

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 092-2015-OS/CD**

Lima, 12 de mayo de 2015

CONSIDERANDO

Que, la Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, estableció en el literal b) de su Artículo 13° estableció como función de interés público del COES el elaborar los procedimientos para la operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo; mientras que, en el literal g) del Artículo 14° se estableció, entre otros aspectos, las funciones operativas del COES con relación a la determinación y valorización de las transferencias de potencia y energía entre los Agentes integrantes del COES;

Que, mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (Reglamento COES), cuyo Artículo 5°, numeral 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 numeral 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 Sesión de Directorio del COES N° 99, se aprobó el Procedimiento N° 23 “Compensaciones al Sistema Principal de Transmisión”;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM/VME, se aprobó el Procedimiento N° 27 “Egresos por Compra de Potencia”, el Procedimiento N° 28 “Ingresos Garantizados por Potencia Firme”, el Procedimiento N° 29 “Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema” y el Procedimiento N° 30 “Valorización de las Transferencias de Potencia”;

Que, mediante Decreto Supremo N° 007-2015-EM, se aprobaron las precisiones para determinar la Máxima Demanda Mensual y la Demanda Coincidente a que se refieren los artículos 111, 112 y 137 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, se aprobó el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC” (en adelante “GLOSARIO”);

Que, el COES a través de la carta COES/D-586-2014 remitió la propuesta del nuevo Procedimiento Técnico COES PR-30 “Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión” y la modificación del “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC”, 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° 0904-2014-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 quince (15) días hábiles adicionales a solicitud del

COES, carta COES/D-680-2014. En este sentido, mediante la carta COES/D-737-2014, el COES subsanó dichas observaciones;

Que, mediante Resolución N°021-2015-OS/CD, se publicó el proyecto del nuevo Procedimiento Técnico COES PR-30 “Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión” y la modificación del “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC”, 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° 021-2015-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 Kallpa Generación S.A., Enersur S.A., Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A., Termochilca S.A.C., Statkraft Perú S.A. y Duke Energy Egenor S. en C. por A. han sido analizados en el Informe Técnico N° [305-2015-GART](#), 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, en ese sentido, se ha emitido el Informe Técnico N° [305-2015-GART](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N° [313-2015-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° 13-2015¹.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Aprobar el Procedimiento Técnico COES PR-30 “Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión” contenido en el Anexo 1 de la presente Resolución.

Artículo 2°.- Derogar el Procedimiento N° 23 “Compensaciones al Sistema Principal de Transmisión”, aprobado mediante Sesión de Directorio del COES N° 99.

Artículo 3°.- Derogar el Procedimiento N° 27 “Egresos por Compra de Potencia”, el Procedimiento N° 28 “Ingresos Garantizados por Potencia Firme”, el Procedimiento N° 29 “Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema” y el Procedimiento N° 30 “Valorización de las Transferencias de Potencia”, aprobados mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM/VME.

¹ Corregida mediante Fe de Erratas publicada en el diario oficial El Peruano, el 27 de mayo de 2015. El texto anterior era: “Sesión N° 12-2015”.

Artículo 4°.- Modificar el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, de acuerdo con lo dispuesto en el Anexo 2 de la presente Resolución.

Artículo 5°.- La presente resolución, así como los Anexo 1 y 2, deberán ser publicados en el diario oficial El Peruano y consignados, conjuntamente con el Informe Técnico N° [305-2015-GART](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N° [313-2015-GART](#) de la Coordinación Legal, ambos de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, en el portal de internet de Osinergmin: www2.osinergmin.gob.pe.

Artículo 6°.- La presente Resolución entrará en vigencia el 01 de junio de 2015.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

ANEXO 1

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-30
VALORIZACIÓN DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA Y COMPENSACIONES AL SISTEMA PRINCIPAL Y SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN		
Aprobado por Osinergmin, mediante Resolución N° 092-2015-OS/CD del 12 de mayo de 2015.		

1. OBJETIVO

Determinar mensualmente la Valorización de las Transferencias de Potencia entre Generadores Integrantes y las Compensaciones al Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Garantizado de Transmisión (SGT).

2. BASE LEGAL

El presente Procedimiento Técnico 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 (LCE).
- 2.3. Decreto Legislativo N° 1002 – Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
- 2.4. Decreto Supremo N° 009-93-EM - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE).
- 2.5. Decreto Supremo N°027-2008-EM - Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.
- 2.6. Decreto Supremo N°037-2006-EM - Reglamento de Cogeneración.
- 2.7. Decreto Supremo N° 022-2009-EM - Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.
- 2.8. Decreto Supremo N° 052-2007-EM - Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad.
- 2.9. Decreto Supremo N°12-2011-EM - Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- 2.10. Decreto Supremo N° 027-2007-EM – Reglamento de Transmisión
- 2.11. Estatuto del COES.

3. ALCANCE

Informe de Valorización de las Transferencias de Potencia (VTP) que incluye la Valorización de Transferencias de Potencia entre Generadores Integrantes y las Compensaciones al SPT y SGT por los conceptos de Peaje por Conexión, Peaje por Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado.

4. PERIODICIDAD

Mensual

5. RESPONSABILIDADES

- 5.1. Del COES

- 5.1.1. Emitir y publicar el informe VTP de acuerdo a lo establecido en el presente Procedimiento Técnico.
 - 5.1.2. Evaluar la información remitida por los Integrantes, y en caso de falta o que no cumpla con lo indicado en el presente procedimiento, emplear con carácter excepcional la mejor información disponible.
 - 5.1.3. Informar al Osinergmin sobre los incumplimientos de los Integrantes al presente Procedimiento, para el ejercicio de sus funciones de fiscalización previstas en la normativa vigente.
- 5.2. De los Generadores Integrantes
- 5.2.1. Remitir información de compromisos con sus clientes indicada en el numeral 5.2.1 del Procedimiento Técnico COES PR-10 “Valorización de las Transferencias de Energía Activa entre Integrantes del COES”, según los formatos y medios que éste establezca, a más tardar el quinto (5) día calendario del mes materia de valorización. La información que no sea remitida en dicho plazo será considerada como no presentada y no generará ningún efecto en la valorización en proceso.
 - 5.2.2. Remitir a más tardar el quinto (5) día calendario del mes materia de valorización, la información siguiente en los formatos que el COES establezca en su Portal de Internet:
 - a. Demanda Coincidente de los clientes.
 - b. Recaudación Real total mensual (en Nuevos Soles), por concepto de Peajes por Conexión (PCSPT) y de Peajes por Transmisión (PTSGT) desagregado por punto de suministro al cliente. Asimismo, se informarán las potencias con las cuales facturarán y sus precios.
 - c. Precio de Potencia en los Puntos de Suministro de los clientes (en Nuevos Soles/kW-mes).
 - d. Precio de Potencia en bornes de generación (en Nuevos Soles/kW-mes).
 - e. Consumo de los servicios auxiliares de sus Unidades de Generación, en el Intervalo de Punta del Mes.
 - 5.2.3. Remitir a más tardar a las 12:00 horas del segundo (2) día calendario del mes siguiente al de valorización, los registros de energía activa de sus Unidades de Generación medidos en bornes de generación en intervalos de quince minutos.
 - 5.2.4. Son responsables por la calidad y veracidad de la información remitida al COES.

6. PREMISAS

- 6.1. La Valorización mensual de la Transferencia de Potencia de cada Generador Integrante es igual a su Ingreso por Potencia menos su Egreso por Compra de Potencia.
- 6.2. La Demanda Coincidente de los clientes de cada Generador Integrante para el Intervalo de Punta del Mes (en kW), utilizada para determinar el Egreso por Compra de Potencia y las Compensaciones al SPT y SGT por los conceptos de Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión, será la registrada en sus Puntos de Suministro.
- 6.3. La Recaudación Real total mensual de cada Generador Integrante, por concepto de Peajes por Conexión y Peajes por Transmisión (en Nuevos Soles) cobrada a sus clientes, será determinada considerando el Peaje Unitario Total vigente establecido por Osinergmin.

- 6.4. El Precio de Potencia en bornes de generación y el Precio de Potencia en los Puntos de Suministro de los clientes (en Nuevos Soles/kW-mes) corresponderá al Precio de Potencia de Punta a Nivel de Generación vigente establecido por Osinergmin, sin incluir peajes. Dichos precios serán redondeados a dos decimales.
- 6.5. Si durante el mes materia de valorización se presentase variación del Precio de Potencia en bornes de generación, del Precio de Potencia en los Puntos de Suministro de los Clientes y/o del Peaje Unitario Total, por aplicación de factores de actualización que establezca Osinergmin, se utilizarán los valores promedio ponderado considerando para dichos efectos la cantidad de días de vigencia de cada uno de los citados precios o peajes.
- 6.6. El Precio de Potencia en los Puntos de Suministro y el Peaje Unitario Total en barras de Muy Alta Tensión, Alta Tensión y Media Tensión de los Sistemas Secundarios de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión, considerarán los factores de pérdidas medias determinados para cada Área de Demanda vigentes de acuerdo a lo dispuesto en la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" aprobada por Osinergmin o la que la sustituya.
- 6.7. El Peaje Unitario Total, así como los Montos por Peaje por Conexión, Peaje por Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado serán los establecidos en cada fijación de Precios en Barra que realiza Osinergmin.
- 6.8. Si una carga nueva se conecta o una carga se desconecta de manera permanente al sistema durante el mes, el Generador Integrante suministrador declarará como Demanda Coincidente del cliente, la demanda que resulte de multiplicar la demanda coincidente en el Intervalo de Punta del Mes del cliente por el número de días del mes que estuvo conectado al Sistema dividido entre el número total de días del mes.
- 6.9. En caso de cambio de un cliente de un suministrador a otro, dentro del mes materia de valorización, cada Generador Integrante suministrador declarará la Demanda Coincidente del cliente que le corresponde, la cual será determinada considerando lo siguiente:

$$P_j = PMD \cdot \sum_{i=1}^N \left(\frac{PC_{ji}}{\sum_{w=1}^{ngen} PC_{wi}} \cdot \frac{1}{N} \right)$$

Donde:

P_j : Demanda Coincidente del cliente correspondiente a cada suministrador j .

PMD : Demanda Coincidente del cliente en el Intervalo de Punta del Mes.

PC_{ji} : Potencia contratada por el suministrador j en el día i .

PC_{wi} : Potencia contratada por el suministrador w en el día i .

N : número de días del mes

$ngen$: número de suministradores del Cliente.

- 6.10. En caso de existir controversia entre dos o más Generadores Integrantes por el reconocimiento de la Demanda Coincidente de un cliente suministrado simultáneamente por ellos, se considerará provisionalmente la Demanda Coincidente que resulte de los retiros de energía activa determinados en la Valorización de las Transferencias de Energía Activa del mes materia en valorización, hasta que los Generadores Integrantes comuniquen al COES la solución definitiva de la controversia.

- 6.11. Para el caso de Generadores que cuenten con centrales de cogeneración calificada y cuyo Autoconsumo de Potencia sea suministrado por el mismo Generador, se deberá considerar lo siguiente:
- a. Para determinar los Egresos por Compra de Potencia se considerará la Demanda Coincidente del proceso productivo.
 - b. Para determinar las compensaciones mensuales por Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión se considerará la Demanda Coincidente del proceso productivo menos la Producción de la central cogeneradora en el Intervalo de Punta del Mes, en caso éste salga positivo.
- 6.12. La Potencia Efectiva y la Potencia Firme de cada Unidad de Generación utilizados para efectos del presente Procedimiento Técnico, corresponderá a los valores vigentes al último día calendario del mes materia de valorización. Para el caso de centrales hidráulicas, centrales de ciclo combinado, centrales de cogeneración calificada, centrales eólicas, centrales solares fotovoltaicas y centrales de generación adicional, se considerará como Unidad de Generación a toda la Central de Generación. Asimismo, para efectos de las Valorizaciones de Transferencias de Potencia, la Potencia Efectiva de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas será considerada con igual valor que su Potencia Firme sólo en el caso que no se haya establecido por la autoridad competente la forma de determinación de la referida Potencia Efectiva.
- 6.13. Los Costos Variables calculados a Potencia Efectiva, correspondientes al Intervalo de Punta del Mes, corresponderán a los utilizados por el COES para elaborar el Programa Diario de Operación de dicho día. Para el caso de Unidades de Generación que puedan operar con más de un combustible o modos de operación, el Costo Variable a considerarse en el presente Procedimiento corresponderá al modo de operación con el cual logre la mayor Potencia Efectiva.
- 6.14. Cuando se produce el inicio o conclusión de la Operación Comercial de Unidades de Generación en el COES durante un mes, los Ingresos Garantizados por Potencia Firme se determinarán de la siguiente manera:
- a. Se calcularán las Potencias Firmes Remunerables e Ingresos Garantizados por Potencia Firme considerando las Unidades de Generación en operación comercial antes y después de la(s) fecha(s) de ingreso(s) o retiro(s) de operación comercial de la(s) unidad(es), ambos casos con el mismo Intervalo de Punta del Mes.
 - b. El Ingreso Garantizado por Potencia Firme final de cada Unidad de Generación será el resultado de la suma de sus Ingresos Garantizados por Potencia Firme calculados anteriormente multiplicados por el número de días transcurridos antes y después de la(s) fecha(s) de ingreso(s) o retiro(s) de operación comercial de la(s) unidad(es) que les correspondan y dividido entre el número total de días del mes.
- 6.15. En caso exista compra/venta de Potencia Firme entre Generadores Integrantes o no integrantes del COES, estas no serán consideradas para la determinación del Ingreso Garantizado por Potencia Firme. Las compras/ventas de Potencia Firme deberán ser informadas al COES en el transcurso del mes en materia de valorización.
- 6.16. La Potencia Horaria real de cada Unidad de Generación, utilizada para la determinación del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema, considerará a toda aquella potencia que la unidad haya generado por orden del COES, excluyendo a aquella que haya sido solicitada por el titular de la Unidad de Generación.

- 6.17. Las Centrales de Reserva Fría de Generación, adjudicadas por PROINVERSIÓN, hasta el límite de la Potencia Efectiva Contratada, no serán consideradas en las Transferencias de Potencia del mes en valorización.
- 6.18. Si un Generador Integrante transfiere su título habilitante (concesión o autorización) a otro Generador Integrante, su tratamiento para efectos del presente Procedimiento será similar a lo indicado en el Procedimiento Técnico COES PR-10 "Valorización de las Transferencias de Energía Activa entre Generadores Integrantes del COES" o el que lo modifique o sustituya.
- 6.19. En caso que el COES u otro Generador Integrante observe, con el debido sustento técnico, la información suministrada por algún Generador Integrante en lo referente a la Demanda Coincidente de un cliente que es utilizada para la determinación del Informe VTP, el COES correrá traslado de la misma al Generador Integrante que proporcionó dicha información, a efectos que pueda corregir y/o sustentar la información presentada dentro del plazo que le otorgue el COES para cada caso, el cual no podrá ser superior a 24 horas. En caso el COES considere que la observación no ha sido subsanada, usará provisionalmente la información disponible. Posteriormente, el COES podrá efectuar los ajustes que correspondan en la siguiente valorización aplicando lo dispuesto en el numeral 6.21.
- 6.20. En el caso que un Generador Integrante no entregue la información indicada en el numeral 5.2.2 en el plazo señalado en el mismo numeral o ésta no se ajuste al Procedimiento, el COES usará provisionalmente, con carácter excepcional, la mejor información disponible, informando de ello a Osinergmin. Posteriormente, el COES podrá efectuar los ajustes que correspondan en la siguiente valorización.
- 6.21. Para efectos del ajuste mencionado en el numeral 6.20, la información faltante o corregida deberá ser presentada al COES por parte de los Generadores Integrantes, a más tardar el día 25 calendario del mes siguiente al de valorización, caso contrario, el criterio provisional empleado será definitivo.

7. INFORMACIÓN

7.1. Medios

La información requerida en el marco del presente Procedimiento, será remitida al COES mediante correo electrónico acreditado ante el COES y dedicada especialmente para este fin u otro medio electrónico establecido por el COES.

7.2. Información elaborada por el COES

El COES mantendrá actualizada en su Portal de Internet, la siguiente información:

7.2.1. La Potencia Firme de cada Unidad de Generación.

7.2.2. El Intervalo de Punta del Mes y la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación, la cual será publicada el segundo (2) día calendario del mes siguiente al de valorización.

8. PROCEDIMIENTO

- 8.1. El COES publicará en su Portal de Internet el informe preliminar de VTP en el octavo (08) día calendario del mes siguiente al de valorización, que contendrá la Valorización de Transferencias de Potencia entre Generadores Integrantes, descrita en el numeral 9 del presente Procedimiento; y las Compensaciones al SPT y SGT por los conceptos de Peaje por

Conexión, Peaje por Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado, descritas en el numeral 10 del presente Procedimiento.

- 8.2. Los Generadores Integrantes podrán presentar sus observaciones al Informe preliminar de VTP al COES hasta las 12:00 horas el décimo (10) día calendario del mes siguiente al de valorización, que si resulta en sábado, domingo o feriado nacional, se entenderá referido al primer día hábil siguiente.
- 8.3. El COES publicará el Informe VTP en su Portal de Internet, el décimo (10) día calendario del mes siguiente al de valorización.

En la misma fecha, el COES efectuará la notificación del referido Informe VTP adjuntando los cuadros de pagos respectivos, así como del respectivo enlace a su Portal de Internet. Para este efecto realizará la notificación vía correo electrónico a todos sus Integrantes. Esta notificación por correo electrónico se entiende efectuada al día hábil siguiente de remitido el referido correo a la dirección o direcciones que, según sus Estatutos, constan en su registro respectivo.

- 8.4. Las observaciones indicadas en el numeral 8.2 del presente Procedimiento que no hayan podido ser subsanadas en el Informe VTP, podrán ser resueltas e incluidas en el Informe VTP del mes siguiente.
- 8.5. Los pagos por Valorizaciones de Transferencias de Potencia y Compensaciones mensuales al SPT y SGT se harán efectivos dentro de los siete (7) días calendarios siguientes a la recepción de la factura, la cual será emitida luego de la notificación del Informe VTP por parte del COES.

9. COMPENSACIONES MENSUALES AL SPT Y SGT

Las compensaciones mensuales al SPT y SGT corresponderán a los Peajes por Conexión, Peajes por Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado. Dichos montos serán determinados conforme lo establezca Osinergmin en cada fijación de Precios en Barras.

Los montos mensuales que sean recaudados por cargos incorporados en el Peaje Unitario Total y que no pertenezcan a titulares SPT y SGT serán pagados a los respectivos destinatarios indicados en las resoluciones que establezca Osinergmin.

El Peaje por Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado para aquellos tramos que conforman la red de transmisión del SGT y que entren en operación comercial durante un determinado período tarifario vigente, deberá considerar el monto a percibir para el primer periodo de fijación anual que establezca Osinergmin, así como el periodo de recuperación que dicho organismo defina, para fines de valorización de transferencias:

9.1. Compensaciones Mensuales por Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión

Las compensaciones mensuales por Peaje por Conexión y Peajes por Transmisión serán pagadas, a todos aquellos destinatarios considerados en el Peaje Unitario Total, por los Generadores Integrantes en proporción directa a su Recaudación Total por Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión.

La Recaudación Total por Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión de cada Generador Integrante será igual al mayor de los siguientes valores:

- a. La suma del producto de la Demanda Coincidente de sus clientes por el Peaje Unitario Total.

b. La Recaudación Real Total Mensual por Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión informada por los Generadores Integrantes al COES con carácter de declaración jurada.

La Recaudación Total por Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión del Sistema es igual a la suma de las Recaudaciones Totales por Peaje por Conexión y Peaje de Transmisión de todos los Generadores Integrantes.

9.2. Compensaciones por Ingreso Tarifario Esperado

Las compensaciones mensuales por Ingreso Tarifario serán pagadas, a todos aquellos destinatarios considerados en el Ingreso Tarifario Esperado, por los Generadores Integrantes en proporción directa a sus Ingresos por Potencia.

9.3. Saldo por Peaje por Conexión

El Saldo por Peaje por Conexión de cada Generador Integrante, es igual a la diferencia entre la Recaudación Total por Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión de cada Generador Integrante menos la compensación mensual por el Peaje por Conexión y Peaje por Transmisión que le corresponde pagar.

10. VALORIZACIÓN DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Para cada Generador Integrante se determinará mensualmente su Saldo de Potencia Neto, el cual equivale al valor económico que resulte de su Ingreso por Potencia menos su Egreso por Compra de Potencia, determinado según los numerales 10.2 y 10.1, respectivamente.

Para determinar los pagos mensuales que debe efectuar cada Generador Integrante económicamente deficitario a los Generadores Integrantes económicamente excedentarios, se debe prorratear su Saldo de Potencia Neto en la proporción en que cada Generador Integrante económicamente excedentario participe en el saldo positivo total.

10.1. Egresos por Compra de Potencia

10.1.1. Se determina el Precio de Compra de Potencia en Puntos de Suministro. Dicho precio corresponde al producto del Precio de Potencia en los Puntos de Suministro de los clientes de cada Generador Integrante multiplicado por el complemento del factor de Incentivo a la Contratación. El complemento del factor por Incentivo a la Contratación es igual a uno (1) menos el factor por Incentivo a la Contratación.

10.1.2. El Egreso por Compra de Potencia de cada Generador Integrante será igual a la suma de los productos de la Demanda Coincidente de sus clientes por el Precio de Compra de Potencia en Puntos de Suministro, más su Saldo por Peaje por Conexión determinado en el numeral 9.3.

10.1.3. El Egreso mensual por Compra de Potencia al Sistema es igual a la suma de los Egresos mensuales por Compra de Potencia de todos los Generadores Integrantes.

10.1.4. El Ingreso mensual Disponible para el pago de Potencia es igual al Egreso mensual por Compra de Potencia al Sistema.

10.2. Ingresos por Potencia

El Ingreso por Potencia de un Generador Integrante es igual a la suma de su Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema y su Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.

10.3. Ingreso Garantizado por Potencia Firme Requerido por el Sistema

El monto mensual del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema será igual al Ingreso mensual Disponible para el Pago de Potencia multiplicado por el complemento del factor de Incentivo al Despacho, el cual equivale a uno (1) menos el factor por Incentivo al Despacho.

10.3.1. Potencia Firme Remunerable

- 10.3.1.1. Se determina la Potencia Efectiva Total, que es el resultado de la suma de las Potencias Efectivas de todas las Unidades de Generación.
- 10.3.1.2. Se calcula la Reserva como el producto de la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación y el Margen de Reserva.
- 10.3.1.3. Si la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación más la Reserva es mayor que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable de cada Unidad de generación es igual a su Potencia Firme.
- 10.3.1.4. Si la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación más la Reserva es menor o igual que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable de cada Unidad de Generación será determinada mediante el siguiente procedimiento:
 - a. Se determina el Factor de Reserva Firme:
 - a1. Se ubican las potencias efectivas de las Unidades de Generación en orden creciente de sus Costos Variables, calculados según el numeral 6.13 del presente Procedimiento.
 - a2. Se determina la Unidad de Generación cuya fracción de Potencia Efectiva colocada, acumulada a la Potencia Efectiva de las Unidades de Generación que la precedieron, iguala a la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación más la Reserva.
 - a3. Se determina la Potencia Firme Colocada como la suma de las Potencias Firmes de las Unidades de Generación cuyas Potencias Efectivas igualan la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación más la Reserva, considerando para la última Unidad de Generación, únicamente, su Potencia Firme equivalente a la fracción de la Potencia Efectiva Colocada por ella.
 - a4. El Factor de Reserva Firme es el cociente de la Potencia Firme Colocada y la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación.
 - b. Se determina la Potencia Disponible de cada Unidad de Generación como el cociente de su Potencia Firme, entre el Factor de Reserva Firme.
 - c. Se efectúa el despacho económico de potencia de las Unidades de Generación, mediante un único Flujo de Carga óptimo para el Intervalo de Punta del Mes, considerando:
 - c1. Todas las Unidades de Generación en servicio, con rangos de potencias activas generables entre cero (0) y sus Potencias Disponibles.
 - c2. Los Costos Variables de cada Unidad de Generación, calculados según el numeral 6.13 del presente Procedimiento, con las consideraciones indicadas en el numeral 10.3.3, cuando corresponda.
 - c3. Como demanda, la Demanda Coincidente de los Clientes y el consumo de los servicios auxiliares de las Unidades de Generación.

- c4. Configuración y Capacidad de Conexión de la red de transmisión correspondiente al Intervalo de Punta del Mes, para tal efecto únicamente se considerará la red completa de transmisión, es decir, no se considerarán desconexiones de instalaciones de transmisión por fallas o mantenimientos, ni cambios en la configuración asociadas a tales desconexiones. Asimismo la Capacidad de Conexión de la red de transmisión no considerará sobrecarga de la misma, ni configuraciones especiales y se deberán utilizar los mismos parámetros eléctricos utilizados para la elaboración de los programas de operación diarios.
- c5. De utilizarse un Flujo de Carga óptimo en AC se deberá considerar la potencia reactiva asociada a la Demanda Coincidente de los Clientes y a los consumos de servicios auxiliares de las Unidades de Generación. Asimismo, se considerarán los límites máximos de potencia reactiva de las Unidades generadoras y de los equipos de compensación reactiva dinámicos; disponibilidad plena de los equipos de compensación reactiva estático del sistema de transmisión, mantener la tensión nominal de operación en barras del SEIN.

Las potencias de cada Unidad de Generación resultantes del despacho económico de potencia se denominan Potencias Disponibles Despachadas.

- d. Si como resultado del despacho económico de potencia, se obtiene que al menos una de las potencias resultantes es igual a cero, se deberá recalcular el Factor de Reserva Firme.

Para el valor recalculado del Factor de Reserva Firme no se efectuará un nuevo despacho económico de potencia mediante un Flujo de Carga Óptimo.

El Factor de Reserva Firme recalculado será igual al factor de Reserva Firme anterior multiplicado por la sumatoria de las potencias resultantes dividido entre la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación.

- e. La Potencia Firme Remunerable de cada unidad es igual al producto de su Potencia Disponible Despachada y el Factor de Reserva Firme.

10.3.2. Ingreso Garantizado por Potencia Firme

- 10.3.2.1. Se determina el Precio de Potencia Garantizado en cada una de las barras en bornes de generación. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en bornes de generación, multiplicándolo por el Factor de Ajuste del Ingreso Garantizado. Inicialmente el Factor de Ajuste del Ingreso Garantizado será igual a uno (1), y posteriormente será evaluado según el numeral 10.3.2.3.
- 10.3.2.2. Se determina el Ingreso Garantizado Preliminar de cada Unidad de Generación, multiplicando el Precio de Potencia Garantizado por la Potencia Firme Remunerable de la Unidad de Generación. El Ingreso Garantizado Preliminar Total es igual a la suma de los Ingresos Garantizados Preliminares de todas las Unidades de Generación.
- 10.3.2.3. El Factor de Ajuste del Ingreso Garantizado será igual al cociente del monto mensual del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema, entre el Ingreso Garantizado Preliminar Total.
- 10.3.2.4. El Ingreso Garantizado de cada Unidad Generadora será igual al producto de su Ingreso Garantizado Preliminar por el Factor de Ajuste del Ingreso Garantizado.
- 10.3.2.5. El Ingreso Garantizado por Potencia Firme de cada Generador Integrante será igual a la suma de los Ingresos Garantizados de sus Unidades de Generación.

10.3.3. Incentivos a la Disponibilidad

10.3.3.1. En caso que alguna Unidad de Generación supere los valores referenciales máximos de indisponibilidad anual y/o mensual indicados en el Procedimiento Técnico del COES PR-25 “Factores de Indisponibilidades de las Unidades de Generación”, o el que lo modifique o reemplace, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada para la evaluación del mes siguiente con un Costo Variable igual al costo de racionamiento.

No se aplicará éste considerando para aquellas centrales de cogeneración calificadas que hayan operado con producción asociada de calor útil durante el mes en valorización.

10.3.3.2. En caso que alguna Unidad de Generación no cuente con las garantías de transporte eléctrico o de combustible, según lo establecido en el Procedimiento Técnico COES PR-25 “Factores de Indisponibilidades de las Unidades de Generación”, o el que lo modifique o reemplace, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en el mes siguiente con un Costo Variable igual al costo de racionamiento. Este incentivo será aplicable para la fracción de su potencia efectiva no garantizada.

No se aplicará éste considerando para aquellas centrales de cogeneración calificadas que hayan operado con producción asociada de calor útil durante el mes en valorización.

10.3.3.3. La Unidad de Generación que se encuentre en algunas de las situaciones descritas en 10.3.3.1 y/o 10.3.3.2, será objeto de un descuento en su Ingreso por Potencia que no podrá ser superior al 10% de la suma de sus Ingresos por Potencia de los doce meses previos al de valorización.

10.3.3.4. El descuento se determina en función de la magnitud del riesgo en que se coloca al sistema eléctrico, el cual será determinado tomando en cuenta el máximo racionamiento de potencia registrado en el mes, durante las Horas Punta del Sistema, considerando la siguiente fórmula:

$$D_i = D_{in} * PPB * \frac{P_{ri}}{MD}$$

$$\text{Considerando: } P_{ri} = D_{in} * \frac{P'_{ri}}{\sum P'_{ri}}$$

$$P'_{ri} = P_{di} - P_{gi}$$

Donde:

- D_i:** Descuento en los Ingresos por Potencia de la Unidad de Generación i
PPB: El Precio de Potencia en bornes de generación, sin peajes
P_{ri}: Potencia Restringida de la Unidad de Generación i
P'_{ri}: Pérdida de generación de cada Unidad de Generación i asociada a la D_{in}

D_{in}: La Máxima Demanda Insatisfecha del mes de evaluación

P_{di}: Potencia programada por la Unidad de Generación *i* en el último Programa Diario de Operación (PDO) en el periodo que ocurrió la *D_{in}*.

P_{gi}: Potencia generada por la Unidad de Generación *i* en el periodo que ocurrió la *D_{in}*

MD: Máxima Demanda Mensual a nivel de generación

Teniendo en cuenta la siguiente restricción:

$$D_i \leq 10\% \text{ IPI}$$

Donde:

IPI: Suma de los Ingresos por Potencia de la Unidad de Generación *i* de los doce meses previos al de valorización.

La sumatoria de todos los *D_i* determinados en el mes en evaluación será distribuida entre las demás Unidades Generadoras que no estén incluidas en las condiciones 10.3.3.1 u 10.3.3.2, en proporción a sus Potencias Firmes Remunerables del mes en evaluación.

10.4. Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema

El monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema es igual al Ingreso mensual Disponible para el pago de Potencia multiplicado por el factor de Incentivo al Despacho.

El monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual a la suma de los montos mensuales.

La distribución del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el sistema es de periodicidad anual, entre el 1 de mayo y el 30 de abril, siendo de carácter provisional las distribuciones mensuales de los Ingresos Adicionales, las que deberán ser ajustadas al momento de efectuar la liquidación anual.

A más tardar el 31 de mayo de cada año, se realizará un ajuste anual de tales Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el sistema al efectuar la liquidación del año anterior (mayo-abril).

10.4.1. Proyección de Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema

10.4.1.1. El COES determina antes del 30 de abril de cada año, las Potencias Horarias (PH_{kj}) previstas para cada unidad de generación *k*, en la hora *j*, para el período anual comprendido entre el 1 de mayo del año en curso y el 30 de abril del año siguiente, considerando las restricciones de las redes de transmisión. Se deberá emplear para tal fin modelos computacionales para el despacho de la generación que consideren un despacho de generación horario.

10.4.1.2. El COES determina antes del 30 de abril de cada año, los Factores de pérdidas marginales (FPB_{kj}) previstos para cada barra donde está ubicada cada unidad de generación *k* y para cada una de las horas *j* del período anual comprendido entre el 1 de mayo del año en curso y el 30 de abril del año siguiente.

10.4.1.3. EL COES determina antes del 30 de abril de cada año, los montos mensuales previstos de Ingreso Adicional por Potencia Generada en el sistema, para el

período anual comprendido entre el 1 de mayo del año en curso y el 30 de abril del año siguiente.

- 10.4.1.4. Finalizado un determinado mes, el COES calculará o recalculará el Monto Anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema (IAPG) como la suma de los montos mensuales correspondientes al período anual mayo-abril, considerando los montos reales de Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema para los meses transcurridos de dicho período y los montos previstos para los meses restantes. Este monto anual será considerado en la determinación de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada para cada Generador Integrante en el mes correspondiente.

10.4.2. Ingresos Adicionales por Potencia Generada Provisionales Mensuales

- 10.4.2.1. El Factor de Ingresos Horarios por Potencia (FIHP_k) de cada Unidad de Generación k, para el período anual comprendido entre el 1 de mayo de un año determinado y el 30 de abril del año siguiente, se calcula de la siguiente manera:

$$FIHP_k = \sum_{j=1}^N [PH_{kj} * FPB_{kj} * FDHPP_j] \quad k = 1, 2, \dots, N_G$$

Donde:

PH_{kj}: Potencia Horaria⁽¹⁾ de la Unidad de Generación k, para la hora j.

FPB_{kj}: Factor de pérdidas marginales⁽¹⁾ de la barra de la Unidad de Generación k, en la hora j.

FDHPP_j: Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia para la hora j.

N: Número de horas del período anual comprendido entre el 1 de mayo del año considerado y el 30 de abril del año siguiente.

N_G: Número de Unidades de Generación del Sistema.

⁽¹⁾ En todos los casos, se utilizarán los valores ejecutados de todos los parámetros incluidos en los cálculos para los meses transcurridos del período anual mayo-abril. Se utilizarán valores previstos para los meses restantes de dicho período, solamente, cuando sea manifiestamente imposible obtener los valores ejecutados.

- 10.4.2.2. El Factor Constante del Precio Horario de Potencia (FCPHP) para el período anual en evaluación se calcula como:

$$FCPHP = \frac{IAPG}{\sum_{k=1}^{N_G} FIHP_k}$$

Donde:

IAPG: Monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada calculado de acuerdo al numeral 10.4.1.4.

FIHP_k: Factor de Ingresos Horarios de Potencia para la Unidad de Generación k.

- 10.4.2.3. El Precio Horario de Potencia (PHP_{kj}) en las barras de la Unidad de Generación k, en la hora j, se calcula como:

$$PHP_{kj} = FCPHP * FPB_{kj} * FDHPP_j \quad \begin{matrix} k = 1, 2, \dots, N_G \\ j = 1, 2, \dots, N \end{matrix}$$

- 10.4.2.4. El Ingreso Adicional Horario (IAH_{kj}) de cada Unidad de Generación k, en la hora j, se calcula como:

$$IAH_{kj} = PH_{kj} * PHP_{kj}$$

- 10.4.2.5. El Ingreso Adicional por Potencia Generada (IAPGM_k) de cada Unidad de Generación k, para el mes en evaluación, se calcula como:

$$IAPGM_k = \sum_{j=1}^{NHM} IAH_{kj}$$

Donde:

NHM: Número de horas del mes en evaluación.

- 10.4.2.6. El Ingreso Adicional por Potencia Generada (IAPGM_e) del Generador Integrante e, para el mes en evaluación, se calcula como:

$$IAPGM_e = \sum_{k=1}^{N_e} IAPGM_k$$

Donde:

N_e: Número de Unidades de Generación del Generador Integrante e.

Los numerales 10.4.2.1 a 10.4.2.6 se evalúan mensualmente. Para el cálculo provisional del Ingresos Adicionales por Potencia Generada de cada Generador Integrante, se considerará el valor resultante de la multiplicación del IAPGM_e de cada Generador Integrante por el factor resultante del cociente del ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema del mes de evaluación entre la suma de las IAPGM_e del mes de todos Generadores Integrantes.

10.4.3. Liquidación Anual de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada

- 10.4.3.1. El COES evalúa nuevamente los puntos 10.4.2.1 a 10.4.2.6 para cada mes del período mayo-abril inmediato anterior, considerando en todos los casos, valores ejecutados para todos los parámetros. Esto dará como resultado los Ingresos Adicionales por Potencia Generada (IAPGM_e) reales del Generador Integrante y, para cada uno de los doce (12) meses de dicho período.
- 10.4.3.2. Para cada Generador Integrante, se evalúa la diferencia entre la sumatoria de los montos mensuales provisionales del Ingreso Adicional por Potencia Generada (calculados según 10.4.2) y pagados durante los doce (12) meses del período mayo-abril inmediato anterior; y, la sumatoria de los montos reales mensuales del Ingreso Adicional por Potencia Generada, calculados en el numeral anterior, para los doce (12) meses del mismo período. Los Generadores Integrantes con saldos positivos (Di) se constituirán en deudores

y los Generadores Integrantes con saldos negativos (A_j) se constituirán en acreedores.

- 10.4.3.3. Los Generadores Integrantes deudores deberán transferir a los acreedores, antes del 31 de mayo de cada año, los montos recibidos en exceso durante el período mayo-abril inmediato anterior. Esta Transferencia (T_{ij}) del Generador Integrante deudor i al acreedor j , se calcula como:

$$T_{ij} = \frac{D_i}{\sum D_i} A_j$$

Donde:

D_i : Saldo del Generador Integrante deudor i .

$\sum D_i$: Total de saldos deudores.

A_j : Saldo del Generador Integrante acreedor j .

10.5. Recálculo

- 10.5.1. El Saldo de Potencia Neto determinado mensualmente para cada Generador Integrante, considera los montos mensuales provisionales del Ingreso Adicional por Potencia Generada (IAPGMe), calculados de acuerdo al numeral 10.4.2.

Realizada la liquidación anual de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada de acuerdo al numeral 10.4.3 se lleva a cabo un recálculo de los Saldos de Potencia Netos mensuales con la consiguiente liquidación anual de la Valorización de Transferencias de Potencia, la que tendrá lugar a más tardar el 31 de mayo de cada año.

ANEXO 2

**MODIFICACIÓN DEL GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y DEFINICIONES UTILIZADAS EN LOS
PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DEL COES-SINAC**

1. Modificación de la definición de Demanda Coincidente del GLOSARIO, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME:

Demanda Coincidente: Demanda de potencia de los Usuarios Libres y Distribuidores correspondiente a cada Generador Suministrador, en los Puntos de Suministro, durante el Intervalo de Punta del Mes.

2. Incorporar la definición de Informe VTP al GLOSARIO, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME:

Informe VTP: Informe emitido por el COES, que contiene el detalle de las valorizaciones de transferencias de potencia y las compensaciones al Sistema Principal de Transmisión y Sistema Garantizado de Transmisión por los conceptos de Peaje por Conexión, Peaje por Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado.

3. Modificación de la definición de Intervalo de Punta del Mes del GLOSARIO, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME:

Intervalo de Punta del Mes: Intervalo de 15 minutos en que se produce la Máxima Demanda Mensual registrada a nivel de generación en Horas de Punta definidas por el Ministerio de Energía y Minas, en aplicación del literal e) del Artículo 110º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

4. Incorporar la definición de Peaje Unitario Total al GLOSARIO, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME:

Peaje Unitario Total: Suma del Cargo de Peaje por Conexión Unitario (PCSPT) y del Cargo de Peaje por Transmisión Unitario (PTSPT), ambos fijados por Osinergmin.

5. Modificación de la definición de Punto de Suministro del GLOSARIO, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME:

Punto de Suministro: Punto de entrega pactado en el contrato respectivo, de acuerdo al marco legal correspondiente.