



**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 004-2025-OS/CD**

**Resolución de Consejo Directivo que aprueba el
Procedimiento Técnico del COES N° 17 “Determinación
de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de
Generación Termoeléctrica” (PR-17)**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 005-2025-OS/CD**

**Resolución de Consejo Directivo que aprueba el nuevo
Procedimiento Técnico del COES N° 18 “Determinación de la
Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas” (PR-18)**

NORMAS LEGALES

ANEXO B

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL “GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y DEFINICIONES UTILIZADAS EN LOS PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DEL COES”**Modificaciones del Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES aprobado con Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME**

- 1 Eliminar el término y definición de la “Condición de potencia efectiva”.
- 2 Modificar la definición del término “Humedad Relativa de Potencia Efectiva”:
“Humedad Relativa de Potencia Efectiva: Es un valor representativo de las condiciones atmosféricas de la zona en que está localizada la unidad termoelectrónica, e igual al promedio de los valores de humedad relativa mensual a lo largo del mismo periodo para el que se calcula la temperatura ambiente de potencia efectiva.”
- 3 Modificar la definición del término “Potencia Bruta”:
“Potencia Bruta: Total de la potencia, sin deducción de los servicios auxiliares entregada por la unidad, correspondiente a bornes del generador.”
- 4 Reemplazar el término “Presión Ambiente de Potencia Efectiva” por el término “Presión Atmosférica de Potencia Efectiva”, manteniendo su definición.
- 5 Modificar la definición del término “Temperatura Ambiente de Potencia Efectiva”:
“Temperatura Ambiente de Potencia Efectiva: Es igual al promedio de las temperaturas máximas medias mensuales en la central termoelectrónica, contado sobre el periodo de los últimos 05 años.

Para la determinación del promedio no se debe excluir los registros por casos particulares como por ejemplo en los casos de “Fenómeno del Niño”, entre otros.”
- 6 Modificar la definición del término “Temperatura de Fuente Fría de Potencia Efectiva”:
“Temperatura de Fuente Fría de Potencia Efectiva: Es igual al promedio de las temperaturas máximas mensuales de la fuente fría utilizada para la condensación del vapor agotado, en las centrales a vapor o de ciclo combinado, o para el enfriamiento del sistema de refrigeración del aire de carga en motores reciprocantes; a lo largo del mismo periodo para el que se calcula la temperatura ambiente de potencia efectiva. En las centrales con circuitos abiertos, deberá determinarse de las temperaturas del agua de mar, río o lago que sirve como fuente de enfriamiento. En las centrales con torres de enfriamiento húmedas, se determinará de las temperaturas de bulbo húmedo del aire ambiente. Finalmente, en las centrales con circuitos de enfriamiento cerrados, torres secas o radiadores, se determinará en base a la temperatura ambiente de potencia efectiva.”

Resolución de Consejo Directivo que aprueba el nuevo 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° 005-2025-OS/CD**

Lima, 14 de enero de 2025

CONSIDERANDO

Que, en el literal c) del artículo 3.1 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los 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 (“Reglamento General de Osinergmin”), 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, mediante Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (“Ley N° 28832”), 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 Osinermin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad;

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, mediante Carta N° D-049-2024 del 19 de enero de 2024, el COES 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 N° COES/D-332-2024 del 10 de abril de 2024, remitió a Osinermin la subsanación de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-18;

Que, con Resolución N° 121-2024-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 Reglamento que establece disposiciones sobre publicación y difusión de normas jurídicas de carácter general, resoluciones y proyectos normativos y en el artículo 25 del Reglamento General de Osinermin;

Que, en la citada resolución 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 por las empresas Engie Energía Perú S.A., HML Ingenieros y Consultores S.A.C., Inland Energy S.A.C., Orygen Perú S.A.A., Kallpa Generación S.A., Compañía Eléctrica El Platanal S.A. y Electroperú S.A. han sido analizados en el Informe Técnico N° 022-2024-GRT e Informe Legal N° 023-2024-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, como parte del proceso, con fecha 7 de agosto de 2024, Osinermin remitió al COES, mediante Oficio N° 1294-2024-GRT, los comentarios presentados por las empresas mencionadas en el párrafo anterior, solicitando la opinión sobre dichos comentarios, otorgándole para ello veinticinco (25) días hábiles para su remisión;

Que, mediante Carta N° COES/D-660-2024 del 20 de agosto de 2024, el COES solicitó y sustentó la ampliación de quince (15) días hábiles adicionales para remitir sus opiniones sobre los comentarios recibidos; en ese sentido, mediante Oficio N° 1451-2024-GRT, Osinermin otorgó al COES el plazo adicional solicitado;

Que, dentro del plazo otorgado, con fecha 3 de octubre de 2024, el COES remitió a Osinermin, mediante Carta N° COES/D-811-2024, la opinión sobre los comentarios realizados al proyecto;

Que, en ese sentido, se ha emitido el Informe Técnico N° 022-2025-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N° 023-2025-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales integran la decisión del Consejo Directivo de Osinermin;

Que, debido a la cantidad modificaciones propuestas, resulta conveniente aprobar un nuevo texto del PR-18, para facilitar su manejo por parte de los administrados, en un documento integrado;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinermin, aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; en el Reglamento General de Osinermin, 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 Osinermin en su Sesión N° 01-2025, de fecha 14 de enero de 2025.

SE RESUELVE

Artículo 1.- Aprobar el Procedimiento Técnico del COES N° 18 “Determinación de la Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas” (PR-18) contenido en el Anexo A de la presente resolución.

Artículo 2.- Derogar 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.

Artículo 3.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial “El Peruano” y en <https://www.gob.pe/osinermin>, y consignarla juntamente con el Informe Técnico N° 022-2025-GRT y el Informe Legal N° 023-2025-GRT, en el portal web institucional de Osinermin: <https://www.osinermin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2025.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

ANEXO A

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-18
DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS		
<ul style="list-style-type: none"> Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 005-2025-OS/CD. 		

1. OBJETIVO

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.

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 Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.4 Decreto Supremo N° 027-2008-EM – Reglamento del COES.
- 2.5 Ley N° 23560.- Ley que establece el Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú.
- 2.6 Estatuto del COES

3. DEFINICIONES

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

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

Asimismo, para la aplicación del presente Procedimiento, los siguientes términos en singular o plural que se inicien con mayúscula tienen el significado que se indica a continuación:

3.1 Altura o Salto neto de una Turbina (H)

Es la energía por unidad de peso de agua disponible entre las secciones de referencia de presión alta (aguas arriba) y presión baja (aguas abajo) de la turbina.

3.2 Altura o Salto bruto de la Central Hidroeléctrica (H_g)

Diferencia en elevaciones entre el nivel del agua en la parte superior (embalse o cámara de carga, según corresponda) y el nivel del agua en la descarga.

3.3 Altura o Salto nominal de la Central Hidroeléctrica (H_n)

Es la altura o salto neto de diseño de la Central Hidroeléctrica para la totalidad de turbinas operando simultáneamente.

3.4 Altura o Salto efectivo de la Central Hidroeléctrica (H_e)

Es la altura o salto neto disponible de la Central Hidroeléctrica para la totalidad de turbinas operando simultáneamente.

3.5 Caudal Turbinado

Volumen de agua por unidad de tiempo que se registra o se determina durante la medición de la Potencia Efectiva realizada de acuerdo al presente Procedimiento.

3.6 Condiciones de Potencia Efectiva de una Central Hidroeléctrica

Son las imperantes bajo condiciones de flujo del agua estable, sin sobrecarga (eléctrica o hidráulica), a velocidad nominal de rotación de las turbinas (correspondiente a 60 Hz del sistema) y a la Altura o Salto efectivo de la Central Hidroeléctrica.

3.7 Error sistemático

Es el error que no puede reducirse al aumentar el número de mediciones, si el equipo y las condiciones de las mediciones permanecen iguales.

3.8 Incertidumbre sistemática

Es el rango en que se espera se encuentre el valor verdadero de una medición, y que está asociada a los Errores Sistemáticos de los instrumentos.

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.

3.10 Ensayo de Potencia Efectiva (EPE)

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

4. OBLIGACIONES

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 a su juicio 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. Asimismo, el periodo de análisis será desde setiembre del año anterior hasta agosto del año de evaluación (1 año).
- 4.1.9 Informar al generador titular sobre las solicitudes de EPE realizadas conforme al numeral 5.5.

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 correspondiente a: (i) Empresa consultora y, (ii) Costo variable no recuperado.
- 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.

5. OPORTUNIDAD DE LOS EPE

Los EPE se realizarán en los siguientes casos:

- 5.1 Cuando inicie la Operación Comercial una nueva Central Hidroeléctrica de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN" (PR-20).

- 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 la finalización del Periodo de Avenida del año siguiente a la solicitud.

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, siempre y cuando la central inicie por primera vez su Operación Comercial.
- 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, 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) a 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 y sobrecarga 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.
 - e.6 Las temperaturas del cojinete y devanados no deben exceder a las indicadas por el fabricante.
 - e.7 La corriente de generación no debe exceder al valor Nominal indicado por el fabricante.

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.

El informe del EPE será suscrito por el Jefe de Ensayo, consignando su número de registro profesional o colegiatura.

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

Nº	Evento	Responsable	Plazo
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 rechazo 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 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 entrega de información de los Integrantes previstas en el presente procedimiento deberá ser informado por el COES a Osinergmin en el mes siguiente de identificado. Para efectos de iniciar el procedimiento administrativo sancionador a que hubiere lugar, se aplicarán las sanciones previstas en la Escala de Multas y Sanciones.

7 ANEXOS

- Anexo 1 Selección del consultor y requerimientos de la instrumentación
- Anexo 2 Descripción de la metodología para la verificación de la disminución o incremento de la Potencia Efectiva
- Anexo 3 Actividades para la ejecución del EPE
- Anexo 4 Determinación de la Potencia Efectiva y Caudal Turbinado
- Anexo 5 Determinación de la altura o salto neto de la turbina
- Anexo 6 Incertidumbre y error en las mediciones
- Anexo 7 Figuras
- Anexo 8 Medición directa de caudal y variables complementarias
- Anexo 9 Métodos de Medición y Ubicación de instrumentos
- Anexo 10 Diagramas de Flujo de Procesos (Ensayos de campo y Ensayos de gabinete)
- Anexo 11 Formatos
- Anexo 12 Ejemplo de aplicación del PR-18

ANEXO 1 SELECCIÓN DEL CONSULTOR REQUERIMIENTOS DE LA EMPRESA CONSULTORA E INSTRUMENTACIÓN

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).

2. Instrumentación

De manera indicativa, pero no limitativa, se utilizará por lo menos la siguiente instrumentación:

- 02 Registradores de parámetros eléctricos.
- 01 Medidor de flujo para líquidos (agua).
- 02 Transductores sumergibles de nivel.
- 02 Transductores de presión.

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.

ANEXO 2 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA VERIFICACIÓN DE LA DISMINUCIÓN O INCREMENTO DE LA POTENCIA EFECTIVA

La verificación de la disminución o incremento de la Potencia Efectiva de una Central Hidroeléctrica se realizará de la siguiente forma:

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.
2. Se determinará la potencia para periodos consecutivos de cinco (5) horas calculando el promedio de los registros de potencia, utilizando los valores en que se presente un caudal turbinado igual o superior al medido o calculado en la determinación de la potencia efectiva. Para el cálculo de la potencia en mención, se utilizará las fórmulas indicadas en el Anexo 4.
3. Se descartará los valores de los medidores cuando se presente una concentración de sólidos en suspensión que no permita turbinar el caudal máximo.
4. La potencia determinada en el numeral 2 del presente anexo, se utilizará para la comparación con la medición de Potencia Efectiva.

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.
- 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.

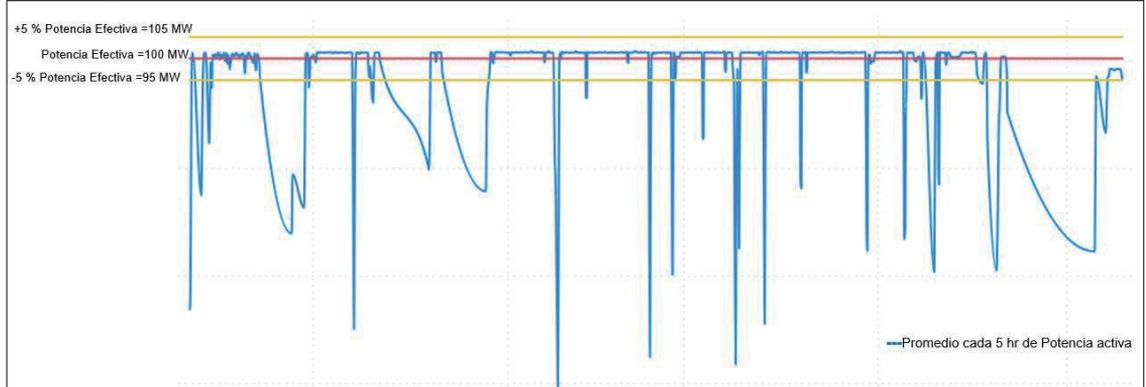


Periodo	Potencia Efectiva Vigente (PR-18)	-5% de la Potencia Efectiva	+5% de la Potencia Efectiva	Caudal Turbinado Hallado en el ensayo	Registros de Potencia Activa (Medidos en bormes de generación)	Promedio cada 5 hr de la Potencia Activa	Registros de Caudales turbinados (Declarados vía extranet)	Caudal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

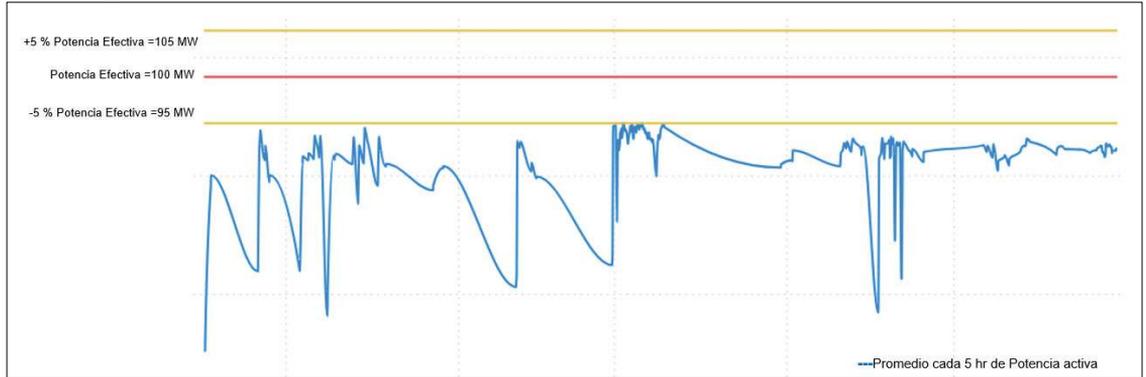
De los datos seleccionados se pueden identificar 3 escenarios:

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



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:

- Ubicación y verificación del estado operativo de los equipos de medición y sistemas auxiliares, para lo cual deberá tomar como referencia la información que le entregó el Generador Integrante según lo señalado en el numeral 6.1 del presente procedimiento.
- Verificación de los puntos de medición y registro de todas las Variables Primarias y Secundarias consideradas, para lo cual deberá tomar como referencia los esquemas señalados en el numeral 6.1 del presente procedimiento.
- Verificación de la calidad de la instrumentación fija de la central y la instrumentación portátil proporcionada por el Consultor.

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 (*)

N°	Equipo	Variable	Rango de precisión
1	Medidor de energía	Potencia generada	Clase 0.2
2	Medidor de flujo	Caudal turbinado	$\pm 1,0\%$
3	Medidor de presión	Presión	$\pm(2 \text{ a } 6) \times 10^{-3} p_{\max}$, donde p_{\max} es la escala máxima del instrumento.
4	Medidor de temperatura	Temperatura	$\pm 0,5 \text{ }^\circ\text{K}$ (grados kelvin)
5	Medidor de nivel	Nivel	$\pm(2 \text{ a } 6) \times 10^{-3} Z_{\max}$; donde Z_{\max} es la escala máxima del instrumento.

(*) Referencia Norma IEC 60041 Sección 4

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:

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

2. Desarrollo del ensayo

2.1 Asistentes al EPE

Durante el EPE deberán estar presentes:

- Un representante acreditado del Generador Integrante, que tendrá la función de operar la central sometida a EPE.
- Un representante designado por el COES, en calidad de veedor, quien dará fe de la correcta ejecución de EPE.
- 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

- 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

N°	Variables secundarias
1	Potencia de servicios auxiliares
2	Nivel del espejo de agua del embalse o cámara de carga
3	Altura bruta
4	Presión en toda la extensión de la línea del eje del túnel (en el caso de tener acceso al túnel de aducción)
5	Presión en tubería de ingreso y salida de la turbina (esto último sólo para turbinas de reacción)
6	Voltaje
7	Corriente de generación
8	Factor de potencia
9	Frecuencia
10	Temperatura de devanados del estator y cojinetes
11	Otros parámetros que indican operación en régimen estable (tales como: nivel de agua en los pozos de oscilación, corriente de excitación, etc.), conforme corresponda específicamente a la central.

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:

- Cuando no se pueda cumplir con el mínimo de registros válidos de acuerdo con el numeral 2.3 b) del presente anexo.
- 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:

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

4. Referencia

Para las actividades indicadas en el presente anexo se deberá tomar como referencia la Norma Internacional IEC 60041:1991 Tercera Edición "Pruebas de campo para determinar el funcionamiento de turbinas hidráulicas, bombas de almacenamiento y turbinas-bomba".

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).

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

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 del j-ésimo 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).

$$Qt = \frac{\sum_{i=1}^n Qt_i}{n} \dots \dots (3)$$

Donde:

Qt : Caudal turbinado de la Central Hidroeléctrica

Qt_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.

Repetiendo este cálculo para 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.

ANEXO 5 DETERMINACIÓN DE LA ALTURA O SALTO NETO DE LA TURBINA

1. Secciones de medición

Las secciones de medición se deben ubicar inmediatamente aguas arriba y aguas abajo de la turbina hidráulica. Estas secciones deben a su vez contar con condiciones de flujo estable o casi estable.

Cuando no es posible que en las secciones de referencia se consigan flujos estables, es conveniente desplazar las secciones de medición respecto a las secciones de referencia.

Cuando la sección de medición no sea la sección de referencia, la pérdida de energía hidráulica específica entre ambas secciones debe tomarse en cuenta. La evaluación de esta pérdida puede basarse en el conocimiento teórico y en la experiencia práctica.

2. Cotas de referencia

Es importante establecer una cota de referencia en la Central Hidroeléctrica, que puede estar referido al nivel de piso de las turbinas u otra referencia donde exista un punto de referencia topográfico que incluya la cota. También es usual indicar el nivel medido respecto al nivel del mar (msnm).

Cada instrumento de medida de presión o de nivel libre de agua debe tener una marca fijada permanentemente en él. La altitud de esa marca es llamada el nivel de referencia de los instrumentos. Sin embargo, sólo es importante establecer adecuadamente la diferencia de altitudes (Z) entre la altitud o nivel de referencia de los instrumentos y un nivel de referencia en la Central Hidroeléctrica; en particular es importante establecer la diferencia "Z" entre los niveles de los manómetros ubicados aguas arriba y aguas abajo de las turbinas.

3. Densidad de agua

La densidad promedio del agua debe calcularse como el promedio de las densidades para dos secciones de referencia.

Como la diferencia de temperaturas entre la entrada y la salida de la turbina es pequeña, la temperatura en la sección de referencia aguas abajo de la turbina puede ser usado para calcular las densidades involucradas en la evaluación. Se puede tomar de referencia los valores de la Tabla N° 1.

Tabla N° 1. Densidad del agua de acuerdo a la temperatura*

Temperatura (°C)	Densidad (kg/m³)	Temperatura (°C)	Densidad (kg/m³)	Temperatura (°C)	Densidad (kg/m³)
0	999,8	14	999,2	28	996,2
1	999,9	15	999,1	29	995,9
2	999,9	16	998,9	30	995,7
3	1000,0	17	998,8	31	995,3
4	1000,0	18	998,6	32	995,0
5	1000,0	19	998,4	33	994,7
6	999,9	20	998,2	34	994,4
7	999,9	21	998,0	35	994,0
8	999,9	22	997,8	36	993,7
9	999,8	23	997,5	37	993,3
10	999,7	24	997,3	38	993,0
11	999,6	25	997,0	39	992,6
12	999,5	26	996,8	40	992,2
13	999,4	27	996,5		

* Referencia Tabla E2 de IEC 60041

4. Aceleración de gravedad

El valor de la aceleración de la gravedad (g), depende de la altitud y de la ubicación geográfica (coordenadas).

Para su determinación se puede emplear la fórmula (4), adoptada por la Asociación Internacional de Geodesia (IAG) en el GRS80 (Geodetic Reference System of 1980).

$$g = 9,7803(1 + 0,0053sen^2(latitud)) - 0,0000058sen^2(2latitud) - 3,086 * 10^{-6}(altitud) \dots (4)$$

5. Fórmulas simplificadas para determinar el salto neto

Las siguientes fórmulas simplificadas sirven para determinar la energía hidráulica específica de las turbinas de reacción y acción respectivamente.

Para turbinas de reacción se utilizará la fórmula (1).

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

Para turbinas Pelton se utilizará la fórmula (2):

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

Siendo:

H : Altura neta

p : presión

v : velocidad

Z : diferencia de niveles

ρ : densidad del agua

Para visualizar la diferencia de niveles "Z" ver las Figuras N° 1 y 2 del Anexo 7.

En el caso específico de las turbinas Pelton no se tiene manómetros en el lado aguas abajo, por lo que la diferencia de niveles "Z" se establece entre la ubicación del manómetro aguas arriba de la turbina y la posición donde la presión manométrica, aguas abajo de la turbina, se vuelve 0, lo que ocurre en el punto de contacto de los chorros de agua con los álabes del rodete Pelton.

Para el caso de turbinas Pelton de eje vertical, todos los inyectores orientan sus chorros en el mismo nivel, como se aprecia en la Figura N° 2 del Anexo 7. En el caso de las turbinas de eje horizontal los chorros de los inyectores no entran en contacto con los álabes en el mismo nivel; por esta razón, se debe determinar un nivel promedio, como se ilustra en la Figura N° 3 del Anexo 7.

ANEXO 6 INCERTIDUMBRE Y ERROR EN LAS MEDICIONES

En el Cuadro N° 1 del presente anexo se muestran valores indicativos transcritos de la norma internacional IEC 60041. Este cuadro puede ser utilizado como guía para una estimación preliminar de las incertidumbres sistemáticas.

Cuadro N° 1. Incertidumbres Sistemáticas Estimadas (Nivel de confianza de 95%)*

N°	Métodos de medición	Rango de los valores usuales	Valores esperados bajo condiciones normales
1.0	Medición de caudal		
1.1	Medidor de flujo en conducto cerrado con caudalímetro intrusivo	$\pm 1,0$ a $\pm 1,5\%$	$\pm 1,3 \%$
1.2	Correntómetro en canales abiertos con sección rectangular	$\pm 1,2$ a $\pm 2,0\%$	$\pm 1,5 \%$
1.3	Correntómetro en canales abiertos con sección trapezoidal	$\pm 1,4$ a $\pm 2,3\%$	$\pm 1,7 \%$
1.4	Tubo Pitot estandarizado en conducto cerrado	$\pm 1,5$ a $\pm 2,5\%$	$\pm 2,0 \%$
1.5	Vertedero de crestas agudas	$\pm 1,7$ a $\pm 3,0\%$	$\pm 2,4 \%$
1.6	Método volumétrico	$\pm 1,0$ a $\pm 2,0\%$	$\pm 1,5 \%$
2.0	Medición de nivel		
2.1	Con Flotador	$\pm 0,005$ a $\pm 0,015$ m	$\pm 0,01$ m
2.2	Transductor de presión sumergido	$\pm (2 \text{ a } 6) \times 10^{-3} Z_{\max}$	$\pm 3 \times 10^{-3} Z_{\max}$ (Z_{\max} es la escala completa de lectura del instrumento)
3.0	Medición de presión		
3.1	Manómetro de columna de mercurio/agua	± 100 a ± 500 Pa	± 200 Pa
3.2	Medidor de presión de resorte	$\pm (3 \text{ a } 10) \times 10^{-3} p_{\max}$	$\pm 5 \times 10^{-3} p_{\max}$

Nº	Métodos de medición	Rango de los valores usuales	Valores esperados bajo condiciones normales
3.3	Transductor de presión	$\pm (2 \text{ a } 6) \times 10^{-3} p_{\text{max}}$	$\pm 3 \times 10^{-3} p_{\text{max}}$
4.0	Medición de potencia		
4.1	Potencia en bornes de generador	$\pm 0,5 \text{ a } \pm 1,0\%$	$\pm 0,7 \%$

* Referencia Tabla A1 de IEC 60041

**ANEXO 7
FIGURAS**

**ESQUEMAS DE UBICACIÓN DE INSTRUMENTOS PARA DETERMINAR LA DIFERENCIA DE NIVELES "Z"
(FIGURAS Nº 1, 2 y 3)**

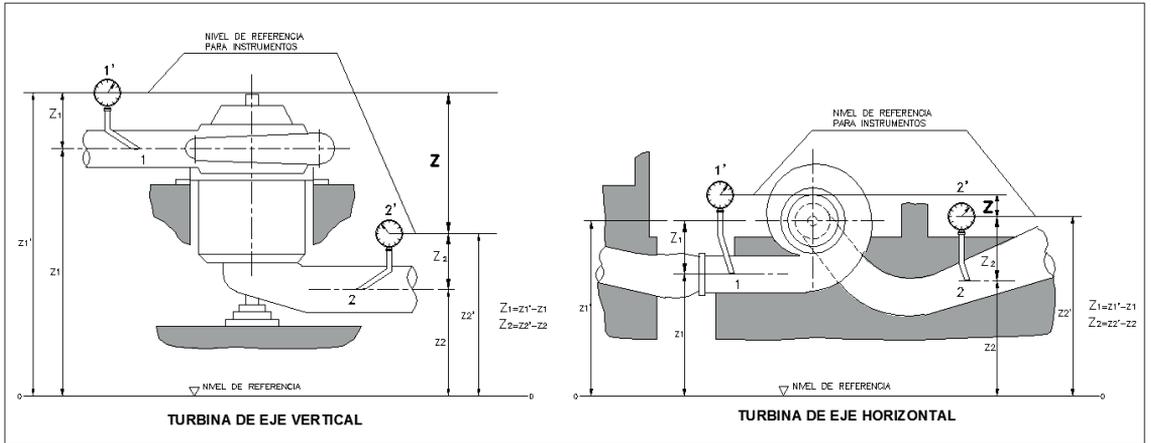


Figura Nº 1. Turbinas de Reacción

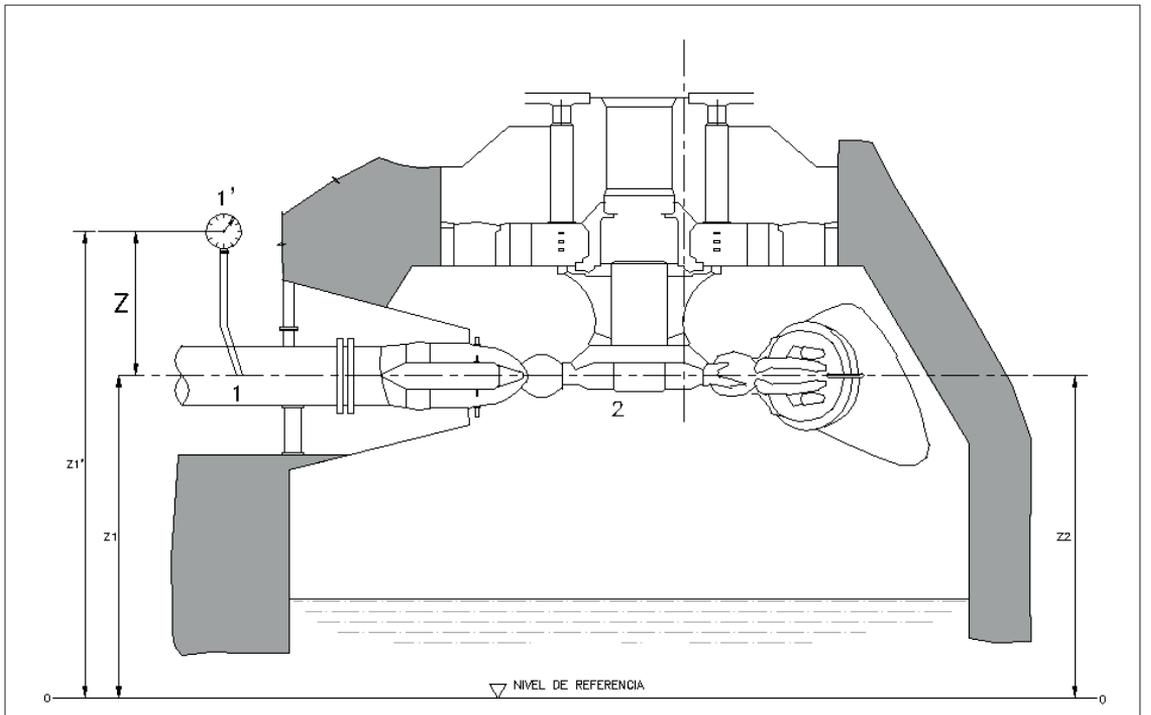


Figura Nº 2. Turbina tipo Pelton

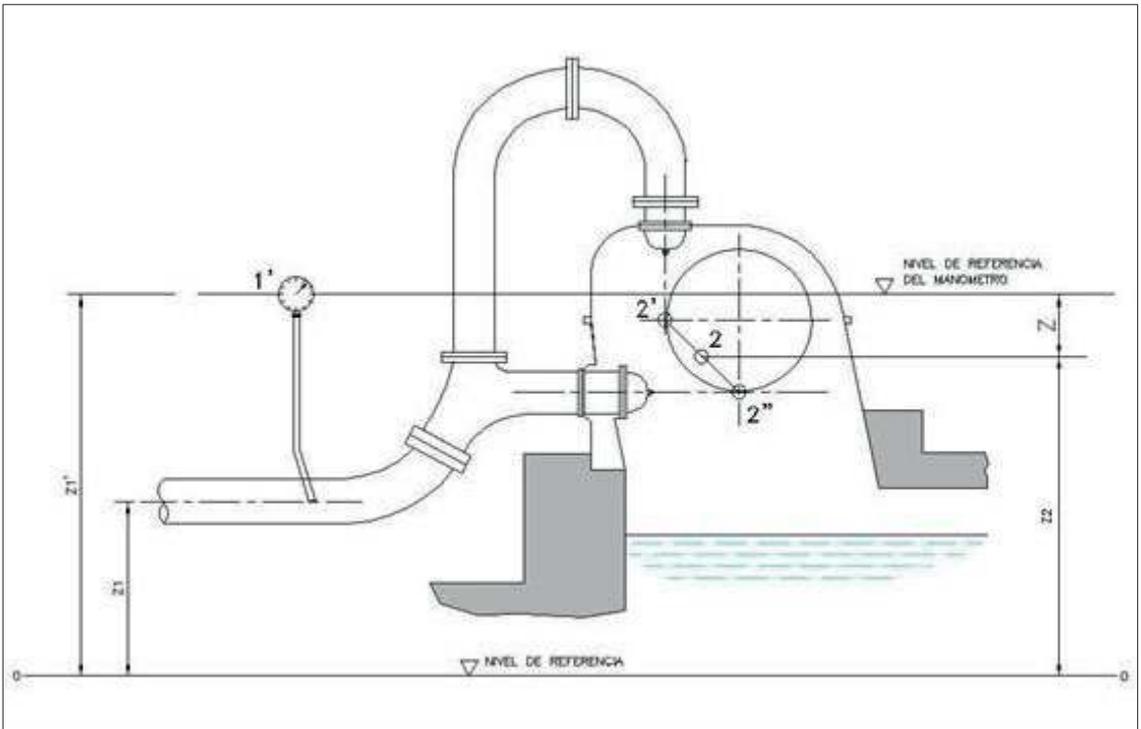


Figura N° 3. Turbina Pelton de eje horizontal (Referencia IEC 60041)

ESQUEMAS PARA LA MEDICIÓN DIRECTA DEL CAUDAL (FIGURAS N° 4, 5, 6, 7 y 8)

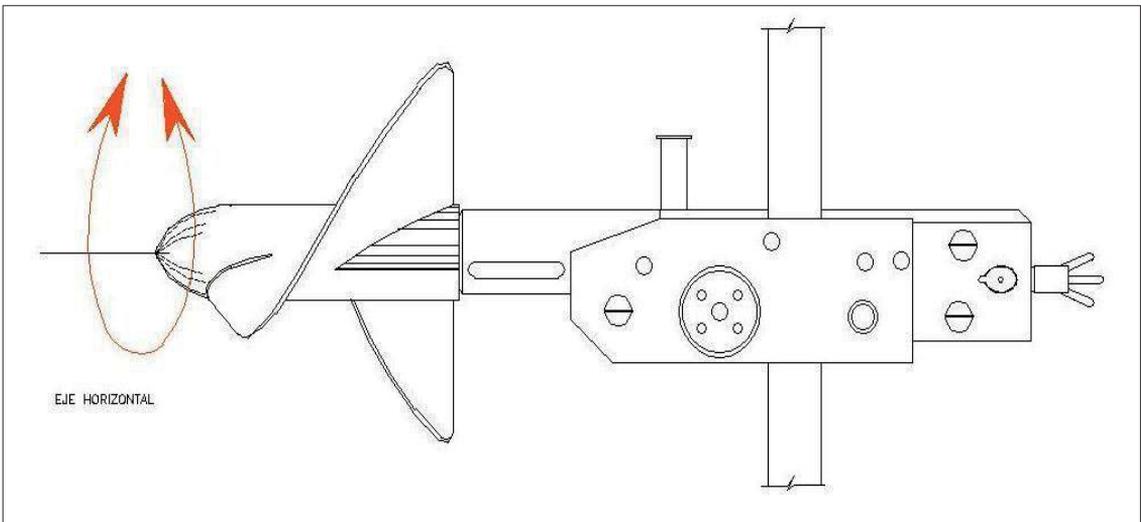


Figura N° 4. Correntómetro de eje horizontal

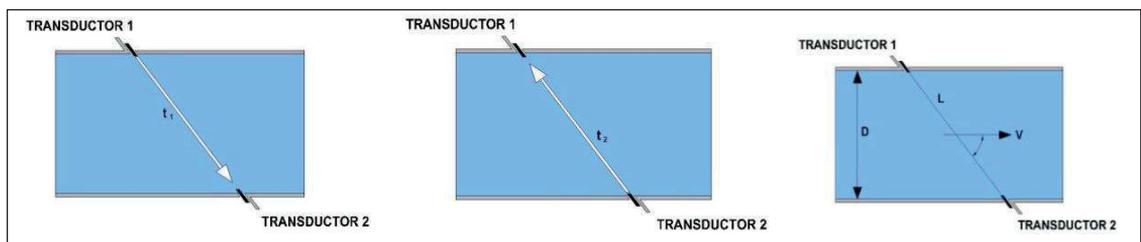


Figura N° 5. Caudalímetro ultrasónico intrusivo

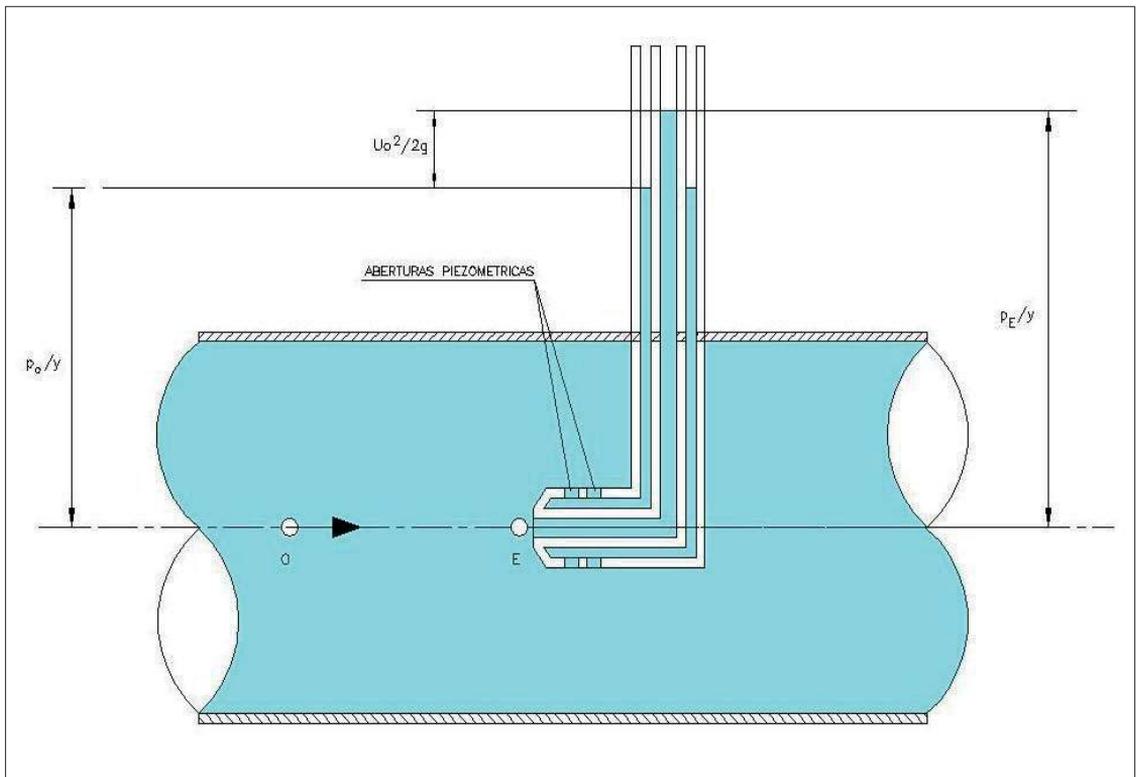


Figura N° 6. Esquema de tubo Pitot - Prandtl

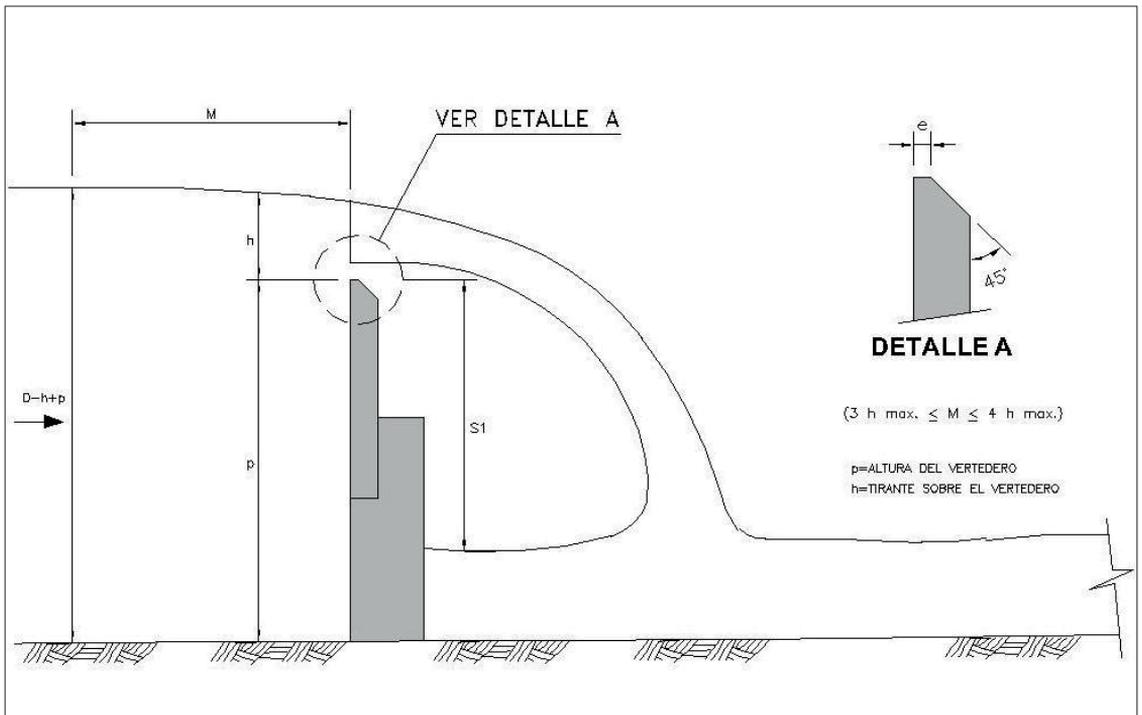


Figura N° 7. Esquema de vertedero rectangular de cresta aguda

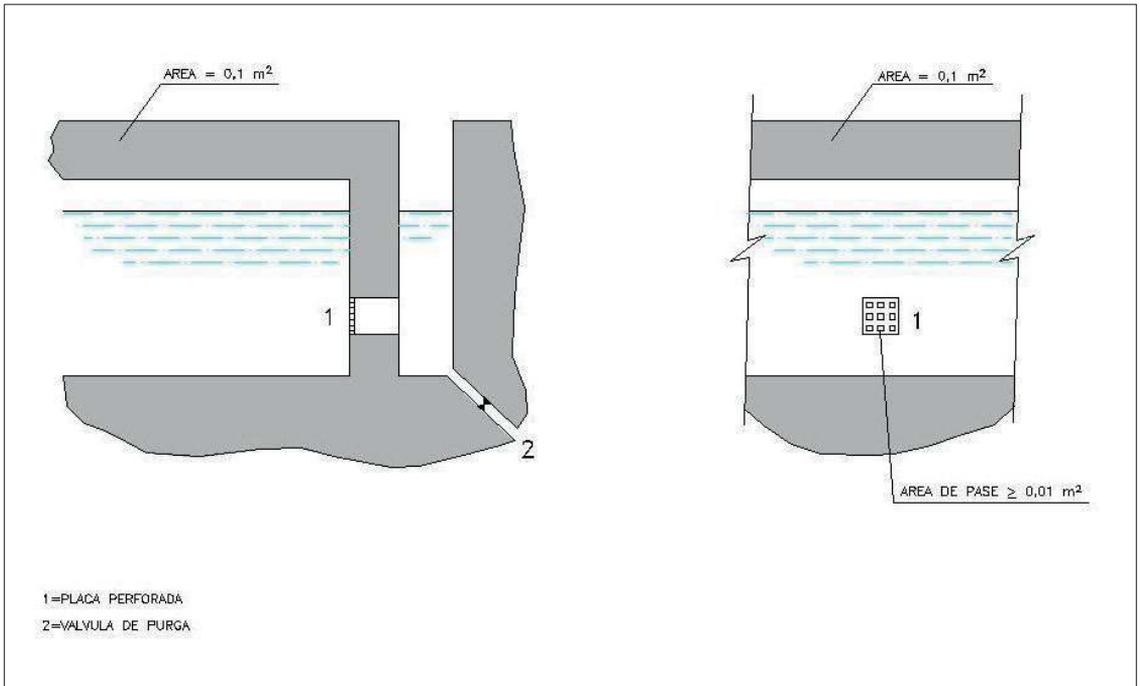


Figura N° 8. Esquema de pozo de medición de nivel de agua

ANEXO 8 MEDICIÓN DIRECTA DE CAUDAL Y VARIABLES COMPLEMENTARIAS

1. Medición de Caudal

1.1 Aspectos Generales

Para la medición del Caudal Turbinado en una Central Hidroeléctrica se debe seleccionar el método de medición adecuado correspondiente a la disposición de la central.

1.1.1 Elección del método de medición

Entre los principales factores que se deben tener en cuenta para seleccionar el método de medición

- Las facilidades y limitaciones impuestas por el diseño de la Central Hidroeléctrica. Estas se deben identificar en las estructuras aguas arriba y aguas abajo de las turbinas, para lograr condiciones relativamente estables en el flujo de agua que faciliten su medición. Por ejemplo, en conductos forzados, esta condición se facilita en secciones uniformes en una longitud de al menos 20 veces el diámetro.
- Los costos del equipo especial y las instalaciones que se deben habilitar para efectuar las mediciones.
- Limitaciones impuestas por las condiciones de operación de la planta (por ejemplo, el régimen de carga, la operación de descarga de flujo, etc.).

1.1.2 Precisión de la medición

Los Errores Sistemáticos de los que se tiene referencia solo son válidos cuando: se consiguen las mejores condiciones de medición; los requerimientos individuales de los instrumentos son conseguidos; y, si las pruebas y análisis son llevados a cabo por personal calificado y experimentado.

1.1.3 Requerimientos generales

Para cualquier método de medición usado, la medición del caudal se considera válida cuando el flujo de agua es estable o casi estable durante una secuencia de medición. Se asume estable si se cumple las condiciones indicadas en el acápite 6.4.1 e) del presente Procedimiento. En la medida de lo posible, deben evitarse las pérdidas, infiltraciones o derivaciones de agua en la zona de medición; si esto no es posible, entonces debe medirse las entradas y salidas de flujo de agua con exactitud adecuada.

1.2 Medición con correntómetro

1.2.1 Principios del método

El principio del método de área - velocidad consiste en efectuar varias mediciones de velocidad de flujo de agua en diferentes puntos de una misma sección transversal de un conducto cerrado o canal abierto. El caudal se determina por la integración sobre toda la sección de medida de las velocidades medidas simultáneamente. El agua debe ser lo suficientemente limpia, tal que el material suspendido o disuelto no afecte la precisión de las lecturas de los medidores durante la prueba.

1.2.2 Requerimientos generales

Las mediciones para cada posición de los medidores de corriente durarán al menos 2 minutos.

En cuanto al número de puntos de medición, para el caso de un conducto de sección rectangular o trapezoidal, por lo menos deberán usarse 25 puntos de medición, obtenidos dividiendo la sección total en 5 secciones verticales y 5 horizontales. En el caso de un conducto cerrado de sección circular deberán usarse al menos 13 puntos de medición, uno de los cuales debe ser el centro de la sección.

En cuanto al tipo de medidores de corriente, se emplearán solamente medidores del tipo propulsor o molinete, que cumplan con los requerimientos de la norma ISO 2537 "Hydrometry-Rotating-element current-meters", debiendo los medidores ser capaces de soportar la presión del agua y el tiempo de sumergimiento sin variar su calibración. Ver Figura N° 4 del Anexo 7.

El ángulo entre el vector de velocidad local y el eje del medidor de corriente no debe exceder de 5°. Todos los medidores de corriente deberán ser calibrados de acuerdo a la norma ISO 3455 "Hydrometry - Calibration of current-meters in straight open tanks". Un rango normal de calibración es de 0,4 m/s a 6 m/s.

1.2 Medición con caudalímetros ultrasónicos intrusivos

Estos caudalímetros se basan en el empleo de dos transmisores/receptores de ultrasonidos enfrentados uno con el otro, formando un ángulo determinado con el flujo. La medida está basada en la variación del retardo que experimenta la onda de sonido para llegar del receptor al emisor, en un sentido y en el contrario. Cuando la onda va en el sentido del flujo tardará menos en llegar que cuando va en sentido contrario. Esta diferencia de retardo se verá incrementada con la velocidad del fluido.

Es admisible el empleo de caudalímetros ultrasónicos basados en la instalación de insertos en el conducto forzado, de manera que los sensores estén en contacto directo con el agua. En tal sentido, no se acepta el empleo de sensores portátiles de contacto externo a la tubería forzada.

En la Figura N° 5 del Anexo 7, se muestra un esquema de un caudalímetro ultrasónico intrusivo.

Para tener buena precisión en las mediciones se necesita garantizar un flujo estable en el punto de medición, lo que se logra manteniendo una sección uniforme de al menos una longitud equivalente a 20 diámetros aguas arriba del caudalímetro y también una longitud de 3 diámetros aguas abajo. Igualmente, es conveniente que el flujo de agua sea relativamente limpio, de baja turbidez y sin restos de bolsas plásticas arrastradas, para evitar que se afecten a los sensores.

1.3 Medición con tubos Pitot

El método de medición con tubos Pitot permite medir la presión dinámica, de la cual la velocidad local puede obtenerse para un número suficiente de puntos en la sección que permite el cálculo de caudal por el método área - velocidad.

La norma ISO 3966 "Measurement of fluid flow in closed conduits -- Velocity area method using Pitot static tubes" contempla el diseño, instalación y uso de los tubos Pitot estáticos normalizados.

En la Figura N° 6 del Anexo 7, se muestra esquemáticamente un tubo Pitot y se ilustra cómo se puede determinar la velocidad local.

1.4 Medición con vertedero

El caudal se mide interponiendo un vertedero de placa fina en un flujo de superficie libre, observando el desnivel sobre éste y empleando la fórmula (1).

$$Q = \frac{2}{3} Cb(\sqrt{2g})h^{3/2} \dots (1)$$

Donde:

Q : Caudal

C : coeficiente de caudal

b : longitud de la cresta (perpendicular al flujo)

g : aceleración de la gravedad

h : tirante aguas arriba sobre el vertedero

Ver esquema en la Figura N° 7 del Anexo 7.

Esta estructura de medición debe instalarse aguas abajo de la turbina y el número de puntos de medición dependerá de la longitud de la cresta de acuerdo a lo siguiente:

Longitud de cresta b	Número de puntos de medida
$b < 2 \text{ m}$	2
$2 \text{ m} \leq b \leq 6 \text{ m}$	3
$b > 6 \text{ m}$	al menos 4

1.5 Método volumétrico

Este método consiste en determinar la variación del volumen de agua almacenado en un reservorio (situado aguas arriba de las turbinas) en base a la variación del nivel de agua. Para ello, de ser necesario, deben tomarse las precauciones de aislar el reservorio para asegurar que no habrá ni entradas ni salidas de agua durante el tiempo de medición.

Será necesario que se cuente con un levantamiento batimétrico actualizado del reservorio, tomando en cuenta el volumen ocupado por los sedimentos acumulados y que se cuente con curvas cota – volumen del reservorio, así como instrumentos de precisión para medir la cota del espejo de agua. El nivel de agua debe ser medido por lo menos en 4 puntos adecuadamente localizados en la superficie del espejo de agua.

Este método se puede considerar aceptable, si durante la secuencia de la medición, el cambio en el salto neto resulta inferior al 1%.

1.6 Otros métodos

Se podrá utilizar cualquier otro método previsto en la IEC 60041, (capítulo 10). Sin embargo, para el caso de los métodos tipificados como relativos (relative methods o index methods), los mismos deben ser calibrados en el sitio mediante la comparación de los resultados con un método de tipo absoluto, conforme lo establece el numeral 10.1.1.2 de la referida norma.

2. Medición de presión

La medición de presión en las secciones de referencia servirá para determinar la energía hidráulica específica y el salto neto de las turbinas.

Se debe prestar especial atención a la posición de la sección de medición, de manera que se tenga un mínimo de perturbación en el flujo. La sección de medición debería estar dispuesta en una sección de conducto recto (o ligeramente cónica), que deberá extenderse una longitud de tres diámetros aguas arriba y dos diámetros aguas abajo de la sección de medición.

En los conductos de sección circular se deben prever tapas de medición de presión, de ser posible se considerarán 4 tapas de medición de presión dispuestos en 2 diámetros perpendiculares entre si y evitando que alguna de las tapas se ubique en el borde superior o en el borde inferior del conducto.

En cuanto a los instrumentos de medición que se pueden utilizar tenemos:

- Manómetros de columna líquida
- Manómetros de peso muerto
- Medidor de presión de resorte
- Transductores de presión

Los instrumentos de medición deben ser calibrados apropiadamente.

3. Medición de nivel libre de agua

La medición del nivel libre de agua en las cámaras de carga, reservorios de presión y en los canales de aguas turbinadas, servirán para la determinación de la energía hidráulica específica de las turbinas.

La medición de niveles libres de agua también sirve en los casos de medición de caudal mediante correntómetros en canales abiertos, en mediciones de caudal en vertederos y en mediciones con el método volumétrico.

Las mediciones de nivel de agua se realizarán por lo menos en dos puntos para cada sección de medición.

En cuanto a los instrumentos de medición que se pueden utilizar tenemos:

- Medidores de flotador.
- Limnímetros o limnigrafos.
- Transductores de presión sumergibles.
- Medidores ultrasónicos o de radar.

Los instrumentos de medición deben ser calibrados apropiadamente.

Si la superficie agua libre no es accesible o no es suficientemente calma, se pueden habilitar conexiones a pozos de medición y cajas estabilizadoras con un área de aproximadamente 0,1 m² (ver Figura N° 8 del Anexo 7).

**ANEXO 9
MÉTODOS DE MEDICIÓN Y UBICACIÓN DE INSTRUMENTOS**

En el Cuadro N° 1 del presente anexo se muestra las ubicaciones sugeridas para los diferentes métodos de medición de las variables necesarias para la determinación de la potencia efectiva y el caudal turbinado.

Cuadro N° 1. Ubicaciones sugeridas de instrumentos

N°	Métodos de medición	Preferencia selección	Ubicación	Condiciones
1.0	Medición de caudal			
1.1	Con correntómetro	1ro	En canal de descarga de agua turbinada.	-Instalar bastidor para ubicar y mover correntómetro. -Sección uniforme en longitud de 20 veces el diámetro equivalente. -Agua con poca turbidez. -Aislar purgas al canal de descarga
1.2	Medidor de flujo en conducto cerrado con caudalímetro intrusivo	2do	En tubería forzada de alimentación a la Central Hidroeléctrica.	-Sección uniforme con longitud 20 veces el diámetro aguas arriba y 3 veces aguas abajo. -Agua con poca turbidez y sin material flotante en suspensión.
1.3	Método volumétrico	3ro	En reservorio de regulación.	-Aislar reservorio mediante cierre de compuertas de toma. -Datos actualizados de batimetría. -Capacidad volumétrica suficiente
2.0	Medición de nivel			
2.1	Transductor de presión sumergido	1ro	En cámara de carga o reservorio de presión.	-Disponibilidad de cota de referencia con el punto o puntos de referencia topográficos válidos.
2.2	Con Flotador	2do		-Verificación topográfica de cotas principales
3.0	Medición de presión			
3.1	Transductor de presión	1ro	En tubería forzada. Ver figuras N° 1 y 2 del Anexo 7.	No instalar conexiones para los medidores de presión ni en el borde inferior ni en el borde superior de la tubería forzada. Medir para cada unidad.
3.2	Medidor de presión de resorte	2do		
4.0	Medición de potencia en bornes de generador			
4.1	Instrumentos de panel de control	1ro	Casa de máquinas.	Instalar instrumentación en paralelo. Medir para cada unidad

ANEXO 10
DIAGRAMAS DE FLUJO DE PROCESOS

DIAGRAMA I: ENSAYOS DE CAMPO

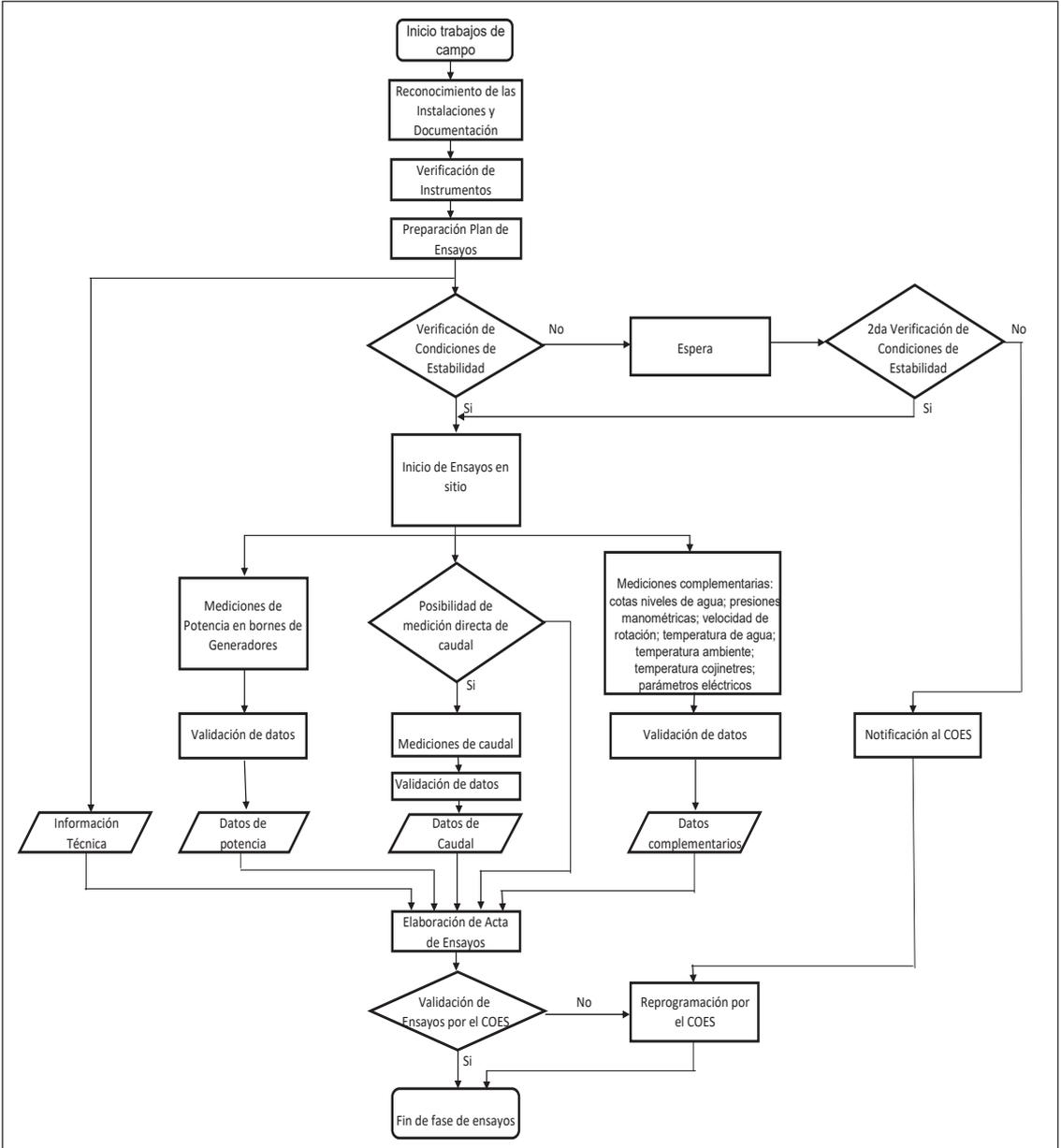
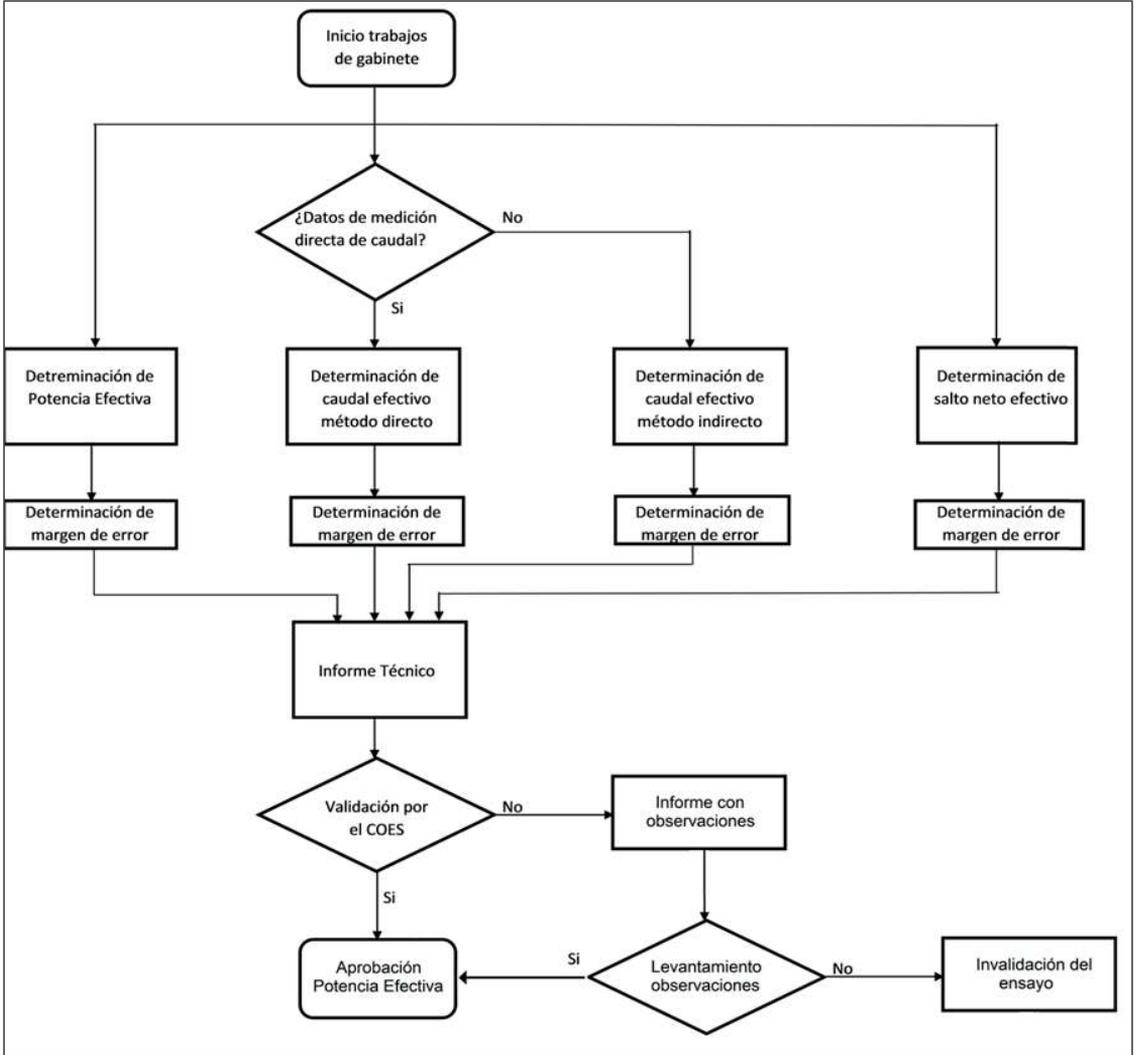


DIAGRAMA II: ENSAYOS DE GABINETE

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 de EPE

Formato 4

Modelo de Acta de EPE

Formato 5

Estructura de Informe Final

FORMATO 1
TABLA DE DATOS TÉCNICOS DE LOS GRUPOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA
(TDT – CH)

TURBINAS PELTON

Nº	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		
3.01	Carcasa		
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

Nº	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	

N°	DESCRIPCION	UNIDAD	ESPECIFICADO
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	Carcasa		
3.02	Rodete		
3.03	Eje		
3.04	Alabes directrices		
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	m ³ /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	Carcasa		
3.02	Rodete		
3.03	Eje		
3.04	Alabes directrices		
3.05	Sellos		
4.00	Condiciones Generales:		
4.01	Antigüedad	Años	
4.02	Fecha de último mantenimiento mayor		

GENERADOR

Nº	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

Nº	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		

Nº	DESCRIPCION	UNIDAD	ESPECIFICADO
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		
6.04	Fecha de última calibración		
6.05	Incertidumbre de medición		

MEDIDOR DEL CAUDAL

Nº	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		

Nº	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO
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 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	bar	
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 NIVEL

Nº	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		

Nº	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO
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 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	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

Nº	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		

Nº	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO
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 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

Nº	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

Nº	CONTENIDO
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
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 DE EPE**

ACTA DE ENSAYO DE POTENCIA EFECTIVA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS			
GENERADOR INTEGRANTE	NOMBRE DE LA CENTRAL	GRUPOS OPERATIVOS	
		Nº 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				
INTERRUPCIÓN N° 2	HORA	LOCALIZACIÓN	TIPO FALLA	SOLUCIÓN
INICIO				
FIN				
DETALLE DE INTERRUPCIÓN 2				
6. CUMPLIMIENTO DEL PLAN DETALLADO DE 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 realizo 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.

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

Hora	Grupo N° 1		Grupo N° 2		Grupo N° 3	
	Potencia	Variabilidad	Potencia	Variabilidad	Potencia	Variabilidad
	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)
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:

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

Reemplazando 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:

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

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
- p1 : 7,20 MPa
- Z : 2,61 m
- d1 : 1800 mm
- Pa : 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:

$$QH = 12 048 \quad \dots (b.5)$$

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

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

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