

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO**  
**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA**  
**OSINERGMIN N° 036-2015-OS/CD**

Lima, 25 de febrero de 2015

**CONSIDERANDO**

Que, la Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, dispuso en el literal f) del Artículo 14, la función operativa del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con relación al cálculo de la potencia y energía firmes de cada una de las unidades generadoras; así como, en el literal b) de su Artículo 13 se estableció como función de interés público del COES, el elaborar los procedimientos para la operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo;

Que, mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (Reglamento COES), cuyo Artículo 5.1 detalla que el COES, a través de su Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimiento en materia de operación del SEIN, y en su Artículo 5.2 determina que el COES debe contar con una “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, elaborada y aprobada por el Osinergmin, la cual incluirá como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento;

Que, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos” (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 COES;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME y modificatorias, se aprobó el Procedimiento N° 13 “Determinación de la Energía Firme de las Unidades Generadoras de las Empresas Integrantes del COES” y el Procedimiento N° 14 “Verificación de la Energía Firme de un Generador (Propia y Contratada) Vs sus compromisos de venta”;

Que, el COES a través de la carta COES/D-365-2014 remitió la propuesta del nuevo Procedimiento Técnico COES PR-13 “Determinación de la Energía Firme y Verificación de la Cobertura de la Energía Anual Comprometida”, el cual agrupa a los Procedimientos N° 13 y N° 14, 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° 0678-2014-GART remitió al COES las observaciones a la propuesta, dándole un plazo de veinticinco (25) días hábiles para subsanar las mismas, el cual fue ampliado en quince (15) días hábiles adicionales, en atención a la solicitud del COES mediante carta COES/D-529-2014. En este sentido, mediante la carta COES/D-565-2014, el COES subsanó dichas observaciones;

Que, mediante Resolución N° 210-2014-OS/CD, se publicó el proyecto del nuevo Procedimiento Técnico COES PR-13 “Determinación de la Energía Firme y Verificación de la Cobertura de la Energía Anual Comprometida”, 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 N° 210-2014-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 Statkraft Perú, Electroperú S.A., Enersur S.A., Kallpa Generación S.A., Edegel S.A.A., Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A., Duke Energy Egenor S. en C. por A., Termochilca S.A.C. y Enel Green Power Perú S.A., la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía y el Sr. César Castro Hurtado, han sido analizados en los Informes N° [107-2015-GART](#) y N° [108-2015-GART](#), y previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, se han acogido aquellos que contribuyen con el objetivo del procedimiento, correspondiendo su aprobación final;

Que, en ese sentido, se ha emitido el Informe Técnico N° [107-2015-GART](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N° [108-2015-GART](#) de la Coordinación 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, en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 05-2015.

#### **SE RESUELVE**

**Artículo 1°.-** Aprobar el Procedimiento Técnico COES PR-13 “Determinación de la Energía Firme y Verificación de la Cobertura de la Energía Anual Comprometida” contenido en el Anexo de la presente Resolución.

**Artículo 2°.-** Derogar el Procedimiento N° 13 “Determinación de la Energía Firme de las Unidades Generadoras de las Empresas Integrantes del COES” y el Procedimiento N° 14 “Verificación de la Energía Firme de un Generador (Propia y Contratada) Vs sus compromisos de venta”, aprobados mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME.

**Artículo 3°.-** La presente resolución, así como el Anexo, deberán ser publicados en el diario oficial El Peruano y consignada, conjuntamente con el Informe Técnico N° [107-2015-GART](#) y el Informe Legal N° [108-2015-GART](#), en el portal de internet de Osinergmin: [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe).

**Artículo 4°.-** 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**

**ANEXO**

<b>COES SINAC</b>	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN</b>	<b>PR-13</b>
<b>DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA FIRME Y VERIFICACIÓN DE LA COBERTURA DE LA ENERGÍA ANUAL COMPROMETIDA</b>		
Aprobado por Osinergmin, mediante Resolución N° 036-2015-OS/CD del 25 de febrero de 2015.		

## 1. OBJETIVO

Determinar la Energía Firme anual de los Generadores y verificar que cada Generador en cada año calendario cubra la demanda de energía que tenga comprometida con sus usuarios (Usuarios Libres y Distribuidores), con Energía Firme propia y, la que tuviera contratada con terceros, pertenezcan o no al COES.

## 2. BASE LEGAL

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

- 2.1. Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.2. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.3. Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.4. Decreto Supremo N° 037-2006-EM, Reglamento de Cogeneración.
- 2.5. Decreto Supremo N° 027-2008-EM, Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- 2.6. Decreto Legislativo N° 1002 - Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
- 2.7. Decreto Supremo N° 012-2011-EM - Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- 2.8. Resolución Ministerial N° 009-2009-MEM/DM - Modificación de Procedimientos Técnicos del COES y sus Glosario de abreviaturas y definiciones.
- 2.9. Estatuto del COES.

## 3. PRODUCTOS

- 3.1. Determinación de la Energía Firme de los Generadores.
- 3.2. Verificación de la cobertura de la energía anual comprometida de los Generadores.

## 4. DEFINICIONES

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

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

## 5. ALCANCES

El presente procedimiento será de aplicación integral para todos aquellos Generadores que tengan Unidades de Generación en Operación Comercial o que vayan a tenerlas durante el siguiente año calendario.

## 6. RESPONSABILIDADES

### 6.1. Del COES

- 6.1.1. Revisar y aprobar el cálculo de Energía Firme anual de los Generadores.
- 6.1.2. Verificar que cada Generador en cada año calendario cubra la demanda de energía que tenga comprometida con sus usuarios, con Energía Firme propia y la que tuviera contratada con terceros, pertenezcan o no al COES.

Esta verificación se efectuará antes del 30 de noviembre de cada año y se comunicará a todos los Generadores. Aquellas empresas que no cumplan con la condición indicada en el párrafo anterior, deberán corregir esta situación antes del 31 de diciembre.

### 6.2. De los Generadores Integrantes

- 6.2.1. Calcular la Energía Firme de cada una de sus Unidades de Generación conforme a lo establecido en el presente procedimiento para el siguiente año calendario e informar al COES para su respectiva aprobación, antes del 31 de octubre de cada año. Dichos cálculos deberán ser presentados utilizando los formatos del Anexo B de presente Procedimiento.

En el caso el Generador no entregue la información en los plazos señalados o ésta no se ajuste al presente Procedimiento, el COES usará provisionalmente la mejor información disponible, informando de ello a Osinergmin.

- 6.2.2. Informar al COES la demanda anual comprometida con sus usuarios para el siguiente año calendario en el formato del Anexo C, antes del 31 de octubre de cada año. Dicha demanda anual comprometida corresponde a la energía activa asociada a los contratos de suministros suscritos por el Generador con sus clientes, para lo cual deberá tener en cuenta la información de las potencias contratadas con sus usuarios para el siguiente año calendario y los factores de carga mensuales del consumo del usuario registrado en el mismo mes del año anterior al año en curso.

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

- 6.2.3. Presentar al COES el sustento de cálculo de la Energía Firme contratada con terceros, Integrantes o no del COES, y que esté asociada a Unidades de Generación que no están en Operación Comercial en el COES.
- 6.2.4. Para el caso del numeral 7.2.1 literal i), los Generadores deberán presentar un cálculo del aprovechamiento de los reservorios, coordinado entre los generadores involucrados, en caso contrario el COES utilizará la mejor información disponible y que se maximice el aprovechamiento de los recursos hídricos de la cuenca.

## 7. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

### 7.1. Consideraciones Fundamentales

**7.1.1.** Ningún Generador podrá tener una demanda de energía comprometida con sus usuarios superior a su Energía Firme propia y las que tenga contratada con terceros, pertenezcan o no al COES.

**7.1.2.** La demanda de energía anual comprometida de cada Generador está determinada por la suma de la energía comprometida con sus propios usuarios y con otros Integrantes del COES. Esta demanda considerará las pérdidas de transmisión.

Las pérdidas de transmisión asociada a la demanda anual comprometida serán determinadas aplicando el porcentaje pérdidas de transmisión del año anterior que figura en la proyección de demanda del informe vigente de fijación de Precios en Barra.

**7.1.3.** Para el caso que un Generador tenga contratada Energía Firme con un tercero, Integrante o no del COES, y que se encuentre asociada a Unidades de Generación que no están en Operación Comercial, el referido Generador deberá presentar al COES el cálculo de la Energía Firme, el cual deberá considerar lo siguiente:

- a) La Energía Firme asociada a las Unidades de Generación del tercero será determinada aplicando los criterios y metodología establecidos en el presente Procedimiento, utilizando para ello los datos de indisponibilidades del Anexo A, así como la información de potencia efectiva e hidrología obtenida de la aplicación de los Procedimientos Técnicos COES PR-17 "*Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica*", PR-18 "*Determinación de la Potencia Efectiva de las Centrales Hidroeléctricas*", y PR-41 "*Información Hidrológica para la Operación del SEIN*".
- b) La Energía Firme contratada por el Generador no podrá ser mayor a la suma de Energía Firme de las Unidades de Generación mencionadas en el párrafo anterior menos el consumo propio y los compromisos asumidos por el tercero titular de la Unidad de Generación.
- c) El tercero deberá tener la titularidad de la Unidad de Generación asociada a la Energía Firme contratada con el Generador.

### 7.2. Determinación de la Energía Firme de los Generadores

#### 7.2.1. Centrales Hidroeléctricas

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

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

- a) Los Caudales Naturales afluentes al Reservorio de Regulación Estacional y los Caudales Naturales de aporte intermedio de la cuenca considerada para la probabilidad de excedencia mensual que fija el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Dichos caudales corresponderán a la interpolación lineal entre los valores más próximos que resulten de toda la información de la serie hidrológica disponible obtenida del Estudio Hidrológico Anual del año previo, al

que se refiere en el Procedimiento Técnico COES PR-41 “*Información Hidrológica para la Operación del SEIN*”.

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

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

Donde:

- $D_k$  : Descarga de Reservorios de Regulación Estacional en el mes k ( $m^3/seg$ )
- $Q_k$  : Caudal Natural afluente al reservorio en el mes k ( $m^3/seg$ ). Proviene de los afluentes naturalizados (PR-41) e incluye las precipitaciones que corresponden al área de la cuenca.
- $V_k$  : Volumen al final del mes k ( $m^3$ )
- $V_{k-1}$  : Volumen al inicio del mes k ( $m^3$ )
- $A_{PROM^k}$  : Área promedio del embalse en el mes k ( $m^2$ )
- $C$  : Coeficiente para afectar la evaporación si no hay congelamiento igual a 0,8 o 0,96 si existe congelamiento.
- $E_k$  : Evaporación total en la estación meteorológica de referencia en el mes k (m).
- $P_k$  : Precipitación total en el mes k (m). Corresponde a las precipitaciones que se presentan en el área del embalse.
- $Q_{FIL^k}$  : Caudal de infiltración en el mes k ( $m^3/seg$ )

$T_k$  : Segundos del mes  $k$  (seg)

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

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

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

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

Donde:

$Ef_{CH}$  : Energía Firme anual de la Central Hidroeléctrica en GWh.

$Pe_{CH}$  : Potencia Efectiva de la Central Hidroeléctrica en MW.

$R$  : Rendimiento en MWh/m<sup>3</sup>.

$IM_k$  : Indisponibilidad Programado por mantenimiento mayor de la Central Hidroeléctrica en el mes  $k$ .

$T_k$  : Horas del mes  $k$ .

$Qp_k$  : Caudal Natural de pasada (entre el Reservorios de Regulación Estacional y la Central Hidroeléctrica) expresado en m<sup>3</sup> en el mes  $k$ .

$D_k$  : Descarga del Reservorios de Regulación Estacional en el mes  $k$ , expresado en m<sup>3</sup>.

$Rb_k$  : Rebose del Reservorios de Regulación Estacional en el mes  $k$ , expresado en m<sup>3</sup>. Se obtiene como producto del cálculo de la Energía Firme en la simulación para los 12 meses del año, en el caso que supere el volumen útil del embalse.

$IF_k$  : Indisponibilidad Fortuita del mes  $k$ .

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

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

Donde:



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

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

Las horas de indisponibilidad fortuita de cada mes  $k$  corresponderán al promedio de las horas indisponibles fortuitas presentadas en los meses de los cinco últimos años, calculado para una base de 24 horas. Las horas de indisponibilidades fortuitas serán determinadas considerando los mismos criterios y mecanismos indicados en el Procedimiento Técnico COES PR-25 "Factores de Indisponibilidades de las Unidades de Generación". En caso no se disponga de suficiente información se deberá de usar las Indisponibilidades de la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC), conforme se muestra en el Anexo A.

### 7.2.2. Para Centrales Térmicas

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

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

Donde:

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

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

$T_k$  : Horas del mes  $k$ .

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

$D$  : Número de días del mes  $k$ .

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

Los mantenimientos programados considerados en  $PMO_{dk}$  corresponderán al Programa Anual de Mantenimiento elaborado por el COES.

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

$$E_{f_{cog}} = \frac{\sum_{i=1}^N [\sum_{k=1}^{12} [(PM_{cog_{ik}} * T_{cc_{ik}} + Pe_i * Tg_{ik} * (1 - IM_{ik})) * (1 - IF_{ik})]]}{1000}$$

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

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

$$T_{cc_{ik}} + Tg_{ik} = \text{Horas totales del año}$$

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

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

Donde:

$Hmp_{ik}$  : Horas de Mantenimiento Programado de la Unidad de Generación  $i$  en el mes  $k$ , de acuerdo al Programa Anual de Mantenimiento elaborado por el COES.

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

$T_k$  : Horas del mes  $k$ .

Las horas de indisponibilidad fortuita de cada mes serán medidas considerando el promedio de las horas indisponibilidades fortuitas mensuales de los cinco últimos años, calculado para una base de 24 horas. Las horas de indisponibilidades fortuitas serán determinadas considerando los mismos criterios indicados en el Procedimiento Técnico COES PR-25 "Factores de Indisponibilidades de las Unidades de Generación". En caso no se disponga de suficiente información se deberá de usar las Indisponibilidades de la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC), de acuerdo al Anexo A.

## 7.2.3. Centrales que utilizan Recursos Energéticos Renovables

### 7.2.3.1. Centrales Eólicas, Solares y Mareomotrices

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

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

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

#### **7.2.3.2. Centrales Hidráulicas**

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

#### **7.2.3.3. Centrales biomasa y geotérmicas**

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

### **7.3. Verificación de la Cobertura de la Energía Anual Comprometida**

- 7.3.1.** Para cada Generador, el COES verificará que la suma de su Energía Firme y la contratada a terceros, cubra la energía activa anual que tenga comprometida con sus usuarios.

Cuando en el año en curso, los Generadores firmen nuevos contratos de suministro, adicionales a los informados al mes de octubre del año anterior, y que corresponden sean comunicados de conformidad con el numeral 5.2.1 del Procedimiento Técnico COES PR-10 "*Valorización de las Transferencias de Energía Activa entre Generadores Integrantes del COES*", el COES informará a Osinergmin el resultado de la nueva verificación, dentro del mes de enero siguiente al año evaluado.

- 7.3.2.** Para el caso que los consumos de energía de un cliente fuesen abastecidos simultáneamente por dos o más Generadores, los suministradores involucrados deberán informar dichos consumos ajustándose a lo establecido en el Artículo 102° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

## **8. ANEXOS**

El COES, con la respectiva motivación, se encuentra facultado para actualizar la información contenida en los anexos del presente procedimiento, los cuales deberán ser publicados en su web institucional y comunicados junto con el informe de sustento a Osinergmin, dentro de los cinco días de actualizados. En el caso del Anexo A, su actualización deberá sujetarse a lo previsto en el último párrafo del numeral 7.2.1 del presente procedimiento.

## **9. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES**

**9.1.** En el caso que, por aplicación de los literales b) y c) del numeral 7.2.1, la Energía Firme de una Central Hidroeléctrica resulte menor a la Energía Firme obtenida antes de la entrada en vigencia del presente procedimiento, y que esa diferencia determine que la Energía Firme del titular resulte menor a su energía anual comprometida derivada de contratos de suministro celebrados con anterioridad a la vigencia del presente procedimiento, la Energía Firme de dicha central será determinada considerando el volumen inicial y final de los Reservorios de Regulación Estacional con los criterios utilizados en la última determinación de Energía Firme calculada, sobre la base del Procedimiento anterior.

Este supuesto se aplicará teniendo en cuenta sólo la energía anual comprometida derivada de los contratos de suministro que existan a la entrada en vigencia del presente procedimiento.

**9.2.** 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.

**ANEXO A**  
**FACTOR DE INDISPONIBILIDAD**

CENTRAL	COMBUSTIBLE	HORAS		%	
		FORTUITA	PROGRAMADA	FORTUITA	PROGRAMADA
VAPOR	CARBÓN	392.4	884.8	4.5	10.1
	PETRÓLEO	323.2	985.5	3.7	11.3
	GAS	283.8	955.7	3.2	10.9
GAS	JET	274.2	472.2	3.1	5.4
	GAS	297.8	480.9	3.4	5.5
	DIESEL	359.2	528.0	4.1	6.0
DIESEL	TODOS	261.0	164.7	3	1.9
CICLO COMBINADO		233.0	694.7	2.7	7.9
HIDRAULICAS		263.7	692.9	3.0	7.9

Fuente: North American Electric Reliability Corporation (Historical Availability Statistics, 1982-2009)

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 036-2015-OS/CD**

**ANEXO B**

**FORMATO A**

**CALCULO DE LA ENERGIA FIRME DE CENTRALES TERMICAS**

EMPRESA :

I) DATOS

**1. Mantenimiento de las unidades de generación (Horas)**

Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
central 2	unidad 1												
	.....												

**2. Horas del Mes**

Horas/ mes	744												
------------	-----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

**3. Indisponibilidad por mantenimiento programado (IM)**

Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
central 2	unidad 1												
	.....												

**4. Indisponibilidad fortuita (IF) - Promedio de los 5 últimos años.**

Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
central 2	unidad 1												
	.....												

**5. Potencia Efectiva (Pe) en MW**

Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
central 2	unidad 1												
	.....												

**II) RESULTADOS**

**Energía Firme (GWh)**

Por unidad de generación:

Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre	anual
central 1	unidad 1													
	unidad 2													
central 2	unidad 1													
	.....													
<b>Total</b>														

Por central:

Central	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre	anual
central 1													
central 2													
.....													
<b>Total</b>													

Por empresa:

Central	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre	anual
Empresa													

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 036-2015-OS/CD**

**FORMATO B**

**CALCULO DE LA ENERGÍA FIRME DE CENTRALES DE COGENERACION**

EMPRESA :

**1. Energía Firme cuando las unidades de generación operen en calidad de cogenerador**

**DATOS**

1.1.- Horas que se estima que la unidad de generación opere en calidad de cogeneración (Tcc)

Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
central 2	unidad 1												
	.....												

1.2.- Indisponibilidad Fortuita ( IF ) - Promedio de los 5 últimos años

Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
central 2	unidad 1												
	.....												

1.3.- Pot. Media de Cogeneración - PMPcog (MW)

Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
central 2	unidad 1												
	.....												

1.4.- Energía Firme por Unidad (GWh)

Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre	anual
central 1	unidad 1													
	unidad 2													
central 2	unidad 1													
	.....													

**2. Energía Firme cuando las unidades de generación operen sin producción de calor útil**

**DATOS**

2.1.- Horas que se estima que la unidad de generación opere sin producción de calor útil (Tg)

Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
central 2	unidad 1												
	.....												

2.2.- Indisponibilidad por Mantenimiento Programado ( IM )

Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
central 2	unidad 1												
	.....												

2.3.- Indisponibilidad Fortuita ( IF ) - promedio de los 5 últimos años

Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
central 2	unidad 1												
	.....												

2.4.- Potencia Efectiva (MW)

Central	Unidad	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
central 1	unidad 1												
	unidad 2												
central 2	unidad 1												
	.....												
<b>Total</b>													

2.5.- Energía Firme (GWh)

Por unidad:

Central	Unidad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	anual
central 1	unidad 1													
	unidad 2													
central 2	unidad 1													
	.....													
<b>Total</b>														

**3. Energía Firme total por central:**

**RESULTADOS**

Central	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	anual
central 1													
central 2													
.....													
<b>Total</b>													

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 036-2015-OS/CD**

FORMATO C

**CALCULO DE LA ENERGIA FIRME DE CENTRALES DE CICLO COMBINADO**

EMPRESA:  
CENTRAL :

f) DATOS

**1.- Plan de Mantenimiento**

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

Modos de Operación	
Potencia Efectiva	MW
Modo Operación 1	
Modo Operación 2	
Modo Operación 3	
Modo Operación 4	
Modo Operación 5	

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

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

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

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

**4. Indisponibilidad Fortuita del modo de operación ( IF ) - Promedio de los 5 últimos años.**

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

**g) RESULTADOS**

Energía Firme (GWh)

Por-central:	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	anual
Central CC													

\* Se considera los mantenimientos programados de acuerdo al Programa anual de Mantenimiento elaborado SPR del CCEB



**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 036-2015-OS/CD**

**FORMATO D**

DETERMINACION DE LA ENERGIA FIRME DE LAS CENTRALES EOLICAS

EMPRESA:

CENTRAL :

**1) Potencia de la turbina "q" (MW)**

Planta	Aerogenerador	Pgg(V/m)	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Planta 1	aerogenerador1													
	aerogenerador 2													
	aerogenerador "q"													
Planta 2	Aerogenerador 1													
	Aerogenerador 2													
	aerogenerador "q"													

**2) Factor de pérdida "k" (adimensional)**

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre

**3) Horas del mes "m"**

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre

**4) Horas de mantenimiento de los Aerogeneradores**

Planta	Aerogenerador	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Planta 1	Aerogenerador 1												
	Aerogenerador 2												
	aerogenerador "q"												
Planta 2	Aerogenerador 1												
	Aerogenerador 2												
	aerogenerador "q"												

**Indisponibilidad por Mantenimiento programado del mes "m"**

Planta	Aerogenerador	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Planta 1	Aerogenerador 1												
	Aerogenerador 2												
	aerogenerador "q"												
Planta 2	Aerogenerador 1												
	Aerogenerador 2												
	aerogenerador "q"												

Energía firme de la empresa (GWh)	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 036-2015-OS/CD**

**ANEXO C**

Formato de datos para determinar los compromisos de venta de energía

- Nombre de la Empresa
- Año del cálculo

	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	setiembre	octubre	noviembre	diciembre	total
<b>1. Compromisos con Usuarios Libres</b>													
- Nombre del cliente 1													
- Suministro unico o compartido													
- Barra de Retiro													
- Potencia Contratada (MW)													
En Hp [a]													
En Hfp [b]													
- Factor de Carga													
En Hp [c]													
En Hfp [d]													
- Energía (GWh) (*)													
- Nombre del cliente 2													
.....													
- Sub Total 1 Energía (GWh).													
<b>2. Compromisos con Distribuidoras para usuarios regulados</b>													
- Nombre del cliente 1													
- Suministro unico/compartido/licitación													
- Barra de Retiro													
- Potencia Contratada (MW)													
En Hp [a]													
En Hfp [b]													
- Factor de Carga													
En Hp [c]													
En Hfp [d]													
- Energía (GWh) (*)													
- Nombre del cliente 2													
.....													
- Sub Total 2 Energía (GWh).													
<b>3. Compromisos con otro Generador</b>													
- Nombre del cliente 1													
- Barra de Retiro													
- Potencia Contratada (MW)													
En Hp [a]													
En Hfp [b]													
- Factor de Carga													
En Hp [c]													
En Hfp [d]													
- Energía (GWh) (*)													
- Nombre del cliente 2													
.....													
- Sub Total 3 Energía (GWh).													
TOTAL VENTAS POR CONTRATO (Sin pérdidas) GWh													
PERDIDAS DE TRANSMISION (x%) GWh													
TOTAL DE ENERGÍA COMPROMETIDA (GWh)													

(\*) Energía = ( [a] \* horas de punta \* [c] + [b] \* horas fuera de punta \* [d] ) / 1000

El factor de carga mensual del usuario corresponde al registrado en el mismo mes del año anterior al año en curso

**ANEXO D**

**EJEMPLO DE CÁLCULO CAUDAL DE DESCARGA PARA UN RESERVOIRIO ESTACIONAL**

**1. INFORMACIÓN DE BASE**

**1.1. DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN INICIAL Y FINAL**

<b>AÑO</b>	<b>VOLUMEN (hm<sup>3</sup>)</b>
2000	144,554
2001	239,202
2002	259,252
2003	217,661
2004	201,361
2005	186,691
2006	233,356
2007	216,422
2008	197,671
2009	192,537
2010	164,829
2011	181,054
2012	244,414
2013	249,026
<b>Vol. Inicial (valor promedio de los últimos diez años)</b>	<b>206,736</b>
<b>Vol. Final (valor mínimo de los últimos diez años)</b>	<b>164,829</b>

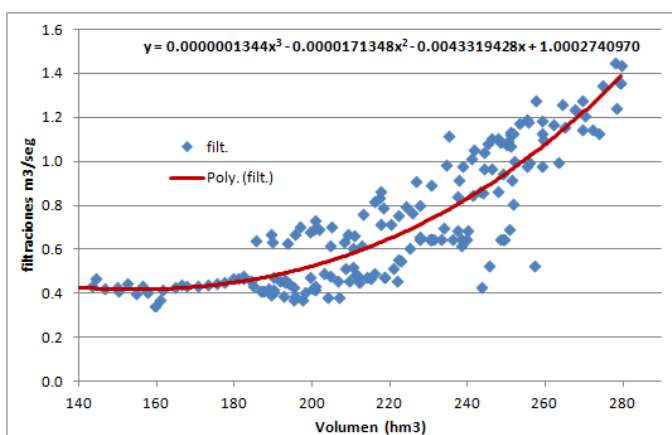
**1.2. INFORMACIÓN DE LA BATIMETRÍA DEL EMBALSE ESTACIONAL**

<b>Elevación (msnm)</b>	<b>Área (km<sup>2</sup>)</b>	<b>Volumen (hm<sup>3</sup>)</b>
2743,83	4,695	57,342
2746,26	4,783	68,839
2746,58	4,795	70,353
2747,45	4,835	74,536
2747,28	4,821	73,665
2748,73	4,970	81,372
2750,65	5,174	91,624
2755,60	5,551	120,181
2759,71	5,831	144,554
2762,92	5,632	164,829
2766,38	6,227	186,691

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 036-2015-OS/CD**

Elevación (msnm)	Área (km <sup>2</sup> )	Volumen (hm <sup>3</sup> )
2767,72	5,912	192,537
2768,58	5,979	197,671
2768,63	6,343	201,361
2770,94	6,463	216,422
2771,13	6,473	217,661
2773,44	6,608	233,356
2774,28	6,666	239,202
2777,15	6,863	259,252

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



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

**2. EJEMPLO DE CÁLCULO:**

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

Para mes de enero

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

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 036-2015-OS/CD**

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

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

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