

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 153-2020-OS/CD

Lima, 22 de setiembre de 2020

VISTA:

La propuesta presentada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) remitida mediante carta COES/D-1482-2019, así como la respuesta del COES a las observaciones de Osinergmin presentada mediante carta COES/D-416-2020 y los Informes [N°s 430 y 431-2020-GRT](#) de la Gerencia de Regulación de Tarifas.

CONSIDERANDO:

Que, en el literal c) del numeral 3.1 del artículo 3, de la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, se señala que la función normativa de los Organismos Reguladores comprende la facultad de dictar, en el ámbito y materia de sus respectivas competencias, entre otros, reglamentos y normas técnicas. En tal sentido, conforme a lo establecido en el artículo 21 de su Reglamento General, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, corresponde a Osinergmin dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos, aplicables a todas las entidades y usuarios que se encuentren en las mismas condiciones. Estos reglamentos y normas podrán definir los derechos y obligaciones de las entidades y de éstas con sus usuarios;

Que, de conformidad con el artículo 14 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS y con el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, constituye requisito previo para la aprobación de los reglamentos dictados por el ente Regulador, que sus respectivos proyectos hayan sido publicados en el diario oficial con el fin de recibir los comentarios de los interesados, los mismos que no tendrán carácter vinculante ni darán lugar al inicio de un procedimiento administrativo;

Que, sobre la base de una evaluación a la aplicación en los últimos años del Procedimiento Técnico del COES N° 25 “Determinación de los Factores de Indisponibilidad, Presencia e Incentivos a la Disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación” (PR-25), mediante carta COES/D-1482-2019, el COES remitió a Osinergmin una propuesta de modificación del PR-25, con la finalidad de realizarle mejoras relacionadas principalmente a aspectos metodológicos para la determinación de la potencia asegurada, el desarrollo del proceso de verificación de la disponibilidad de las unidades de generación térmica mediante pruebas aleatorias, la adecuación de los formatos de envío de información, consideraciones respecto a la variable de cálculo relacionada a la Potencia Efectiva y el Factor de Incentivo a la Disponibilidad; así como, precisiones a la redacción y fórmulas empleadas;

Que, atendiendo a que adicionalmente el COES ha propuesto diversas modificaciones y precisiones en el extenso de todo el procedimiento, resulta conveniente aprobar un nuevo texto del procedimiento PR-25, para facilitar su manejo por parte de los administrados; no obstante, cabe indicar que los cambios respecto al PR-25 vigente son los que se someten a comentarios de los interesados y no respecto del contenido que se mantiene inalterable, salvo excepciones justificadas que podrá adoptar el Regulador en la publicación definitiva;

Que, habiéndose recibido la propuesta del COES y efectuado el respectivo análisis por parte de Osinergmin, corresponde publicar el proyecto de resolución que dispone la aprobación de un nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 25 “Determinación de los Factores de Indisponibilidad, Presencia e

Incentivos a la Disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación” (PR-25), al amparo de lo dispuesto en la Ley N° 28832, el Reglamento del COES y la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos, aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD y modificatorias, para la recepción de opiniones y sugerencias por parte de los interesados;

Que, finalmente, se ha emitido el Informe Técnico [N° 430-2020-GRT](#) y el Informe Legal [N° 431-2020-GRT](#) elaborados por la División de Generación y Transmisión Eléctrica y Asesoría legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas respectivamente, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, “Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos”; 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 la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 34-2020.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Disponer la publicación, en el portal de internet de Osinergmin <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2020.aspx> del proyecto de resolución mediante el cual se aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 25 “Determinación de los Factores de Indisponibilidad, Presencia e Incentivos a la Disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación” (PR-25), conjuntamente con su exposición de motivos, el Informe Técnico [N° 430-2020-GRT](#) y el Informe Legal [N° 431-2020-GRT](#) de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los mismos que forman parte integrante de la presente resolución.

Artículo 2°.- Otorgar un plazo de cuarenta y cinco (45) días calendario, contados desde el día siguiente de la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano, para que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin, vía la ventanilla electrónica: <https://ventanillavirtual.osinergmin.gob.pe/> o de encontrarse habilitada la mesa de partes física, en la Avenida Canadá N° 1460, San Borja, Lima. Las opiniones y sugerencias también podrán ser remitidas vía Internet a la siguiente dirección de correo electrónico: PRCOES@osinergmin.gob.pe. La recepción de los comentarios estará a cargo de la Sra. Carmen Ruby Gushiken Teruya. En el último día del plazo, sólo se analizarán los comentarios recibidos hasta las 05:30 p.m., en cualquiera de los medios antes indicados.

Artículo 3°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano.

Antonio Angulo Zambrano
Presidente del Consejo Directivo (e)
Osinergmin

**PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° ...-2020-OS/CD**

Lima, ... de de 2020

CONSIDERANDO

Que, mediante Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se estableció, en el literal b) de su artículo 13, que una de las funciones de interés público a cargo del COES es elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, los cuales son presentados a Osinergmin para su aprobación;

Que, con Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, en cuyo artículo 5.1 se detalla que el COES, a través de su Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimientos Técnicos en materia de operación del SEIN. Para tal efecto, en su artículo 5.2 se prevé que el COES debe contar con una Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos aprobada por Osinergmin, la cual incluirá, como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento;

Que, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos (Guía), estableciéndose el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos COES. Esta Guía fue modificada posteriormente con las Resoluciones N°s 088-2011-OS/CD, N° 272-2014-OS/CD y N° 090-2017-OS/CD;

Que, conforme lo dispuesto en el artículo 6.1 de la Guía, la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinergmin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad. Según lo dispuesto en el artículo 7 de la Guía los meses en los cuales se reciben las propuestas en Osinergmin son: abril, agosto y diciembre. Osinergmin recibirá las propuestas de Procedimientos Técnicos que se encuentren previstas en el Plan Anual; excepcionalmente, cuando se justifique de forma sustentada, podrá admitirse propuestas en periodo distinto;

Que, mediante Resolución N° 055-2017-OS/CD, publicada el 31 de marzo de 2017, se aprobó el Procedimiento Técnico COES N° 25 “Determinación de los Factores de Indisponibilidad, Presencia e Incentivos a la disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación” (PR-25);

Que, mediante carta COES/D-1482-2019, el COES remitió a Osinergmin una propuesta de modificación del PR-25, sobre la base de una evaluación a su aplicación en los últimos años, con la finalidad de realizar mejoras a dicho procedimiento, relacionadas principalmente a aspectos metodológicos para la determinación de la Potencia Asegurada, el desarrollo del proceso de verificación de la disponibilidad de las unidades de generación térmica mediante pruebas aleatorias, la adecuación de los formatos de envío de información, consideraciones respecto a la variable de cálculo relacionada a la Potencia Efectiva y el Factor de Incentivo a la Disponibilidad; así como, precisiones a la redacción y fórmulas empleadas;

Que, atendiendo a que adicionalmente el COES ha propuesto diversas modificaciones y precisiones, resulta conveniente aprobar un nuevo texto del procedimiento PR-25, para facilitar su manejo por parte de los administrados;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 334-2020-GRT del 07 de mayo de 2020 se remitieron al COES las observaciones a la propuesta alcanzada. Con fecha 30 de junio de

2020, el COES remitió a través de la Ventanilla Virtual del Osinergmin la carta COES/D-416-2020, mediante la cual presenta la subsanación de dichas observaciones;

Que, con Resolución N° ...-2020-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que aprueba el nuevo PR-25, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía y en el artículo 14 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, y en el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, en la citada Resolución N° ...-2020-OS/CD se otorgó un plazo de cuarenta y cinco (45) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación en el diario oficial, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas;

Que, los comentarios y sugerencias presentados oportunamente han sido analizados en el Informe Técnico N° ...-2020-GRT, previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, habiéndose acogido aquellos que contribuyen con el objetivo del procedimiento técnico, correspondiendo la aprobación final del procedimiento;

Que, en ese sentido, se ha emitido el Informe Técnico N°...-2020-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N°...-2020-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332; 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 la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de OSINERGMIN en su Sesión N°...-2020.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Aprobar el nuevo Procedimiento Técnico COES N° 25 "Determinación de los Factores de Indisponibilidad, Presencia e Incentivos a la disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación" (PR-25) contenido en el Anexo de la presente Resolución.

Artículo 2°.- Derogar el Procedimiento Técnico del COES N° 25 "Determinación de los Factores de Indisponibilidad, Presencia e Incentivos a la disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación" aprobado con Resolución N° 055-2017-OS/CD.

Artículo 2°.- Disponer la publicación de la presente Resolución y su Anexo en el diario oficial El Peruano y consignarla, conjuntamente con el Informe Técnico N° ...-2020-GRT y el Informe Legal N° ...-2020-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, en el portal de internet de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2020.aspx> Estos informes son parte integrante de la presente Resolución.

EXPOSICION DE MOTIVOS

Mediante Resolución N° 055-2017-OS/CD, publicada el 31 de marzo de 2017, se aprobó el Procedimiento Técnico COES N° 25 “Determinación de los Factores de Indisponibilidad, Presencia e Incentivos a la disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación” (PR-25), el cual se aplica para la determinación de los factores de indisponibilidad, presencia e incentivos de las centrales y unidades de generación, que sirven para el cálculo de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme.

Al respecto, con fecha 26 de diciembre de 2019, mediante carta COES/D-1482-2019 el COES remitió a Osinergmin una propuesta para la modificación del PR-25 basada en las oportunidades de mejora identificadas por dicho Comité, con relación principalmente a aspectos metodológicos para la determinación de la potencia asegurada, el desarrollo del proceso de verificación de la disponibilidad de las unidades de generación térmica mediante pruebas aleatorias, la adecuación de los formatos de envío de información, consideraciones respecto a la variable de cálculo relacionada a la Potencia Efectiva y el Factor de Incentivo a la Disponibilidad; así como, precisiones a la redacción y fórmulas empleadas;

En base a lo dispuesto por la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, Osinergmin, mediante Oficio N° 334-2020-GRT del 07 de mayo de 2020 se remitió al COES las observaciones a la propuesta alcanzada, otorgándosele un plazo de veinte (20) días hábiles. Con fecha 30 de junio de 2020, el COES remitió a través de la Ventanilla Virtual del Osinergmin la carta COES/D-416-2020, mediante la cual presenta la subsanación de dichas observaciones.

Por lo tanto, en atención a lo señalado en los informes de sustento, que incluye el análisis de la subsanación del COES a las observaciones realizadas a su propuesta, corresponde la publicación del proyecto del nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 25 “Determinación de los Factores de Indisponibilidad, Presencia e Incentivos a la disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación” (PR-25), que incluye el análisis de la subsanación del COES a las observaciones realizadas a su propuesta, con la finalidad de que los interesados remitan sus comentarios al proyecto, los cuales servirán para publicar la versión final.

Anexo

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-25
DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE INDISPONIBILIDAD, PRESENCIA E INCENTIVOS A LA DISPONIBILIDAD DE LAS CENTRALES Y UNIDADES DE GENERACIÓN		
▪ Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° XXX-2020 -OS/CD del xxx.		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios que debe considerar el COES para determinar los Factores de Indisponibilidad, Factores de Presencia y Factor de Incentivos a la Disponibilidad de las centrales y Unidades de Generación que sirven para calcular los Ingresos Garantizados por Potencia Firme de los Generadores.

2. BASE LEGAL

El presente Procedimiento se rige por las siguientes normas y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 2.1 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.2 Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 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.
- 2.7 Decreto Supremo N° 012-2011-EM.- Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- 2.8 Decreto Supremo N° 046-2010-EM. - Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural.

3. DEFINICIONES

Para efectos del presente Procedimiento, todas las definiciones de los términos en singular o plural que estén contenidos en éste, inicien con mayúscula, y no tengan una definición propia en el mismo, serán aquellas definiciones contenidas para tales términos en el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la norma que lo sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.

En todos los casos cuando en el presente Procedimiento se citen normas, procedimientos técnicos o cualquier otro dispositivo legal, se entenderá que incluyen todas sus normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

Para la aplicación del presente Procedimiento, los siguientes términos tienen el significado que se indica a continuación:

Indisponibilidad de centrales o Unidades de Generación: Ocurre cuando una central o Unidad de Generación no se encuentra a disposición del COES para entregar una parte o la totalidad de su potencia efectiva, para las centrales o Unidades de generación térmicas incluye los casos de limitaciones en la disponibilidad de combustible de dicha central o Unidad de Generación.

Indisponibilidad Parcial: Es la Indisponibilidad de una central o Unidad de Generación en la que parte de su Potencia Efectiva no se encuentra a disposición del COES.

Indisponibilidad Total: Es la indisponibilidad de una central o Unidad de Generación en la que el total de su Potencia Efectiva no se encuentra a disposición del COES.

Indisponibilidad Fortuita: Es la indisponibilidad mencionada en el numeral III del inciso c) del artículo 110° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, que se inicia por causa imprevista (con referencia al PDO) y se mantiene hasta que la unidad sea declarada como disponible. Tendrá una duración máxima de 7 días contados desde el inicio de su ocurrencia, luego de lo cual será considerada como Indisponibilidad Programada.

Indisponibilidad Programada: Es aquella cuyo inicio se encuentra previsto en el PDO. Se considerará como Indisponibilidad Programada a toda Indisponibilidad Fortuita cuya duración supere los siete días, a partir del octavo día.

4. OBLIGACIONES

4.1 De los Generadores

Los Generadores deberán entregar al COES:

- Para centrales o Unidades de Generación que operan con gas natural:

- (i) La información sobre la capacidad de transporte del combustible en millones de pies cúbicos (MMPCD). Dicha capacidad será la disponible en caso de poseer ductos propios y/o sea la contratada diaria a firme con los concesionarios de transporte y distribución de gas natural por red de ductos.
- (ii) Las transferencias de capacidad de transporte a firme que realicen en el mercado secundario de gas natural. La información del presente numeral incluido el numeral i) de esta sección debe ser declarada al COES con carácter de declaración jurada en los plazos y formatos establecidos en el Anexo A del presente procedimiento.

- Para centrales o Unidades de Generación que tengan posibilidad de almacenar gas natural,

- (iii) El stock disponible de gas natural en millones de pies cúbicos (MMPCD). Dicha información tendrá carácter de declaración jurada y será presentada diariamente según los plazos establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 01 "Programación de la Operación de Corto Plazo".
- (iv) La información adicional o la absolución de observaciones según sea requerida por el COES, dentro de un plazo no mayor de 1 día hábil de notificado el requerimiento respectivo. En los casos que el COES verifique que la información adicional no se ajusta a la realidad o está incompleta o la absolución de observaciones no sea satisfactoria, el COES podrá utilizar la mejor información disponible.

4.2 Del COES

- (i) Determinar los Factores de Indisponibilidad de las centrales y Unidades de Generación para las Horas de Punta del Sistema.

- (ii) Determinar los Factores de Presencia de las Centrales Hidroeléctricas para las Horas de Punta del Sistema.
- (iii) Determinar los Factores de Incentivos a la Disponibilidad de las centrales y Unidades de Generación utilizando la Potencia Asegurada (PA), la misma que se calcula en base a la capacidad garantizada de transporte de combustible informada por los Generadores.
- (iv) Publicar mensualmente en el portal de internet del COES, los Factores de Indisponibilidad, los Factores de Presencia y los Factores de Incentivos a la Disponibilidad con la valorización de Transferencia de Potencia.
- (v) Remitir a Osinergmin, incluyendo un reporte que contenga los incumplimientos de las obligaciones de los Generadores.

5. DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE INDISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES Y CENTRALES DE GENERACIÓN

5.1 CRITERIOS A TOMAR EN CUENTA

- Para la determinación de los Factores de Indisponibilidad de las centrales y Unidades de Generación deben seguirse los siguientes criterios:

5.1.1 LAS INDISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES O CENTRALES DE GENERACIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE INDISPONIBILIDAD

Todos los casos de Indisponibilidades Fortuitas, Parciales, Programadas y Totales de las centrales y Unidades de Generación deben ser considerados para la determinación de los Factores de Indisponibilidad de las centrales y Unidades de Generación, con excepción de los siguientes casos:

- (i) En los casos de centrales o Unidades de Generación con limitaciones de producción por Perturbaciones o Intervenciones en el sistema eléctrico de un tercero.
- (ii) En los casos de centrales o Unidades de Generación que operan exclusivamente con gas natural y que presenten limitaciones de producción de energía eléctrica por fallas, mantenimientos y/o ampliaciones de la infraestructura de producción, transporte o distribución de gas natural de terceros.
- (iii) En los casos que las limitaciones de producción de las centrales o Unidades de Generación que operan con gas natural de Camisea fueron originadas por la nominación de gas efectuada en base al PDO.
- (iv) En los casos de centrales o Unidades de Generación con limitaciones de producción por las siguientes Inflexibilidades Operativas indicadas en las fichas técnicas: tiempo mínimo entre arranques sucesivos, Tiempo Mínimo de Operación, tiempo para cambio de combustibles para unidades duales, tiempo de arranque, y Rampas de Incremento y Disminución de Generación.
- (v) En los casos de centrales de generación del tipo ciclo combinado con limitaciones de producción en sus Unidades de Generación debido a su proceso de acoplamiento termodinámico.

- (vi) En los casos que una central o Unidad de Generación hidroeléctrica, se vea afectada por limitaciones de generación inherentes a las características de su fuente de energía primaria.
- (vii) En los casos de unidades o Centrales de Cogeneración Calificadas, cuando se encuentren operando con producción asociada de Calor Útil.
- (viii) Cuando la central o Unidad de Generación esté próxima al límite de las horas equivalentes de operación o número de arranques para mantenimiento mayor y el COES disponga postergar la fecha de inicio de dicho mantenimiento, salvo en los periodos de operación dispuestos por el COES.
- (ix) En los periodos en que una central o Unidad de Generación se encuentre operando por ensayos de Potencia Efectiva y rendimiento.

5.1.2 CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS INDISPONIBILIDADES PARCIALES Y TOTALES DE LAS CENTRALES O UNIDADES DE GENERACIÓN

5.1.2.1 Periodos de indisponibilidad

La determinación de los Factores de Indisponibilidad de las centrales o Unidades de Generación se realizará exclusivamente en función de las indisponibilidades de las centrales o Unidades de Generación ocurridas durante los periodos correspondientes a las Horas de Punta del Sistema.

5.1.2.2 Casos de carencia de información histórica

Se debe considerar que se carece de información histórica en los siguientes casos: a) en el caso de una central o Unidad de Generación que ingresa por primera vez en Operación Comercial, y b) en el caso de una central o Unidad de Generación que reingrese en Operación Comercial luego de haber sido sometida a modificaciones por reconstrucción, repotenciación, ampliación y/o reconversión para cambiar el uso de combustible de un tipo a otro o para operar en ciclo combinado. En ese sentido, no será considerada para la aplicación del presente Procedimiento la información de las indisponibilidades registradas hasta antes de que la Unidad de Generación hubiese sufrido alguna(s) de la(s) modificación(es) antes indicada(s).

Toda Unidad de Generación que se reconvierta para ser del tipo dual (operar además con un combustible alternativo) no será considerada como unidad que carece de historia.

5.1.2.3 Casos de Unidades Térmicas Duales

Para los casos de Unidades de Generación térmica duales, la determinación de su indisponibilidad se realizará con el combustible principal. En caso el combustible principal no sea suficiente para cubrir las Horas Punta, se podrá complementar con el combustible alternativo.

5.1.2.4 Casos de Indisponibilidad por Fuerza Mayor

Cuando una Unidad de Generación que se encuentra indisponible por fuerza mayor, calificada por el Osinergmin. Para este caso, el número de horas de indisponibilidad será calculado utilizando los valores de indisponibilidades del cuadro del Anexo C.

5.1.3 CONSIDERACIONES ESPECIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS INDISPONIBILIDADES PARCIALES DE LAS UNIDADES O CENTRALES DE GENERACIÓN

Las Indisponibilidades Parciales de las centrales o Unidades de Generación se determinarán considerando lo siguiente:

- (i) La Potencia Restringida (Pr) se calcula como la Potencia Efectiva de la central o Unidad de Generación menos la potencia a la cual está limitada la Unidad de Generación. Para el cálculo de la Pr, según sea el caso, se debe descontar la reserva asignada para la regulación primaria y/o secundaria de frecuencia.
- (ii) Se verifica la ocurrencia de la Indisponibilidad Parcial de una Unidad de Generación siempre que la Pr de ésta sea igual o mayor al 15% de su Potencia Efectiva. Esta verificación también aplica a los periodos de consigna a máxima generación en tiempo real por parte del COES.
- (iii) Cuando una Indisponibilidad Parcial se encuentre consignada en el PDO y en su ejecución la Pr resulte mayor a la prevista, dicho exceso será considerado como Indisponibilidad Fortuita. Cuando la Pr resulte menor a la prevista, ésta será considerada como Indisponibilidad Programada.
- (iv) Se utilizará la Potencia Efectiva que se emplea para el cálculo de la Potencia Firme, cuando la Unidad de Generación tenga más de un modo de operación (gas, gas con agua, entre otros).
- (v) Para el caso de Unidades de Generación que conforman una central tipo turbo vapor en la cual sus calderos están conectados a un colector común la Pr se asignará entre las Unidades de Generación disponibles en función a sus eficiencias, eligiendo primero la de menor eficiencia y así sucesivamente hasta agotar la Pr.

5.1.4 CONSIDERACIONES ESPECIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS INDISPONIBILIDADES TOTALES DE LAS UNIDADES O CENTRALES DE GENERACIÓN

Las Indisponibilidades Totales de las Unidades de Generación se determinarán considerando lo siguiente:

- (i) Cuando la central o Unidad de Generación está operando, la Indisponibilidad Total se inicia cuando deja de estar sincronizada con el SEIN.
- (ii) Cuando la central o Unidad de Generación se encuentre en condición de reserva fría, la Indisponibilidad Total se inicia en el momento en el que es declarada indisponible por su titular.
- (iii) La Indisponibilidad Total concluye cuando la Unidad de Generación es declarada disponible por su titular.
- (iv) Las desviaciones de tiempo presentadas en la ejecución de una Indisponibilidad Total consignada en el PDO estarán sujetas a ser consideradas como Indisponibilidad Fortuita, excepto en los casos donde la desviación se deba a un requerimiento del COES.

5.2 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LAS HORAS DE INDISPONIBILIDAD

5.2.1 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LAS HORAS DE INDISPONIBILIDAD PARCIAL

- (i) La información para determinar las horas Indisponibilidad Parcial son las siguientes:
 - a) Los registros de los medidores de las Unidades de Generación en bornes de generación, remitidos por los Generadores Integrantes del COES, conforme a lo

establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 30 “Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión” (PR-30).

- b) Las limitaciones de potencia, eventos y/o restricciones operativas de las Unidades de Generación consideradas en el PDO, RDO, IEOD, en la Operación en Tiempo Real o cualquier otra fuente a la que el COES tenga acceso.
- (ii) Se calcula la Pr ocurrida en Horas Punta del Sistema (HP), teniendo en cuenta los siguientes supuestos:
 - a) La Pr se determina cumpliendo el criterio establecido en el literal 5.1.3 (ii), caso contrario la Pr será igual 0.
 - b) Cuando exista una limitación de potencia en las Horas de Punta del Sistema, incluye limitaciones por inadecuadas condiciones de combustible, en dicho periodo la Pr será determinado con la fórmula (1) o (2), según sea el caso:

En los periodos de HP cuando la Unidad de Generación operó con consigna de máxima generación por parte del COES:

$$P_r = \max(0; P_{efec} - P_{prom\ gen} - RA) \dots (1)$$

En los periodos cuando la Unidad de Generación no operó con consigna de máxima generación por parte del COES y/o no operó en HP:

$$P_r = \max(0; P_{efec} - P_{lim}) \dots (2)$$

Donde:

- Pr : Potencia restringida (MW).
- P efec : Potencia Efectiva de la Unidad de Generación (MW).
- P lim : Potencia limitada en el PDO, RDO, IEOD u Operación en Tiempo Real (MW).
- P prom gen : Potencia promedio generada (MW).
- RA : Reserva asignada para la regulación primaria y/o secundaria de frecuencia (MW).

Para las centrales o Unidades de Generación que compartan el mismo combustible y que operando de manera simultánea presentasen limitación de potencia para cada una de las unidades de generación, la Pr de cada una de ellas será calculada considerando su P lim de operación en simultáneo.

- c) Cuando exista una limitación en la disponibilidad de combustible para cada central o Unidad de Generación tal que no le permita operar durante las HP a Potencia Efectiva, se determinará con las fórmulas (3) y (4).

$$P_r = \max(0; P_{efec} - P_{prom\ hp}) \dots (3)$$

$$P_{prom\ hp} = \frac{E_{generable}}{\#HP} \dots (4)$$

Donde:

- Pr : Potencia restringida (MW).
- P efec : Potencia Efectiva de la Unidad de Generación (MW).

P prom hp : Potencia promedio generable en la HP (MW).

E generable : Es la máxima energía que la central o Unidad de Generación puede generar en Horas Punta del Sistema, calculado con el combustible total diario disponible informado en el PDO, los datos de Ensayo de Potencia Efectiva y Rendimiento vigente y la Inflexibilidad Operativa de Tiempo Mínimo de Operación (TMO). En caso el TMO excediese las 24 horas, para fines de calcular la Pr, se considerará un TMO igual a 24 horas. Si el TMO es mayor al número de HP, la E generable en HP se calculará con el combustible total diario disponible descontando el combustible requerido para operar con su Generación Mínima Técnica las horas restantes para completar su TMO.

Para el caso de centrales o Unidades de Generación que compartan el combustible total diario disponible, la “E generable” de cada una de ellas será calculada considerando que las centrales o unidades de generación referidas operarían en simultaneo.

En el caso de centrales o unidades de generación duales, se podrá considerar en el cálculo, el uso de su combustible alterno.

#HP : Número de Horas Punta del Sistema

- d) Cuando exista mantenimiento de una o más Unidades de Generación que conforman una central tipo ciclo combinado, se determinará con las fórmulas (5) o (6), según sea el caso:

En los periodos cuando la central de ciclo combinado operó con consigna de máxima generación por parte del COES en HP:

$$P_r = \max (0; P_{efec\ cc} - P_{prom\ gen\ cc} - RA) \dots (5)$$

En los periodos cuando la central de ciclo combinado no operó con consigna de máxima generación por parte del COES y/o no operó en HP:

$$P_r = \max (0; P_{efec\ cc} - P_{efec\ mcc}) \dots (6)$$

Donde:

Pr : Potencia restringida (MW).

P efec cc : Potencia Efectiva de la central de ciclo combinado (MW).

P prom gen cc : Potencia promedio generada de la central de ciclo combinado (MW).

P efec mcc : Potencia Efectiva del modo de la central de ciclo combinado resultante del mantenimiento (MW).

RA : Reserva asignada para la regulación primaria y/o secundaria de frecuencia (MW).

- e) Cuando exista mantenimiento de uno o más calderos de una central del tipo turbo vapor conectados a un colector común se determinará con las fórmulas (7) u (8), según sea el caso.

En los periodos cuando la central turbo vapor operó con consigna de máxima generación por parte del COES en HP:

$$P_r = \max (0; P_{efec\ TV} - P_{prom\ gen\ TV} - RA) \dots (7)$$

En los periodos cuando la central turbo vapor no operó con consigna de máxima generación por parte del COES y/o en HP:

$$P_r = \max (0; P_{efec\ TV} - P_{mTV}) \dots (8)$$

Donde:

- Pr : Potencia restringida (MW).
P efec TV : Potencia Efectiva de la central turbo vapor (MW).
P prom gen TV : Potencia promedio generada por la central turbo vapor (MW).
P mTV : Potencia generable por la central turbo vapor resultante del mantenimiento (MW).
RA : Reserva asignada para la regulación primaria y/o secundaria de frecuencia (MW).

- f) Las Horas de Indisponibilidad Parcial ($HI_{PARCIAL}$) corresponderá a las horas de duración de la Pr.
g) Las Horas de Indisponibilidad Parcial se expresan en términos de Horas de Indisponibilidad Total que puede ser Fortuita o Programada y se calcula con la fórmula (9).

$$Horas\ de\ Indisponibilidad\ Total = \frac{Pr \times HI_{PARCIAL}}{PE} \dots (9)$$

Donde:

- Pr : Potencia Restringida de la unidad (MW).
 $HI_{PARCIAL}$: Horas de Indisponibilidad parcial Programada o Fortuita de la Unidad de Generación en el período de Horas de Punta del Sistema.
PE : Potencia Efectiva de la Unidad de Generación (MW).

- h) Los tiempos equivalentes de duración de las interrupciones parciales fortuitas o programadas serán considerados, en las horas HIF o HIP, según corresponda, definidas en los numerales 5.3.1 o 5.3.2.

5.2.2 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LAS HORAS DE INDISPONIBILIDAD TOTAL

5.2.2.1 Para Unidades de Generación que tienen historia (existentes)

Las horas calculadas en los siguientes literales serán considerados en las horas HIF o HIP, según corresponda, definidas en los numerales 5.3.1 o 5.3.2.

- (i) La información para determinar las horas Indisponibilidad Total son las siguientes:
a) La información remitida por los Generadores Integrantes sobre las indisponibilidades de sus Unidades de Generación.

b) Mantenimientos ejecutados y eventos de falla de las Unidades de Generación reportados en el IEOD.

- (ii) Se selecciona a aquellas Unidades de Generación cuyas Intervenciones tuvieron lugar durante las Horas de Punta del Sistema o desconectaron durante un evento de falla reportado en el IEOD. Luego, se contabilizan las horas de duración conforme a los criterios establecidos en el numeral 5.1.4 del presente procedimiento.

5.2.2.2 Para Unidades de Generación que carecen de historia

- (i) Las Unidades de Generación indicadas en el numeral 5.1.2.2 serán consideradas con un número de horas de indisponibilidad durante los primeros 90 días calendario, equivalente a las horas que resulten de multiplicar los valores de Indisponibilidad Fortuita y Programada listados en el Anexo C por el número de Horas de Punta del Sistema del correspondiente período estadístico. Los primeros 90 días calendario serán contabilizados en el caso del 5.1.2.2. a). desde el inicio de su Operación Comercial; y para el 5.1.2.2. b), desde el reinicio de su Operación Comercial.

Para el periodo posterior a los primeros 90 días calendarios, se considerará la indisponibilidad histórica real registrada de dichas Unidades de Generación, y para completar la información histórica faltante del correspondiente periodo estadístico se utilizarán los valores de Indisponibilidad Fortuita y Programada listados en el Anexo C.

- (ii) Para el caso de las Unidades de Generación que se retiran y reingresan en Operación Comercial por motivos diferentes a los indicados en el 5.1.2.2. b), se considerarán las horas de indisponibilidad real histórica de la Unidad de Generación, completando el período en que no estuvo en Operación Comercial con las horas que resulten de considerar los valores listados en el Anexo C.

5.3 CÁLCULO DE LOS FACTORES DE INDISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES O CENTRALES DE GENERACIÓN TÉRMICA E HIDROELÉCTRICA

Los Factores de Indisponibilidad de las centrales o Unidades de Generación térmica e hidráulica se calculan considerando la información histórica correspondiente a cada periodo estadístico establecida para cada tipo de indisponibilidad según lo siguiente:

5.3.1 FACTORES DE INDISPONIBILIDAD FORTUITA MENSUAL PARA UNIDADES O CENTRALES 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, con la fórmula (10).

$$FIF = \frac{HIF}{HP} \times 100\% \dots (10)$$

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.

5.3.2 FACTORES DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA MENSUAL Y ANUAL PARA UNIDADES O CENTRALES TÉRMICAS Y CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

El Factor de Indisponibilidad Programada (FIP) se calcula en función de las indisponibilidades registradas en las Horas de Punta del Sistema de los meses que comprenden el Periodo de Estiaje.

Como periodo estadístico para el FIP anual se utiliza los últimos 6 meses de los Periodos de Estiaje, mientras que para la FIP mensual, se utilizan los últimos 60 meses de los Periodos de Estiaje.

Para ambos casos, se incluirá el mes en evaluación en caso sea un mes que corresponda al Periodo de Estiaje.

a) Para las Unidades o Centrales Térmicas:

Se determinará con la fórmula (11).

$$FIP = \frac{HIP}{HP} \times 100\% \dots (11)$$

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 Hidroeléctricas

Se determinará con la fórmula (12).

$$FIP = \frac{\sum_{i=1}^n (Pe_i \times HIP_i)}{PE_t \times HP} \times 100\% \dots (12)$$

Donde:

Pe_i : Potencia promedio de cada Unidad de Generación que conforma la Central Hidroeléctrica obtenida de las pruebas de potencia efectiva establecidas por el PR-18 ("Determinación de la potencia efectiva de centrales hidroeléctricas") o el que lo sustituya.

En caso de que el 75% del valor de Pe_i sea mayor que la diferencia entre la Potencia Efectiva de la central y el valor de Potencia máxima registrada en medidores de generación de esta central durante los últimos 12 meses cuando la Unidad de Generación "i" haya estado desconectada, entonces la Pe_i será reemplazada por la referida diferencia calculada.

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 Hidroeléctrica.

6. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE PRESENCIA DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

El Factor de Presencia (FP) se calcula mensualmente en base a la disponibilidad diaria de las Centrales Hidroeléctricas.

6.1 CRITERIOS A CONSIDERAR

- (i) La determinación del FP es aplicable a las Centrales Hidroeléctricas y es calculado mensualmente.
- (ii) Queda excluido del cálculo del FP lo siguiente:
 - a) Afectaciones a la disponibilidad de la Central Hidroeléctrica por instalaciones de propiedad de terceros en los casos de:
 - Intervenciones de instalaciones eléctricas;
 - Ingreso de nuevas instalaciones eléctricas; y,
 - Falla de instalaciones eléctricas.
 - b) Causas de fuerza mayor calificadas por el Osinergmin.
- (iii) Para el cálculo del FP, no se consideran las Intervenciones de la Central Hidroeléctrica incluidas en el Programa Anual de Intervenciones (PAI) que se utilizaron en la evaluación de la energía garantizada de la central.

6.2 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA DISPONIBILIDAD DIARIA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

- (i) La información para verificar la disponibilidad diaria de la Central Hidroeléctrica es la proveniente de los registros de energía activa de las Unidades de Generación medidos en bornes de generación, y remitidos por los Generadores Integrantes del COES, conforme a lo establecido en el PR-30.
- (ii) Se verifica la disponibilidad diaria (d) de la Central Hidroeléctrica asignándole valores de la siguiente manera:
 - $d=1$: Si la Central Hidroeléctrica 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.
 - $d=0$: Si no se cumple la condición anterior.

6.3 CÁLCULO DEL FACTOR DE PRESENCIA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Si en un mes calendario la disponibilidad diaria no supera quince (15) días consecutivos con valores asignados como cero (0), el FP será igual a uno (1,0). Caso contrario, el Factor de Presencia se calcula mediante la fórmula (13).

$$FP = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n d_i \dots (13)$$

Dónde:

FP : Factor de Presencia mensual;

- n : Número de días del mes;
d_i : Disponibilidad diaria de la central del día “i” (1 o 0).

7. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE INCENTIVO A LA DISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

El Factor de Incentivo a la Disponibilidad es utilizado para evaluar la capacidad garantizada de transporte eléctrico y/o la capacidad garantizada de transporte de combustible.

7.1 CRITERIOS A CONSIDERAR

Para determinar la capacidad garantizada de transporte eléctrico y la capacidad garantizada de transporte de combustible, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) Para el caso de la capacidad garantizada de transporte eléctrico desde el transformador elevador hasta la Barra de Entrega del Generador, se deberá garantizar la evacuación permanentemente durante las 24 horas del día un valor igual al 100% de la Potencia Efectiva de la Unidad de Generación y se determina de acuerdo a lo indicado en el numeral 7.2 b) del presente Procedimiento.
- b) La determinación de la capacidad garantizada de transporte eléctrico que involucre a una o más las Unidades de Generación asociadas al mismo Sistema de Transmisión eléctrico se realiza mediante el cálculo de la potencia asegurada por transporte eléctrico (PA_{TE}) para cada día del mes en evaluación.
- c) La capacidad garantizada de transporte de combustible se refiere a la capacidad de la infraestructura de transporte propia o contratada que posee la Unidad de Generación. Dicha capacidad deberá garantizar el transporte del combustible necesario para la operación permanentemente durante las 24 horas del día a un valor igual al 100% de la Potencia Efectiva de la central o Unidad de Generación.
- d) Para el caso de Unidades de Generación que utilizan exclusivamente ductos de transporte de combustible gas natural desde el campo a la central, se considerarán la capacidad de sus ductos propios y/o únicamente los contratos que aseguren el servicio de transporte bajo condiciones firmes (contrato con condición de firme).
- e) Para el caso de las centrales o Unidades de Generación que tengan posibilidad de almacenar gas natural, la evaluación de su capacidad garantizada de transporte de combustible se realizará con el stock disponible de gas natural almacenado que garantice la operación diaria de la central o Unidad de Generación para las 24 horas a un valor de 100 % de la Potencia Efectiva. En caso se requiera, podrá complementarlo con contratos con condición de firme y/o con ductos propios.
- f) La determinación de la capacidad garantizada de transporte de combustible se realiza mediante el cálculo de la potencia asegurada por transporte de combustible (PA_{TC}) para cada día del mes en evaluación.
- g) Las centrales o Unidades de Generación que dispongan de almacenamiento de combustible en la misma central, y cuyo combustible sea distinto al Gas Natural Licuado y las centrales

de generación hidroeléctrica, tendrán como PA_{TC} un valor igual a su potencia efectiva. Este numeral no será aplicable a las Unidades de Generación duales.

- h) Para el caso de centrales o Unidades de Generación duales el cálculo de la PA_{TC} se realizará con el combustible con el cual se logre la mayor Potencia Efectiva.

7.2 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA POTENCIA ASEGURADA POR TRANSPORTE ELÉCTRICO Y POTENCIA ASEGURADA POR TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE

a) CÁLCULO DE LA POTENCIA ASEGURADA POR TRANSPORTE ELECTRICO

El cálculo se realiza para cada central o Unidad de Generación de forma diaria. Cuando exista una limitación por falta de capacidad de transporte eléctrico que involucre a una o más centrales o unidades de generación, la PA_{TE} se calcula con la fórmula (14).

$$PA_{TE\ g} = \frac{P_L * P_{ef\ g}}{\sum_{u=1}^N P_{ef\ u}} \dots (14)$$

Donde:

P_L : Capacidad (MW) del Sistema de Transmisión eléctrica asociada a la generación.

P_{efu} : Potencia Efectiva vigente de la central o Unidad de Generación u que utiliza el Sistema de Transmisión eléctrico asociado.

P_{efg} : Potencia Efectiva vigente de la central o Unidad de Generación g para la cual se determina su PA_{TE} .

N : Número total de centrales o unidades de generación involucradas en el Sistema de Transmisión Eléctrica asociada.

b) CÁLCULO DE LA POTENCIA ASEGURADA POR TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE

La potencia asegurada por transporte de combustible se determina según el Anexo E del presente procedimiento.

- c) Tomando en cuenta las potencias aseguradas calculadas en los literales anteriores se calcula el Factor de Incentivo a la Disponibilidad, conforme al numeral 7.3.

7.3 CÁLCULO DEL FACTOR DE INCENTIVO A LA DISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

El Factor de Incentivo a la Disponibilidad (K) de cada central o Unidad de Generación se determina con la fórmula (15).

$$K = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n \frac{PA_i}{P_{efi}} \dots (15)$$

$$PA_i = \text{Min}(PA_{TC\ i}, PA_{TE\ i})$$

Donde:

n : Número de días del mes.

PA_i : Potencia asegurada del día i

Pef_i : Potencia efectiva de la central o Unidad de Generación vigente en el día i

PA_{TCi} : Potencia asegurada por transporte de combustible del día i

PA_{TEi} : Potencia asegurada por transporte eléctrico del día i

Si el Factor de Incentivo a la Disponibilidad de una Unidad de Generación es distinto de uno, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme remunerable, la Unidad de Generación 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-30.

8. DISPOSICIÓN FINAL

El incumplimiento de las obligaciones por parte de los agentes, como las de entrega de información de los Integrantes, previstas en el presente procedimiento deberá ser informado por el COES a Osinergmin en el mes siguiente de identificado. Para efectos de iniciar el procedimiento administrativo sancionador a que hubiere lugar, se aplicarán las sanciones previstas en la Escala de Multas y Sanciones

ANEXO A

INFORMACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE INCENTIVO A LA DISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN A GAS NATURAL

Para cada Unidad de Generación, central de generación o agrupación de Unidades de Generación que utilizan gas natural por ducto, deberán declarar al COES el Formulario A1 y Formulario A2 si corresponde, con la información y en los plazos requeridos para cada caso.

Formulario A1

Para el caso de unidades/centrales con ducto propio o con contrato con condición de firme de largo plazo

Deberá ser remitido al COES antes de la entrada en vigencia de los contratos o de la disponibilidad del ducto propio.

UNIDAD DE GENERACIÓN / CENTRAL DE GENERACIÓN / AGRUPACION DE UNIDADES DE GENERACIÓN:			
CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	Capacidad (MMPCD)	Fecha de inicio de vigencia	Fecha de finalización de vigencia
Contratada diaria a firme con el concesionario de transporte de gas natural (1)			
Contratada diaria a firme con el concesionario de distribución de gas natural (2)			
Disponible a través de ducto propio			

(1) y (2) En caso se observe magnitudes incoherentes o discrepantes en los valores declarados, el COES solicitará al Generador correspondiente más información que sustente la declaración.

Formulario A2

Para el caso de contrato con condición de firme por transferencia de capacidad a firme del mercado secundario de gas natural

Deberá ser remitido al COES a los días 2 del mes siguiente al mes de evaluación. La información declarada deberá tener correspondencia en cuanto a la Unidad de Generación, central de generación o agrupación de Unidades de Generación declaradas con el Formulario A1. Deberán consignar la capacidad a firme obtenida y la capacidad a firme entregada.

UNIDAD DE GENERACIÓN / CENTRAL DE GENERACIÓN / AGRUPACION DE UNIDADES DE GENERACIÓN:				
TRANSFERENCIA DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	Día 1	Día 2	...	Último día del mes
Operación de Transferencia de capacidad a firme como Consumidor Demandante (MMPCD) (3)				
Operación de Transferencia de capacidad a firme como Consumidor Ofertante (MMPCD) (4)				

(3) y (4) En caso se observe magnitudes incoherentes o discrepantes en los valores declarados, el COES solicitará al Generador correspondiente mayor información que sustente la declaración.

ANEXO B
VALORES MÁXIMOS DE LOS FACTORES DE INDISPONIBILIDAD

FACTOR	Valor Máximo
FIF mensual para centrales o Unidades de Generación termoeléctrica	14%
FIP mensual para centrales o Unidades de Generación termoeléctrica	17%
FIP mensual para centrales hidroeléctricas	14%
FIP anual para centrales o Unidades de Generación termoeléctrica y centrales hidroeléctricas	30%

Estos valores serán utilizados en la determinación de la Potencia Firme Remunerable establecido en el PR-30.

ANEXO C
FACTORES DE INDISPONIBILIDAD ESTADÍSTICOS

CENTRAL	COMBUSTIBLE	HORAS		%	
		FORTUITA	PROGRAMADA	FORTUITA	PROGRAMADA
VAPOR	CARBÓN	392,4	844,5	4,5	9,6
	PETRÓLEO	417,0	874,2	4,8	10,0
	GAS	475,7	954,0	5,4	10,9
GAS	JET	353,0	508,1	4,0	5,8
	GAS	396,0	483,6	4,5	5,5
	DIESEL	329,4	983,7	3,8	11,2
DIESEL	TODOS	442,4	960,1	5,1	11,0
CICLO COMBINADO		245,3	857,6	2,8	9,8
HIDRAULICAS		422,2	1058,2	4,8	12,1

Fuente: 2014 Generating Unit Statistical Brochure - Five Years, 2010 - 2014, All Units Reporting– NERC

ANEXO D

VERIFICACIÓN DE DISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA MEDIANTE PRUEBAS ALEATORIAS

El COES tendrá a su cargo la selección de los días en que se realizarán las pruebas y la selección de las Unidades de Generación térmica que serán sometidas a prueba. El COES hará seguimiento de la ejecución de dichas pruebas cumpliendo lo señalado en el numeral 2 del presente anexo y las características establecidas en su ficha técnica vigente.

Se realizarán cuatro (4) pruebas mensuales.

1. SELECCIÓN ALEATORIA

a) Selección de los días de prueba

El COES considerará 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.

- (i) Los días de prueba serán seleccionados mediante un sorteo que se realizará todos los días a las 14:30 horas.
- (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, ese día se seleccionará una Unidad de Generación para la prueba.

b) Selección de la Unidad de Generación que será sometida a prueba

Si en el literal a) previo se seleccionase una balota negra, se procederá inmediatamente con la selección de la Unidad de Generación que se someterá a prueba, según los siguientes pasos:

- (i) Los representantes del COES considerarán, en una urna física o digital, tantas balotas como Unidades de Generación tenga el parque térmico hasta las 14:00 h, exceptuando las siguientes:
 - a) Aquellas que se encuentren indisponibles según el PDO a partir de las 14:30 h.
 - b) Aquellas que se encuentren bajo Indisponibilidad Fortuita a causa de instalaciones eléctricas.
 - c) Aquellas que hayan operado en los 60 días calendarios previos, ya sea a solicitud del COES o por Ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento.
 - d) Aquellas que en alguno de los 60 días calendarios previos fueron sometidas a prueba aleatoria y cuyo resultado fue exitoso.

Cada balota de la urna física o digital mostrará la identificación de cada una de las Unidades de Generación térmica candidata a ser seleccionada para realizar la prueba aleatoria.

- (ii) Se seleccionará en forma aleatoria una balota de la urna física o digital.
- (iii) El representante del titular de la unidad de generación seleccionada será informado sobre la elección a las 15:30 horas del día de prueba. En caso la Unidad de Generación seleccionada sea dual, se especificará que su operación deberá ser con el combustible que, según ficha técnica, logre la mayor Potencia Efectiva, salvo que el titular de la unidad haya solicitado en el PDO su indisponibilidad en dicho modo de operación, en este caso se especificará que la operación deberá ser con el combustible disponible.

- (iv) A partir de las 15:30 horas y durante el día de prueba, el COES podrá coordinar la hora de inicio de la prueba aleatoria.

Se adjunta un diagrama de flujo que detalla los pasos del proceso de sorteo de las pruebas aleatorias y el horario de cierre de información.

2. REALIZACIÓN DE LA PRUEBA

La prueba incluye dos procesos:

- a) Proceso de arranque y toma de carga: Comprende desde la hora de orden de arranque indicada por el COES, hasta la hora donde la Unidad de Generación alcanza su máxima generación. El representante de la empresa titular será la responsable de informar al COES la hora en la cual llegó a su máxima generación;
- b) Proceso de operación a máxima generación: Comprende dos (2) horas de operación continua a máxima generación contadas desde la hora en la que alcanzó su máxima generación.

Luego de ello, la prueba se da por finalizada y la Unidad de Generación quedará a Generación Mínima Técnica hasta que cumpla su tiempo mínimo de operación.

3. CONSIDERACIONES PARA LA PRUEBA

- (i) El COES verificará que la Unidad de Generación sobre la que se realiza la prueba sea efectivamente la Unidad de Generación sorteada. Esta verificación será realizada con la ayuda de medidores o registradores instalados en cada Unidad de Generación. El resultado de dicha verificación será informado al OSINERGMIN dentro de las 24 horas siguientes de culminada la prueba.
- (ii) La Unidad de Generación sometida a prueba no será considerada para el cálculo del Costo Marginal de Corto Plazo.
- (iii) En caso se presente una falla por causas propias durante cualquier etapa de la prueba aleatoria, la Unidad de Generación será considerada indisponible y tendrá únicamente una segunda oportunidad a lo largo de toda la prueba para reiniciar su prueba a solicitud y propio costo de su titular.
- (iv) En caso la falla establecida en el numeral precedente se presente y se opte por una segunda oportunidad, se considerará que la indisponibilidad finaliza a la hora de reinicio de la prueba, la cual será declarada por la empresa titular de la Unidad de Generación.
- (v) En caso la Unidad de Generación no opte por la segunda oportunidad, o si la falla se extendiera más allá del tiempo entre arranques establecido en su ficha técnica vigente, o más allá del período programado para la prueba, lo que suceda primero, o la falla se volviera a presentar dentro del período de prueba, se considerará como falla permanente y la Unidad de Generación será declarada indisponible.

4. EVALUACIÓN DE LA PRUEBA

- (i) Para el proceso de operación a máxima generación, se determinará la indisponibilidad parcial fortuita de acuerdo con los criterios establecidos en el numeral 5.1.3 del presente procedimiento, independientemente de la hora en que se haya realizado el proceso.
- (ii) Se considerará como prueba exitosa:
 - a) Si durante la prueba, debido a una falla atribuible a otra instalación del SEIN, el curso normal de la prueba se ve afectado. En este caso, no será necesario completar la prueba.

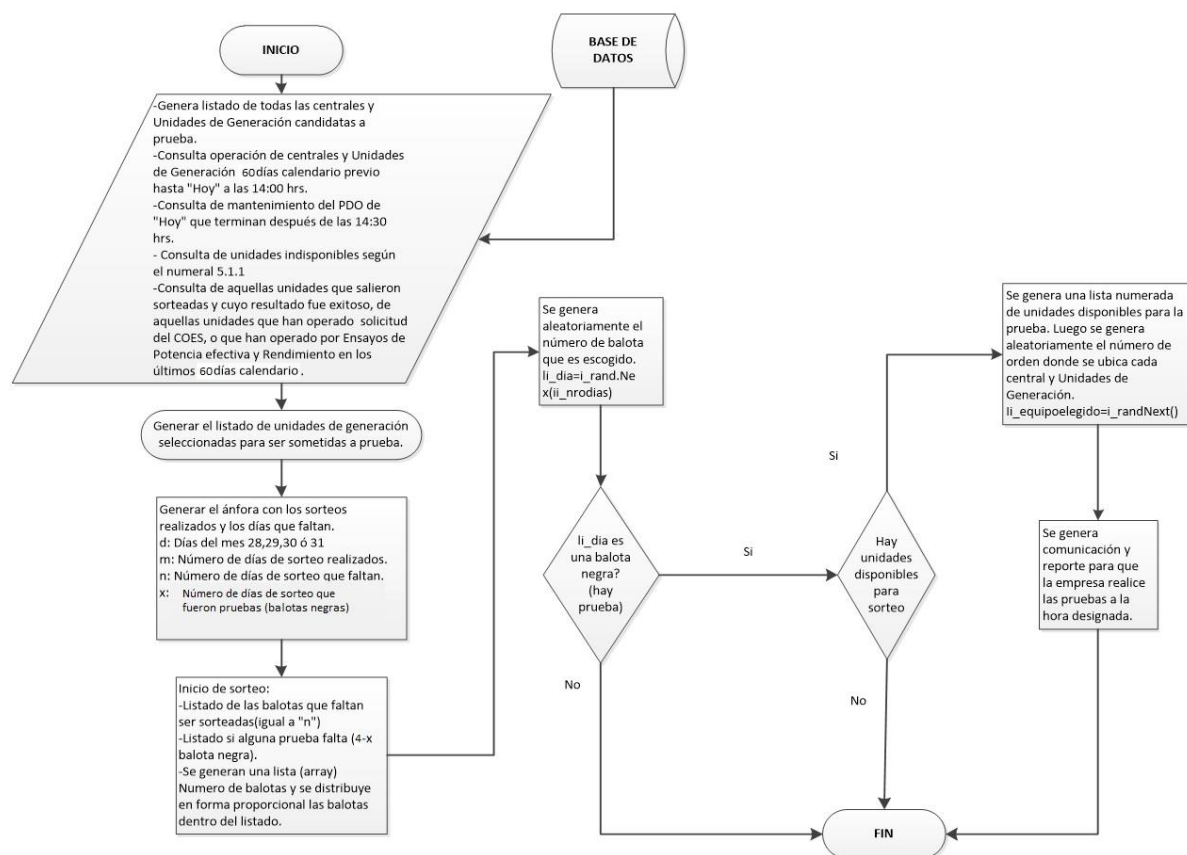
- b) Cuando no se reporte ninguna falla permanente durante la prueba y se hayan efectuado los dos procesos que incluye la prueba para efectos del presente anexo.
- c) Cuando no se registre indisponibilidad parcial en la evaluación del numeral (i) anterior.
- (iii) En caso la Unidad de Generación sea dual, la evaluación del éxito de la prueba se realizará considerando la ficha técnica vigente correspondiente al modo de operación que logre la mayor Potencia Efectiva.

5. COMPENSACIÓN POR LA PRUEBA

- (i) Los costos a compensar a la Unidad de Generación sometida a la prueba aleatoria serán los considerados en el Procedimiento Técnico del COES N° 33 “Compensaciones de los Costos Operativos Adicionales de las Unidades de Generación Térmicas” (PR-33).
- (ii) La energía inyectada durante la prueba no implicará compensaciones para otros Generadores Integrantes por desplazamiento de energía.
- (iii) Tendrá derecho a la compensación de costos indicados en el numeral (i) anterior, aquella Unidad de Generación cuya prueba resultó exitosa en la primera oportunidad.

6. PUBLICACIÓN DE RESULTADOS Y OBSERVACIONES DE LOS INTEGRANTES

- (i) Los resultados de las pruebas aleatorias serán publicados como parte del IEOD.
- (ii) Los integrantes del COES podrán remitir sus observaciones y/o comentarios a los resultados descritos en el numeral (i) precedente, hasta el segundo día hábil posterior a su publicación.



Nota: La implementación actual de la clase Random se basa en el algoritmo del generador de números aleatorios sustractivo de Donald.E.Knuth. La generación de números aleatorios comienza por un valor de iniciación. Si se utiliza la misma inicialización repetidas veces, se genera la misma serie de números. Una forma de generar secuencias distintas consiste en hacer que el valor de inicialización dependa del tiempo y por lo tanto, que se genere una serie distinta con cada nueva instancia de Random.

```
Randomi_rand = newRandom(unchecked((int)DateTime.Now.Ticks));
```

El valor de esta propiedad representa el número de intervalos de 100 nanosegundos transcurridos desde la media noche (12:00:00) del 01 de enero de 0001. Un solo paso representa 100 nanosegundos o una diez millonésima de segundo. Hay 10000 pasos en un milisegundo.

ANEXO E

DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA ASEGURADA POR TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE

1. Información a utilizar:

- i. Resultados de consumo horario de combustible obtenidos del Ensayo de Potencia Efectiva y Rendimiento vigente.

Potencia (MW)	Consumo de Combustible (MMPC/h)
P_1	C_1
P_2	C_2
...	...
P_N	C_N

P_N : Potencia Efectiva.

P_n : potencias a cargas parciales ($n=1, 2 \dots N$).

N : número total de puntos

- ii. La Capacidad Contratada Diaria a Firme de gas natural (CCDF) expresada en MMPCD, será obtenida considerando los valores declarados conforme a lo establecido en el numeral 4.1 , en las formas y plazos establecidos en el Anexo A del presente procedimiento, determinándose de acuerdo a la fórmula 16:

$$CCDF = \min(CapTra + TCObt - TCEnt, CapDist) \dots (16)$$

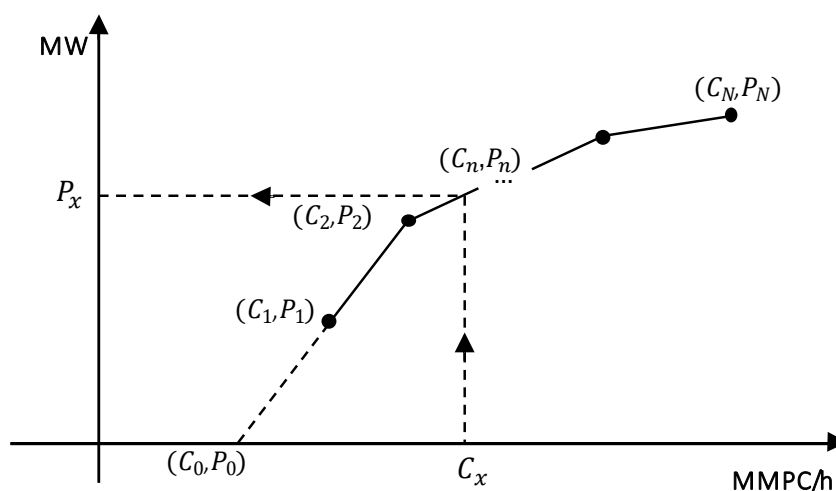
Donde:

$CapTra$	: Capacidad contratada diaria a firme con el concesionario de transporte de gas natural.
$CapDist$	: Capacidad contratada diaria a firme con el concesionario de distribución de gas natural.
$TCObt$	: Transferencia de capacidad a firme obtenida del mercado secundario de gas natural.
$TCEnt$	: Transferencia de capacidad a firme entregada del mercado secundario de gas natural.

- iii. En caso de centrales o Unidades de Generación que posean ductos propios, la CCDF será la capacidad disponible a través de ducto propio declarado conforme a lo establecido en el numeral 4.1 (i) del presente procedimiento.
- iv. El Stock Útil de Gas Almacenado Diario (SUGAD) declarado conforme al numeral 4.1 (iii) del presente procedimiento.
- v. El Stock Útil de Combustible Alternativo Diario (SUCAD) declarado conforme al PDO.

2. Metodología

- i. El cálculo se realiza para cada central o Unidad de Generación. En caso de que la CCDF, SUGAD y/o SUCAD deba ser usada para más de una central o Unidad de Generación, entonces el Generador podrá repartir el total de estos volúmenes maximizando su potencia generada. Para lo cual, se debe utilizar los datos de Ensayo de Potencia Efectiva y Rendimiento vigente.
- ii. Se procede a construir la curva linealizada por tramos (ver gráfico) con los puntos de consumo horario de combustible para el combustible con el cual, según ficha técnica, se logre la mayor Potencia Efectiva.



Entonces:

La función F se forma al unir los puntos (P_n, C_n) y el punto (P_0, C_0) como se muestra en el gráfico. Esta función representa la potencia generada respecto al consumo de combustible horario. El punto (P_0, C_0) se obtiene mediante extrapolación la recta formada por los puntos (P_1, C_1) y (P_2, C_2) .

La Potencia Asegurada se calculará en función a la curva $F(x)$ para una determinada cantidad de combustible C_x , según la fórmula 17:

$$F(x) = \begin{cases} m_1 * x + b_1, & x \in [C_0, C_1] \\ m_2 * x + b_2, & x \in < C_1, C_2] \\ \vdots & \vdots \\ m_n * x + b_n, & x \in < C_{n-1}, C_n] \dots (17) \\ \vdots & \vdots \\ m_N * x + b_N, & x \in < C_{N-1}, C_N] \end{cases}$$

Dónde:

$$m_n = \frac{P_n - P_{n-1}}{C_n - C_{n-1}}$$

$$b_n = \frac{P_{n-1} * C_n - P_n * C_{n-1}}{C_n - C_{n-1}}$$

- iii. Se divide entre 24 (horas del día) la información de CCDF, SUGAD y/o SUCAD, para obtener un valor de consumo horario. Seguidamente, se reemplaza este valor en la función F y se obtiene la potencia activa que la central puede generar.

Utilizando la curva del gráfico precedente:

$$\text{Consumo de combustible horario: } C_{\text{Comb}} = \frac{CCDF + SUGAD}{24}$$

Con el C_{Comb} y la función F se calcula la Potencia Asegurada (PA), según la fórmula 18.

$$PA = F(C_{\text{Comb}}) \dots (18)$$

3. EJEMPLO DE APLICACIÓN

1. Se considera una empresa que cuenta con una central de generación “A” cuya potencia efectiva es 196,75 MW.

La central “A” opera solo con gas natural y tiene una Capacidad Contratada Diaria a Firme de gas natural (CCDF) y Stock Útil de Gas Almacenado Diario (SUGAD), tal como sigue:

UNIDAD DE GENERACIÓN / CENTRAL DE GENERACIÓN / AGRUPACION DE UNIDADES DE GENERACIÓN:	Capacidad Día i (MMPCD)
Contratada diaria a firme con el concesionario de transporte de gas natural <i>CapTra</i> .	37,00
Contratada diaria a firme con el concesionario de distribución de gas natural <i>CapDist</i> .	35,07
Disponible a través de ducto propio (no aplica para el ejemplo presentado).	-
Transferencia de capacidad a firme obtenida del mercado secundario de gas natural <i>TCObt</i> .	2,00
Transferencia de capacidad a firme entregada del mercado secundario de gas natural <i>TCEnt</i> .	0,00
Stock Útil de Gas Almacenado Diario SUGAD.	5,00
Stock Útil de Combustible Alternativo Diario SUCAD.	0,00

MMPCD: Millones de Pies cúbicos diarios

$$CCDF = \min(37,00 + 2,00 - 0,00 ; 35,07)$$

Entonces:

$$CCDF + SUGAD = 35,07 + 5,00 = 40,07 \text{ MMPCD}$$

Por otro lado:

$$SUCAD = 0 \text{ Galones}$$

2. Los resultados de consumo de horario de combustible obtenidos las pruebas de potencia efectiva y rendimiento de la central “A” con gas natural, son los que se muestra en la siguiente tabla:

	Potencia (MW)	Consumo de Gas (MMPC/h)	
P5b	196,75	1,8684	C5b
P4b	169,89	1,6521	C4b
P3b	146,78	1,4757	C3b
P2b	122,96	1,3495	C2b
P1b	99,21	1,8684	C1b

3. Se calcula la Potencia Activa que puede producir la central "A".

$$C = 40,07 / 24 = 1,67 \text{ MMPCD/h}$$

Entonces: $C \in < 1,6521 ; 1,8684]$

$$m = \frac{196,75 - 169,89}{1,8684 - 1,6521} = 124,18$$

$$b = \frac{169,89 * 1,8684 - 196,75 * 1,6521}{1,8684 - 1,6521} = -35,27$$

La ecuación de la curva de consumo horario para el combustible es:

$$F(x) = 124,18 * x - 35,27$$

La Potencia Asegurada PA :

$$F(x) = 124,18 * x - 35,27$$

$$PA = F(1,67) = 172,06 \text{ MW}$$