

Empresa	Monto total (Soles)
Electro Pangoa	2 521,74
Electro Puno	128 487,39
Electro Sur Este	173 554,68
Electro Tocache	5 345,36
Electro Ucayali	24 012,60
Electrocentro	152 900,29
Electronoroeste	67 011,83
Electronorte	151 644,81
Electrosur	13 794,52
Emsemsa	2 520,48
Emseusac	5 788,00
Enel Distribución Perú	22 541,95
Hidrandina	350 107,18
Luz del Sur	16 211,38
Seal	23 367,19
Sersa	4 279,50
<b>TOTAL</b>	<b>1 421 122,35</b>

### Artículo 2.- Instrucción de orden de pago

A efectos de los reembolsos de los gastos reconocidos en la presente resolución, la instrucción de orden de pago la realizará el Ministerio de Energía y Minas, conforme al artículo 9 de la Ley 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético.

### Artículo 3.- Publicación de la resolución

Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y en el Portal Institucional de Osinermin: <http://www.osinermin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2021.aspx>, conjuntamente con el Informe Técnico N° 277-2021-GRT y el Informe Legal N° 276-2021-GRT, que forman parte integrante de esta resolución.

LUIS GRAJEDA PUELLES  
Gerente de Regulación de Tarifas

1949421-1

## Modifican el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación", aprobado mediante Resolución N° 156-2016-OS/CD

### RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERMIN N° 092-2021-OS/CD

Lima, 3 de mayo de 2021

#### CONSIDERANDO

Que, de conformidad con lo previsto en los artículos 42 y 43.a del Decreto Ley N° 25844, la Ley de Concesiones Eléctricas, las transferencias de energía entre generadores determinados por el COES, a que se refiere el artículo 14 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, están sujetas a regulación;

Que, en el artículo 13 literal b) de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se establece 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 Osinermin para su aprobación;

Que, con Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, 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 Osinermin, la cual incluirá, como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento;

Que, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos ("Guía"), estableciéndose el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos COES. Esta Guía fue modificada posteriormente con las Resoluciones N° 088-2011-OS/CD, N° 272-2014-OS/CD y N° 090-2017-OS/CD;

Que, conforme lo dispuesto en el artículo 6.1 de la Guía, la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinermin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad. Según lo dispuesto en el artículo 7 de la Guía los meses en los cuales se reciben las propuestas en Osinermin son: abril, agosto y diciembre, salvo situación distinta justificada;

Que, mediante Resolución N° 156-2016-OS/CD, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación" (PR-31), el cual tiene por objetivo calcular los costos variables de las unidades de generación del SEIN. Posteriormente fue modificado mediante Resoluciones N° 201-2017-OS/CD y N° 193-2018-OS/CD para adecuarlo al Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM y a la modificación del Decreto Supremo N° 016-2000-EM;

Que, por otro lado, el 21 de setiembre de 2020 se publicó en El Peruano la sentencia recaída en el proceso de acción popular con Expediente N° 28315-2019-LIMA ("Sentencia"), emitida por la Corte Suprema de Justicia de la República, mediante la cual se declaró nulo el Decreto Supremo N° 043-2017-EM y, a su vez, se ordenó que el Estado Peruano emita una nueva regulación de conformidad con lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 039-2017-EM;

Que, en atención al mandato judicial, el 19 diciembre de 2020 se publicó el Decreto Supremo N° 031-2020-EM ("DS-031") que estableció disposiciones generales referidas a la determinación del precio del gas natural para generación eléctrica. En el DS-031 se ordena que el COES proponga a Osinermin la propuesta de modificación de los procedimientos técnicos, acompañados de sus respectivos informes sustentatorios, en un plazo máximo de 30 días hábiles y se otorgó a Osinermin un plazo máximo para su aprobación de 60 días hábiles desde la recepción de las propuestas enviadas por el COES; también se establecieron las etapas y plazos a seguirse para la aprobación final de la modificación del procedimiento técnico citado, los cuales difieren de los establecidos en la Guía;

Que, las políticas sectoriales refrendadas por el Ministerio de Energía y Minas, en los decretos supremos emitidos desde el año 2000, resultaban suficientes para conocer de forma certera qué concepto iba a representar el costo del gas natural en los Costos Marginales del sistema. Sin embargo, con el DS 031, ello no ha quedado definido, requiriendo por tanto la modificación del PR-31, a fin de completar la regulación que reemplazará a la declarada nula por la Sentencia;

Que, siguiendo el procedimiento establecido, mediante carta COES/D-096-2021 del 04 de febrero de 2021, el COES remitió a Osinermin la propuesta de modificación del PR-31, la cual incluye la modificación de la metodología y criterios para la formación de los costos variables de las centrales/unidades térmicas que utilizan Gas Natural como combustible para la generación de electricidad. En este sentido, de conformidad con el

literal a) del artículo 2.2 del DS-031, mediante Oficio N° 285-2021-GRT del 25 de febrero de 2021, se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-31, y se le otorgó un plazo para subsanar las mismas hasta el 08 de marzo de 2021. En el plazo otorgado, el COES remitió a Osinergmin la respuesta a las observaciones, mediante la carta COES/D-178-2021;

Que, con Resolución N° 052-2021-OS/CD publicada el 23 de marzo de 2021, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que aprueba la modificación del PR-31, de conformidad con lo establecido en el literal e) del artículo 2.2 del DS-031, en el artículo 14 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, y en el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, en la citada Resolución N° 052-2021-OS/CD se otorgó un plazo hasta el 05 de abril de 2021, a fin de que los interesados remitan sus opiniones y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas;

Que, los comentarios presentados oportunamente por las empresas: Empresa de Generación Eléctrica de Junín S.A.C., Engie Energía Perú S.A., Aris Industrial S.A., Sociedad Nacional de Industrias, Cerámica San Lorenzo S.A.C., Asociación Tarifa Justa y Bienestar Social, Subcomité de Usuarios Libres del COES, Termochilca S.A., Statkraft Perú S.A., Fénix Power Perú S.A., Intelfin Estudios y Consultoría S.A.C., Corporación Aceros Arequipa S.A., Gas Natural de Lima y Callao S.A., Kallpa Generación S.A., Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (Comité Minero), Luz del Sur S.A.A, Coordinadora General de los Pueblos Unidos de Lima Callao Provincias del Perú – COGEPULCP PERU, Compañía Eléctrica El Platanal S.A., Enel Generación Perú S.A.A., Asociación Peruana de Energías Renovables - SPR, Federación Nacional de Fonovistas del Perú – FENAF, Empresa de Generación San Gabán S.A. y Mypes Unidas del Perú; por los ciudadanos peruanos Andrés Tello Velazco y Luis Espinoza Quiñones, han sido analizados en el Informe Técnico N° 278-2021-GRT e Informe Legal N° 279-2021-GRT, habiéndose acogido aquellos que contribuyen con el objetivo del procedimiento técnico, correspondiendo la aprobación final del procedimiento;

Que, la modificación del PR-31 aprobada, mediante la cual se establece la nueva regulación sobre los costos del gas natural para la generación eléctrica, en sujeción al Decreto Supremo N° 031-2020-EM, emitido atendiendo a lo ordenado por el Poder Judicial, será remitida al Ministerio de Justicia y Derechos Humanos (como parte de la representación procesal en el caso judicial) con copia al Ministerio de Energía y Minas (como entidad que refrendó el Decreto Supremo N° 043-2017-EM, declarado nulo en el caso judicial), para los fines pertinentes;

Que, frente a la nueva regulación del PR-31, en cuanto al tratamiento de los costos del gas natural para la formación de los Costos Marginales del sistema, el Ministerio de Energía y Minas, como ente rector del sector y en tanto siempre ha contado con la competencia, podrá emitir disposiciones complementarias respecto del DS-031 que considere concordantes con su política sectorial. En ese caso, el PR-31 deberá sujetarse de igual modo a las normas que integrarán el ordenamiento jurídico vigente;

Que, en ese sentido, se han emitido el Informe Técnico N° 278-2021-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N° 279-2021-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332; 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 la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de OSINERGMIN en su Sesión N° 17-2021.

#### SE RESUELVE

**Artículo 1°.-** Modificar el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación", aprobado mediante Resolución N° 156-2016-OS/CD y modificado con Resoluciones N° 201-2017-OS/CD y N° 193-2018-OS/CD, conforme a lo consignado en el Anexo de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** Disponer que la primera presentación de información a que se refiere el Anexo 3 del PR-31 modificado, deberá remitirse al COES hasta el 20 de junio de 2021 y tendrá efectos dentro del cálculo a cargo de dicha entidad a partir del 01 de julio de 2021.

**Artículo 3°.-** Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, conjuntamente con el Informe Técnico N° 278-2021-GRT y el Informe Legal N° 279-2021-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, en el portal de internet de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2021.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente Resolución.

**Artículo 4°.-** Disponer la notificación de la presente resolución a la Procuraduría Pública Especializada en materia constitucional del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, y al Ministerio de Energía y Minas, para los fines pertinentes dentro del ámbito de sus competencias.

JAIME MENDOZA GACON  
Presidente del Consejo Directivo

#### ANEXO

#### **Modificaciones del Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación", aprobado mediante Resolución N° 156-2016-OS/CD y modificado con Resoluciones N° 201-2017-OS/CD y N° 193-2018-OS/CD**

##### **1. Modificación del numeral 2 (BASE LEGAL)** Modificar el numeral 2 conforme a lo siguiente:

##### **"2. BASE LEGAL**

*El presente Procedimiento Técnico se rige por las siguientes normas 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 (COES).*

*2.5 Decreto Supremo N° 026-2016-EM.- Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento del MME).*

*2.6 Decreto Supremo N° 031-2020-EM.- Disposiciones para la Determinación del precio del gas natural para generación eléctrica."*

##### **2. Modificación del numeral 6.2.1.2.1**

Modificar el numeral 6.2.1.2.1, respecto a la definición del término "ctc" conforme a lo siguiente:

##### **"6.2.1.2.1 Costo de combustible líquido (cc)** (...)

*ctc* : Costo de transporte del combustible (S//I o USD//I).

(...)"

##### **3. Modificación del numeral 6.2.1.2.2**

Modificar el numeral 6.2.1.2.2, respecto a la definición del término "cts", conforme a lo siguiente:

**“6.2.1.2.2 Costo de combustible sólido (cc.)**

(...)

cts : Costos de fletes marítimos y seguros (S/ /kg o USD/kg)

(...).”

**4. Modificación del numeral 6.2.1.2.3**

Modificar el numeral 6.2.1.2.3, conforme a lo siguiente:

**“6.2.1.2.3 Costo de combustible gaseoso (ccg)**

Calculado con la información proporcionada según Anexo 3, con la fórmula 7

$$cc_g = ps + pt + pd \dots \dots \dots (7)$$

Dónde:

- cc<sub>g</sub> : Costo de combustible gaseoso (S/GJ o USD/GJ)
- ps : Precio unitario del suministro de combustible (S/GJ o USD/GJ)
- pt : Precio unitario por transporte de combustible (S/GJ o USD/GJ)
- pd : Precio unitario por distribución de combustible (S/GJ o USD/GJ)

El valor de ccg será el precio del gas natural puesto en la central, conforme lo dispuesto en el Anexo 3 del presente Procedimiento, referido al poder calorífico inferior.”

**5. Modificación del Anexo 3 del PR-31 vigente**

Modificar el Anexo 3, conforme a lo siguiente:

**“ANEXO 3**

**SOBRE LA INFORMACIÓN A SER ENTREGADA AL COES POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES TERMOELÉCTRICOS QUE UTILIZAN COMBUSTIBLES GASEOSOS**

**1. GENERALIDADES**

1.1. Los Generadores que utilizan combustibles gaseosos, a excepción de las centrales termoeléctricas RER, entregarán mensualmente al COES la información a la que se refiere el Anexo 3 y el Formato 3, que forman parte integrante del presente procedimiento. El Formato 3 se encuentra disponible en el portal internet del COES.

1.2. Para tal efecto, los Participantes Generadores realizarán los cálculos para determinar la información antes referida según lo señalado en el numeral 2 del presente Anexo. Asimismo, entregarán obligatoriamente un informe sustentatorio, en medio digital, conforme al numeral 2.5.

1.3. Los precios unitarios a los que se refiere la fórmula (7) del presente procedimiento, serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

**2. INFORMACIÓN A SER DETERMINADA O CALCULADA POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES TERMOELÉCTRICOS**

La información a ser determinada y presentada en la oportunidad indicada en el numeral 4 del presente anexo por los Participantes Generadores termoeléctricos, es la siguiente:

2.1. El Precio unitario por suministro del combustible gaseoso expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), referido al poder calorífico superior, deberá corresponder al cociente del monto del pago por la energía consumida o la energía equivalente al volumen autorizado por el proveedor entre la cantidad de la misma energía según corresponda, de acuerdo a lo indicado en el comprobante de pago emitido por el (los) proveedor(es).

Sólo cuando se presente más de un comprobante de pago en los que se registre energía consumida, el

precio unitario por suministro es determinada mediante la fórmula 14 siguiente:

$$ps = \frac{ps1x ec1 + ps2 x ec2 + \dots + psN x ecN}{ec1 + ec2 + \dots + ecN} \dots \dots (14)$$

Donde:

- ps : Precio unitario del suministro de combustible (S/GJ o USD/GJ)
- ps1, Ps2, ..., psN : Precio unitario del suministro de combustible de cada comprobante de pago (S/GJ o USD/GJ)
- ec1, ec2, ..., ecN : Cantidad de energía consumida o de energía equivalente al volumen autorizado por el proveedor e indicado en cada comprobante de pago (GJ)

En el caso que la energía consumida sea cero (0), se mantendrá como precio unitario por suministro el último valor del mes que registró consumo de combustible.

Para la determinación de precio unitario por suministro de combustible, no se deberá considerar la información contenida en los comprobantes de pago, referidas a cláusulas Take or Pay.

2.2. Precio unitario por servicio de transporte del combustible gaseoso, expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), referido al poder calorífico superior:

- En caso no existan volúmenes transportados en la modalidad de servicio interrumpible, corresponderá a la Tarifa Firme de Transporte, expresado en USD/GJ.

- En caso existan volúmenes transportados en la modalidad de servicio interrumpible, será aplicable la fórmula siguiente:

$$pt = \frac{TA x CRD x \frac{365}{12} + \frac{TA}{FU} x V_{int} + CMS}{(CRD x \frac{365}{12} + V_{int} + VMS) * PCS} \dots (15)$$

$$CMS = \sum [T_n x VMS_n] \dots (15a)$$

$$VMS = \sum [VMS_n] \dots (15b)$$

Donde:

- pt : Precio unitario del transporte de combustible (S/GJ o USD/GJ)
- TA : Tarifa Aplicable por el servicio de transporte firme (USD/ m<sup>3</sup>), incluye el Factor de Descuento Aplicable (FDA), el Factor de Aplicación Tarifaria (FAT) u otros de aplicación en el servicio de transporte
- CRD : Capacidad Reservada Diaria contratada con el transportista (m<sup>3</sup>/d)
- V<sub>int</sub> : Volumen mensual en modalidad interrumpible (m<sup>3</sup>)
- PCS : Poder Calorífico Superior en el servicio de Transporte (GJ/m<sup>3</sup>)
- FU : Factor de Uso de la capacidad de transporte
- CMS : Costos por las compras de capacidad de transporte en el Mercado Secundario, valorizados a la Tarifa (T<sub>n</sub>) y Volumen (VMS<sub>n</sub>) de la operación “n” en el Mercado Secundario (USD). El valor de T<sub>n</sub> no debe superar el valor de TA
- VMS : Capacidades de transporte compradas en la operación “n” en el Mercado Secundario (m<sup>3</sup>)

Para la aplicación del Volumen Interrumpible ( $V_{int}$ ) de la fórmula 15, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Si  $V_s > CRD * ND$ , entonces  $V_{int} = V_s - CRD * ND$
- Si  $V_s < CRD * ND$ , entonces  $V_{int} = 0$

Donde:

- ND : Número de días del mes
- $V_s$  : Volumen transportado de gas natural total mensual corregido a condiciones estándar y medido por el transportista ( $m^3$ )

En caso el generador solo cuente con el tipo de servicio interrumpible y no se haya registrado consumo, se mantendrá como precio unitario el último valor del mes que utilizó dicho servicio de transporte de combustible.

2.3. Precio unitario por servicio de distribución del combustible gaseoso, expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), referido al poder calorífico superior. Deberá corresponder a la aplicación de la fórmula siguiente:

$$pd = \frac{(MCF+MDF)*CC*FCC+(MDV+MCV)*V_{int}+MDCL*Vs}{PCS*[CC*ND+V_{int}]} \dots (16)$$

Donde:

- pd : Precio unitario de distribución del combustible (S/GJ o USD/GJ)
- MCF : Margen de Comercialización Fijo aplicado por el distribuidor USD/( $m^3/d$ )-mes
- MDF : Margen de Distribución Fijo aplicado por el distribuidor USD/( $m^3/d$ )-mes
- MDV : Margen de Distribución Variable aplicado por el distribuidor USD/ $m^3$
- MCV : Margen de Comercialización Variable aplicado por el distribuidor USD/ $m^3$
- MDCL : Margen de Distribución por GNC o GNL (USD/ $m^3$ )
- CC : Capacidad Contratada Diaria (CC o CCD) contratada con el distribuidor ( $m^3/d$ ). Para el caso de un generador ubicado en Ica y durante la vigencia de la Resolución N° 286-2015-OS/CD, el valor de CC será igual al valor de Volumen Mínimo Diario (VMD), consignado en el comprobante de pago emitido por el concesionario de Ica
- $V_{int}$  : Volumen mensual interrumpible o variable entregado por el distribuidor ( $Sm^3$ )
- $V_s$  : Volumen de gas natural consumido y corregido a condiciones estándar ( $Sm^3$ )
- PCS : Poder Calorífico Superior en el servicio de Distribución (GJ/ $m^3$ )
- ND : Número de días del mes. Para el caso de un generador ubicado en Ica y durante la vigencia de la Resolución N° 286-2015-OS/CD, ND será igual a 0
- CRD : Capacidad Reservada Diaria contratada con el Transportista ( $m^3/d$ )
- FCC : Factor de Ajuste de la Capacidad Contratada respecto a la CRD en el sistema de transporte del Transportista.

Donde:

$$FCC = 1 / (CC/CRD)$$

- Si CC/CRD es mayor a 1 o el generador no cuenta con Capacidad Reservada Diaria (CRD) de transporte o no cuenta con Capacidad Contratada Diaria (CC o CCD) de distribución, entonces FCC = 1,0
- Para el caso de un generador ubicado en Ica y durante la vigencia de la Resolución

N° 286-2015-OS/CD, entonces FCC = 1,0

Para la aplicación del Volumen interrumpible ( $V_{int}$ ) se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Si  $(V_s - CC * ND) > 0$ , entonces  $V_{int} = V_s - CC * ND$
- Si  $(V_s - CC * ND) < 0$ , entonces  $V_{int} = 0$

- Para el caso de un generador ubicado en Ica y solo durante la vigencia de la Resolución N° 286-2015-OS/CD, el valor de  $V_{int}$  será igual a  $V_s$

En caso solo cuente con el tipo de servicio interrumpible y no se haya registrado consumo, se mantendrá como precio unitario el último valor del mes que utilizó dicho servicio de distribución de combustible.

En caso el Participante Generador cuenten con la aplicación del Mecanismo de Compensación regulado por el Decreto Supremo N° 035-2013-EM y/o sus modificatorias, el valor "pd" será igual a cero (0).

2.4. En los costos de suministro, transporte y distribución no deben incluir tributos.

2.5. El informe sustentatorio deberá incluir:

2.5.1. Todos los comprobantes de pago del mes anterior correspondientes al suministro, transporte y distribución, así como de las compras de capacidades de transporte en el Mercado Secundario.

2.5.2. La información sobre la calidad del combustible gaseoso referida al poder calorífico del combustible.

2.5.3. Los cálculos efectuados para la obtención de la información del Formato 3.

### 3. INFORMACIÓN A SER REVISADA Y EVALUADA POR EL COES

3.1. Información a ser revisada:

3.1.1. Revisar la información entregada en el plazo, definido en el numeral 4.1 del presente anexo.

3.2. Información a ser evaluada:

3.2.1. El precio unitario por suministro de combustible (ps), corresponde al precio unitario obtenido de la aplicación del numeral 2.1. del presente anexo.

3.2.2. El precio unitario por transporte de combustible (pt), corresponde al precio unitario obtenido de la aplicación del numeral 2.2. del presente anexo.

3.2.3. El precio unitario por distribución de combustible (pd), corresponde al precio unitario obtenido de la aplicación del numeral 2.3. del presente anexo.

### 4. MODO Y OPORTUNIDAD DE ENTREGA DE INFORMACIÓN POR PARTE DE LOS PARTICIPANTES GENERADORES TERMOELÉCTRICOS

4.1. Todos los componentes del costo de combustible gaseoso (ccg) determinados de acuerdo a lo establecido en el numeral 2 del presente Anexo, deberán ser entregados conforme al Formato 3 para cada central, por el medio que el COES establezca hasta el día 20 de cada mes. Dicha información corresponderá a la facturación efectuada por sus proveedores en el mes inmediato anterior.

4.2. Los Participantes Generadores termoeléctricos que tuviesen proyectado incorporar al SEIN nuevas Centrales o Unidades de Generación, presentarán la información correspondiente al precio del combustible según el Formato 3 del presente anexo en la oportunidad de su solicitud de operación comercial. De no efectuarlo, se aplicará como precio de combustible, el mayor precio del combustible gaseoso definido por el Osinergmin para efectos tarifarios considerando el (100/90) % de la tarifa de transporte y distribución, expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), referido al Poder Calorífico Inferior, hasta que la información sea presentada y revisada.

**5. DETERMINACIÓN POR PARTE DEL COES DE LOS COSTOS VARIABLES**

5.1. Basado en el Formato 3 y el informe sustentatorio remitidos por el Participante Generador, el COES revisará y evaluará la consistencia de los cálculos en un plazo de cinco (05) días calendarios. En caso existan observaciones, el Participante Generador tendrá tres (03) días calendarios desde la comunicación de la observación para absolverla.

En los casos que los Participantes Generadores termoelectrónicos no presenten la información indicada en los numerales 1.1 y 1.2, en la forma y oportunidad establecida en el presente Anexo o no subsanen las observaciones en el plazo indicado, no se actualizará el costo de combustible por lo que se mantendrá el valor vigente del mes anterior.

5.2. De no haber observaciones o subsanadas éstas en el plazo indicado en el numeral anterior, el COES

actualizará el costo de combustible gaseoso, conforme al numeral 6.2.1.2.3 del presente procedimiento. Para referenciar al poder calorífico inferior cada componente de precio unitario por suministro, transporte y distribución, se utilizará el valor poder calorífico superior informado por el (los) proveedor (es) en el (los) correspondiente(s) comprobante(s) de pago, de no encontrarse dicha información en el (los) comprobante(s) de pago deberá utilizar el reporte mensual de calidad de combustible entregado por el (los) proveedor (es) de combustible, que forman parte del Formato 3 y como valor del poder calorífico inferior al aprobado en el último EPEyR efectuado a cualquier Unidad de Generación o modo de operación de la Central Termoeléctrica.

Finalmente, se determinará el CVC expresado en \$ / kWh, conforme a la fórmula 3 del presente procedimiento, multiplicando el costo de combustible gaseoso con el Cec. Este valor entrará en vigencia día uno (01) del mes siguiente.

**INSTRUCCIONES PARA EL LLENADO DEL FORMATO 3**

FORMATO 3 INFORMACIÓN DE PRECIOS, COSTOS Y CALIDAD DEL COMBUSTIBLE GASEOSO					
<b>1.0 INFORMACIÓN GENERAL</b>					
1.1	Nombre de la empresa generadora				
1.2	Nombre de la central				
1.3	Tipo de combustible				
1.4	Fecha de suministro de información	dd/mm/aaaa			
1.5	Poder Calorífico Superior en el Suministro (PCS)		kJ/m <sup>3</sup>		Corresponde al promedio ponderado mensual del PCS entregado por el (los) proveedor(es) de combustible.
1.6	Poder Calorífico Superior en el servicio de Transporte (PCS)		kJ/m <sup>3</sup>		Corresponde al promedio mensual del PCS entregado por el (los) proveedor(es) de combustible.
1.7	Poder Calorífico Superior en el servicio de Distribución (PCS)		kJ/m <sup>3</sup>		Corresponde al promedio mensual del PCS entregado por el (los) proveedor(es) de combustible.
<b>2.0 INFORMACIÓN COMPROBANTE DE PAGO POR SUMINISTRO</b>					
2.1	Central(es) termoelectrificadas suministradas				Corresponde a todas las centrales termoelectrificadas que estén incluidas dentro de un mismo comprobante de pago por suministro.
2.2	Nombre del proveedor por suministro				
2.3	Identificación del comprobante de pago				
2.4	Mes de facturación				
2.5	Precio Base Ajustado		USD/GJ		Según corresponda.
2.6	Factor A: Por Cantidad Diaria Contractual				Según corresponda.
2.7	Factor B: Por Take or Pay				Según corresponda.
2.8	Factor por descuento (contrato)				Según corresponda.
2.9	Energía consumida o energía equivalente al volumen autorizado por el proveedor		GJ		Para uso de generación eléctrica. Referido al Poder Calorífico Superior utilizando el ítem (1.5).
2.10	Pago realizado por la energía consumida o la energía equivalente al volumen autorizado por el proveedor		USD		Mostrado en el comprobante de pago. Pago realizado por la energía consumida o la energía equivalente al volumen autorizado por el proveedor para el uso de generación eléctrica.
2.11	Precio unitario por suministro de cada proveedor		USD/GJ		Corresponde a la suma del pago realizado en el ítem 2.10 entre la energía indicada en el ítem 2.9
2.12	Precio unitario por suministro de combustible		USD/GJ		Cuando se presente un solo comprobante de pago, corresponde al valor del ítem 2.11. Cuando se presente más de un comprobante de pago, corresponde al promedio ponderado de los precios unitarios ítem 2.11 en función de la energía consumida o energía equivalente al volumen autorizado por el proveedor del ítem 2.9 y aplicando el cálculo de la fórmula 14 del presente Procedimiento Técnico.
<b>3.0 INFORMACIÓN COMPROBANTE DE PAGO POR TRANSPORTE</b>					
3.1	Central(es) que utilizan el combustible transportado				Corresponde a todas las centrales térmicas que estén incluidas dentro de un mismo comprobante de pago por transporte.
3.2	Tipo de servicio contratado				Firme e Interrumpible
3.3	Nombre del proveedor de transporte				
3.4	Identificación del comprobante de pago				
3.5	Mes de facturación				
3.6	Tarifa Aplicable por el servicio de transporte firme (TA)		USD/m <sup>3</sup>		Determinado según TA=TRP*PPI*(FAT-1+FDA), con los valores de tarifa regulada de red principal (TRP), ajuste por PPI, FAT y FDA consignados en el resumen de facturación del transportista
3.7	Capacidad Reservada Diaria contratada con el transportista (CRD)		Sm <sup>3</sup> /d		Mostrado en el comprobante de pago.
3.8	Poder Calorífico Superior en el servicio de Transporte (PCS)		GJ/Sm <sup>3</sup>		Referido al Poder Calorífico Superior utilizando el ítem (1.6) en GJ/Sm <sup>3</sup>

FORMATO 3 INFORMACIÓN DE PRECIOS, COSTOS Y CALIDAD DEL COMBUSTIBLE GASEOSO				
3.9	Factor de Uso de la capacidad de transporte (FU)			Mostrado en el comprobante de pago.
3.10	Volumen transportado de gas natural corregido a condiciones estándar y medido por el transportista (Vs)	m <sup>3</sup>		Mostrado en el resumen o detalle de facturación adjunto al comprobante de pago y corresponde a la sumatoria de los volúmenes medidos diarios.
3.11	Número de días del mes (ND)	D		Número de días del mes facturado.
3.12	Volumen mensual entregado por el transportista en modalidad interrumpible (V <sub>int</sub> )	m <sup>3</sup>		Determinado, de acuerdo a lo siguiente: - Si Vs > CRD*ND, entonces V <sub>int</sub> = Vs - CRD*ND - Si Vs < CRD*ND, entonces V <sub>int</sub> = 0
3.13	Capacidad de transporte comprada en la operación "n" en el Mercado Secundario (VMS <sub>n</sub> )	m <sup>3</sup>		Mostrado en el comprobante de pago por la compra en el Mercado Secundario.
3.14	Tarifa resultante en la compra de capacidad de transporte en la operación "n" en el Mercado Secundario (T <sub>n</sub> )	USD/m <sup>3</sup>		Mostrado en el comprobante de pago por la compra en el Mercado Secundario. No debe superar el valor de TA del ítem 3.6
3.15	Costos por las compras de capacidad de transporte en el Mercado Secundario (CMS)	USD		Determinado según fórmula 15a del presente Procedimiento para una o más operaciones de compra de capacidad de transporte en el Mercado Secundario, para lo cual debe utilizar los ítem 3.13 y 3.14
3.16	Sumatoria de las capacidades de transporte de la operación de compra "n" en el Mercado Secundario (VMS)	m <sup>3</sup>		Determinado según fórmula 15b del presente Procedimiento para una o más operaciones de compra de capacidad de transporte en el Mercado Secundario, para lo cual debe utilizar el ítem 3.13
3.17	Precio unitario por transporte de combustible	USD/GJ		Corresponde al cálculo de la fórmula 15 del presente Procedimiento Técnico
<b>4.0</b>	<b>INFORMACIÓN COMPROBANTE DE PAGO POR DISTRIBUCIÓN</b>			
4.1	Central(es) que utilizan el combustible distribuido			
4.2	Tipo de servicio contratado			Firme e Interrumpible
4.3	Nombre del proveedor de distribución			
4.4	Identificación del comprobante de pago			
4.5	Mes de facturación			
4.6	Margen Comercialización Fijo (MCF)	USD/(m <sup>3</sup> /d)-mes		Mostrado en el comprobante de pago.
4.7	Margen de Distribución Fijo (MDF)	USD/(m <sup>3</sup> /d)-mes		Mostrado en el comprobante de pago.
4.8	Margen de Distribución Variable (MDV)	USD/m <sup>3</sup>		Mostrado en el comprobante de pago.
4.9	Margen de Comercialización Variable (MCV)	USD/m <sup>3</sup>		Mostrado en el comprobante de pago.
4.10	Margen de Distribución por GNC o GNL (MDCL)	USD/m <sup>3</sup>		Mostrado en el comprobante de pago.
4.11	Capacidad Contratada Diaria contratada con el distribuidor (CC o CCD)	m <sup>3</sup> /d		Mostrado en el comprobante de pago. Para el caso de un generador ubicado en Ica y durante la vigencia de la Resolución N° 286-2015-OS/CD, el valor de CC será igual al valor de Volumen Mínimo Diario (VMD), consignado en el comprobante de pago emitido por el concesionario de Ica
4.12	Volumen de gas natural consumido y corregido a condiciones estándar (Vs)	Sm <sup>3</sup>		Mostrado en el comprobante de pago.
4.13	Número de días del mes (ND)	d		Número de días del mes facturado
4.14	Volumen mensual interrumpible o variable entregado por el distribuidor (V <sub>int</sub> )	Sm <sup>3</sup>		Determinado, de acuerdo a lo siguiente: - Si (Vs - CC * ND) > 0, entonces V <sub>int</sub> = Vs - CC * ND - Si (Vs - CC * ND) < 0, entonces V <sub>int</sub> = 0 - Para el caso de un generador ubicado en Ica y solo durante la vigencia de la Resolución N° 286-2015-OS/CD, el valor de V <sub>int</sub> será igual a Vs
4.15	Poder Calorífico Superior (PCS)	GJ/m <sup>3</sup>		Referido al Poder Calorífico Superior utilizando el ítem 1.7 en GJ/Sm <sup>3</sup>
4.16	Capacidad Reservada Diaria contratada con el transportista (CRD)	sm <sup>3</sup> /d		Mostrado en el comprobante de pago del transportista
4.17	Factor de Ajuste de la Capacidad Contratada (FCC)			Ajuste del valor del ítem 4.11.
4.18	Precio unitario por distribución de combustible	USD/GJ		Corresponde al cálculo de la fórmula 16 del presente Procedimiento Técnico
<b>5.0</b>	<b>RESULTADOS PRECIO UNITARIO DEL COMBUSTIBLE GASEOSO</b>			
5.1	Precio unitario por suministro	USD/GJ		Corresponde al valor indicado en el ítem 2.12
5.2	Precio unitario por transporte	USD/GJ		Corresponde al valor indicado en el ítem 3.17
5.3	Precio unitario por distribución	USD/GJ		Corresponde al valor indicado en el ítem 4.18

## SOPORTE DE LA INFORMACIÓN

Partes del 1 al 4 Informe sustentatorio, según lo indicado en el numeral 2.5 del presente anexo.

.