El Peruano
Firmado por: Editora Peru
Fecha: 25/01/2025 01:57

DIARIO OFICIAL DEL BICENTENARIO

El Peruano

FUNDADO EL 22 DE OCTUBRE DE 1825 POR EL LIBERTADOR SIMÓN BOLÍVAR

SÁBADO 25
DE ENERO DE 2025

"AÑO DE LA RECUPERACIÓN Y CONSOLIDACIÓN DE LA ECONOMÍA PERUANA"

Osinergmin
TRABAJANDO POR UNA ENERGÍA Y MINERÍA SEGURA Y SOSTENIBLE

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

SEPARATA ESPECIAL

Resolución de Consejo Directivo que aprueba el Procedimiento Técnico del COES Nº 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 Nº 004-2025-OS/CD

Lima, 14 de enero de 2025

CONSIDERANDO

Que, en el literal c) del artículo 3.1 de la Ley Nº 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 Nº 010-2016-PCM y en el artículo 21 del Reglamento General de Osinergmin aprobado mediante Decreto Supremo Nº 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 Nº 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica ("Ley Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 088-2011-OS/CD, Nº 272-2014-OS/CD, Nº 210-2016-OS/CD y Nº 090-2017-OS/CD;

Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 6.1 de la Guía, la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinergmin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad;

Que, en el marco de la Guía, mediante la Resolución Nº 127-2020-OS/CD se aprobó el Procedimiento Técnico del COES Nº 17 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica" (PR-17) cuyo objetivo es establecer el procedimiento para la determinación de la potencia efectiva y del rendimiento de las Unidades de Generación termoeléctrica en cada uno de sus Modos de Operación;

Que, por otro lado, mediante Resolución Ministerial Nº 143-2001-EM/VME se aprobó el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES ("Glosario");

Que, mediante Carta Nº COES/D-048-2024 del 19 de enero de 2024, el COES presentó una propuesta de modificación del PR-17 y del Glosario, sustentando la necesidad de aclarar la oportunidad de realización de los Ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento (EPEyR), así como incluir la aplicación de un factor de corrección por variación del factor de potencia, e incluir que la base del poder calorífico debe ser la base inferior, entre otros;

Que, en consecuencia, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio Nº 401-2024-GRT del 5 de marzo de 2024 se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-17 otorgándole un plazo de veinte (20) días hábiles para subsanar las mismas, el cual, a solicitud del COES, fue ampliado en cinco (5) días hábiles adicionales. El COES dentro del plazo otorgado, mediante Carta Nº COES/D-333-2024 del 10 de abril de 2024, remitió a Osinergmin su respuesta de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-17 y del Glosario;

Que, con Resolución Nº 120-2024-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que modifica el PR-17 y el Glosario, 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 Osinergmin;

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., Samay I S.A.C., Orygen Perú S.A.A., Kallpa Generación S.A., Fénix Power Perú S.A., Compañía Eléctrica El Platanal S.A. y Electroperú S.A. han sido analizados en el Informe Técnico Nº 020-2025-GRT e Informe Legal Nº 021-2025-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, Osinergmin remitió al COES, mediante Oficio Nº 1293-2024-GRT, los comentarios presentados por las empresas mencionadas en el párrafo anterior, solicitando la opinión sobre dichas opiniones y sugerencias, otorgándole un plazo de veinticinco (25) días hábiles para su remisión;

Que, mediante Carta Nº COES/D-661-2024 recibida el 20 de agosto de 2024, el COES solicitó la ampliación de quince (15) días hábiles adicionales para remitir sus opiniones sobre los cometarios recibidos, sustentando su solicitud en la cantidad de comentarios recibidos; en ese sentido, mediante Oficio Nº 1450-2024-GRT, Osinergmin otorgó al COES el plazo adicional solicitado;

Que, dentro del plazo otorgado, con fecha 3 de octubre de 2024, el COES remitió a Osinergmin, mediante Carta Nº COES/D-810-2024, la opinión sobre los comentarios y sugerencias realizados al proyecto;

Que, en ese sentido, se ha emitido el Informe Técnico Nº 020-2025-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal Nº 021-2025-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales integran la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin;

Que, debido a la cantidad modificaciones propuestas, resulta conveniente aprobar un nuevo texto del PR-17, para facilitar su manejo por parte de los administrados, en un documento integrado;

De conformidad con lo establecido en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo Nº 010-2016-PCM; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en la Ley Nº 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en el Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 027-2008-EM; en la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos, aprobada con Resolución Nº 476-2008-OS/CD y en el Texto Único Ordenado de la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo Nº 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión Nº 01-2025, de fecha 14 de enero de 2025.

SE RESUELVE

Artículo 1.- Aprobar el Procedimiento Técnico del COES Nº 17 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica" (PR-17) contenido en el Anexo A de la presente resolución.

Artículo 2.- Derogar el Procedimiento Técnico del COES Nº 17 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica" (PR-17) aprobado con Resolución Nº 127-2020-OS/CD, sin perjuicio de lo previsto en la Segunda Disposición Complementaria Transitoria.

Artículo 3.- Modificar el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES aprobado con Resolución Ministerial Nº 143-2001-EM/VME, conforme al Anexo B de la presente resolución.

Artículo 4.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial "El Peruano y en: https://www.gob.pe/osinergmin, y consignarla juntamente con el Informe Técnico Nº 020-2025-GRT y el Informe Legal Nº 021-2025-GRT, en el portal web institucional de Osinergmin: https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2025.aspx. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

Primera.- La elaboración del primer estudio de Condiciones de Potencia Efectiva bajo la metodología indicada en el Anexo 4 del PR-17 aprobado en el artículo 1, contará con el siguiente proceso y sus plazos:

Proceso del primer estudio de Condiciones de Potencia Efectiva

Nº	Evento	Responsable	Plazo
1	Prepublicación del Estudio	COES	Máximo de seis (06) meses contados a partir de la publicación del presente PR-17
2	Observaciones sobre aplicación de la metodología del Estudio	Generadores Integrantes	Hasta 10 días hábiles después de efectuado el evento Nº 1
3	Publicación del Estudio final	COES	Máximo de ocho (08) meses contados a partir de la publicación del presente PR-17

Segunda.- Hasta antes de la Publicación del Estudio final de Condiciones de Potencia Efectiva (primer estudio), a que se refiere la Primera Disposición Complementaria Transitoria, los Generadores Integrantes sustentarán las Condiciones de Potencia Efectiva conforme a lo indicado en el numeral 8.1 del Procedimiento Técnico del COES Nº 17, aprobado mediante Resolución OSINERGMIN Nº 127-2020- OS/CD.

OMAR CHAMBERGO RODRIGUEZ
Presidente del Consejo Directivo

ANEXO A

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-17
DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA		
" Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN Nº 004-2025-OS/CD.		

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento para la determinación de la potencia efectiva y del rendimiento de las Unidades de Generación termoeléctrica en cada uno de sus Modos de Operación.

2. BASE LEGAL

2.1 Decreto Ley Nº 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.

2.2 Ley Nº 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

2.3 Decreto Supremo Nº 009-93-EM. - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

2.4 Decreto Supremo Nº 027-2008-EM. - Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

2.5 Ley Nº 23560.- Ley que establece el Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú.

2.6 Estatutos del COES.

3. PRODUCTOS

3.1 Potencia Efectiva de las Unidades de Generación termoeléctrica de los Integrantes del COES para cada uno de sus Modos de Operación.

3.2 Rendimiento de las Unidades de Generación termoeléctrica de los Integrantes del COES para cada uno de sus Modos de Operación.

4. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

4.1 Para la aplicación del presente procedimiento, se utilizará la siguiente abreviatura:

EPEyR: Ensayo(s) de Potencia Efectiva y Rendimiento.

4.2 Las definiciones utilizadas, están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones de los Procedimientos Técnicos del COES y en la normatividad señalada en la Base Legal.

5. RESPONSABILIDADES

5.1 Del COES

5.1.1 Aprobar el Plan Anual de los Ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación termoeléctricas para cada uno de sus Modos de Operación; así como, programar los EPEyR del referido Plan.

5.1.2 Aprobar y programar los EPEyR no contemplados en el numeral 5.1.1.

5.1.3 Participar como veedor en los EPEyR.

5.1.4 Revisar y/u observar los resultados del Informe de los EPEyR, previa a la respectiva aprobación. La decisión por la que se aprueba los resultados de los EPEyR será comunicada a todos los Generadores Integrantes del COES.

5.1.5 Publicar en el Portal de Internet del COES, la información relacionada a los EPEyR, correspondiente al Plan Anual de Ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento, los informes de los EPEyR ejecutados; así como, las aprobaciones y/o denegaciones de los resultados de estos, entre otros que considere conveniente.

5.1.6 Determinar y publicar en el Portal de Internet del COES, los valores de las Condiciones de Potencia Efectiva Termoeléctrica, conforme al Anexo 4.

5.1.7 Publicar y actualizar en el Portal de Internet del COES, el listado de empresas especializadas para la supervisión de ecuaciones y/o curvas de corrección, según lo indicado en el numeral 8.2.6.

5.2 De los Generadores Integrantes del COES

5.2.1 Cumplir con la realización de los EPEyR para sus correspondientes Unidades de Generación termoeléctrica en cada uno de sus Modos de Operación, según lo establecido en los numerales 6.2.1 y 6.2.2.

5.2.2 Designar a la empresa consultora que ejecutará los EPEyR, la cual deberá cumplir lo señalado en el Anexo 2 del presente Procedimiento.

5.2.3 Remitir la información prevista en el presente Procedimiento, como la indicada en el numeral 7.2.

5.2.4 Asumir los gastos derivados de la realización de los EPEyR. En los casos de los ensayos realizados conforme al numeral 6.2.3, el Generador solicitante, distinto al titular, pagará los costos para la realización de los EPEyR, correspondiente a: (i) Empresa consultora y, (ii) Costo Variable no recuperado.

5.2.5 Asumir los gastos de repetición de las pruebas, en caso el EPEyR de su unidad o central de generación termoeléctrica se frustrase o fracasase por falta atribuible al Generador Integrante, como, por ejemplo, falla en cualquiera de los equipos, obras civiles o instalaciones de la unidad o central de generación que impidan realizar el ensayo o falla o deterioro de los instrumentos de medición de la unidad o central de generación u otras causas atribuibles al Generador Integrante.

5.2.6 Presentar y sustentar el Informe del EPEyR, de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.3, así como absolver las observaciones que, de ser el caso, se presenten.

6. ALCANCES, OPORTUNIDAD Y PLAZOS

6.1 Alcances

6.1.1 Este procedimiento aplica a todas las Unidades de Generación termoeléctrica en Operación Comercial en el COES y aquellas para las cuales sus titulares hayan solicitado el ingreso en Operación Comercial.

6.1.2 En concordancia con el numeral 15 del Procedimiento Técnico del COES Nº 42 “Régimen Aplicable a las Centrales de Reserva Fría de Generación” y con el numeral 4.1.6 del PR-27 “Régimen aplicable a las Centrales de Generación del Nodo Energético en el Sur del Perú”, en la aprobación de los resultados del informe de los EPEyR, el COES incluirá la certificación de la Potencia Efectiva Contratada y de la Potencia Adjudicada a que se refieren los citados procedimientos.

6.1.3 Para la aplicación del presente procedimiento deberá utilizarse el Sistema Internacional de Unidades (SI) establecido en la Ley Nº 23560.

6.2 Oportunidad de realizar los EPEyR

Los EPEyR se realizarán en las siguientes oportunidades:

6.2.1 Cuando una Unidad de Generación inicie su Operación Comercial, en concordancia con lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES Nº 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN” (PR-20).

6.2.2 Según el Plan Anual de los EPEyR de las Unidades de Generación termoeléctrica al que se hace referencia en el numeral 6.3.1. El Participante Generador podrá solicitar que la fecha del EPEyR sea hasta el último día del mes previsto en el Plan Anual.

6.2.3 A solicitud de cualquier Generador Integrante del COES distinto al titular. La solicitud deberá contener una descripción del motivo por el cual se solicita su realización.

6.2.4 A solicitud del Generador Integrante titular por situaciones no contempladas en los numerales 6.2.1, 6.2.2 o 6.2.3. La solicitud deberá contener una descripción del motivo por el cual se solicita su realización.

6.3 Plazos

6.3.1 El Plan Anual de Ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación termoeléctrica para cada uno de sus Modos de Operación es aprobado por el COES en el mes de noviembre de cada año. El Plan Anual establece la programación mensual para la realización de los EPEyR del año siguiente, considerando para cada Unidad de Generación y/o Modo de Operación un plazo máximo de tres (3) años calendario, contabilizados desde el mes de ejecución del último EPEyR que obtuvo los resultados del informe aprobados.

6.3.2 El COES establecerá en el respectivo Programa Semanal de Operación, así como en el Programa Diario de Operación correspondiente, el día y hora para la realización de los EPEyR, para lo cual el Generador Integrante deberá enviar al COES la solicitud respectiva como mínimo diez (10) días hábiles antes de la fecha tentativa para el ensayo; adjuntando la información técnica requerida indicada en el numeral 7.2.

6.3.3 En los casos de los EPEyR solicitados por otro Generador Integrante, el COES comunicará al Generador Integrante, titular de la Unidad de Generación observada, dicho requerimiento en un plazo de cinco (05) días hábiles; los EPEyR deberán ejecutarse en un plazo no mayor de cuarenta (40) días hábiles contados a partir de la comunicación del COES al Generador Integrante. Este plazo podrá ser ampliado a solicitud sustentada del Generador Integrante que debe realizar los EPEyR.

6.3.4 Como mínimo cinco días (05) hábiles antes del ensayo, la información indicada en el numeral 7.2 deberá encontrarse completa.

6.3.5 Los plazos para la presentación del informe del EPEyR, envío de observaciones, subsanación de observaciones y aprobación de los resultados del informe del EPEyR, son los indicados en la Tabla Nº 1. En el numeral 10 se muestra el flujograma del proceso.

Tabla Nº 1
Plazos para la aprobación de los resultados del informe de los EPEyR

Nº	Evento	Responsable	Plazo
1	Entrega del Informe de los EPEyR	Integrante	Hasta 20 días hábiles después de realizado los EPEyR (*)
2	Observaciones al Informe de los EPEyR	COES	Hasta 20 días hábiles después de efectuado el evento Nº1
3	Subsanación de las observaciones de los COES	Integrante	Hasta 10 días hábiles después de efectuado el evento Nº2
4	Aprobación o denegación de los resultados de los Informe de los EPEyR	COES	Hasta 20 días hábiles después de efectuado el evento Nº3

(*) En caso se justifique de forma sustentada, el Generador Integrante podrá solicitar, con copia a Osinergmin, hasta antes del vencimiento del plazo, una ampliación de hasta 10 días hábiles para la entrega del informe de los EPEyR.

6.3.6 Cuando las observaciones no fuesen subsanadas a criterio sustentado del COES o producto de la revisión de la subsanación de las observaciones, surgieren nuevas observaciones, el COES podrá formular un segundo grupo de observaciones; para lo cual se aplican los mismos plazos indicados en los ítems 2, 3 y 4 de la Tabla Nº 1.

6.3.7 Respecto al segundo grupo de observaciones, si estas no han sido subsanadas a satisfacción del COES, se procederá de la siguiente manera:

a) Si a criterio del COES se requiere realizar un nuevo EPEyR, los resultados del informe serán declarados denegados indicándose el debido sustento y el Generador Integrante deberá realizar otro EPEyR.

b) Si el COES determina que no se requiere realizar un nuevo EPEyR, efectuará de oficio, con el detalle respectivo en el informe de revisión COES, las correcciones que sean necesarias a los resultados del informe de los EPEyR y procederá con la aprobación de estos. Estas correcciones, podrán ser errores en los cálculos, errores en la utilización de datos que no se encuentren registrados en el Acta de Ensayo, error en la forma de aplicación de los factores de corrección, error en la validez de la información de sustento de las características del combustible y su correcta interpretación, entre otros similares.

6.4 Incumplimientos

6.4.1 En los siguientes casos: (i) Que no se ejecute los EPEyR en los plazos previstos en los numerales 5.2.1, 6.3.3 o 7.4.1 o en el plazo luego del cual el COES puede disponer la suspensión de la Operación Comercial en aplicación del PR-20 por no realizar las pruebas de potencia efectiva y rendimiento, según corresponda; por causas no atribuibles al COES, (ii) Que fracase y/o se suspenda el EPEyR, por falta atribuible al Generador Integrante, salvo por causa de fuerza mayor, (iii) Que el Generador integrante, habiéndose ejecutado los EPEyR, no entregue el informe de resultados o no cumpla con enviar la subsanación de las observaciones en el plazo establecido en el presente procedimiento, o (iv) Que los resultados del informe de los EPEyR sean declarados denegados; el COES comunicará al Generador Integrante y al Osinergmin el supuesto incurrido dentro de un plazo máximo de cinco (05) días hábiles, aplicándose lo siguiente:

a) En el caso de unidades que inicien Operación Comercial, y en tanto el COES no suspenda la Operación Comercial, a partir del día siguiente de culminado el plazo para la ejecución de los EPEyR de acuerdo a lo establecido en el PR-20, se asignará una Potencia Efectiva igual a cero para efecto de la aplicación del numeral 8.1 y/o 8.2 del Procedimiento Técnico del COES Nº 26 “Cálculo de la Potencia Firme”.

b) En el caso de unidades que están en Operación Comercial, a partir de los cinco (05) días hábiles en que suceda el supuesto incurrido, se considerará como potencia efectiva al valor del Percentil 95 (P95), calculado sobre las potencias entregadas por la Unidad de Generación o agrupación de Unidades de Generación en bornes de generación comunicadas al COES en cumplimiento del numeral 6.2.3 del Procedimiento Técnico del COES Nº 30 “Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión” bajo el Modo de Operación correspondiente, de los últimos veinticuatro (24) meses en los que se cuente con información, caso contrario ampliable en otros 24 meses adicionales. No se tomará en cuenta en el cálculo los valores de potencia que sean iguales o inferiores a la Generación Mínima Técnica y los que sean superiores a la Potencia Efectiva vigente, y como Rendimiento el que resulte de la curva de consumo de combustible del último EPEyR aprobado por el COES y la nueva Potencia Efectiva.

Los valores indicados en a) y b) serán de aplicación hasta que se cumpla con la realización del respectivo EPEyR y se aprueben sus resultados. De transcurrir dos años sin que se apruebe el

respectivo EPEyR se procederá a asignar nuevos valores de Potencia Efectiva y Rendimiento calculados sobre el valor de Potencia Efectiva y la curva de consumo de combustible vigente.

Lo señalado en este numeral no es aplicable a los EPEyR solicitados en la oportunidad indicada en el numeral 6.2.4.

6.4.2 En caso fracase y/o se suspenda el EPEyR, por falta que considere atribuible al COES, el respectivo Generador, comunicará de tal situación a Osinergmin.

7. EJECUCIÓN DE LOS EPEyR

7.1 Participantes en los EPEyR

En los EPEyR participarán los siguientes representantes:

7.1.1 El Jefe de Ensayo y su equipo técnico, como responsables de efectuar las mediciones, pertenecientes a la Empresa Consultora.

El Jefe de Ensayo será el responsable técnico de los EPEyR, como tal decidirá los aspectos técnicos relacionados con la medición y será de su entera responsabilidad resolver cualquier aspecto técnico referido a las mediciones a efectuarse. No le compete maniobrar ni operar la unidad que se ensaya.

7.1.2 Un representante designado por el Generador Integrante del COES.

El representante tiene bajo su responsabilidad la operación de la Unidad de Generación o agrupación de Unidades de Generación termoeléctrica que conforman el Modo de Operación a ensayar, garantizar la correcta ejecución de los EPEyR y otorgar las facilidades necesarias para la culminación del trabajo.

7.1.3 Un representante designado por el COES, en calidad de veedor.

El representante del COES es el veedor de los EPEyR, participa en la verificación de la ejecución de los EPEyR conforme al presente Procedimiento y para realizar cualquier coordinación que se requiera con el Coordinador de la Operación en Tiempo Real del SEIN, a cargo del COES.

En los EPEyR efectuados a solicitud de otro Generador Integrante, éste podrá designar un representante para participar como observador a los EPEyR.

7.2 Información técnica requerida para los EPEyR

Previo a la ejecución de los EPEyR, el Generador Integrante remitirá al COES la siguiente información:

7.2.1 Esquema de disposición de la central y ubicación de la Unidad de Generación o agrupación de Unidades de Generación termoeléctrica a ensayar.

7.2.2 Esquema que muestra los equipos principales, así como los flujos de los procesos que comprende el ciclo termodinámico de la Unidad de Generación o agrupación de Unidades de Generación termoeléctrica a ensayar.

7.2.3 Esquemas básicos de los diferentes sistemas auxiliares: alimentación de combustible, enfriamiento, gases de combustión, etc.

7.2.4 Diagrama unifilar eléctrico de la central y unidades.

7.2.5 Diagramas P-Q (Curva de Capabilidad) de la Unidad o Unidades de Generación termoeléctrica a ensayar suministrados por el fabricante.

7.2.6 Ecuaciones y/o curvas de comportamiento de la potencia y rendimiento (rendimiento, consumo específico de calor o eficiencia) por variación de los parámetros temperatura ambiente, humedad relativa o humedad específica, presión atmosférica, temperatura de fuente fría y factor de potencia.

7.2.7 Plan detallado de los EPEyR, realizado por el Jefe de Ensayo, con el contenido mínimo siguiente:

a) Volumen de control del sistema a ensayar.

b) El esquema de disposición de instrumentos, señalando las variables a medir, los instrumentos de medición a utilizar los que deberán cumplir lo indicado en el Anexo 2, así como indicar la ubicación física de estos.

c) Distribución de las funciones del personal.

d) Detalles sobre las mediciones.

e) Detalles sobre aspectos operativos relevantes para los ensayos en cada modo de operación.

f) Consideraciones especiales para los ensayos.

g) Programa previsto de los ensayos.

La presentación de esta información es de carácter obligatorio. El COES no programará la ejecución de los EPEyR, cuando no se cumpla con lo indicado en los numerales 6.3.2 y 6.3.4.

7.3 Condiciones que deben cumplirse en los EPEyR

7.3.1 Los EPEyR de la Unidad de Generación o agrupación de Unidades de Generación termoeléctrica que conforman el Modo de Operación a ensayar se inicia cuando alcance su estado estable de operación según lo indicado en el Manual de Instrucciones de cada unidad o agrupación de Unidades de Generación emitido por el (los) fabricante(s), la experiencia del Jefe de Planta o, en su defecto, los tiempos señalados en el Cuadro Nº 2 del Anexo 1; manteniendo dicho orden de prelación.

7.3.2 Las Variables Primarias a medir durante los EPEyR, son las indicadas en el Cuadro Nº 3 del Anexo 1. Las Variables Secundarias, a medir para la verificación de las condiciones de estabilidad durante los EPEyR, son las indicadas en el Cuadro Nº 4 del mismo Anexo.

7.3.3 Las fluctuaciones máximas permitidas de las Variables Primarias y Secundarias son las que se indican en los Cuadros Nº 5, Nº 6, Nº 7 y Nº 8 del Anexo 1.

7.3.4 Se debe utilizar la instrumentación proporcionada por la empresa consultora para las mediciones de las Variables Primarias. Para el registro de combustible en los casos en los que el Generador identifique de manera previa que no sea posible la colocación de uno o varios instrumentos portátiles, deberá informarlo al COES en la oportunidad en que se presenta la información requerida en el numeral 7.2 y, en este caso, utilizará la instrumentación propia de las Unidades de Generación (instrumentos instalados en línea).

7.3.5 Todos los instrumentos a utilizar para las mediciones de las Variables Primarias durante la ejecución de los EPEyR, deberán estar verificados y contar con sus respectivos certificados de calibración o contrastación vigentes, emitidos por empresas especializadas a nivel nacional o internacional, con una antigüedad no mayor a la indicada en el mismo certificado o en su defecto un (01) año.

7.3.6 Durante los EPEyR, no está permitida la operación de la unidad por encima de su Máxima Potencia. Se debe evitar cambiar de control automático a control manual, así como ajustar los límites operativos o puntos de referencia (Set Points) del sistema de control, de los instrumentos o equipos.

7.3.7 Si por requerimientos del SEIN, durante los EPEyR la(s) Unidad(es) de Generación operase(n) a un factor de potencia menor a uno (1), el Generador Integrante podrá aplicar el respectivo factor de corrección por variación de factor de potencia, calculados desde los valores medidos en los EPEyR hasta el valor unitario, siempre que haya sido presentado la(s) ecuación(es) y/o curva(s) como parte de la información del numeral 7.2.6.

7.3.8 Durante los EPEyR, la Unidad de Generación o agrupación de Unidades de Generación que conforman el modo de operación a ensayar, no brindan servicios de Regulación de Frecuencia.

7.3.9 Los EPEyR serán efectuados operando la Unidad de Generación o agrupación de Unidades de Generación bajo sus condiciones habituales de operación. Las posibles diferencias, deberán ser señaladas y analizadas por los participantes de la prueba, a fin de determinar su efecto y la factibilidad de continuar con el ensayo.

7.3.10 En caso de centrales con Contrato de Concesión de Reserva Fría y con Contrato de Compromiso de Inversión de Nodo Energético en el Sur del Perú, los EPEyR de la central termoeléctrica a Máxima Potencia deberá realizarse con todas sus Unidades de Generación operando simultáneamente.

7.3.11 En centrales que tengan más de siete (07) Unidades de Generación, los ensayos a potencias parciales se podrán efectuar de la siguiente manera: i) Si son de iguales características (fabricante y modelo) a una (01) Unidad de Generación seleccionada aleatoriamente, y, ii) Si no fueren de iguales características se seleccionará aleatoriamente a una (01) por tipo de Unidad de Generación diferenciada.

7.3.12 Si la unidad bajo ensayo cuenta con un sistema de monitoreo continuo de emisiones o cualquier otro sistema de control ambiental, los EPEyR deberá efectuarse operando dichos sistemas dentro de los rangos habituales de operación. No se tomarán mediciones de los referidos sistemas para la validación ni para el cálculo de la potencia efectiva y rendimiento de la unidad.

7.3.13 El Generador titular podrá eximirse de realizar un EPEyR para los Modos de Operación no principales, cuando de los ensayos a ejecutarse durante los EPEyR se pueda obtener datos suficientes para dichos Modos de Operación, siempre que sea previamente autorizado por el COES en la oportunidad en que se le comunica la aprobación y programación del EPEyR.

7.4 Suspensión de los EPEyR

7.4.1 Cuando por causa de fuerza mayor u otras causas ajenas al Generador se presenten situaciones que puedan afectar el ensayo, debidamente acreditadas, tanto por el Jefe de Ensayo, en caso que para dicho momento ya se cuente con los servicios de la empresa consultora, como por el Generador Integrante, este último podrá solicitar al COES la suspensión y reprogramación de la prueba. En los casos en que el COES autorice la reprogramación, los EPEyR deberá realizarse dentro de un plazo máximo de dos (2) meses.

7.4.2 El COES suspenderá los EPEyR, bajo responsabilidad del generador, cuando:

a) No se haya acreditado antes del inicio de los EPEyR la vigencia de la calibración de los instrumentos de medición instalados para el registro de las variables primarias a ser utilizados.

b) Durante los EPEyR, por lo menos una de las Unidades de Generación que conforman el Modo de Operación ensayado sale de servicio, desconectándose por tres (3) veces dentro del período de duración de los EPEyR por fallas atribuibles a la Unidad de Generación.

c) El generador lo solicite, sin perjuicio de las acciones que correspondan.

7.4.3 En los casos de suspensión indicados en el numeral 7.4.2, y siempre que se haya excedido el plazo indicado en los numerales 5.2.1, 6.3.3 o 7.4.1, los valores de potencia efectiva y rendimiento del Modo o Modos de Operación involucrados serán los señalados en el numeral 6.4 del presente procedimiento.

7.5 Ejecución de los EPEyR

7.5.1 Los EPEyR están destinados a comprobar mediante medición la potencia eléctrica y rendimiento de una o varias Unidades de Generación bajo un determinado Modo de Operación.

7.5.2 Las potencias a ser consideradas durante los EPEyR son: Máxima Potencia, Generación Mínima Técnica y 3 potencias intermedias que se convengan antes del ensayo, dichas potencias deberán ser aproximadamente equidistantes entre ellas. El Generador Integrante podrá solicitar un menor número de potencias intermedias a ensayar, siempre y cuando el Modo de Operación a ensayar cuente con un rango de operación porcentual respecto a la Potencia Efectiva de dicho modo: (i) menor al 30% para motores reciprocantes, y (ii) menor al 10 % para turbinas de gas, turbinas de vapor y/o ciclos combinados.

7.5.3 La ejecución de los EPEyR a Máxima Potencia está relacionada con la verificación de la resistencia física de la Unidad de Generación o agrupación de Unidades de Generación que conforman el modo de operación bajo ensayo, sin operar en sobrecarga. La duración de los EPEyR a Máxima Potencia depende de la naturaleza de cada unidad termoeléctrica, y tendrá como mínimo la siguiente duración:

a) Cinco (5) horas de operación continua para el Modo de Operación principal con el combustible de menor costo, considerando como tal a aquel modo de operación con el que la Unidad de Generación o agrupación de Unidades de Generación obtendría el mayor valor de potencia, considerando inyección de agua o fuego adicional cuando corresponda.

b) Y en el caso de las unidades duales, dos (2) horas de operación continua para el Modo de Operación principal con el combustible alternativo, considerando como tal a aquel modo de operación con el que la Unidad de Generación o agrupación de Unidades de Generación obtendría el mayor valor de potencia, considerando inyección de agua o fuego adicional cuando corresponda. El combustible alternativo, es el combustible con el que puede operar la unidad dual, cuando existen restricciones a la operación con el combustible de menor costo.

7.5.4 En los otros Modos de Operación tanto para los ensayos a Máxima Potencia como a potencias parciales (Generación Mínima Técnica y potencias intermedias), la ejecución de los EPEyR tendrá como mínimo la siguiente duración:

a) 30 minutos para las turbinas de gas y motores reciprocantes a ciclo Otto y Diesel.

b) 60 minutos para las turbinas de vapor y ciclos combinados

7.5.5 Durante los EPEyR de cada potencia seleccionada se deben registrar como mínimo 30 mediciones de las Variables Primarias y 30 mediciones de las Variables Secundarias.

7.5.6 Los intervalos de medición serán de 10 minutos para el ensayo a Máxima Potencia para el Modo de Operación principal con el combustible de menor costo de la Central Termoeléctrica; en el caso de las unidades duales los intervalos de medición para dicho ensayo serán de 4 minutos para el Modo de Operación principal con el combustible alternativo. Para los otros Modos de Operación, así como para los ensayos a potencias parciales, los intervalos de medición serán de:

a) 1 minuto para las turbinas de gas y motores reciprocantes a ciclo Otto y Diesel.

b) 2 minutos para las turbinas de vapor y ciclos combinados

7.5.7 Las mediciones de las Variables Primarias y Secundarias se deben realizar simultáneamente. En los casos que este requerimiento no fuere posible, se podrá diferir el momento de medición de las variables que no puedan ser medidas simultáneamente, siempre y cuando sea dentro del mismo período de duración del ensayo, lo que deberá constar en el acta de ensayo.

7.5.8 Las mediciones de los consumos de combustible durante el EPEyR deben servir para comprobar la producción de energía eléctrica por unidad de combustible consumido. Se deben medir los valores de la temperatura del combustible, a fin de llevarlos a condiciones estándar, conforme a lo indicado en las normas de referencia establecidas en el cuadro Nº 11 del anexo 1. Las condiciones estándar de referencia de temperatura y presión que se utilizarán para la medición y cálculos de combustibles líquidos y gaseosos son: 15ºC y 101,325 kPa, respectivamente.

7.5.9 Para todas las potencias ensayadas, se deben registrar los valores de la masa o volumen de combustible al inicio y fin del ensayo, en los casos que se cuente con dicha información.

7.5.10 En el caso que no se disponga de medidores de flujo de combustible líquido y se mida el consumo por diferencia de nivel, los tiempos de duración de cada ensayo dependerá de las dimensiones del tanque y del consumo de la unidad termoeléctrica, siendo como mínimos lo establecidos en 7.5.3 y 7.5.4 según corresponda. En este caso, el número de mediciones y los intervalos de medición podrán diferir de lo establecido en 7.5.5 y 7.5.6.

7.5.11 Se tomarán dos (2) muestras por combustible utilizado en los EPEyR, entre el inicio y el final de la prueba. La toma de muestras será realizada por el Jefe de Ensayo en presencia del veedor del COES y el representante del Generador Integrante del COES. El análisis del combustible deberá ser efectuado por un laboratorio externo o por un equipo instalado en la misma central que cumpla con lo establecido en el numeral 7.3.5. En lo posible, las muestras del combustible deberán ser analizadas en laboratorios diferentes.

7.5.12 En caso fracase los EPEyR a Máxima Potencia será necesario realizar un segundo ensayo, que puede efectuarse inmediatamente después si se cuenta con decisión unánime del Jefe de Ensayo, del veedor del COES y del representante del Generador Integrante del COES. De no haber consenso, deberá ser reprogramado.

7.5.13 Si en un EPEyR a una potencia parcial, la Unidad de Generación requiere operar con un combustible diferente al que corresponde el modo de operación a ensayar, los consumos medidos deberán ser referidos a este último combustible.

7.5.14 Ante un eventual fracaso de los EPEyR a una de las potencias parciales, el ensayo iniciará de cero para esa potencia parcial.

7.6 Elaboración del acta de ensayo

7.6.1 Al final del ensayo, el Jefe de Ensayo elaborará el acta de ensayo, la cual será suscrita por el representante designado por el Generador Integrante del COES, el veedor del COES y el mismo Jefe de Ensayo.

7.6.2 El acta de ensayo, de acuerdo con el formato del Anexo 3, debe contener información sobre la Unidad de Generación o agrupación de Unidades de Generación que conforman el Modo o Modos de Operación ensayados, instrumentos utilizados, los asistentes al EPEyR, los datos registrados e indicar posibles diferencias entre la información remitida previa al ensayo y la utilizada durante el ensayo.

7.7 Validación de los datos medidos

7.7.1 Las mediciones de las Variables Primarias y Variables Secundarias, cuyos datos registrados se encuentren fuera de los rangos de fluctuación indicados en los Cuadros Nº 5, Nº 6, Nº 7 y Nº 8 del Anexo 1, serán eliminadas.

7.7.2 Las mediciones registradas con presencia de perturbaciones provenientes del SEIN, que alteren la frecuencia o voltaje fuera de los rangos permisibles, serán eliminadas. Para reemplazar las mediciones registradas durante el tiempo afectado, el ensayo deberá prolongarse por un tiempo equivalente.

7.7.3 Las mediciones válidas serán todas las mediciones efectuadas menos las mediciones eliminadas.

7.7.4 Debe contarse con un mínimo de 15 mediciones válidas por nivel de potencia ensayada. Caso contrario el ensayo deberá prolongarse hasta completar el mínimo número de mediciones válidas.

8. CALCULO DE LA POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO

8.1 Determinación de las Condiciones de Potencia Efectiva

8.1.1 Las Condiciones de Potencia Efectiva Termoeléctrica son: Temperatura Ambiente de Potencia Efectiva, Humedad Relativa de Potencia Efectiva, Presión Atmosférica de Potencia Efectiva y Temperatura de Fuente Fría de Potencia Efectiva, dichas condiciones serán determinadas en base a información histórica de los últimos 05 años, según la metodología descrita en el Anexo 4.

8.2 Procedimiento de cálculo

8.2.1 El cálculo de la potencia efectiva y rendimiento lo realizará la empresa consultora sobre la base de las mediciones válidas de operación que provengan de los EPEyR debidamente registradas en el acta de ensayo. No se aceptará registros de operación de la Unidad de Generación o agrupación de Unidades de Generación ensayadas que no figuren en el acta de ensayo. Tampoco se utilizará en los cálculos ajustes adicionales sobre los datos de ensayo.

8.2.2 La potencia efectiva, así como el rendimiento, consumo de combustible, consumo específico de calor y eficiencia son referidos a la potencia bruta de ensayo.

8.2.3 Los poderes caloríficos (inferior y superior) y la gravedad específica o densidad del combustible se obtendrán del análisis efectuado a las muestras tomadas según lo indicado en el numeral 7.5.11 a la

condición estándar de referencia indicada en el numeral 7.5.8. Los resultados finales se obtendrán hallando el promedio aritmético de los resultados de los análisis de las dos muestras. Para los cálculos de rendimiento se empleará el poder calorífico inferior del combustible, en la condición como ingresa a la Unidad de Generación o, a falta de esta, en base seca.

8.2.4 La potencia y rendimiento de las unidades termoeléctricas a condiciones de potencia efectiva se obtienen de aplicar, a la potencia y rendimiento a condiciones de ensayo, los factores de corrección ambientales indicados en el Cuadro Nº 9 del Anexo 1 y, cuando fuere el caso, el(los) factor(es) de corrección operativo(s) indicado(s) en el Cuadro Nº 10 del Anexo 1.

8.2.5 Los factores de corrección de potencia y rendimiento, así como su aplicación provendrán de las ecuaciones y/o curvas de corrección proporcionadas por el (los) fabricante(s). A falta de éstas, se utilizará las ecuaciones y/o curvas de corrección que sirvieron para garantizar la potencia y rendimiento, durante las pruebas de recepción. A falta de estas últimas, se utilizarán las ecuaciones y/o curvas elaboradas para efectos de los EPEyR acorde a lo indicado en el numeral 8.2.6.

8.2.6 Los Generadores Integrantes cuyas Unidades de Generación no cuenten con ecuaciones y/o curvas de corrección, estas se encuentren incompletas o no correspondan al volumen de control a ensayar, deberán asumir los costos de contratación de una empresa especializada en la elaboración de curvas de corrección para su elaboración y de la empresa especializada contratada por el COES para su supervisión, siendo esta última seleccionada del listado de acuerdo con lo indicado en el numeral 5.1.7 y distinta a la empresa especializada quien elabora las ecuaciones y/o curvas de corrección. Las ecuaciones y/o curvas de corrección elaboradas por la empresa especializada, deberán estar suscritas y aprobadas por la empresa especializada supervisora, adicionalmente esta última deberá presentar al COES un informe técnico resultado de la supervisión realizada en el que se sustente que las ecuaciones y/o curvas elaboradas no superen un valor de incertidumbre de 0,05 %.

8.2.7 Las ecuaciones y/o curvas de corrección a aplicar en los cálculos de los EPEyR de los modos de operación ciclo combinado, deberán corresponder al volumen de control de la totalidad del sistema a ensayar.

8.2.8 En los motores reciprocantes de ciclo Otto y Diésel, que no cuenten con sus respectivas ecuaciones y/o curvas de corrección, el cálculo se realizará empleando la metodología estipulada en la Norma ISO 3046 parte 1 numeral 10.

8.2.9 No se aceptará la aplicación de factores de corrección por ninguna Variable Secundaria a excepción de la indicada en el numeral 7.3.7.

8.2.10 La aplicación de los factores de corrección, tanto de la potencia como del rendimiento, será sobre cada dato medido y no sobre promedios de datos.

8.2.11 Posterior a la aplicación de los factores de corrección conforme se indica en 8.2.10, la potencia a condiciones de potencia efectiva será igual al promedio de las potencias corregidas.

8.2.12 En forma similar, dependiendo de la curva de corrección a aplicar, el consumo específico de calor o la eficiencia, ambos a condiciones de potencia efectiva, serán iguales al promedio de sus respectivos valores corregidos.

8.2.13 A partir de los resultados de la potencia a condiciones de potencia efectiva calculada en el numeral 8.2.11 y del consumo específico de calor o eficiencia corregidos en el numeral 8.2.12, se obtendrán los otros parámetros asociados tales como rendimiento, consumo de combustible y consumo específico de calor o eficiencia a condiciones de potencia efectiva.

8.2.14 Para una mejor comprensión del cálculo de la potencia efectiva y rendimiento a condiciones de potencia efectiva, se incluye un ejemplo en el Anexo 6 del presente procedimiento.

8.3 Informe de los EPEyR

8.3.1 El informe del EPEyR será suscrito por el Jefe de Ensayo, quien deberá estar colegiado y habilitado por el Colegio de Ingenieros del Perú.

8.3.2 El informe de los EPEyR debe indicar claramente los resultados de potencia efectiva, consumo de combustible, rendimiento, consumo específico de calor y eficiencia a condiciones de potencia efectiva, obtenidos para cada nivel de potencia del Modo o Modos de Operación ensayados.

8.3.3 Los resultados y principales parámetros para la determinación de la potencia efectiva y rendimiento a condiciones de potencia efectiva serán redondeados con los siguientes dígitos decimales:

Tabla Nº 2

Nº	Parámetros	Unidades de medida	Dígitos decimales
1	Potencia	kW	2
2	Consumo de combustible	m^3/h	2
		l/h, kg/h	2

Nº	Parámetros	Unidades de medida	Dígitos decimales
3	Rendimiento	kWh/m³	2
		kWh/l, kWh/kg	4
4	Consumo específico de Calor	kJ/kWh	2
5	Eficiencia	%	2
6	Poderes Caloríficos	kJ/kg, kJ/m³	2
7	Densidad combustible líquido	kg/l	4
8	Densidad combustible gaseoso	kg/m³	4

Asimismo, para la conversión de unidades de otros sistemas al Sistema Internacional se utilizarán las siguientes equivalencias:

Tabla Nº 3

Nº	Dimensión	Unidad	Equivalencia	Unidad
1	Volumen	gal	3,785412	l
2		pie³	0,02831685	m³
3		bbl	0,1589873	m³
4	Masa	lb	0,45359237	kg
5	Energía	BTU	1,05506	kJ
6		kcal	4,1868	kJ

8.3.4 El informe de los EPEyR debe indicar claramente la metodología seguida, e incluir:

a) Los informes de determinación del poder calorífico del combustible o combustibles utilizados en los EPEyR, debidamente certificados, de acuerdo con lo establecido en los numerales 7.5.8 y 7.5.11 del presente procedimiento.

b) La información de las Condiciones de Potencia Efectiva Termoeléctrica (temperatura ambiente, humedad relativa, presión atmosférica y temperatura de la fuente fría), publicado por el COES, correspondiente al año en el que se ejecutó los ensayos o, a la falta de este, la más reciente disponible; de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.1.

c) La totalidad de la información de sustento y de cualquier otra información adicional utilizada en los cálculos de la potencia efectiva y rendimiento a condiciones de potencia efectiva.

8.3.5 El Informe de los EPEyR y toda la información de sustento serán entregados al COES en medio digital. 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.

8.3.6 Se debe incluir como parte de los resultados del informe de los EPEyR, el consumo de combustible de la Unidad de Generación para una operación en vacío (potencia igual a cero), es decir, cuando la unidad se encuentra operando a una velocidad de rotación nominal previo al sincronismo con el sistema; obtenido de la mejor información disponible de la operación en vacío de la unidad. Dicho consumo de combustible debe ser referenciado a las condiciones estándar, de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.5.8. Para el caso de los Modos de Operación donde intervengan más de una Unidad de Generación, el consumo de combustible en vacío se determinará como la suma de los consumos de cada unidad que conforman dicho modo.

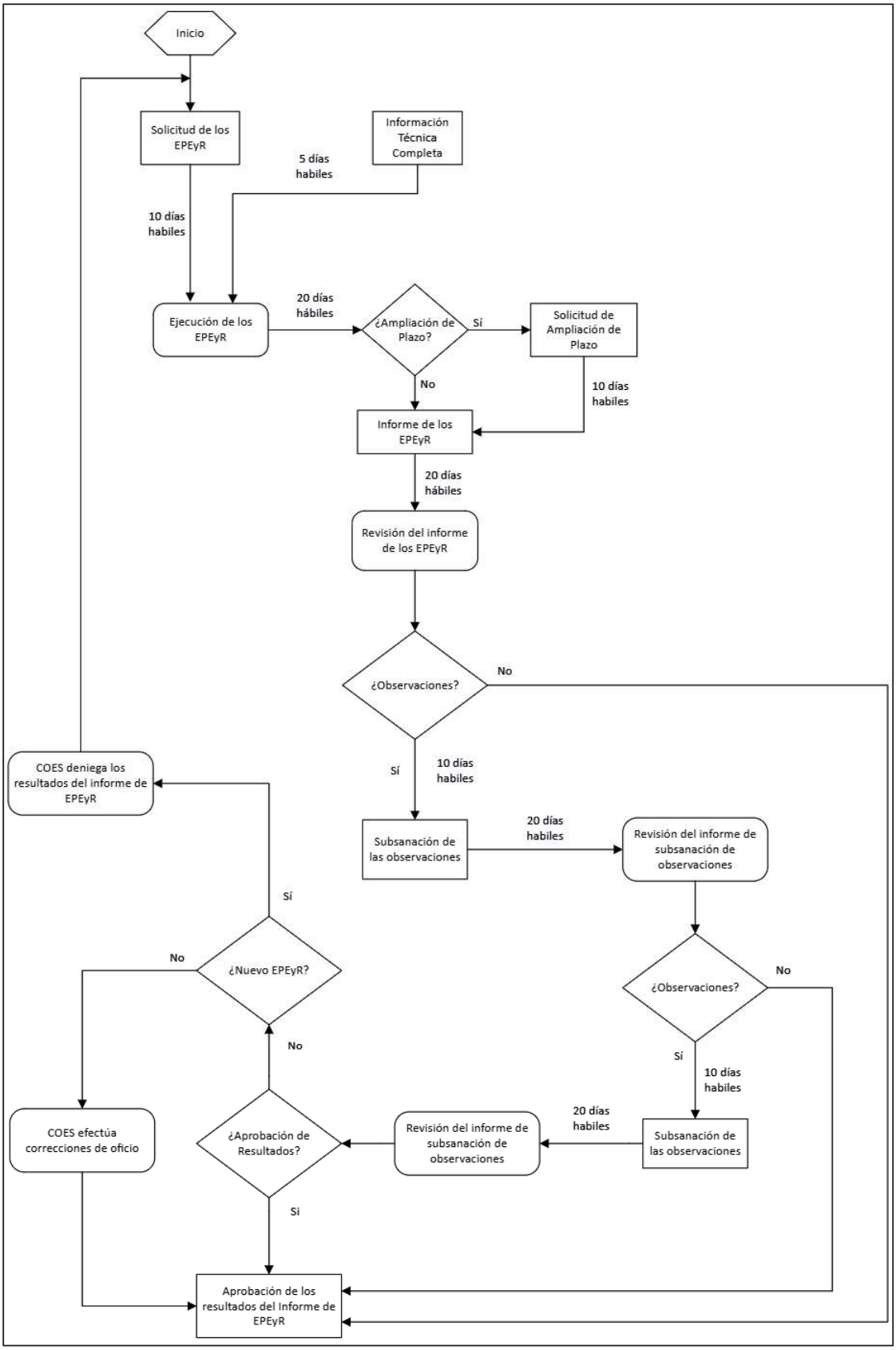
9. REFERENCIAS

Las normas internacionales de referencia para la aplicación de este procedimiento se indican en el Cuadro Nº 11 del Anexo 1 del presente procedimiento.

10. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO

El Diagrama 1 incluye todas las fases del proceso para determinación de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades termoeléctricas desde la solicitud para la realización de los EPEyR hasta la aprobación o denegación de los resultados del informe.

Diagrama 1. Ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento



ANEXO 1
CUADROS PARA LA APLICACIÓN DEL PR-17

Cuadro Nº 1. Especificaciones de los equipos de medición

Nº	VARIABLE	MAXIMA INCERTIDUMBRE
1	Potencia eléctrica	±0,2%
2	Temperatura ambiente	± 0,2 K
3	Humedad relativa	±2,0%
4	Presión atmosférica	± 0,05%
5	Temperatura de fuente fría	± 0,2 K
6	Flujo de combustible	±0,5%
7	Temperatura de combustible	±0,2 K

Fuente: Normas ISO 18888:2017 (E) y 2314:2009 (E)

Cuadro Nº 2. Tiempos de estabilización previos al EPEyR

TIPO DE MÁQUINA TERMOELÉCTRICA	TIEMPO DE ESTABILIZACIÓN (1)
Turbina de gas	1 h
Motor reciprocante a ciclo Otto y Diesel	1 h
Ciclo combinado	1 h
Turbina de vapor (caldera quemando gas natural)	1 h
Turbina de vapor (caldera quemando petróleo)	1 h
Turbina de vapor (caldera quemando carbón pulverizado)	1 h
Turbina de vapor (caldera de lecho fluidizado)	24 h(2)

Fuente: Norma ASME PTC 46 – 2015
(1) No incluyen el tiempo de un arranque en frío.
(2) Transcurrida una hora de haberse alcanzado la estabilidad química se puede dar inicio al ensayo

Cuadro Nº 3. Variables Primarias

Nº	VARIABLE	MR	TG	TV	CC
1	Potencia eléctrica	x	x	x	x
2	Flujo de combustible	x	x	x	x
3	Temperatura ambiente	x	x	x	x
4	Humedad relativa ambiente	x	x	x	x
5	Presión atmosférica	x	x	x	x
6	Temperatura de la fuente fría	x		x	x

MR: Motor reciprocante a ciclo Otto y Diésel; TG: Turbina de gas; TV: Turbina de Vapor; CC: Ciclo Combinado.

Cuadro Nº 4. Variables Secundarias

Nº	VARIABLE	MR	TG	TV	CC
1	Potencia de sistemas auxiliares	x	x	x	x
2	Velocidad de rotación	x	x	x	x
3	Temperatura del combustible	x	x	x	x
4	Temperatura de gases de escape	x	x		
5	Presión y temperatura del vapor vivo			x	
6	Flujo de entrada del agua o aire de enfriamiento			x	x
7	Presión de descarga			x	x
8	Flujo de inyección de agua o vapor		x		x
9	Voltaje	x	x	x	x
10	Corriente de generación	x	x	x	x
11	Factor de potencia	x	x	x	x
12	Frecuencia	x	x	x	x
13	Temperatura de devanados del estator	x	x	x	x
14	Temperatura de cojinetes (eventualmente)	x	x	x	x
15	Nivel de vibraciones (eventualmente)	x	x	x	x

Nº	VARIABLE	MR	TG	TV	CC
16	Otros parámetros que indican operación en régimen estable	x	x	x	x

MR: Motor reciprocante a ciclo Otto y Diésel; TG: Turbina de gas; TV: Turbina de Vapor; CC: Ciclo Combinado.

Cuadro Nº 5. Condiciones de estabilidad para un motor reciprocante de ciclo Otto y Diésel

PARÁMETROS	VARIACIÓN (1)
Potencia eléctrica	± 3%
Temperatura ambiente	± 4 K (*)
Presión atmosférica	± 0,5%
Velocidad de rotación	± 2%
Flujo de combustible	± 3%
Temperatura del combustible	± 5 K
Temperatura del aire al ingreso del compresor o del múltiple de admisión	± 4 K
Temperatura de los gases de escape	± 15 K
Factor de Potencia(2)	± 2% (*)
Corriente de generación	Lo que indica el fabricante
Temperatura de cojinetes (eventualmente)	Lo que indica el fabricante
Temperatura de devanados del estator	Lo que indica el fabricante
Nivel de vibraciones (eventualmente)	Lo que indica el fabricante

Fuente: Norma ISO 15550-2016, (*) Fuente COES
(1) La variación es respecto al promedio de los datos registrados, a excepción de parámetros con un límite definido.
(2) Relativo a la variable primaria “Potencia eléctrica”.

Cuadro Nº 6. Condiciones de estabilidad para una Turbina de Gas

PARÁMETROS	VARIACIÓN (1)
Potencia eléctrica	± 1%
Temperatura ambiente	± 4 K (*)
Presión atmosférica	± 0,5%
Factor de potencia(2)	± 2%
Velocidad de rotación	± 1%
Flujo de combustible	± 1% (*)
Temperatura del combustible	± 3 K
Presión del combustible gaseoso	± 1%
Presión absoluta salida de gases de combustión	± 1%
Temperatura a la salida de la turbina	± 2 K
Corriente de generación	Lo que indica el fabricante
Temperatura de cojinetes (eventualmente)	Lo que indica el fabricante
Temperatura de devanados del estator	Lo que indica el fabricante
Nivel de vibraciones (eventualmente)	Lo que indica el fabricante

Fuente: Norma ISO 2314:2009(E), (*) Fuente COES
(1) La variación es respecto al promedio de los datos registrados, a excepción de parámetros con un límite definido.
(2) Relativo a la variable primaria “Potencia eléctrica”.

Cuadro Nº 7. Condiciones de estabilidad para una Turbina de Vapor

PARÁMETROS	VARIACIÓN (1)
Potencia eléctrica	± 1% (*)
Presión de vapor vivo	± 3% de la presión absoluta
Temperatura del vapor vivo y de recalentamiento	± 8 K si sobrecalentamiento está entre 15 K -30 K y; ± 16 K si sobrecalentamiento es mayor a 30 K
Presión de extracción	± 5%
Temperatura de agua precalentada	± 6 K
Presión de descarga (condensación):	El mayor de: ± 2,5% de la presión absoluta o ± 0,34 kPa
Voltaje(2)	± 5%

PARÁMETROS	VARIACIÓN (1)
Factor de Potencia(2)	± 2% (*)
Velocidad de rotación	± 5%
Corriente de generación	Lo que indica el fabricante
Temperatura de cojinetes (eventualmente)	Lo que indica el fabricante
Temperatura de devanados del estator	Lo que indica el fabricante
Nivel de vibraciones (eventualmente)	Lo que indica el fabricante

Fuente: ASME PTC 6 – 2004, (*) Fuente COES
(1) La variación es respecto al promedio de los datos registrados, a excepción de parámetros con un límite definido.
(2) Relativo a la variable primaria "Potencia eléctrica".

Cuadro Nº 8. Condiciones de estabilidad para un Ciclo Combinado

PARÁMETROS	VARIACIÓN (1)
Potencia eléctrica	± 1%
Factor de Potencia(2)	± 2%
Velocidad de rotación	± 1%
Temperatura de combustible gas o líquido	± 3 K
Presión del combustible gaseoso	± 1%
Flujo de combustible	± 1%
Presión barométrica	± 0,5%
Temperatura ambiente	± 4 K (*)
Flujo de agua de enfriamiento del condensador	± 15%
Corriente de generación	Lo que indica el fabricante
Temperatura de cojinetes (eventualmente)	Lo que indica el fabricante
Temperatura de devanados del estator	Lo que indica el fabricante
Nivel de vibraciones (eventualmente)	Lo que indica el fabricante

Fuente: Norma ISO 18888:2017 (E), (*) Fuente COES
(1) La variación es respecto al promedio de los datos registrados, a excepción de parámetros con un límite definido.
(2) Relativo a la variable primaria "Potencia eléctrica".

Cuadro Nº 9. Factores de corrección ambientales

FACTOR DE CORRECCIÓN	SÍMBOLO
Factor de corrección de la potencia por temperatura ambiente.	*KPta*
Factor de corrección del consumo específico de calor por temperatura ambiente.	*KCta*
Factor de corrección de la potencia por humedad relativa o específica del aire	*KPh*
Factor de corrección del consumo específico de calor por humedad relativa o específica del aire.	*KCh*
Factor de corrección de la potencia por presión atmosférica.	*KPp*
Factor de corrección del consumo específico de calor por presión atmosférica.	*KCpa*
Factor de corrección de la potencia por temperatura de fuente fría.	*KPtf*
Factor de corrección del consumo específico de calor por temperatura de fuente fría.	*KCtf*

Cuadro Nº 10. Factores de corrección operativos

FACTOR DE CORRECCIÓN	SÍMBOLO
Factor de corrección de la potencia por factor de potencia	*KPfp*
Factor de corrección del consumo específico de calor por factor de potencia.	*KCfp*

Cuadro Nº 11. Normas internacionales de referencia

TIPO DE UNIDAD	NORMA INTERNACIONAL
Motor Reciprocante	• Norma ISO 3046-1:2002 "*Reciprocating internal combustion engines –Performance*". *Part 1: Declarations of power, fuel and lubricating oil consumptions, and test methods – Additional requirements for engines for general use.* • Norma ISO 15550:2016(E): *"Internal combustion engines – Determination and method for the measurement of engine power – General requirements".*
Turbina de Gas	• Norma ISO 2314:2009 (E) "*Gas Turbine – Acceptance test*" • Norma ASME PTC 22-2014 "*Gas Turbine - Performance Test Code*".
Turbinas de Vapor	• Norma ASME PTC 6-2004: "*Steam Turbine – Performance Test Codes*".

TIPO DE UNIDAD	NORMA INTERNACIONAL
Ciclo Combinado	• Norma ISO 18888:2017 (E): *"Gas Turbine combined cycle power plants – Therma performances tests"* • Norma ASME PTC 46-2015: "*Overall Plant Performance –* • *Performance Test Codes*".
Condiciones Estándar de Referencia	• Norma ISO 91 2017 (E): *"Petroleum and related products – Temperature and pressure volume correction factors (petroleum measurement tables) and standard reference conditions"*. • Norma ISO 13443:1996 (E): "*Natural gas – Standard reference conditions*" • Norma ISO 2533-1975 (EN): "Standard Atmosphere"

ANEXO 2
REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE LA EMPRESA CONSULTORA

1. Empresa consultora

La empresa ejecutora del ensayo es independiente del Generador Integrante y del COES, con solvencia para ejecutar las pruebas y realizar los cálculos posteriores.

2. Equipo técnico

La empresa consultora deberá disponer para la realización de los EPEyR como mínimo del siguiente equipo técnico:

- 01 Jefe de Ensayo
- 01 Ingeniero o técnico electricista especialista en medición y utilización de equipos de medición de variables eléctricas
- 01 Ingeniero o técnico instrumentista especialista en medición y utilización de equipos de medición de flujos de combustible
- 01 Ingeniero o técnico especialista en medición y utilización de equipos de medición de variables ambientales

El Jefe de Ensayo será un ingeniero mecánico, electricista, mecánico electricista o carreras afines, con colegiatura y habilitado por el Colegio de Ingenieros del Perú, con más de 5 años de experiencia profesional, de instrumentación, de normatividad para efectuar ensayos y experiencia en el uso de instrumentos de medición y en la ejecución de ensayos en unidades termoeléctricas.

3. Instrumentación mínima

La empresa consultora, deberá disponer para la realización de cada EPEyR de un mínimo de instrumentación, que garantice el registro de las Variables Primarias, según el Cuadro Nº3 del Anexo 1.

Los instrumentos de medición deberán corresponder al rango de lecturas a medir en la Unidad de Generación o agrupación de Unidades de Generación termoeléctrica que conforman el Modo de Operación a ensayar y cumplir con lo establecido en el numeral 7.3.5. Las máximas incertidumbres asociadas a los instrumentos de medición, permitidas en la aplicación del presente procedimiento, se indican en el Cuadro Nº 1 del Anexo 1.

ANEXO 3
ACTA DE ENSAYO

IDENTIFICACIÓN DE LA(S) UNIDAD(ES) DE GENERACIÓN				
Integrante del COES	Nombre de la Central		Nombre de la Unidad o Bloque	
Datos Referenciales	Potencia Efectiva (kW)	Consumo específico de calor PCI (kJ/kWh)	Rendimiento (kWh/ unidad)	Fecha del Ensayo
EPEyR anterior				
Configuración del Ensayo	Motor Primo	Combustible	Caldera	

APERTURA DEL ACTA		
Fecha	Hora	Lugar
PARTICIPANTES		
Por el COES (Veedor)		

Por el Integrante (Representante)	
Por la Consultora (Jefe de Ensayo)	
OTROS PARTICIPANTES	
Generadora	
- Operador de la unidad	
- Personal técnico adicional	
Consultora (Asistentes)	
- Personal técnico	

HITOS PRINCIPALES (HORA)			
	Potencia	Inicio	Fin
Estabilización Pre Ensayo			
Ensayo a potencia 1			
Tiempo de estabilización			
Ensayo a potencia 2			
Tiempo de estabilización			
Ensayo a potencia 3			
Tiempo de estabilización			
Ensayo a potencia 4			
Tiempo de estabilización			
Ensayo a potencia 5			
MUESTRAS DE COMBUSTIBLE			
	Combustible 1	Combustible 2	Combustible 3
Tipo de Combustible			
Primera muestra (hora)			
Segunda muestra (hora)			
RESULTADOS DEL ENSAYO			
Exitoso sin interrupciones	Concluido con interrupciones	Invalidado	

INTERRUPCIONES				
1	Hora	Localización	Tipo de Falla	Solución
Inicio				
Fin				
2	Hora	Localización	Tipo de Falla	Solución
Inicio				
Fin				
Detalle de la Interrupción 1			Detalle de la Interrupción 2	

ANEXOS AL ACTA DE ENSAYO	
Anexo A	Acuerdos y consideraciones previas a los EPEyR
Anexo B	Desarrollo de los EPEyR
Anexo C	Resultados de Mediciones de las Variables Primarias
Anexo D	Resultados de Mediciones de las Variables Secundarias
Anexo E	Información adicional relevante

CIERRE DEL ACTA		
Fecha	Hora	Lugar

SUSCRIPCIÓN		
Institución	Nombre	Firma

ANEXO 4
DETERMINACIÓN DE LAS CONDICIONES DE POTENCIA EFECTIVA TERMOELÉCTRICA

1. Generalidades

a. En el presente anexo se establece los procesos con los lineamientos y metodología para determinar las Condiciones de Potencia Efectiva Termoeléctrica mediante un Estudio elaborado por el COES.

b. La publicación del Estudio con los valores de las Condiciones de Potencia Efectiva conforme lo establecido en el presente Anexo, seguirá los siguientes plazos:

Tabla Nº 1. Plazos del Estudio de Condiciones de Potencia Efectiva

Nº	Evento	Responsable	Plazo
1	Prepublicación del Estudio	COES	Hasta el 15 de febrero de cada año
2	Observaciones sobre aplicación de la metodología del Estudio	Generadores Integrantes	Hasta 10 días hábiles después de efectuado el evento Nº 1
3	Publicación del Estudio final	COES	Hasta el último día hábil del mes de marzo de cada año

c. De forma complementaria, en caso de solicitudes de ensayos en centrales no considerados en el Estudio indicado en el numeral 1.2. del Anexo 4 del presente procedimiento, el estudio con valores de las Condiciones de Potencia Efectiva para dichas centrales, seguirá los siguientes plazos: (i) Prepublicación por el COES, en un plazo no mayor a quince (15) días hábiles, contabilizado desde la ejecución del ensayo, (ii) Observaciones sobre aplicación de la metodología del Estudio por parte de los Generadores Integrantes, hasta un plazo de cinco (05) días hábiles, después de la prepublicación, y (iii) Publicación del Estudio, por parte del COES, hasta un plazo de treinta (30) días hábiles, contabilizado desde la ejecución del ensayo.

d. Los valores de las Condiciones de Potencia Efectiva serán redondeados a dos (02) dígitos decimales.

2. Presión Atmosférica de Potencia Efectiva

Para determinar Presión Atmosférica de Potencia Efectiva, de acuerdo con la Norma ISO 2533-1975, se hará uso de la siguiente ecuación:

$$PA_x = 101{,}325 \times e^{\left[\frac{-9{,}81 \times H}{287{,}05287 \times (T_x + 273{,}15)}\right]}$$

Donde:

PA_x : Presión Atmosférica de Potencia Efectiva (kPa).

H : Altitud del terreno donde se ubican las Unidades de Generación en central termoeléctrica (m).

T_x : Temperatura Ambiente de Potencia Efectiva (ºC).

3. Temperatura Ambiente de Potencia Efectiva, Humedad Relativa de Potencia Efectiva y Temperatura de Fuente Fría de Potencia Efectiva

Serán determinadas mediante la utilización de una metodología meteorológica basada en interpolación espacial, para lo cual el Generador integrante deberá precisar las coordenadas de ubicación de la central termoeléctrica. El proceso de determinación con dicha metodología será la siguiente:

a. Tratamiento de datos fuente

Se recopilarán los datos diarios de temperatura ambiente máxima, humedad relativa promedio y temperatura superficial del mar máxima, de distintas estaciones meteorológicas e hidrográficas de fuentes oficiales disponibles (Senamhi, Corpac, Imarpe, Dirección de Hidrografía y Navegación del Perú), de los últimos 05 años, pudiendo ser consideradas también información de estaciones meteorológicas de centrales que cuenten con la debida certificación de equipo e instalación adecuada[1] según recomendación de Senamhi o Imarpe.

Luego del procesamiento de los datos recopilados, el cual consiste en la validación, control de calidad y homogenización de los datos, se obtendrán como resultados los promedios de temperatura ambiente máxima media mensual (TMMM), humedad relativa media mensual (HRMM) y temperatura superficial del mar máxima media mensual (TSM), de los últimos 05 años de cada estación meteorológica.

b. Relación de la Temperatura ambiente y Humedad Relativa con la altitud

Con la información de los promedios de TMMM y HRMM por cada estación, se realizará un análisis de correlación para determinar la relación de la temperatura ambiente y humedad relativa con respecto a la altitud de dichas estaciones. Dicha correlación debe realizarse mediante una función lineal; obteniendo finalmente, las funciones de temperatura ambiente vs altitud $(f_{(z_i)})$ y humedad relativa vs altitud $(g_{(z_i)})$, de acuerdo con las regiones del país en dos grupos: (i) costa (hasta 500 msnm) y, (ii) sierra (por encima de 500 msnm) y selva.

[1] La certificación de calibración deberá ser anual y los criterios de instalación serán publicados en la misma oportunidad de la publicación del Estudio.

c. Determinación de los coeficientes de temperatura y humedad relativa

Se calculará un coeficiente de temperatura y de humedad para cada estación meteorológica, conforme se muestra a continuación:

$$Co_T_i = \frac{TMMM_i}{f_{(Z_i)}} \qquad Co_HR_i = \frac{HRMM_i}{g_{(Z_i)}}$$

Donde:

Co_T_i: Coeficiente de temperatura para la estación.

$TMMM_i$: Temperatura ambiente máxima media mensual de la estación (ºC).

$f_{(Z_i)}$: Función lineal de temperatura ambiente vs altitud evaluado a la altitud de la estación (ºC).

Co_HR_i: Coeficiente de humedad relativa para la estación.

$HRMM_i$: Humedad relativa media mensual de la estación (%).

$g_{(Z_i)}$: Función lineal de humedad relativa vs altitud evaluado a la altitud de la estación (%).

Z_i: Altitud de la estación (m).

d. Interpolación espacial y rasterizado

Con ayuda de un software basado en sistemas de información geográfica (GIS), se realizará un modelamiento de interpolación espacial mediante el método Kriging con el fin de obtener un mapa grillado georreferenciado (raster), el cual tendrá una resolución de 5 km^2 por grilla. Para lo cual, se debe considerar lo siguiente:

i. Para Temperatura ambiente y Humedad Relativa
Se utilizará los coeficientes determinados en el numeral 3.3 del presente anexo, aplicables a la superficie del área de estudio.

ii. Para Temperatura superficial del mar
Se utilizará los promedios de TSM obtenidos en el numeral 3.1, aplicable al litoral peruano.

e. Resultados

Con los rasters obtenidos, las coordenadas de ubicación y altitud de las centrales termoeléctricas, se elaborará un resumen con los valores de Condiciones de Potencia Efectiva para dichas centrales, considerando:

i. Para la Temperatura Ambiente y Humedad Relativa de Potencia Efectiva, se evaluará con la siguiente formulación:

$$T_x = Co_T_x \times f_{(Z_x)}$$

$$HR_x = Co_HR_x \times g_{(Z_x)}$$

Donde:

T_x : Temperatura Ambiente de Potencia Efectiva (ºC).
Co_T_x : Coeficiente de temperatura de la central, obtenido del raster.
$f_{(Z_x)}$: Función lineal de temperatura ambiente vs altitud evaluado a la altitud de la central (ºC).
HR_x : Humedad relativa de Potencia Efectiva (%).
Co_HR_x : Coeficiente de humedad relativa de la central, obtenido del raster.
$g_{(Z_x)}$: Función lineal de humedad relativa vs altitud evaluado a la altitud de la central (%).
Z_x : Altitud de la central termoeléctrica (m).

ii. Para la Temperatura de Fuente Fría de Potencia Efectiva, se determinará: (i) Temperatura superficial del agua de mar obtenido del raster en aplicación del numeral 3.4.2 del presente anexo, (ii) Temperatura de bulbo húmedo del aire ambiente mediante las cartas psicrométricas tomando como referencia la Temperatura Ambiente, Presión Atmosférica y Humedad Relativa de Potencia Efectiva y, (iii) para centrales con circuitos de enfriamiento cerrados, torres secas o radiadores, será igual a la Temperatura Ambiente de Potencia Efectiva.

iii. En caso se requiera determinar humedad específica del aire, se utilizará las cartas psicrométricas tomando como referencia la Temperatura Ambiente, Presión Atmosférica y Humedad Relativa de Potencia Efectiva.

ANEXO 5
EJEMPLO DE APLICACIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS CONDICIONES DE POTENCIA EFECTIVA TERMOELÉCTRICA

1. Datos de la Central Termoeléctrica

Para el ejemplo se va a considerar una Central Termoeléctrica con la siguiente ubicación:

Cuadro 1. Coordenadas UTM de la central Térmica

Este X (m)	Norte Y (m)	Altitud (msnm)
329870	8586944	72

Las Unidades de Generación de la Central Termoeléctrica con torres de enfriamiento húmedas. Por lo que, las Condiciones de Potencia Efectiva requeridas son las siguientes:

- Presión Atmosférica
- Temperatura Ambiente
- Humedad Relativa
- Temperatura de Fuente Fría

2. **Obtención de los datos**

Se recopilan datos de distintas estaciones meteorológicas, así como sus respectivas altitudes, para realizar la validación, control de calidad y homogenización de estos.

Luego del procesamiento de los datos, correspondientes a los últimos 05 años de las estaciones meteorológicas disponible, se obtiene el siguiente cuadro resumen:

Cuadro 2. Estaciones meteorológicas disponibles

ID	Estación Meteorológica	TMMM (ºC)	HRMM (%)	Este (X) (m)	Norte (Y) (m)	Altitud Z (m)
1	A. Jorge Chavez	22,5	81,2	269548	8670717	12
2	Von Humboldt	23,6	77,3	288902	8663608	247
3	Campo de Marte	21,4	82,9	277600	8664814	117
5	Carabayllo	23,1	79,1	278498	8683450	179
6	Lurigancho	23,6	74,7	299448	8674161	240
7	Antonio Raymondi	22,5	81,2	265559	8697310	47
8	Cañete	22,5	85	355761	8554228	116
9	Socsi	25,6	73,3	369848	8559183	302
10	Fonagro	22,1	81,4	375338	8511764	47
11	Hacienda Bernales	25,6	75,7	395517	8480668	293

TMMM: Temperatura Máxima Media Mensual de los últimos 05 años.
HRMM: Humedad Relativa Media Mensual de los últimos 05 años.

3. **Correlación con la altitud**

Se utiliza un análisis de correlación para determinar la relación de la temperatura y la humedad relativa versus la altitud, mediante una función lineal. Obteniendo las siguientes regresiones:

Figura 1. Regresión lineal de la TMMM con la Altitud

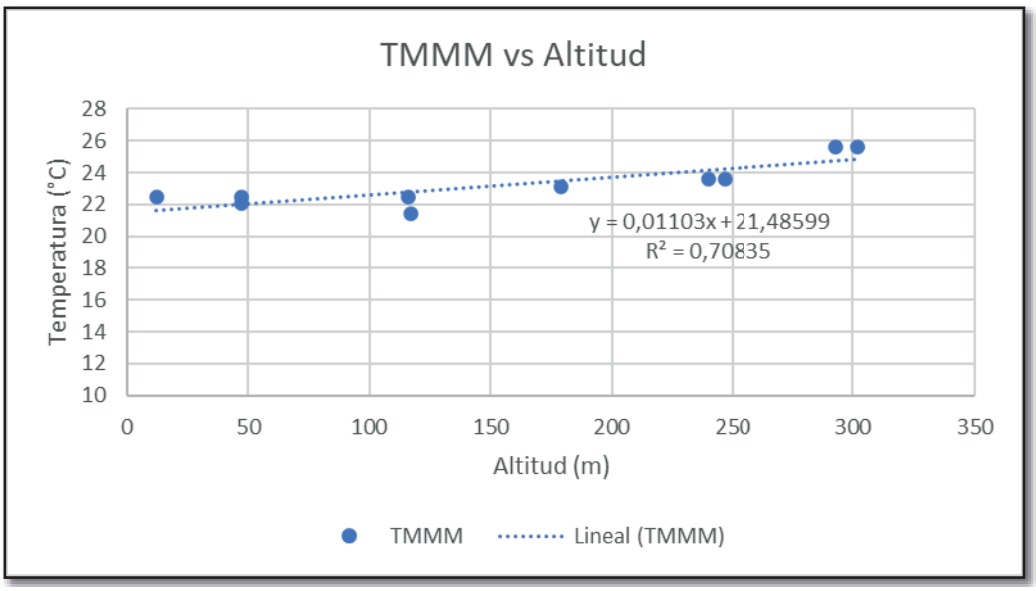
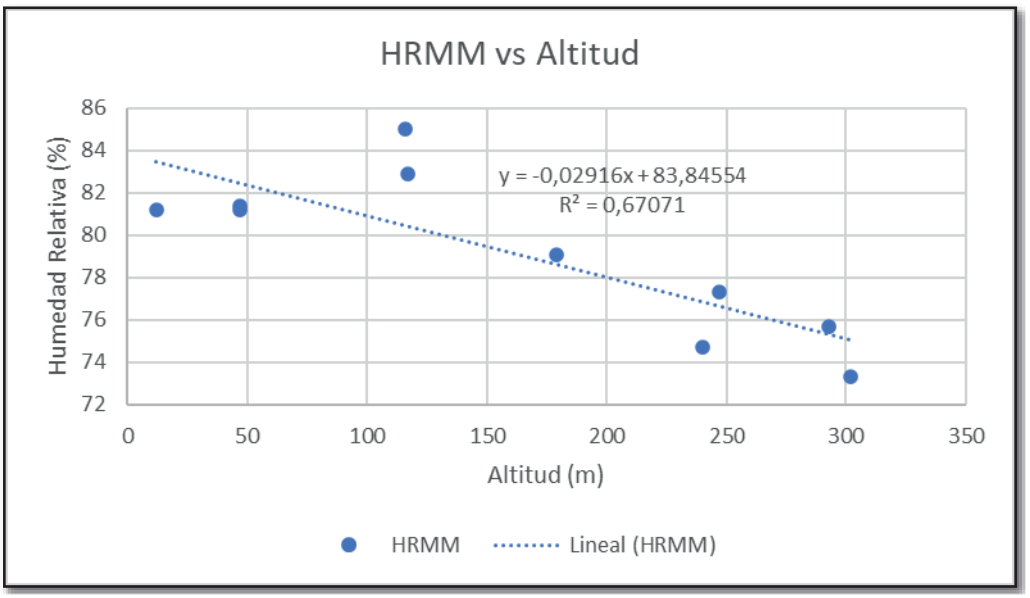


Figura 2. Regresión lineal de la HRMM con la Altitud



Notamos que las estaciones meteorológicas se encuentran en la región costa (por debajo de 500 msnm). Por lo tanto, las funciones de TMMM y HRMM serán aplicadas para un rango entre 0 y 500 msnm.

4. Determinación de los coeficientes de temperatura y humedad relativa

Determinamos los coeficientes Co_T y Co_HR, evaluado para cada estación del Cuadro 2, con las siguientes ecuaciones:

$$Co_T_i = \frac{TMMM_i}{f_{(Z_i)}} \qquad Co_HR_i = \frac{HRMM_i}{g_{(Z_i)}}$$

Por ejemplo, para el caso de la estación Jorge Chavez:

$$TMMM_{Jorge\ chavez} = 22{,}5\ °C$$

$$f_{(Z_i)} = 0{,}01103 \times (Z_i) + 21{,}48599$$

$$Z_{Jorge\ Chavez} = 12\ m$$

$$Co_T_{Jorge\ Chavez} = \frac{22{,}5}{0{,}01103 \times (12) + 21{,}48599} = 1{,}041$$

$$HRMM_{Jorge\ chavez} = 81{,}2\ \%$$

$$g_{(Z_i)} = -0{,}02916 \times (Z_i) + 83{,}84554$$

$$Z_{Jorge\ Chavez} = 12\ m$$

$$Co_HR_{Jorge\ Chavez} = \frac{81{,}2}{-0{,}02916 \times (12) + 83{,}84554} = 0{,}973$$

A continuación, se presenta un cuadro resumen con los coeficientes evaluados para cada estación.

Cuadro 3. Resumen de los coeficientes para cada estación meteorológica

ID	Estación Meteorológica	Este (X) (m)	Norte (Y) (m)	Co_T	Co_HR
1	A. Jorge Chavez	269548	8670717	1,041	0,973
2	Von Humboldt	288902	8663608	0,975	1,009
3	Campo de Marte	277600	8664814	0,940	1,031
5	Carabayllo	278498	8683450	0,985	1,006
6	Lurigancho	299448	8674161	0,978	0,972
7	Antonio Raymondi	265559	8697310	1,023	0,985
8	Cañete	355761	8554228	0,988	1,056

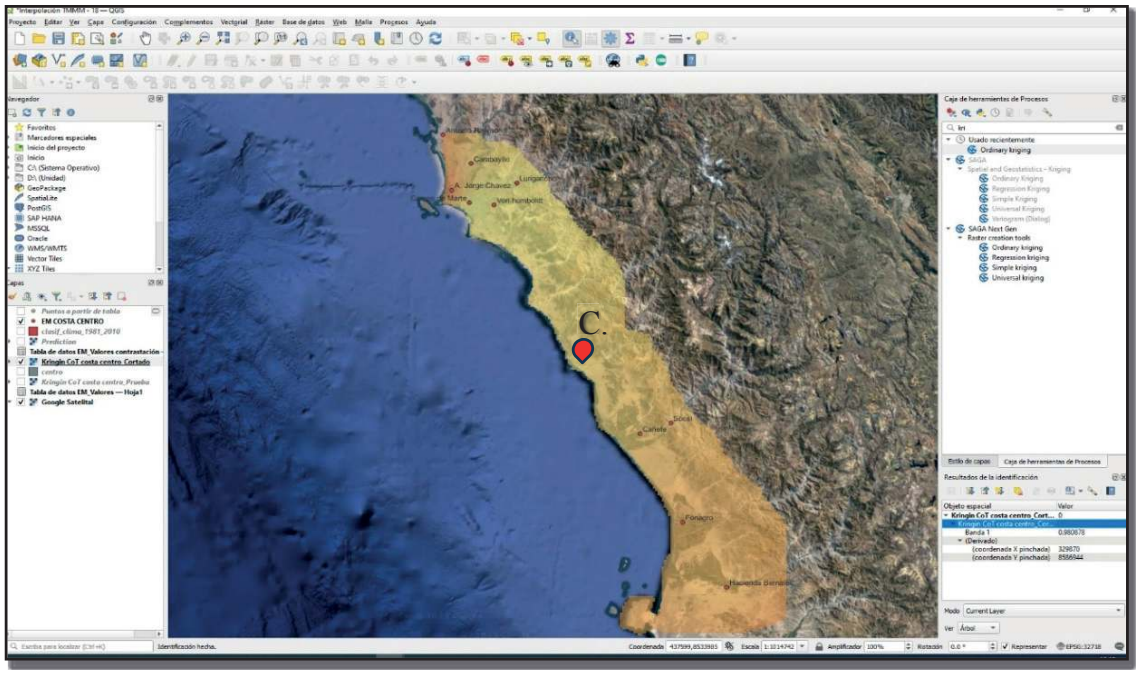
ID	Estación Meteorológica	Este (X) (m)	Norte (Y) (m)	Co_T	Co_HR
9	Socsi	369848	8559183	1,032	0,977
10	Fonagro	375338	8511764	1,004	0,987
11	Hacienda Bernales	395517	8480668	1,036	1,005

5. Modelamiento y obtención del raster mediante Kriging ordinario

En un software GIS, se ingresa la información de las estaciones sus coordenadas y coeficientes Co_T y Co_HR, se aplica una herramienta de interpolación basad en Kriging Ordinario para modelar rasters independientes para cada tipo de coeficiente. Teniendo en cuenta que el grillado a obtener deberá ser de 5 km^2.

A continuación, se muestra en la Figura 3 el resultado obtenido mediante el Software QGIS:

Figura 3. Modelamiento del Co_T en QGIS



Detalle “Banda 1” se observa el valor obtenido del coeficiente Co_T:

Figura 4. Valor del Co_T para las coordenadas de la Central Térmica.

Objeto espacial	Valor
Kringin CoT costa centro_Cort...	0
Kringin CoT costa centro_Cor...	
Banda 1	0.980878
(Derivado)	
(coordenada X pinchada)	329870
(coordenada Y pinchada)	8586944

Se aprecia que, para la ubicación de la Central Térmica del ejemplo, se obtiene un Co_Tx igual a 0,980878.

De forma análoga se obtiene el coeficiente Co_HRx igual a 1,007.

Ahora, se calcula los valores de Potencia Efectiva en la Central Térmica:

Temperatura Ambiente:

$$T_x = Co_T_x \times f_{(Z_x)} = 0{,}980878 \times (0{,}01103 \times (72) + 21{,}48599)$$

$$T_x = 21{,}85\ °C$$

Humedad Relativa:

$$HR_x = Co_{HR_x} \times g_{(Z_x)} = 1{,}007 \times (-0{,}02916 \times (72) + 83{,}84554)$$

$$HR_x = 82{,}32\%$$

Presión Atmosférica:

$$PA_x = 101{,}325 \times e^{\left[\frac{-9{,}81 \times 72}{287{,}05287 \times (21{,}85 + 273{,}15)}\right]}$$

$$PA_x = 100{,}48\ \text{kPa}$$

En este caso por contar con sistema de enfriamiento por torres húmedas, la Temperatura de Fuente Fría corresponde a la Temperatura de Bulbo Húmedo, obteniéndose por medio de la carta Psicrométrica a partir de los resultados de Tx, HRx y PAx:

Temperatura de Bulbo Húmedo: 19,7 ºC

ANEXO 6
EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL PR-17

Ejemplo de aplicación del PR-17 a una turbina de gas de 193 MW de potencia nominal operando con combustible gas natural

1. Datos Registrados

1.1 Los datos registrados durante los EPEyR de la unidad son los mostrados en el Cuadro A.

Cuadro A. Datos de los EPEyR

Nº Medición	Datos de Ensayo				
	Potencia P_y (kW)	Temperatura Ambiente ta_y (ºC)	Presión Atmosférica pa_y (kPa)	Humedad Relativa hr_y	Consumo Combustible mc_y (m³/h)
1	196 733,0	16,60	100,75	0,58	53 187,57
2	195 144,4	16,78	100,84	0,58	53 262,29
3	194 298,1	17,11	100,86	0,56	53 234,41
4	195 567,0	17,11	100,71	0,53	53 316,18
5	195 324,8	17,11	100,72	0,54	53 322,17
6	194 905,9	17,11	100,91	0,54	53 389,05
7	194 544,0	17,28	101,01	0,55	53 501,40
8	194 611,1	17,22	101,02	0,54	53 388,71
9	195 276,0	18,22	101,03	0,57	53 590,76
10	195 969,7	18,33	100,99	0,60	53 605,37
11	196 429,5	19,17	100,76	0,62	53 540,66
12	196 987,3	19,72	100,77	0,64	53 306,41
13	195 977,2	19,72	101,19	0,59	53 325,36
14	195 265,5	19,84	101,09	0,59	53 289,91
15	195 922,5	20,20	101,00	0,58	53 230,53
16	195 707,4	22,70	100,99	0,55	53 299,74
17	197 335,7	20,58	101,01	0,53	53 395,35
18	196 478,4	19,99	100,77	0,52	53 257,67
19	197 955,0	19,90	100,86	0,53	53 072,29
20	197 184,4	18,81	100,87	0,55	53 174,74
21	196 875,4	17,89	100,77	0,54	53 164,88
22	197 212,2	17,75	100,92	0,54	53 249,83
23	200 245,4	17,76	100,97	0,55	53 300,80
24	197 095,1	18,25	100,81	0,55	53 323,45

Nº Medición	Datos de Ensayo				
	Potencia P_y (kW)	Temperatura Ambiente ta_y (ºC)	Presión Atmosférica pa_y (kPa)	Humedad Relativa hr_y	Consumo Combustible mc_y (m³/h)
25	194 999,2	18,44	100,82	0,56	53 547,16
26	195 725,4	18,87	100,79	0,56	53 617,95
27	196 528,2	19,03	101,01	0,57	53 552,82
28	196 952,2	19,31	100,50	0,57	53 518,84
29	197 089,6	19,72	100,99	0,55	53 513,18
30	197 096,5	19,71	100,79	0,55	53 467,87

2. Validación de variables

2.1 Se realiza con el fin de verificar la operación en régimen estable de la unidad.

2.2 Por el lado de las Variables Primarias, para el ejemplo estas son: la potencia de ensayo (*Py*), la temperatura ambiente (*tay*), la presión atmosférica (*pay*), la humedad relativa (*hry*) y el consumo de combustible (*mcy*).

2.3 El análisis de estabilidad se realiza sobre las variables mencionadas con excepción de la humedad relativa.

2.4 Se calcula la variabilidad de las 30 mediciones efectuadas y se compara con las variaciones máximas permitidas por variable de acuerdo con lo establecido en los Cuadros Nº 5, Nº 6, Nº 7 y Nº8 del Anexo 1. Ver Cuadro B.

2.5 De los resultados se observa que existen 2 mediciones que superan el rango de fluctuaciones máximas permitidas: 1 medición, el número 16, por causa de la temperatura ambiente (*tay*) y 1 medición, la número 23, por causa de la potencia (*Py*). Estas mediciones serán eliminadas del cálculo.

Cuadro B. Validación de datos

Nº Medición	Datos de Ensayo					Variabilidad de Datos			
						Variables Primarias			
	Potencia P_y (kW)	Temperatura Ambiente ta_y (ºC)	Presión Atmosférica pa_y (kPa)	Humedad Relativa hr_y	Consumo Combustible mc_y (m³/h)	P_y	ta_y	pa_y	mc_y
1	196 733,0	16,60	100,75	0,58	53 187,57	0,25%	2,07	0,13%	0,33%
2	195 144,4	16,78	100,84	0,58	53 262,29	0,56%	1,89	0,04%	0,19%
3	194 298,1	17,11	100,86	0,56	53 234,41	0,99%	1,56	0,02%	0,24%
4	195 567,0	17,11	100,71	0,53	53 316,18	0,35%	1,56	0,17%	0,09%
5	195 324,8	17,11	100,72	0,54	53 322,17	0,47%	1,56	0,16%	0,08%
6	194 905,9	17,11	100,91	0,54	53 389,05	0,68%	1,56	0,03%	0,05%
7	194 544,0	17,28	101,01	0,55	53 501,40	0,87%	1,40	0,12%	0,26%
8	194 611,1	17,22	101,02	0,54	53 388,71	0,83%	1,45	0,13%	0,04%
9	195 276,0	18,22	101,03	0,57	53 590,76	0,50%	0,45	0,14%	0,42%
10	195 969,7	18,33	100,99	0,60	53 605,37	0,14%	0,34	0,10%	0,45%
11	196 429,5	19,17	100,76	0,62	53 540,66	0,09%	0,49	0,12%	0,33%
12	196 987,3	19,72	100,77	0,64	53 306,41	0,38%	1,05	0,11%	0,11%
13	195 977,2	19,72	101,19	0,59	53 325,36	0,14%	1,05	0,30%	0,07%
14	195 265,5	19,84	101,09	0,59	53 289,91	0,50%	1,17	0,20%	0,14%
15	195 922,5	20,20	101,00	0,58	53 230,53	0,17%	1,53	0,12%	0,25%
16	195 707,4	22,70	100,99	0,55	53 299,74	0,28%	4,03	0,10%	0,12%
17	197 335,7	20,58	101,01	0,53	53 395,35	0,55%	1,91	0,12%	0,06%
18	196 478,4	19,99	100,77	0,52	53 257,67	0,12%	1,32	0,11%	0,20%
19	197 955,0	19,90	100,86	0,53	53 072,29	0,87%	1,23	0,02%	0,55%
20	197 184,4	18,81	100,87	0,55	53 174,74	0,48%	0,14	0,01%	0,36%
21	196 875,4	17,89	100,77	0,54	53 164,88	0,32%	0,78	0,11%	0,37%
22	197 212,2	17,75	100,92	0,54	53 249,83	0,49%	0,92	0,04%	0,22%
23	200 245,4	17,76	100,97	0,55	53 300,80	2,04%	0,92	0,09%	0,12%
24	197 095,1	18,25	100,81	0,55	53 323,45	0,43%	0,42	0,07%	0,08%
25	194 999,2	18,44	100,82	0,56	53 547,16	0,64%	0,23	0,06%	0,34%

Nº Medición	Datos de Ensayo					Variabilidad de Datos			
	Potencia	Temperatura Ambiente	Presión Atmosférica	Humedad Relativa	Consumo Combustible	Variables Primarias			
	P_y (kW)	ta_y (ºC)	pa_y (kPa)	hr_y	mc_y (m³/h)	P_y	ta_y	pa_y	mc_y
26	195 725,4	18,87	100,79	0,56	53 617,95	0,27%	0,19	0,09%	0,47%
27	196 528,2	19,03	101,01	0,57	53 552,82	0,14%	0,35	0,13%	0,35%
28	196 952,2	19,31	100,50	0,57	53 518,84	0,36%	0,63	0,38%	0,29%
29	197 089,6	19,72	100,99	0,55	53 513,18	0,43%	1,05	0,11%	0,28%
30	197 096,5	19,71	100,79	0,55	53 467,87	0,43%	1,04	0,09%	0,19%
				Variaciones máximas permitidas –>		± 1%	± 4,0ºC	± 0,5%	± 1,0%
Mínimo	194 298,1	16,60	100,5010	0,52	53 072,3				
Máximo	200 245,4	22,70	101,1900	0,64	53 617,9				
Promedio	196 247,9	18,67	100,8841	0,56	53 364,9				
Prom Validado	196 124,4	18,56	100,8773	0,56	53 369,5				

2.6 Se ha supuesto que durante los EPEyR ninguna de las Variables Secundarias superó sus límites operativos conforme se indica en 7.7.1.

3. Corrección de la potencia

3.1 Para el cálculo, es necesario disponer de las ecuaciones y/o curvas de corrección de la potencia dadas por el fabricante para variaciones en la temperatura ambiente, presión atmosférica, humedad relativa. Asimismo, es necesario disponer de los datos de temperatura ambiente, presión atmosférica y humedad relativa a condiciones de potencia efectiva. Para el ejemplo estos datos son: 22,5 ºC, 100,55 kPa (1,0055 bar) y 85,3% respectivamente.

3.2 La conversión de los valores de potencia de ensayo (P_Y) a condiciones de potencia efectiva (P_X) se realiza en dos pasos: en primer lugar, de condiciones de ensayo a condiciones de referencia y en segundo lugar de condiciones de referencia a condiciones de potencia efectiva.

3.3 El cálculo, así como la aplicación de los factores de corrección, dependerá de lo indicado por el fabricante. Para el ejemplo, los factores de corrección se obtienen directamente ingresando las variables medidas en las ecuaciones y/o curvas de corrección.

3.4 Para el cálculo de la potencia a condiciones de referencia (P_r), se utilizan los factores de corrección por variación de temperatura ($KPta_{y-r}$), por variación de presión atmosférica ($KPpa_{y-r}$) y por variación de humedad relativa ($KPha_{y-r}$), calculados para llevar la potencia desde las condiciones de ensayo a condiciones de referencia. En el ejemplo, todos los factores de corrección utilizados son multiplicativos.

$$P_r = \frac{P_y}{(KPta_{y-r} \times KPpa_{y-r} \times KPhr_{y-r})}$$

Donde:

P_r : Potencia de referencia

P_y : Potencia de ensayo

$KPta_{y-r}$: Factor de corrección por variación de la temperatura ambiente para corregir la potencia desde las condiciones de ensayo a las condiciones de referencia.

$KPpa_{y-r}$: Factor de corrección por variación de la presión atmosférica para corregir la potencia desde las condiciones de ensayo a las condiciones de referencia.

$KPhr_{y-r}$: Factor de corrección por variación de la humedad relativa para corregir la potencia desde las condiciones de ensayo a las condiciones de referencia.

3.5 En forma similar, para el cálculo de la potencia efectiva (P_X) se utilizarán los factores de corrección por variación de temperatura ($KPta_{r-x}$), por variación de la presión barométrica ($KPpa_{r-x}$) y por variación de humedad relativa ($KPhr_{r-x}$) calculados para llevar la potencia desde las condiciones de referencia a condiciones de potencia efectiva, a través de la siguiente formulación:

$$P_x = P_r \times (KPta_{r-x} \times KPpa_{r-x} \times KPhr_{r-x})$$

Donde:

P_X : Potencia efectiva

$KPta_{r-x}$: Factor de corrección por variación de la temperatura ambiente para corregir la potencia desde las condiciones de referencia a las condiciones de potencia efectiva.

$KPpar_{-x}$: Factor de corrección por variación de la presión atmosférica para corregir la potencia desde las condiciones de referencia a las condiciones de potencia efectiva.

$KPhr_{r-x}$: Factor de corrección por variación de la humedad relativa para corregir la potencia desde las condiciones de referencia a las condiciones de potencia efectiva.

3.6 Los resultados son mostrados en el Cuadro C.

Cuadro C. Corrección de la potencia

Nº	A condiciones de Ensayo					Factores de Corrección de la Potencia						Potencia Referencia	Potencia Efectiva
						De Ensayo a Referencia			De Referencia a Efectiva				
	Potencia	Temp. Ambiente	Presión Atmosf.	Humedad Relativa	Validez	Temp. Ambiente	Presión Atmosf.	Humedad Relativa	Temp. Ambiente	Presión Atmosf.	Humedad Relativa		
	P_y (kW)	ta_y (ºC)	pa_y (kPa)	hr_y		$KPta_{yr}$	$KPpa_{yr}$	$KPhr_{yr}$	$KPta_{rx}$	$KPpa_{rx}$	$KPhr_{rx}$	P_r (kW)	P_x (kW)
1	196 733,0	16,60	100,75	0,58	Válido	0,9893	0,9944	0,9999	0,9487	0,9923	1,0014	200 014,6	188 564,0
2	195 144,4	16,78	100,84	0,58	Válido	0,9880	0,9953	0,9999				198 473,4	187 111,0
3	194 298,1	17,11	100,86	0,56	Válido	0,9858	0,9955	0,9998				198 027,9	186 691,0
4	195 567,0	17,11	100,71	0,53	Válido	0,9858	0,9939	0,9996				199 668,1	188 237,3
5	195 324,8	17,11	100,72	0,54	Válido	0,9858	0,9940	0,9997				199 386,2	187 971,5
6	194 905,9	17,11	100,91	0,54	Válido	0,9858	0,9960	0,9997				198 572,5	187 204,4
7	194 544,0	17,28	101,01	0,55	Válido	0,9847	0,9970	0,9997				198 218,2	186 870,4
8	194 611,1	17,22	101,02	0,54	Válido	0,9851	0,9971	0,9997				198 192,2	186 845,9
9	195 276,0	18,22	101,03	0,57	Válido	0,9783	0,9972	0,9998				200 199,0	188 737,8
10	195 969,7	18,33	100,99	0,60	Válido	0,9775	0,9968	1,0000				201 113,8	189 600,2
11	196 429,5	19,17	100,76	0,62	Válido	0,9718	0,9945	1,0001				203 227,6	191 593,0
12	196 987,3	19,72	100,77	0,64	Válido	0,9680	0,9946	1,0002				204 569,1	192 857,7
13	195 977,2	19,72	101,19	0,59	Válido	0,9680	0,9989	0,9999				202 694,9	191 090,8
14	195 265,5	19,84	101,09	0,59	Válido	0,9672	0,9978	1,0000				202 341,8	190 757,9
15	195 922,5	20,20	101,00	0,58	Válido	0,9647	0,9969	0,9999				203 732,7	192 069,2
16	195 707,4	22,70	100,99	0,55	Inválido	0,9473	0,9968	0,9997				207 302,8	195 434,9
17	197 335,7	20,58	101,01	0,53	Válido	0,9621	0,9970	0,9996				205 801,5	194 019,6
18	196 478,4	19,99	100,77	0,52	Válido	0,9662	0,9946	0,9995				204 566,3	192 855,1
19	197 955,0	19,90	100,86	0,53	Válido	0,9668	0,9955	0,9996				205 773,6	193 993,2
20	197 184,4	18,81	100,87	0,55	Válido	0,9743	0,9956	0,9997				203 346,5	191 705,1
21	196 875,4	17,89	100,77	0,54	Válido	0,9805	0,9946	0,9997				201 948,0	190 386,7
22	197 212,2	17,75	100,92	0,54	Válido	0,9815	0,9961	0,9997				201 786,5	190 234,4
23	200 245,4	17,76	100,97	0,55	Inválido	0,9815	0,9966	0,9997				204 776,9	193 053,6
24	197 095,1	18,25	100,81	0,55	Válido	0,9781	0,9950	0,9997				202 582,6	190 984,9
25	194 999,2	18,44	100,82	0,56	Válido	0,9768	0,9951	0,9998				200 667,4	189 179,4
26	195 725,4	18,87	100,79	0,56	Válido	0,9739	0,9948	0,9998				202 080,2	190 511,3
27	196 528,2	19,03	101,01	0,57	Válido	0,9728	0,9970	0,9999				202 659,1	191 057,1
28	196 952,2	19,31	100,50	0,57	Válido	0,9709	0,9918	0,9998				204 574,5	192 862,8
29	197 089,6	19,72	100,99	0,55	Válido	0,9680	0,9968	0,9997				204 308,5	192 612,0
30	197 096,5	19,71	100,79	0,55	Válido	0,9681	0,9948	0,9997				204 726,8	193 006,4

Condiciones	ta (ºC)	pa (kPa)	*hr*
Potencia Efectiva	22,5	100,550	0,853

PCI	35 982,25	kJ/m^3

Curva de corrección por temperatura ambiente	$KPta = 0{,}000000213379*X^3-0{,}000033763*X^2-0{,}00579926*X+1{,}09387$
Curva de corrección por presión atmosférica	$KPpa = 0*X^3-0{,}00441872*X^2+1{,}03515*X-0{,}0440726$
Curva de corrección por humedad relativa	$KPhr =-0{,}0000110751*X^3-0{,}000197874*X^2+0{,}00588388*X+0{,}996543$

3.7 Finalmente, se determina la potencia efectiva como el promedio de todas las potencias efectivas de las 28 mediciones válidas. El resultado se muestra en el Cuadro D.

Cuadro D. Potencias de ensayo, referencia y efectiva

Potencia de Ensayo P_y (kW)	Potencia Referencia P_r (kW)	Potencia Efectiva P_x (kW)
196 124,40	201 901,91	190 343,23

3.8 En forma similar, se procede para el cálculo de las potencias efectivas a potencias parciales.

4. Corrección del Rendimiento

4.1 A partir de la potencia y del consumo de combustible a condiciones de ensayo, se calculan los resultados del parámetro asociado al rendimiento (rendimiento, consumo específico de calor o eficiencia), a corregir de acuerdo con las ecuaciones y/o curvas proporcionadas por el fabricante. Para el ejemplo, el parámetro a corregir es el Consumo específico de calor, y se toma un poder calorífico inferior del combustible gas natural de 35 982,25 kJ/m^3

Cuadro E. Resultados del consumo específico de calor a condiciones de ensayo

Nº	A condiciones de Ensayo		
	Potencia P_y (kW)	Consumo Combustible mc_y (m^3/h)	Consumo Específico de Calor Cec_y (kJ/kWh)
1	196 733,0	53 187,57	9727,95
2	195 144,4	53 262,29	9820,92
3	194 298,1	53 234,41	9858,53
4	195 567,0	53 316,18	9809,61
5	195 324,8	53 322,17	9822,88
6	194 905,9	53 389,05	9856,34
7	194 544,0	53 501,40	9895,45
8	194 611,1	53 388,71	9871,20
9	195 276,0	53 590,76	9874,82
10	195 969,7	53 605,37	9842,55
11	196 429,5	53 540,66	9807,66
12	196 987,3	53 306,41	9737,10
13	195 977,2	53 325,36	9790,76
14	195 265,5	53 289,91	9819,92
15	195 922,5	53 230,53	9776,08
16	195 707,4	53 299,74	9799,55
17	197 335,7	53 395,35	9736,13
18	196 478,4	53 257,67	9753,39
19	197 955,0	53 072,29	9646,94
20	197 184,4	53 174,74	9703,34
21	196 875,4	53 164,88	9716,77
22	197 212,2	53 249,83	9715,67
23	200 245,4	53 300,80	9577,66
24	197 095,1	53 323,45	9734,88
25	194 999,2	53 547,16	9880,79
26	195 725,4	53 617,95	9857,15
27	196 528,2	53 552,82	9804,96
28	196 952,2	53 518,84	9777,64
29	197 089,6	53 513,18	9769,79
30	197 096,5	53 467,87	9761,18

4.2 En forma similar al caso de la potencia, se debe disponer de las ecuaciones y/o curvas de corrección del rendimiento por variaciones en la temperatura ambiente, presión atmosférica y humedad relativa. En el ejemplo, las ecuaciones y/o curvas del fabricante se aplican sobre el parámetro consumo específico de calor.

4.3 La conversión de los valores del consumo específico de calor de ensayo a condiciones de potencia efectiva se realiza en dos pasos: primero, de condiciones de ensayo a condiciones de referencia y segundo, de condiciones de referencia a condiciones de potencia efectiva.

4.4 En forma similar al caso de la potencia, el cálculo de los factores de corrección dependerá de las ecuaciones y/o curvas dadas por el fabricante

4.5 Para el cálculo del consumo específico de calor a condiciones de referencia, se utilizarán los factores de corrección por variación de temperatura (KCtay-r), por variación de la presión atmosférica (KCpay-r) y por variación de humedad relativa (KChry-r) calculados para llevar el consumo específico de calor desde las condiciones de ensayo a condiciones de referencia, a través de la siguiente fórmula:

$$Cec_r = \frac{Cec_y}{(KCta_{y-r} \times KCpa_{y-r} \times KChr_{y-r})}$$

Donde:

Cec_r : Consumo específico de calor a condiciones de referencia

Cec_y : Consumo específico de calor a condiciones de ensayo

KCta_{y-r} : Factor de corrección por variación de la temperatura ambiente para llevar el *Cec* desde las condiciones de ensayo a las condiciones de referencia.

KCpa_{y-r} : Factor de corrección por variación de la presión atmosférica para llevar el *Cec* desde las condiciones de ensayo a las condiciones de referencia.

KChr_{y-r} : Factor de corrección por variación de la humedad relativa para llevar el *Cec* desde las condiciones de ensayo a las condiciones de referencia.

4.6 Para el cálculo del consumo específico de calor a potencia efectiva se utilizarán los factores de corrección por variación de temperatura (*KCta_{r-x}*), por variación de la presión barométrica (*KCpa_{r-x}*) y por variación de humedad relativa (*KChr_{r-x}*), calculados para llevar el consumo específico de calor desde las condiciones de referencia a condiciones de potencia efectiva, a través de la siguiente fórmula:

$$Cec_r = \frac{Cec_y}{(KCta_{y-r} \times KCpa_{y-r} \times KChr_{y-r})}$$

Donde:

Cec_x : Consumo específico de calor a condiciones de potencia efectiva

KCta_{r-x} : Factor de corrección Cec por variación de la temperatura ambiente para llevar el *Cec* desde las condiciones de referencia a condiciones de potencia efectiva.

KCpa_{r-x} : Factor de corrección por variación de la presión atmosférica para llevar el *Cec* desde las condiciones de referencia a condiciones de potencia efectiva.

KChr_{r-x} : Factor de corrección por variación de la humedad relativa para llevar el *Cec* desde las condiciones de referencia a condiciones de potencia efectiva.

Los resultados son mostrados en el Cuadro F.

Cuadro F. Corrección del consumo específico de calor

Nº	A condiciones de Ensayo							De Ensayo a Referencia			De Referencia a Efectiva			Consumo Espec. de Calor Referencia	Consumo Espec. de Calor Efectivo
	Potencia	Temp. Ambiente	Presión Atmosf.	Humedad Relativa	Consumo Combustible	Consumo Espec. de Calor	Validez	Temp. Ambiente	Presión Atmosf.	Humedad Relativa	Temp. Ambiente	Presión Atmosf.	Humedad Relativa		
	P_y (kW)	ta_y (ºC)	pa_y (kPa)	hr_y	mc_y (m^3/h)	Cec_y (kJ/kWh)		$KCta_{yr}$	$KCpa_{yr}$	$KChr_{yr}$	$KCta_{rx}$	$KCpa_{rx}$	$KChr_{rx}$	Ce_{cr} (kJ/kWh)	Ce_{cx} (kJ/kWh)
1	196 733,00	16,60	100,75	0,58	53 187,57	9 727,95	Válido	1,00	1,00	1,00	1,01	1,00	1,00	9 701,60	9 132,40
2	195 144,40	16,78	100,84	0,58	53 262,29	9 820,92	Válido	1,00	1,00	1,00				9 791,70	9 217,20
3	194 298,10	17,11	100,86	0,56	53 234,41	9 858,53	Válido	1,00	1,00	1,00				9 824,10	9 247,70
4	195 567,00	17,11	100,71	0,53	53 316,18	9 809,61	Válido	1,00	1,00	1,00				9 775,30	9 201,80
5	195 324,80	17,11	100,72	0,54	53 322,17	9 822,88	Válido	1,00	1,00	1,00				9 788,40	9 214,10
6	194 905,90	17,11	100,91	0,54	53 389,05	9 856,34	Válido	1,00	1,00	1,00				9 822,40	9 246,10
7	194 544,00	17,28	101,01	0,55	53 501,40	9 895,45	Válido	1,00	1,00	1,00				9 858,90	9 280,50
8	194 611,10	17,22	101,02	0,54	53 388,71	9 871,20	Válido	1,00	1,00	1,00				9 835,70	9 258,60
9	195 276,00	18,22	101,03	0,57	53 590,76	9 874,82	Válido	1,01	1,00	1,00				9 822,50	9 246,20
10	195 969,70	18,33	100,99	0,60	53 605,37	9 842,55	Válido	1,01	1,00	1,00				9 788,00	9 213,80
11	196 429,50	19,17	100,76	0,62	53 540,66	9 807,66	Válido	1,01	1,00	1,00				9 738,30	9 167,00

Nº	A condiciones de Ensayo							De Ensayo a Referencia			De Referencia a Efectiva			Consumo Espec. de Calor Referencia	Consumo Espec. de Calor Efectivo
	Potencia	Temp. Ambiente	Presión Atmosf.	Humedad Relativa	Consumo Combustible	Consumo Espec. de Calor	Validez	Temp. Ambiente	Presión Atmosf.	Humedad Relativa	Temp. Ambiente	Presión Atmosf.	Humedad Relativa		
	P_y (kW)	ta_y (ºC)	pa_y (kPa)	hr_y	mc_y (m^3/h)	Cec_y (kJ/kWh)		$KCta_{yr}$	$KCpa_{yr}$	$KChr_{yr}$	$KCta_{rx}$	$KCpa_{rx}$	$KChr_{rx}$	Ce_{cr} (kJ/kWh)	Ce_{cx} (kJ/kWh)
12	196 987,30	19,72	100,77	0,64	53 306,41	9 737,10	Válido	1,01	1,00	1,00				9 658,70	9 092,00
13	195 977,20	19,72	101,19	0,59	53 325,36	9 790,76	Válido	1,01	1,00	1,00				9 713,90	9 143,90
14	195 265,50	19,84	101,09	0,59	53 289,91	9 819,92	Válido	1,01	1,00	1,00				9 740,30	9 168,90
15	195 922,50	20,20	101,00	0,58	53 230,53	9 776,08	Válido	1,01	1,00	1,00				9 690,50	9 122,00
16	195 707,40	22,70	100,99	0,55	53 299,74	9 799,55	Inválido	1,01	1,00	1,00				9 669,40	9 102,10
17	197 335,70	20,58	101,01	0,53	53 395,35	9 736,13	Válido	1,01	1,00	1,00				9 644,90	9 079,00
18	196 478,40	19,99	100,77	0,52	53 257,67	9 753,39	Válido	1,01	1,00	1,00				9 671,60	9 104,20
19	197 955,00	19,90	100,86	0,53	53 072,29	9 646,94	Válido	1,01	1,00	1,00				9 567,80	9 006,50
20	197 184,40	18,81	100,87	0,55	53 174,74	9 703,34	Válido	1,01	1,00	1,00				9 641,90	9 076,20
21	196 875,40	17,89	100,77	0,54	53 164,88	9 716,77	Válido	1,00	1,00	1,00				9 670,20	9 102,90
22	197 212,20	17,75	100,92	0,54	53 249,83	9 715,67	Válido	1,00	1,00	1,00				9 671,90	9 104,50
23	200 245,40	17,76	100,97	0,55	53 300,80	9 577,66	Inválido	1,00	1,00	1,00				9 534,50	8 975,10
24	197 095,10	18,25	100,81	0,55	53 323,45	9 734,88	Válido	1,01	1,00	1,00				9 682,30	9 114,30
25	194 999,20	18,44	100,82	0,56	53 547,16	9 880,79	Válido	1,01	1,00	1,00				9 824,10	9 247,70
26	195 725,40	18,87	100,79	0,56	53 617,95	9 857,15	Válido	1,01	1,00	1,00				9 793,40	9 218,80
27	196 528,20	19,03	101,01	0,57	53 552,82	9 804,96	Válido	1,01	1,00	1,00				9 739,40	9 168,00
28	196 952,20	19,31	100,50	0,57	53 518,84	9 777,64	Válido	1,01	1,00	1,00				9 705,90	9 136,50
29	197 089,60	19,72	100,99	0,55	53 513,18	9 769,79	Válido	1,01	1,00	1,00				9 692,90	9 124,20
30	197 096,50	19,71	100,79	0,55	53 467,87	9 761,18	Válido	1,01	1,00	1,00				9 683,90	9 115,70

Condiciones	ta (ºC)	pa (kPa)	*hr*
Potencia Efectiva	22,5	100,550	0,853

PCI	35,982,25	*kJ/m³*

Curva de corrección por temperatura ambiente	$KCta = 0*X^3+0,0000235385*X^2+0,000854*X+0,981894$
Curva de corrección por presión atmosférica	$KCpa = 0*X^3+0,0435703*X^2-0,121491*X+1,07836$
Curva de corrección por humedad relativa	$KChr = 0*X^3+0,0000856356*X^2+0,0011163*X+0,999299$

4.7 Se determinan el consumo específico de calor a condiciones de potencia efectiva como el promedio de todos los consumos específicos de calor de las 28 mediciones válidas. El resultado se muestra en el Cuadro G.

Cuadro G. Consumo Específico de Calor de Ensayo, Referencia y Efectiva

Consumo Específico de Calor Ensayo Cec_y(kJ/kWh)	Consumo Específico de Calor Referencia Cec_r(kJ/kWh)	Consumo Específico de Calor Efectivo Cec_x(kJ/kWh)
9 791,80	9 733,60	9 162,52

4.8 A partir de los resultados de potencia efectiva y del consumo específico de calor, se obtienen el rendimiento, consumo de combustible y eficiencia a condiciones de potencia efectiva, mostrados en el Cuadro H.

Cuadro H. Resultados de Rendimiento

Condición	Potencia *P* (kW)	Consumo Específico de Calor *Cec*(kJ/kWh)	Consumo de Combustible *mc* (m^3/h)	Rendimiento *R* (kWh/m^3)	Eficiencia *η* (%)
Ensayo	196 124,40	9 791,80	53 371,06	3,67	36,77
Referencia	201 901,91	9 733,60	54 616,72	3,70	36,99
Efectivo	190 343,23	9 162,52	48 469,00	3,93	39,29

4.9. En forma similar, se procede con el cálculo de los rendimientos a condiciones de potencia efectiva a potencias parciales.

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 Nº 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 termoeléctrica, 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 termoeléctrica, 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 período 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 Nº 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 Nº 005-2025-OS/CD

Lima, 14 de enero de 2025

CONSIDERANDO

Que, en el literal c) del artículo 3.1 de la Ley Nº 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 Nº 010-2016-PCM y en el artículo 21 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 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 Nº 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica ("Ley Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 088-2011-OS/CD, Nº 272-2014-OS/CD, Nº 210-2016-OS/CD y Nº 090-2017-OS/CD;

Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 6.1 de la Guía, la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinergmin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad;

Que, en el marco de la Guía, mediante la Resolución Nº 203-2017-OS/CD se aprobó el Procedimiento Técnico del COES Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº COES/D-332-2024 del 10 de abril de 2024, remitió a Osinergmin la subsanación de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-18;

Que, con Resolución Nº 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 Osinergmin;

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 Nº 022-2024-GRT e Informe Legal Nº 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, Osinergmin remitió al COES, mediante Oficio Nº 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 Nº 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 Nº 1451-2024-GRT, Osinergmin otorgó al COES el plazo adicional solicitado;

Que, dentro del plazo otorgado, con fecha 3 de octubre de 2024, el COES remitió a Osinergmin, mediante Carta Nº COES/D-811-2024, la opinión sobre los comentarios realizados al proyecto;

Que, en ese sentido, se ha emitido el Informe Técnico Nº 022-2025-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal Nº 023-2025-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales integran la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin;

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 Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo Nº 010-2016-PCM; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en la Ley Nº 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica"; en el Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 027-2008-EM; en la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada con Resolución Nº 476-2008-OS/CD y en el Texto Único Ordenado de la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo Nº 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión Nº 01-2025, de fecha 14 de enero de 2025.

SE RESUELVE

Artículo 1.- Aprobar el Procedimiento Técnico del COES Nº 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 Nº 18 "Determinación de la Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas" (PR-18) aprobado con Resolución Nº 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/osinergmin, y consignarla juntamente con el Informe Técnico Nº 022-2025-GRT y el Informe Legal Nº 023-2025-GRT, en el portal web institucional de Osinergmin: https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2025.aspx. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

OMAR CHAMBERGO RODRIGUEZ
Presidente del Consejo Directivo

ANEXO A

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-18
DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS		
• Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN Nº 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 Nº 25844.-Ley de Concesiones Eléctricas.

2.2 Ley Nº 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

2.3 Decreto Supremo Nº 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

2.4 Decreto Supremo Nº 027-2008-EM – Reglamento del COES.

2.5 Ley Nº 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 Nº 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 Nº 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 ±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 Nº1.

a.2 Tablas de Datos Técnicos de los Instrumentos de Medición (TDT-IM), de acuerdo con el Formato Nº2.

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) al j) también deberá ser entregada al consultor por el Generador Integrante.

6.2 **Ejecución del EPE**

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

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

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

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

6.4 **Elaboración y aprobación de los resultados del Informe del EPE**

6.4.1 Contenido del informe

El Informe del EPE deberá incluir lo siguiente:

a) Acta de EPE, de acuerdo con el Anexo 3.

b) Cálculos de determinación de Potencia Efectiva, Caudal Turbinado y Salto Neto, distinguiendo los que corresponden a la Central Hidroeléctrica en su conjunto y a cada uno de los grupos de Generación.

c) Cuadros y gráficos resumen de resultados que incluyan:

- Potencia, caudal y salto nominales de diseño.
- Potencia, caudal y salto determinados en las pruebas realizadas desde las pruebas de recepción inicial, indicando el mes y año de cada una de las pruebas.

d) Potencia, caudal y salto correspondiente a las pruebas realizadas, objeto de la aplicación del presente procedimiento.

e) La verificación de la estabilidad 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 ±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 ±1,0% respecto al valor promedio de los datos registrados.

e.3 La fluctuación de la velocidad de rotación no debe de exceder del ±0,5% respecto al valor promedio de los datos registrados.

e.4 La fluctuación del caudal no debe de exceder de ±1,5% respecto al valor promedio de los datos registrados.

e.5 La fluctuación del factor de potencia no debe exceder de ±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 Nº 1.

Tabla Nº 1
Plazos para la aprobación de los resultados del informe del EPE

Nº	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 Nº 1
3	Subsanación de las observaciones del COES	Integrante	Hasta 10 días hábiles después de efectuado el evento Nº 2
4	Aprobación o rechazo de los resultados del Informe del EPE	COES	Hasta 15 días hábiles después de efectuado el evento Nº 1 o Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 fecha hora	Potencia Efectiva Vigente (PR-18) MW	-5% de la Potencia Efectiva MW	+5% de la Potencia Efectiva MW	Caudal Turbinado Hallado en el ensayo m3/s	Registros de Potencia Activa (Medidos en bornes de generación) MW	Promedio cada 5 hr de la Potencia Activa m3/s	Registros de Caudales turbinados (Declarados vía extranet) m3/s	Caudal turbinado registrado mayor o igual al hallado en el último ensayo 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

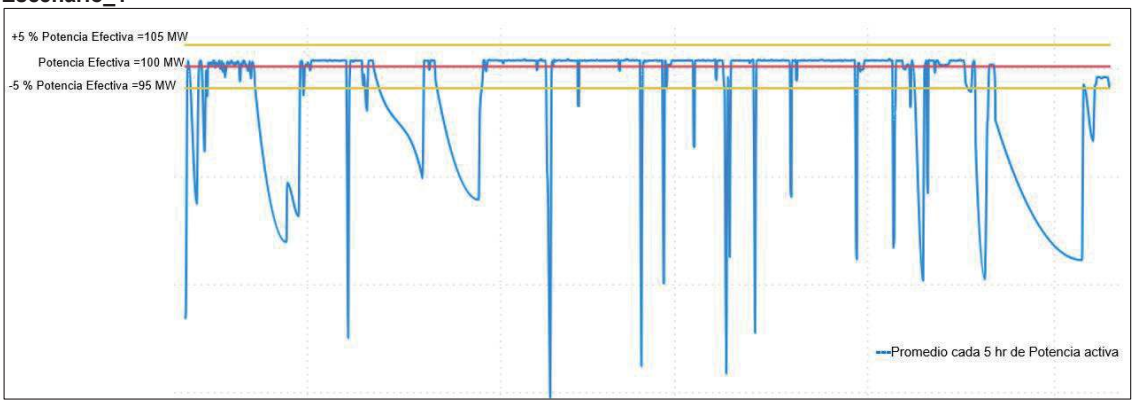
De los datos seleccionados se pueden identificar 3 escenarios:

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.

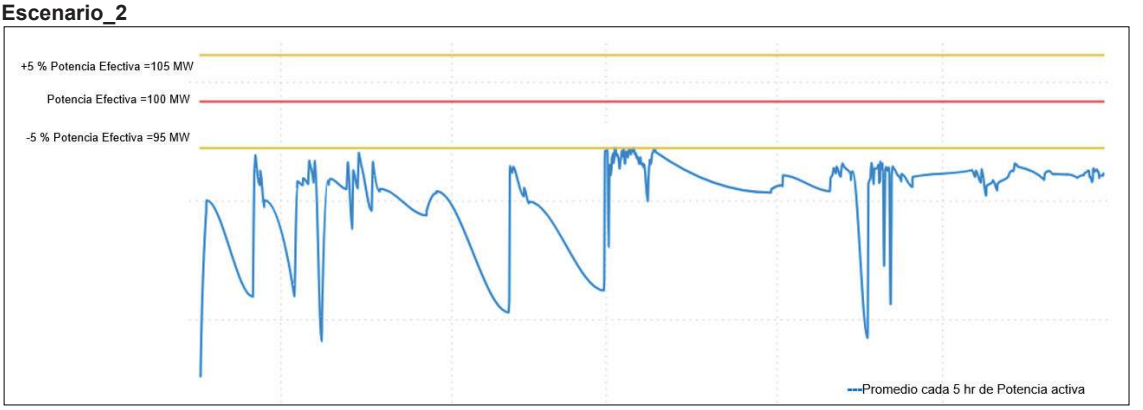
2. Cuando la potencia activa promedio cada 5 horas no llega a la franja del -5% y +5% de la potencia efectiva vigente, por lo que debe identificarse si hay causales externas al rendimiento de la central (bajo recurso hídrico, sólidos en suspensión, etc.) y de ser el caso hallar una oportunidad de ejecutar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

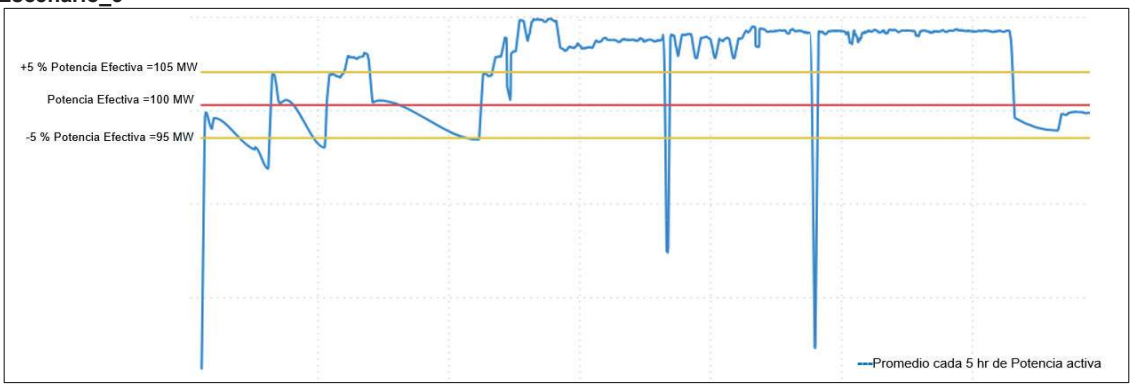
Escenario_1



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:

a) 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.

b) 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.

c) 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 Nº 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 Nº 1. Especificaciones sobre la precisión mínima de los equipos de medición (*)

Nº	Equipo	Variable	Rango de precisión
1	Medidor de energía	Potencia generada	Clase 0.2
2	Medidor de flujo	Caudal turbinado	± 1,0%
3	Medidor de presión	Presión	$\pm(2 \text{ a } 6)x10^{-3}p_{max}$, donde p_{max} es la escala máxima del instrumento.
4	Medidor de temperatura	Temperatura	±0,5 ºK (grados kelvin)
5	Medidor de nivel	Nivel	$\pm(2 \text{ a } 6)\ x10^{-3}\ Z_{max}$; 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 Nº 3 del Anexo 11. El plan debe contener, como mínimo, la siguiente información:

a) Breve descripción de la central a ensayar.

b) Detalle sobre las mediciones.

c) Distribución de funciones del personal.

d) Detalles sobre aspectos operativos relevantes para el EPE.

e) Consideraciones especiales para el EPE.

f) Programa definitivo del EPE.

2. Desarrollo del ensayo

2.1 Asistentes al EPE

Durante el EPE deberán estar presentes:

a) Un representante acreditado del Generador Integrante, que tendrá la función de operar la central sometida a EPE.

b) Un representante designado por el COES, en calidad de veedor, quien dará fe de la correcta ejecución de EPE.

c) El Jefe de Ensayo y su Equipo Técnico, que son los responsables técnicos del EPE y deciden los aspectos técnicos relacionados con la medición, tomando en cuenta las recomendaciones de los presentes.

2.2 Consideraciones para el EPE

a) La temperatura en los cojinetes del generador y los devanados del estator no deben exceder los valores fijados en el protocolo de prueba de recepción del grupo de generación o central sometida al EPE.

En todo caso, deben respetarse las recomendaciones del fabricante de acuerdo con los materiales antifricción (cojinetes) y aislamiento de los bobinados.

b) Ajustes no permitidos durante el EPE

c) No está permitido operar más allá de los límites operativos de las variables secundarias indicadas en el informe de resultados de las pruebas de recepción y puesta en operación.

d) Fijar el modo de regulación a potencia constante.

2.3 Ejecución del EPE

a) Duración del EPE

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

b) Número de mediciones

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

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

En el Cuadro Nº 2, se indican las magnitudes a medir para la determinación de la Potencia Efectiva y Caudal Turbinado (Variables primarias), y en el Cuadro Nº 3, se indica las magnitudes a medir para la verificación de las condiciones de estabilidad durante el EPE (Variables secundarias).

Cuadro Nº 2. Variables primarias

Nº	Variables primarias
1	Potencia activa de cada grupo de generación (1)
2	Caudal Turbinado

(1) Información Base

Cuadro Nº 3. Variables secundarias

Nº	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 ± dos veces la desviación estándar. Dicho promedio corresponderá a los valores de factor de potencia calculados a partir de la energía activa y reactiva registrados en las horas de punta (considerada por Osinergmin para fines tarifarios) para el periodo de diciembre a marzo anterior a los EPE. En el caso de nuevas centrales se utilizarán los registros a plena carga, obtenidos en la etapa de pruebas.

e) Caudal Turbinado

El Caudal Turbinado se determinará a partir de mediciones directas por alguno de los métodos indicados en el numeral 1 del Anexo 8. En caso no sea factible, medir el Caudal Turbinado se realizará el cálculo indirecto, utilizando las curvas de eficiencia del grupo (turbina y generador) facilitadas por el Generador Integrante, conforme se explica en el Anexo 12.

f) Altura bruta

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

g) Validación de los datos medidos durante el EPE

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

h) Eliminación de mediciones por perturbaciones en el SEIN

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

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

2.4 Repetición del EPE

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

2.5 Suspensión del EPE

El EPE quedará suspendido en los casos siguientes:

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

b) Cuando el grupo de Generación o Central Hidroeléctrica salga de servicio por tercera vez, dentro del período de duración del EPE, por causas atribuibles al Generador Integrante.

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

3. Actividades posteriores al EPE

3.1 Elaboración del acta de EPE

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

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

a) Nombre del Integrante del COES.

b) Nombre de la central de generación.

c) Nombre o número del grupo o grupos de generación sometidas a EPE.

d) Nombre del Jefe de Ensayo, de los integrantes del Equipo Técnico de Ensayo, del veedor del COES y del representante del Generador Integrante.

e) Fecha y hora de apertura del Acta.

f) Datos técnicos de la turbina y el generador.

g) Número de grupos de generación que se encuentran en operación.

h) Hora de inicio del EPE.

i) Hora de finalización del EPE.

j) Todos los datos medidos de acuerdo con el numeral 2.3 c) del presente anexo.

k) Observaciones.

4. 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).

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

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:

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

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).

$$Qt = \frac{\sum_1^n Qt_i}{n} \ldots\ldots (3)$$

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.

Repitiendo 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 Nº 1.

Tabla Nº 1. Densidad del agua de acuerdo a la temperatura*

Temperatura (ºC)	Densidad (kg/m³)	Temperatura (ºC)	Densidad (kg/m³)	Temperatura (ºC)	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).

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

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).

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

Para turbinas Pelton se utilizará la fórmula (2):

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

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 Nº 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 Nº 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 Nº 3 del Anexo 7.

ANEXO 6
INCERTIDUMBRE Y ERROR EN LAS MEDICIONES

En el Cuadro Nº 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 Nº 1. Incertidumbres Sistemáticas Estimadas (Nivel de confianza de 95%)*

Nº	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	±1,0 a ±1,5%	± 1,3 %
1.2	Correntómetro en canales abiertos con sección rectangular	±1,2 a ±2,0%	± 1,5 %
1.3	Correntómetro en canales abiertos con sección trapezoidal	±1,4 a ±2,3%	± 1,7 %
1.4	Tubo Pitot estandarizado en conducto cerrado	±1,5 a ±2,5%	± 2,0 %
1.5	Vertedero de crestas agudas	±1,7 a ±3,0%	± 2,4 %
1.6	Método volumétrico	±1,0 a ±2,0%	± 1,5 %
2.0	**Medición de nivel**		
2.1	Con Flotador	±0,005 a ±0,015 m	± 0,01 m
2.2	Transductor de presión sumergido	± (2 a 6) x 10^{-3} Z_{max}	± 3 x 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	± (3 a 10) x 10^{-3} p_{max}	± 5 x 10^{-3} p_{max}

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

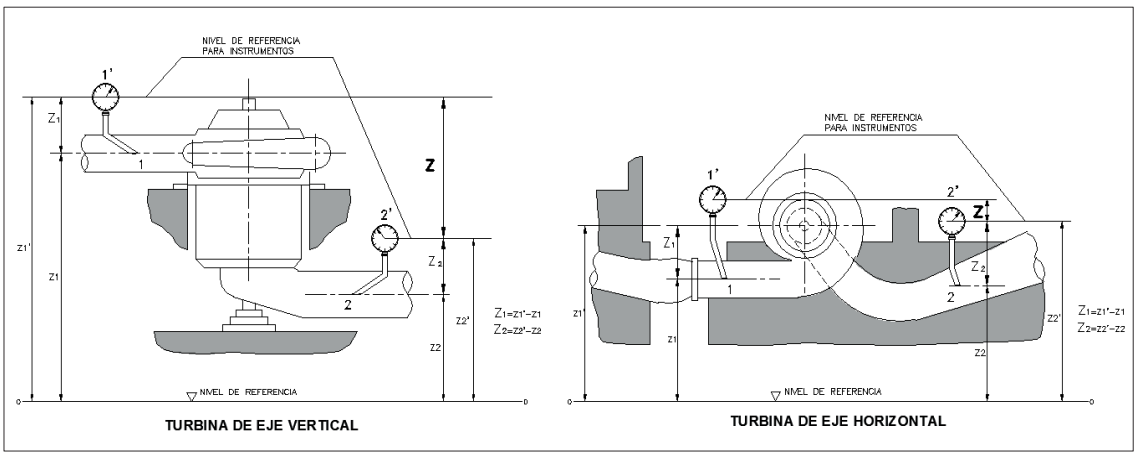


Figura Nº 1. Turbinas de Reacción

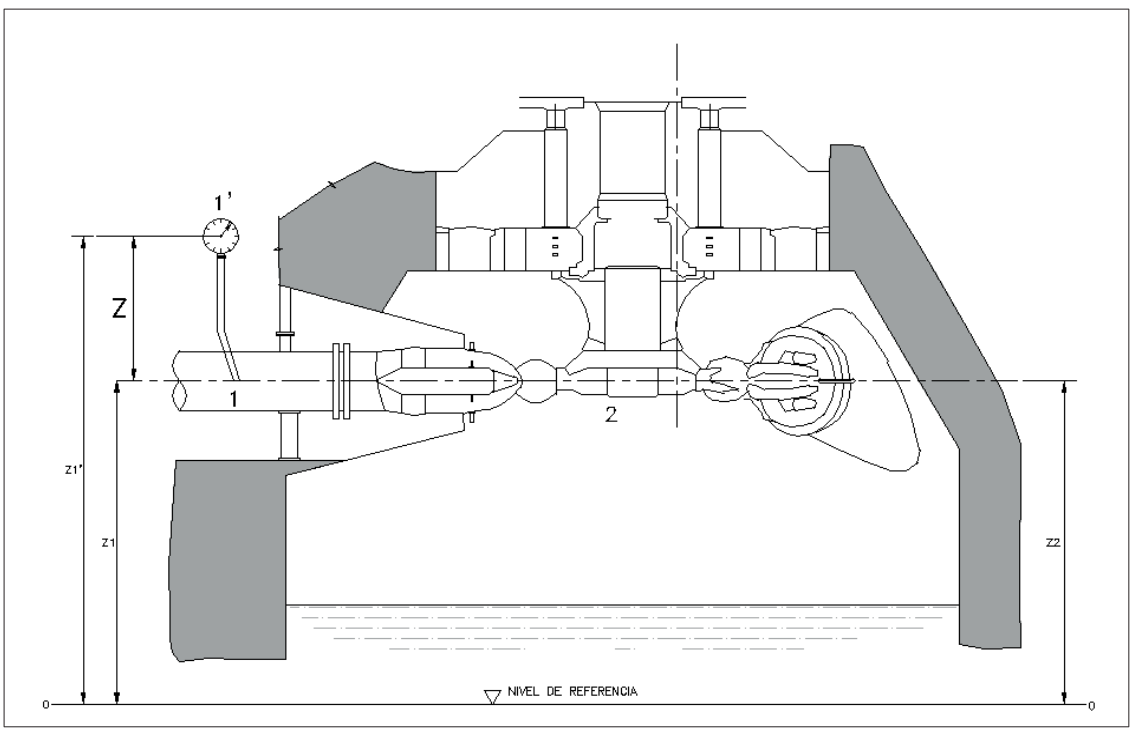


Figura Nº 2. Turbina tipo Pelton

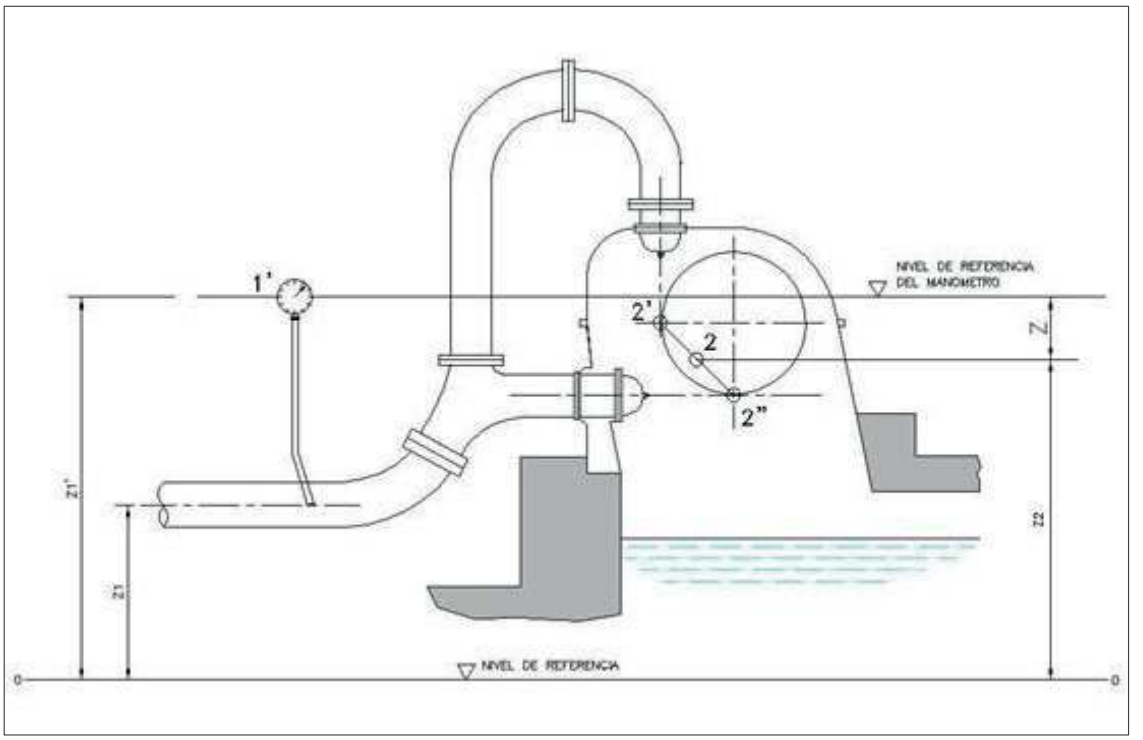


Figura Nº 3. Turbina Pelton de eje horizontal (Referencia IEC 60041)

ESQUEMAS PARA LA MEDICIÓN DIRECTA DEL CAUDAL (FIGURAS Nº 4, 5 ,6 ,7 y 8)

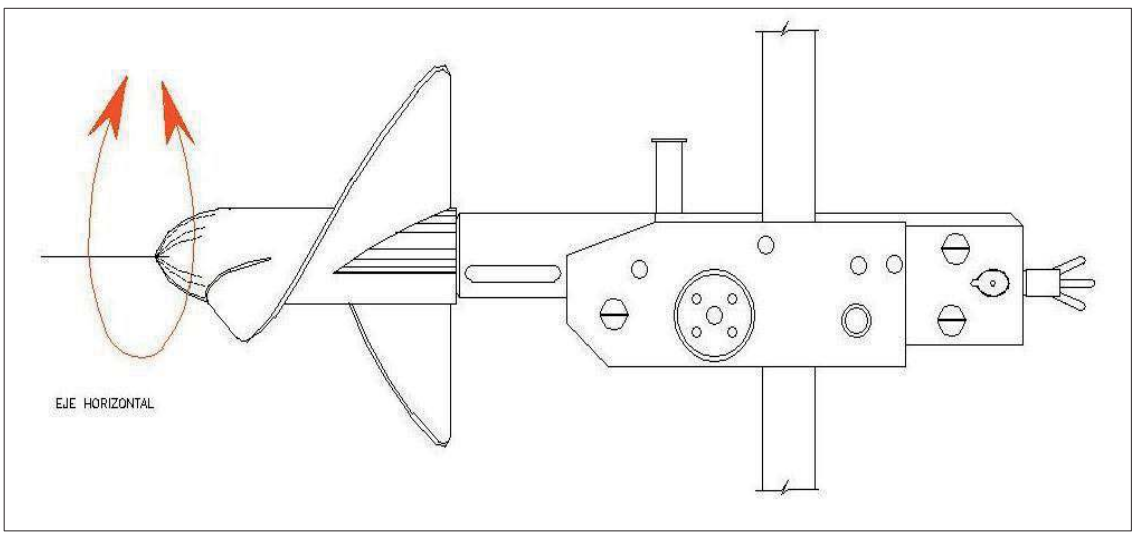


Figura Nº 4. Correntómetro de eje horizontal

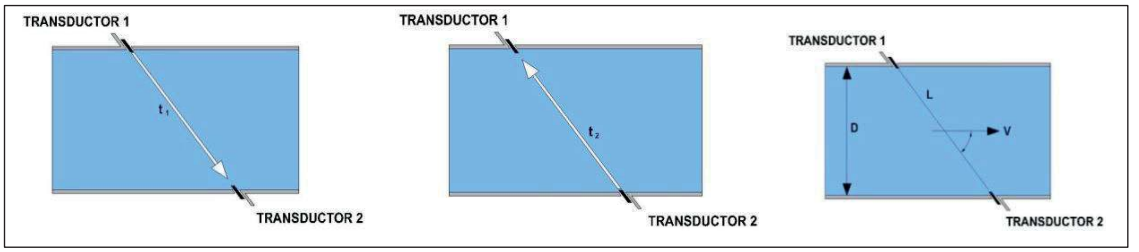


Figura Nº 5. Caudalímetro ultrasónico intrusivo

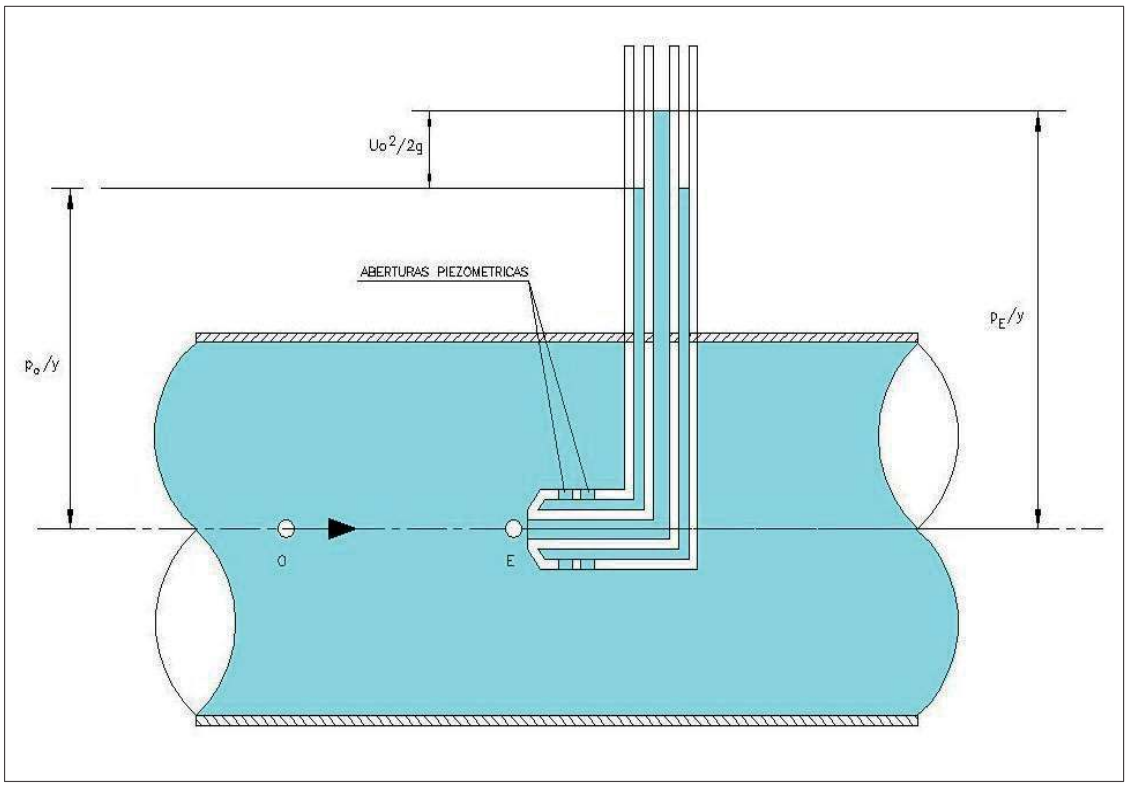


Figura Nº 6. Esquema de tubo Pitot - Prandtl

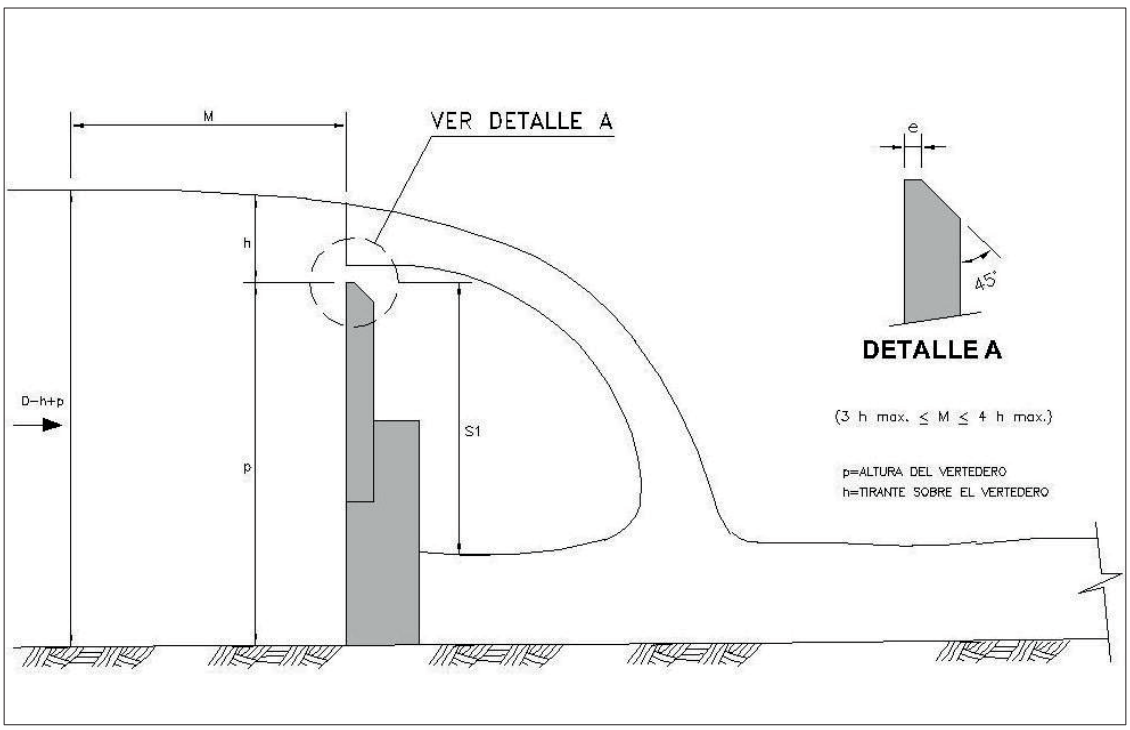


Figura Nº 7. Esquema de vertedero rectangular de cresta aguda

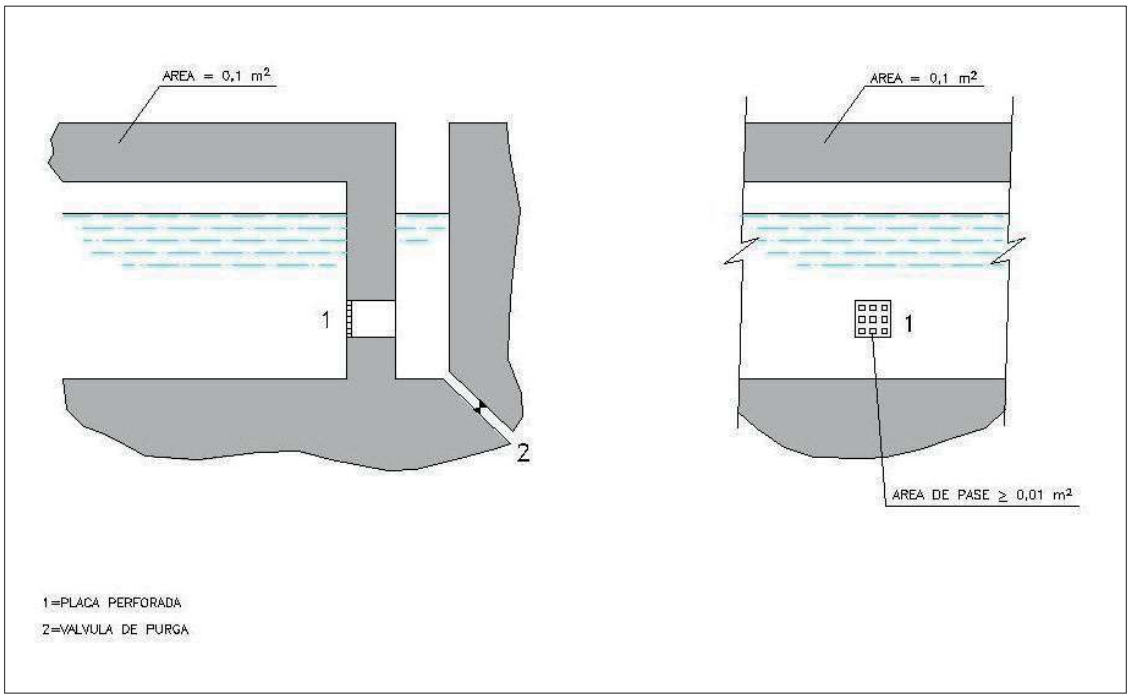


Figura Nº 8. Esquema de pozo de medición de nivel de agua

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

a) 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.

b) Los costos del equipo especial y las instalaciones que se deben habilitar para efectuar las mediciones.

c) 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 Nº 4 del Anexo 7.

El ángulo entre el vector de velocidad local y el eje del medidor de corriente no debe exceder de 5º. 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 Nº 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 Nº 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).

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

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 Nº 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 m	2
2 m ≤ b ≤ 6 m	3
b > 6 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 limnígrafos.
- 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 m^2 (ver Figura Nº 8 del Anexo 7).

ANEXO 9
MÉTODOS DE MEDICIÓN Y UBICACIÓN DE INSTRUMENTOS

En el Cuadro Nº 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 Nº 1. Ubicaciones sugeridas de instrumentos

Nº	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. -Verificación topográfica de cotas principales
2.2	Con Flotador	2do		
3.0	**Medición de presión**			
3.1	Transductor de presión	1ro	En tubería forzada. Ver figuras Nº 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

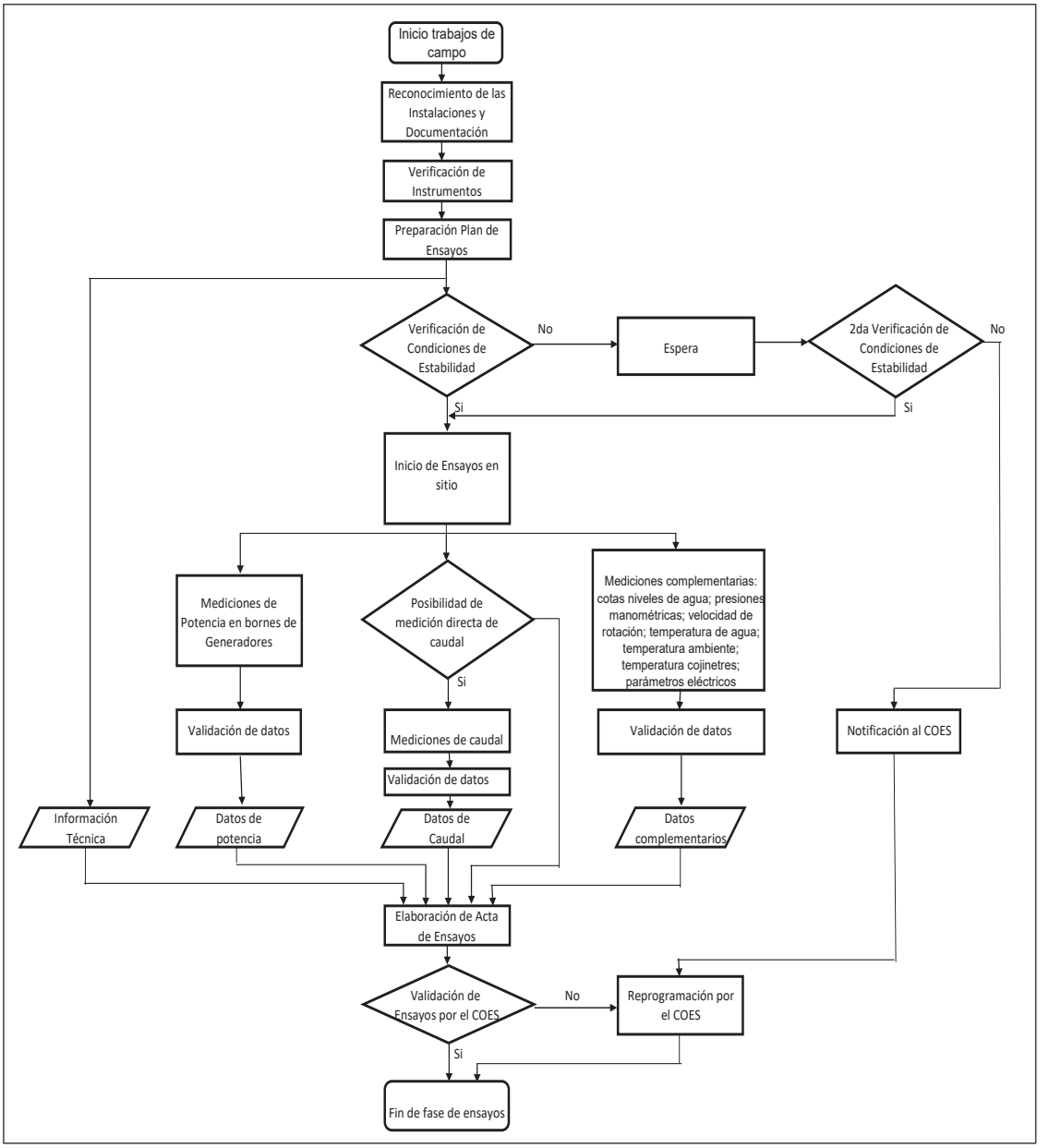
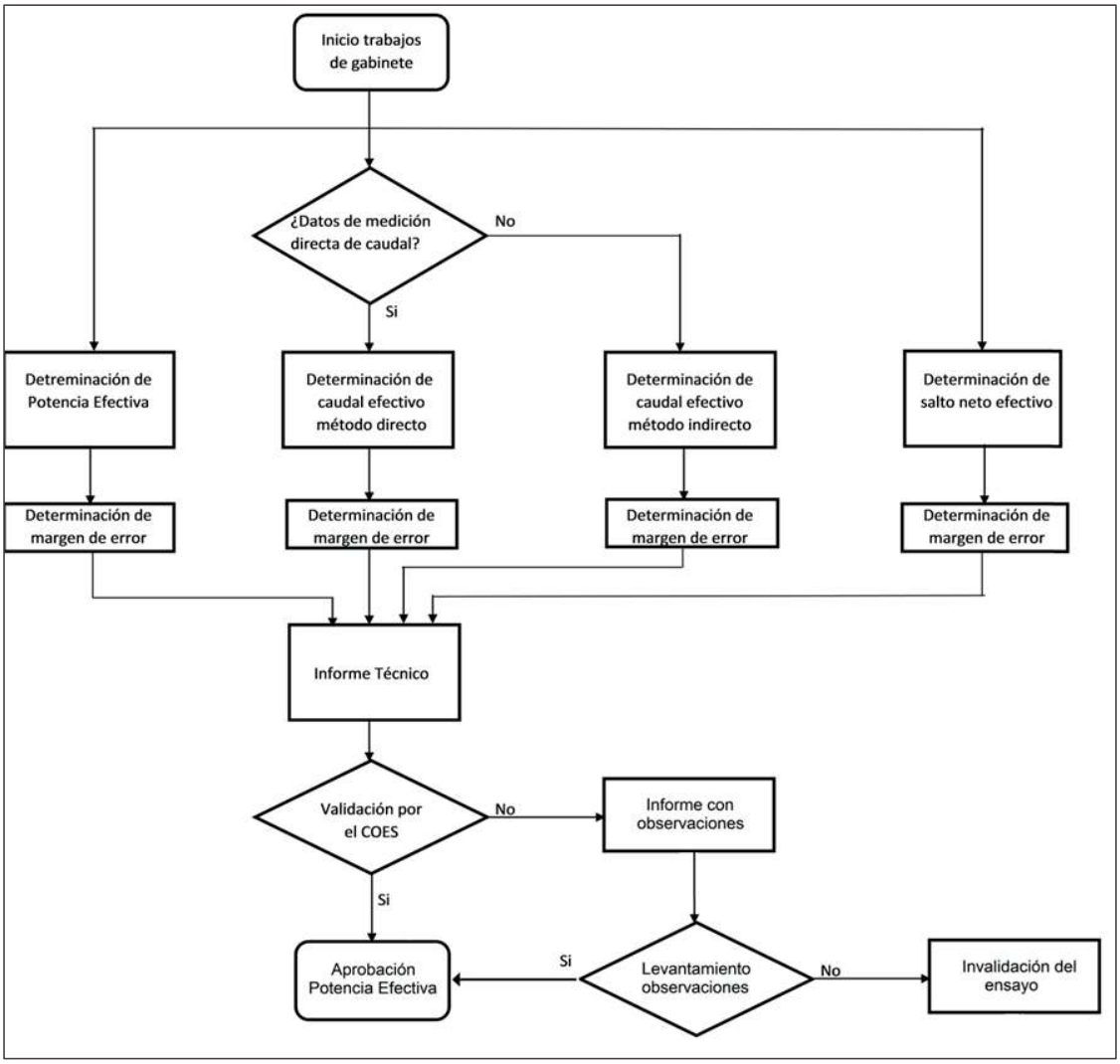


DIAGRAMA II: ENSAYOS DE GABINETE



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	

Nº	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

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	Und.	
2.06	Rango de regulación de álabes del rodete	grados	
2.07	Número de álabes directrices del distribuidor	Und.	
2.08	Rango de regulación de álabes móviles del distribuidor	grados	
2.09	Fluido		
2.10	p.h.		
2.11	Velocidad Nominal	rpm	
2.12	Velocidad específica		
2.13	Velocidad de embalamiento	rpm	
2.14	Potencia	kW	
2.15	Caudal de diseño	m3/s	
2.16	Altura Neta	m	
2.17	Altura Bruta	m	
2.18	Eficiencia	%	
2.19	Nivel de vibraciones	mm/s	
2.20	Altitud de casa de Máquinas	m.s.n.m.	
3.00	**Materiales**		
3.01	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 20ºC	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	ºC	
4.04	Temperatura ambiental máxima	ºC	
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 trasmisor		
5.14	Salida del trasmisor		
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	ºC	
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 20ºC	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	ºC	
4.04	Temperatura ambiental máxima	ºC	
5.00	**Características constructivas**		
5.10	General		
5.12	Fabricante		
5.13	Principio de medición		
5.14	Aplicación		
5.20	Especificación del transmisor		
5.21	Material del alojamiento		
5.22	Grado de protección		
5.23	Alimentación eléctrica del trasmisor		
5.24	Salida del transmisor		
5.25	Indicación local		
5.26	Montaje de transmisor y sensor		
5.27	Conexión eléctrica		
5.28	Precisión	%	
5.30	Especificación del sensor		
5.31	Material del cuerpo		
5.32	Recubrimiento interno		
5.33	Tipo de conexión		
5.34	Rango de medición	bar	
5.35	Temperatura máxima del proceso	ºC	
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 20ºC	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	ºC	
4.04	Temperatura ambiental máxima	ºC	
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	ºC	
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	ºC	
4.04	Temperatura ambiental máxima	ºC	
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 trasmisor**		
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	ºC	
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 Nº1	HORA	LOCALIZACIÓN	TIPO FALLA	SOLUCIÓN
INICIO				
FIN				
DETALLE DE INTERRUPCIÓN 1				
INTERRUPCION Nº 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 Nº1 del presente anexo.

Cuadro Nº 1. Resultados del EPE

Hora	Grupo Nº 1		Grupo Nº 2		Grupo Nº 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 Nº 1		Grupo Nº 2		Grupo Nº 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 ±1,5% del valor promedio, como se muestra en el Cuadro Nº1 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 kW

Pe_2= 29 950,4 kW

Pe_3= 29 554,5 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 kW

Error Sistemático típico: ±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 Nº 2 del presente anexo.

Cuadro Nº2. 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 (±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 m^3/s.

Error sistemático típico: ±1.5%

2.2 Método Indirecto

a) Caso de turbina de reacción de eje horizontal

Tomando de referencia la Figura Nº1 del Anexo 7, la altura neta se puede expresar de la siguiente manera:

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

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

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 : 14º15'
- Longitud : 71º13'
- Altitud : 3660 msnm
- Temperatura de agua : 10ºC
- 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 m/s^2

Para la densidad del agua se tiene:

ρ = 999,77 kg/m^3

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

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

H = 86,49 + 10,07Q^2 … (a.3)

De otra parte se tiene la relación:

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

Considerando:

η_t = 89%

η_a = 98%

Reemplazando en (a.4) se obtiene:

QH = 55,69 … (a.5)

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

H = 90,32 m

Q = 0,616 m^3/s

b) Caso de turbina Pelton de eje vertical

Tomando de referencia la Figura Nº2 del Anexo 7, la altura neta se puede expresar de la siguiente manera:

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

Para el ejemplo de turbinas de acción de eje vertical, tenemos los parámetros de cálculo del Grupo Nº 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 : 12º21'
- Altitud : 1840 msnm
- Temperatura de agua : 10ºC
- 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 m/s^2

Para la densidad del agua se tiene:

ρ = 999,77 kg/m^3

Remplazando valores en (b.1) se tiene:

$H = 739,20 + 0,007897Q^2$ … (b.3)

De otra parte se tiene la relación:

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

Considerando:

$\eta_t = 90,37\%$

$\eta_a = 98\%$

Reemplazando en (b.4) se obtiene:

QH = 12 048 … (b.5)

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

H = 741,3 m

Q = 16,253 m^3/s