

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 230-2022-OS/CD

Lima, 15 de diciembre de 2022

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 Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (“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 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 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° 088-2011-OS/CD, N° 272-2014-OS/CD, N° 210-2016-OS/CD y N° 090-2017-OS/CD;

Que, conforme a 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. Asimismo, 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 Ministerial N° 143-2001-EM/VME, se aprobó el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC” (“GLOSARIO”);

Que, mediante Resolución N° 036-2015-OS/CD, publicada el 25 de enero de 2015, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 13 “Determinación de la Energía Firme y Verificación de la Cobertura de la Energía Anual Comprometida” (“PR-13”), el cual tiene por objeto calcular la Energía Firme anual de los Generadores y verificar que cada Generador en cada año calendario cubra la demanda de energía que tenga comprometida con sus usuarios (Usuarios Libres y Distribuidores), con Energía Firme propia y, la que tuviera contratada con terceros, pertenezcan o no al COES. Dicho objeto del PR-13, no es materia del presente proceso de cambio normativo de competencia de Osinergmin;

Que, de otro lado, Osinergmin aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 25 “Determinación de los Factores de Disponibilidad, Presencia e Incentivos a la Disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación” (“PR-25”), aprobado con Resolución N° 096-2021-OS/CD;

Que, el COES mediante carta COES/D-1361-2021 del 16 de diciembre de 2021, menciona que desde la vigencia del PR-13 ha identificado oportunidades de mejora respecto a los productos, a los criterios ante falta de información en los plazos, a los criterios para actualizar la Energía Firme propia y contratada con terceros, a los Factores de Carga típicos para clientes sin información histórica, a los lineamientos para el proceso de balance mensual de la potencia comprometida, y sobre la definición del caudal ecológico, entre otros;

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 230-2022-OS/CD

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 345-2022-GRT del 15 de marzo de 2022 se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-13 otorgándole un plazo de treinta (30) días hábiles. El COES dentro del plazo otorgado, mediante carta COES/D-494-2022 del 25 de abril de 2022, remitió a Osinergmin la subsanación de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-13;

Que, atendiendo a la diversidad de las modificaciones propuestas incluyendo nuevos anexos, resulta conveniente aprobar un nuevo texto del procedimiento PR-13, para facilitar su manejo por parte de los administrados, en un documento integrado;

Que, como consecuencia de la modificación propuesta, también resulta necesaria y directamente relacionada, la modificación del Glosario ("Caudal Ecológico) y del PR-25 (obligación a cargo del COES de actualización en web de información referenciada en el PR-13);

Que, con Resolución N° 158-2022-OS/CD, publicada el 30 de julio de 2022, se dispuso la publicación del proyecto de resolución del nuevo PR-13 y la modificación del GLOSARIO, 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° 158-2022-OS/CD se otorgó un plazo de veinte (20) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación en el Diario Oficial "El Peruano", a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas;

Que, los comentarios presentados oportunamente por las empresas Statkraft Perú S.A., Engie Energía Perú S.A., Electroperú S.A., Empresa de Generación Eléctrica Huallaga S.A., Illapu Energy S.A., Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A., Termochilca S.A., Enel Generación Perú S.A.A., Kallpa Generación S.A. y Fenix Power Perú S.A., y del Sr. Ronald Gonzales Palma han sido analizados en el Informe Técnico [N° 700-2022-GRT](#) e Informe Legal [N° 701-2022-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° 700-2022-GRT](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal [N° 701-2022-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 COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; en la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD; y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 40-2022 de fecha 15 de diciembre de 2022.

SE RESUELVE

Artículo 1.- Aprobar el Procedimiento Técnico del COES N° 13 "Cálculo de la Energía Firme, Verificación Anual de la Cobertura de la Energía Comprometida y Balance Mensual de la Potencia Comprometida" (PR-13) contenido en el Anexo de la presente resolución.

Artículo 2.- Derogar el Procedimiento Técnico del COES N° 13 “Cálculo de la Energía Firme, Verificación Anual de la Cobertura de la Energía Comprometida” (PR-13) aprobado con Resolución N° 036-2015-OS/CD.

Artículo 3.- Incorporar el término “Caudal Ecológico” al Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC aprobado con Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, conforme a lo siguiente:

“Caudal Ecológico: Es el caudal definido por el artículo 153° del Decreto Supremo N° 001-2010-AG que, al encontrarse restringido para todos los usuarios de la cuenca, cuyas licencias de agua contemplan caudales ecológicos, no puede ser considerado y/o aprovechado por los Agentes en la aplicación de los Procedimientos Técnicos del COES relacionados a los cálculos de Energía Firme y de Potencia Garantizada.”

Artículo 4.- Incorporar el ítem (vii) al numeral 4.2 del Procedimiento Técnico del COES N° 25 “Determinación de los Factores de Disponibilidad, Presencia e Incentivos a la Disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación” (PR-25), aprobado con Resolución N° 096-2021-OS/CD, con la siguiente redacción:

“(vii) El COES mantendrá publicado en su portal web, la versión vigente del ANEXO C, el cual podrá ser actualizado por el COES mediante una comunicación a Osinergmin especificando el inicio de vigencia de la actualización. En dicho portal web se indicará el inicio de vigencia y el número de comunicación que fuera dirigida a Osinergmin.”

Artículo 5.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y el Anexo 1, y consignarlos, conjuntamente con el Informe Técnico [N° 700-2022-GRT](#) y el Informe Legal [N° 701-2022-GRT](#) de la Gerencia de Regulación de Tarifas, en el portal de institucional de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2022.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

«ochamberg»

Omar Chamberg Rodríguez
Presidente del Consejo Directivo

Anexo 1

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-13
CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME, VERIFICACIÓN ANUAL DE LA COBERTURA DE LA ENERGÍA COMPROMETIDA Y BALANCE MENSUAL DE LA POTENCIA COMPROMETIDA		
Aprobado por Osinergmin mediante Resolución N° 230-2022-OS/CD del 15 de diciembre de 2022.		

1. OBJETIVO

Calcular la Energía Firme anual de las Unidades de Generación y verificar que cada Generador cubra la demanda de energía anual y potencia mensual que tenga comprometida con sus clientes (Usuarios Libres y Distribuidores), con Energía y Potencia Firme propia y/o, la que tuviera contratada con terceros, pertenezcan o no al COES.

2. BASE LEGAL

El presente Procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales 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 - Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
- 2.4 Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.5 Decreto Supremo N° 037-2006-EM, Reglamento de Cogeneración.
- 2.6 Decreto Supremo N° 027-2008-EM, Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- 2.7 Decreto Supremo N° 001-2010-AG, Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos, Ley N° 29338.
- 2.8 Decreto Supremo N° 012-2011-EM - Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- 2.9 Decreto Supremo N° 026-2016-EM, Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento del MME).
- 2.10 Decreto Supremo N° 014-2019-EM, Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas.
- 2.11 Estatuto del COES.

3. PRODUCTOS

- 3.1 Informe que aprueba el cálculo de la Energía Firme de los Generadores y Verifica la cobertura de la energía anual comprometida de los Generadores.
- 3.2 Balance mensual de la potencia comprometida de los Generadores

4. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones del COES aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME y sus modificatorias, así como en la normativa citada en la Base Legal.

En todos los casos, cuando se citen dispositivos legales y procedimientos técnicos en el presente procedimiento, se entenderá que incluyen sus normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

5. ALCANCES

El presente procedimiento será de aplicación integral para todos los Generadores Integrantes.

6. OBLIGACIONES

6.1 Del COES

- 6.1.1 Revisar y aprobar el cálculo de Energía Firme anual de los Generadores Integrantes, así como la que tuviera contratada con terceros.
- 6.1.2 Verificar que cada Generador Integrante cubra la demanda de energía que tenga comprometida con sus clientes durante el año en evaluación, con la suma de Energía Firme propia y la que tuviera contratada con terceros, pertenezcan o no al COES.
- 6.1.3 Realizar el balance mensual para cada Generador Integrante, entre su Potencia Firme propia, la que tuviera contratada con terceros (pertenecan o no al COES), y la potencia comprometida en horas punta del sistema con sus clientes.
- 6.1.4 Remitir a Osinergmin los resultados de la verificación señalada en el numeral 7.3 y del balance señalado en el numeral 7.4 del presente Procedimiento incluyendo, si fuera el caso, los incumplimientos por parte de los Agentes.
- 6.1.5 Establecer los medios y formas de entrega de información por parte de los Integrantes del COES

6.2 De los Participantes

- 6.2.1 Remitir al COES el cálculo de la Energía Firme de cada una de sus Unidades de Generación conforme a lo establecido en el presente procedimiento para su respectiva aprobación, antes del 31 de octubre previo al año en evaluación. Dichos cálculos deberán ser presentados utilizando los formatos del Anexo A del presente Procedimiento.
- 6.2.2 Durante el año en evaluación, los Integrantes Generadores podrán informar al COES nuevos compromisos de compra/venta de Energía Firme con terceros (de centrales con Operación Comercial y/o centrales sin Operación Comercial). Dichas declaraciones deberán cumplir con lo establecido en el presente procedimiento y ser comunicadas utilizando el formato del Anexo B y los requerimientos que se establezcan en el presente procedimiento para la Verificación de Energía Firme final mencionada en el numeral 7.3.3. De recibir declaraciones discrepantes o inconsistentes o en caso no se reciba la declaración de una de las partes contratantes, el COES comunicará esta situación a las partes involucradas a fin de que subsanen la observación dentro de un plazo no mayor a un día hábil luego de haber sido comunicada. De no ser subsanada la observación las declaraciones se considerarán como no recibidas.

Para la verificación final establecida en el numeral 7.3.3, las referidas declaraciones serán consideradas con una vigencia tal que en ningún caso podrá ser anterior a la fecha de comunicación oficial al COES.

- 6.2.3 Durante el año en evaluación, los Generadores Integrantes registrados en fechas posteriores al 31 de octubre del año anterior al evaluado, podrán remitir al COES el

cálculo de la Energía Firme de cada una de sus Unidades de Generación. Dichos cálculos deberán cumplir con lo establecido en el presente procedimiento y ser comunicados utilizando los formatos del Anexo A. Para la verificación final establecida en el numeral 7.3.3, la contabilidad de la Energía Firme de las referidas Unidades de Generación, en ningún caso podrá considerar energía de una fecha anterior a la fecha en que los cálculos fueron comunicados oficialmente al COES.

- 6.2.4 Informar al COES la demanda anual comprometida con sus clientes correspondiente al año en evaluación en el formato del Anexo B, antes del 31 de octubre previo al año en evaluación. Dicha demanda anual comprometida corresponde a la energía activa y potencia asociada a los contratos de suministros suscritos por el Generador con sus clientes, para lo cual deberá tener en cuenta la información de las potencias contratadas con sus clientes correspondiente al año en evaluación y los factores de carga mensuales del año anterior del cliente considerando la correspondencia con cada mes calendario.

Se entiende como factor de carga a la división del máximo consumo entre la potencia promedio del consumo del periodo determinado, dicho período se encuentra especificado en el Anexo B del presente procedimiento.

Para aquellos consumos de energía que sean suministrados por dos o más Generadores deberá cumplirse con lo indicado en el numeral 7.3.2.

- 6.2.5 Presentar al COES la documentación establecida en el numeral 7.1.3 del presente procedimiento en los casos de requerir el uso de Energía asociada a Unidades de Generación sin Operación Comercial en el COES antes del 31 de octubre previo al año en evaluación, para los efectos de la Verificación de Energía Firme Anual indicada en el numeral 7.3.1.
- 6.2.6 Para el caso del numeral 7.2.1 literal i), los Generadores deberán presentar un cálculo del aprovechamiento de los reservorios, coordinado entre los generadores involucrados, en caso contrario el COES utilizará la mejor información disponible que maximice el aprovechamiento de los recursos hídricos de la cuenca.
- 6.2.7 En caso el Generador Integrante requiera declarar al COES la compra/venta de Potencia Firme mensual, a fin de cubrir la potencia comprometida con sus clientes, deberá considerar lo establecido en el numeral 7.1.3 y 7.1.5 del presente Procedimiento según corresponda y realizar la declaración hasta antes del día 06 del mes de evaluación, los cuales serán consideradas vigentes desde el día 01 del mes de evaluación. Asimismo, el Generador Integrante podrá declarar compra/venta de Potencia firme adicional, la cual tendrá vigencia al día siguiente de ser declarada. En caso no se comunique de alguna nueva declaración, se considerará que no hay cambio alguno respecto a la información inicial. La declaración tendrá validez mientras toda la información comunicada se encuentre vigente.
- 6.2.8 Utilizar los medios y formas de entrega de información establecidos por el COES.
- 6.2.9 Remitir al COES la información del sustento de los valores declarados en los formatos de entrega de información.

7. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

7.1 Consideraciones Generales

Para la verificación de la Energía y Potencia Firme se deberá cumplir lo siguiente:

7.1.1 Los Generadores Integrantes podrán utilizar la Energía o Potencia Firme de todas sus unidades de generación que se encuentran en operación comercial en el COES (unidades convencionales, de cogeneración, RER, del Nodo energético del sur, etc.), la Energía o Potencia Firme de otros Generadores Integrantes, así como la Energía o Potencia Firme de unidades de generación sin operación comercial en el COES (Centrales no COES) que cumplan con lo establecido en el numeral 7.1.3 del presente procedimiento.

7.1.2 La demanda de energía anual comprometida de cada Generador está determinada por la suma de la energía comprometida con sus propios clientes. Esta demanda considerará las pérdidas de transmisión.

Las pérdidas de transmisión asociada a la demanda anual comprometida serán determinadas considerando el porcentaje de pérdidas de transmisión del año anterior que figura en la estadística anual publicada por el COES.

Respecto a los clientes sin información histórica se deberá considerar los factores de carga típicos por Actividad Económica de la última versión disponible del Boletín Anual del Mercado Libre publicado por Osinergmin.

7.1.3 Para el caso que un Generador Integrante declare la compra de Energía Firme Anual o Potencia Firme Mensual asociada a Unidades de Generación sin Operación Comercial, para la cobertura de sus compromisos de suministro, deberá presentar la siguiente información:

- a) Diagrama Unifilar donde se detalle el punto de conexión al SEIN de la Unidad de Generación sin Operación Comercial.
- b) Copia de Resolución de autorización o concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación emitida por la autoridad competente, correspondiente a la Unidad de Generación involucrada.
- c) Para el caso de compra de Energía Firme, el Generador Integrante deberá remitir al COES su declaración mediante el Anexo B del presente Procedimiento. Para la compra mensual de Potencia Firme, la declaración de compra de Potencia Firme mensual deberá ser remitida según en Anexo C del presente Procedimiento.
- d) La determinación de la Energía Firme o Potencia Firme de la Central sin Operación Comercial, considerando los siguientes ítems:
 - i. El cálculo de la Energía Firme anual aplicando los criterios y metodología establecidos en el numeral 7.2 del presente Procedimiento y el cálculo de la Potencia Firme mensual acorde a lo establecido en el Anexo D.
 - ii. Al resultado obtenido en el ítem anterior, según corresponda si es Energía Firme o Potencia Firme, se debe descontar el consumo propio de potencia o energía activa referidos al proceso productivo, los compromisos de suministro y las ventas de Energía Firme o Potencia Firme asumidos por el tercero titular de la Unidad de Generación.
 - iii. La información referida a indisponibilidades programadas y fortuitas será la establecida en el Anexo C del Procedimiento Técnico del COES N° 25 "Determinación de los Factores de Disponibilidad Presencia e Incentivos a la Disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación" (PR-25).

- iv. Las centrales termoeléctricas deberán contar con la aprobación del resultado del ensayo de Potencia Efectiva, realizada según lo establecido en el Procedimiento Técnicos del COES N° 17 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica" (exceptuando lo relacionado a las pruebas de Rendimiento), la aprobación del resultado del ensayo de Potencia Efectiva no podrá tener una antigüedad mayor a 3 años. Únicamente cuando el Margen de Reserva de Generación del SEIN para el año en evaluación sea menor al 50% del Margen de Reserva Firme Objetivo fijado por OSINERGMIN, la aprobación del resultado del ensayo de Potencia Efectiva deberá tener una antigüedad máxima de 1 año. Esta condición se evaluará sobre la base de los resultados del último Estudio de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) del SEIN publicado por el COES.
 - v. Las centrales hidroeléctricas deberán contar con la aprobación del resultado del ensayo de Potencia Efectiva, realizada según lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 18 "Determinación de la Potencia Efectiva de las Centrales Hidroeléctricas" (PR-18). Esta Potencia Efectiva se mantendrá vigente en tanto no varíe la potencia instalada de la Central Hidroeléctrica y/o la capacidad de los reservorios de regulación horaria, la cual deberá ser sustentada mediante su Estudio Batimétrico aprobado.
 - vi. Para los cálculos de Energía Firme de las centrales hidráulicas, se deberá tomar en consideración la información de hidrología obtenida de la aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 41 "Información Hidrológica para la Operación del SEIN" (PR-41)
- 7.1.4 En caso el Generador Integrante no entregue el cálculo de Energía Firme en los plazos requeridos para la verificación inicial mencionada en el numeral 7.3.1 o éste no se ajuste al presente Procedimiento, el COES considerará un valor de Energía Firme determinado con la mejor información disponible. Asimismo, informará de ello a Osinergmin.
- 7.1.5 Para el caso de un Generador Integrante que declare la compra/venta de Energía Firme anual asociada a Unidades de Generación en Operación Comercial, deberá remitir el Anexo B del presente procedimiento. En caso el Generador Integrante declare la compra/venta de Potencia firme mensual con centrales en Operación Comercial, para cobertura de sus compromisos de suministro, deberá remitir al COES el formato del Anexo C.
- 7.1.6 La verificación anual de la cobertura de la energía comprometida se realizará de acuerdo con lo indicado en el numeral 7.3. Mientras que, el balance mensual de la potencia comprometida se determinará según lo indicado en el numeral 7.4 del presente procedimiento.

7.2 Determinación de la Energía Firme de los Generadores

7.2.1 Centrales Hidroeléctricas

La Energía Firme de las Centrales Hidroeléctricas está conformada por los aportes de los Caudales Naturales de aporte intermedio de la cuenca entre el (los) Reservorios(s) de Regulación Estacional y la(s) central(es), y por los aportes debidos a la(s) descarga(s) del (los) reservorios(s).

Para la determinación de la Energía Firme anual de la(s) Central(es) Hidroeléctricas, se simula su operación para los doce meses del año; teniendo como objetivo maximizar su generación anual, considerando lo siguiente:

- a) Los Caudales Naturales afluentes al Reservoirio de Regulación Estacional y los Caudales Naturales de aporte intermedio de la cuenca considerada para la probabilidad de excedencia mensual que fija el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Dichos caudales corresponderán a la interpolación lineal entre los valores más próximos que resulten de toda la información de la serie hidrológica disponible obtenida del Estudio Hidrológico Anual del año previo, al que se refiere en el Procedimiento Técnico del COES N° 41 "Información Hidrológica para la Operación del SEIN" (PR-41).

Serie hidrológica es una definición general, la cual corresponde a cualquier tipo de variable hidrológica (volumen, caudal, precipitación, evaporación, filtración etc.) y a cualquier tipo de resolución (diaria, semanal, mensual, etc.).

- b) El volumen inicial del año de los Reservoirios de Regulación Estacional obtenido a partir de un promedio aritmético de los volúmenes alcanzados a las 00:00 horas de cada 1 de enero de los últimos diez (10) años.
- c) El volumen final será igual al mayor valor entre el volumen mínimo operativo establecido por la autoridad competente y el valor mínimo de los volúmenes almacenados alcanzados a las 00:00 horas de cada 1 de enero de los últimos diez (10) años.
- d) En el caso de nuevos Reservoirios de Regulación Estacional, se calculará el volumen inicial como el 50% de su capacidad útil y como volumen final la capacidad mínima del Reservoirio de Regulación Estacional. Conforme se disponga de información histórica, ésta se utilizará para el cálculo del volumen inicial y final del Reservoirio de Regulación Estacional de acuerdo a lo señalado en los ítems b) y c) respectivamente.
- e) Restricciones por riego, agua potable y caudal ecológico (correspondiente solo a las derivaciones en trayectoria cuya parte del agua captada se traslada y retorna al río) de acuerdo con los estudios que las sustenten.
- f) Capacidades máximas de túneles, canales, compuertas y restricciones operativas informadas por el Generador Integrante.
- g) El volumen mínimo de los Reservoirios de Regulación Estacional en los meses de simulación.
- h) Pérdidas por filtración y evaporación que correspondan, determinado con la información presentada por el titular para el Estudio Hidrológico Anual referido en el PR-41. Para ello, las descargas de Reservoirios de Regulación Estacional serán calculadas mediante la siguiente ecuación:

$$D_k = Q_k - \left[\frac{V_k - V_{k-1}}{T_k} \right] - A_{PROM^k} \times \left[\frac{C * E_k - P_k}{T_k} \right] - Q_{FIL^k}$$

Donde:

D_k : Descarga de Reservoirios de Regulación Estacional en el mes k (m³/seg)

- Q_k : Caudal Natural afluente al reservorio en el mes k (m³/seg). Proviene de los afluentes naturalizados (PR-41) e incluye las precipitaciones que corresponden al área de la cuenca.
- V_k : Volumen al final del mes k (m³)
- V_{k-1} : Volumen al inicio del mes k (m³)
- A_{PROMk} : Área promedio del embalse en el mes k (m²)
- C : Coeficiente para afectar la evaporación si no hay congelamiento igual a 0,8 o 0,96 si existe congelamiento.
- E_k : Evaporación total en la estación meteorológica de referencia en el mes k (m).
- P_k : Precipitación total en el mes k (m). Corresponde a las precipitaciones que se presentan en el área del embalse.
- $Q_{FIL k}$: Caudal de infiltración en el mes k (m³/seg)
- T_k : Segundos del mes k (seg)

En el Anexo E se presenta un ejemplo de cálculo para descarga del reservorio estacional.

- i) Cada cuenca será representada considerando sus características propias. En el caso de cuencas donde existan Reservorios de Regulación Estacional cuyos recursos son aprovechados por dos o más Centrales Hidroeléctricas, los volúmenes descargados tomarán en cuenta la correlación física y la optimización común del aprovechamiento de los Reservorios de Regulación Estacional en beneficio del sistema
- j) Indisponibilidad Programada por mantenimiento mayor IM mensual que considere la parada total de la Central Hidroeléctrica, de acuerdo con el Programa Anual de Mantenimiento elaborado por el COES.
- k) Indisponibilidad Fortuita IF mensual correspondiente al promedio de las indisponibilidades fortuitas mensuales de los cinco últimos años, calculado para 24 horas del día.
- l) En caso no se disponga de la información descrita en j) y k), se deberá de usar las Indisponibilidades del Anexo C 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).

La Energía Firme anual la Central Hidroeléctrica, está dada por la siguiente expresión:

$$E_{fCH} = \sum_{k=1}^{12} \left\{ \text{Mín} \left[\left(\frac{Pe_{CH} \times T_k \times (1 - IM_k)}{1000} \right); \left(\frac{((Qp_k + Rb_k) \times (1 - IM_k) + D_k) \times R}{1000} \right) \right] \times (1 - IF_k) \right\}$$

Donde:

- E_{fCH} : Energía Firme anual de la Central Hidroeléctrica en GWh.
- Pe_{CH} : Potencia Efectiva de la Central Hidroeléctrica en MW.
- R : Rendimiento en MWh/m³.

- IM_k : Disponibilidad Programado por mantenimiento mayor de la Central Hidroeléctrica en el mes k .
- T_k : Horas del mes k .
- Qp_k : Caudal Natural de pasada (entre el Reservorios de Regulación Estacional y la Central Hidroeléctrica) expresado en m^3 en el mes k .
- D_k : Descarga del Reservorios de Regulación Estacional en el mes k , expresado en m^3 .
- Rb_k : Rebose del Reservorios de Regulación Estacional en el mes k , expresado en m^3 . Se obtiene como producto del cálculo de la Energía Firme en la simulación para los 12 meses del año, en el caso que supere el volumen útil del embalse.
- IF_k : Disponibilidad Fortuita del mes k .

La determinación de IM_k y IF_k está dada por la siguiente expresión:

$$IM_k = \frac{Hmp_k}{T_k}, IF_k = \frac{Hif_k}{T_k}$$

Donde:

Hmp_k : Horas de Mantenimiento Programado que considere la parada total de la Central Hidroeléctrica en el mes k , de acuerdo al Programa Anual de Mantenimiento.

Hif_k : Horas de indisponibilidad fortuita de la Central Hidroeléctrica en el mes k .

Las horas de indisponibilidad fortuita de cada mes k corresponderán al promedio de las horas indisponibles fortuitas presentadas en los meses de los cinco últimos años, calculado para una base de 24 horas. Las horas de indisponibilidades fortuitas serán determinadas considerando los mismos criterios y mecanismos indicados en el PR-25. En caso no se disponga de suficiente información se deberá de usar las Disponibilidades del Anexo C del PR-25.

7.2.2 Para Centrales Térmicas

- a) La determinación de la Energía Firme anual de una Central Térmica está dada por la siguiente expresión:

$$Ef_{CT} = \frac{\sum_{i=1}^N [\sum_{k=1}^{12} [(Pe_i \times T_k)(1 - IM_{ik})(1 - IF_{ik})]]}{1000}$$

Donde:

Ef_{CT} : Energía Firme anual de la Central Térmica en GWh.

Pe_i : Potencia Efectiva de la Unidad de Generación i en MW.

T_k : Horas del mes k .

IF_{ik} : Disponibilidad Fortuita de la Unidad de Generación i en el mes k .

IM_{ik} : Disponibilidad Programada por mantenimiento de la Unidad de Generación i en el mes k .

N : Número de Unidades de Generación que conforman la Central Térmica

- b) La Energía Firme anual de una Central Térmica de Ciclo Combinado está dada por la siguiente expresión:

$$E_{f(cc)} = \frac{\sum_{k=1}^{k=12} \left[\sum_{d=1}^D \sum_{h=1}^{24} (P_{MOdkh} \times (1 - IF_{MOk})) \right]}{1000}$$

Donde:

$E_{f(cc)}$: Energía Firme anual de la Central de Ciclo Combinado en GWh.

P_{MOdkh} : Mayor valor de Potencia Efectiva en MW de la Central de Ciclo Combinado en el día d del mes k hora h que considere los mantenimientos programados de sus Unidades de Generación.

D : Número de días del mes k .

IF_{MOk} : Indisponibilidad Fortuita de la Central de Ciclo Combinado del mes k .

Los mantenimientos programados considerados en PM_{Odk} corresponderán al Programa Anual de Mantenimiento elaborado por el COES.

- c) La Energía Firme anual de una Central de Cogeneración Calificada está dada por la siguiente expresión:

$$E_{f(cog)} = \frac{\sum_{i=1}^N \left[\sum_{k=1}^{12} \left[(PM_{cogik} \times T_{ccik} + P_{e_i} \times T_{gik} \times (1 - IM_{ik})) \times (1 - IF_{ik}) \right] \right]}{1000}$$

Donde:

$E_{f(cog)}$: Energía Firme anual de la Central de Cogeneración Calificada en GWh.

PM_{cogik} : Potencia media en MW de la Unidad de Generación i , que se proyecta producir en bornes de generación en el mes k . Dicho valor corresponderá a la energía activa que se espera producir durante el periodo del año que la Unidad de Generación este en calidad de cogeneración dividido por las horas totales de dicho periodo.

P_{e_i} : Potencia Efectiva de la Unidad de Generación i en MW.

T_{ccik} : Horas del mes k en que se estima que la Unidad de Generación i opere en calidad de cogeneración

T_{gik} : Horas del mes k en que se estima que la Unidad de Generación i opere sin producción de calor útil.

IM_{ik} : Indisponibilidad Programada por mantenimiento de la Unidad de Generación i en el mes k .

IF_{ik} : Indisponibilidad Fortuita de la Unidad de Generación i en el mes k .

N : Números de Unidades de Generación que conforman la Central de Cogeneración Calificada.

$$T_{ccik} + T_{gik} = \text{Horas totales del año}$$

La determinación de IM_{ik} y IF_{ik} indicados en a), b) y c) del presente numeral se determina mediante las siguientes expresiones:

$$IM_{ik} = \frac{Hmp_{ik}}{T_k}, IF_{ik} = \frac{Hif_{ik}}{T_k}$$

Donde:

Hmp_{ik} : Horas de Mantenimiento Programado de la Unidad de Generación i (que considere la parada total de la Unidad) en el mes k , de acuerdo al Programa Anual de Mantenimiento elaborado por el COES.

Hif_{ik} : Horas de indisponibilidad fortuita de la Unidad de Generación i en el mes k .

T_k : Horas del mes k .

Las horas de indisponibilidad fortuita de cada mes serán medidas considerando el promedio de las horas indisponibilidades fortuitas mensuales de los cinco últimos años, calculado para una base de 24 horas. Las horas de indisponibilidades fortuitas serán determinadas considerando los mismos criterios indicados en el Procedimiento Técnico COES PR-25 “Factores de Indisponibilidades de las Unidades de Generación” (PR-25). En caso no se disponga de suficiente información se deberá de usar las Indisponibilidades del Anexo C del PR-25.

7.2.3 Centrales que utilizan Recursos Energéticos Renovables

7.2.3.1 Centrales Eólicas, Solares y Mareomotrices

Su Energía Firme anual es igual al promedio aritmético de la producción de los últimos cinco años.

En caso las centrales no cuenten con la información histórica de los últimos cinco años, este se completará considerando lo siguiente:

- a) En caso sea resultado de una subasta RER, se considerará la Energía Adjudicada en dicha subasta.
- b) En caso no sea resultado de una subasta RER, se considerará la Potencia Instalada y el factor de planta que haya registrado el año anterior. Para nuevas centrales que no cuentan con información completa del factor de planta del año anterior, se utilizará un factor de planta promedio de todas las centrales existentes de la misma tecnología correspondiente al año anterior.

7.2.3.2 Centrales Hidráulicas

La Energía Firme anual se calcula de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.2.1 del presente procedimiento.

7.2.3.3 Centrales biomasa y geotérmicas

La Energía Firme anual se calcula de acuerdo a lo establecido en el literal a) del numeral 7.2.2 presente procedimiento o, en caso de que el proceso de producción de energía eléctrica del Generador con recursos energéticos renovables RER (en adelante, RER) forme parte de un ciclo de cogeneración, se calculará de acuerdo a lo establecido en el literal c) del numeral 7.2.2 del presente procedimiento.

7.2.4 Centrales del Nodo Energético

La Energía Firme anual se calcula de acuerdo con lo establecido en el literal a) y b) del numeral 7.2.2 presente procedimiento.

7.3 Verificación de la Cobertura de la Energía Anual Comprometida

- 7.3.1 Para cada Generador Integrante registrado al 31 de octubre del año anterior al evaluado, el COES verificará que la suma de su Energía Firme y la contratada con terceros, cubra la energía activa anual que tenga comprometida con sus usuarios. De acuerdo con el numeral 6.2.1, 6.2.4 y 6.2.5.

Se efectuará la verificación inicial proyectada para el año en evaluación con información recibida hasta antes del 31 de octubre del año anterior al evaluado. La verificación inicial será comunicada a todos los Generadores Integrantes antes del 01 de diciembre de cada año. Aquellas empresas que no cumplan con la condición indicada en el párrafo anterior deberán corregir esta situación hasta antes del 31 de diciembre.

- 7.3.2 Para el caso que los consumos de energía o potencia de un cliente fuesen abastecidos simultáneamente por dos o más Generadores, los suministradores involucrados deberán informar dichos consumos ajustándose a lo establecido en el Artículo 102° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. En caso de existir declaraciones discrepantes entre Generadores suministradores por el reconocimiento de un mismo cliente, el COES aplicará de manera provisional, un criterio técnico disponible para efectos de elaboración del informe de Verificación de la Cobertura de la Energía Anual Comprometida. Los Generadores involucrados deberán comunicar al OSINERGMIN la solución definitiva sobre la discrepancia.

- 7.3.3 Al finalizar el año en evaluación, se realizará la Verificación de Energía Firme final para lo cual se considerará lo siguiente:

- a) La energía de los compromisos de suministro del año en evaluación determinados con: La información de los contratos de suministro declarados en conformidad con el Procedimiento Técnico del COES N° 10 “Valorización de las Transferencias de Energía Activa entre Generadores Integrantes del COES” (PR-10), y los factores de carga determinados a partir de los retiros correspondientes informados en las liquidaciones de Energía, ambos correspondientes al año en evaluación.
- b) La información de la Energía Firme correspondiente a la verificación inicial y la nueva información que se registre según lo establecido en los numerales 6.2.2 y 6.2.3 del presente Procedimiento.
- c) El COES publicará de manera preliminar en la página web del COES, el resultado de la Verificación final de Energía Firme, el primer mes del siguiente año de evaluación. Los Generadores Integrantes dispondrán de tres días hábiles para realizar observaciones.
- d) La Verificación final se publicará en la página web del COES y será comunicada al OSINERGMIN el 15 de febrero del año siguiente al de evaluación.

- 7.3.4 La Verificación de Energía Firme anual considerará la siguiente formulación:

Considerando lo mencionado en los numerales 6.2.1 y 6.2.5:

$$\begin{aligned} & \text{Energía Firme anual} \\ &= \sum \text{Energía Firme Propia} \\ &+ \sum \text{Energía Firme comprada a terceros (con o sin Operación Comercial)} \end{aligned}$$

Considerando lo mencionado en el numeral 7.3.1:

$$\begin{aligned} & \textit{Verificación de Energía Firme Anual} \\ &= \textit{Energía Firme Anual} \\ &\quad - \sum \textit{Compromisos de suministro} \\ &\quad - \sum \textit{Venta de Energía Firme a terceros} \end{aligned}$$

Considerando lo mencionado en el numeral 7.3.3:

$$\begin{aligned} & \textit{Verificación de Energía Firme Final} \\ &= \textit{Energía Firme Anual} \\ &\quad * - \sum \textit{Compromisos de suministro} * \\ &\quad * - \sum \textit{Venta de Energía Firme a terceros} * \end{aligned}$$

(*) De acuerdo con el numeral 7.3.3 b)

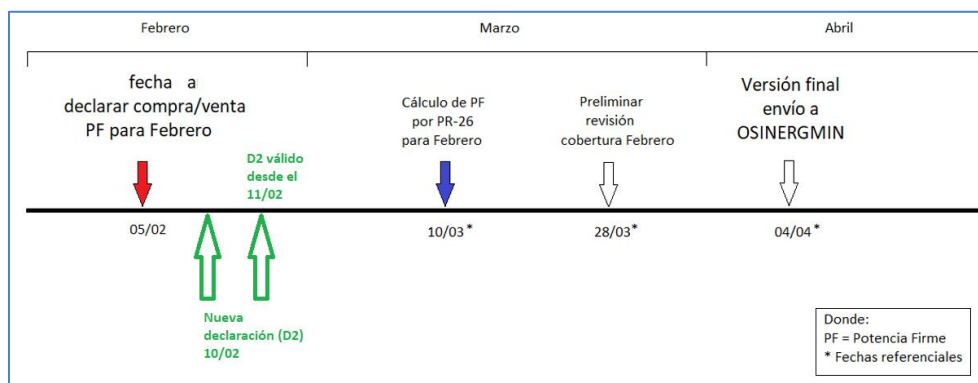
(**) De acuerdo con el numeral 7.3.3 a)

7.4 Balance de la Cobertura de la Potencia mensual comprometida

El COES realizará un balance para cada Generador Integrante entre sus compromisos de potencia, en horas de punta del sistema, con sus clientes, y la Potencia Firme de su(s) Unidad(es) de Generación propia(s) y/o la contratada con terceros. Para dicho efecto considerará la siguiente información:

- a) Potencia Firme de las centrales con Operación Comercial determinada en el mes de evaluación, en aplicación del Procedimiento Técnico COES N° 26 “Cálculo de Potencia Firme” (PR-26).
- b) Declaración de las Potencias Contratadas en horas punta del sistema realizada en cumplimiento del Procedimiento Técnico del COES N° 10 “Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas” (PR-10), o el que lo reemplace, que fueron suministrados el día de la máxima demanda del mes en evaluación.
- c) Declaración de las Compras/Ventas de Potencias Firmes con terceros realizada conforme a lo indicado en el numeral 6.2.7 del presente procedimiento que se encuentren vigentes el día de máxima demanda del mes de evaluación.
- d) El balance de la cobertura de la potencia mensual comprometida se efectuará con la información de los literales anteriores y será remitido al OSINERGMIN como máximo el día 10 del segundo mes posterior al mes de evaluación.

Ejemplo: Mes de evaluación Febrero



El balance de la cobertura de la Potencia comprometida mensual será resultado de lo siguiente:

$$\begin{aligned}
 &Potencia Firme mensual \\
 &= Potencia Firme propia \\
 &+ \sum Compra de Potencia Firme a terceros COES \\
 &+ \sum Compra de Potencia Firme a Centrales no COES
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Balance de Potencia Firme &= Potencia Firme mensual - \\
 &\sum Compromisos de Potencia contratada con clientes - \\
 &\sum Venta de Potencia Firme a terceros
 \end{aligned}$$

Si:

$Balance de Potencia Firme \geq 0$, El Generador Integrante cuenta con cobertura de Potencia para sus clientes

$Balance de Potencia Firme < 0$, El Generador Integrante no cuenta con cobertura de Potencia para sus clientes

8. FORMATOS

Los Generadores, dependiendo de la tecnología de sus centrales de generación y los contratos con terceros de compra y venta de energía y potencia firme, deberán reportar la información a la que se refiere el presente Procedimiento Técnico de acuerdo con los formatos de los Anexos del presente Procedimiento, dichos formatos se encontrarán publicados por el COES en su portal institucional. Asimismo, el COES podrá modificar los formatos los cuales deberán ser actualizados en su portal institucional, asimismo, comunicarlo a Osinergmin junto a su informe de sustento, por lo menos un mes antes de su aplicación.

9. INCUMPLIMIENTOS

El incumplimiento de las obligaciones previstas en el presente Procedimiento por parte de los Generadores Integrantes deberá ser informado por el COES a Osinergmin, como máximo, en el mes siguiente de identificado, con la finalidad de que, en caso corresponda, este organismo inicie el procedimiento administrativo sancionador a que hubiere lugar y aplique las sanciones previstas en la Escala de Multas y Sanciones.

ANEXO A
Formato A

CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME DE LAS CENTRALES TÉRMICAS													
EMPRESA													
I) DATOS													
1. Mantenimiento de las unidades de generación (Horas)													
Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
												
central 2	unidad 1												
												
												
2. Horas del Mes													
Horas/mes													
3. Indisponibilidad por mantenimiento programado (IM)													
Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
												
central 2	unidad 1												
												
												
4. Indisponibilidad Fortuita (IF) - Promedio de los 5 últimos años.													
Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
												
central 2	unidad 1												
												
												
5. Potencia Efectiva (Pe) en MW													
Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
												
central 2	unidad 1												
												
												
II) RESULTADOS													
Energía Firme (GWh)													
Por unidad de generación													
Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
												
central 2	unidad 1												
												
												
Total													
Por central													
Central		enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1													
central 2													
.....													
.....													
.....													
Total													
Por empresa													
Central		enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
Empresa													

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 230-2022-OS/CD**

Formato B

CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME DE LAS CENTRALES DE COGENERACIÓN													
EMPRESA													
1. Energía Firme cuando las unidades de generación operen en calidad de cogenerador													
DATOS													
1.1 Horas que se estima que la unidad de generación opere en calidad de cogeneración (Tcc)													
Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
.....													
central 2	unidad 1												
.....													
.....													
1.2 Disponibilidad Fortuita (IF) - Promedio de los 5 últimos años													
Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
.....													
central 2	unidad 1												
.....													
.....													
1.3 Pot. Media de Cogeneración - PMPcog (MW)													
Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
.....													
central 2	unidad 1												
.....													
.....													
1.4 Energía Firme por Unidad (GWh)													
Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
.....													
central 2	unidad 1												
.....													
.....													
2. Energía Firme cuando las unidades de generación operen sin producción de calor útil													
DATOS													
2.1 Horas que se estima que la unidad de generación opere sin producción de calor útil (Tg)													
Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
.....													
central 2	unidad 1												
.....													
.....													
2.2 Disponibilidad por Mantenimiento Programado (IM)													
Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
.....													
central 2	unidad 1												
.....													
.....													
2.3 Disponibilidad Fortuita (IF) - promedio de los 5 últimos años													
Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
.....													
central 2	unidad 1												
.....													
.....													
2.4 Potencia Efectiva (MW)													
Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
.....													
central 2	unidad 1												
.....													
Total													
2.5 Energía Firme (GWh)													
Por unidad:													
Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
.....													
central 2	unidad 1												
.....													
Total													
3. Energía Firme total por central:													
RESULTADOS													
Central		enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1													
central 2													
.....													
.....													
Total													

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 230-2022-OS/CD**

Formato C

CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO

EMPRESA
CENTRAL
I) DATOS

1.- Plan de Mantenimiento

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Enero																															
Febrero																															
Marzo																															
Abril																															
Mayo																															
Junio																															
Julio																															
Agosto																															
Setiembre																															
Octubre																															
Noviembre																															
Diciembre																															

Modos de Operación	
Potencia Efectiva	MW
Modos de Operación	
Modos de Operación	
Modos de Operación	
Modos de Operación	
Modo de Operación	

2.- Mayor valor de Potencia Efectiva de la central de ciclo combinado considerando mantenimientos programados de sus Unidades de Generación (MW)

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Enero																															
Febrero																															
Marzo																															
Abril																															
Mayo																															
Junio																															
Julio																															
Agosto																															
Setiembre																															
Octubre																															
Noviembre																															
Diciembre																															

3.- Horas diarias consideradas con el mayor valor de Potencia Efectiva de la central de ciclo combinado

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Enero																															
Febrero																															
Marzo																															
Abril																															
Mayo																															
Junio																															
Julio																															
Agosto																															
Setiembre																															
Octubre																															
Noviembre																															
Diciembre																															

4.- Disponibilidad Fortuita del modo de operación (FF) - Promedio de los 5 últimos años

Mes	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
Modo de operación 1												
Modo de operación 2												
Modo de operación 3												
.....												
Modo de Operación n												

II) RESULTADOS

Energía Firme (GWh)

Por central	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre	anual
Mas													
Central CC													

Se considera los mantenimientos programados de acuerdo al Programa anual de mantenimientos elaborado SPR del COES

ANEXO B

Formato de datos para determinar los compromisos de venta de energía

PROCEDIMIENTO N° 13 - Formato de datos para determinar los compromisos de venta de energía

COMPROMISOS DE VENTA DE ENERGÍA												
- Nombre de la Empresa												
- Año del cálculo												
	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
1. Compromisos para atender la demanda Usuarios Libres												
- Nombre del cliente 1												
- Suministro único o compartido												
- Barra de Retiro												
- Potencia Contratada Fija (MW)												
- En Hp [a]												
- En Hp [b]												
- Factor de Carga												
- En Hp [c]												
- En Hp [d]												
- Energía (GWh) (*)												
- Potencia Contratada Variable (MW)												
- En Hp [a]												
- En Hp [b]												
- Factor de Carga												
- En Hp [c]												
- En Hp [d]												
- Energía (GWh) (*)												
- Nombre del cliente 2												
- Sub Total 1 Energía (GWh).												
2. Compromisos para atender demanda Distribuidoras para usuarios regulados/libres												
- Nombre del cliente 1												
- Suministro único/compartido/licitación												
- Barra de Retiro												
- Potencia Contratada (MW)												
- En Hp [a]												
- En Hp [b]												
- Factor de Carga												
- En Hp [c]												
- En Hp [d]												
- Energía (GWh) (*)												
- Nombre del cliente 2												
- Sub Total 2 Energía (GW).												
TOTAL VENTAS POR CONTRATO (Sin pérdidas) GWh												
PERDIDAS DE TRANSMISION (x%) GWh												
TOTAL DE ENERGÍA COMPROMETIDA (GWh)												
El factor de carga mensual del usuario corresponde al registrado en el mismo mes del año anterior al año en curso. (*) Energía = ([a] * horas de punta + [c] + [b] * horas fuera de punta * [d]) / 1000												
Compra de Energía Firme (MW)												
Empresa vendedor 1												
central asociada												
(+ Energía Firme (GWh)												
(-) consumo propio												
(-) venta a terceros												
Total Energía (GWh)												
Empresa vendedor 2												
central asociada												
(+ Energía Firme (GWh)												
(-) consumo propio												
(-) venta a terceros												
Total Energía (GWh)												
Venta de Energía Firme (MW)												
Empresa compradora 1												
central asociada												
Energía Firme (GWh)												
Empresa compradora 2												
central asociada												
Energía Firme (GWh)												
La compra/venta de Energía Firme anual es en bornes de generación. *Consumo propio asociado a lo indicado en el numeral 7.1.3.*												

ANEXO C

Formato de datos para declarar compra/venta de Potencia Firme con terceros:

Empresa		Central del Vendedor	Compra/Venta de Potencia Firme (MW)	Periodo de vigencia del contrato*		Observaciones		
Vendedor	Comprador			Inicio	Fin			
Empresa 1	Empresa A	Central 1						
Empresa 1	Empresa A	Central 2						
Empresa 1	Empresa A	Central 3						
...						
Empresa 2	Empresa A	Central 4						
Empresa 2	Empresa A	Central 5						
Empresa 2	Empresa A	Central 6						
...						
Empresa "n"	Empresa A	Central "n"						

ANEXO D

DETERMINACION DE LA POTENCIA FIRME DE LOS GENERADORES SIN OPERACIÓN COMERCIAL

Los cálculos de Potencia Firme Mensual sólo considerarán la información de centrales existentes declaradas por el Generador Integrante.

1. Centrales Hidroeléctricas

Se deberá determinar aplicando lo establecido en el numeral 8.3 del Procedimiento Técnico del COES N° 26 “Cálculo de la Potencia Firme” (en adelante PR-26) considerando lo siguiente:

- a. El Factor de Presencia a considerar, será el resultante de la aplicación del numeral 6.3 del PR-25.
- b. La determinación de la disponibilidad diaria de la central hidroeléctrica tomará en cuenta lo siguiente:
 - 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.
 - 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.

2. Centrales Térmicas

Se deberá utilizar la metodología indicada en el numeral 8.1 del PR-26.

Loa Factores de Indisponibilidad Fortuita mensual a ser utilizados, será el que corresponda según el Anexo C del PR-25.

3. Centrales con Recursos Energéticos Renovables (RER)

Para las centrales sin operación comercial, se deberá utilizar la metodología indicada en el numeral 8.6 del PR-26.

ANEXO E

EJEMPLO DE CÁLCULO CAUDAL DE DESCARGA PARA UN RESERVORIO ESTACIONAL

1. INFORMACIÓN DE BASE

1.1. DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN INICIAL Y FINAL

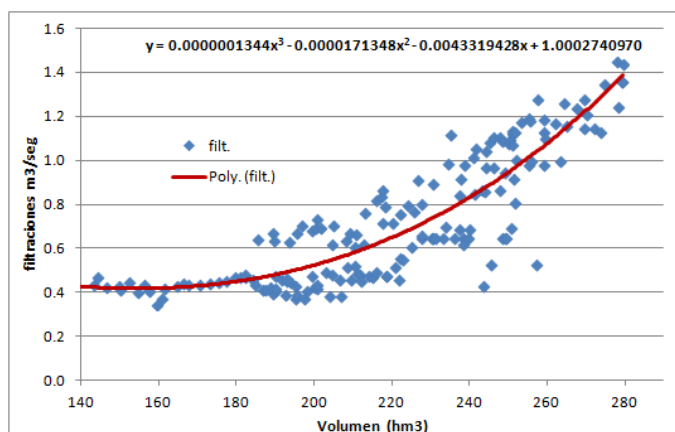
Año	Volumen Total (Hm ³)	
	Vol. Inic.	Vol. Fin
<u>2009</u>	<u>116,92</u>	<u>192,70</u>
<u>2010</u>	<u>192,70</u>	<u>143,97</u>
<u>2011</u>	<u>143,97</u>	<u>145,35</u>
<u>2012</u>	<u>145,35</u>	<u>143,49</u>
<u>2013</u>	<u>143,49</u>	<u>133,74</u>
<u>2014</u>	<u>133,74</u>	<u>120,99</u>
<u>2015</u>	<u>120,99</u>	<u>138,54</u>
<u>2016</u>	<u>138,54</u>	<u>87,94</u>
<u>2017</u>	<u>87,94</u>	<u>105,87</u>
<u>2018</u>	<u>105,87</u>	<u>117,67</u>
<u>2019</u>	<u>117,67</u>	<u>149,09</u>
<u>2020</u>	<u>149,09</u>	<u>119,60</u>
<u>Vol. Inicial</u> (Promedio de los últimos 10 años)	<u>128,66</u>	
<u>Vol. Final</u> (Promedio de los últimos 10 años)	<u>87,94</u>	

1.2. INFORMACIÓN DE LA BATIMETRÍA DEL EMBALSE ESTACIONAL

Elevación (msnm)	Área (km ²)	Volumen (hm ³)
2743,83	4,695	57,342
2746,26	4,783	68,839
2746,58	4,795	70,353
2747,45	4,835	74,536
2747,28	4,821	73,665
2748,73	4,970	81,372
2750,65	5,174	91,624
2755,60	5,551	120,181
2759,71	5,831	144,554
2762,92	5,632	164,829
2766,38	6,227	186,691
2767,72	5,912	192,537
2768,58	5,979	197,671
2768,63	6,343	201,361
2770,94	6,463	216,422

Elevación (msnm)	Área (km ²)	Volumen (hm ³)
2771,13	6,473	217,661
2773,44	6,608	233,356
2774,28	6,666	239,202
2777,15	6,863	259,252

1.3. ECUACIÓN DE CAUDAL DE FILTRACIÓN EN FUNCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO



Mes	Caudal (95%)	Evaporación Promedio (mm)	Precipitación (mm)
Enero	0,90	147,0	29,7
Febrero	1,02	114,8	36,7
Marzo	0,94	118,0	31,1
Abril	0,84	134,0	0,0
Mayo	0,84	141,2	4,3
Junio	0,81	127,3	0,0
Julio	0,81	142,6	0,0
Agosto	0,87	142,5	0,0
Setiembre	0,79	154,6	0,0
Octubre	0,76	161,9	0,0
Noviembre	0,72	159,4	0,0
Diciembre	0,73	179,9	14,7

2. EJEMPLO DE CÁLCULO

El volumen inicial para el mes de enero es igual al promedio de los últimos diez años.
 Para mes de enero

$$\text{Área Promedio} = (A_{i-1} + A_i) / 2$$

$A_{i-1} = 6.386$ y $A_i = 6.238$ se interpola en función del volumen $V_{i-1} = 206.736$; $V_i = 203.25$

$$\text{Caudal Filtración} = 0.0000001344 * [(V_i + V_{i-1}) / 2]^3 + 0.000017348 * [(V_i + V_{i-1}) / 2]^2 + 0.0043319428 * [(V_i + V_{i-1}) / 2] + 1.0002740970$$

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 230-2022-OS/CD

Mes	Volumen Inicial (hm ³)	Volumen Final (hm ³)	Área Promedio (km ²)	Caudal Ingreso (hm ³)	Caudal Infiltrado (m ³ /s)	(0.8*Evap-P)/1000*Aprom (hm ³)	Caudal Descarga (m ³ /s)
Enero	206,736	203,25	6,312	2,411	0,550	0,555	1,442
Febrero	203,25	200,60	6,253	2,468	0,533	0,345	1,440
Marzo	200,60	197,47	6,122	2,518	0,519	0,388	1,441
Abril	197,47	193,93	5,953	2,177	0,504	0,638	1,455
Mayo	193,93	190,92	5,965	2,250	0,490	0,648	1,233
Junio	190,92	186,83	6,109	2,100	0,476	0,622	1,676
Julio	186,83	183,20	6,176	2,170	0,463	0,705	1,437
Agosto	183,20	179,76	6,085	2,330	0,453	0,694	1,440
Setiembre	179,76	176,17	5,990	2,048	0,444	0,741	1,443
Octubre	176,17	172,39	5,889	2,036	0,436	0,763	1,448
Noviembre	172,39	168,64	5,787	1,866	0,430	0,738	1,450
Diciembre	168,64	164,829	5,684	1,955	0,425	0,734	1,452