

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 153-2012-OS/CD**

Publicado en el diario oficial El Peruano el 21/07/2012

Lima, 19 de julio de 2012

CONSIDERANDO:

Que, el literal c) del numeral 3.1 del Artículo 3° de la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores, señala que la función normativa de los Organismos Reguladores comprenda la facultad de dictar en el ámbito y materia de sus respectivas competencias, entre otros, reglamentos y normas técnicas. En tal sentido, el artículo 21° del Reglamento General de OSINERGMIN precisa que corresponde a OSINERGMIN dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos y normas de carácter general, 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, la Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, estableció en su Artículo 12° la finalidad del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con relación a la programación de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SEIN), mientras que en el ítem b) de su Artículo 13° estableció como función del COES el elaborar los procedimientos para la operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo para su aprobación por OSINERGMIN; asimismo, en los literales a) y f) de su Artículo 14° se señala, entre otros aspectos, que el COES debe desarrollar los programas de corto, mediano y largo plazo, así como, disponer y supervisar su ejecución, y calcular la potencia y energía firmes de cada una de las unidades generadoras;

Que, mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 de mayo de 2008, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (Reglamento COES), cuyo Artículo 27° detalla, entre otras, las funciones señaladas en el considerando anterior; asimismo, en su Artículo 28° estableció para los Agentes la obligación genérica de proporcionar la información que el COES requiera para el cumplimiento de sus funciones, en la forma y plazos establecidos en los procedimientos correspondientes;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 476-2008-OS/CD se aprobó la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos” (en adelante la “Guía”), elaborada de conformidad con los Artículos 5° y 6° del Reglamento COES, estableciéndose en aquella el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos del COES;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, se aprobaron los Procedimientos Técnicos COES PR-01 “Programación de la Operación de Corto Plazo Programación de la Operación Semanal del SINAC” (en adelante “PR-01”); y PR-02 “Programación de la Operación Diaria del Sistema Interconectado Nacional” (en adelante “PR-02”);

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 153-2012-OS/CD**

Que, mediante Resolución Ministerial N° 344-2004-MEM/DM, se aprobó el Procedimiento Técnico COES PR-26 “Cálculo de la Potencia Firme” (en adelante “PR-26”);

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 215-2010-OS/CD, se aprobó el Procedimiento Técnico COES PR-37 “Programación de Mediano Plazo de la Operación del SEIN” (en adelante “PR-37”);

Que, el COES a través de la carta COES/D-477-2011 remitió la propuesta del Procedimiento Técnico COES “Información Hidrológica para la Operación del SEIN”, dando inicio al proceso para la aprobación de dicho procedimiento por parte de OSINERGMIN;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, OSINERGMIN, mediante Oficio N° 0756-2011-GART, remitió al COES las observaciones a la propuesta, dándole un plazo de veinte (20) días hábiles para subsanar las mismas, el cual fue ampliado en treinta (30) días hábiles adicionales, conforme a lo solicitado por el COES mediante la carta COES/D-590-2011. En este sentido, mediante la carta COES/D-086-2012, el COES subsanó dichas observaciones y presentó una propuesta modificada, incluyendo la derogación de algunos numerales de los Procedimientos PR-01 y PR-02, y la modificación de algunos numerales de los Procedimientos PR-26 y PR-37;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 041-2012-OS/CD, se dispuso la publicación en la página Web de OSINERGMIN del proyecto de resolución que aprueba el Procedimiento Técnico COES “Información Hidrológica para la Operación del SEIN”, la derogación de algunos numerales del PR-01 y PR-02, y modificación de algunos numerales del PR-26 y PR-37, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía y en el Artículo 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, la Resolución OSINERGMIN N° 041-2012-OS/CD otorgó un plazo de quince (15) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria;

Que, los comentarios y sugerencias presentados por las empresas Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, Kallpa Generación S.A., Enersur S.A. y Electroperú S.A. han sido analizados en el Informe Técnico GFE-UGSEIN-104-2012, y previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se han acogido aquellos que contribuyen con el objetivo de la norma, correspondiendo la aprobación final del procedimiento;

Que, se ha emitido el Memorando GFE-2012-739 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica y el Informe Legal N° 261-2012-GART de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3°, de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; y en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar el Procedimiento Técnico COES PR-41 "Información Hidrológica para la Operación del SEIN", que como Anexo forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- Modifíquese los numerales 7.3.1, 7.3.2, 9.1 y 9.2 del Procedimiento Técnico COES PR-26 "Cálculo de Potencia Firme", aprobado por Resolución Ministerial N° 344-2004-MEM/DM, de acuerdo con el siguiente texto:

"7.3.1. Estudio Hidrológico

Los alcances están descritos en el Procedimiento Técnico COES "Información Hidrológica para la Operación del SEIN".

"7.3.2. Batimetría de los Embalses

Los alcances están descritos en el Técnico COES "Información Hidrológica para la Operación del SEIN".

"9.1. PLAZOS

- Estudio Hidrológico:

El plazo de entrega, se encuentra establecido en el Procedimiento Técnico del COES "Información Hidrológica para la Operación del SEIN".

(...)

"9.2. FORMAS DE ENTREGA

- Estudio Hidrológico:

La forma de entrega, se encuentra establecida en el Procedimiento Técnico del COES "Información Hidrológica para la Operación del SEIN".

(...)

Artículo 3°.- Modifíquese los numerales 4.2.4 y 7 literal c) del Procedimiento Técnico COES PR-37 "Programación de Mediano Plazo de la Operación del SEIN", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 215-2010-OS/CD, de acuerdo con el siguiente texto:

"4.2.4. Al menos una vez al mes, proporcionarán un pronóstico de caudales medios semanales para las próximas 56 semanas."

"7. INFORMACIÓN REQUERIDA

(...)

c) Aporte de caudales naturales históricos (promedios semanales) del año calendario hasta el mes anterior a la elaboración del PMPO. Asimismo, los caudales proyectados para 56 semanas en adelante.

Reporte: Mensual.

Emisor: Agentes del SEIN con generación hidroeléctrica.

(...)

Artículo 4°.- Deróguese el literal i) del numeral 7.2 del Procedimiento Técnico COES PR-01 "Programación de la Operación de Corto Plazo, Programación de la Operación de Corto Plazo, Programación de la Operación Semanal del SINAC", y el literal b) del numeral 8 del Procedimiento Técnico COES PR-02 "Programación de la Operación Diaria del Sistema Interconectado Nacional" aprobados mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME.

Artículo 5°.- La presente resolución, incluyendo su Anexo, deberá ser publicada en el

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 153-2012-OS/CD**

diario oficial El Peruano y consignada, conjuntamente con el Memorando GFE-2012-739 y el Informe Legal N° 261-2012-GART, en la página Web de OSINERGMIN: www2.osinerg.gob.pe.

Artículo 6°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el diario oficial El Peruano.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

1501_2013

ANEXO

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-41
INFORMACIÓN HIDROLÓGICA PARA LA OPERACIÓN DEL SEIN		
Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 153-2012-OS/CD del 19 de julio de 2012.		

1. OBJETIVO

Reglamentar la forma y contenido de la información que deben entregar los Generadores Integrantes al COES, asociada a las cuencas aprovechadas para la generación de energía eléctrica, así como la utilización que efectuará el COES de dicha información para la programación de corto, mediano y largo plazo (CP, MP y LP).

2. BASE LEGAL

El presente Procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.2. Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.3. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.4. Decreto Supremo N° 027-2008-EM.- Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.
- 2.5. Decreto Supremo N° 022-2009-EM.- Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.
- 2.6. Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE.- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI).
- 2.7. Resolución Directoral N° 055-2007-EM/DGE.- Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

3. PRODUCTOS

- 3.1. Información hidrológica de las centrales hidroeléctricas necesaria para la programación, coordinación y operación de tales unidades de generación en el SEIN para los horizontes de corto, mediano y largo plazo.
- 3.2. Pronósticos hidrológicos de corto y mediano plazo, bases de datos hidrológicos, embalses y aplicación informática para la administración de esta información.
- 3.3. Documentos y reportes técnicos que caractericen el comportamiento de la hidrología en el sector energético nacional.
- 3.4. Escenarios hidrológicos para el análisis de MP y LP.

3.5. Estudio Hidrológico del sistema hídrico de los titulares de centrales hidroeléctricas.

4. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones de los Procedimientos Técnicos del COES, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, y sus modificatorias, así como en la normativa citada en la Base Legal. Para la aplicación de este Procedimiento, las siguientes abreviaturas tendrán el significado que a continuación se indica:

CP : Corto Plazo
MP : Mediano Plazo
LP : Largo Plazo
EHA : Estudio Hidrológico Anual

5. REponsabilidades

5.1. Del COES

- 5.1.1. Verificar que la información contenida en el EHA cumpla con los requisitos señalados en el numeral 7.4.1. Solicitar aclaraciones en caso de dudas, información complementaria cuando a su juicio lo considere necesario. Actualizar la base de datos hidrológica con la información verificada.
- 5.1.2. Determinar las series hidrológicas que deberán ser pronosticadas para los análisis de CP y MP y al responsable por el suministro de dicho pronóstico.
- 5.1.3. Revisar los pronósticos hidrológicos suministrados por los Agentes en relación con su validez y coherencia. Solicitar aclaraciones e información complementaria en caso de dudas.
- 5.1.4. Gestionar la implementación de los sistemas de información que permitan recibir y administrar la información entregada por los Agentes, generar informes técnicos para consulta; manejar y administrar la información operativa diaria suministrada por los Agentes y adecuar la información recibida para su uso en los modelos de simulación.
- 5.1.5. Obtener escenarios hidrológicos sintéticos para la simulación estocástica de la operación de MP y LP del SEIN. Adecuar los pronósticos hidrológicos recibidos al formato requerido por los modelos de simulación.
- 5.1.6. Preparar y publicar anualmente un informe técnico sobre el comportamiento de las series hidrológicas asociadas al SEIN durante el año recién concluido.

5.2. De los Agentes del SEIN

- 5.2.1. Preparar y entregar al COES el EHA según los lineamientos descritos en el numeral 7.4.1, para las cuencas hidrográficas que le correspondan y cuyo caudal sea utilizado para la generación de energía eléctrica. La periodicidad se indica en el numeral 6.2.4 y el plazo de entrega se hará según lo establecido en el numeral 6.3.5 de este procedimiento.

- 5.2.2. Entregar diariamente al COES en formato previamente acordado, a través de medios informáticos, la información hidrológica y de los embalses señalada en el numeral 7.2.3.
- 5.2.3. Entregar diaria y semanalmente los pronósticos hidrológicos para la simulación determinística de la operación del SEIN en el CP, siguiendo los lineamientos de los numerales 6.3.2 y 6.3.3 respectivamente.
- 5.2.4. Entregar mensualmente un escenario hidrológico para la simulación determinística de la operación del SEIN en el MP.
- 5.2.5. Enviar al COES la revaluación del pronóstico hidrológico para el CP y MP en caso la ocurrencia de eventos climáticos lo obliguen a revisar sus predicciones hidrológicas.
- 5.2.6. Calcular e informar al COES sobre el tiempo de tránsito del caudal, desde la ubicación del embalse o captación hasta la central de generación hidroeléctrica.
- 5.2.7. Realizar un levantamiento batimétrico para los embalses señalados en numeral 7.4.2.

6. HORIZONTE, PERIODICIDAD Y PLAZOS

6.1. Horizonte de Análisis

- 6.1.1. Todas las actividades y tareas desarrolladas en el marco de la programación de la operación del SEIN contemplan tres horizontes de análisis: CP, MP y LP. En consecuencia, la información hidrológica objeto de este procedimiento deberá ser consistente con los horizontes de análisis y necesidades descritas por este documento.
- 6.1.2. El análisis energético de CP tiene una resolución horaria y tiene el horizonte señalado en los numerales 6.3.2 y 6.3.3. En el caso de no disponer la resolución horaria, en principio, puede enviar en resolución diaria.
- 6.1.3. El análisis energético de MP tiene una resolución semanal y tiene un horizonte de 56 semanas, para efectos de este Procedimiento.
- 6.1.4. El análisis energético de LP tiene una resolución mensual y tiene un horizonte de 60 meses, para efecto del presente Procedimiento. Podrá ser un horizonte mayor en caso de que el COES lo crea necesario.
- 6.1.5. A su juicio, el COES podrá modificar el horizonte de análisis y su resolución, debiendo comunicarlo a los Agentes y al OSINERGMIN con el debido sustento.

6.2. Periodicidad de la Información

- 6.2.1. La información operativa tiene una periodicidad de entrega diaria.
- 6.2.2. La información requerida para el análisis energético de CP, constituye el pronóstico hidrológico que tiene una periodicidad de entrega diaria y semanal.
- 6.2.3. La información requerida para el análisis energético determinístico de MP tiene una periodicidad de entrega mensual.
- 6.2.4. El EHA tiene una periodicidad anual.

- 6.2.5. El plazo de entrega de los resultados de la batimetría será máximo dos meses después de culminadas las mediciones.

6.3. Plazos de Entrega de Información

- 6.3.1. El plazo para la entrega de la información operativa diaria se fija para las 07:00 horas de cada día.
- 6.3.2. El plazo de entrega de los pronósticos hidrológicos para el análisis energético determinístico diario de CP se fija para las 09:00 horas de cada día. Para el análisis diario de CP, el Agente entregará el pronóstico hidrológico con tres (3) días calendario de duración empezando el día siguiente a la fecha de entrega. El Agente si no dispone de información que le permita elaborar este pronóstico en principio y bajo su responsabilidad remitirá la información del numeral 6.3.3.
- 6.3.3. El plazo de entrega de los pronósticos hidrológicos para el análisis energético determinístico semanal de CP se fija para las 14:00 horas del lunes de cada semana. Los archivos requeridos serán enviados por cada Agente al COES, en soporte digital y utilizando un medio informático previamente acordado entre las partes. Para el análisis semanal de CP, el Agente suministrará el pronóstico hidrológico diario del caudal, en m³/s, para los próximos diez (10) días calendario para cada serie los cuales corren a partir del sábado siguiente a la fecha de entrega de este pronóstico.
- 6.3.4. En el caso de los pronósticos de MP el plazo de entrega es el segundo día del mes. El Agente entregará un escenario hidrológico cada mes desagregado en etapas mensuales y semanales. En el caso de la etapa mensual se proyectara para 12 meses en adelante y en el caso de la etapa semanal para las próximas 56 semanas.
- 6.3.5. El EHA se debe entregar como fecha máxima el último día útil del mes de mayo, el que deberá ser remitido en forma impresa y medio digitalizado. El COES podrá emitir observaciones al estudio hasta el 15 de agosto de cada año, las cuales deberán ser absueltas a los 15 días calendarios de presentarse las observaciones.

7. DESCRIPCIÓN DE ETAPAS DEL PROCESO

7.1. Consideraciones Fundamentales

El caudal es una de las variables hidrológicas fundamentales en todo análisis hidrológico y se define como la tasa de escurrimiento de agua por unidad de tiempo durante un período dado, expresado en m³/s. Los períodos de medición más comunes utilizados en el análisis y planeación de recursos energéticos son día, semana y mes. Se considera el caudal medio diario como el nivel de medición básico de esta variable.

7.2. Metodología para el reporte de la Información Operativa

7.2.1. Características de la información operativa

La información que el Agente reporta diariamente al COES se conoce como información operativa, pues es necesaria para tomar decisiones operativas en el SEIN y para alimentar los modelos de despacho hidrotérmico utilizados en los diferentes horizontes del análisis energético.

- 7.2.1.1. La información operativa se compone de variables hidrológicas (caudal) y de embalse (nivel y volumen) y debe ser reportada por cada Agente, vía Internet o a través de canales electrónicos previamente establecidos por el COES.
 - 7.2.1.2. La información operativa que los Agentes reportarán al COES se establece en el Anexo N°2. De ser necesario el COES, identificará requerimientos adicionales de información y los responsables del suministro de estos datos en coordinación con los Agentes involucrados.
 - 7.2.1.3. El COES suministrará una herramienta computacional adecuada que permita el ingreso de los registros de información diaria y en caso sea necesario la modificación de los valores. Así mismo proveerá la herramienta de procesamiento y presentación de información, para consulta y uso de los Agentes. Esta herramienta deberá poder conectarse con la base de datos de interés para obtener las salidas o la información requerida por los modelos computacionales que utilicen este insumo de información hidrológica.
- 7.2.2. Actividades hidrométricas a desarrollar
- Los Agentes deberán instrumentar cada una de las cuencas aprovechadas para generación de energía eléctrica, de tal forma que puedan medir diariamente y reportar al COES, el caudal natural afluente al embalse (en el caso que sea técnicamente posible efectuarlo) y el caudal natural de los aportes intermedios.
- 7.2.2.1. El COES en coordinación con el Agente podrá identificar sitios adicionales de medición que mejoren la programación, coordinación y operación del SEIN, que el Agente deberá también instrumentar y cuyas mediciones entregará periódicamente al COES. En una Primera Etapa se implementarán las estaciones señaladas en el Anexo 1. En el resto de mediciones no previstas en esta Primera Etapa, el Agente deberá efectuar estimaciones que permitan incluir información en los modelos utilizados en la programación operativa del sistema.
 - 7.2.2.2. Los Agentes gestionarán la instrumentación necesaria en todas las desviaciones que se utilicen para trasvasar recurso hídrico a la cuenca y/o al embalse utilizado para la generación de energía eléctrica, ya sea que el trasvase se utilice para importar o exportar agua. Exceptuando las instalaciones que no son de su propiedad y que requieran permisos especiales de los titulares de estas instalaciones.
 - 7.2.2.3. Los Agentes deberán tener instrumentados los embalses de su propiedad, cuando existan las facilidades técnicas que lo permitan, de tal forma que pueda medir o calcular el caudal y/o el volumen diario, vertido, turbinado, evacuado como descarga de fondo, así como el nivel del embalse con precisión al centímetro.
 - 7.2.2.4. Los Agentes deberán tener instalado un pluviómetro para tomar la lectura de la lluvia total precipitada diariamente

sobre el embalse, aunque podrán ubicar un pluviógrafo en su lugar. En el caso de un grupo de embalses ubicados cercanamente se permitirá instalar un pluviómetro que sea representativo de la precipitación en la zona.

- 7.2.2.5. Los Agentes deberán contar con la instrumentación necesaria para medir la evaporación diaria desde el embalse. En el caso de un conjunto de embalses se podrá instalar un aparato de medición de la evaporación que sea representativo de la evaporación en la zona.

7.2.3. Información Operativa a Registrar

Los Agentes deben registrar diariamente información operativa hidrológica y de los embalses, de las siguientes variables:

- 7.2.3.1. Caudal medio natural (en m^3/s) del día inmediatamente anterior, correspondiente al escurrimiento desde las 00:00 hasta las 24:00 horas, para las series que le correspondan. En este caso la obligación es para la relación de estaciones indicadas en el Anexo N°1 como una Primera Etapa. La Segunda Etapa corresponderá a los requerimientos que el COES considere necesario para la mejor utilización de sus modelos y que en coordinación con los Agentes, identificará información adicional.
- 7.2.3.2. El nivel del embalse (en msnm) a las 24:00 horas del día inmediatamente anterior. En el Anexo N°3 se incluye la frecuencia de la entrega de la información.
- 7.2.3.3. Volumen útil del embalse (en hm³) a las 24:00 horas del día inmediatamente anterior. En el Anexo N°3 se incluye la frecuencia de la entrega de la información.
- 7.2.3.4. Caudal diario de trasvase (en m³/s), proveniente de cada uno de los trasvases desde otras cuencas durante el día inmediatamente anterior (00:00 a 24:00 horas).
- 7.2.3.5. Caudal diario turbinado (en m³/s) por cada una de las centrales durante el día inmediatamente anterior (00:00 a 24:00 horas). En el Anexo N°4 se incluye la frecuencia de la entrega de la información.
- 7.2.3.6. Caudal diario vertido (en m³/s) desde cada central, durante el día inmediatamente anterior (00:00 a 24:00 horas). En el Anexo N°4 se incluye la frecuencia de la entrega de la información.
- 7.2.3.7. Caudal total extraído desde el embalse o aguas arriba del mismo (en m³/s) para otros fines diferentes a los de generación de energía eléctrica (riego, acueducto, caudal ambiental) durante el día inmediatamente anterior (00:00 a 24:00 horas). En el Anexo N°3 se incluye la frecuencia de la entrega de la información.
- 7.2.3.8. Caudal evacuado como descarga de fondo durante el día anterior (00:00 a 24:00 horas), cuando esto ocurra. En el Anexo N°3 se incluye la frecuencia de la entrega de la información.

7.2.3.9. En caso de que un Agente necesite modificar alguno(s) de sus datos por fuera de los plazos permitidos, podrá hacerlo como parte de la actualización del EHA y deberá informar de ello durante su presentación al COES, donde expondrá su motivación y adjuntará la sustentación técnica respectiva.

7.3. Metodología para la elaboración del Pronóstico Hidrológico y Construcción de Escenarios Hidrológicos

7.3.1. Características del pronóstico hidrológico y los escenarios hidrológicos

La información hidrológica objeto de este procedimiento será utilizada para los análisis de CP, MP y LP, con simulaciones en modo determinístico y estocástico. Cada uno de estos modos requiere que la información de pronósticos y escenarios, sea suministrada con una resolución y horizonte específico.

7.3.1.1. El análisis de CP sólo se hará en modo determinístico y consta de un escenario único. Asimismo el modo determinístico de MP consta de un escenario único. Este escenario tiene una resolución semanal y horizonte de 56 semanas. Todos los Agentes suministrarán este escenario hidrológico para cada una de las series que le corresponda.

7.3.1.2. No se considera el modo determinístico para el LP.

7.3.1.3. El modo estocástico comprende la simulación de “n” escenarios hidrológicos equiprobables –al menos 100–, obtenidos con un modelo de generación de series sintéticas. Estos escenarios alimentan los modelos para el análisis energético de MP (1 año con resolución semanal) y LP (5 años o más, con resolución mensual). La Tabla N°1 resume los tipos y modos de análisis a realizar y quién suministra la información hidrológica.

Tabla N°1

Modo de Análisis	Análisis Energético			
	Corto Plazo		Mediano Plazo	Largo Plazo
Horizonte	3 días	10 días	56 Semanas - 1Escenario	60 meses
Frecuencia de Entrega	Diario	Semanal	Mensual	Semestral
Determinístico	Agente		Agente	-
Estocástico	-	-	COES	COES

7.3.1.4. La simulación de MP o LP en modo estocástico requiere de escenarios con resolución semanal o mensual con horizontes de 12 meses (52 semanas) o cinco años o más respectivamente. El COES implementará un modelo que permita generar estos escenarios sintéticos, con las características requeridas.

7.3.2. Actividades a desarrollar para obtener el pronóstico hidrológico utilizado en el análisis determinístico de CP y MP.

Los Agentes deberán sustentar técnicamente el modelo utilizado para el pronóstico hidrológico de CP y MP, para lo cual presentarán los indicadores utilizados, de acuerdo con la naturaleza del modelo para la calibración, validación de dicho modelo y los límites admisibles de error para la verificación del modelo. La sustentación ante el COES se realizará una sola vez y se repetirá únicamente en caso el Agente modifique o cambie el modelo, sus parámetros de validación o límites de error admisibles.

7.3.3. Actividades a desarrollar para la obtención por parte del COES de los escenarios hidrológicos para el análisis estocástico de MP y LP.

Para la generación sintética de información de caudales el COES seleccionará el tipo de modelo que a su juicio sea el más adecuado a las características de información, disponibilidad de recursos y procesos físicos en la cuenca. El plazo para la implementación respectiva es de dos (2) años desde la aprobación del presente procedimiento.

7.3.3.1. La implantación, puesta a punto y corrida de los modelos estocásticos requeridos para el modo estocástico tanto de MP como LP del análisis energético, será definida por el COES, previa valoración de sus capacidades y disponibilidad de recursos e información. En su defecto y mientras se evalúan alternativas, se utilizará el modelo hidrológico del SDDP (Programación Dinámica Dual Estocástica, en español).

7.3.3.2. Simulación estocástica de mediano plazo del COES.

Se utilizará información hidrológica con resolución semanal. Para la obtención de las series hidrológicas semanales se utilizará la información histórica diaria entregada por los Agentes.

7.3.3.3. Simulación estocástica de largo plazo del COES.

Este análisis utiliza la información hidrológica con resolución mensual. Para la generación sintética de caudales el COES seleccionará el tipo de modelo que a su juicio sea el más adecuado a las características de información, disponibilidad de recursos y procesos físicos en la cuenca. Este modelo podrá ser un modelo estocástico o de series de tiempo (como: SAMS, CRYSTAL BALL, R, PAR(p) del SDDP, etc.), redes neuronales, pronóstico con modelos de parámetros variantes en el tiempo y variables fundamentales, de funciones de transferencia, etc. En este caso y al igual que para el MP, se generarán al menos 100 escenarios hidrológicos sintéticos para alimentar el modelo de despacho hidrotérmico.

7.4. Metodología para la Preparación del Estudio Hidrológico Anual y Batimetría

7.4.1. Contenido del estudio hidrológico anual (EHA)

Este estudio deberá contener la información, debidamente sustentada, de los recursos hidrológicos, almacenamientos y de los elementos hidráulicos utilizados en la generación de cada central. El

Agente presentará este documento suscrito por un especialista, para posteriormente ser auditado por el COES previo al cálculo de la potencia firme y de acuerdo al procedimiento correspondiente. Toda la información hidrológica será con registros mensuales y para el periodo comprendido entre 1965 y el año anterior a la presentación del estudio. El estudio hidrológico deberá contener como mínimo la siguiente información:

- 7.4.1.1. Diagrama topológico de cada cuenca, incluyendo los reservorios, ríos, presas, centrales, etc., identificando cada uno de los aportes hidrológicos.
- 7.4.1.2. Planos de ubicación de las cuencas en estudio, incluyendo la ubicación de los reservorio(s), obra(s) de represamiento, obra(s) de conducción, toma(s) y central(es) hidroeléctrica(s).
- 7.4.1.3. Planos de ubicación de las estaciones pluviométricas, hidrométricas y climatológicas de cada cuenca. Todos los planos entregados como parte del estudio hidrológico serán obtenidos a partir de las cartas nacionales emitidas por el Instituto Geográfico Nacional, en escala apropiada.
- 7.4.1.4. Las características (tipo, longitud, sección, capacidad, etc.) de cada elemento hidráulico (túneles, canales, tuberías, válvulas, etc.) desde los reservorios hasta la central.
- 7.4.1.5. Tiempo de desplazamiento del agua desde cada reservorio hasta la central (horas).
- 7.4.1.6. Curvas de Altura-Área-Volumen de los reservorios.
- 7.4.1.7. Cotas o niveles correspondientes al volumen máximo y mínimo de los reservorios (msnm).
- 7.4.1.8. Volúmenes: máximo (V_{max}), mínimo (V_{min}) y útil ($V_{útil}$) de los reservorios.
- 7.4.1.9. Curvas de altura hidrométrica vs caudal, en las estaciones que correspondan.
- 7.4.1.10. Caudales: históricos, regulados, máximos permisibles de descarga de los reservorios y otras descargas utilizadas en el proceso de naturalización (m^3/s).
- 7.4.1.11. Volumen mensual histórico de los reservorios.
- 7.4.1.12. Precipitación mensual histórica de las estaciones pluviométricas.
- 7.4.1.13. Análisis de consistencia de las precipitaciones.
- 7.4.1.14. Cálculo de la precipitación areal en cada cuenca.
- 7.4.1.15. Caudales naturales afluentes a los reservorios estacionales (m^3/s).
- 7.4.1.16. Caudales naturales de aportes intermedios (m^3/s).
- 7.4.1.17. Evaporación potencial y efectiva en los reservorios.
- 7.4.1.18. Caudales de infiltración.

- 7.4.1.19. Balance hídrico en cada reservorio y metodología utilizada en el cálculo de los caudales naturales.
 - 7.4.1.20. Análisis de consistencia de los caudales naturales.
 - 7.4.1.21. En el caso que se incluya actualizaciones de las mediciones de capacidades, modificaciones en alguno de los elementos hidráulicos o variación de datos hidrológicos, los resultados obtenidos deberán ser debidamente sustentados y entregado al COES. Las mediciones que se realicen serán coordinadas con el COES en caso tenga implicancia en la operación del sistema eléctrico.
 - 7.4.1.22. En caso de instalaciones o recursos hídricos de uso compartido por varios Agentes, la información proporcionada será la resultante de la coordinación de éstas. En caso los involucrados persistan en presentar información en forma independiente, el COES verificará que la información presentada sea consistente y decidirá por la mejor información que refleje las condiciones hidráulicas adecuadas en la zona.
- 7.4.2. Batimetría de los embalses
- Las mediciones de la batimetría de los embalses estacionales y reservorios horarios se efectuarán por lo menos una vez cada cinco (5) años, para aquellos ubicados en altitudes igual o menor a 3000 msnm y estén ubicados en el cauce del río. Para los embalses estacionales y reservorios que estén ubicados en altitudes mayores a 3000 msnm, se realizará cuando a juicio del COES o a solicitud de una empresa integrante, existan indicios razonables para considerar que los volúmenes máximo, mínimo o útil u otras características propias de estos hayan experimentado alguna modificación importante, debido a corrientes que arrastren cantidades importantes de sedimentos, presencia de relaves mineros aguas arriba de los embalses o se presentasen derrumbes o huacos importantes o causas similares, que justifiquen estas mediciones. Para este efecto, el COES o el Integrante presentará un informe sustentatorio que se adjuntará en el requerimiento para que se realice la nueva batimetría del embalse.
- 7.4.2.1. Los Agentes del COES por su propia iniciativa podrán realizar la batimetría de los embalses utilizados para su operación, nuevas mediciones de capacidades o modificaciones en alguno de los elementos hidráulicos, los que serán comunicados al COES.
 - 7.4.2.2. Las mediciones de la batimetría serán ejecutadas por una empresa consultora independiente de los Agentes del SEIN con generación hidroeléctrica, con solvencia profesional para ejecutar las mediciones.
 - 7.4.2.3. El informe final con los resultados de la batimetría serán suscritos por el representante legal de la empresa consultora, quien tendrá responsabilidad de las mediciones.
 - 7.4.2.4. Todos los gastos que ocasionen las mediciones de la batimetría serán asumidos por el Agente propietario de la central generadora que utiliza dichos recursos hidráulicos.

En caso de instalaciones o recursos hídricos de uso compartido por varios Agentes, dichos Agentes compartirán los gastos de común acuerdo entre ellas. La actualización de la batimetría entrará en vigencia en la oportunidad que el COES haya verificado que los estudios tengan la solvencia necesaria e indicara la vigencia de este nuevo valor.

7.5. Información Hidrológica para Coordinación en Tiempo Real

Los Agentes automatizarán sus sistemas de medición y transmisión de la información hidrológica requerida por el COES para la coordinación del SEIN, conforme a lo establecido en las normas indicadas en los numerales 2.6 y 2.7 del presente Procedimiento. La relación de puntos de medición se indica en el Anexo N°5. El COES se encuentra facultado para solicitar otros puntos de medición de la información hidrológica que considere necesarios.

8. INFORMACIÓN HIDROLÓGICA DE NUEVAS INSTALACIONES

Para las nuevas instalaciones en el sistema interconectado, el COES en coordinación con el Agente identificará los puntos de medición requeridos que mejoren la programación, coordinación y operación del SEIN. Estos puntos de medición deberán ser instrumentados por el Agente quien entregará las mediciones periódicamente en la frecuencia acordada con el COES. En base a la nueva información, el COES actualizará los Anexos del presente procedimiento.

9. VERIFICACIÓN DE LOS DESVÍOS DE LOS PRONÓSTICOS

El COES contrastará en forma mensual los desvíos de los pronósticos con respecto a la información suministrada en el Anexo N°1 para el CP y MP. Los resultados se remitirán a los Agentes responsables de ésta información para que de ser el caso adopten las medidas correctivas; dichos resultados también deberán ser remitidos a OSINERGMIN.

10. ANEXOS

Anexo	Descripción		
N° 1	Primera Etapa de Estaciones de Registro Hidrológico		
Cuenca	Puntos de Medición	Descripción	Empresa
Mantaro	QN-801	Caudal de Ingreso al Lago Junín	ELECTROPERÚ / SN POWER PERÚ
	QN-802	Caudal de ingreso al embalse Malpaso	ELECTROPERÚ / SN POWER PERÚ
	QN-803	Caudal de Ingreso al embalse Tablachaca (Complejo Mantaro)	ELECTROPERÚ
Paucartambo	QN-908	Caudal afluente río Huachón (Toma Uchuhuerta)	SN POWER PERÚ/ ENERSUR
	QN-909	Caudal afluente río Paucartambo (embalse Huallamayo)	SN POWER PERÚ/ ENERSUR
Pativilca	QN-304	Caudal de ingreso a la C.H. Cahua	SN POWER PERÚ
Santa	QN-403	Caudal de ingreso a la C.H. Cañón del Pato	EGENOR
Rímac	QN-SH2	Afluente a presa Sheque (C.H. Huinco)	EDEGEL
	QN-TA2	Afluente a toma Tamboraque (C.H. Matucana)	EDEGEL
Chancay	QN-603 y QN-605	Ingreso C.H. Carhuaquero	EGENOR
Tulumayo	QN-1101	Ingreso C.H. Chimay	CHINANGO
Tarma	QN-1201	Ingreso C.H. Yanango	CHINANGO
Vilcanota	QN-2302	Ingreso C.H. Machupicchu	EGEMSA
San Gabán	QN-2402	Ingreso C.H. San Gabán II	SAN GABÁN
Cañete	QN-2702	Ingreso C.H. Platanal	CELEPSA

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 153-2012-OS/CD**

ANEXO		Descripción						
N° 2		Formato de la Información Operativa a Declarar						
Hora	Caudal medio Natural	Nivel del Embalse	Volumen Almacenado	Caudal Diario de Transvase	Caudal diario Turbinado	Caudal Diario Vertido	Caudal Total Extraído del Embalse	Caudal Evacuado como Descarga de Fondo
	(m ³ /s) ¹	(msnm) ²	(hm ³) ²	(m ³ /s) ²	(m ³ /s) ³	(m ³ /s) ³	(m ³ /s) ²	(m ³ /s) ²
01:00								
02:00								
03:00								
04:00								
05:00								
06:00								
07:00								
08:00								
09:00								
10:00								
11:00								
12:00								
13:00								
14:00								
15:00								
16:00								
17:00								
18:00								
19:00								
20:00								
21:00								
22:00								
23:00								
24:00								

¹ La información operativa a declarar está referida a los puntos de medición indicados en el Anexo

² Verificar la frecuencia de la entrega de la información con respecto a los embalses horarios y estacionales en los cuadros adjuntos en este Anexo.

³ Caudal turbinado de las centrales hidroeléctricas en el cuadro adjunto a este Anexo.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 153-2012-OS/CD**

Anexo	Descripción			
N° 3	Frecuencia de entrega de información por tipo de embalse			
EMBALSES HORARIOS, SEMANALES, COMPENSACIÓN Y ESTACIONALES				
Embalses Horarios				
Empresa	Reservorio	Capacidad (hm ³)	Central Hidroeléctrica	Frecuencia
EDEGEL	Sheque	0.4300	Huinco	Horaria
EGENOR	San Diego	0.7555	Cañón del Pato	Horaria
	Cirato	0.3528	Carhuaquero	Horaria
CHINANGO	Chimay	1.4750	Chimay	Horaria
SAN GABÁN	San Gabán	0.1400	San Gabán II	Horaria
ENERSUR	Huallamayo	0.3000	Yuncán	Horaria
CELEPSA	Capillucas	1.3570	Platanal	Horaria
Embalses Semanales				
Empresa	Reservorio	Capacidad (hm ³)	Central Hidroeléctrica	Frecuencia
ELECTROPERÚ	Tablachaca	2.637	Complejo Mantaro	Horaria
SN POWER PERÚ	Malpaso	23.566	Malpaso	Horaria
Embalses de compensación¹				
Empresa	Reservorio	Capacidad (hm ³)	Central Hidroeléctrica	Frecuencia
EGASA	Puente Cincel	0.1971	Charcani V	Horaria
	Campanario	0.0849	Charcani V, IV, VI	Horaria
EGESUR	Aricota	0.0446	Aricota I, II	Horaria
SN POWER PERÚ	Gallito Ciego	0.7200	Gallito Ciego	Horaria
CELEPSA	Platanal	0.5400	Platanal	Horaria
Embalses Estacionales				
Empresas	Embalse	Capacidad (hm ³)	Frecuencia	
EDEGEL	Antacoto	120.00	Diaria	
	Marcapomacocha	19.50	Diaria	
	Marcacocha	10.70	Semanal	
	Sangrar	9.00	Semanal	
	Tucto	2.80	Semanal	
	Yuracmayo	48.3	Diaria	
	Misha	0.70	Semanal	
	Carpa	17.8	Semanal	
	Huasca	6.3	Semanal	
	Sacsa	16.2	Mensual	
	Quiiula	1.9	Mensual	
	Piticuli	6.5	Mensual	
	Huampar	3.3	Semanal	
	Huachua	5.1	Semanal	

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 153-2012-OS/CD**

Anexo	Descripción		
N° 3	Frecuencia de entrega de información por tipo de embalse		
	Chiche	2.3	Semanal
	Quisha	8.74	Semanal
	Pucro	2.00	Semanal
	Canchis	2.1	Semanal
	Huallunca	1.6	Semanal
	Pirhua	0.9	Semanal
	Manca	1.6	Semanal
SN POWER PERÚ	Viconga	30.4	Diaria
	Gallito Ciego	379.9	Diaria
	Junin	376.0	Diaria
	Pomacocha	28.40	Semanal
	Huallacocha Baja	11.70	Semanal
	Huallacocha Alta	1.30	Semanal
	Huangush Alto	24.839	Semanal
	Huangush Bajo	0.692	Semanal
	Matacocha	10.829	Semanal
	Jaico	15.935	Semanal
	Alto Machay	13.869	Semanal
	Pacchapata	1.373	Semanal
	Victoria	1.510	Semanal
	Vilafro	3.00	Semanal
	Huarhuarco	15.01	Semanal
	Parihuana	5.00	Semanal
	Arcata	14.83	Semanal
Huisca Huisca	9.25	Semanal	
ELECTROPERÚ	Hueghue	18.40	Semanal
	Yanacocha Palcan	7.60	Semanal
	Huacracocha	5.80	Semanal
	Huaylacancha	22.40	Semanal
	Carhuacocha	23.0	Semanal
	Azulcocha	6.5	Semanal
	Tembladera	5.0	Semanal
	Vichecocha	10.6	Semanal
	Yuraccocha	2.20	Semanal
	Ñahuincocha	1.35	Semanal
	Huichicocha	19.0	Semanal
	Coyllorcocha	11.0	Semanal
	Yurajcocha	17.0	Semanal
	Balsacocha	2.0	Semanal
	Ñahuincocha-Q	7.0	Semanal
Chilicocha	42.8	Semanal	
EGASA	El Pañe	98.00	Semanal

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 153-2012-OS/CD**

Anexo	Descripción		
N° 3	Frecuencia de entrega de información por tipo de embalse		
	Bamputañe	40.00	Semanal
	Dique Los Españoles	13.00	Semanal
	El Frayle	135.0	Diaria
	Pillones	76.89	Diaria
	Chalhuanca	25.00	Semanal
	Aguada Blanca	30.0	Diaria
EGENOR	Aguashcocha	8.0	Semanal
	Rajucolta	10.0	Semanal
	Paron	28.0	Semanal
	Cullicocha	10.0	Semanal
EGESUR	Aricota	250.0	Diaria
SAN GABÁN	Chaumicocha	3.5	Semanal
	Isococha	8.9	Semanal
	Chungara	9.8	Semanal
	Parinajota	9.4	Semanal
	Suytocolcha	5.9	Semanal
EGEMSA	Sibinacocha	110.0	Diaria
CELEPSA	Paucarcocha	70.0	Diaria
SINERSA	Poechos	500.0	Diaria

Estos reservorios se encuentran aguas abajo de las centrales hidroeléctricas y su finalidad es compensar el caudal soltado en horas de punta y restituirlo en forma constante para usos consultivos en la parte baja de la cuenca (agua potable, irrigación).

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 153-2012-OS/CD**

Anexo	Descripción		
N° 4	Caudal Turbinado y Vertido		
Empresa	Central Hidroeléctrica	Potencia (MW)	Frecuencia
EDEGEL	Huinco	247.34	Horaria
	Matucana	128.58	Horaria
	Callahuanca	80.43	Horaria
	Moyopampa	66.13	Horaria
	Huampaní	30.18	Horaria
SN POWER PERÚ	Cahua	43.11	Horaria
	Pariac	4.95	Horaria
	Gallito Ciego	38.15	Horaria
	San Antonio	0.58	Horaria
	San Ignacio	0.42	Horaria
	Huayllacho	0.19	Horaria
	Misapuquio	3.87	Horaria
	Malpaso	48.02	Horaria
	Pachachaca	9.65	Horaria
	La Oroya	9.48	Horaria
	Yaupi	112.68	Horaria
EGENOR	Cañón Del Pato	263.49	Horaria
	Carhuaquero	95.11	Horaria
	Carhuaquero IV	9.98	Horaria
	Caña Brava	5.71	Horaria
ELECTROPERÚ	Mantaro	670.66	Horaria
	Restitución	215.36	Horaria
EGASA	Charcani I	1.73	Horaria
	Charcani II	0.60	Horaria
	Charcani III	4.58	Horaria
	Charcani IV	15.30	Horaria
	Charcani V	144.62	Horaria
	Charcani VI	8.95	Horaria
EGEMSA	Machupicchu	88.80	Horaria
SAN GABÁN	San Gabán II	113.10	Horaria
EGESUR	Aricota I	22.50	Horaria
	Aricota II	12.40	Horaria
ENERSUR	Yuncán	136.76	Horaria
CORONA	Huanchor	19.63	Horaria
SANTA CRUZ	Santa Cruz I	6.96	Horaria
	Santa Cruz II	7.42	Horaria
CHINANGO	Yanango	42.61	Horaria
	Chimay	150.90	Horaria
GEPSA	La Joya	9.60	Horaria

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 153-2012-OS/CD**

Anexo	Descripción		
N° 4	Caudal Turbinado y Vertido		
Empresa	Central Hidroeléctrica	Potencia (MW)	Frecuencia
CELEPSA	Platanal	217.38	Horaria
MAJA ENERGÍA	Roncador	3.48	Horaria
SINERSA	Poechos II	10.00	Horaria
ELÉCTRICA STA. ROSA	Purmacana	1.79	Horaria

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 153-2012-OS/CD**

Anexo		Descripción	
N° 5		Puntos de Medición de Información Hidrológica para la Coordinación del SEIN conforme a la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados y la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del SEIN.	
N°	Empresa	Punto de Medición	Central Hidroeléctrica Asociada
1	ELECTROPERÚ	Tablachaca	Complejo Mantaro
2	EDEGEL	Sheque	Huinco
3	EGENOR	Cirato	Carhuaquero
4	SN POWER PERÚ	Malpaso	Malpaso
5	EGENOR	San Diego	Cañón del Pato
6	EDEGEL	Pulmón Matucana	Matucana
7	CHINANGO	Chimay	Chimay
8	EGASA	Cincel	Charcani
9	EGASA	Campanario	Charcani
10	SAN GABÁN	San Gabán	San Gabán II
11	SN POWER PERÚ	Compensación Gallito Ciego	Gallito Ciego
12	ENERSUR	Huallamayo	Yuncán
13	CELEPSA	Capillucas	Platanal

1501_2013