

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 096-2021-OS/CD

Lima, 27 de mayo de 2021

CONSIDERANDO

Que, en el artículo 13 literal b) de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se estableció 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 (“COES”), 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 el artículo 5.2 del citado Reglamento se establece 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° 088-2011-OS/CD, N° 272-2014-OS/CD, N° 210-2016-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, salvo situación distinta justificada;

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 recibida el 28 de diciembre de 2019, el COES remite la propuesta de nuevo PR-25 (primer proceso). En dicho proceso, se realizaron las observaciones mediante Oficio 334-2020-GRT del 7 de mayo de 2020, las cuales fueron absueltas por el COES mediante Carta COES/D-416-2020 recibida el 30 de junio de 2020;

Que, mediante Resolución N° 153-2020-OS/CD publicada el 23 de setiembre de 2020, se dispuso la prepublicación del nuevo PR-25 correspondiente a este proceso iniciado el año 2019. Asimismo, dentro del plazo establecido en dicha resolución, se recibieron los comentarios y sugerencias de: 1) Engie Energía Perú S.A., 2) Gas Natural de Lima y Callao S.A., 3) Fénix Power Perú S.A., 4) Enel Generación Perú S.A.A., 5) Kallpa Generación S.A., 6) Termochilca S.A., y 7) Comité de Operación Económica del Sistema (COES); los cuales fueron trasladados al COES para su opinión, mediante Oficio N° 894-2020-GRT. Con fecha 20 de enero de 2021, mediante Carta COES/D-052-2021, se recibió la respuesta del COES. Estos comentarios y sugerencias han sido analizados en el Informe Técnico [N° 298-2021-GRT](#) y el Informe Legal [N° 299-2021-GRT](#);

Que, por otro lado, y, encontrándose en curso el proceso de aprobación del nuevo PR-25 antes indicado, el 30 de enero de 2021, se publicó en el diario oficial “El Peruano”, el Decreto Supremo N° 003-2021-EM, Decreto Supremo que mejora la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte de gas para la

generación térmica con gas natural y el pago de la potencia firme, mediante el cual se modificó el numeral VII del literal c) del artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Asimismo, se dispuso que el COES proponga a Osinergmin la propuesta de modificación de los procedimientos técnicos que resulten necesarios para la aplicación del referido Decreto Supremo, en un plazo máximo de 45 días calendario y se otorgó a Osinergmin un plazo máximo para su aprobación hasta antes del 30 de mayo de 2021;

Que, en atención a lo establecido por el Decreto Supremo N° 003-2021-EM, mediante carta COES/D-181-2021, el COES remitió al Osinergmin una segunda propuesta de modificación del PR-25 (segundo proceso), con la finalidad de adecuar dicho Procedimiento Técnico a los cambios implementados por el referido decreto supremo, para la aplicación del Factor de Referencia a la Contratación ("FRC");

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía y con el citado decreto supremo, mediante Oficio N° 376-2021-GRT del 25 de marzo de 2021 se remitieron al COES las observaciones a la propuesta alcanzada. Con fecha 06 de abril de 2021, el COES remitió la carta COES/D-259-2021, mediante la cual presenta la respuesta a las observaciones de Osinergmin;

Que, por su parte, el FRC es el valor que representa el porcentaje mínimo de contratación de transporte firme de gas natural ("CRD"), con relación a la capacidad máxima de transporte requerida, con el objetivo que la central de generación tenga un Factor de Incentivo a la Disponibilidad respecto a la garantía de combustible igual a la unidad. Conforme al Decreto Supremo N° 003-2021-EM, corresponde a Osinergmin definir los criterios y metodología para determinar los respectivos FRC, así como su determinación y periodo de vigencia;

Que, conforme a lo expuesto, mediante Resolución N° 076-2021-OS/CD, publicada el 21 de abril de 2021, se dispuso la republicación de: i) las modificaciones al PR-25, ii) de los criterios y metodología para determinar los FRC y iii) por esta primera oportunidad, de la fijación de los valores de los FRC para el periodo comprendido desde el 1 de junio de 2021 al 30 de abril de 2025, en atención a las disposiciones del Decreto Supremo N° 003-2021-EM, y siguiendo las pautas establecidas 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, dado que se encontraban en curso dos procesos de modificación al PR-25 de forma paralela, en la citada Resolución N° 076-2021-OS/CD se dispuso que la aprobación del nuevo PR-25, cuyo proceso inició mediante Carta COES/D1482-2019 (primer proceso) se efectuaría a más tardar el 28 de mayo de 2021, conjuntamente con la etapa de aprobación de la modificación del PR-25, cuyo proceso inició mediante Carta COES/D-181-2021 (segundo proceso), esto con la finalidad de unificar ambos procesos en un solo acto de aprobación del nuevo PR-25;

Que, dentro del plazo establecido en la mencionada resolución, se recibieron los comentarios y sugerencias de: 1) Statkraft Perú S.A., 2) Kallpa Generación S.A., 3) Fénix Power Perú S.A., 4) Enel Generación Perú S.A.A., 5) Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, 6) Sociedad de Comercio Exterior del Perú, 7) Termochilca S.A., 8) Transportadora de Gas del Perú S.A., 9) Gas Natural de Lima y Callao S.A. – Calidda, 10) Engie Energía Perú S.A., y, del 11) COES; los cuales han sido analizados en el Informe Técnico [N° 298-2021-GRT](#) y el Informe Legal [N° 299-2021-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° 298-2021-GRT](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal [N° 299-2021-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; en el Decreto Supremo N° 003-2021-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° 19-2021.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Aprobar 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), conforme a lo consignado en el Anexo 1 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 3°.- Establecer los criterios y metodología para determinar los respectivos Factores de Referencia a la Contratación (FRC), conforme a lo consignado en el Anexo 2 de la presente resolución.

Artículo 4°.- Fijar, para el periodo comprendido del 01 de junio 2021 al 30 de abril 2025, los Factores de Referencia a la Contratación (FRC), relacionados a la aplicación de lo dispuesto en el numeral VII del literal c) del artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM y modificado por el Decreto Supremo N° 003-2021-EM, de acuerdo a lo siguiente:

Tecnología	FRC
Ciclo Combinado (CC)	0,6396
Ciclo Simple (CS)	0,1575
Motores Reciprocantes (MR)	0,4225

Artículo 5°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, conjuntamente con el Informe Técnico [N° 298-2021-GRT](#) y el Informe Legal [N° 299-2021-GRT](#) de la Gerencia de Regulación de Tarifas, en el portal de internet de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2021.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

Jaime Mendoza Gacon
Presidente del Consejo Directivo
Osinergmin

Anexo 1

COES	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 por Osinergmin, mediante Resolución N° 096-2021-OS/CD del 27 de mayo de 2021		

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° 046-2010-EM.- Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural
- 2.8 Decreto Supremo N° 012-2011-EM.- Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- 2.9 Decreto Supremo N° 003-2021-EM.- Decreto Supremo que mejora la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte de gas para la generación térmica con gas natural y el pago de la potencia firme.

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 térmica, incluye los casos de limitaciones por cantidad y/o calidad de combustible, tal que le impida entregar parte o la totalidad de su potencia efectiva.

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 de combustible en millones de pies cúbicos (MMPCD) correspondiente a cada central o Unidad de Generación. Dicha capacidad será según corresponda:
 - a) Capacidad de transporte de gas natural disponible diaria del tramo de ducto propio o de tercero – CDU, y/o
 - b) Capacidad Reservada Diaria contratada a firme con el concesionario de transporte de gas natural, incluyendo lo indicado en el numeral (ii) siguiente – CRD, y/o
 - c) Capacidad contratada diaria a firme con el concesionario de distribución de gas natural - CCD.

- (ii) La Capacidad Reservada Diaria adquirida y/o vendida de manera complementaria mediante transferencias en el Mercado Secundario de Gas Natural, según lo establecido en la Segunda Disposición Complementaria Final del Decreto Supremo N° 003-2021-EM.

La información del presente numeral y la del numeral (i) de esta sección debe ser puesta en conocimiento del COES con los documentos de sustento correspondientes (adendas de contratos de ser el caso) en los plazos y formatos establecidos en el Anexo A del presente procedimiento.

- Para centrales o Unidades de Generación que cuenten con almacenamiento de 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".

- Para todas las centrales o Unidades de Generación:

- (iv) La información adicional o la subsanación 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 el Factor de garantía de transporte de combustible (FGTC) y de transporte eléctrico (FGTE), los mismos que se calculan en base a la capacidad garantizada de transporte de combustible informada por los Generadores y la capacidad de las instalaciones de transmisión que conectan la central o Unidad de Generación al sistema, respectivamente.
- (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) A solicitud de Osinergmin, remitir la información que requiera para la determinación de los valores del FRC a aplicarse en el presente procedimiento.
- (vi) Remitir a Osinergmin y a los Generadores Integrantes, 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 Disponibilidad de las centrales y Unidades de Generación deben seguirse los siguientes criterios:

5.1.1 LAS INDISPONIBILIDADES DE LAS CENTRALES O UNIDADES 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 Disponibilidad 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 transmisión.
- (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.
- (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 Inflexibilidades Operativas registradas en sus fichas técnicas.
- (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 asociadas al Calor Útil de su proceso productivo.
- (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 pruebas en aplicación al Procedimiento Técnico COES N° 17 "Determinación de la Potencia efectiva y Rendimiento de las Unidades de

Generación Termoeléctrica” y/o al Procedimiento Técnico COES N° 18 “Determinación de la Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas” o los que lo reemplacen.

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 la mayor Potencia Efectiva entre las logradas con sus combustibles, según ficha técnica vigente. En caso de que el combustible que logre la mayor potencia efectiva no sea suficiente para cubrir las Horas punta del Sistema, se podrá complementar con el otro combustible.

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) o el que lo reemplace.
 - 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, en dicho periodo la Pr será determinada 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:

P_r : 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 de punta del Sistema, calculado con el combustible total diario disponible informado en el PDO o el combustible disponible informado en tiempo real, 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 P_r , 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 de 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:

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

Donde:

P_r : Potencia restringida (MW).

$P_{\text{efec cc}}$: Potencia Efectiva de la central de ciclo combinado (MW).

$P_{\text{prom gen cc}}$: Potencia promedio generada de la central de ciclo combinado (MW).

$P_{\text{efec mcc}}$: 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:

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

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

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

Donde:

P_r : Potencia restringida (MW).

$P_{\text{efec TV}}$: Potencia Efectiva de la central turbo vapor (MW).

$P_{\text{prom gen TV}}$: 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 P_r .
- 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).

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

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 a) del presente Procedimiento.

- b) La determinación de la capacidad garantizada de transporte eléctrico que involucre a una o más Unidades de Generación asociadas al mismo Sistema de Transmisión eléctrico se realiza mediante el cálculo del Factor de garantía por transporte eléctrico (FG_{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 de transporte de combustible deberá cumplir con lo establecido en el numeral VII del literal c) del artículo 110° del RLCE.
- 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 del campo a la central 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. En caso se requiera, podrá complementarlo con contratos con condición de firme y/o con ductos propios.
- f) 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 FG_{TC} un valor igual a uno (1.0). Este numeral no será aplicable a las Unidades de Generación duales.
- g) Para el caso de centrales o Unidades de Generación duales el cálculo del FG_{TC} se realizará con el combustible con el cual se logre la mayor Potencia Efectiva. En caso se requiera, el cálculo de dicho factor podrá complementarse con el aporte de potencia del otro combustible.

7.2 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL FACTOR DE GARANTÍA POR TRANSPORTE ELÉCTRICO Y POR TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE

a) CÁLCULO DEL FACTOR DE GARANTÍA 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, el FG_{TE} se calcula con la fórmula (14).

$$FG_{TEg} = \frac{P_L}{\sum_{u=1}^N P_{efu}} \dots (14)$$

Donde:

- P_L : Capacidad (MW) del Sistema de Transmisión eléctrica asociada a la generación. Dicha magnitud es la registrada en el modelo de análisis eléctrico utilizado para la elaboración del PDO.
- P_{efu} : Potencia Efectiva vigente de la central o Unidad de Generación u que utiliza el Sistema de Transmisión eléctrico asociado.

- N : Número total de centrales o Unidades de Generación involucradas en el Sistema de Transmisión eléctrico asociado.
- g : Subíndice que representa a la central o Unidad de Generación evaluada, considerada dentro de las “N” centrales o Unidades de Generación.

En caso el valor de FG_{TEg} resulte superior a 1, dicho factor asumirá el valor de 1.

b) CÁLCULO DEL FACTOR DE GARANTÍA POR TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE

El FG_{TC} se determina según el Anexo E del presente procedimiento.

- c) Tomando en cuenta los factores calculados en los literales a) y b) 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).

$$K = \frac{1}{n} \times \sum_{i=1}^n FG_i \dots (15)$$

$$FG_i = \text{Min} (FG_{TCi}, FG_{TEi})$$

Donde:

- FG_i : Factor de Garantía general aplicable al día i.
- FG_{TCi} : Factor de Garantía por Transporte de Combustible del día i.
- FG_{TEi} : Factor de Garantía por Transporte Eléctrico del día i.
- n : Número de días del mes.

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 COMPLEMENTARIA TRANSITORIA

Para la aplicación del literal ii) del numeral 4.1 del presente procedimiento, en cuanto a la Capacidad de Reserva Diaria, se considerarán de forma transitoria, las declaraciones derivadas de los acuerdos bilaterales a que se refiere la Segunda Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 046-2010-EM, el artículo 1 del Decreto Supremo N° 034-2020-EM, y sus prórrogas de ser el caso, hasta la implementación del Mercado Secundario de Gas Natural creado en el citado Decreto Supremo N° 046-2010-EM.

9. 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.

ANEXO A

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

CUADRO A1

La información deberá ser remitida al COES antes de la entrada en vigencia de los contratos y deberá corresponder a las condiciones pactadas en dichos contratos, antes de la entrada en vigencia de las adquisiciones mediante transferencias organizadas o de la disponibilidad del ducto propio o de tercero. Esta información deberá ser remitida en el formato y medio establecido por el COES. Para lo cual tomará como referencia los siguientes formatos:

EMPRESA DE GENERACIÓN:			
CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL DISPONIBLE DIARIA DEL TRAMO DE DUCTO PROPIO O DE TERCERO – CDU	Capacidad CDU (MMPCD)	Fecha de inicio de vigencia	Fecha de finalización de vigencia
Capacidad disponible total			
Capacidad asignada a la central o unidad de generación a			
Capacidad asignada a la central o unidad de generación b			
...			
Capacidad asignada a la central o unidad de generación n			

EMPRESA DE GENERACIÓN:	Periodos de Vigencia		
	P1-P2	...	P(n-1)-Pn
CAPACIDAD RESERVADA DIARIA – CRD	Capacidad CRD (MMPCD)	Capacidad CRD (MMPCD)	Capacidad CRD (MMPCD)
1) Contratada a firme con el concesionario de transporte de gas natural			
2) Adquirida mediante transferencias organizadas en el Mercado Secundario de Gas Natural según el inciso ii) del numeral 4.1			
3) Vendida mediante transferencias organizadas en el Mercado Secundario de Gas Natural según el inciso ii) del numeral 4.1			
Capacidad contratada total disponible (1 + 2 – 3)			
Capacidad asignada a la central o unidad de generación a			
Capacidad asignada a la central o unidad de generación b			
...			
Capacidad asignada a la central o unidad de generación n			

Los Periodos de Vigencia serán expresados en rangos de fecha (dd/mm/aa) donde: P1, P2, ... Pn, son fechas de inicio y final del Periodo de coincidencia.

EMPRESA DE GENERACIÓN:			
CAPACIDAD CONTRATADA DIARIA A FIRME CON EL CONCESIONARIO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL -CCD	Capacidad CCD (MMPCD)	Fecha de inicio de vigencia	Fecha de finalización de vigencia
Capacidad contratada total			
Capacidad asignada a la central o unidad de generación a			
Capacidad asignada a la central o unidad de generación b			
...			
Capacidad asignada a la central o unidad de generación n			

En caso se observe magnitudes incoherentes o discrepantes en los valores declarados, el COES solicitará al Generador correspondiente información adicional o aclaraciones que sustente la declaración.

La asignación de capacidad para cada central o Unidad de Generación deberá ser declarada por cada titular de generación. La suma de la capacidad asignada de la central o Unidad de Generación no deberá ser mayor a la capacidad disponible total de la empresa.

El periodo de vigencia mínimo de una declaración será de un día.

CUADRO A2

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA SOBRE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL ADQUIRIDA/VENDIDA EN EL MERCADO SECUNDARIO DE GAS NATURAL ()**

EMPRESA DE GENERACIÓN:	Periodo de vigencia (**): Px - Py			
Capacidad Reservada Diaria adquirida/vendida mediante transferencias en el Mercado Secundario de Gas Natural (MMPCD)	Empresa con quien se transó (*)	Punto de suministro	Cantidad adquirida/vendida (MMPCD)	Precio de Transferencia del acuerdo
Adquisición 1				
Adquisición 2				
...				
Venta 1				
Venta 2				
...				

(*) Adicional al nombre de la empresa, favor de especificar si es:

- Generador (G)
- Distribuidora (D)
- Consumidor Independiente (CI)

(**) El periodo de vigencia de la información de este formato, debe ser consistente con los periodos de coincidencia declarados en el formato A1.

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 b) 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 candidatas que 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 90 días calendarios previos, ya sea a solicitud de 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 mostrara 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, el combustible con el cual operará es de libre opción por parte del representante del titular; sin embargo, deberá tener en cuenta los criterios de evaluación para este tipo de unidades, especificado en el párrafo (iii) del numeral 4 del presente Anexo.

- (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) Durante la prueba, la Unidad de Generación sometida para tal efecto, 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 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 de acuerdo con los criterios establecidos en el numeral 5.1.3 del presente procedimiento.
- (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 la potencia promedio entregada por la unidad durante la prueba es mayor al 85% de su potencia efectiva.
- (iii) En caso la Unidad de Generación sea dual, la evaluación del éxito de la prueba se realizará considerando la mayor Potencia Efectiva entre las logradas con sus combustibles, según su ficha técnica vigente correspondiente al modo de operación que logre la mayor Potencia Efectiva. Solo en el caso en que el titular de la Unidad de Generación haya programado en el PDO su indisponibilidad con un determinado combustible, la evaluación se realizará considerando la ficha técnica vigente correspondiente a la operación con su otro combustible.

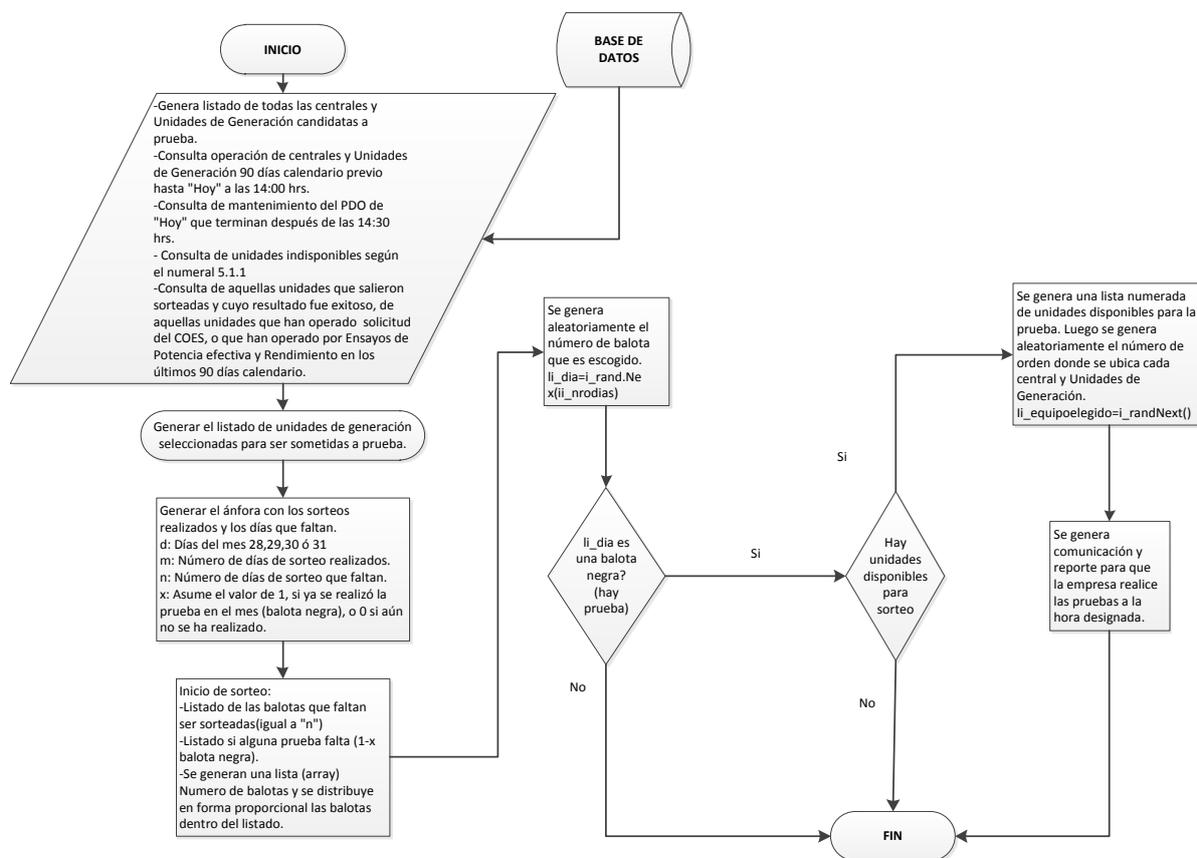
5. COMPENSACIÓN POR LA PRUEBA

- (i) Los costos por 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) Tendrán 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.

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 096-2021-OS/CD



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 DEL FACTOR DE GARANTÍA POR TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE

1. Información a utilizar:

- a. Resultados de consumo horario de combustible gas natural obtenido del Ensayo de Potencia Efectiva y Rendimiento vigente correspondiente al punto de operación de Potencia Efectiva.

Potencia (MW)	Consumo de Combustible (MMPC /h)
P_{ef}	C_N

- b. Para el caso de las centrales o Unidades de Generación dual, el consumo horario de combustible obtenido del Ensayo de Potencia Efectiva y Rendimiento vigente correspondiente al punto de operación de Potencia Efectiva del modo de operación diferente al gas natural.

Potencia (MW)	Consumo de Combustible (Comb /h)
P_{ef2}	C_{N2}

Donde:

C_{N2} : Consumo horario de combustible obtenidos del Ensayo de Potencia Efectiva y Rendimiento vigente correspondiente al punto de operación de Potencia Efectiva del modo de operación diferente al gas natural de la central o Unidad de generación.

Comb/h : Unidad de medida del consumo de Combustible de la Unidad de Generación dual.

- c. La información sobre la capacidad de transporte de combustible diaria de cada central o Unidad de Generación conforme a lo establecido en el numeral 4.1 (i) y las declaraciones del Cuadro A1 del Anexo A del presente procedimiento.
- d. El Stock Útil de Gas Almacenado Diario (SUGAD) declarado conforme al numeral 4.1 (iii) del presente procedimiento.
- e. Para el caso de centrales o unidades de generación duales, el Stock Útil del Combustible diferente al gas natural (SUCAD) declarado conforme al PDO.
- f. Los Factores de referencia a la contratación (FRC) determinados por OSINERGMIN.

2. Metodología

- a. Para garantizar el transporte de combustible del campo a la central, el titular de la central o Unidad de generación declarará el (los) valor(es) CDU, CRD, CCD según corresponda a la central o Unidad de generación, conforme el formato consignado en el Anexo A del presente procedimiento.

- b. Se determina la capacidad máxima de transporte requerida (CMTR) la cual constituye la cantidad de combustible requerida por la central o Unidad de Generación “g” para operar a Potencia Efectiva por 24 horas.

$$CMTR_g = C_{Ng} \times 24$$

- c. Se determinan los factores parciales de cada tramo del ducto que corresponda a la central o Unidad de Generación en evaluación:

$$FG_{TC1g} = \frac{CDU_g}{CMTR_g} \dots (1) \text{ Tramo garantizado con CDU}$$

$$FG_{TC2g} = \frac{CRD_g}{FRC_g \times CMTR_g} \dots (2) \text{ Tramo garantizado con CRD}$$

$$FG_{TC3g} = \frac{CCD_g}{CMTR_g} \dots (3) \text{ Tramo garantizado con CCD}$$

Donde:

CDU_g : Capacidad disponible diaria del tramo de ducto propio o de tercero, siendo el único usuario del ducto, de la central o Unidad de generación “g”.

CRD_g : Capacidad Reservada Diaria, declarada en el Cuadro A1 del Anexo A correspondiente a la central o Unidad de Generación “g”.

CCD_g : Capacidad contratada diaria a firme con el concesionario de distribución de gas natural por red de ductos, de la central o Unidad de generación “g”.

$CMTR_g$: Capacidad Máxima de Transporte de combustible requerida de la central o Unidad de generación “g”.

C_{Ng} : Consumo horario de combustible obtenido del Ensayo de Potencia Efectiva y Rendimiento vigente correspondiente al punto de operación de Potencia Efectiva del modo de operación a gas natural de la central o Unidad de generación “g”.

FRC_g : Factor de referencia a la contratación aprobado por OSINERGMIN para la central o Unidad de generación “g” correspondiente al mes de evaluación.

- d. Entre los factores parciales evaluados en el paso anterior, se elige el que posea menor valor (FG_{TCming}) aplicando la fórmula (4), excluyendo los términos de la fórmula que no correspondan. Para el cálculo del FG_{TC} se agregan las garantías de capacidad aportadas por el SUGAD y SUCAD, en caso correspondan.

$$FG_{TCming} = \text{Min} (FG_{TC1g}, FG_{TC2g}, FG_{TC3g}) \dots (4)$$

$$FG_{TCg} = FG_{TCming} + \frac{SUGAD_g}{CMTR_g} + \frac{SUCAD_g}{C_{N2g} \times 24} \dots (5)$$

Donde:

$SUGAD_g$: Stock Útil de Gas Almacenado Diario (MMPCD), de la central o Unidad de Generación “g”.

$SUCAD_g$: Stock Útil de combustible Almacenado Diario diferente del Gas Natural para centrales duales, de la central o Unidad de Generación “g”.

C_{N2g} : Consumo horario de combustible obtenido del Ensayo de Potencia Efectiva y Rendimiento vigente correspondiente al punto de operación de Potencia Efectiva del modo de operación diferente al gas natural de la central o Unidad de generación dual “g”.

- e. En caso de que el FG_{TC} calculado en el inciso anterior resultara mayor que uno (1.0), el FG_{TC} de la central o Unidad de Generación evaluará el valor de uno (1.0).

EJEMPLOS DE APLICACIÓN

1. Aplicación a Ciclos Combinados

Se considera una central de generación “A” de ciclo combinado, que no es dual ni posee ducto propio y opera solo con gas natural cuyas características son:

Potencia Efectiva $P_A = 450$ MW; $C_{NA} = 3.090$ MMPC/h y FRC=85%; Capacidad de la línea 500 MW

Parámetros	Día (1 – 30)
CDU	-
CRD	55
CCD	75
SUGAD	10
SUCAD	-

Tabla (1): Información remitida por la empresa del Generador A

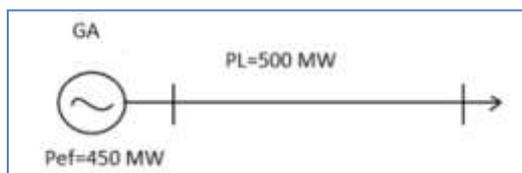


Gráfico (1): Representación del Sistema del generador A

Solución:

$$FG_{TE A} = \frac{500}{450} = 1,11$$

Ya que, el Factor de Garantía por Transporte Eléctrico para el generador GA es mayor a 1, el Generador A es capaz de despachar el 100% de su Potencia, por lo tanto, para efecto de los cálculos, se considera el FG_{TEg} igual a 1.

Considerando que:

$$CMTR_A = C_{NA} \times 24 = 3,090 \times 24 = 74,160$$

y

$$FRC_A = 85\%$$

Mediante las fórmulas (1), (2), (3) y (4) del Anexo E del presente procedimiento, se determinan los factores parciales de cada tramo del ducto para los 30 días del mes correspondiente:

$$FG_{TC1Ai} = \frac{CUD_{Ai}}{CMTR_{Ai}} \text{ Cálculo para cada día del mes, acorde a su valor CRU diario}$$

$$FG_{TC2Ai} = \frac{CRD_{Ai}}{FRC_A \times CMTR_A} \text{ Cálculo para cada día del mes, acorde a su valor CRD diario}$$

$$FG_{TC3Ai} = \frac{CCD_{Ai}}{CMTR_{Ai}} \text{ Cálculo para cada día del mes, acorde a su valor CCD diario}$$

Cálculo para cada día del mes, acorde a su valor CCD diario

$$FG_{TCminA} = \text{Min}(FG_{TC1A}, FG_{TC2A}, FG_{TC3A})$$

Día i	1	2	3	...	28	29	30
FG_{TC1Ai}	-	-	-	-	-	-	-
FG_{TC2Ai}	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
FG_{TC3Ai}	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
$FG_{TCi(min)}$	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87

De la fórmula (5) del Anexo E:

$$FG_{TCAi} = FG_{TCminAi} + \frac{SUGAD_{Ai}}{CMTR_A} + \frac{SUCAD_{Ai}}{C_{N2A} \times 24}$$

Día i	1	2	3	...	28	29	30
$FG_{TCi(min)}$	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
$\frac{SUGAD_{Ai}}{CMTR_A}$	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
$\frac{SUCAD_{Ai}}{C_{N2A} \times 24}$	-	-	-	-	-	-	-
FG_{TCAi}	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
$FG_{TCAi(*)}$	1	1	1	1	1	1	1

*Máximo valor la unidad (1)

De la fórmula (14) del numeral 7.2 del Procedimiento:

$$FG_{TEA} = \frac{P_L}{\sum_{u=1}^N P_{efu}}$$

Día i	1	2	3	...	28	29	30
FG_{TEAi}	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
$FG_{TEAi}^{(*)}$	1	1	1	1	1	1	1

*Máximo valor la unidad (1)

Del numeral 7.3 del Procedimiento:

$$FG_{Gi} = \text{Min}(FG_{TCi}, FG_{TEi})$$

Día i	1	2	3	...	28	29	30
FG_i	1	1	1	1	1	1	1

Entonces, de la fórmula (15) del numeral 7.3 del Procedimiento, para un mes de 30 días:

$$K = \frac{1}{30} \times \sum_{i=1}^{30} FG_i = \frac{1}{30} \times (FG_1 + FG_2 + \dots + FG_{29} + FG_{30})$$

$$K = \frac{1}{30} \times (1 + 1 + \dots + 1 + 1) = 1$$

2.- Aplicación a Ciclo Simple

Se considera una central de generación "B", que no es dual ni posee ducto propio y opera solo con gas natural cuyas características son:

Potencia efectiva $B = 180$ MW; $C_{NB} = 1.87$ MMPC/h y FRC=80%; Capacidad de la línea 220 MW

	Día (1 – 15)	Día (16 – 30)
CDU	-	-
CRD	34	40
CCD	45	45
SUGAD	-	-
SUCAD	-	-

Tabla (2): Información remitida por la empresa del Generador B

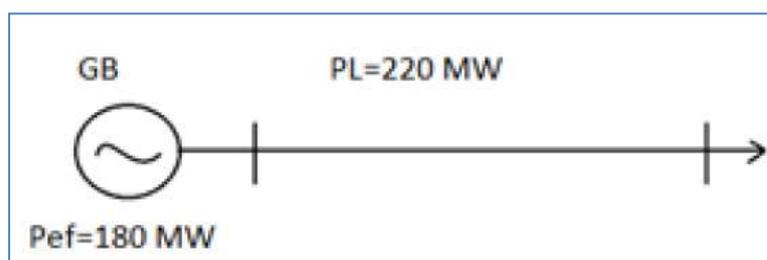


Gráfico (2): Representación del Sistema del generador B

Solución:

$$FG_{TEB} = \frac{220}{180} = 1.22$$

$$CMTR_B = C_{NB} \times 24 = 1.87 \times 24 = 44.88 \text{ y el } FRC_B=80\%$$

Mediante las fórmulas (1), (2), (3) y (4) del Anexo "E" del Procedimiento, para un mes de 30 días se obtiene:

Día i	1	2	...	15	16	...	28	29	30
FG_{TC1Bi}	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FG_{TC2Bi}	0,95	0,95	0,95	0,95	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
FG_{TC3Bi}	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
$FG_{TCi(min)}$	0,95	0,95	0,95	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

De la fórmula (5) del Anexo "E" se obtiene:

Día i	1	2	...	15	16	...	28	29	30
$FG_{TCi(min)}$	0,95	0,95	0,95	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
$\frac{SUGAD_{Bi}}{CMTR_B}$	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$\frac{SUCAD_{Bi}}{C_{NB} \times 24}$	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FG_{TCBi}	0,95	0,95	0,95	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

De la fórmula (14) del numeral 7.2 del Procedimiento se obtiene:

Día i	1	2	...	15	16	...	28	29	30
FG_{TEBi}	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22
$FG_{TEBi(*)}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1

*Máximo valor la unidad (1)

Del numeral 7.3 del Procedimiento:

Día i	1	2	...	15	16	...	28	29	30
FG_i	0,95	0,95	0,95	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Entonces, de la fórmula (15) del numeral 7.3 del Procedimiento, para un mes de 30 días:

$$K = \frac{1}{30} \times \sum_{i=1}^{30} FG_i = \frac{1}{30} \times (FG_1 + FG_2 + \dots + FG_{29} + FG_{30})$$

$$K = \frac{1}{30} \times (0,95 + 0,95 + \dots + 1 + 1) = 0,97$$

3.- Aplicación a Motores Reciprocantes

Se considera una central de generación “C”, que no es dual ni posee ducto propio y opera solo con gas natural cuyas características son:

Potencia efectiva $C = 20$ MW; $C_{NC} = 0.2$ MMPC/h y $FRC = 77\%$; Capacidad de la línea 25 MW

	Día (1 – 30)
CDU	-
CRD	4
CCD	5
SUGAD	-
SUCAD	-

Tabla (3): Información remitida por la empresa del Generador C

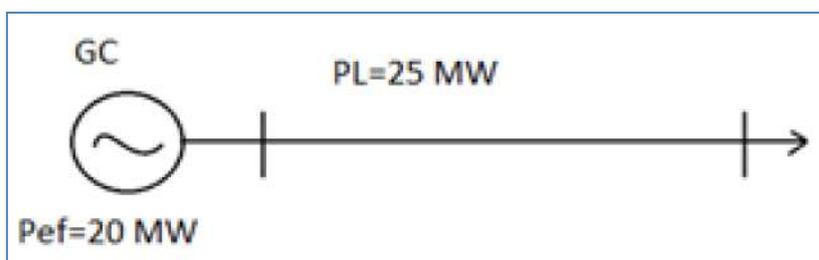


Gráfico (3): Representación del Sistema del generador C

Solución:

$$FG_{TEC} = \frac{25}{20} = 1.25$$

$$CMTR_C = C_{NC} \times 24 = 0.2 \times 24 = 4.8 \text{ y el } FRC_C = 77\%$$

Mediante las fórmulas (1), (2), (3) y (4) del Anexo “E” del Procedimiento, para un mes de 30 días se obtiene:

Día i	1	2	3	...	28	29	30
FG_{TC1Ci}	-	-	-	-	-	-	-
FG_{TC2Ci}	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
FG_{TC3Ci}	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
$FG_{TCi(\min)}$	1	1	1	1	1	1	1

*Máximo valor la unidad (1)

De la fórmula (5) del Anexo “E” se obtiene:

Día i	1	2	3	...	28	29	30
$FG_{TCi(\min)}$	1	1	1	1	1	1	1
$\frac{SUGAD_{Ci}}{CMTR_C}$	-	-	-	-	-	-	-
$\frac{SUCAD_{Ci}}{C_{N2C} \times 24}$	-	-	-	-	-	-	-

FG_{TCCi}	1	1	1	1	1	1	1
-------------	---	---	---	---	---	---	---

De la fórmula (14) del numeral 7.2 del Procedimiento se obtiene:

Día i	1	2	3	...	28	29	30
FG_{TECi}	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
$FG_{TECi}(*)$	1	1	1	1	1	1	1

*Máximo valor la unidad (1)

Del numeral 7.3 del Procedimiento:

Día i	1	2	3	...	28	29	30
FG_i	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Entonces, de la fórmula (15) del numeral 7.3 del Procedimiento, para un mes de 30 días:

$$K = \frac{1}{30} \times \sum_{i=1}^{30} FG_i = \frac{1}{30} \times (FG_1 + FG_2 + \dots + FG_{29} + FG_{30})$$

$$K = \frac{1}{30} \times (1 + 1 + \dots + 1 + 1) = 1$$

Anexo 2

Criterios y Metodología para la determinación del Factor de Referencia a la Contratación (FRC)

El FRC refleja el uso eficiente de la Capacidad contratada para aquellas unidades de generación que utilicen Gas Natural como combustible.

1. Criterios

El cálculo del factor FRC tendrá en cuenta los siguientes criterios:

- a) El cálculo de FRC aplicará a todas las centrales o Unidades de generación que corresponda, conectadas a un mismo sistema de Transporte de Gas Natural compartido por más de un generador.
- b) El FRC será determinado para cada tipo de tecnología de aquellas unidades de generación que utilicen gas natural como combustible, esta agrupación por tecnología considerará la tasa de conversión y rendimiento de las unidades térmicas. Se considerarán tres tipos de tecnología: 1) ciclo combinado (CC), 2) ciclo simple (CS) y 3) motores recíprocos (MR).
- c) La información fuente para la determinación del FRC será obtenida del resultado de un despacho operativo esperado de 4 años, utilizando el Modelo Perseo 2.0.
- d) Osinergmin determinará el factor FRC cada cuatro (4) años, considerándose como criterio para establecer el periodo de fijación el criterio de estabilidad de ingresos por potencia. El FRC será publicado como mínimo 15 días calendario antes de su entrada en vigencia.

2. Información del COES

Hasta el 31 de enero del año que corresponda determinar FRC, el COES remitirá a Osinergmin la siguiente información:

- a) Resultados de las pruebas de Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de generación térmica que utilizan como combustible el gas natural.
- b) Identificación de las centrales y/o Unidades térmicas que poseen la misma tecnología y compartan ducto de transporte de combustible.
- c) Propuesta de despacho operativo esperado del SEIN para el periodo que corresponde determinar el FRC, teniendo como referencia los criterios utilizados para determinar el caso base del Estudio de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema al que se refiere la Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM, detallando la proyección de la demanda, oferta de generación y principales obras en el sistema de transmisión, y otros que considere el COES.
- d) Elaborar un Informe de sustento de los literales a), b) y c) anteriores, el cual será publicado en su página web hasta antes del 30 de noviembre al año previo que corresponde determinar el FRC, a fin de que sus Integrantes remitan sus comentarios y/o sugerencias en un plazo no mayor a 15 días calendario.
- e) Remitir a Osinergmin el Informe al que se refiere el literal anterior considerando el análisis de los comentarios y/o sugerencias recibidas.

3. Metodología para la determinación del FRC

- a) Establecer el período de vigencia del FRC.

- b) Efectuar un despacho operativo esperado del SEIN para el periodo definido en el literal a) anterior, utilizando el Modelo Perseo 2.0. Este despacho esperado deberá considerar las condiciones que mejor reflejen el comportamiento futuro del despacho.
- c) Identificar por tecnología las unidades térmicas cuyo consumo de combustible sea de Gas Natural y compartan el mismo ducto. (Para todos los cálculos del FRC, sólo se considerará las unidades identificadas en este literal).

Tecnología		
Ciclo Combinado	Ciclo Simple	Motores Reciprocantes
CC1	CS1	MR1
CC2	CS2	MR2
...
CCn	CSn	MRn

- d) Con los resultados del despacho operativo elaborado en el literal b) del presente numeral; se identifica el consumo total de gas natural por tecnología.

Combustible Total del Despacho (Gas)		
Ciclo Combinado	Ciclo Simple	Motores Reciprocantes
Combd. CC1	Combd. CS1	Combd. MR1
Combd. CC2	Combd. CS2	Combd. MR2
...
Combd. CCn	Combd. Cn	Combd. MRn

Con la información obtenida realizar el cálculo siguiente:

$$CTd_t = \sum_1^n \text{Combd}_{t,n} \dots (1)$$

Donde:

CTd : Combustible total del despacho.

Comb : Combustible de gas resultante del despacho.

t : Corresponde al conjunto de unidades diferencias por tecnología CC, CS, MR.

n : Número de centrales o Unidad de Generación por tecnología según corresponda.

- e) Calcular el consumo total de combustible de las unidades operando a Potencia Efectiva las 24 horas del día, durante todo el período del despacho operativo esperado.

$$CTPe_t = \sum_1^n \text{CombPe}_{t,n} \dots (2)$$

Donde:

- CTPe : Combustible de gas total para poder generar a Potencia Efectiva, según lo especificado en el PR-17
- CombPe : Combustible de gas resultante del despacho a Potencia Efectiva las 24 horas.
- t : Corresponde al conjunto de unidades diferencias por tecnología CC, CS, MR.
- n : Número de centrales o Unidad de Generación por tecnología según corresponda.

f) Calcular el FRC:

$$FRC = \frac{CTd_t}{CTPe_t} \dots (3)$$

Donde:

CTd_t : calculado en el literal d)

CTPe_t : calculado en el literal e)

g) Los resultados serán detallados según la siguiente tabla:

Vigencia	Del dd/mm/aa al dd/mm/aa
Tecnología	FRC
Ciclo Combinado (CC)	FRCcc
Ciclo Simple (CS)	FRCcs
Motores Reciprocantes (MR)	FRCmr