0 Si no se cumple la condición anterior.

El factor de presencia debe considerar la operatividad de la central hidroeléctrica por causas propias que indispongan a la central, cubriendo todo el mes de evaluación.

Para este cálculo no se consideran los mantenimientos programados incluidos en la evaluación de la energía garantizada de la central, prevista en la determinación de la potencia firme hidráulica.

Para la determinación de los factores de indisponibilidad no se registrará como indisponibilidad de las unidades de generación, lo correspondiente al período en el cual su factor de presencia es cero.

5.4 INDISPONIBILIDAD POR FUERZA MAYOR

Cuando una unidad o central de generación se encuentra en el estado de Indisponibilidad Física por Fuerza Mayor (IFFM), acreditado con la resolución del OSINERGMIN correspondiente, y que por dicho motivo, la unidad o central no se encontró en capacidad de operar en más de quince (15) días consecutivos durante el mes correspondiente, el número de horas de indisponibilidad fortuita (HIF) y el número de horas de indisponibilidad programada (HIP) a aplicarse en los numerales 5.2.1 y 5.2.2, respectivamente, serán los que resulten de multiplicar los valores de indisponibilidad fortuita y programada listados en el Anexo B por el número de Horas de Punta del Sistema (HP) que se encontró en el estado de IFFM.

5.5 VERIFICACIÓN DE DISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES TÉRMICAS MEDIANTE PRUEBAS ALEATORIAS

El COES tendrá a su cargo la selección de los días en que se realizarán las pruebas y las unidades que serán sometidas a prueba. El COES tendrá a su cargo la supervisión de las pruebas. Los resultados serán incluidos en el correspondiente informe sobre la operación del sistema que emite diariamente.

Se realizarán cuatro (4) pruebas mensuales.

5.5.1 SELECCIÓN ALEATORIA

a) Selección de los días de prueba

Los días de prueba serán seleccionados mediante un sorteo que se realizará todos los días a las 16:00 horas, con el siguiente procedimiento:

- (i) Los representantes del COES considerarán al inicio del mes, en una urna física o digital, tantas balotas como días tenga el mes, de las cuales cuatro (4) serán de color negro y las restantes de color blanco.
- (ii) Se seleccionará en forma aleatoria una balota de la urna, la cual no se reintegrará a la urna física o digital. Si la balota resulta ser negra, se realizará una prueba ese día.

b) Selección de la unidad sometida a prueba

Si en el literal a) se seleccionara una balota negra, se procederá inmediatamente con la selección de la unidad de generación que se someterá a prueba, con el siguiente procedimiento:

- (i) Los representantes del COES considerarán, en una urna física o digital, tantas balotas como unidades tenga el parque térmico en ese momento, excluidas aquellas que hayan operado exitosamente a solicitud del COES en los 30 días previos y las que se encuentren indisponibles según el programa semanal de operación. Es decir, las unidades que hayan operado en los 30 días previos por pruebas de sus titulares no quedan

excluidas de la selección de la unidad a someter a prueba. Cada balota mostrará la identificación de cada una de las unidades de generación térmica.

- (ii) Las unidades de generación que ya fueron sometidas a prueba mediante esta selección, no serán consideradas en la selección para las pruebas siguientes del mes en curso.
- (iii) Se seleccionará en forma aleatoria una balota de la urna física o digital. La unidad de generación a la que corresponda, será sometida a prueba a partir de las 17:00 horas de ese día. Se adjunta el Anexo C, que contiene un diagrama de flujo que explica los pasos que se siguen para el proceso del sorteo de las pruebas aleatorias.

5.5.2 SOBRE LA PRUEBA

- (i) La prueba incluirá:
 - a) El arranque y sincronización;
 - b) El proceso de carga hasta alcanzar plena-carga en función de la rampa de carga propia de la unidad de generación;
 - c) Un período de operación a plena-carga igual al tiempo mínimo técnico de operación de la unidad de generación o dos (2) horas, el que resulte mayor;
 - d) La descarga;
- (ii) El COES verificará que la unidad sobre la que se realiza la prueba sea efectivamente la unidad sorteada. Esta verificación será realizada con la ayuda de medidores o registradores instalados en cada unidad y visitas no anunciadas. El resultado de dicha verificación será informado al OSINERGMIN dentro de las 24 horas siguientes de culminada la prueba.
- (iii) La unidad de generación sometida a prueba no será considerada para el cálculo del Costo Marginal de Corto Plazo. Para efectos de realizar este ensayo, se disminuirá la generación de la(s) unidades(es) de generación de mayor costo variable que se encuentre(n) operando en el Sistema.
- (iv) De fallar en el arranque, la unidad de generación será declarada indisponible, permitiéndosele, a su solicitud y propio costo, un re arranque dentro de su tiempo de re arranque declarado. De resultar exitoso el re arranque, su indisponibilidad fortuita será contabilizada hasta el momento de su sincronización al sistema.
- (v) Si la unidad de generación no alcanza su potencia efectiva en la etapa de carga durante la prueba, ésta se continuará con la potencia máxima que pueda suministrar la máquina en las condiciones que se encuentre. Corresponde aplicar indisponibilidad parcial fortuita de acuerdo a los criterios establecidos en el numeral 5.1.3, hasta que supere su restricción.
- (vi) Si luego de la sincronización exitosa de la unidad de generación, sucediera su desconexión por una falla fortuita producida por otra instalación del SEIN, no será necesaria una segunda prueba y se considerará como prueba exitosa.

5.5.3 COMPENSACIÓN POR PRUEBA

La compensación por prueba exitosa (en su primera oportunidad), a la unidad seleccionada en forma aleatoria, será de:

$$\text{Compensación} = E * (CV - CMg)$$

Donde:

- E: Energía Inyectada en bornes del generador.
 CV: Costo variable de la unidad de generación ensayada. Determinada según el numeral 9.1 del Procedimiento No.33
 CMg: Costo marginal de corto plazo en bornes de generación.

- (i) Los costos de arranque y parada, en caso de pruebas exitosas (en su primera oportunidad), serán compensados de acuerdo al Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES (Procedimiento N° 33 o el que lo reemplace).
- (ii) La prueba es considerada exitosa si no se reporta ninguna falla permanente y continuada durante el período de ensayo.
- (iii) Los costos de arranque y parada, solo en caso de pruebas exitosas en su primera oportunidad, serán compensados de acuerdo al respectivo procedimiento.
- (iv) La energía inyectada durante la prueba no implicará compensaciones para otros generadores por desplazamiento de energía.

5.6 INCENTIVOS A LA DISPONIBILIDAD

Los incentivos a la disponibilidad son expresados en términos de penalización por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico o por falta de capacidad garantizada de transporte de combustible.

5.6.1 FACTOR POR FALTA DE CAPACIDAD GARANTIZADA DE TRANSPORTE ELÉCTRICO Y DE COMBUSTIBLE (K)

Los datos serán obtenidos mensualmente y los cálculos se realizarán con los datos del mes de evaluación.

El factor por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico y/o de combustible es igual a:

$$K = (1 - FCI_x)$$

Donde FCI_x es igual a FCI_e o FCI_c , el que resulte mayor.

Donde:

- a) **Factor de Capacidad Indisponible por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico (FCI_e)**

$$FCI_e = \begin{cases} \left[1 - \left(\frac{P_L}{\sum P_{ef}} \right) \right] * \left(\frac{T}{HPM} \right); & \text{Si } P_L < \sum P_{ef} \\ 0; & \text{Si } P_L \geq \sum P_{ef} \end{cases}$$

Donde:

- P_L : Capacidad (MW) del sistema de transmisión eléctrica asociada a la generación;
 $\sum P_{ef}$: Sumatoria de potencias efectivas (MW) de las unidades de generación que utilizan el sistema de transmisión eléctrico asociado;
 T: Período dentro de las Horas de Punta del Sistema en el que la capacidad disponible del sistema de transmisión asociado es menor

que el 100% de la potencia efectiva del conjunto de unidades y/o centrales asociadas al sistema de transmisión;

HPM: Número total de Horas de Punta del Sistema durante el mes.

El sistema de transmisión eléctrica asociado a la generación considerará los equipos de transmisión por donde se evacua la generación, a partir de su transformador elevador hasta el punto de conexión con el SEIN.

Este factor será el mismo para todas las unidades de generación que utilizan el mismo sistema de transmisión eléctrico asociado.

b) Factor de Capacidad Indisponible por falta de capacidad garantizada de transporte de combustible (FCI_C)

$$FCI_C = \begin{cases} \left[1 - \left(\frac{P_A}{P_{ef}} \right) \right] * \left(\frac{T}{HPM} \right); & \text{Si } P_A < P_{ef} \\ 0; & \text{Si } P_A = P_{ef} \end{cases}$$

Donde:

PA: Potencia asegurada (MW) declarada por la empresa de generación conforme a lo dispuesto en el numeral 5.1.4 del presente procedimiento.

P_{ef}: Potencia efectiva de la unidad (MW).

Se considera la capacidad dual (combustible alternativo) de la unidad de generación siempre que ello resulte en beneficio para la empresa de generación. En tal caso, se promedian los factores de capacidad indisponible para cada sistema de transporte de combustible.

T: Período dentro de las Horas de Punta del Sistema en el que la Potencia Asegurada de la unidad es menor que el 100% de la Potencia efectiva.

HPM: Número total de Horas de Punta del Sistema durante el mes.

Este factor es cero (0) para unidades hidráulicas.

5.6.2 UTILIZACIÓN DEL FACTOR K

Si uno o ambos factores de capacidad indisponible de una unidad generadora son distintos de cero, y sólo para efectos de determinar su potencia firme remunerable, la unidad será considerada, para la evaluación del mes siguiente, con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento para la fracción de su potencia efectiva no garantizada, tal como lo indica el PR-N° 28 o el que lo sustituya.

6. VALORES REFERENCIALES MÁXIMOS DE INDISPONIBILIDADES

Los valores máximos de indisponibilidades en Horas de Punta del Sistema del período de evaluación son:

- Indisponibilidad fortuita mensual para unidades térmicas: 14%
- Indisponibilidad programada mensual para unidades térmicas: 17%
- Indisponibilidad programada mensual para unidades hidráulicas: 14%

- Disponibilidad programada anual para unidades térmicas e hidráulicas: 30%

7. PERIODICIDAD

Los factores de indisponibilidad, los factores de presencia y los incentivos a la disponibilidad se calculan mensualmente y deben encontrarse disponibles a más tardar al tercer día hábil del mes siguiente.

ANEXO A

INFORMACIÓN BÁSICA PARA EL CÁLCULO DE INDISPONIBILIDADES DE UNIDADES DE GENERACIÓN

INDISPONIBILIDADES EN HORAS PUNTA	DIA1	DIA2	DIA3	DIA4	DIA5	DIA6	DIA7
INDISPONIBILIDAD FORTUITA							
UNIDAD:							
Hora de inicio de la indisponibilidad fortuita							
Hora finalización de la indisponibilidad fortuita							
Tiempo de indisponibilidad fortuita en Horas de Punta							
Horas de operación							
Horas de reserva fría							
Causa							
INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA EJECUTADA							
UNIDAD:							
Hora de inicio de la indisponibilidad programada							
Hora finalización de la indisponibilidad programada							
Tiempo de indisponibilidad programada en Horas de Punta							
INDISPONIBILIDAD PARCIAL FORTUITA							
UNIDAD:							
Hora de inicio de la indisponibilidad parcial fortuita							
Hora finalización de la indisponibilidad parcial fortuita							
Tiempo de indisponibilidad parcial fortuita en Horas de Punta							
Potencia Restringida (Pr)							
Causa							
INDISPONIBILIDAD PARCIAL PROGRAMADA							
UNIDAD:							
Hora de inicio de la indisponibilidad parcial programada							
Hora finalización de la indisponibilidad parcial programada							
Tiempo de indisponibilidad parcial programada en Horas de Punta							
Potencia Restringida (Pr)							
Causa							
INCENTIVOS A LA DISPONIBILIDAD							
UNIDAD:							
Potencia Asegurada (PA) (MW) (*)							

(*) De acuerdo a lo dispuesto en el literal e) del numeral 5.1.4

ANEXO B

FACTOR DE INDISPONIBILIDAD

CENTRAL	COMBUSTIBLE	HORAS		%	
		FORTUITA	PROGRAMADA	FORTUITA	PROGRAMADA
VAPOR	CARBÓN	392.4	884.8	4.5	10.1
	PETRÓLEO	323.2	985.5	3.7	11.3
	GAS	283.8	955.7	3.2	10.9
GAS	JET	274.2	472.2	3.1	5.4
	GAS	297.8	480.9	3.4	5.5
	DIESEL	359.2	528.0	4.1	6.0
DIESEL	TODOS	261.0	164.7	3	1.9
CICLO COMBINADO		233.0	694.7	2.7	7.9
HIDRAULICAS		263.7	692.9	3.0	7.9

Fuente: National Energy Reliability Council (Historical Availability Statistics, 1982-2009)

ANEXO C

DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DEL SORTEO DE LAS PRUEBAS ALEATORIAS

