

Disponen la publicación para comentarios, del proyecto de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 18 “Determinación de la Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas” (PR-18)

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 121-2024-OS/CD**

Lima, 24 de junio de 2024

VISTA:

La propuesta presentada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (“COES”) remitida mediante carta COES/D-049-2024, la respuesta del COES a las observaciones de Osinergmin presentada mediante carta COES/D-332-2024; así como, los Informes [N° 479-2024-GRT](#) y [N° 480-2024-GRT](#) de la Gerencia de Regulación de Tarifas.

CONSIDERANDO:

Que, en el literal c) del artículo 3.1 de la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, se establece que la función normativa de los Organismos Reguladores comprende la facultad de dictar, en el ámbito y materia de sus respectivas competencias, entre otros, reglamentos y normas técnicas. En tal sentido, conforme a lo establecido el literal b) del artículo 7 del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM y en el artículo 21 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, corresponde al Consejo Directivo, dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos, aplicables a todas las entidades y usuarios que se encuentren en las mismas condiciones. Estos reglamentos y normas podrán definir los derechos y obligaciones de las entidades y de éstas con sus usuarios;

Que, en el marco de la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos, se publicó el Procedimiento Técnico del COES N° 18 “Determinación de la Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas” (PR-18), aprobado con Resolución N° 203-2017-OS/CD, cuyo objetivo es establecer el procedimiento que deberán seguir los Generadores Integrantes y el COES para determinar la Potencia Efectiva de una Central Hidroeléctrica y su correspondiente Caudal Turbinado;

Que, de la aplicación del PR-18, el COES mediante carta D-049-2024 del 19 de enero de 2024 presentó una propuesta de modificación del PR-18, sustentando la necesidad de establecer un plazo para remitir la información para programar un ensayo de potencia efectiva, establecer un plazo para aprobar el informe del ensayo, entre otros. Por tal motivo, resulta necesario modificar el procedimiento, según el proceso previsto para tal efecto;

Que, de conformidad con el artículo 14 del Reglamento que establece disposiciones relativas a la publicidad, publicación de Proyectos Normativos y difusión de Normas Legales de Carácter General, aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS y con el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, constituye requisito previo para la aprobación de los reglamentos dictados por el ente Regulador, que sus respectivos proyectos hayan sido publicados en el diario oficial “El Peruano”, con el fin de recibir los comentarios de los interesados, los mismos que no tendrán carácter vinculante ni darán lugar al inicio de un procedimiento administrativo;

Que, al amparo de lo dispuesto en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, el Reglamento del COES aprobado por Decreto Supremo N° 027-2008-EM y modificatorias, y la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos, aprobada con Resolución N° 476-

2008-OS/CD y modificatorias; habiéndose recibido la propuesta, la respuesta de observaciones por parte del COES y efectuado el respectivo análisis por parte de Osinergmin, corresponde publicar el proyecto de resolución que modifica el PR-18, a efectos de recibir opiniones y sugerencias por parte de los interesados con relación a los aspectos que se someten a prepublicación. El plazo otorgado para la remisión de los comentarios considera la complejidad del contenido de la propuesta y la simultaneidad con la publicación de las propuestas de modificación de otros procedimientos técnicos del COES;

Que, finalmente, se ha emitido el Informe Técnico [N° 479-2024-GRT](#) y el Informe Legal [N° 480-2024-GRT](#) elaborados por la División de Generación y Transmisión Eléctrica y la Asesoría legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas respectivamente, que integra la presente decisión del Consejo Directivo;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-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° 21-2024, de fecha 24 de junio de 2024.

SE RESUELVE

Artículo 1.- Disponer la publicación, en el portal web de Osinergmin <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2024.aspx>, del proyecto que modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 18 “Determinación de la Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas” (PR-18), aprobado mediante la Resolución N° 203-2017-OS/CD conjuntamente con su exposición de motivos, el Informe Técnico [N° 479-2024-GRT](#) y el Informe Legal [N° 480-2024-GRT](#), los mismos que forman parte integrante de la presente resolución.

Artículo 2.- Otorgar un plazo de treinta (30) días calendario contados a partir del día siguiente de la publicación en el diario oficial, sin lugar a prórroga, para que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas, vía la ventanilla electrónica: <https://ventanillavirtual.osinergmin.gob.pe/>. Los comentarios también podrán ser remitidos a la dirección de correo electrónico: PRCOES@osinergmin.gob.pe. La recepción de las opiniones y/o sugerencias estará a cargo de la Sra. Ruby Gushiken Teruya.

Artículo 3.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y en el portal web institucional de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2024.aspx> y <https://www.gob.pe/osinergmin>.

Omar Chambergo Rodríguez
Presidente del Consejo Directivo

PROYECTO

**PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° ...-2024-OS/CD**

Lima, ... de de 2024

CONSIDERANDO

Que, en el literal c) del artículo 3.1, de la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, se dispone que la función normativa de los Organismos Reguladores comprende la facultad de dictar, en el ámbito y materia de sus respectivas competencias, entre otros, reglamentos y normas técnicas. En tal sentido, conforme a lo establecido el literal b) del artículo 7 del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM y en el artículo 21 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, corresponde al Regulador Consejo Directivo, dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos, aplicables a todas las entidades y usuarios que se encuentren en las mismas condiciones. Estos reglamentos y normas podrán definir los derechos y obligaciones de las entidades y de éstas con sus usuarios;

Que, 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, en el literal f) del artículo 14 de la Ley N° 28832, se prevé como una función operativa del COES, el calcular la potencia y energía firmes de cada una de las unidades generadoras;

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, en el marco de la Guía, mediante la Resolución N° 203-2017-OS/CD se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 18 "Determinación de la Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas" (PR-18) cuyo objetivo es establecer el procedimiento que deberán seguir los Generadores Integrantes y el COES

para determinar la Potencia Efectiva de una Central Hidroeléctrica y su correspondiente Caudal Turbinado;

Que, de la aplicación del PR-18, el COES mediante carta D-049-2024 del 19 de enero de 2024 presentó una propuesta de modificación del PR-18, sustentando la necesidad de establecer un plazo para remitir la información para programar un ensayo de potencia efectiva, establecer un plazo para aprobar el informe del ensayo, entre otros;

Que, en consecuencia, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 402-2024-GRT del 5 de marzo de 2024 se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-18 otorgándole un plazo de veinticinco (25) días hábiles para subsanar las mismas. El COES dentro del plazo otorgado, mediante carta COES/D-332-2024 del 10 de abril de 2024, remitió a Osinergmin la subsanación de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-18;

Que, con Resolución N° ...-2024-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que modifica el PR-18, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía, 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° ...-2024-OS/CD se otorgó un plazo de treinta (30) 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 dentro del plazo han sido analizados en el Informe Técnico N° ...-2024-GRT e Informe Legal N° ...-2024-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°...-2024-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N°...-2024-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales integran la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; 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°...-2024, de fecha ... del 2024.

SE RESUELVE

Artículo 1.- Modificar el Procedimiento Técnico del COES N° 18 "Determinación de la Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas" (PR-18) aprobado con Resolución N° 203-2017-OS/CD, conforme al Anexo A de la presente resolución.

Artículo 2.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial "El Peruano" y en <https://www.gob.pe/osinergmin>, y consignarla juntamente con el Informe Técnico N° ...-2024-GRT y el Informe Legal N° ...-2024-GRT, en el portal web institucional de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2024.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

EXPOSICION DE MOTIVOS

Mediante Resolución N° 203-2017-OS/CD, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 18 “Determinación de la Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas” (PR-18), al amparo de lo previsto en la Ley N° 28832 y en el Reglamento del COES aprobado con Decreto Supremo N° 027-2008-EM.

De la aplicación del PR-18, se identificó como necesario establecer un plazo para remitir la información para programar un Ensayo de Potencia Efectiva (EPE), establecer un plazo para aprobar el informe del EPE, entre otros.

En ese contexto, con carta COES/D-049-2024 del 19 de enero de 2024, el COES remitió a Osinergmin una propuesta de modificación del PR-18.

Mediante Oficio N° 402-2024-GRT, Osinergmin remitió al COES observaciones a la propuesta de modificación del PR-18, los cuales fueron atendidos con la carta COES/D-332-2024.

En atención a lo detallado en los informes de sustento que integran la resolución y representan la motivación desarrollada de la modificatoria, corresponde la publicación del proyecto de modificación del PR-18, con la finalidad de que los interesados remitan sus comentarios, para opinión del COES y análisis de Osinergmin, y con ello se proceda la publicación definitiva de la modificatoria.

ANEXO A

Propuesta de Modificación de Procedimiento Técnico del COES N° 18 “Determinación de la Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas”

1 Modificaciones del Procedimiento Técnico del COES N° 18 “Determinación de la Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas” (PR-18) aprobado con Resolución N° 203-2017-OS/CD.

1.1 Incorporación de los numerales 2.5 y 2.6 al PR-18

“2.5 Ley N° 23560.- Ley que establece el Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú

2.6 Estatuto del COES”

1.2 Modificación del numeral 3.9 del PR-18

“3.9 Potencia Efectiva de una Central Hidroeléctrica (PE)

Es la máxima capacidad de potencia medida en forma simultánea en bornes de generación de los grupos de generación de una Central Hidroeléctrica durante cinco (5) horas continuas, cuando opera a Condiciones de Potencia Efectiva”

1.3 Incorporación del numeral 3.10 al PR-18

“3.10 Ensayo de Potencia Efectiva (EPE)

Conjunto de pruebas que se efectúan a la Unidad de Generación hidroeléctrica para determinar su Potencia Efectiva”

1.4 Modificación del numeral 4.1 del PR-18

“4.1 Del COES

4.1.1 Aprobar la programación del EPE de la Central Hidroeléctrica en la oportunidad en la que se emite el Programa Semanal de Operación (PSO), de acuerdo con el procedimiento correspondiente.

4.1.2 Participar como veedor en los EPE.

4.1.3 Revisar, observar y solicitar mayor información o sustento al Informe del EPE, cuando lo considere necesario.

4.1.4 Aprobar los resultados del el Informe EPE.

4.1.5 Aprobar los métodos de medición aplicables en el EPE junto con la programación del mismo.

4.1.6 Publicar en el portal de internet del COES toda la información relacionada al presente procedimiento.

4.1.7 Informar al Osinergmin trimestralmente la programación, ejecución y no ejecución de los EPE.

4.1.8 Elaborar y remitir al Osinergmin durante el tercer trimestre de cada año un informe que identifique las Centrales Hidroeléctricas que variaron su Potencia Efectiva de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.3 del presente procedimiento. Dicho informe será publicado en la página web del COES, a más tardar el último día hábil del mes de setiembre de cada año.

4.1.9 *Informar al generador titular sobre las solicitudes de EPE realizadas conforme al numeral 5.5.”*

1.5 Modificación del numeral 4.2 del PR-18

“4.2 Del Generador Integrante del COES

- 4.2.1 *Solicitar al COES la programación y ejecución del EPE.*
- 4.2.2 *Designar a un consultor que ejecutará el EPE considerando lo señalado en el Anexo 1.*
- 4.2.3 *Proporcionar al COES y al Consultor, la información señalada en el numeral 6.1.*
- 4.2.4 *Brindar las facilidades necesarias para que el veedor del COES pueda acceder al lugar del EPE.*
- 4.2.5 *En caso la Central Hidroeléctrica no esté equipada con instrumentos adecuados en forma permanente, disponer de manera provisional los instrumentos de medición de presión, caudal, niveles de los espejos de agua necesarios para realizar las mediciones.*
- 4.2.6 *Proponer al COES los métodos de medición que sean factibles de aplicar en el EPE, de acuerdo con las condiciones de cada Central Hidroeléctrica.*
- 4.2.7 *Asumir el costo de ejecución del EPE. Para el caso de las solicitudes que se efectúen conforme al numeral 5.5 del presente Procedimiento, el Generador solicitante, distinto al titular, asumirá los costos de los EPE.*
- 4.2.8 *Presentar al COES, el Informe del EPE y toda la documentación de sustento en medio digital, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.4.”*

1.6 Modificación del numeral 5 del PR-18

“5. OPORTUNIDAD DE LOS EPE

Los EPE se realizarán en los siguientes casos:

- 5.1 *Cuando inicie la Operación Comercial una nueva Central Hidroeléctrica.*
- 5.2 *Cuando ingrese o se retire un grupo de generación de una Central Hidroeléctrica en Operación Comercial.*
- 5.3 *Cuando el COES, en aplicación del Anexo 2, detecte que la Potencia Efectiva de una central presente una variación fuera del rango del $\pm 5\%$ respecto del valor vigente, el COES coordinará con el Generador Integrante que deberá realizar el EPE de la Central Hidroeléctrica y lograr su aprobación hasta el 31 de julio del año siguiente.*
- 5.4 *A solicitud del titular.*
- 5.5 *A solicitud de cualquier Generador Integrante del COES distinto al titular, para lo cual deberá explicar las razones del requerimiento. El plazo para realizar el EPE será hasta el 31 de julio del año siguiente.”*

1.7 Modificación del numeral 6 del PR-18

“6. ETAPAS Y PLAZOS DEL PROCESO

6.1 Presentación de información para la programación del EPE

Para la programación del EPE, el Generador Integrante deberá solicitar al COES la programación del EPE, como mínimo diez (10) días hábiles antes de la fecha tentativa de realización. El COES establecerá en el respectivo Programa Semanal de Operación (PSO) el día y hora de realización del EPE.

Una vez recibida la solicitud, el COES revisará la información presentada y, en caso corresponda, remitirá sus observaciones en un plazo no mayor a tres (3) días hábiles de presentada la solicitud. El Generador Integrante deberá subsanar las observaciones en un plazo no mayor a tres (3) días hábiles de notificadas las mismas.

En caso las observaciones del COES no hayan sido absueltas, el COES cancelará la programación del EPE incluida en el PSO.

La solicitud de programación del EPE deberá presentarse con la siguiente información en medio digital:

- a) Pliego Técnico de cada uno de los grupos de generación que constituyen la Central Hidroeléctrica. Esta información deberá incluir:
 - a.1 Tabla de Datos Técnicos de los grupos de generación (TDT-CH), de acuerdo con el Formato N°1.*
 - a.2 Tablas de Datos Técnicos de los Instrumentos de Medición (TDT-IM), de acuerdo con el Formato N°2.*
 - a.3 Procedimientos de operación.*
 - a.4 El informe de resultados de las pruebas de recepción y puesta en operación.**
- b) Esquemas de principio de las instalaciones y de sus servicios auxiliares. El esquema debe mostrar los equipos principales; así como, los flujos de los procesos.*
- c) Esquemas de disposición de planta actualizados con respecto al diseño original.*
- d) Diagrama unifilar eléctrico de la Central Hidroeléctrica y grupos de generación.*
- e) Curvas de rendimiento en sitio de la turbina, con una vigencia no mayor a 5 años con relación a la fecha de EPE y datos de eficiencia del generador (ensayos en fábrica).*
- f) Diagrama P-Q (Curva de Capacidad o Capabilidad) del grupo generador o Central Hidroeléctrica, suministrado por el fabricante y/o determinada con la experiencia operativa.*
- g) Planos de corte de las turbinas con sus cotas de referencia.*
- h) Planos de corte de cámara de carga o embalse con sus cotas de referencia de rebose máximo y mínimo.*

- i) *Puntos de referencia topográfica de la Central Hidroeléctrica que incluyan la cota en la cámara de carga y el piso de turbinas.*
- j) *Registros diarios de la operación de la central a plena carga, en periodo horario y de la última semana de operación, tales como: la potencia en bornes de generación, factor de potencia, temperaturas de turbina y generador, caudal turbinado y niveles aguas arriba y abajo de la central.*
- k) *Nombre del consultor y del Jefe del Ensayo.*
- l) *Programa preliminar del EPE.*
- m) *Certificados de calibración vigentes de los instrumentos que serán utilizados durante el EPE.*
- n) *Los valores referenciales de Potencia Efectiva y Caudal Turbinado de la Central Hidroeléctrica a ser verificada durante el EPE.*

La información indicada en los literales del a) al j) también deberá ser entregada al consultor por el Generador Integrante.

6.2 Ejecución del EPE

Las actividades referidas a la ejecución del EPE, incluyendo las actividades preliminares y la elaboración del acta correspondiente, se encuentran descritas en el Anexo 3.

6.3 Determinación de la Potencia Efectiva, Caudal Turbinado y Salto Neto de la turbina

La Potencia Efectiva de una Central Hidroeléctrica y su correspondiente Caudal Turbinado se calcularán conforme se detalla en el Anexo 4.

El Salto Neto de la turbina será calculado en la misma oportunidad del EPE. El procedimiento de cálculo es desarrollado en el Anexo 5.

6.4 Elaboración y aprobación de los resultados del Informe del EPE

6.4.1 Contenido del informe

El Informe del EPE deberá incluir lo siguiente:

- a) Acta de EPE, de acuerdo con el Anexo 3.
- b) Cálculos de determinación de Potencia Efectiva, Caudal Turbinado y Salto Neto, distinguiendo los que corresponden a la Central Hidroeléctrica en su conjunto y a cada uno de los grupos de Generación.
- c) Cuadros y gráficos resumen de resultados que incluyan:
 - Potencia, caudal y salto nominales de diseño.
 - Potencia, caudal y salto determinados en las pruebas realizadas desde las pruebas de recepción inicial, indicando el mes y año de cada una de las pruebas.
- d) Potencia, caudal y salto correspondiente a las pruebas realizadas, objeto de la aplicación del presente procedimiento.

- e) La verificación de la estabilidad de las variables primarias y secundarias. De acuerdo con la Norma IEC 60041, las fluctuaciones máximas permitidas durante el EPE son:
- e.1 La fluctuación en la potencia (Variable Primaria) no debe de exceder del $\pm 1,5\%$ respecto al valor promedio de los datos registrados.
 - e.2 La fluctuación de la altura bruta de la Central Hidroeléctrica (Hg) no debe de exceder del $\pm 1,0\%$ respecto al valor promedio de los datos registrados.
 - e.3 La fluctuación de la velocidad de rotación no debe de exceder del $\pm 0,5\%$ respecto al valor promedio de los datos registrados.
 - e.4 La fluctuación del caudal no debe de exceder de $\pm 1,5\%$ respecto al valor promedio de los datos registrados.
 - e.5 La fluctuación del factor de potencia no debe exceder de $\pm 2\%$ respecto al valor promedio de los datos registrados.

Todos los cálculos serán proporcionados en hojas de cálculo electrónicas, las que deberán permitir verificar la data, así como reproducir los cálculos efectuados; es decir, deberán contener las fórmulas, macros y enlaces necesarios sin protección al acceso. No se aceptarán hojas de cálculo convertidas a hojas de datos y/o protegidas.

6.4.2 Procedimiento de aprobación de los resultados del Informe del EPE

Los plazos para la presentación del Informe del EPE, envío de observaciones, subsanación de observaciones y aprobación de los resultados del Informe del EPE, son los indicados en la Tabla N° 1.

Tabla N° 1. Plazos para la aprobación de los resultados del Informe del EPE

N°	Evento	Responsable	Plazo
1	Entrega del Informe del EPE	Integrante	Hasta 20 días hábiles después de realizado el EPE
2	Observaciones al Informe del EPE	COES	Hasta 15 días hábiles después de efectuado el evento N° 1
3	Subsanación de las observaciones del COES	Integrante	Hasta 10 días hábiles después de efectuado el evento N° 2
4	Aprobación o no aprobación de los resultados del Informe del EPE	COES	Hasta 15 días hábiles después de efectuado el evento N° 1 o N° 3, según corresponda.

En caso el Generador Integrante no cumpla los plazos de entrega, el Informe del EPE será considerado como no recibido.

6.4.3 Causales de no aprobación de los resultados del Informe del EPE

El informe y sus resultados no serán aprobados en los casos siguientes:

- a) Cuando ha sido formulado en base a menos de diez mediciones válidas de las veinte mediciones registradas de la potencia efectiva y caudal turbinado.
- b) Cuando habiéndose efectuado los EPE y presentado el informe correspondiente, el Generador Integrante considera necesario repetir el EPE.

6.5 Vigencia de valores aprobados

Los valores aprobados de Potencia Efectiva de una Central Hidroeléctrica tendrán vigencia hasta la fecha en que se aprueben los valores de un nuevo EPE, salvo que se incurra en alguna de las siguientes causales:

- a) *En el caso de centrales que ingresan en Operación Comercial, y en tanto el COES opte por no suspender la Operación Comercial, a partir del siguiente día de culminado el plazo para la ejecución de los EPE de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”, se asignará una Potencia Efectiva igual a cero para efectos de la aplicación del numeral 8.3 del Procedimiento Técnico del COES N° 26 “Cálculo de la Potencia Firme”.*
- b) *Cuando una central incurra en la causal establecida en el numeral 5.3 del presente procedimiento no cumpla con la ejecución y aprobación de su informe de EPE dentro del plazo establecido en el referido numeral, a partir del 01 de agosto correspondiente se considerará como Potencia Garantizada al valor del 85% de la Potencia Garantizada vigente, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 26 “Cálculo de la Potencia Firme”.*

Los valores indicados en a) y b) serán aplicables hasta que se aprueben los resultados del EPE.

6.6 Reporte al OSINERGMIN

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

1.8 Modificación del numeral 7 del PR-18

“7 ANEXOS

(...)

Anexo 3 Actividades para la ejecución del EPE

(...)

Anexo 5 Determinación de la altura o salto neto de la turbina

(...)”

1.9 Modificación del numeral 1 del Anexo 1 del PR-18

“1 Consultor

El Consultor es el encargado de ejecutar el EPE, independiente del Generador Integrante y del COES, la cual deberá ejecutar las pruebas y realizar los cálculos posteriores.

Para la selección del Consultor encargado del EPE se plantea para consideración, lo siguiente:

Contar con:

Un Jefe de Ensayo, Ingeniero Mecánico, Electricista, Mecánico Electricista o carreras afines, con colegiatura CIP del Colegio de Ingenieros del Perú, con más de 8 años de experiencia profesional, con conocimientos del subsector eléctrico, de instrumentación, de normatividad para efectuar ensayos y experiencia en el uso de instrumentos de medición. Deberá contar con experiencia en la ejecución de ensayos en centrales hidroeléctricas. Se podrá exceptuar del requisito de colegiatura a los especialistas extranjeros.

Un Equipo Técnico, con conocimientos y experiencia en Ensayos Técnicos aplicando la norma IEC 60041, formado por:

La empresa consultora deberá contar con los siguientes requerimientos referenciales:

- 01 Ingeniero o técnico electricista.
- 01 Ingeniero o técnico mecánico.
- 01 Ingeniero o técnico instrumentista.
- 01 Ingeniero Mecánico de Fluidos o Civil (con experiencia en medición de caudal)."

1.10 Modificación del numeral 2 del Anexo 1 del PR-18

“2 Instrumentación

(...)

Todos los instrumentos de medición a ser utilizados en el EPE, pertenecientes a la propia Central Hidroeléctrica o Consultor, deberán estar calibrados o contrastados, lo que se deberá sustentar a través de los respectivos certificados de calibración vigentes al momento del EPE.”

1.11 Modificación del numeral 1 del Anexo 2 del PR-18

- “1. Se considerará el valor total de los registros de potencia de los medidores instalados en cada grupo generador que conforma la Central Hidroeléctrica, y que se envía con intervalos de 15 minutos, para la valorización de las transferencias de potencia y energía.”*

1.12 Incorporación de un “Ejemplo de Aplicación” al Anexo 2 del PR-18

“EJEMPLO DE APLICACIÓN

- *Considerando una Central Hidroeléctrica de 100 MW de Potencia efectiva y un caudal turbinado hallado en el último ensayo de 20 m³/s, podemos identificar que una variación del -5% de su potencia efectiva es 95 MW mientras que una variación del +5% de su potencia efectiva es 105 MW.*

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 121-2024-OS/CD

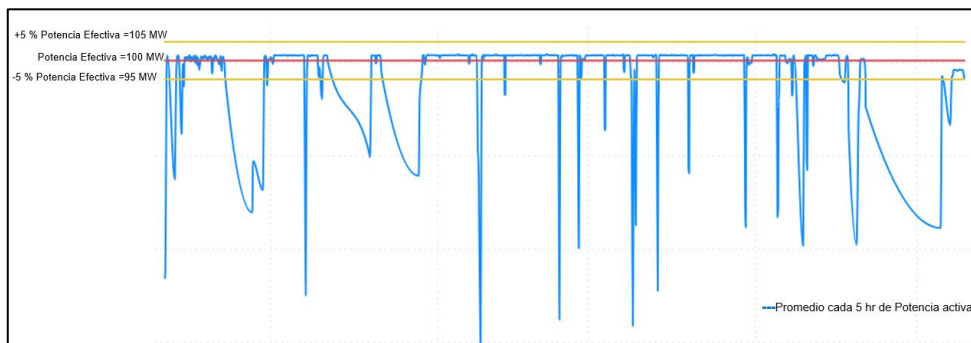
- Para ejecutar lo descrito en el anexo 2 del PR-18 se toman los registros de potencia activa en bornes de generación declarados por los agentes en la plataforma extranet (PR-30) y los caudales turbinados registrados por extranet (PR-41)
- De los registros de potencia activa, se calculan los promedios consecutivos cada 5 horas, conforme se muestra en el cuadro y para la verificación solo serán considerados los periodos en donde el caudal turbinado declarado en la plataforma extranet sea mayor o igual al caudal turbinado hallado en el último ensayo de Potencia efectiva.
- El periodo de análisis será desde setiembre del año anterior hasta agosto del año de evaluación.

Periodo	Potencia Efectiva vigente (PR-18)	-5 % de la Potencia Efectiva	+5 % de la Potencia Efectiva	Caudal Turbinado hallado en el ensayo	Registros de Potencia Activa (Medidos en bornes de generación)	Promedio cada 5 hr de la Potencia Activa	Registros de Caudales turbinados (Declarados vía extranet)	Caudal turbinado registrado mayor o igual al hallado en el último ensayo
fecha hora	MW	MW	MW	m3/s	MW	m3/s	m3/s	Si / No
1/03/2022 00:15	100,00	95,00	105,00	20,00	68,99	98,83	20,01	Si
1/03/2022 00:30	100,00	95,00	105,00	20,00	98,88	100,39	20,01	Si
1/03/2022 00:45	100,00	95,00	105,00	20,00	100,66	100,47	20,01	Si
1/03/2022 01:00	100,00	95,00	105,00	20,00	100,72	100,46	20,01	Si
1/03/2022 01:15	100,00	95,00	105,00	20,00	100,55	100,46	20,00	Si
1/03/2022 01:30	100,00	95,00	105,00	20,00	100,73	100,51	20,00	Si
1/03/2022 01:45	100,00	95,00	105,00	20,00	100,48	100,50	20,00	Si
1/03/2022 02:00	100,00	95,00	105,00	20,00	100,48	100,50	20,00	Si
1/03/2022 02:15	100,00	95,00	105,00	20,00	100,81	100,50	20,10	Si
1/03/2022 02:30	100,00	95,00	105,00	20,00	100,72	100,50	20,10	Si
1/03/2022 02:45	100,00	95,00	105,00	20,00	100,60	98,91	20,10	Si
1/03/2022 03:00	100,00	95,00	105,00	20,00	100,35	97,31	20,10	Si
1/03/2022 03:15	100,00	95,00	105,00	20,00	100,23	97,32	19,80	No
1/03/2022 03:30	100,00	95,00	105,00	20,00	100,66	97,35	19,80	No
1/03/2022 03:45	100,00	95,00	105,00	20,00	100,72	95,75	19,80	No
1/03/2022 04:00	100,00	95,00	105,00	20,00	100,12	95,72	19,80	No
1/03/2022 04:15	100,00	95,00	105,00	20,00	100,00	95,87	19,70	No
1/03/2022 04:30	100,00	95,00	105,00	20,00	100,10	95,81	19,70	No
1/03/2022 04:45	100,00	95,00	105,00	20,00	100,10	95,97	19,70	No
1/03/2022 05:00	100,00	95,00	105,00	20,00	100,72	96,00	20,01	Si
1/03/2022 05:15	100,00	95,00	105,00	20,00	100,12	95,99	20,01	Si
1/03/2022 05:30	100,00	95,00	105,00	20,00	100,48	96,02	20,01	Si
1/03/2022 05:45	100,00	95,00	105,00	20,00	100,48	96,02	20,01	Si
1/03/2022 06:00	100,00	95,00	105,00	20,00	100,81	96,02	20,01	Si
1/03/2022 06:15	100,00	95,00	105,00	20,00	101,47	96,02	19,80	No
1/03/2022 06:30	100,00	95,00	105,00	20,00	100,60	95,98	19,80	No
1/03/2022 06:45	100,00	95,00	105,00	20,00	100,35	94,41	19,80	No
1/03/2022 07:00	100,00	95,00	105,00	20,00	100,48	92,82	19,80	No
1/03/2022 07:15	100,00	95,00	105,00	20,00	100,81	91,25	18,60	No
1/03/2022 07:30	100,00	95,00	105,00	20,00	68,93	89,62	18,60	No
1/03/2022 07:45	100,00	95,00	105,00	20,00	68,69	89,64	18,60	No
1/03/2022 08:00	100,00	95,00	105,00	20,00	100,48	89,63	18,60	No
1/03/2022 08:15	100,00	95,00	105,00	20,00	100,81	88,05	19,80	No
1/03/2022 08:30	100,00	95,00	105,00	20,00	68,76	86,46	19,80	No
1/03/2022 08:45	100,00	95,00	105,00	20,00	100,01	86,47	19,80	No
1/03/2022 09:00	100,00	95,00	105,00	20,00	103,20	84,93	19,80	No
1/03/2022 09:15	100,00	95,00	105,00	20,00	98,83	83,21	19,80	No
1/03/2022 09:30	100,00	95,00	105,00	20,00	103,20	81,71	20,10	Si
1/03/2022 09:45	100,00	95,00	105,00	20,00	100,72	80,00	20,10	Si
1/03/2022 10:00	100,00	95,00	105,00	20,00	100,55	78,40	20,10	Si
1/03/2022 10:15	100,00	95,00	105,00	20,00	100,73	76,84	20,10	Si
1/03/2022 10:30	100,00	95,00	105,00	20,00	100,48	75,74	20,00	Si
1/03/2022 10:45	100,00	95,00	105,00	20,00	100,48	75,74	20,00	Si
1/03/2022 11:00	100,00	95,00	105,00	20,00	100,81	75,76	20,00	Si
1/03/2022 11:15	100,00	95,00	105,00	20,00	100,72	75,78	20,00	Si

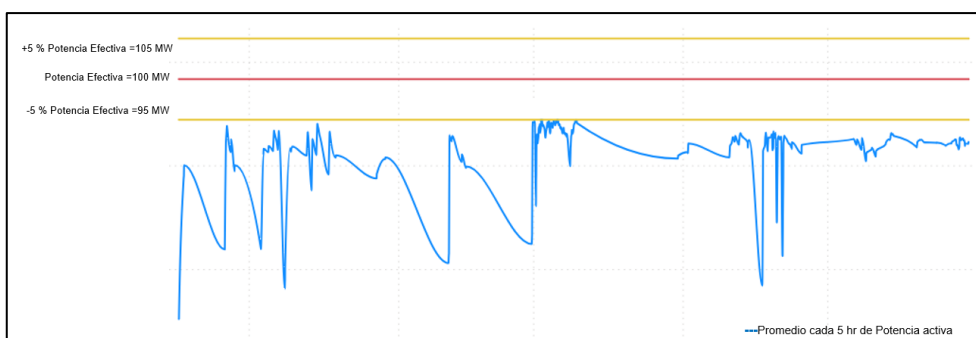
De los datos seleccionados se pueden identificar 3 escenarios:

1. Cuando la potencia activa promedio cada 5 horas cuenta con periodos dentro de la franja del -5% y +5% de la potencia efectiva vigente.
2. Cuando la potencia activa promedio cada 5 horas no llega a la franja del -5% y +5% de la potencia efectiva vigente, por lo que debe identificarse si hay causales externas al rendimiento de la central (bajo recurso hídrico, sólidos en suspensión, etc.) y de ser el caso hallar una oportunidad de ejecutar un nuevo ensayo.
3. Cuando la potencia activa promedio cada 5 horas cuenta con periodos que superen a la franja del -5% y +5% de la potencia efectiva vigente, por lo que debe identificarse si hay oportunidad de ejecutar un nuevo ensayo.

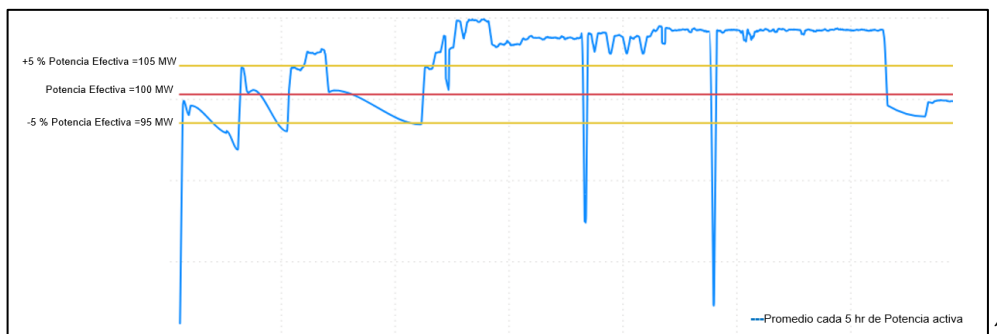
Escenario_1



Escenario_2



Escenario_3



1.13 Modificación del Anexo 3 del PR-18

“ANEXO 3

ACTIVIDADES PARA LA EJECUCIÓN DEL EPE

1. Actividades preliminares al EPE

1.1 Reconocimiento de Instalaciones

El Jefe de Ensayo, luego de analizar la información técnica proporcionada por el Generador Integrante, y hasta un día antes de la fecha programada para el EPE, deberá llevar a cabo las siguientes inspecciones:

(...)

1.2 Verificación de las características de los Instrumentos de Medición

Los instrumentos de medición deben ser elegidos de acuerdo con el rango de lectura que medirán en la central sometida a ensayo, considerando las especificaciones mínimas que se muestran en el Cuadro N° 1.

El Generador Integrante deberá proporcionar al COES, previo a la realización del EPE, los certificados de calibración o contrastación vigentes de los instrumentos de medición a utilizar con una antigüedad a la indicada en el mismo certificado o en su defecto un (01) año.

Cuadro N° 1. Especificaciones sobre la precisión mínima de los equipos de medición (*)

(...)

1.3 Elaboración del plan de EPE

El Jefe de Ensayo elaborará el plan de EPE, tomando como referencia el Formato N° 3 del Anexo 11. El plan debe contener, como mínimo, la siguiente información:

- a) Breve descripción de la central a ensayar.
- b) Detalle sobre las mediciones.
- c) Distribución de funciones del personal.
- d) Detalles sobre aspectos operativos relevantes para el EPE.
- e) Consideraciones especiales para el EPE.
- f) Programa definitivo del EPE.

2. Desarrollo del ensayo

2.1 Asistentes al EPE

Durante el EPE deberán estar presentes:

- a) *Un representante acreditado del Generador Integrante, que tendrá la función de operar la central sometida a EPE.*
- b) *Un representante designado por el COES, en calidad de veedor, quien dará fe de la correcta ejecución de EPE.*
- c) *El Jefe de Ensayo y su Equipo Técnico, que son los responsables técnicos del EPE y deciden los aspectos técnicos relacionados con la medición, tomando en cuenta las recomendaciones de los presentes.*

2.2 Consideraciones para el EPE

- a) *La temperatura en los cojinetes del generador y los devanados del estator no deben exceder los valores fijados en el protocolo de prueba de recepción del grupo de generación o central sometida al EPE. En todo caso, deben respetarse las recomendaciones del fabricante de acuerdo con los materiales antifricción (cojinetes) y aislamiento de los bobinados.*
- b) *Ajustes no permitidos durante el EPE*

- c) *No está permitido operar más allá de los límites operativos de las variables secundarias indicadas en el informe de resultados de las pruebas de recepción y puesta en operación.*
- d) *Fijar el modo de regulación a potencia constante.*

2.3 Ejecución del EPE

- a) *Duración del EPE*

El EPE tendrá una duración no menor de cinco (5) horas de operación.

- b) *Número de mediciones*

El EPE deberá registrar un total de veinte (20) mediciones, realizadas cada quince (15) minutos (Variables primarias y secundarias).

- c) *Magnitudes a medir y ubicación de los puntos de medición*

En el Cuadro N° 2, se indican las magnitudes a medir para la determinación de la Potencia Efectiva y Caudal Turbinado (Variables primarias), y en el Cuadro N° 3, se indica las magnitudes a medir para la verificación de las condiciones de estabilidad durante el EPE (Variables secundarias).

Cuadro N° 2. Variables primarias

N°	Variables primarias
1	Potencia activa de cada grupo de generación (1)
2	Caudal Turbinado

⁽¹⁾ Información Base

Cuadro N° 3. Variables secundarias

(...)

En el Anexo 9 se muestran los métodos de medición y las ubicaciones indicativas para los instrumentos a utilizar en el EPE de centrales con equipamiento típico.

Durante el EPE, se deberán medir simultáneamente las variables primarias y secundarias.

- d) *Factor de potencia*

El EPE será efectuado operando con un factor de potencia promedio $\pm$ dos veces la desviación estándar. Dicho promedio corresponderá a los valores de factor de potencia calculados a partir de la energía activa y reactiva registrados en las horas de punta (considerada por Osinergmin para fines tarifarios) para el periodo de diciembre a marzo anterior a los EPE. En el caso de nuevas centrales se utilizarán los registros a plena carga, obtenidos en la etapa de pruebas.

- e) *Caudal Turbinado*

El Caudal Turbinado se determinará a partir de mediciones directas por alguno de los métodos indicados en el numeral 1 del Anexo 8. En caso no sea factible, medir el Caudal Turbinado se realizará el cálculo indirecto, utilizando las curvas

de eficiencia del grupo (turbina y generador) facilitadas por el Generador Integrante, conforme se explica en el Anexo 12.

f) Altura bruta

La altura bruta, cuando no se trate de repotenciaciones, corresponderá a la capacidad de diseño original del grupo o central, debiendo corresponder a condiciones normales de operación.

g) Validación de los datos medidos durante el EPE

Todos los datos correspondientes a las Variables primarias y secundarias se recabarán y pondrán en hojas de cálculo electrónicas.

h) Eliminación de mediciones por perturbaciones en el SEIN

De producirse Perturbaciones en el SEIN no causadas por la central bajo EPE, y éstas alterarán la frecuencia o voltaje fuera de los rangos permitidos, afectando la Potencia Efectiva y el Caudal Turbinado de la Central Hidroeléctrica, las mediciones registradas durante el tiempo afectado, no serán consideradas válidas. Estas mediciones deberán repetirse, por lo que el EPE deberá prolongarse por el tiempo que resulte necesario.

Las mediciones válidas serán todas las mediciones efectuadas menos las mediciones eliminadas. Para que el EPE sea válido debe contarse al menos con diez (10) mediciones válidas.

2.4 Repetición del EPE

Si el EPE no dura al menos cinco (5) horas, se realizará un segundo EPE, que podrá efectuarse a continuación del primero o, en su defecto, ser diferido. La realización inmediata del segundo EPE requerirá de la decisión unánime del Jefe del EPE, del veedor del COES y del representante del Generador Integrante. De no existir consenso, el Generador Integrante solicitará la fecha de la realización del segundo EPE, conforme lo establecido en el presente procedimiento.

2.5 Suspensión del EPE

El EPE quedará suspendido en los casos siguientes:

- a) Cuando no se pueda cumplir con el mínimo de registros válidos de acuerdo con el numeral 2.3 b) del presente anexo.*
- b) Cuando el grupo de Generación o Central Hidroeléctrica salga de servicio por tercera vez, dentro del período de duración del EPE, por causas atribuibles al Generador Integrante.*

En estos casos, el EPE en la Central Hidroeléctrica será reprogramado dentro de un plazo máximo de tres meses, a criterio del COES, previamente coordinado con el Generador Integrante.

3. Actividades posteriores al EPE

3.1 Elaboración del acta de EPE

Al final del EPE, se levantará el Acta de Ensayo, la cual será suscrita por el Jefe de ensayo, el representante acreditado por el Generador Integrante y el veedor del COES. Dicha acta deberá ser entregada al veedor del COES dentro de las 3 horas posteriores a la finalización del ensayo.

El Acta de EPE deberá contener por lo menos la siguiente información:

- a) Nombre del Integrante del COES.*
- b) Nombre de la central de generación.*
- c) Nombre o número del grupo o grupos de generación sometidas a EPE.*
- d) Nombre del Jefe de Ensayo, de los integrantes del Equipo Técnico de Ensayo, del veedor del COES y del representante del Generador Integrante.*
- e) Fecha y hora de apertura del Acta.*
- f) Datos técnicos de la turbina y el generador.*
- g) Número de grupos de generación que se encuentran en operación.*
- h) Hora de inicio del EPE.*
- i) Hora de finalización del EPE.*
- j) Todos los datos medidos de acuerdo con el numeral 2.3 c) del presente anexo.*
- k) Observaciones.*

4. (...)”

1.14 Modificación del Anexo 4 del PR-18

**“ANEXO 4
DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA Y CAUDAL TURBINADO**

1. Determinación de la Potencia Efectiva

Para calcular la Potencia Efectiva de la Central Hidroeléctrica en función de los resultados del EPE, se seguirá el siguiente procedimiento:

- 1.1** *De las mediciones válidas, se halla el promedio y este valor será la potencia efectiva del grupo de generación hidroeléctrica, según la fórmula (1).*

$$Pe_j = \frac{\sum_1^n Pb_i}{n} \dots \dots (1)$$

Donde:

Pe_j : Potencia efectiva del grupo j
Pb_i : Potencia medida en bornes de la i-ésima medición
i : Valor i-ésimo
j : Grupo que se realizó el EPE
n : Número de mediciones

- 1.2** *La Potencia Efectiva de la Central Hidroeléctrica será la sumatoria de la Potencia Efectiva de cada uno de los grupos de generación ensayados que la conforman, medidas en forma simultánea, aplicando la siguiente fórmula:*

$$PE = \sum_j^k Pe_j \dots \dots (2)$$

Dónde:

PE : Potencia Efectiva de la Central Hidroeléctrica

Pe_j : Potencia Efectiva de la j-ésima Grupo de generación
 k : Número total de Grupos de generación que conforman la Central Hidroeléctrica

2. Determinación del Caudal Turbinado

2.1 Método Directo

Para calcular el Caudal Turbinado de la Central Hidroeléctrica, sobre la base de los resultados del EPE, se determinará el promedio de las mediciones directas válidas, empleando uno de los métodos de medición indicados en el Anexo 8, en la ubicación y orden de preferencia indicado en el Anexo 9, y este valor será el Caudal Turbinado de la Central Hidráulica, según la fórmula (3).

$$Q_t = \frac{\sum_1^n Q_{t_i}}{n} \dots \dots (3)$$

Donde:

Q_t : Caudal turbinado de la Central Hidroeléctrica
 Q_{t_i} : Caudal medido de la i-ésima medición
 i : Valor i-ésimo
 n : Número de mediciones

2.2 Método Indirecto

Para determinar indirectamente el Salto Neto y el Caudal Turbinado de cada grupo de generación, se utilizan ecuaciones que relacionan la siguiente información:

- Potencia en bornes de generador de cada grupo de generación.
- Eficiencia del generador definida en ensayos de fábrica.
- Eficiencia de la turbina establecida mediante ensayos con el método termodinámico en cada grupo de generación.
- Medición de presión manométrica en las secciones de referencia aguas arriba y aguas abajo de la turbina.
- Medición de la cota del nivel de agua en la cámara de carga o reservorio a presión.

Repitiendo este cálculo para los grupos de generación se puede finalmente obtener el Caudal Turbinado de la Central Hidroeléctrica.

Un ejemplo de aplicación de este método indirecto se presenta en el Anexo 12.

1.15 Modificación del título del Anexo 5 del PR-18

“ANEXO 5

DETERMINACIÓN DE LA ALTURA O SALTO NETO DE LA TURBINA”

1.16 Modificación del Anexo 11 del PR-18

**"ANEXO 11
FORMATOS**

Formato 1

Tabla de Datos Técnicos de los grupos de generación. (TDT-CH)

Formato 2

Tabla de Datos Técnicos de Instrumentos de Medición (TDT-IM)

Formato 3

Estructura de Plan del EPE

Formato 4

Modelo de Acta del EPE

Formato 5

Estructura de Informe Final

FORMATO 1

**TABLA DE DATOS TÉCNICOS DE LAS UNIDADES LOS GRUPOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA
(TDT – CH)**

TURBINAS PELTON

N°	DESCRIPCION	UNIDAD	ESPECIFICADO
1.00	Nombre de la Central Hidroeléctrica		
1.01	Grupo de generación hidroeléctrica		
2.00	Características Generales:		
2.01	Fabricante		
2.02	Cantidad	Und.	
2.03	Tipo (disposición de eje)		
2.04	Número de inyectores		
2.05	Diámetro del rodete	mm	
2.06	Número de álabes		
2.07	Fluido		
2.08	p.h.		
2.09	Velocidad Nominal	rpm	
2.10	Velocidad específica		
2.11	Velocidad de embalamiento	rpm	
2.12	Potencia	kW	
2.13	Caudal de diseño	m ³ /s	
2.14	Altura Neta	m	
2.15	Altura Bruta	m	
2.16	Eficiencia	%	
2.17	Nivel de vibraciones	mm/s	
2.18	Altitud de casa de Máquinas	m.s.n.m.	
3.00	Materiales		

N°	DESCRIPCION	UNIDAD	ESPECIFICADO
3.01	Carcaza		
3.02	Rodete		
3.03	Eje		
3.04	Inyectores		
3.05	Deflectores		
4.00	Condiciones Generales:		
4.01	Antigüedad	Años	
4.02	Fecha de último mantenimiento mayor		

TURBINAS FRANCIS

N°	DESCRIPCION	UNIDAD	ESPECIFICADO
1.00	Nombre de la Central Hidroeléctrica		
1.01	Grupo de generación hidroeléctrica		
2.00	Características Generales:		
2.01	Fabricante		
2.02	Cantidad	Und.	
2.03	Tipo (disposición de eje)		
2.04	Diámetro del rodete	mm	
2.05	Número de álabes del rodete		
2.06	Número de álabes directrices del distribuidor		
2.07	Rango de regulación de álabes móviles del distribuidor	grados	
2.08	Fluido		
2.09	p.h.		
2.10	Velocidad Nominal	rpm	
2.11	Velocidad específica		
2.12	Velocidad de embalamiento	rpm	
2.13	Potencia	kW	
2.14	Caudal de diseño	m ³ /s	
2.15	Altura Neta	m	
2.16	Altura Bruta	m	
2.17	Eficiencia	%	
2.18	Nivel de vibraciones	mm/s	
2.19	Altitud de casa de Máquinas	m.s.n.m.	
3.00	Materiales		
3.01	Carcaza		
3.02	Rodete		
3.03	Eje		
3.04	Alabes directrices		

N°	DESCRIPCION	UNIDAD	ESPECIFICADO
3.05	Sellos		
4.00	Condiciones Generales:		
4.01	Antigüedad	Años	
4.02	Fecha de último mantenimiento mayor		

TURBINAS KAPLAN

N°	DESCRIPCION	UNIDAD	ESPECIFICADO
1.00	Nombre de la Central Hidroeléctrica		
1.01	Grupo de generación hidroeléctrica		
2.00	Características Generales:		
2.01	Fabricante		
2.02	Cantidad	Und.	
2.03	Tipo (disposición de eje)		
2.04	Diámetro del rodete	mm	
2.05	Número de álabes del rodete	Und.	
2.06	Rango de regulación de álabes del rodete	grados	
2.07	Número de álabes directrices del distribuidor	Und.	
2.08	Rango de regulación de álabes móviles del distribuidor	grados	
2.09	Fluido		
2.10	p.h.		
2.11	Velocidad Nominal	rpm	
2.12	Velocidad específica		
2.13	Velocidad de embalamiento	rpm	
2.14	Potencia	kW	
2.15	Caudal de diseño	m3/s	
2.16	Altura Neta	m	
2.17	Altura Bruta	m	
2.18	Eficiencia	%	
2.19	Nivel de vibraciones	mm/s	
2.20	Altitud de casa de Máquinas	m.s.n.m.	
3.00	Materiales		
3.01	Carcaza		
3.02	Rodete		
3.03	Eje		
3.04	Alabes directrices		
3.05	Sellos		
4.00	Condiciones Generales:		
4.01	Antigüedad	Años	

N°	DESCRIPCION	UNIDAD	ESPECIFICADO
4.02	Fecha de último mantenimiento mayor		

GENERADOR

N°	DESCRIPCION	UNIDAD	ESPECIFICADO
1.00	Nombre de la Central Hidroeléctrica		
1.01	Grupo de generación hidroeléctrica		
2.00	Generador		
2.01	Fabricante		
2.02	Modelo		
2.03	Potencia Nominal	kVA	
2.04	Factor de potencia		
2.05	Tensión Nominal	V	
2.06	Velocidad	rpm	
2.07	Clase de aislamiento		
2.08	Enfriamiento		
2.09	Sistema de excitación		
	Tensión nominal	V	
	Corriente nominal	A	
	Tipo de excitación		
2.10	Tipo de fijación en la base		
2.11	Sistema de frenaje		
	• Tipo		
	• Materiales		
2.12	Sistema de refrigeración de cojinetes		
2.18	Medición de temperatura de cojinetes		
2.19	Sistema de medición de temperatura		
2.20	Peso de aceite	kg	
2.21	Peso del núcleo	kg	
2.22	Peso total	kg	
2.23	Accesorios		
	• Cantidad de termómetros		
	• Detector de temperatura del tipo resistencia		
2.24	Sistema de protección		
2.25	Parámetros eléctricos		

FORMATO 2

TABLA DE DATOS TÉCNICOS DE INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN (TDT-IM) TRANSDUCTOR DE PRESIÓN

N°	DESCRIPCION	UNIDAD	ESPECIFICADO
1.00	Central Hidroeléctrica		
1.01	Grupo de generación		
2.00	Características Generales:		
2.01	Lugar de instalación		
2.02	Tag del instrumento		
2.03	Plano de referencia		
2.04	Rango de medición		
3.00	Características del Fluido		
3.01	Denominación		
3.02	Gravedad específica		
3.03	Sólidos totales en suspensión	mg/l	
3.04	Viscosidad cinemática a 20°C	cSt	
3.05	p.H.		
3.06	Presión de operación	bar	
4.00	Condiciones ambientales		
4.01	Altitud	msnm	
4.02	Condiciones ambientales		
4.03	Temperatura ambiental mínima	°C	
4.04	Temperatura ambiental máxima	°C	
5.00	Características constructivas		
5.01	General		
5.02	Fabricante		
5.03	Principio de medición		
5.04	Aplicación		
5.10	Especificación del transmisor		
5.11	Material del alojamiento		
5.12	Grado de protección		
5.13	Alimentación eléctrica del transmisor		
5.14	Salida del transmisor		
5.15	Indicación local		
5.16	Montaje de transmisor y sensor		
5.17	Conexión eléctrica		
5.18	Precisión	%	
5.20	Especificación del sensor		
5.21	Material del sensor		
5.22	Sello		
5.23	Fluido de llenado		
5.24	Tipo de conexión		
5.25	Rango de medición	bar	
5.26	Temperatura máxima del proceso	°C	
6.00	Certificaciones		
6.01	Certificación según norma internacional		
6.02	Certificado de calibración en fábrica		
6.03	Intervalo de calibración		

N°	DESCRIPCION	UNIDAD	ESPECIFICADO
6.04	Fecha de última calibración		
6.05	Incertidumbre de medición		

MEDIDOR DEL CAUDAL

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO
1.00	Central Hidroeléctrica		
1.01	Grupo generador		
2.00	Características Generales:		
2.01	Lugar de instalación		
2.02	Tag del instrumento		
2.03	Plano de referencia		
2.04	Rango de medición		
3.00	Características del Fluido		
3.01	Denominación		
3.02	Gravedad específica		
3.03	Sólidos totales en suspensión	mg/l	
3.04	Viscosidad cinemática a 20°C	cSt	
3.05	p.H.		
3.06	Presión de operación	bar	
4.00	Condiciones ambientales		
4.01	Altitud	msnm	
4.02	Condiciones ambientales		
4.03	Temperatura ambiental mínima	°C	
4.04	Temperatura ambiental máxima	°C	
5.00	Características constructivas		
5.10	General		
5.12	Fabricante		
5.13	Principio de medición		
5.14	Aplicación		
5.20	Especificación del transmisor		
5.21	Material del alojamiento		
5.22	Grado de protección		
5.23	Alimentación eléctrica del trasmisor		
5.24	Salida del transmisor		
5.25	Indicación local		
5.26	Montaje de transmisor y sensor		
5.27	Conexión eléctrica		
5.28	Precisión	%	
5.30	Especificación del sensor		
5.31	Material del cuerpo		
5.32	Recubrimiento interno		
5.33	Tipo de conexión		
5.34	Rango de medición	bar	
5.35	Temperatura máxima del proceso	°C	

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO
6.00	Certificaciones		
6.01	Certificación según norma internacional		
6.02	Certificado de calibración en fábrica		
6.03	Intervalo de calibración		
6.04	Fecha de última calibración		
6.05	Incertidumbre de medición		

MEDIDOR DE NIVEL

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO
1.00	Central Hidroeléctrica		
1.01	Grupo generador		
2.00	Características Generales:		
2.01	Lugar de instalación		
2.02	Tag del instrumento		
2.03	Plano de referencia		
2.04	Rango de medición	m	
3.00	Características del Fluido		
3.01	Denominación		
3.02	Gravedad específica		
3.03	Sólidos totales en suspensión	mg/l	
3.04	Viscosidad cinemática a 20°C	cSt	
3.05	p.H.		
3.06	Presión de operación	bar	
4.00	Condiciones ambientales		
4.01	Altitud	msnm	
4.02	Condiciones ambientales		
4.03	Temperatura ambiental mínima	°C	
4.04	Temperatura ambiental máxima	°C	
5.00	Características constructivas		
5.01	General		
5.11	Fabricante		
5.12	Principio de medición		
5.13	Aplicación		
5.20	Especificación del transmisor		
5.21	Material del alojamiento		
5.22	Grado de protección		
5.23	Alimentación eléctrica del		
5.24	Salida del transmisor		
5.25	Indicación local		
5.26	Montaje de transmisor y sensor		
5.27	Conexión eléctrica		
5.28	Precisión	%	
5.30	Especificación del sensor		

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO
5.31	Material del cuerpo		
5.32	Recubrimiento interno		
5.33	Tipo de conexión		
5.34	Rango de medición	m	
5.35	Temperatura máxima del proceso	°C	
6.00	Certificaciones		
6.01	Certificación según norma internacional		
6.02	Certificado de calibración en fábrica		
6.03	Intervalo de calibración		
6.04	Fecha de última calibración		
6.05	Incertidumbre de medición		

MEDIDOR DE POTENCIA ELÉCTRICA

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO
1.00	Central Hidroeléctrica		
1.01	Grupo generador		
2.00	Características Generales:		
2.01	Lugar de instalación		
2.02	Tag del instrumento		
2.03	Plano de referencia		
2.04	Rango de medición		
3.00	Características Funcionales		
3.01	No de canales de medición		
3.02	Entradas de tensión		
3.03	Entradas de intensidad		
3.04	Exactitud		
3.05	Velocidad de muestreo		
3.06	Modos especiales de funcionamiento		
3.07	Medida de armónicos		
3.08	Interfases estándar		
4.00	Condiciones ambientales		
4.01	Altitud	msnm	
4.02	Condiciones ambientales		
4.03	Temperatura ambiental mínima	°C	
4.04	Temperatura ambiental máxima	°C	
5.00	Características constructivas		
5.10	General		
5.11	Fabricante		
5.12	Principio de medición		
5.13	Aplicación		
5.20	Especificación del transmisor		

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO
5.21	Material del alojamiento		
5.22	Grado de protección		
5.23	Alimentación eléctrica del transmisor		
5.24	Salida del transmisor		
5.25	Indicación local		
5.26	Montaje de transmisor y sensor		
5.27	Conexión eléctrica		
5.28	Precisión	%	
5.30	Especificación del sensor		
5.31	Material del cuerpo		
5.32	Recubrimiento interno		
5.33	Tipo de conexión		
5.34	Rango de medición	W	
5.35	Temperatura máxima del proceso	°C	
6.00	Certificaciones		
6.01	Certificación según norma internacional		
6.02	Certificado de calibración en fábrica		
6.03	Intervalo de calibración		
6.04	Fecha de última calibración		
6.05	Incertidumbre de medición		

FORMATO 3

ESTRUCTURA DE PLAN DE ENSAYO

N°	CONTENIDO
1.00	Descripción general de los grupos en prueba y de la Central.
1.01	Descripción general de los grupos de la central a ser ensayada.
1.02	Aspectos relevantes a ser considerados durante la prueba; tales como restricciones operativas, salida reciente de mantenimientos mayores y otros.
1.03	Adjuntar las especificaciones técnicas del grupo, según Formato (ET-CH).
1.04	Completar la descripción mencionando las características del esquema hidráulico: bocatomas, reservorios, túneles, canales, tubería forzada y otros.
2.00	Detalles sobre las mediciones.
2.01	Especificar las variables a medir.
2.02	Especificar los instrumentos fijos y portátiles a ser utilizados y cuáles son sus niveles de incertidumbre.
2.03	Efectuar un listado de todas las variables que serán registradas con instrumentación fija de la planta.
2.04	Elaborar el esquema de disposición de los instrumentos de medición.
3.00	Distribución de Funciones del Personal.
3.01	Indicar cuál será la organización del personal de la Empresa Consultora, indicando las funciones a ser desarrolladas por cada uno de los participantes.
3.02	Presentar un Diagrama de Organización y Funciones.
4.00	Detalles sobre aspectos operativos durante los EPE, establecidos antes de los EPE.
4.01	Tiempo de estabilización previo al EPE de potencia.
4.02	Ajustes permitidos durante los EPE.
4.03	Ajustes no permitidos durante los EPE.
5.00	Consideraciones especiales del EPE.
5.01	Indicar capacidad de los embalses.
5.02	Indicar capacidad de los embalses.
5.03	Restricciones operativas.
5.04	Año seco o Año húmedo.
5.05	Otras consideraciones relevantes para el EPE.
6.00	Requerimiento de apoyo de personal de planta.
6.01	El Jefe de Ensayo deberá indicar que personal de apoyo se requiere para la instalación de los equipos de medición portátil por parte de la Empresa Consultora, por ejemplo: un técnico electricista para instalar los medidores de variables eléctricas en bornes de generación y en los servicios auxiliares; un técnico mecánico para instalar los transductores de presión, nivel y el equipo de flujo.
7.00	Programa de EPE En base a las consideraciones anteriores y el cronograma elaborado por la generadora y aprobada por el COES previamente, se debe preparar un cronograma definitivo de ensayo, verificando o modificando los siguientes aspectos (7.1), (7.2) y (7.3)
7.01	Tiempo estabilización de los grupos y la central, previa al inicio del EPE.

N°	CONTENIDO
7.02	Hora de inicio del EPE.
7.03	Duración del EPE.
8.00	Acta de EPE.
8.01	Deberá indicarse un tiempo estimado para la elaboración y suscripción del Acta de EPE.
8.02	Indicar las facilidades requeridas a ser otorgadas por el Integrante del COES, tales como impresiones, fotocopias, los registros de variables tomadas de los instrumentos fijos de la planta e información adicional que se requiera.

FORMATO 4

MODELO DE ACTA DEL EPE

ACTA DE ENSAYO DE POTENCIA EFECTIVA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS			
GENERADOR INTEGRANTE	NOMBRE DE LA CENTRAL	GRUPOS OPERATIVOS	
		N° DE GRUPOS DE GENERACIÓN	NOMBRE DE GRUPOS DE GENERACIÓN
1. APERTURA DEL ACTA			
FECHA	HORA	LUGAR	
2. PARTICIPANTES			
COES (Veedor)	GENERADOR INTEGRANTE (Representante)	EMPRESA CONSULTORA (Jefe de Ensayo)	
3. OTROS PARTICIPANTES			
GENERADOR INTEGRANTE			
Operador de la central			
Técnico electricista			
Técnico mecánico			
CONSULTORA (Asistentes)			
Primer			
Segundo			

Tercer			
Cuarto			
4. HITOS PRINCIPALES			
HITO	FECHA	INICIO (HORA)	FINAL(HORA)
Estabilización Pre EPE			
Ensayo Potencia Efectiva			

DATOS REFERENCIALES		POTENCIA (kW)		FECHA
Pruebas de Recepción				
Prueba anterior				
RESULTADOS DE LA PRUEBA	EXITOSA SIN INTERRUPCIONES		CONCLUIDO CON INTERRUPCIONES	INVALIDADO
5. INTERRUPCIONES				
INTERRUPCIÓN N°1	HORA	LOCALIZACIÓN	TIPO FALLA	SOLUCIÓN
INICIO				
FIN				
DETALLE DE INTERRUPCIÓN 1				
INTERRUPCION N° 2	HORA	LOCALIZACIÓN	TIPO FALLA	SOLUCIÓN
INICIO				
FIN				
DETALLE DE INTERRUPCIÓN 2				
6. CUMPLIMIENTO DEL PLAN DETALLADO DEL EPE (Ver Formato 3)				
INCLUYE		CUMPLIMIENTO	OBSERVACIÓN	
Especificaciones técnicas de los grupos de generación				

Especificaciones técnicas de Instrumentos		
Detalle sobre mediciones		
Estructura organizacional de la empresa Consultora		
Consideraciones especiales del EPE		
Requerimiento de apoyo de personal de planta		
Programa de EPE		
7. RESULTADOS DE LOS EPE		
Anexo A	Información observada del Plan de Detalle	
Anexo B	Resultados de Mediciones (Total y Validadas)	
Anexo C	Información Adicional relevante	
8. CIERRE DEL ACTA		
FECHA	HORA	LUGAR
SUSCRIPCIÓN		
Institución	Nombre	Firma

FORMATO 5

ESTRUCTURA DE INFORME FINAL

El Informe del EPE presentará información suficiente para demostrar que todos los objetivos se han alcanzado. Se propone la siguiente estructura del Informe de Resultados del EPE.

1. La carátula del Informe deberá presentar la siguiente información:

a) Código del Informe.

Se sugiere usar el siguiente código, en la que figura el nombre de la central y el año de la prueba:

Ejemplo:

Central	Año
MANTARO	2010

b) Fecha(s) de la prueba;

c) Título de la prueba;

d) Ubicación de la prueba;

e) Nombre del propietario (generador);

f) Nombre de la Empresa Consultora;

g) Autor(es) del Informe;

h) Fecha del Informe.

2. La Tabla de contenido consignará las subdivisiones principales del informe.

3. El Resumen Ejecutivo presentará brevemente el objeto, acuerdos especiales que se hayan tomado entre las partes, los resultados y las conclusiones de la prueba. También, deberá incluir un cuadro comparativo con los resultados de las pruebas ante

4. El Informe Detallado incluirá la siguiente información:

a) Objeto del EPE;

b) Descripción general de la central;

c) Cuando sea pertinente, una breve historia de la operación de la central desde la puesta en marcha inicial;

d) Descripción del EPE, disposiciones, equipos, instrumentos y su ubicación y condiciones de operación; cuadro organizacional del personal de que realizó los EPE;

e) Resumen de las mediciones y observaciones pertinentes;

f) Breve referencia al método de cálculo;

g) Análisis de la prueba, sus resultados y conclusiones.

5. Formatos

Plan Detallado del EPE. Acta de EPE.

Certificados de calibración de los instrumentos de medición.

Copias de hojas de cálculos relevantes.”

1.17 Modificación del Anexo 12 del PR-18

**"ANEXO 12
EJEMPLOS DE APLICACIÓN DEL PR-18**

1. Determinación de Potencia Efectiva

Los resultados de las mediciones efectuadas y las variaciones de la variable primaria (potencia en bornes de generación) para tres grupos de generación se muestran en el Cuadro N°1 del presente anexo.

Cuadro N°1. Resultados del EPE

Hora	Grupo N° 1		Grupo N° 2		Grupo N° 3	
	Potencia	Variabilidad	Potencia	Variabilidad	Potencia	Variabilidad
	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)
13:30	29 263,6	-0,10899	29 952,3	0,00623	29 531,4	-0,07809
13:45	29 212,7	-0,28259	29 887,6	-0,20968	29 483,9	-0,23892
14:00	29 367,0	0,24417	29 984,8	0,11494	29 617,4	0,21264
14:15	29 387,9	0,31550	29 989,7	0,13134	29 635,1	0,27273
14:30	29 334,4	0,13275	29 973,9	0,07835	29 588,1	0,11354
14:45	29 357,7	0,21223	29 985,1	0,11581	29 615,1	0,20508
15:00	29 220,4	-0,25640	29 870,7	-0,26601	29 489,7	-0,21930
15:15	29 314,3	0,06434	29 963,5	0,04364	29 571,7	0,05800
15:30	29 272,1	-0,07967	29 953,4	0,01008	29 536,0	-0,06270
15:45	29 193,3	-0,34884	29 889,0	-0,20507	29 469,7	-0,28699
16:00	29 194,0	-0,34636	29 891,6	-0,19643	29 465,7	-0,30068
16:15	29 289,9	-0,01901	29 958,5	0,02692	29 549,5	-0,01704
16:30	29 342,1	0,15927	29 974,9	0,08194	29 591,2	0,12402
16:45	29 299,4	0,01337	29 958,8	0,02797	29 556,3	0,00602
17:00	29 279,5	-0,05442	29 951,8	0,00460	29 536,8	-0,05995
17:15	29 299,3	0,01300	29 957,2	0,02271	29 552,9	-0,00547
17:30	29 307,2	0,04002	29 963,7	0,04431	29 563,8	0,03156
17:45	29 331,2	0,12208	29 969,5	0,06366	29 581,5	0,09124
18:00	29 296,7	0,00424	29 960,8	0,03467	29 559,9	0,01821
18:15	29 346,8	0,17532	29 971,4	0,07002	29 594,7	0,13610
Promedio	29 295,5		29 950,4		29 554,5	

1.1 Validación de Variables Primarias

Primero se valida las mediciones que no hayan sobrepasado los límites de fluctuaciones es decir $\pm 1,5\%$ del valor promedio, como se muestra en el Cuadro N°1 del presente anexo, los valores de variabilidad están por debajo del límite especificado, luego se determina la Potencia Efectiva de cada grupo de generación aplicando la fórmula (1) del Anexo 4 obteniéndose:

$$Pe_1 = 29\,295,5 \text{ kW}$$

$$Pe_2 = 29\,950,4 \text{ kW}$$

$$Pe_3 = 29\,554,5 \text{ kW}$$

Luego se obtiene la Potencia Efectiva de la Central Hidroeléctrica, aplicando la fórmula (2) del Anexo 4:

$$PE = Pe_1 + Pe_2 + Pe_3 = 29\,295,5 + 29\,950,4 + 29\,554,5 = 88\,800,4 \text{ kW}$$

Error Sistemático típico: $\pm 0,7\%$

2. Determinación de Caudal Turbinado

2.1 Método Directo

Se calcula como el promedio del caudal turbinado registrada por los medidores de flujo para la central generación durante el tiempo de duración del EPE. Los resultados de las mediciones y las variabilidades se muestran en el Cuadro N° 2 del presente anexo.

Cuadro N°2. Variabilidad de datos de caudal durante el EPE

Hora	Caudal	Variabilidad
	m ³ /s	(%)
13:30	18,24	-0,00415
13:45	18,22	-0,10723
14:00	18,21	-0,12523
14:15	18,21	-0,13701
14:30	18,21	-0,15847
14:45	18,20	-0,18568
15:00	18,20	-0,18557
15:15	18,25	0,06061
15:30	18,24	0,02812
15:45	18,24	0,00197
16:00	18,25	0,06551
16:15	18,26	0,14363
16:30	18,27	0,18413
16:45	18,26	0,11046
17:00	18,25	0,09473
17:15	18,25	0,08462
17:30	18,25	0,05865
17:45	18,24	0,00026
18:00	18,24	0,04164
18:15	18,24	0,02901
Promedio	18,24	

De la validación de las mediciones se observa que las fluctuaciones se encuentran dentro de los límites permitidos ($\pm 1,5\%$ del valor promedio), luego se determina el Caudal Turbinado de la Central Hidroeléctrica aplicando la fórmula (3) del Anexo 4, obteniéndose 18,24 m³/s.

Error sistemático típico: $\pm 1.5\%$

2.2 Método Indirecto

a) Caso de turbina de reacción de eje horizontal

Tomando de referencia la Figura N°1 del Anexo 7, la altura neta se puede expresar de la siguiente manera:

$$H = \frac{p_1 - p_2}{\rho g} + \frac{v_1^2 - v_2^2}{2g} + Z \dots \dots (a.1)$$

$$H = \frac{p_1 - p_2}{\rho g} + \frac{Q^2}{2g} \left(\frac{1}{A_1^2} - \frac{1}{A_2^2} \right) + Z \dots \dots (a.2)$$

Siendo:

H: Altura neta

p: presión

v: velocidad

g: aceleración de gravedad

Z: diferencia de niveles

ρ : densidad del agua

A: Área

Q: Caudal

De los EPE en sitio se han tomado los siguientes datos:

- Latitud : 14°15'
- Longitud : 71°13'
- Altitud 3660 msnm
- Temperatura de agua : 10°C
- p : 850 kPa
- p_2 : 10 kPa
- Z : 0,6 m
- d_1 : 270 mm
- d_2 : 350 mm
- P_a : 475 kW

Para los datos de ubicación de la casa de máquinas se obtiene:

$$g = 9,782 \text{ m/s}^2$$

Para la densidad del agua se tiene:

$$\rho = 999,77 \text{ kg/m}^3$$

Remplazando valores en (a.1) y (a.2) se tiene:

$$H = 85,89 + 10,07Q^2 + 0,6$$

$$H = 86,49 + 10,07Q^2 \dots (a.3)$$

De otra parte se tiene la relación:

$$P_a = \rho g Q H \eta_t \eta_a / 1000 \quad \dots (a.4)$$

Considerando:

$$\eta_t = 89\%$$

$$\eta_a = 98\%$$

Reemplazando en (a.4) se obtiene:

$$QH = 55,69 \quad \dots (a.5)$$

Resolviendo las ecuaciones (a.3) y (a.5) se obtiene:

$$H = 90,32 \text{ m}$$

$$Q = 0,616 \text{ m}^3/\text{s}$$

b) Caso de turbina Pelton de eje vertical

Tomando de referencia la Figura N°2 del Anexo 7, la altura neta se puede expresar de la siguiente manera:

$$H = \frac{p_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} + Z \dots \dots (b.1)$$

Para el ejemplo de turbinas de acción de eje vertical, tenemos los parámetros de cálculo del Grupo N° 02, registrado durante el EPE de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo (SAM). De los EPE en sitio se han tomado los siguientes datos:

- Latitud : 12°21'
- Altitud : 1840 msnm
- Temperatura de agua : 10°C
- p_1 : 7,20 MPa
- Z : 2,61 m
- d_1 : 1800 mm
- P_a : 104 319 kW

Para los datos de ubicación de la casa de máquinas se obtiene:

$$g = 9,777 \text{ m/s}^2$$

Para la densidad del agua se tiene:

$$\rho = 999,77 \text{ kg/m}^3$$

Reemplazando valores en (b.1) se tiene:

$$H = 739,20 + 0,007897Q^2 \quad \dots (b.3)$$

De otra parte se tiene la relación:

$$P_a = \rho g Q H \eta_t \eta_a / 1000 \quad \dots (b.4)$$

Considerando:

$$\eta_t = 90,37\%$$

$$\eta_a = 98\%$$

Reemplazando en (b.4) se obtiene:

$$QH = 12\,048$$

... (b.5)

Resolviendo las ecuaciones (b.3) y (b.5) se obtiene:

$$H = 741,3\text{ m}$$

$$Q = 16,253\text{ m}^3/\text{s}''$$