

jueves 31 de marzo de 2011



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

**RESOLUCIÓN OSINERGMIN
Nº 050-2011-OS/CD**

**Modificación de la Norma “Tarifas
y Compensaciones para Sistemas
Secundarios de Transmisión y Sistemas
Complementarios de Transmisión”
(Aprobada con Resolución
OSINERGMIN
Nº 0023-2008-OS/CD)**

NORMAS LEGALES

SEPARATA ESPECIAL

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 050-2011-OS/CD**

Lima, 29 de enero de 2011

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 23 de julio del año 2006, se publicó la Ley Nº 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (en adelante "Ley Nº 28832"), la cual tiene como objetivo, entre otros, el de perfeccionar el marco legal para la regulación de los sistemas de transmisión eléctrica establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada mediante el Decreto Ley Nº 25844;

Que, el 17 de mayo de 2007, se expidió el Decreto Supremo Nº 027-2007-EM, con el cual se aprobó el Reglamento de Transmisión; y se modificaron los Artículos 127º, 128º y 139º, se complementó el Artículo 135º y se derogaron los Artículos 132º y 138º, del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM (en adelante "Reglamento LCE"). Con ello, se reglamentó la Ley Nº 28832 en lo referente a la transmisión eléctrica y se armonizó el Reglamento LCE con lo dispuesto en la citada Ley Nº 28832;

Que, con Resolución OSINERGMIN Nº 0023-2008-OS/CD se aprobó la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" (en adelante "Norma Tarifas"), mediante la cual se establecieron los criterios y metodología para la determinación de los Peajes y Compensaciones por el servicio de transmisión de los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante "SST") y Sistemas Complementarios de Transmisión (en adelante "SCT");

Que, posteriormente, los Decretos Supremos Nº 010-2009-EM y Nº 021-2009-EM, entre otros aspectos, modificaron y complementaron el Artículo 139º del Reglamento LCE, en lo referente a la determinación del Costo Medio Anual de los SCT, de la Liquidación Anual de Ingresos por las instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, así como a la inclusión en el procedimiento de regulación de los SST y SCT de una etapa previa de aprobación de los Planes de Inversión en Transmisión;

Que, asimismo, como producto del último proceso regulatorio de SST y SCT, ha quedado evidenciada la necesidad de realizar otras precisiones y mejoras a la Norma Tarifas, con relación a la proyección de la demanda eléctrica y el cálculo del Costo Medio Anual por Área de Demanda y Titular que la conforma;

Que, por lo señalado en los considerandos anteriores, resulta necesario adecuar la Norma Tarifa a dichas modificaciones y, además, establecer con mayor precisión la etapa de aprobación de los Planes de Inversión en Transmisión y la de determinación de las Tarifas y Compensaciones por el servicio prestado a través de los SST y/o SCT, así como precisar la metodología a seguirse para la proyección de la demanda eléctrica a fin de utilizar de manera eficiente las herramientas de cálculo desarrolladas para la fijación de las Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT vigentes para el período del 01 de noviembre 2009 al 30 de abril de 2013;

Que, en cumplimiento del Artículo 25º del Reglamento General del OSINERGMIN, mediante Resolución OSINERGMIN Nº 030-2011-OS/CD, publicada el 20 de febrero de 2011, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que modifica la Norma Tarifas, contribuyendo de ese modo a garantizar la transparencia, cognoscibilidad y predictibilidad de las acciones que el organismo regulador adopte en el cumplimiento de sus funciones;

Que, los comentarios y sugerencias presentados al proyecto de norma publicado, han sido analizados en el Informe Nº 0112-2011-GART de la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la GART y Nº 0114-2011-GART e Informe Informes Nº 0114-2011-GART de la Asesoría

Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN, de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, acogiéndose aquellos que contribuyen con el objetivo de la norma;

Que, como producto de una de las opiniones y sugerencias a las que se refiere el considerando anterior, se ha visto procedente que excepcionalmente y por única vez se permita a los Titulares justificar técnica y económicamente, como parte del estudio que sustente la propuesta del nuevo Plan de Inversiones para el período 2013-2017, las instalaciones que sin estar consideradas en el Plan de Inversiones aprobado para el período 2009-2013 fueron puestas en operación comercial para atender el surgimiento de significativas demandas no previstas durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones vigente, a fin de que OSINERGMIN evalúe la procedencia de su inclusión en el cálculo del Peaje a partir de la siguiente fijación de Tarifas y Compensaciones de SST y SCT;

Que, a raíz de otra de las opiniones y sugerencias, resulta conveniente que una nueva versión de la Norma Tarifas sustituya integralmente la anterior aprobada mediante Resolución OSINERGMIN Nº 0023-2008-OS/CD, a efectos de contar con un documento integralmente actualizado que facilite su aplicación, interpretación y difusión entre usuarios, empresas transmisoras y demás agentes del mercado eléctrico, no obstante los aspectos generales, objeto, alcance y criterios esenciales de la Norma Tarifas no se afectan por las modificaciones sustentadas en los mencionados informes y su adecuación a los Decretos Supremos Nº 010-2009-EM y Nº 021-2009-EM;

Que, en este sentido, se han emitido los referidos Informes Nº 0114-2011-GART y Nº 0112-2010-GART, los cuales complementan la motivación que sustenta la presente resolución, y forma parte integrante de la misma, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3º de la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo dispuesto en la Ley Nº 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de OSINERGMIN aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM; en la Ley Nº 28832 y sus normas complementarias; en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM; y, en lo dispuesto en la Ley Nº 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Aprobar la nueva versión de la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión".

Artículo 2º.- Derogar la versión anterior de la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobada mediante Resolución OSINERGMIN Nº 0023-2008-OS/CD.

Artículo 3º.- Toda mención que se haga a la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" aprobada mediante Resolución OSINERGMIN Nº 0023-2008-OS/CD, debe entenderse referida a la Norma aprobada mediante el Artículo 1º de la presente Resolución.

Artículo 4º.- Publicar la presente Resolución y el texto de la nueva versión de la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" en el Diario Oficial El Peruano y consignarlas en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe, conjuntamente con los Informes Nº 0112-2011-GART y Nº 0114-2010-GART, y los archivos Excel que contienen los formatos debidamente concordados que se describen en el Título III de la nueva versión de la norma aprobada según el Artículo 1º de la presente resolución.

Disposiciones Transitorias

Única.- Las instalaciones que sin estar consideradas en el Plan de Inversiones aprobado para el período 2009-2013, fueron puestas en operación comercial para atender el surgimiento de significativas demandas no previstas durante el proceso de aprobación de dicho Plan, excepcionalmente y por única vez, podrán justificarse técnica y económicamente como parte del estudio que sustente la propuesta del nuevo Plan de Inversiones correspondiente al período 2013-2017,

a fin de que OSINERGMIN evalúe la procedencia de su inclusión en el cálculo del Peaje a partir de la siguiente fijación de Tarifas y Compensaciones de SST y SCT.

En caso no resulten justificadas técnicamente o no correspondan a la alternativa de mínimo costo, éstas no serán consideradas en el cálculo del Peaje.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

El 23 de julio del año 2006, se publicó la Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica", la cual en su Capítulo Quinto reforma el marco legal para la transmisión eléctrica, creando el Sistema Garantizado de Transmisión y el Sistema Complementario de Transmisión, los cuales, por disposición de su Artículo 22°, constituyen las instalaciones del sistema de transmisión cuya entrada en operación se produce en forma posterior a la vigencia de dicha Ley; mientras que las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión y Sistema Secundario de Transmisión, cuya puesta en operación fue anterior a la vigencia de la misma, son calificadas como tales por la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

Además, la citada Ley señala en el numeral 27.2 del Artículo 27°, que las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT"), se regulan considerando los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante "SST").

Seguidamente, producto de la reformas ejecutadas por la Ley N° 28832, mediante el Artículo 2° del Decreto Supremo N° 027-2007-EM se modificaron diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-2003-EM, entre ellos el Artículo 139°, donde se establecen los criterios con los cuales se calculan las compensaciones y tarifas de transmisión a que se refieren los Artículos 44° y 62° de la Ley de Concesiones Eléctricas (sobre los SST); así como, las compensaciones y tarifas del SCT a que se refiere el Artículo 27° de la Ley N° 28832.

Para completar el marco normativo y cubrir de transparencia, cognoscibilidad y predictibilidad a la actividad regulatoria del OSINERGMIN, mediante Resolución OSINERGMIN N° 0023-2008-OS/CD, se aprobó la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", donde se establecieron los criterios y metodología para la elaboración de los estudios que sustenten las propuestas de determinación de los Peajes y Compensaciones por el servicio de los SST y/o SCT.

Posteriormente, los Decretos Supremos N° 010-2009-EM y N° 021-2009-EM, entre otros aspectos, modificaron y complementaron el Artículo 139° del Reglamento LCE, en lo referente a la determinación del Costo Medio Anual de los SCT, de la Liquidación Anual de Ingresos por las instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, así como a la inclusión en el procedimiento de regulación de los SST y SCT de una etapa previa de aprobación de los Planes de Inversión en Transmisión.

En consecuencia, resulta necesario adecuar la Norma Tarifa a dichas modificaciones y, además, establecer con mayor precisión la etapa de aprobación de los Planes de Inversión en Transmisión y la de determinación de las Tarifas y Compensaciones por el servicio prestado a través de los SST y/o SCT, así como precisar la metodología a seguirse para la proyección de la demanda eléctrica a fin de utilizar de manera eficiente las herramientas de cálculo desarrolladas para la fijación de las Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT vigentes para el período del 01 de noviembre 2009 al 30 de abril de 2013.

ANEXO

Norma

**Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión
y Sistemas Complementarios de Transmisión**

CONTENIDO

TÍTULO I	DISPOSICIONES GENERALES	CAPÍTULO SEPTIMO	Determinación de CMA, Peajes, Compensaciones y Fórmula de Actualización
TÍTULO II	CRITERIOS Y METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PEAJES Y COMPENSACIONES DE LOS "SST" Y "SCT"	TÍTULO III	FORMATOS Y MEDIOS
CAPÍTULO PRIMERO	Asignación de Responsabilidad de Pago	CAPÍTULO PRIMERO	Generalidades
CAPÍTULO SEGUNDO	Proyección de la Demanda	CAPÍTULO SEGUNDO	Formatos de Información General
CAPÍTULO TERCERO	Determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar	CAPÍTULO TERCERO	Formatos de Demanda
CAPÍTULO CUARTO	Costos de Inversión	CAPÍTULO CUARTO	Formatos para el Sistema Eléctrico a Remunerar
CAPÍTULO QUINTO	Costo Estándar de Operación y Mantenimiento (COyM)	CAPÍTULO QUINTO	Formatos de Costos de Inversión
CAPÍTULO SEXTO	Determinación de los Factores de Pérdidas Medias e Ingresos Tarifarios	CAPÍTULO SEXTO	Formatos de Costos de Operación y Mantenimiento
		CAPÍTULO SEPTIMO	Formatos de Tarifas y Compensaciones

TÍTULO I**DISPOSICIONES GENERALES****Artículo 1º.- Objetivos y Alcance**

- 1.1. Establecer los criterios y metodología para la elaboración de los estudios que sustenten las propuestas del Plan de Inversiones en Transmisión y de determinación de las Tarifas y Compensaciones, de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT).
- 1.2. Establecer los Formatos, plazos y medios para la presentación de propuestas del Plan de Inversiones y tarifarias de los SST y SCT, por parte de las respectivas empresas concesionarias (en adelante "TITULARES").
- 1.3. La presente norma es de aplicación a todos los SST y SCT, sujetos a regulación por parte de OSINERGMIN, incluso, en los aspectos que su respectivo contrato lo permita, a los sistemas de transmisión comprendidos en las concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 059-96-PCM.

Artículo 2º.- Base Legal

- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación.
- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE")
- Reglamento de la LCE aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.
- Reglamento de Transmisión aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM,
- Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobado mediante la Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD.
- Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas.
- Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos.
- Reglamento de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM.
- Reglamento General del OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM.
- Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.
- Ley N° 28611, Ley General del Ambiente.
- Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, Aprobado por el Decreto Supremo 029-94-EM.
- Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Subsector Electricidad, aprobado por Resolución Ministerial N° 263-2001-EM/VME.
- Código Nacional de Electricidad-Suministro, aprobado por Resolución Ministerial N° 366-2001-EM/VME.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.

- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobada por Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE.

- Reglamento Nacional de Edificaciones, aprobado por Decreto Supremo N° 011-2006-VIVIENDA.

En todos los casos, se incluye las normas modificatorias, complementarias y conexas a los dispositivos citados; y las normas que los modifiquen o sustituyan.

Artículo 3º.- Definiciones

Para efectos de la presente norma todas las expresiones que contengan palabras, ya sea en plural o singular y que empiezan con mayúscula, tienen los significados que se indican a continuación o los que se definen en la LCE y su Reglamento; la Ley N° 28832; y el Decreto Supremo N° 027-2007-EM:

- 3.1. **Área de Demanda:** Área determinada por el OSINERGMIN en la que se aplica a todos los Usuarios el mismo peaje por las instalaciones de transmisión secundaria y complementaria, que atienden dicha área.
- 3.2. **Barra:** Es aquella parte de las instalaciones de una subestación desde donde puede entregarse y/o retirarse energía eléctrica.
- 3.3. **Barra de Referencia de Generación:** Son las barras del SEIN para las cuales se han fijado Precios en Barra de energía¹. Por tanto, son aquellas en donde se conocen explícitamente los precios de barra.
- 3.4. **CMA:** Costo Medio Anual
- 3.5. **Costos Estándares:** Corresponden a los costos de inversión de los Módulos Estándares.
- 3.6. **COyM:** Costo anual estándar de operación y mantenimiento.
- 3.7. **Elemento:** Tramo de línea, celda, transformador, o compensador reactivo. Se considera como tramo de línea a la parte de una línea de transmisión, comprendida entre dos subestaciones o entre una subestación y un punto de derivación, a la cual se puede aplicar un mismo Módulo Estándar.
- 3.8. **ESTUDIO o ESTUDIOS:** Estudio o Estudios técnico-económicos que sustentan la propuesta del Plan de Inversiones en Transmisión y de determinación de Tarifas y/o Compensaciones presentados al OSINERGMIN por parte de los TITULARES de los SST y/o SCT, al inicio de cada fase del procedimiento de fijación de Peajes y Compensaciones correspondiente.
- 3.9. **Factor de Contribución a la Punta (FCP):** Es la relación entre la potencia de una carga a la hora de máxima demanda de la SET desde la cual se alimenta y la máxima demanda de potencia de dicha carga:

$$F_{cp} = \frac{P_{HP}}{P_{max}}$$

- 3.10. **Factor de Simultaneidad (FS):** Igual al cociente de la potencia de cada SET o Usuario Mayor a la hora de máxima demanda de potencia del SEIN entre la máxima demanda de potencia de la SET o Usuario Mayor.
- 3.11. **Factor de Carga (FC):** Es la relación entre la potencia media de una carga y la potencia máxima de la misma:

¹ Artículo 128º del Reglamento de la LCE: Para la fijación de los Precios en Barra de energía, a que se refiere el Artículo 47º de la Ley, el sistema de transmisión a considerar comprenderá todas aquellas instalaciones del SEIN hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven en forma exclusiva a la demanda y hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven de forma exclusiva a la generación.



$$F_c = \frac{P_{media}}{P_{max}}$$

3.12. FPMd: Factor de Pérdidas Medias

3.13. IT: Ingreso Tarifario.

3.14. Módulos Estándares: Módulos estándares de transmisión establecidos según la "Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión" estructurada y actualizada periódicamente por OSINERGMIN.

3.15. Pérdidas Medias de Transmisión de Energía: Pérdidas estándares de energía determinadas mediante análisis de flujos de potencia para las condiciones de máxima demanda del Sistema Eléctrico y con la expresión empírica de los factores de pérdidas.

3.16. Pérdidas Medias de Transmisión de Potencia: Pérdidas estándares de potencia determinadas mediante análisis de flujos de potencia para condiciones de demanda coincidentes con la máxima demanda del SEIN.

3.17. Plan de Transmisión: Definición conforme al Artículo 1º de la Ley 28832.

3.18. Plan de Inversiones: Definición conforme al numeral V) del literal a) del Artículo 139º del Reglamento de la LCE.

3.19. Punto de Suministro: Es la Barra o punto del sistema eléctrico donde el Usuario se conecta y se registra la potencia y energía consumida.

3.20. Resolución 065: Se refiere a la Resolución OSINERG N° 065-2005-OS/CD y sus modificatorias.

3.21. SCT: Sistema Complementario de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión.

3.22. SER: Sistema Eléctrico a Remunerar.- Sistema eléctrico considerado para determinar el CMA y los Peajes para toda una área de demanda o las Compensaciones a cargo de la generación. El SER debe corresponder a la configuración de mínimo costo de las instalaciones de transmisión, que permita brindar el servicio de transmisión en forma eficiente y cumpliendo las normas técnicas y medioambientales vigentes.

3.23. SEA: Sistema Económicamente Adaptado.

3.24. SET: Subestación de Transmisión cuya mayor tensión es superior a 30 kV.

3.25. SED: Subestación de Distribución cuya mayor tensión es igual o menor a 30 kV.

3.26. SST: Sistema Secundario de Transmisión o Sistemas Secundarios de Transmisión.

3.27. Usuario Libre: Modo singular de la definición de Usuarios Libres dada en la Ley N° 28832.

3.28. Usuario Regulado: Modo singular de la definición de Usuarios Regulados dada en la Ley N° 28832.

3.29. Usuario Menor: Usuario Libre o Regulado cuya máxima demanda es menor a 2500 kW.

3.30. Usuario Mayor: Usuario Libre cuya máxima demanda es igual o superior a 2500 kW.

Artículo 4º.- Tipos de Sistemas de Transmisión

Para los alcances de la presente Norma los sistemas de transmisión a remunerar se clasifican en los siguientes tipos:

4.1. Para SST:

4.1.1. SSTD: SST cuyo pago se asigna 100% a los Usuarios.

4.1.2. SSTG: SST cuyo pago se asigna 100% a los Generadores.

4.1.3. SSTGD: SST cuyo pago es compartido entre Usuarios y Generadores.

4.2. Para SCT

4.2.1. SCTPT: SCT asignado a la demanda, a la generación o a ambos, que es parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes.

4.2.2. SCTPI: SCT asignado a la demanda, a la generación o a ambos, que es parte de un Plan de Inversiones aprobado por el OSINERGMIN.

4.2.3. SCTLN: SCT que permite transferir electricidad a Usuarios Libres o que permite a los Generadores entregar energía producida al SEIN, cuya construcción y remuneración resulte de una libre negociación entre dichos agentes y los titulares de las instalaciones de dicho SCT.

4.3. ST059: Sistemas de transmisión comprendidos en las concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 059-96-PCM.

Artículo 5º.- De la presentación y contenido de los ESTUDIOS

5.1. Los titulares de los sistemas tipo SST y SCT asignados a la demanda incluidos los sistemas de pago compartido con la generación, que sirvan en una misma Área de Demanda podrán presentar de manera individual o en conjunto, el ESTUDIO que sustente la propuesta de tarifas y compensaciones de los sistemas secundarios y complementarios de transmisión de dicha Área de Demanda. En el caso que, el ESTUDIO se presente en forma conjunta, corresponde a los titulares de las instalaciones de transmisión de una misma área de demanda acordar la responsabilidad de ejecución del ESTUDIO y la asignación de costos que demande.

5.2. Los ESTUDIOS se presentarán dentro del plazo y lugar que establezca el procedimiento aprobado por OSINERGMIN.

5.3. El contenido de los ESTUDIOS a presentarse para la etapa de aprobación del Plan de Inversiones, a la que se refiere el numeral VI.1) del Literal d) del Artículo 139º del RLCE, debe contener como mínimo lo siguiente:

5.3.1. Un resumen ejecutivo que contenga los resultados del estudio de demanda, la selección de la alternativa de óptimo desarrollo del Sistema Eléctrico a Remunerar (SER) y la programación de inversiones.

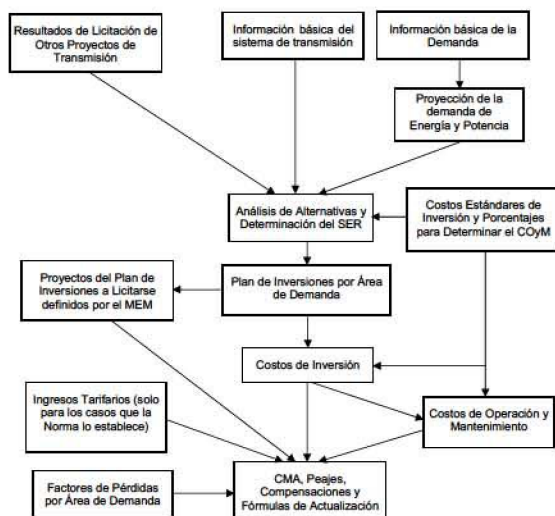
5.3.2. Información de los sistemas eléctricos de transmisión existentes y los del tipo SCTPT y SCTLN para los cuales se requiere fijación de Tarifas y/o Compensaciones, conforme a los formatos previstos en los formularios del Capítulo Segundo del Título III de la presente Norma. Para los ESTUDIOS que involucren sistemas tipo SCTPT, se debe incluir copia de la concesión definitiva otorgada por el Ministerio de Energía y Minas, así como la descripción de las características generales de cada línea o subestación y la fecha prevista para la puesta en operación comercial.

- Las instalaciones de transmisión existentes, a informarse en la oportunidad de proponerse el nuevo Plan de Inversiones, incluyen las que estando en el Plan de Inversiones aprobado se prevé serán puestas en operación comercial hasta el mes de abril del año de la siguiente fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT. Las que no se ejecuten hasta el último día de dicho mes de abril, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones a proponerse para la revisión y aprobación por parte de OSINERGMIN, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo.
- 5.3.3. Proyección de la Demanda de energía y potencia correspondiente, acompañando los datos básicos según los formatos establecidos en el Título III de la presente norma.
- 5.3.4. Análisis técnico y económico de las diversas alternativas que sean excluyentes entre sí, evaluadas para la determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar (SER) según el Capítulo Tercero del Título II de la presente Norma.
- 5.3.5. Información general del SER determinado, según los formatos establecidos en el Título III de la presente Norma.
- 5.3.6. La propuesta del Plan de Inversiones: Programación de las inversiones por Elemento, indicando la fecha prevista para su puesta en operación comercial.
- 5.4. El contenido de los ESTUDIOS a presentarse para la etapa de aprobación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT a ser remunerados total o parcialmente por la demanda, debe comprender como mínimo lo siguiente:
- 5.4.1. Un resumen ejecutivo del estudio que contenga las Tarifas y Compensaciones, propuestos.
- 5.4.2. La propuesta de asignación de responsabilidad de pago conforme con lo establecido en el Capítulo Primero del Título II de la presente Norma.
- 5.4.3. Determinación de los Costos de Inversión, conforme al Capítulo Cuarto del Título II de la presente Norma y con base a los costos estándares establecidos por el OSINERGMIN.
- 5.4.4. Determinación de los costos anuales estándares de operación y mantenimiento, conforme al Capítulo Quinto del Título II de la presente Norma y calculados con los porcentajes, respecto de la inversión, aprobados por el OSINERGMIN.
- 5.4.5. Determinación de los Factores de Pérdidas Medias e Ingresos Tarifarios, conforme al Capítulo Sexto del Título II de la presente Norma.
- 5.4.6. Determinación de CMA, Peajes, Compensaciones y Fórmulas de Actualización, conforme al Capítulo Séptimo del Título II de la Presente Norma.
- 5.5. Todos los documentos físicos y electrónicos (incluidas hojas de cálculo) que sustenten los valores presentados en los formularios, deben de acompañar al ESTUDIO. Así mismo, se deberá adjuntar una relación de todos los documentos físicos y electrónicos de sustento, con la descripción de su contenido y aplicación.
- 5.6. Cada una de las secciones que conforman el ESTUDIO deberá estar acompañada de una memoria que describa: los criterios, la metodología, la información de entrada y los resultados encontrados.
- 5.7. Los documentos impresos que formen parte del ESTUDIO, deberán estar debidamente etiquetados y numerados por volúmenes correlativos; y, todas las hojas del ESTUDIO deberán estar numeradas (foliadas) en forma consecutiva, sin reiniciarla en cada volumen.
- 5.8. Los archivos electrónicos que se adjunten deberán presentarse en formatos compatibles con MS Word, MS Excel y/o Autocad.
- 5.9. La secuencia lógica de los bloques que conforman un ESTUDIO, se muestra en el flujograma del Gráfico 1 siguiente. La misma que se detalla a continuación:
- 5.9.1. El ESTUDIO se inicia con la recolección de los datos básicos para la proyección de la demanda y el diagnóstico del sistema eléctrico en operación.
- 5.9.2. La proyección de la demanda de potencia y energía se efectúa para un período de 10 años.
- 5.9.3. Para determinar el Plan de Inversiones, se analizarán técnica y económicamente diversas alternativas de expansión de la red de transmisión, a fin de definir la que, además de cumplir durante todo el horizonte de estudio con las normas vigentes aplicables, corresponda a la alternativa de mínimo costo total (Inversión + COyM + Pérdidas).
- 5.9.3.a Para la determinación técnica del óptimo desarrollo de la transmisión, se deberá evaluar en forma conjunta los diferentes componentes del sistema de Muy Alta Tensión (en adelante "MAT"), Alta Tensión (en adelante "AT") y Media Tensión (en adelante "MT").
- 5.9.3.b La evaluación económica de alternativas se debe realizar con base en los correspondientes valores vigentes de los costos estándares de inversión y los porcentajes para determinar los costos estándares de operación y mantenimiento, ambos fijados por OSINERGMIN.
- 5.9.4. Para la programación de las inversiones necesarias, primero se determina la configuración para el año horizonte: i) 4 para las instalaciones asignadas a la generación y, ii) 10 para las instalaciones asignadas a la demanda. Luego se define el desarrollo progresivo de la red: i) para los años 1, 2, 3 y 4 en el caso de las instalaciones asignadas a la generación y, ii) para los años 1, 2, 3, 4, 5, 8 y para los años que resulten necesarios en el caso de las instalaciones asignadas total o parcialmente a la demanda. En ambos casos se parte de la red del año inicial del estudio (la que puede ser la red real o el SEA cuando corresponda), teniendo siempre como objetivo el sistema de transmisión definido para el año horizonte.
- 5.9.5. Una vez aprobado el Plan de Inversiones por parte de OSINERGMIN y definidas las

instalaciones a ser licitadas por el Ministerio de las instalaciones de transmisión, los TITULARES presentan a OSINERGMIN el ESTUDIO de determinación de las Tarifas y Compensaciones de su SST y/o SCT, sobre la base del Sistema Eléctrico a Remunerar definido para el Área de Demanda correspondiente, acompañando la propuesta de asignación de responsabilidad de pagos conforme al Artículo 6° de la presente norma.

- 5.9.6. Se calculan los costos de inversión de las instalaciones de transmisión a implementarse, aplicando los costos estándares de inversión vigentes establecidos por OSINERGMIN.
- 5.9.7. Con base en los Costos de Inversión calculados, se determinan los costos de operación y mantenimiento mediante la aplicación de los porcentajes establecidos por OSINERGMIN para determinar dichos costos.
- 5.9.8. Se determinan los Factores de Pérdidas y, cuando corresponda, el Ingreso Tarifario.
- 5.9.9. Finalmente, se determinan el CMA, Peajes, Compensaciones y las Fórmulas de Actualización. Los Peajes y CMA de cada Área de Demanda se fijarán por el total del Área y desagregado por cada titular de las instalaciones de transmisión del área.

Gráfico 1
Flujograma del Proceso de Cálculo de Peajes y Compensaciones



TÍTULO II

CRITERIOS Y METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PEAJES Y COMPENSACIONES DE LOS “SST” Y “SCT”

CAPÍTULO PRIMERO

Asignación de Responsabilidad de Pago

Artículo 6°.- Asignación de Responsabilidad de Pago

- 6.1. En el ESTUDIO se deberá determinar los porcentajes de asignación de pago para cada una de las líneas de transmisión, transformadores, celdas y equipos de compensación reactiva.

- 6.2. Para el caso de las instalaciones del SST existentes a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832, la proporción de pago entre Usuarios y Generadores y el criterio de su distribución al interior del conjunto de Usuarios y Generadores serán los mismos que se encuentren vigentes a la fecha de entrada en vigencia de dicha Ley.
- 6.3. Para el caso de instalaciones del SCT, la asignación de responsabilidad de pago entre la demanda y la generación se determinará por única vez, para lo cual se tendrá en cuenta lo siguiente:
- 6.3.1. Al Área de demanda que es atendida de manera exclusiva por instalaciones del SCTPI se asignará el 100% de su pago.
- 6.3.2. A los titulares de generación que utilicen de manera exclusiva instalaciones del SCTPI se les asignará el 100% de su pago.
- 6.3.3. Para el caso de las instalaciones del SCTPT, del SCTLN y del SCTPI no incluidos en los numerales anteriores, la asignación de la responsabilidad de pago entre la generación y la demanda, así como la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, se realizará con base a lo establecido en el Procedimiento de Asignación de Responsabilidad de Pago de las instalaciones de transmisión que apruebe el OSINERGMIN
- 6.3.4. La distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, a la que se refiere el numeral anterior, se realiza en cada fijación tarifaria o a solicitud de los interesados
- 6.4. Para el caso de las instalaciones del tipo ST059, se estarán a lo establecido en sus respectivos contratos y se adecuarán, en tanto estos contratos lo permitan, a los criterios establecidos en los numerales anteriores.

CAPÍTULO SEGUNDO

Proyección de la Demanda

Artículo 7°.- Criterios Generales para elaborar la Proyección de la Demanda para instalaciones asignadas total o parcialmente a los Usuarios

- 7.1. Se deberá realizar la proyección de las ventas de energía a Usuarios, sin incluir las pérdidas en baja tensión ni en media tensión, las que, para el dimensionamiento del Sistema Eléctrico a Remunerar serán agregadas de acuerdo con lo establecido en el numeral 9.1.3.e de la presente norma.
- 7.2. Los criterios generales a aplicarse para elaborar la proyección de la demanda eléctrica son:
- 7.2.1. El período de proyección es de 10 años a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas.
- 7.2.2. Las proyecciones deben ser elaboradas de manera sustentada y documentada mediante métodos y modelos de proyección que tomen en cuenta las estadísticas de consumo histórico de electricidad, la evolución de la población, la evolución del número de clientes y complementariamente aplicarse metodologías que consideren otros valores explicativos como índices macroeconómicos relevantes y de desarrollo urbano y otras variables que expliquen el comportamiento de la demanda eléctrica.

7.2.3. Las empresas titulares de los SST y SCT emplearán la información de demanda de aquellas empresas suministradoras cuyos Usuarios se alimenten desde el sistema de transmisión de dichos titulares, para lo cual, las empresas suministradoras deberán facilitar toda la información necesaria en un plazo no mayor de 15 días calendario, contados a partir de la fecha de solicitud de información por parte del titular de transmisión. La información deberá tratar únicamente acerca del consumo histórico de demanda, requeridos en los formatos F-101, F-102, F-103, F-105, el número de clientes del Formato F-104 y F-115; así como, las proyecciones de demanda realizadas o las que se encuentren en ejecución para el estudio tarifario en proceso.

7.2.4. Para el caso de los Usuarios Menores, las demandas de energía y potencia eléctrica deben ser proyectadas para el total de cada área de demanda mediante diversos modelos alternativos. Luego se efectúa la desagregación por cada subestación y nivel de tensión con base a las proporciones del año representativo.

7.2.5. Las proyecciones de demanda para los Usuarios Mayores se realiza de manera individual para cada uno, teniendo en cuenta la información presentada por estos Usuarios.

7.2.6. El alcance de las Instalaciones de Transmisión Secundaria y Complementaria, estará restringido al límite del área de concesión de los sistemas de distribución siempre que se encuentren conectados eléctricamente al SEIN. Los proyectos de ampliación de la frontera eléctrica que comprendan el incremento del área de concesión, deberán sustentarse mediante los documentos de las entidades de desarrollo nacional como el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales, entre otros.

7.2.7. Para el caso de demandas nuevas, no comprendidas en los datos estadísticos y que se incluyan en el ESTUDIO (tales como clientes industriales o comerciales, nuevas ciudades, entre otros), se deberá presentar toda la documentación que sustente la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación al SEIN en el horizonte de estudio.

Artículo 8º.- Criterios Generales para elaborar la Proyección de la Demanda para instalaciones asignadas total o parcialmente a los Generadores

8.1. Para el caso de las instalaciones asignadas 100% a los Generadores, se deberá tener en cuenta los siguientes criterios:

8.1.1. El período de proyección es de 4 años a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas.

8.1.2. La proyección de la demanda se realizará con base a los requerimientos de capacidad de transmisión de las centrales de generación a las cuales se asigna la responsabilidad de pago de dichas instalaciones.

8.1.3. Los titulares de las centrales de generación deberán facilitar a los titulares de transmisión toda la información sobre los requerimientos de capacidad de transmisión para el período de proyección.

8.2. Para el caso de las instalaciones asignadas en forma parcial a los Generadores, se deberá tener en cuenta tanto los criterios establecidos en el Artículo 7º y 9º para las instalaciones asignadas a los Usuarios, así como los criterios establecidos en el numeral 8.1 y Artículo 10º.

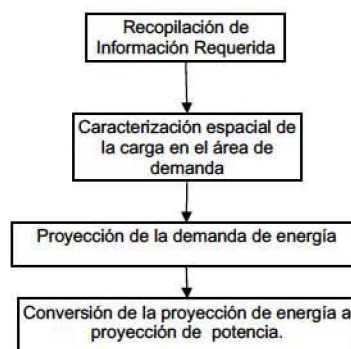
Artículo 9º.- Etapas para la Proyección de la Demanda para Instalaciones Asignadas a los Usuarios

Las etapas a considerar, para la proyección de la demanda se muestran en el Gráfico 2 y son las siguientes:

- Recopilación de información requerida.
- Caracterización espacial de la carga en el área de demanda.
- Proyección de la demanda de energía por nivel de tensión.
- Conversión de la proyección de energía a proyección de potencia.

Gráfico 2

Etapas para Proyección de la Demanda para Instalaciones Asignadas a los Usuarios



9.1. Descripción de las Etapas: Las etapas que se describen a continuación no serán de aplicación para las instalaciones que son asignadas al área de Demanda 15 (sistema nacional).

9.1.1. Etapa 1. Recopilación de información requerida: Se dispondrá de la siguiente información:

- FC, FCP y FS, para Usuarios Menores, por cada nivel de tensión de cada SET, de acuerdo al Formato F-101.
- Para Usuarios Menores, registro de la potencia cada 15 minutos de alimentadores y transformadores de SETs para el día de máxima demanda del sistema eléctrico, para el día de máxima demanda del SEIN, del año representativo anterior al de fijación de Peajes y Compensaciones y, de ser necesario para el día de máxima demanda de la SET, de acuerdo al Formato F-102
- FPHMS y FPMWHS, para Usuarios Menores, por cada nivel de tensión y cada subestación, para el año representativo anterior, de acuerdo al Formato F-103.
- Información histórica de variables independientes, tales como PBI, número de clientes, población regional, índice de electrificación, entre otras, por Área de Demanda, de acuerdo con el Formato F-104.

- Ventas históricas de energía a Usuarios Menores, por cada nivel de tensión, de acuerdo al Formato F-105.
 - Datos de demanda en el año representativo de cada Usuario Mayor (Máxima Demanda, Demanda coincidente con Máxima demanda del SEIN, Energía, FCP, FS), de acuerdo al Formato F-115; así como, las encuestas de evolución de su demanda.
 - Demandas nuevas o proyectos de expansión a incorporarse en el sistema eléctrico. (sustentados conforme lo señalado en el numeral 7.2.7 de la presente Norma).
- 9.1.2. Etapa 2: Caracterización espacial de la carga en el área de demanda:
- Se determinará la densidad de carga en cuadrículas de 1 km² y se identificarán las SET existentes, los Usuarios Mayores y las demandas nuevas, por cada sistema eléctrico, utilizando el formato F-125.
- 9.1.3. Etapa 3: Proyección de la Demanda de Energía
- 9.1.3.a Usuarios Menores:
- La proyección de demanda de estos Usuarios se tratará en forma global para toda el Área de Demanda, se realizará el análisis de los datos históricos de las áreas de demanda, para establecer tendencias y parámetros estadísticos.
 - Se deberán evaluar diversos modelos, con base en los métodos econométrico y/o de tendencias. De preferencia se debe aplicar el método de tendencias. Para los casos en los que no se cuente con suficientes datos históricos se complementará con el método econométrico.
 - El método econométrico se efectuará para diferentes combinaciones de las variables independientes consideradas y su correlación con el comportamiento de la demanda.
 - Se efectuará la eliminación de datos atípicos, sobre la base del conocimiento de sucesos o situaciones particulares o periódicos que expliquen dichos datos.
 - En el análisis se deberá tener en cuenta: 1) la posibilidad de eventos especiales, 2) el desarrollo de nuevas tecnologías que conlleven a la eficiencia energética, 3) la incorporación de competidores, como el gas, 4) la variación de políticas económicas y 5) fenómenos migratorios.
 - Se seleccionará el modelo de proyección de la demanda por cada Área de Demanda. Para ello se tomarán en cuenta los siguientes criterios: 1) La calidad y cantidad de datos históricos, 2) los indicadores estadísticos que permitan asumir que el modelo es representativo. Se deberá validar los resultados con el comportamiento esperado del mercado, en aspectos tales como: evolución del coeficiente de electrificación, políticas de reducción
- de pérdidas, fuentes alternativas de energía y cambios notables en las variables econométricas.
- Con base al modelo de proyección seleccionado en el paso anterior, para cada Área de Demanda, se proyectará la demanda de energía correspondiente para los próximos 10 años.
 - Los resultados se presentarán de manera desglosada según los formularios que se especifican en el Título III de la presente norma.
- 9.1.3.b Usuarios Mayores:
- Para la proyección de la demanda correspondiente a los Usuarios Mayores, se deberán considerar cargas concentradas en cada Punto de Suministro y sus respectivas tendencias o planes de crecimiento.
 - Las tendencias de crecimiento de la demanda de los Usuarios Mayores debe efectuarse de manera individual, reconociendo el comportamiento particular de sus consumos; para lo cual, los respectivos concesionarios suministradores deberán realizar encuestas a sus Usuarios Mayores y proporcionar esta información conjuntamente con la información histórica de demanda de potencia y energía, a los titulares de transmisión que corresponda.
- 9.1.3.c Demandas Nuevas:
- Se considerarán como demandas nuevas a las reconocidas en el Estudio de Fijación de las Precios en Barra vigentes y aquellas que cuenten con solicitudes de factibilidad de suministro para nuevas cargas, sustentadas documentadamente.
 - La proyección de estas demandas debe estar sustentada en los estudios de factibilidad de suministro o en estudios de instituciones como el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales o Gobiernos Locales, entre otros. Para la validación de dichas proyecciones de demanda se deberá considerar su grado de similitud con las tasas de crecimiento del Área de Demanda al que se incorpore.
- 9.1.3.d Integración de pérdidas.- A la proyección global de energía a nivel de BT del Área de Demanda se añade un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales en MT y BT vigentes. Para los usuarios a nivel de MT se añadirá a la proyección de energía un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales en MT.
- 9.1.3.e Finalmente, se integran las proyecciones de demanda de energía determinadas en los pasos 9.1.3.a, 9.1.3.b, 9.1.3.c y 9.1.3.d por cada área de demanda, sistema eléctrico y nivel de tensión.
- 9.1.4. Etapa 4. Conversión de la proyección de energía a proyección de potencia:
- La proyección de la demanda de energía realizada por área de demanda, se separará por sistema eléctrico, SET y nivel de tensión, Usuarios Menores

y Usuarios Mayores, considerando las pérdidas estimadas respectivas.

- La transformación de la proyección de la Energía a proyección en Potencia Coincidente a nivel de barras en MT, AT o MAT, según corresponda, en una SET, se realizará a través de los FC y FCP:

$$\text{Potencia} = ((\text{Ventas de Energía} * (1 + \%p)) / (t \times \text{FC})) \times \text{FCP}$$

Donde:

%p: Porcentaje de pérdidas estándares en media tensión y baja tensión. Para clientes con punto de suministro en AT, el %p es igual a cero.

FC: Factor de carga calculado para un periodo anual representativo.

FCP: Factor de Contribución a la Punta.

t: Número de horas del año representativo.

- Los resultados se presentarán por cada sistema, SET y nivel de tensión MT, AT y MAT, según los formularios establecidos en el Título III de la presente norma.
- Como resultado se obtendrán los mapas de evolución de la demanda de potencia, tanto para el primer año como para los años intermedios, hasta el año horizonte (año 10), lo cual servirá para los análisis de la distribución de demanda de potencia entre las SET existentes y futuras para el diseño del SER.

- 9.1.5. Para el Área de Demanda 15, se considera de manera agregada por nivel de tensión las demandas previamente proyectadas para cada Área de Demanda, incluyendo las demandas MAT que participan en el pago del Peaje por SST y SCT de las Áreas de Demanda donde se encuentran ubicadas.

Artículo 10°.- Etapas para la Proyección de la Demanda para Instalaciones Asignadas a la Generación

- 10.1.1. Etapa 1. Recopilación de información requerida: Se dispondrá de la siguiente información requerida por cada SST o SCT:

- Capacidades efectivas de los grupos de generación existentes, previstas en el horizonte de estudio, identificando los titulares de cada uno.
- El sustento de las capacidades de los grupos de generación debe efectuarse mediante: 1) los Estudios de Fijación de Precios en Barra vigentes, 2) los estudios de conexión al SEIN supervisados o conducidos por el COES-SINAC, 3) los planes de expansión de las empresas Generadoras, o 4) los proyectos de inversión conducidos por el Estado Peruano u otras entidades.

- 10.1.2. Etapa 2. Proyección de la Demanda:

- Con base en la información recopilada, se determinará la capacidad total

de transmisión requerida por la generación a la cual se asignará el pago de las instalaciones.

- Los resultados se muestran por cada Sistema Eléctrico y de manera desagregada por cada central y grupo generador comprendido.

CAPÍTULO TERCERO

Determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar

Artículo 11°.- Consideraciones Generales

- 11.1. Para cada tipo de sistema, el SER se conforma de acuerdo a lo siguiente:

- Para sistemas tipo SSTD el SER está constituido por las instalaciones del SST existentes al 23 de julio de 2006, menos las instalaciones que se den de baja.
- Para sistemas tipo SSTG, SSTGD y SCTLN, el SER está conformado por el Sistema Económicamente Adaptado (SEA).
- Para sistemas tipo SCTPT, el SER corresponde al definido en el Plan de Transmisión.
- Para sistemas tipo SCTPI, el SER corresponde al Plan de Inversiones, elaborado conforme a la presente norma y aprobado por el OSINERGMIN.
- Para sistemas tipo ST059 el SER estará a lo definido en cada contrato de concesión. En caso el contrato lo permita, el SER se define según los casos anteriores.

Para los sistemas tipo SSTD y SCTPT, no se aplicarán los Artículos 12°, 13° y 14° para determinar la configuración óptima del SER correspondiente.

Artículo 12°.- Criterios Generales para la Determinación del SER

Se deben tener en cuenta los siguientes criterios para realizar la planificación para la determinación del SER:

- 12.1. El dimensionamiento de las instalaciones de transmisión que conforman el SER debe corresponder al principio de adaptación a la demanda para instalaciones cuya remuneración es asignada total o parcialmente a los Usuarios y, adaptadas a la capacidad de generación para instalaciones cuya remuneración es asignada a los Generadores existentes en el periodo de vigencia de la fijación tarifaria (4 años).
- 12.2. El estudio de planeamiento debe abarcar todas las instalaciones de SST y SCT que alimenten una misma Área de Demanda, incluyendo las SET MAT/AT y las líneas MAT que se requieran.
- 12.3. El SER debe determinarse a partir de la evaluación de distintas alternativas y debe corresponder a la alternativa que constituya la solución de mínimo costo total para el horizonte de evaluación, teniendo en cuenta lo establecido en la presente Norma y la siguiente expresión:

$$\text{Costo Total} = \text{Valor presente de (Inversión + Operación + Mantenimiento + Pérdidas)}$$

Donde:

Pérdidas: Pérdidas físicas de Potencia y Energía valorizadas a los precios vigentes de las Barras de Referencia de Generación.

- 12.4. Las diferencias en los criterios para la definición del SEA y el Plan de Inversiones son:



- Para la determinación del SEA no se toma en cuenta la restricción del nivel de tensión real del punto de alimentación o del mismo sistema; mientras que para la definición del Plan de Inversiones se toma en cuenta la restricción de la tensión en el punto de conexión al SEIN de la nueva instalación.
- Para la determinación del SEA el titular de un sistema de transmisión debe tomar en cuenta la configuración del SEA de los sistemas existentes que inyectan o retiran energía del sistema de transmisión de dicho titular; mientras que para la definición del Plan de Inversiones se parte de la configuración real de los sistemas existentes.

Es decir, el SEA no necesariamente corresponde a la configuración y características de las instalaciones existentes, excepto que quede demostrado que cumplen con el principio de adaptación a la demanda.

- 12.5. Para el dimensionamiento de los Elementos de un sistema de transmisión se emplearán los máximos valores de potencia, a través de cada componente, resultantes del análisis de flujo de potencia considerando distintas condiciones de operación.
- 12.6. No se considera como parte del Plan de Inversiones un componente que no constituya como mínimo un módulo estándar definido por el OSINERGMIN.
- 12.7. En el Planeamiento para la determinación del SER, debe tenerse presente las instalaciones existentes que se darán de baja durante el siguiente período de vigencia de los Peajes y Compensaciones, según lo establecido en la Norma "Procedimiento de Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión".
- 12.8. Para el dimensionamiento de las instalaciones de los sistemas cuya responsabilidad de pago es asignada en forma compartida entre los Usuarios y Generadores, se debe evaluar tanto las capacidades requeridas para los Generadores como para los Usuarios, el mayor requerimiento es el que determina el dimensionamiento del sistema.

Artículo 13°.- Criterios Específicos:

Para la definición del SER se considerarán los siguientes criterios específicos:

13.1. Criterios básicos de diseño

- 13.1.1. Las tensiones, normalizadas para los efectos de los estudios son: MAT = 220 y 138 kV, AT = 60 y 33 kV, MT = 10 y 22,9 kV (únicamente para las celdas de los alimentadores).
- 13.1.2. Se toma como base la topología del sistema existente de transmisión correspondiente al año anterior al de la presentación de las propuestas de Planes de Inversión.
- 13.1.3. Se consideran fijas las ubicaciones de las SET en el horizonte de planeamiento.
- 13.1.4. La configuración de barras de las SET MAT/MAT, MAT/AT, MAT/MT, MAT/AT/MT y AT/MT debe corresponder a la optimización de manera integral del sistema de transmisión en el que se encuentra inmerso.
- 13.1.5. Para las líneas de MAT y AT, se considerarán los costos de los módulos estándares establecidos por el OSINERGMIN, según la ubicación geográfica de las instalaciones.
- 13.1.6. Para las líneas en MAT, AT y las SET, se considera un factor de utilización (f.u.) máximo de 1,0 en operación normal para la condición de máxima demanda.

13.1.7. El dimensionamiento del SER deberá tener en cuenta el Código Nacional de Electricidad y, complementariamente, otras normas en el orden de preferencia siguiente: normativas técnicas peruanas vigentes, normas de la Comisión Electrotécnica Internacional, Recomendaciones de la IEEE, Normas de la ANSI, Normas VDE y normas técnicas de organismos internacionales que sean de aplicación a nuestras condiciones geográficas, sociales y económicas; y complementariamente, las disposiciones emitidas por el gobierno central, regional o local en tanto no contravenga el Código Nacional de Electricidad y, normativas técnicas peruanas de mayor jerarquía.

13.1.8. Para instalaciones asignadas a la demanda

13.1.8.a Para el dimensionamiento y configuración de las instalaciones de transmisión se debe considerar las características de dimensionamiento y configuración de las redes en MT, tales como, nivel de tensión, longitud de redes, entre otros, que influyan en la ubicación y dimensionamiento de la SET.

13.1.8.b Se considera un factor de potencia de 0,95 en barras de MT de las SET.

13.1.8.c Los transformadores de potencia se adaptarán de acuerdo a características y tamaños normalizados en los módulos estándares establecidos por el OSINERGMIN.

13.1.8.d Se debe aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, tales como: rotación de transformadores, traslado de cargas entre subestaciones, traslado de cargas entre circuitos de transmisión, entre otros; siempre y cuando, se demuestre que se aplica el criterio de mínimo costo.

13.1.8.e En zonas rurales o urbanas, se considera un sistema de barras simple tanto en AT como en MT. La propuesta de una configuración distinta a la indicada deberá ser debidamente sustentada.

13.2. Criterios de Calidad

13.2.1. No se debe exceder las tolerancias que establece la NTCSE en dos aspectos: Niveles de tensión (calidad del producto) e Interrupciones (calidad de suministro).

13.2.1.a Calidad del Producto: Debe verificarse que los niveles de tensión en las barras de AT y MT, donde se realice la entrega del suministro eléctrico, deben cumplir con las tolerancias que establece la NTCSE; mientras que, en los casos en que no exista entrega de suministro en AT, los límites de los rangos de regulación de tensión de los transformadores AT/MT deben permitir cumplir con los niveles de tensión establecidos en la NTCSE para el suministro eléctrico desde la red de distribución primaria.

13.2.1.b Calidad del Suministro: Las interrupciones del suministro, tanto en número como en duración, originadas por contingencias ocurridas en las líneas de transmisión y SET, deben estar dentro de las tolerancias que establece la NTCSE.

13.3. Criterios de Confiabilidad:

13.3.1. Se considerará redundancia bajo el criterio N-1 para los sistemas eléctricos en AT que atiendan demanda superior a los 30 MW.

- 13.3.2. Para las instalaciones que son asignadas al Área de Demanda 15 (demanda nacional), en lo que al tema de confiabilidad concierne, se deberá tomar en cuenta la norma "Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión" establecida por el Ministerio de Energía y Minas.
- 13.3.3. Para las demás instalaciones no se consideran redundancias, excepto en los casos que existan razones de calidad debidamente sustentadas.

Artículo 14°.- Consideraciones para los estudios de planeamiento

- 14.1. Debe considerarse las siguientes etapas principales para los estudios de planeamiento que sirvan para definir el SER:
- Definición de las tecnologías aplicables que guarden compatibilidad con los módulos estándares publicados por OSINERGMIN.
 - Definición de alternativas de expansión del sistema, considerando alternativas de nivel de tensión, módulos de transformación, y secciones de conductor, entre otros.
 - Análisis técnico económico y selección de la alternativa de menor costo para el año horizonte y para los años intermedios.
- Este proceso es iterativo hasta la convergencia alrededor de una configuración del SER que corresponda a la alternativa de mínimo costo y cumpla los criterios de eficiencia (calidad y confiabilidad).
- 14.2. El Plan de Inversiones estará conformado por las instalaciones de transmisión que resulten de un estudio de planeamiento, de acuerdo con los criterios establecidos en la presente norma, y que se requiere entren en operación comercial dentro de los siguientes 4 años a partir de la fecha de entrada en vigencia de los Peajes y Compensaciones.
- 14.3. Para las instalaciones que se realicen con base al Plan de Transmisión, éstas deben ser incluidas en el estudio de planeamiento con las demás instalaciones de los SST y SCT del Área de Demanda.
- 14.4. En el caso de que se requiera fijar tarifas para instalaciones tipo SCTLN, a solicitud de algún interesado, ésta se efectuará sobre la base de un estudio de determinación del SEA, el cual a requerimiento del OSINERGMIN debe ser elaborado por los respectivos titulares de las instalaciones comprometidas.

CAPÍTULO CUARTO

Costos de Inversión

Artículo 15°.- Criterios

- 15.1. No se requiere calcular el costo de inversión del sistema tipo SSTD.
- 15.2. Para cada tipo de sistema de transmisión, excepto para los SSTD, el costo de inversión se determina por única vez aplicando los Costos Estándares de Inversión aprobados por OSINERGMIN.
- 15.3. El costo de inversión del sistema tipo ST059 se determinará conforme con lo establecido en el respectivo contrato de concesión y, en cuanto estos contratos lo permitan, se aplicarán los criterios establecidos en el presente capítulo según el tipo de sistema que corresponda.
- 15.4. Los Módulos Estándares deben aplicarse en forma eficiente según las características climáticas, altitud, tipo de terreno, disponibilidad de espacio y zona de ubicación (urbana ó rural).
- 15.5. En todo el horizonte de análisis, las instalaciones de transmisión se consideran como instalaciones

nuevas, por lo que no se aplica ningún factor de depreciación.

- 15.6. Cuando un componente de algún Elemento del sistema eléctrico es sustituido por otro que incrementa la capacidad de dicho Elemento, se considera el costo de inversión incremental, el cual es determinado con los costos de los módulos estándares de transmisión establecidos por OSINERGMIN. Dicha inversión incremental se determina como la diferencia entre el valor del Elemento con el incremento de capacidad y el valor del mismo con las características anteriores.

Artículo 16°.- Presentación y forma de cálculo de los Costos de Inversión

- 16.1. Se presentará una base de datos de costos en la que cada registro corresponda a un Elemento del SER, según los formatos establecidos en el Título III de la presente Norma. Los costos de las obras comunes se prorratan entre dichos Elementos, teniendo en cuenta lo siguiente:
- 16.1.1. Los costos de las obras comunes y servicios auxiliares se prorratan entre los Elementos de la respectiva subestación, en proporción a sus costos de inversión.
- 16.1.2. El costo de inversión de las celdas de acoplamiento se prorrata entre las demás celdas del mismo nivel de tensión de la subestación, en proporción a sus costos de inversión.
- 16.1.3. El costo de inversión incremental del centro de control y de las telecomunicaciones por la puesta en operación de nuevos Elementos se prorrata entre los respectivos nuevos Elementos de subestaciones.
- 16.2. Los costos de inversión deberán desagregarse por costos de procedencia nacional, costos de procedencia extranjera, costos del Aluminio y costos del Cobre.
- 16.3. Se presentará el detalle de la valorización de líneas, subestaciones, centro de control y telecomunicaciones, según lo establecido en el Título III de la presente Norma.
- 16.4. Se presentará, como resumen, el total de los costos de inversión por titulares de las instalaciones de transmisión, por nivel de tensión y por años.

CAPÍTULO QUINTO

Costo Estándar de Operación y Mantenimiento (COyM)

Artículo 17°.- Criterios

- 17.1. No se requiere calcular el COyM para el sistema tipo SSTD.
- 17.2. El COyM de cada Elemento de un sistema de transmisión, excepto los SSTD, se determina multiplicando el porcentaje respecto de los costos de inversión aprobados por el OSINERGMIN por el respectivo costo de inversión.
- 17.3. Los porcentajes para la determinación del COyM, que se empleen, deberán ser los que correspondan a las características de ubicación geográfica y nivel de tensión de cada Elemento. Para el caso de transformadores, se considera el porcentaje correspondiente al nivel de mayor tensión.
- 17.4. El total de COyM se considera como costo de procedencia nacional.

Artículo 18°.- Forma de presentación del COyM

- 18.1. La información se debe proporcionar según los formatos establecidos en el Título III de la presente Norma.

- 18.2. En la misma base de datos de los costos de inversión, en cada registro se debe añadir un campo que corresponda al COyM del Elemento.
- 18.3. Se presentará la sumatoria total de COyM por cada Área de Demanda o por cada Generador responsable de pago, por titulares de las instalaciones de transmisión de cada Área de Demanda, por nivel de tensión y por años.

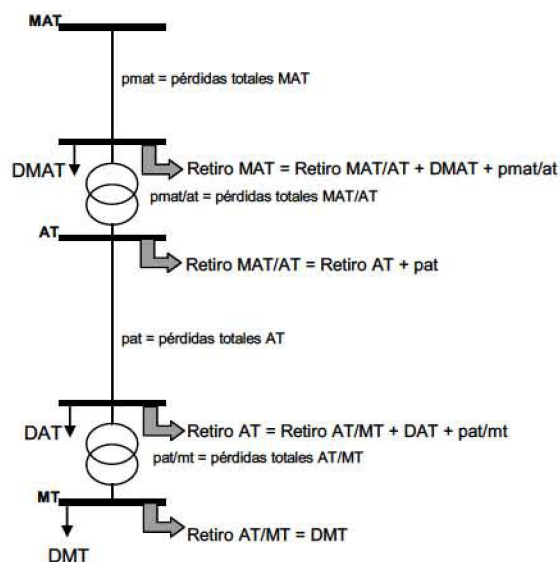
CAPÍTULO SEXTO

Determinación de los Factores de Pérdidas Medias e Ingresos Tarifarios

Artículo 19°.- Criterios para el Cálculo de los FPMd

- 19.1. Los Factores de Pérdidas Medias (FPMd) a que se refiere el presente capítulo se emplean exclusivamente para la expansión de los Precios en Barra desde las Barras de Referencia de Generación hasta las correspondientes barras de MAT, AT y MT de los SST o SCT. Para los casos en que exista más de una barra de referencia, la referida expansión de precios se realiza a partir de la cual resulten los menores precios reflejados.
- 19.2. Los FPMd lo conforman los Factores de Pérdidas Medias de Potencia (FPMdP) y los Factores de Pérdidas de Medias de Energía (FPMdE) y se calculan para los sistemas de transmisión asignados a la demanda.
- 19.3. Los FPMd se expresan acumulados a MAT, AT y MT.
- 19.4. Se determina un único valor de FPMdP y de FPMdE para el período de vigencia de los Peajes, por cada Área de Demanda y nivel de tensión.
- 19.5. Las partes del sistema eléctrico que deben tomarse en cuenta para el cálculo de los FPMd son:
- Red de MAT
 - Transformación MAT/AT
 - Red de AT
 - Transformación AT/MT

El siguiente esquema ilustra dichas partes, con indicaciones a utilizarse en los acápite siguientes:



Donde:

DMT = Demanda acumulada en MT

DAT = Demanda acumulada en AT

DMAT = Demanda acumulada en MAT

- 19.6. Los FPMd se ponderan en función a la demanda de los diferentes sistemas eléctricos del Área de Demanda, para determinar los FPMd promedio aplicables a toda esa Área de Demanda.
- 19.7. En el cálculo de los FPMd, no se incluye el o los Elementos de SST y SCT que se encuentren directamente conectados a dos Barras, para las cuales el OSINERGMIN haya fijado Precios en Barra.

Artículo 20°.- Procedimiento para determinar los FPMdP

Para el cálculo de los FPMdP de un sistema eléctrico se debe seguir el siguiente procedimiento:

- 20.1. A partir de los flujos de potencia se calculan las pérdidas totales para cada nivel de tensión y el porcentaje de pérdidas respecto a la potencia total retiradas.
- 20.2. Se determinan los FPMdP para cada año, con base en los resultados de los flujos de potencia para las condiciones de demanda coincidente con la máxima demanda anual del SEIN.
- 20.3. El FPMdP se determina con la siguiente ecuación:

$$\text{FPMdP} = (1 + P/P)$$

Donde:

p : pérdidas medias totales para la carga total P
P : potencia total que se retira de cada parte del sistema eléctrico

Artículo 21°.- Procedimiento para determinar los FPMdE

- 21.1. Se calculan las pérdidas de potencia de cada sistema eléctrico, para cada año, con base en los flujos de potencia para la demanda máxima anual del mismo.
- 21.2. Se determina el FPMdE mediante la siguiente expresión:

$$\text{FPMdE} = (1 + pe(p.u.))$$

Donde:

$$pe(p.u.) = p(p.u.) \times (f_{perd}/f_{carga})$$

$$f_{perd} = 0,3 \times f_{carga} + 0,7 \times (f_{carga})^2$$

p(p.u.) = pérdidas de potencia en valores por unidad

pe(p.u.) = pérdidas de energía en valores por unidad

f_{carga} = factor de carga del sistema eléctrico

f_{perd} = factor de pérdidas del sistema eléctrico

- 21.3. El factor de carga anual, para cualquier año "i", resulta de:

$$FC_i = E_i / (P_{max_i} \times T)$$

Donde:

T = Número de horas del año

P_{max_i} = Potencia máxima del año "i"

E_i = Energía del año "i"

Los valores de P_{max_i} y E_i se obtienen a partir de las proyecciones anuales.

Artículo 22°.- Cálculo del Ingreso Tarifario (IT)

- 22.1. El IT se calcula únicamente para instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda, que se encuentren directamente conectados entre dos barras para las cuales se han fijado Precios en Barra.
- 22.2. El OSINERGMIN fijará el IT de Potencia e IT de Energía, para cada Elemento al que se refiere el numeral anterior y para cada año del período de vigencia de tarifas. Para ello, se aplicarán los mismos procedimientos establecidos para el Sistema Principal de Transmisión.
- 22.3. La asignación de responsabilidad de pago de los Ingresos Tarifarios por los referidos Elementos será efectuado por el COES, para cada mes, siguiendo el mismo procedimiento aplicado para el Sistema Principal de Transmisión.

CAPÍTULO SEPTIMO**Determinación de CMA, Peajes, Compensaciones y Fórmula de Actualización****Artículo 23°.- Cálculo del Valor Presente (VP) de la Energía**

- 23.1. Por cada Área de Demanda y cada nivel de tensión, se proyectan los flujos mensuales de demanda de energía para el período de 4 años.
- 23.2. Los flujos mensuales de energía se calculan con los factores estacionales de energía (Fee_i), que resultan del cociente de la energía del mes entre la energía total anual, del año representativo. La suma de los 12 factores debe ser igual a 1,0

$$Fee_i = E_i / E_{\text{anual}}$$

El año representativo corresponde a los doce meses anteriores al año anterior al de presentación de la propuesta de fijación de Peajes y Compensaciones. De no contarse con registros para alguno de estos meses, se toman en cuenta los valores del mismo mes del año inmediato anterior que contenga registros.

- 23.3. Se calcula el VP de la energía como la sumatoria de los valores presentes de los flujos de demanda de energía a los que se refiere el numeral anterior, los cuales son determinados con la Tasa Mensual de actualización.
- 23.4. Los flujos mensuales de demanda de energía en MT incluyen las pérdidas estándar en MT y BT.
- 23.5. Los flujos de demanda de energía en AT o MAT no incluyen las pérdidas en las redes de AT o MAT o en las transformaciones del sistema de transmisión.

Artículo 24°.- Cálculo del Costo Medio Anual (CMA)

- 24.1. Para instalaciones tipo SSTD

24.1.1. EL CMA se calcula por única vez para cada empresa titular de SSTD, como la suma de los ingresos por concepto de Peaje e Ingreso Tarifario que se vienen percibiendo por el total de las instalaciones eléctricas y no eléctricas existentes al 23 de julio de 2006.

24.1.2. Para este cálculo, se emplean los valores de la demanda de energía correspondiente al período anual comprendido desde el mes de agosto de 2005 hasta julio de 2006, así como el Peaje, factores de pérdidas marginales y las Tarifas en Barra vigentes al 31 de marzo de 2009. Para las etapas intermedias del proceso regulatorio, se

emplearán de manera preliminar los valores de Peaje, factores de pérdidas marginales y las Tarifas en Barra, que se encuentren vigentes en dichas etapas.

- 24.1.3. Se calcula el CMA para cada uno de los titulares de SSTD, con la siguiente expresión:

$$CMA_{SSTD,i} = \sum_{n=1}^n \frac{D_n * PPB * (FPMGP_n - FPMGP_{n-1})}{2 * 8760 * f_c} + \frac{D_n [(P_n - P_{n-1}) + PEm * (FPMGE_n - FPMGE_{n-1}) / 2]}{100}$$

Donde:

$CMA_{SSTD,i}$: CMA del SSTD del titular "i" en Nuevos Soles (S/.)

n : Nivel de tensión 1=MAT, 2=AT y 3=MT

D_n : Sumatoria de las demandas de energía aguas abajo de cada nivel de tensión "n". No incluye las pérdidas en transmisión. Cuando el nivel de tensión es MT incluye las pérdidas en MT y BT. Se expresa en kWh.

P_n : Peaje secundario acumulado del nivel de tensión "n" en ctm S/./kWh fijado para el titular "i", vigente al 31 de marzo de 2009.

P_{n-1} : Peaje secundario acumulado del nivel de tensión "n-1" en ctm S/./kWh fijado para el titular "i", vigente al 31 de marzo de 2009.

$FPMGP_{n-1}$: Factor de pérdidas marginales de potencia acumulado hasta el nivel de tensión "n-1", vigente al 31 de marzo de 2009.

$FPMGE_{n-1}$: Factor de pérdidas marginales de energía acumulado hasta el nivel de tensión "n-1", vigente al 31 de marzo de 2009.

PPB : Precio de Potencia en la Barra de Referencia de Generación, en S/./kW-año, vigente al 31 de marzo de 2009.

PEm : Precio medio de energía en la Barra de Referencia de Generación (BRG), en ctms S/./kWh igual a:

$$PEm = 0,35 * PEBP + 0,65 * PEBF$$

PEBP : Precio de energía en la BRG en horas de punta, vigente al 31 de marzo de 2009.

PEBF : Precio de energía en la BRG en horas fuera de punta, vigente al 31 de marzo de 2009.

La Barra de referencia de Generación para efectos de este numeral, debe ser la correspondiente al sistema eléctrico que estuvo vigente en julio de 2006.

- 24.1.4. Para las instalaciones de transmisión tipo SSTD, cuyas tarifas estaban fijadas mediante Cargos Generales (CBPSE = CBPST + CBPSL * L * C), se aplicará el mismo criterio establecido en el numeral anterior.

- 24.1.5. El CMA de titular "t" será igual a la suma de todos los CMA correspondientes a dicho titular, calculados según lo descrito en los numerales 24.1.3 y 24.1.4.
- 24.1.6. Se determina el porcentaje de participación de cada Elemento del SSTD respecto del total del CMA de cada empresa titular, teniendo presente lo siguiente:
- La valorización de todos los Elementos existentes al 23 de julio de 2006 se realizará, por única vez, con la aplicación de los Costos Estándares establecidos por el OSINERGMIN.
 - Se determina el porcentaje de participación de cada Elemento respecto del CMA inicial del SSTD, como el cociente de su propio valor de inversión entre la inversión total de SSTD del correspondiente titular, los cuales se aplicarán para valorizar el CMA de algún Elemento del SSTD que en el futuro se tenga que dar de baja.
- 24.1.7. El CMA de un Elemento a darse de baja se actualizará con la misma fórmula de actualización fijada para el CMA inicial del SSTD.
- 24.2. El CMA para las instalaciones de los sistemas distintos al tipo SSTD se calcula mediante la siguiente expresión:
- $$CMA = @CI + COyM$$
- Donde:
- @CI : Anualidad del costo de inversión del nivel de tensión "n", referido al final del año, calculado para una vida útil de 30 años y Tasa de Actualización vigente según el Artículo 79° de la LCE.
- COyM : Costo estándar de operación y mantenimiento.
- 24.3. El CMA de todas las instalaciones, así como el de las Altas y Bajas, se expresan al siguiente 30 de abril de cada año, considerando la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79° de la LCE.
- 24.4. Al CMA de cada titular de transmisión, se le deducirá el CMA actualizado correspondiente a las instalaciones que se den de baja.
- 24.5. El CMA calculado para las instalaciones existentes se actualiza en cada fijación de Peajes, considerando las fechas reales de puesta en servicio de las instalaciones incluidas en el Plan de Inversiones o Plan de Transmisión de la fijación anterior.
- 24.6. En el caso que hasta el inicio de la entrada en vigencia de los peajes y compensaciones, no se haya puesto en operación comercial alguna instalación de tipo SCTPT o SCTPI incluida en la fijación tarifaria anterior; se procederá a descontar el CMA correspondiente a dicha instalación, debidamente actualizado.
- 24.7. El CMA se calcula en Dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y se expresa en moneda nacional con el tipo de cambio determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros, cotización de oferta y demanda, tipo de cambio promedio ponderado, valor venta, correspondiente al último día hábil del mes de marzo del año de fijación tarifaria, publicado en el diario El Peruano.
- 24.8. El CMA desagregado se presenta en una base de datos, en la que cada registro corresponde a un Elemento y contendrá la siguiente información: el año, el código modular, el nombre del Elemento, la empresa titular, el Área de Demanda a la cual se asigna el pago, el porcentaje asignado a la demanda, el porcentaje asignado a los Generadores, el CMA de cada Elemento desagregado en procedencia nacional, procedencia extranjera, Aluminio y Cobre.
- 24.9. El CMA para el cálculo del Peaje será el que resulte de la sumatoria del CMA de los SSTD y los CMA de cada Elemento de los SCT del Área de Demanda. Se deberá calcular también el CMA total por cada titular de transmisión correspondiente al Área de Demanda.
- 24.10. El CMA de las instalaciones que conforman el Plan de Inversiones se calculará preliminarmente en cada proceso regulatorio y se establecerá de forma definitiva con base a los costos de los módulos estándar y porcentajes establecidos para el cálculo del COyM, vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial. Este criterio se aplica por única vez a cada instalación, en la Liquidación de Ingresos inmediata posterior a su entrada en operación.
- Artículo 25°.- Cálculo del Peaje (PU)**
- 25.1. Para cada Área de Demanda el CMA se recupera mediante el PU determinado para cada nivel de tensión, como el cociente del valor presente del flujo de CMA-IT anuales y demandas mensuales para un horizonte de 4 años. Se calcula mediante la siguiente expresión:
- $$PU = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{CMA_i - IT_i}{(1 + \alpha)^i}}{\sum_{j=1}^{n*12} \frac{D_j}{(1 + \beta)^j}} \times 10$$
- Donde:
- PU : Peaje Unitario expresado en ctms S./ kWh
- CMA : Costo Medio Anual o parte del CMA asignado a los Usuarios, expresado al 30 de abril de cada año, en miles S/.
- α : Tasa de Actualización anual, según el Art. 79° de la LCE o el que la sustituya
- β : Tasa de actualización mensual calculada con la tasa de actualización anual, obtenida mediante la siguiente expresión:
- $$\beta = (1 + \alpha)^{1/12} - 1$$
- n : Horizonte para cálculo de peaje, equivalente a 4 años
- D_j : Demanda mensual, expresada a fin de mes en GWh
- i : Índice de variación del año
- j : Índice de variación del mes
- 25.2. El cálculo anterior se efectúa para cada uno de los siguientes componentes, según el nivel de tensión:
- Red de Muy Alta Tensión (MAT)
 - Transformación MAT/AT
 - Red de Alta Tensión (AT)
 - Transformación AT/MT
- Artículo 26°.- Peaje Acumulado por Nivel de Tensión**
- 26.1. El peaje acumulado por cada nivel de tensión, resulta de agregar los peajes correspondientes

según la secuencia de los niveles de tensión en el sentido del flujo de la energía.

Peaje Acumulado MAT = PU_{MAT}

Peaje Acumulado AT = $PU_{MAT} + PU_{MAT/AT} + PU_{AT}$

Peaje Acumulado MT = $PU_{MAT} + PU_{MAT/AT} + PU_{AT} + PU_{AT/MT}$

Donde:

PU_{MAT} Peaje unitario por transporte en MAT

$PU_{MAT/AT}$ Peaje unitario por transformación MAT/AT

PU_{AT} Peaje unitario por transporte en AT

$PU_{AT/MT}$ Peaje unitario por transformación AT/MT

- 26.2. Este Peaje Acumulado por nivel de tensión debe reajustarse anualmente con la liquidación de los ingresos del año anterior correspondiente al Peaje e Ingreso Tarifario, calculada según el procedimiento establecido por el OSINERGMIN, en el que se tendrá en cuenta las variaciones con respecto al Plan de Inversiones (desvíos en las fechas de puesta en servicio y menor capacidad - calidad, a las previstas en el Plan de Inversión).

Artículo 27°.- Compensación Mensual (CM)

- 27.1. Por cada grupo de instalaciones asignadas a un mismo grupo de Generadores se determina un único monto de compensación.
- 27.2. La compensación se asigna a cada generador de acuerdo con el procedimiento establecido por el OSINERGMIN.
- 27.3. La CM resulta de aplicar al CMA la fórmula de pagos uniformes para un período de 12 meses, según la siguiente expresión:

$$CM = CMA \left(\frac{\beta}{\alpha} \right)$$

Donde: CMA, es la parte del CMA asignado a los Generadores

Artículo 28°.- Fórmulas de Actualización de los CMA, Peajes y Compensaciones

- 28.1. Para cada Área de Demanda se definirá una fórmula de actualización para los SSTD y otra para los demás tipos de sistemas asignados a la misma Área de Demanda. Asimismo, se definirá una fórmula de actualización por cada grupo de instalaciones asignadas a un mismo grupo de generadores.
- 28.2. Las fórmulas de actualización se determinan sobre la base de los porcentajes de participación en el CMA de los recursos provenientes del extranjero (moneda extranjera), los recursos de procedencia local (moneda nacional), los costos del Aluminio y los costos del Cobre.
- 28.3. A partir de las fórmulas de actualización se determina el Factor de Actualización (FA), los cuales se aplican a los valores fijados en cada Resolución de acuerdo con las condiciones de aplicación señaladas en la misma. La fórmula para determinar el FA es la siguiente:

$$FA = \left(a \frac{Tc}{Tc_0} + b \frac{IPM}{IPM_0} + c \frac{Pc}{Pc_0} + d \frac{Pal}{Pal_0} \right)$$

Donde:

FA : Factor de actualización

TC : Tipo de cambio para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, calculado por

la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, cotización de oferta y demanda, tipo de cambio promedio ponderado, valor venta correspondiente al último día hábil del mes anterior al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano, o el que lo reemplace.

TCo : Tipo de cambio inicial, calculado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, cotización de oferta y demanda, tipo de cambio promedio ponderado, correspondiente al valor de venta del último día hábil del mes de marzo del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones, publicado en el Diario Oficial El Peruano, o el que lo reemplace.

IPM : Índice General al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del mes anterior al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

IPMo : Índice General al Por Mayor inicial, el cual corresponde al mes de marzo del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

Pc = Índice del Precio del Cobre, calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el tercer mes anterior a aquel en que los CMA resultantes serán aplicados. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. US\$/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del período)".

Pc₀ = Índice inicial del Precio del Cobre, se calcula de manera similar al Pc pero con los últimos 12 meses anteriores al mes de abril del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones.

Pal = Índice del precio del Aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del tercer mes anterior a aquel en que los CMA serán aplicados. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Week.

Pal₀ = Índice inicial del precio del Aluminio, se calcula de manera similar al Pal pero con los datos de las últimas cincuenta y dos (52) semanas anteriores al mes de abril del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones.

a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).

b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).

c : Porcentaje de participación de costos del Cobre.

- d : Porcentaje de participación de costos del Aluminio.
- 28.4. Los coeficientes a, b, c y d, de la fórmula de actualización resultan del cociente del valor de cada componente entre el valor total.
- 28.5. La actualización de los costos de inversión se entienden implícitos en la fórmula de actualización de los CMA.

TÍTULO III

FORMATOS Y MEDIOS

CAPÍTULO PRIMERO

Generalidades

Artículo 29°.- Indicaciones Generales

- 29.1. Los titulares de los sistemas de transmisión deberán presentar sus propuestas de tarifas y compensaciones por sus SST y/o SCT, en los formatos contenidos en los Anexos 1 al 6 de la presente norma, debiendo aplicar en la utilización de los mismos los conceptos y requisitos que se indican en los Capítulos siguientes del presente Título.
- 29.2. En todos los formatos, deberá tenerse presente los conceptos que se listan a continuación, salvo indicación contraria:

Alternativa: Nombre de la alternativa de configuración analizada para la determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar (SER).

Año(s): Año o años comprendidos en el Estudio, según se indique, de la vigencia de los Peajes y Compensaciones, de la proyección de la demanda o de los años considerados para el cálculo de peajes. Se consideran enteros, es decir desde el mes de enero hasta el mes de diciembre. Para el cálculo de Peajes y Compensaciones el año 1 se inicia en el mes de mayo del año en que entra en vigencia la fijación tarifaria.

Barra: Nombre de la barra que pertenece a una SET.

Bloque horario: Punta, media o base

Demanda de Energía: Valor numérico con dos decimales igual a la sumatoria de las ventas de energía y el porcentaje de pérdidas en MT y BT, expresado en MWh.

Factor de potencia: Factor de potencia de la demanda a nivel de la SET, igual a 0,95.

ME: Costos de procedencia extranjera expresados en US\$ con dos decimales.

MN: Costos de procedencia nacional expresados en US\$ con dos decimales.

Nivel de Tensión: Corresponde al nivel de tensión:

- Muy Alta Tensión (MAT) para valores de 220 o 138 kV.
- Alta Tensión (AT) para valores mayores o igual a 30 kV e inferiores a 138 kV.
- Media Tensión (MT) para valores inferiores a 30 kV y superiores a 1 kV.
- Baja Tensión (BT) para valores hasta 1 kV.

Potencia: Valor con dos decimales, equivalente a la demanda de potencia en barra a la hora de máxima

demanda de la SET. Se calcula con la demanda de potencia y el factor de contribución a la punta.

Potencia coincidente: Valor con dos decimales, expresado en MW, de la potencia a la hora de máxima demanda del SEIN. Se calcula con la demanda de potencia y el factor de simultaneidad.

Sistema Eléctrico: SST y/o SCT alimentado desde una o varias Barras de Referencia de Generación, para el cual se puede dimensionar el SER de manera independiente de los demás SST y SCT que conforman la misma Área de Demanda.

Subestación o SET: Subestación de transmisión que pertenece al SST o SCT.

Tensión: Valor numérico con un decimal de la tensión nominal de la barra o del punto de alimentación del cliente libre.

Titular: Empresa propietaria de la concesión de transmisión.

Venta de Energía: Valor numérico con dos decimales, expresado en MWh, que corresponde a la energía entregada a los clientes regulados o libres, sin incluir las pérdidas en MT y BT. Los datos corresponden a toda la demanda servida por los SST y/o SCT que atienden una misma Área de Demanda, independientemente si son clientes o no de las respectivas empresas concesionarias de distribución.

- 29.3. Los formatos debidamente rellenos se presentarán en forma impresa y en un disco compacto los archivos correspondientes en formato de hoja de cálculo. En caso de ser necesario, debido al volumen de la información, se podrá presentar en formato de texto separado por comas.

- 29.4. Los Artículos siguientes describen los formatos y la forma de consignar la información.

Artículo 30°.- Descripción Global

- 30.1. Los formatos se clasifican en seis grupos:

30.1.1. Formatos de Información General: Contiene la información básica de las características del SER y de las instalaciones reales comprendidas en la fijación de Peajes y/o Compensaciones. Está conformado por 3 formatos denominados F-001 a F-003, los mismos que se encuentran en el Anexo 1 de la presente norma

30.1.2. Formatos de demanda: En los cuales se consignarán los datos empleados y los resultados obtenidos de la proyección de la demanda atendida por el SST y/o SCT. Está conformado por 26 formatos denominados F-201 al F-226, los mismos que se encuentran en el Anexo 2 de la presente norma.

30.1.3. Formatos del Sistema Eléctrico a Remunerar: En los cuales se consignarán los datos empleados y los resultados obtenidos en la determinación del SER. Está conformado por 16 formatos denominados F-201 al F-216, los que se encuentran en el Anexo 3 de la presente norma.

30.1.4. Formatos de Costos de Inversión: En los cuales se consignarán los datos y resultados de costos de inversión del SER. Está conformado por 9 formatos denominados F-301 al F-309, los que se encuentran en el Anexo 4 de la presente norma.

30.1.5. Formato de Costo de Operación y Mantenimiento: En el cual se consignarán los datos y resultados de los costos de operación y mantenimiento de los SER. Está conformado por 1 formato denominado F-401, el que se encuentra en el Anexo 5 de la presente norma.

30.1.6. Formatos de Tarifas y Compensaciones: En los cuales se consignarán los datos y resultados obtenidos en el cálculo de las tarifas, compensaciones, factores de pérdidas medias y, las respectivas fórmulas de actualización. Está conformado por 23 formatos denominados F-501 al F-523, los que se encuentran en el Anexo 6 de la presente norma.

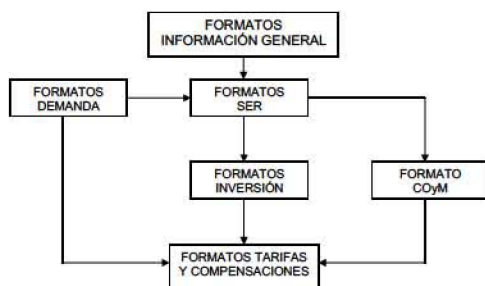
La tabla siguiente resume la cantidad de formatos:

Tabla 1
Formatos para presentar Propuestas de Tarifas

Grupo de Formatos	Formatos	Cantidad
Formatos de Información General	F-001 al F-003	3
Formatos de Demanda	F-101 al F-126	26
Formatos del Sistema Eléctrico a Remunerar	F-201 al F-216	16
Formato de Costos de Inversión	F-301 al F-309	9
Formato de Costos de Operación y Mantenimiento	F-401	1
Formatos de Tarifas y Compensaciones	F-501 al F-523	23

30.2. La lógica de enlace de los formatos es la que se muestra en el gráfico siguiente:

Gráfico 3
ENLACE DE FORMATOS



CAPÍTULO SEGUNDO

Formatos de Información General

Artículo 31°.- Formatos de Información General

Formato F-001 Información General del Sistema Eléctrico a Remunerar

En este formato se consigna el nombre del SER, los titulares de transmisión que lo componen y los responsables de pago; así como, las longitudes totales de líneas de transmisión y número de subestaciones.

Responsables: Consignar el nombre del Área de Demanda y/o Generadores responsables del pago. Para el caso en que la responsabilidad de pago es asignada mediante el criterio del uso físico, consignar "Generadores SEIN".

Formato F-002 Información de Instalaciones de Líneas de Transmisión Existentes

Se presentará la información reportada en los formatos FL establecidos por OSINERGMIN.

Formato F-003 Información de Instalaciones de Subestaciones Existentes

Se presentará la información reportada en los formatos FS establecidos por OSINERGMIN.

CAPÍTULO SEGUNDO

Formatos de Demanda

Artículo 32°.- Formatos de Demanda

Los formatos de demanda se agrupan en:

- Formatos de Información Base.
- Formatos para Clientes Regulados y Libres Menores.
- Formatos para Clientes Libres Mayores.
- Formato de Demanda total.
- Formatos para el Análisis Espacial de la Demanda.

Artículo 33°.- Formatos de Información Base

En estos formatos se consigna la información histórica de las ventas de energía y de las demás variables que se utilizarán para la aplicación de los métodos de tendencias y econométrico.

Formato F-101 Factor de Carga, Contribución a la Punta y Simultaneidad

En este formato se consignan los valores de FC, FCP y FS de cada sistema, subestación y nivel de tensión, correspondientes al año representativo. En el Estudio se debe incluir los criterios, metodología y cálculos empleados para la determinación de los mismos, conjuntamente con los archivos electrónicos de cálculo de sustento.

Formato F-102 Información de la Carga - Usuarios Menores

En este formato se consigna la potencia activa y reactiva registrada cada 15 minutos, correspondientes al día de máxima demanda anual del sistema eléctrico, del día de máxima demanda anual de la SET y del SEIN, por sistema eléctrico, subestación y nivel de tensión.

Fecha: Consignar la fecha en formato: aaaa/mm/dd.

Hora: Consignar la hora en formato: hh:mm. Las horas deben organizarse desde 00:15 a 24:00 horas.

Registros: Consignar en kW y kVAr, con dos decimales.

Formato F-103 Factores por SET – Usuarios

En este formato se consignan los factores de participación de la carga acumulada en cada nivel de tensión respecto de la máxima demanda del sistema eléctrico (FPHMS) y los factores de participación en energía respecto a la demanda de energía total del área de demanda (FPHMSEIN).

Pmax: Corresponde al máximo valor consignado en la columna "Potencia Activa - PAS" del Formato F-102, por subestación y nivel de tensión.

FPHMS: Factor de participación en potencia a la hora de máxima demanda del sistema eléctrico, determinado como el cociente del Pmax entre la máxima demanda anual del sistema eléctrico.

PSEIN: Corresponde al valor consignado en la columna "Potencia Activa - PAN" del Formato F-102, por subestación y nivel de tensión, a la hora de máxima demanda del SEIN.

FPMWHS: Factor de participación en energía respecto a la demanda de energía total del área de demanda, determinado como el cociente entre el valor de la energía del año típico de cada fila entre la energía del año típico

total del Área de Demanda. Se debe cumplir que la sumatoria de esta columna debe ser iguala 1,00.

Formato F-104 Información Histórica de Variables Independientes

En este formato se consigna la información histórica disponible, hasta 20 años, de las variables independientes que se emplearán en el método econométrico. Las variables sugeridas son PBI regional, número de clientes y población regional. Las empresas podrán reportar otras variables económicas o demográficas que expliquen el comportamiento histórico y futuro de su demanda de energía, señalando la fuente de información. Para todos los casos, se debe adjuntar la fuente de información

PBI Regional: Valor numérico del PBI en millones de Soles, hasta con dos (02) decimales y la tasa porcentual de su crecimiento hasta con dos (02) decimales. Se estima mediante una ponderación del PBI departamental, en función de las ventas de energía en cada parte de departamento que conforman el Área de Demanda.

Número de Clientes: Cantidad de clientes en valor numérico entero.

Población Regional: Población regional en valor numérico entero. Para la estimación de la población por Área de Demanda, se utiliza la misma metodología que para la estimación del PBI Regional.

Otras: Puede contener uno o varios campos, donde se consigne otras variables económicas que guarden relación con el comportamiento de la demanda.

Tasa de Crecimiento: Debe expresarse con dos (02) decimales.

Artículo 34°.- Formatos para Usuarios Menores

En estos formatos se presenta la información necesaria para efectuar la proyección de la demanda, correspondiente al mercado de los usuarios menores, y el resultado de la misma, de acuerdo con la metodología establecida al respecto. La información debe presentarse para cada sistema eléctrico y nivel de tensión, así como, para cada una de las barras desde las cuales se suministra la energía a los usuarios menores; debiendo existir la debida correspondencia entre esta proyección global y la demanda espacial.

Formato F-105 Ventas Históricas de Energía (MWh) - Usuarios Menores.

En este formato se consignan los datos históricos de la venta de energía global disponible de los últimos 20 años por Área de Demanda, Mercado Libre y Mercado Regulado y nivel de tensión. Todos los valores deben expresarse en MWh con dos (02) decimales.

Formato F-106 Proyección de Ventas Globales de Energía (MWh) de los Usuarios Menores - Método de Tendencias

En este formato se debe presentar el resultado de la proyección de las ventas de energía por el método de tendencias. Se deben mostrar los valores para los diversos modelos analizados.

Se debe incluir la ecuación de la curva de ajuste utilizada, el correspondiente coeficiente de correlación y los valores de las pruebas estadísticas F y t del modelo seleccionado. Adicionalmente se puede incluir el análisis de otros estadísticos que expliquen mejor los modelos y variables explicativas, empleadas.

En el Estudio se deberá incluir el sustento de la depuración de los datos históricos atípicos.

Ecuación: Ecuación de la curva de ajuste utilizada para cada modelo.

Coefficiente de determinación: Factor de determinación de la ecuación utilizada, con (04) decimales.

Estadístico t y F:

Valor: Valor del estadístico con 2 decimales.

Prob: Valor de la probabilidad del estadístico con 4 decimales.

Formato F-107 Proyección de Ventas Globales de Energía (MWh) de los Usuarios Menores - Método Econométrico

En este formato se debe presentar el resultado de la proyección de las ventas de energía por el método econométrico. Se deben mostrar los valores para los diversos modelos analizados.

Se debe incluir la ecuación de la curva de ajuste utilizada, el correspondiente coeficiente de correlación y los valores de las pruebas estadísticas F y t del modelo seleccionado. Adicionalmente se puede incluir el análisis de otros estadísticos que expliquen mejor los modelos y variables explicativas, empleadas.

En el Estudio se deberá incluir el sustento de las variables explicativas y de los modelos, así como la depuración de los datos históricos atípicos.

Debe tenerse presente las mismas indicaciones dadas para el Formato F-106.

Formato F-108 Proyección de Ventas de Energía (MWh) de los Usuarios Menores - Ajuste Final

En este formato se incluirá la proyección final de las ventas globales de energía, correspondiente a todos los Usuarios Menores de toda el Área de Demanda, luego de efectuar el ajuste final de los resultados obtenidos mediante los métodos de tendencias y econométrico; de acuerdo con los criterios asumidos.

Criterios: Consignar en forma resumida los criterios asumidos para el ajuste de la proyección. Dichos criterios deben ser debidamente sustentados en el Estudio.

Formato F-109 Porcentaje de Pérdidas Estándar de Energía en MT+BT

Se debe consignar el porcentaje de pérdidas estándar de energía para los siguientes 10 años, en las redes de MT+BT.

Porcentaje de Pérdidas: Se indicará en valores porcentuales respecto a las ventas globales, expresado con dos (02) decimales.

El cuerpo del informe debe contener el sustento de los porcentajes asumidos.

Formato F-110 Detalle de la Proyección de Demanda de Energía Por Nivel de Tensión - Usuarios Menores (MWh)

Resultado de agregar a las ventas de energía en MT+BT consignadas en el Formato F-108, las pérdidas correspondientes obtenidas con la aplicación de los respectivos porcentajes de pérdidas consignados en el Formato F-109. Para el caso de las ventas en AT no se agregan pérdidas. Se consignará la Información numérica con dos (02) decimales.

Formato F-111 Proyección de la Demanda de Potencia Coincidente a Nivel de Barras MT (MW) - Usuarios Menores

Estos valores se determinan aplicando los FC y FCP consignados en el Formato F-101 y el FPMWHS consignado en el Formato F-103 a los valores de demanda de energía consignados en el Formato F-110. Valores numéricos con dos decimales expresados en MW. Los datos se consignarán por cada nivel de tensión, SET, sistema eléctrico, y por Área de Demanda.

Formato F-112 Proyección de Demanda de Potencia a Nivel de sistema Eléctrico (MW) por Sector - Usuarios Menores

Estos valores se determinan aplicando los FC y FCP consignados en el Formato F-101 y los FPHMS y FPMWHS consignados en el Formato F-103, a los valores de demanda de energía consignados en el Formato F-110. Valores numéricos con dos decimales expresados en MW. Los datos se consignarán por cada nivel de tensión, SET, sistema eléctrico, y por Área de Demanda.

Formato F-113 Agregado de proyección de Demanda de Potencia Coincidente a Nivel de Sistema Eléctrico (Mw)

Contiene el agregado de la potencia por coincidente a nivel de sistema eléctrico, por nivel de tensión y año. Los totales deben coincidir con los valores totales del Formato F-112.

Formato F-114 Proyección de Demanda de Potencia Coincidente con la Máxima Demanda del SEIN (MW) - Usuarios Menores

Valores numéricos con dos decimales de la potencia máxima expresada en MW. Estos valores se determinan aplicando los FC, FCP y FS consignados en el Formato F-101 y el FPMWHS consignado en el Formato F-103a los valores de demanda de energía consignados en el Formato F-110. Los datos se consignarán por cada nivel de tensión, SET, sistema eléctrico y por Área de Demanda.

Artículo 35°.- Formatos para Usuarios Mayores
Estos formatos contienen la información histórica de la demanda correspondiente a los usuarios mayores.

Formato F-115 Información Básica de Usuarios Mayores

En este formato se consigna la información general del Usuario Mayor, así como los datos sobre su demanda correspondiente al último año, registradas a nivel de Punto de Suministro, con base en la información solicitada a los suministradores según se señala en el numeral 9.1.3.b de la presente norma.

Datos para el Año "0": Información de la demanda anual correspondiente al año anterior al de presentación de propuestas.

Máxima Demanda (MW): Valor numérico con dos decimales de la máxima demanda de potencia del Usuario Mayor.

Demanda de Potencia Coincidente (MW): Valor numérico con dos decimales de la demanda de potencia del Usuario Mayor a la hora de máxima demanda de potencia anual registrada en el SEIN.

Energía (MWh): Valor numérico con dos decimales de la energía anual consumida por el Usuario Mayor. No incluye las pérdidas en el sistema de distribución en MT.

FCP: Valor del factor de contribución a la punta del Usuario Mayor con respecto a sistema eléctrico al que pertenece, expresado con dos decimales.

FS: Valor del factor de simultaneidad del Usuario Mayor con respecto al SEIN, expresado con dos decimales.

Formato F-116 Proyección de la Energía de Usuarios Mayores (MWh)

En este formato se consignará la información de proyección de las ventas de energía a los Usuarios Mayores.

Energía (MWh): Consumos de energía proyectados para los siguientes 10 años, por cada Usuario Mayor. Se debe sustentar con encuestas realizadas a los mismos, las que deberán adjuntarse como anexo al Estudio, con base en la información solicitada a los suministradores según se señala en el numeral 9.1.3.b de la presente norma.

Total: Sumatoria de la energía de Usuarios Mayores de cada sistema eléctrico y Área de Demanda, por nivel de tensión.

Formato F-117 Proyección de la Demanda de Energía de Usuarios Mayores (MWh)

Resultado de agregar a la energía consignada en el Formato F-116, las pérdidas correspondientes obtenidas con la aplicación de los respectivos porcentajes de pérdidas consignados en el Formato F-109. Para el caso de las energías en AT y MAT no se agregan pérdidas. Se consignará la Información numérica con dos (02) decimales

Total: Sumatoria de la demanda de Usuarios Mayores de cada sistema eléctrico y Área de Demanda, por nivel de tensión.

Formato F-118 Proyección de Demanda de Potencia No Coincidente (MW) - Usuarios Mayores

En este formato se consignará la información de la proyección de la máxima demanda de potencia de cada Usuario Mayor, clasificado por sistema, SET y tensión.

Potencia: Valores de la potencia correspondientes a máxima demanda de potencia anual de cada Usuario Mayor, prevista según encuestas, expresado en MW con dos decimales.

Formato F-119 Proyección de Demanda de Potencia Coincidente a Nivel de Sistema Eléctrico (MW) - Usuarios Mayores

En este formato se consignará la información de la proyección de la potencia de cada Usuario Mayor, clasificado por sistema, SET y tensión.

Potencia: Valores de la potencia correspondientes a la hora de máxima demanda anual del sistema eléctrico, expresados en MW con dos decimales. Se determina como el producto de la máxima demanda anual (MW) del Usuario Mayor, prevista según encuestas, por el FCP consignado en el Formato F-115.

Formato F-120 Proyección de la Demanda de Potencia Coincidente a Nivel SEIN (MW) - Usuarios Mayores

Este formato contiene la información de la proyección de la potencia coincidente con la hora de máxima demanda del SEIN por cada Usuario Mayor, clasificado por sistema, SET y tensión.

Potencia Coincidente: Se obtiene aplicando a los valores de potencia del Formato F-118 el FS correspondiente consignado en el Formato F-115.

Artículo 36°.- Formatos de demanda total
En estos formatos se resumen las proyecciones de la demanda de los clientes regulados y clientes libres.

Formato F-121 Resumen de Proyección de la Demanda Usuarios Menores y Mayores

En este formato se consigna el resumen de la proyección de demanda de energía total de los 10 años siguientes para Usuarios Menores y Mayores, como la sumatoria de los valores totales por nivel de tensión del Formato F-110 y Formato F-117.

Formato F-122 Resumen de la Proyección de la Potencia Coincidente a Nivel de SET, por SET

En este formato se consigna el total de la proyección de la potencia coincidente a nivel de SET, igual a la suma de los valores de los Formatos F-111 y Formato F-118. Los valores se muestran por sistema eléctrico, SET y nivel de tensión, expresados en MW con dos decimales.

Formato F-123 Resumen de la Proyección de la Potencia Coincidente a Nivel Sistema, por SET

En este formato se consigna el total de la proyección de la potencia coincidente con el sistema eléctrico, igual a la suma de los valores de los Formatos F-112 y Formato F-119. Los valores se muestran por sistema eléctrico, SET y nivel de tensión, expresados en MW con dos decimales.

Formato F-124 Resumen de la Proyección de la Potencia Coincidente a Nivel de SEIN, por SET

En este formato se consigna el total de la proyección de la potencia coincidente con el SEIN, igual a la suma de los valores del Formato F-114 y Formato F-120. Los valores se muestran por sistema eléctrico, SET y nivel de tensión, expresados en MW con dos decimales.

Formato F-125 Mapa de Densidad de Carga

En este formato se consigna el mapa de densidad de carga, el cual debe estar dividido en áreas de densidad de carga (MW/km²), en cuadrículas de 1 km² diferenciadas por colores adecuados. La sumatoria de la demanda de todas las áreas debe ser igual a la demanda de potencia proyectada, consignada en el Formato F-122. Los datos del mapa de densidad, deben comprender la información del año base, año 5 y año 10.

Formato F-126 Datos de Generación

En este formato se consigna los datos de capacidad de los grupos generadores a los cuales se asigna la responsabilidad de pago de la transmisión. Debe incluirse en el Estudio una sección que contenga el sustento de dichas capacidades conforme con lo señalado en el numeral 10.1.1 de la presente norma.

CAPÍTULO TERCERO

Formatos para el Sistema Eléctrico a Remunerar

Artículo 37°.- Formatos para el SER

Formato F-201 Capacidad Óptima de SETs Urbanas

En este formato se consignan los criterios y resultados de la determinación de capacidad (MVA) óptima de las SET urbanas céntricas y periféricas.

Criterios asumidos: Consignar en forma concreta los criterios asumidos para la determinación de la capacidad óptima de las SET.

Resultados por Potencia: Consignar las alternativas de capacidades (MVA) analizadas, con su respectivo costo total asociado en US\$. Dicho costo incluye los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento. Debe ser un valor numérico con dos (02) decimales.

Capacidad óptima (MVA): Valor numérico con dos (02) decimales de la potencia (MVA) de la alternativa de menor costo total.

Formato F-202 Identificación de las Subestaciones Existentes cuya Demanda supera la Capacidad de Diseño

Este formato se empleará sólo para las subestaciones ubicadas en zonas urbanas céntricas y periféricas. Para las demás subestaciones se empleará directamente el Formato F-201.

Se consignará la evolución de la máxima demanda de las SET's existentes, identificando el año en que la misma supera la capacidad máxima de diseño definida como óptima de acuerdo a los análisis técnicos económicos correspondientes.

Esta información servirá para definir el año en que se requerirá efectuar traspasos de carga entre SET's existentes o la puesta en servicio de nuevas SET's.

Máx. Dem.: Valor numérico sin decimales de la máxima demanda de potencia no coincidente (MVA) proyectada para la SET.

P. Instal.: Valor numérico con dos (02) decimales igual a la potencia (MVA) instalada en la SET.

Factor de uso: Valor numérico con dos decimales, igual al cociente de dividir la máxima demanda entre la capacidad de diseño.

Formato F-203 Redistribución de la Máxima Demanda de las SET's

En este formato se consigna la proyección de la máxima demanda de las SET's existentes y nuevas, para los 10 años de estudio. Se consignan los valores de potencia (MVA) que resultan luego de los traspasos de carga entre SET's existentes o hacia las SETs nuevas.

Máx. Dem.: Valor numérico sin decimales de la máxima demanda de potencia no coincidente (MVA) proyectada para la SET.

P. Instal.: Valor numérico con dos (02) decimales igual a la potencia (MVA) instalada en la SET.

Factor de uso: Valor numérico con dos decimales, igual al cociente de dividir la máxima demanda entre la capacidad de diseño.

Formato F-204 Valores P y Q de Proyección de la Máxima Demanda de las SET's

En este formato se consigna la información de la proyección de potencia en MW y MVAR, correspondiente a la redistribución de cargas en las SETs existentes y nuevas consignadas en el Formato F-203.

Potencia: Valor numérico con dos (02) decimales de la potencia en MW y MVAR, calculados con la máxima demanda del Formato F-203 y el factor de potencia de 0,95.

Formato F-205 Selección de Alternativa Óptima

En este formato se consigna el costo total presente de cada alternativa evaluada. Dichos valores se expresan al inicio del año 1, calculado con la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79° de la LCE.

Nombre: Nombre del Proyecto.

Descripción Alternativa: Consignar como referencia la sección del Estudio donde se encuentra el desarrollo de la alternativa y el diagrama unifilar correspondiente.

Costos de Inversión: Valor numérico con dos (02) decimales de la inversión en miles de US\$.

OYM: Valor numérico con dos (02) decimales de la operación y mantenimiento en miles de US\$.

Pérdidas: Valor numérico con dos (02) decimales de la valorización de las pérdidas, en miles de US\$.

Costo Total: Sumatoria de los valores presentes para cada alternativa.

Alternativa Óptima: Nombre de la alternativa que posee el menor Costo Total.

Formato F-206 Diagrama Unifilar del Sistema de Transmisión

En este formato se incorporarán los diagramas unifilares por cada alternativa analizada. Los diagramas unifilares se elaborarán para los años 1, 5, 10 y para el año en el que se incorpore un nuevo elemento en el sistema.

Diagramas unifilares de alternativas: Diagramas unifilares de las redes de transmisión, por cada sistema y por cada año analizado, en los cuales se muestre:

- Subestaciones y Líneas de Transmisión.
- Datos básicos de cada componente:
 - Transformadores: Potencia MVA, Relación de Transformación y Vcc.
 - Líneas de transmisión: longitud, material y sección de conductor.
 - Barras: Tensión nominal, celdas y alimentadores

Formato F-207 Parámetros Eléctricos de Líneas de Transmisión y Transformadores

En este formato se consignan los parámetros de las líneas y transformadores que componen el sistema, los que se usarán en los análisis de flujo de potencia.

Líneas de transmisión: Para cada Línea de transmisión se consignarán los siguientes parámetros:

- **Nombre de la línea:** Nombre de la línea compuesto por el nombre de las subestaciones ubicadas en ambos extremos de la misma.
- **Código:** Código de la línea asignado por el COES o, si no fuera el caso, el asignado por cada empresa.
- **Tensión:** Tensión de la línea en kV.
- **Número de ternas:** 1 para líneas de una sola terna y 2 para líneas de 2 ternas.
- **Tipo de Conductor:** Especifica el material del conductor, AAC, ASCR, ACAR o XLPE.
- **Sección del Conductor:** Valor numérico con dos (02) decimales, de la sección del conductor en mm².
- **Peso unitario del Cu o Al:** Valor numérico con dos (02) decimales del peso en kilogramos por metro lineal del conductor sea Cobre o Aluminio.
- **Longitud:** Valor numérico hasta con tres (03) decimales, de la longitud de la línea en km.
- **Capacidad:** Valor numérico entero de la capacidad máxima de la línea en MVA, correspondiente al límite térmico de los conductores.
- **Resistencia:** Valor numérico con dos (02) decimales en Ohm/km.
- **Reactancia de Secuencia Positiva:** Valor numérico con dos (02) decimales en Ohm/km.
- **Conductancia de Secuencia Positiva:** Valor numérico con dos (02) decimales en Mhos/km.
- **Susceptancia de Secuencia Positiva:** Valor numérico con dos (02) decimales en Mhos/km.
- **Número de Cables de Guarda:** Número de cables de guarda, según la configuración de las estructuras o soportes. Para líneas en zona sierra o selva, de una sola terna, sólo se considera un cable de guarda.
- **Tipo Cable de Guarda:** Especifica el material del cable de guarda.
- **Sección de Cable de Guarda:** Valor numérico con dos (02) decimales de la sección del cable de guarda en mm².

Transformadores de potencia de dos devanados: Para cada transformador se consignarán los siguientes parámetros:

- **Código:** Código del transformador asignado por el COES o, si no fuera el caso, el asignado por cada empresa.
- **SET:** Consignar la SET al cual pertenece el transformador.
- **Potencia Nominal:** Valor numérico entero de la capacidad máxima nominal, en MVA.
- **Tensión Nominal Primaria:** Valor numérico entero de la tensión nominal del devanado Primario, en kV.
- **Tensión Nominal Secundaria:** Valor numérico entero de la tensión nominal del devanado Secundario, en kV.
- **Grupo de Conexión:** Consignar el grupo de conexión del transformador.
- **Tensión de Cortocircuito:** Valor porcentual con dos (02) decimales.
- **PCu%:** Pérdidas en el Cobre expresadas en porcentaje, con tres (03) decimales.
- **PFe%:** Pérdidas en el Hierro expresadas en porcentaje, con tres (03) decimales
- **Tipo de Regulación:** Se consignará, según sea el caso, "en vacío" o "bajo carga".
- **Peso Total:** Valor numérico entero del peso total del transformador en kilogramos.
- **Peso del Cobre:** Valor numérico entero del peso del cobre del transformador en kilogramos.

Transformadores de potencia de tres devanados: Se consignará los valores correspondientes, de manera similar a lo indicado para los transformadores de 2 devanados.

Formato F-208 Tasas de Avería Utilizadas

En este formato se consigna las tasas anuales estándares de averías utilizadas para determinar la configuración de las instalaciones nuevas.

Si en el estudio se hubiesen tenido en cuenta las fallas en otros componentes o situaciones no incluidas en el formato, deberán incorporarse con sus tasas correspondientes al final del mismo.

Fallas / km-Año: Valor numérico entero de la cantidad de fallas por kilómetro y año de las líneas de transmisión.

Fallas / Año: Valor numérico entero de la cantidad de fallas estándar por año de los equipos por año.

Formato F-209 Tiempos de Interrupción Estándar Utilizados

En este formato se consigna el tiempo promedio en horas de duración de una interrupción, por cada componente. En el caso de disponer de reserva, los valores a incorporar en la tabla corresponderán al tiempo de operación medio estándar de restablecimiento del servicio posible mediante la disponibilidad de guardia móvil (sin telecontrol), si no se dispone de automatismos (telecontrol).

Si en el Estudio se consideran las fallas en otros componentes o situaciones no incluidas en este formato, deberán incorporarse, al final del mismo, los tiempos medios de reposición correspondientes.

Horas: Valor numérico hasta con dos (02) decimales, de las horas de interrupción en cada caso.

Formato F-210 Tasas y Tiempos de Interrupciones Programadas

En este formato se consigna, para cada ítem, las frecuencias y los tiempos de interrupción de naturaleza

programada, que se consideran en el estudio, los cuales deben corresponder a instalaciones nuevas.

Si en el estudio se consideran interrupciones programadas en otros componentes o situaciones no incluidos en este formato, se deberá incorporar los valores correspondientes, al final del mismo.

Se debe tener presente lo siguiente:

INTERR. / AÑO: Número de interrupciones por año

HORAS / INTERR: Horas de duración promedio por cada interrupción

Formato F-211 Verificación del Cumplimiento de la NTCSE

En este formato se consignan los índices semestrales esperados, que resultan del estudio probabilístico, debidamente sustentado, así como las tolerancias establecidas en la NTCSE para cada situación.

Interrupciones Semestrales: Se consignarán las interrupciones (N) y la duración total (D), indicando hora de inicio y fin de la interrupción.

Tolerancias: Se consignarán las tolerancias establecidas según corresponda a: servicio urbano, servicio rural o red radial, para los índices N y D.

Cumple: Se consignará la confirmación o no del cumplimiento de lo establecido en la NTCSE según corresponda a: servicio urbano, servicio rural o red radial.

Caída de Tensión: Se consignará el nombre de las barras. Deberán incluirse todas las barras en MT de las SET's en cola y todos los puntos de conexión a clientes libres.

Criterios Empleados: Se consignará, en forma concreta, los criterios empleados para el cálculo probabilístico de las interrupciones (N) y su duración (D).

Formato F-212 Verificación del cumplimiento del SAIFI y SAIDI

En este formato se consignan las tolerancias y los valores calculados del índice de la frecuencia de interrupción media del sistema (SAIFI) y del índice de la duración de interrupción media del sistema (SAIDI) y el cumplimiento de las mismas por cada SER.

Este formato se llenará una vez que el OSINERGMIN apruebe los niveles de tolerancia SAIDI y SAIFI.

Formato F-213 Equipamiento de Subestaciones - MAT/AT(MT) - AT/MT

En este formato se consigna el tipo y la cantidad de equipamiento en cada año del estudio, para cada SET's.

Se consignará para cada una de las SET's las siguientes características

Región: Consignar según corresponda, "Costa", "Sierra" o "Selva".

Altitud: Consignar la altitud sobre el nivel del mar sin decimales, expresada en metros.

Zona: Consignar, según corresponda, "Urbana" o "Rural".

Los tipos de equipamientos a considerar son:

- Celda de línea a (Nombre subestación destino)
- Celda de Transformador
- Celda de Alimentadores
- Celda de Compensador Estático SVC
- Celda de Banco de Capacitores

- Transformador de Potencia
- Compensador Estático
- Banco de Capacitores
- Reactor, etc.
- SS.AA.
- Celda de Acoplamiento
- Obras Civiles Generales
- Edificio de Control
- Red de Tierra Profunda
- Instalaciones Eléctricas al Exterior

Se deberá emplear una línea por cada uno de los equipos. Para cada uno se deberá especificar:

Código: Código del equipo asignado por la empresa.

Tensión: Se consignará sólo para celdas, bancos compensadores, y transformadores.

Tecnología: Se consignará, según corresponda, "convencional", "encapsulado", "compacta" o "metalclad".

Tipo: Se consignará según corresponda "interior" o "exterior"

Tipo de Barra: Se consignará, según corresponda, "simple", "doble", "anillo" o "interruptor y medio".

Código Módulo: Se consignará el código del módulo estándar correspondiente a las características de los equipos.

Formato F-214 Plan de Equipamiento de Líneas de Transmisión

En este formato se consigna las características de las líneas de transmisión a implementarse en el periodo de estudio.

Nombre de la línea de transmisión: Nombre de línea conformada por el nombre de la SET de envío y SET de recepción.

Código de la Línea: Código que el COES asigna a la línea, de no ser el caso el código que la empresa le asigna.

Titular de la Línea: Consignar el nombre de la Empresa que posee la titularidad de la línea de transmisión.

Tramo: Nombre o número de los tramos en que se subdivide la línea. A cada tramo le debe corresponder un módulo estándar distinto.

Tensión Nominal: Valor numérico en kV sin decimales.

Longitud: Valor numérico, con dos decimales, de la longitud de la línea en km.

Formato F-215 Resumen del Sistema Eléctrico

En este formato, se consigna el resumen de las características del SER para cada uno de los 10 años del estudio y por cada nivel de tensión (MAT y AT).

Número de líneas en MAT: En MAT se incluyen las líneas cuya tensión es de MAT y en AT aquellas cuya tensión es de AT.

Longitud: Valor numérico con dos (02) decimales de la longitud de la línea en kilómetros.

Número de SET's en MAT: En MAT se incluyen las SET's cuya tensión primaria es de MAT y en AT aquellas cuya mayor tensión es de MAT.

Potencia total MVA: En MAT se incluyen las SET's cuya tensión primaria es de MAT y en AT aquellas cuya mayor tensión es de AT.

Formato F-216 Diagrama de Flujos de Potencia

En este formato se incorporarán los diagramas de flujos de potencia por cada sistema y alternativa analizada. Se elaboran para los años 1, 5, 10 y para el año en el que se incorpore un nuevo elemento en el sistema, en los que se muestre:

- Subestaciones y Líneas de Transmisión.
- Datos básicos de cada componente:

Transformadores: Potencia MVA, Relación de Transformación, Vcc, taps de regulación, flujos de potencia (P,Q).

Líneas de transmisión: longitud, material y sección de conductor, flujos de potencia (P,Q).

Barras: Tensión nominal, tensión calculada.
- Cargas en P y Q en cada barra del sistema.

CAPÍTULO CUARTO

Formatos de Costos de Inversión

Artículo 38°.- Líneas de Transmisión

En estos formatos se consignan los datos y resultados de valorización de los costos de inversión correspondientes a las líneas de transmisión.

Formato F-301 Valorización de Inversión de Líneas de Transmisión

En este formato se consigna la valorización de cada una de las líneas de transmisión para cada año del estudio, expresados en US\$ con dos decimales. Se debe tener en cuenta las indicaciones señaladas en el Formato F-214.

Costo unitario módulo: Costo unitario del módulo estándar, desagregado en costos de procedencia nacional (MN), procedencia extranjera (ME), costos del Aluminio y costos del Cobre.

Valorización: Resultado de la multiplicación de la longitud del tramo de línea por el costo unitario del módulo estándar.

Total Tramo: Sumatoria de la valorización de ME, MN, Aluminio y Cobre.

Formato F-302 Resumen de Valorización de Líneas de Transmisión

En este formato se consigna el resumen de la valorización de las líneas de transmisión de todo el SER, por propietario y nivel de tensión, desagregado por costos de procedencia nacional (MN), procedencia extranjera (ME), costos del Aluminio y costos del Cobre, expresados en US\$ con dos decimales. Los resultados se consignan para cada uno de los 4 años del período de vigencia de Peajes y Compensaciones.

ME: Resumen de costos de procedencia extranjera de la valorización de líneas de transmisión, sin incluir Cobre ni Aluminio.

MN: Resumen de costos de procedencia nacional de la valorización de líneas de transmisión, sin incluir Cobre ni Aluminio.

Aluminio: Resumen de costos del Aluminio de la valorización de líneas de transmisión.

Cobre: Resumen de costos del Cobre de la valorización de líneas de transmisión de costos.

Subtotal: Sumatoria de los campos MN, ME, Aluminio y Cobre por cada año y nivel de tensión MAT y AT.

Total: Sumatoria de los Subtotales.

Artículo 39°.- Subestaciones

Estos formatos contienen los datos y resultados de valorización de los costos de inversión correspondientes a las SET's.

Formato F-303 Valorización de Inversión en Subestaciones

En este formato se consigna la valorización de cada una de las SET's, para cada año del estudio. El total de la valorización de la SET está compuesto por los Elementos (celdas, transformadores, compensadores reactivos), servicios auxiliares, celdas de acoplamiento, costos comunes (obras civiles generales, edificio de control, red de tierra profunda e instalaciones eléctricas al exterior) y los costos indirectos (terreno, supervisión, gastos administrativos y gastos financieros). Todos los costos deben estar desgregados por costos de procedencia nacional (MN), costos de procedencia extranjera (ME), costos del Aluminio y costos del Cobre.

Para fines tarifarios se efectúan los siguientes prorrateos a cada Elemento en proporción a su costo básico total:

- Los costos de servicios auxiliares, los costos comunes, y los costos indirectos se prorratean entre las celdas, transformadores y compensadores reactivos.
- Las celdas de acoplamiento se prorratean sólo entre las celdas de igual tensión.

Luego, los valores finales de los Elementos resultan de la sumatoria del costo básico, y el prorrateo de servicios auxiliares, acoplamiento, costos comunes y costos indirectos. Se debe comprobar que la suma de los Elementos así hallados sea igual a la valorización total de la SET resultante de la suma de todos los Costos Básicos.

Descripción: Descripción de los equipos valorizados. A cada Elemento de la SET le corresponde una fila del formato.

Nombre de la Subestación: Nombre asignado por el titular.

Tensión: Valor numérico expresado en kV con un decimal.

Básico: Valor unitario del módulo estándar.

Servicios Auxiliares: Valor numérico expresado en US\$ con dos decimales correspondiente al prorrateo de los servicios auxiliares.

Acoplamiento: Valor numérico expresado en US\$ con dos decimales correspondiente al prorrateo de las celdas de acoplamiento.

Instalaciones Comunes: Valor numérico expresado en US\$ con dos decimales correspondiente al prorrateo de los costos comunes.

Costos Indirectos: Valor numérico expresado en US\$ con dos decimales correspondiente al prorrateo de los costos indirectos.

Total Elementos: Sumatoria del Básico, Servicios Auxiliares, Acoplamiento, Costos Comunes y Costos Indirectos.

Total Subestación: Sumatoria de todos los costos básicos o del Total Elementos. Ambas sumatorias deben ser iguales.

Costo del Terreno: Consignar el monto que resulte de aplicar lo establecido en el Artículo 112° de la LCE y en el Artículo 228° del Reglamento de la LCE, lo cual debe ser sustentado de manera documentada, en el caso que

no exista acuerdo de partes, el costo del terreno debe sustentarse como el promedio de la valorización efectuada por cualquier institución especializada.

Titular: Consignar el nombre de la empresa titular de cada Elemento.

Formato F-304 Costo Incremental del Centro de Control

En este formato se consigna la componente de Centro de Control a adicionarse debido a la implementación de nuevos Elementos.

Componente Adicional: Consignar la componente de Centro de Control a adicionarse.

Valorización: Consignar el costo del componente según costos estándares del módulo de Centro de Control, en el que se incluye el montaje.

Total: Se consigna la sumatoria de los costos en MN y ME.

La evaluación y sustento de estos costos debe incluirse en el Estudio.

Formato F-305 Asignación del Componente Adicional del Centro de Control

En este formato se consigna la asignación del componente Adicional del Centro de Control a las Subestaciones y a los nuevos Elementos que requieren de dicho componente.

Componente Adicional: Nombre del componente de Centro de Control a adicionarse.

Subestación: Nombre de las subestaciones que resulten involucradas con la implementación del Componente Adicional.

Elementos: Código de los Elementos de subestaciones, que requieren del Componente Adicional.

Formato F-306 Costo Incremental de las Telecomunicaciones

En este formato se consigna la componente de telecomunicaciones a adicionarse debido a la implementación de nuevos Elementos.

Componente Adicional: Consignar la componente de Telecomunicaciones a adicionarse.

Valorización: Consignar el costo del componente según costos estándares del módulo de Telecomunicaciones, en el que se incluye el montaje.

Total: Se consigna la sumatoria de los costos en MN y ME.

La evaluación y sustento de estos costos debe incluirse en el Estudio.

Formato F-307 Asignación del Componente Adicional de Telecomunicaciones

En este formato se consigna la asignación del componente Adicional de Telecomunicaciones a las Subestaciones y a los nuevos Elementos que requieren de dicho componente.

Componente Adicional: Nombre del componente de Telecomunicaciones a adicionarse.

Subestación: Nombre de las subestaciones que resulten involucradas con la implementación del Componente Adicional.

Elementos: Código de los Elementos de subestaciones que requieren del Componente Adicional.

Formato F-308 Base de datos de los elementos del Sistema a Remunerar

En este formato se consignan las características principales de cada Elemento, el costo del Elemento, la alícuota del

costo incremental del Centro de Control, la alícuota del costo incremental de Telecomunicaciones, el código de COyM y el respectivo valor de COyM del Elemento.

Características del Elemento

Nombre Elemento: Consignar el nombre del Elemento

Código Elemento: Consignar el código del Elemento asignado por el COES o en su defecto el asignado por el titular del mismo.

Tipo de Elemento: Tramo de línea, celda, transformador o compensador reactivo.

Instalación: Línea o Subestación

Módulo Estándar: Consignar el código del módulo estándar correspondiente al Elemento

Tensión KV: Consignar la tensión del Elemento expresada en kV con un decimal. En caso de Transformadores de Potencia consignar el valor de la mayor tensión.

Código Nivel Tensión: MAT, AT o MT.

Región: Ubicación geográfica del Elemento (Costa, Sierra o Selva)

Longitud: Consignar sólo para el caso en que el Elemento sea un Tramo de Línea. Expresado en km con dos decimales.

Costos de Inversión: Expresado en US\$ con dos decimales.

Costo del Elemento: Se consigna el costo de inversión del Elemento, incluido el prorrateo de los servicios auxiliares, costos comunes, costos indirectos y costos de Acoplamiento.

Alícuota del Costo Incremental de Centro de Control: Se consigna la alícuota del costo incremental del Centro de Control que le corresponde a cada Elemento según el Formato F-305. Esta alícuota es proporcional al Costo del Elemento.

Alícuota del Costo Incremental de Telecomunicaciones: Se consigna la alícuota del costo incremental de Telecomunicaciones que le corresponde a cada Elemento según el Formato F-307. Esta alícuota es proporcional al Costo del Elemento.

Costo de Inversión Total: Se consigna la sumatoria del Costo del Elemento, la Alícuota del Costo Incremental de Centro de Control y la Alícuota del Costo Incremental de Telecomunicaciones.

Valorización del COyM

Código COyM: Se consigna el código correspondiente a la región geográfica y nivel de tensión, según lo establecido por el OSINERGMIN.

COyM: Se consigna el valor del COyM del Elemento, el mismo que debe ser igual al producto del Costo de Inversión Total por el respectivo porcentaje determinado y aprobado por el OSINERGMIN.

Formato F-309 Resumen de Costos de Inversión por Nivel de Tensión

En este formato se reportan los costos totales de inversión por cada una de las partes del SER y titular, correspondiente a cada mes de los 4 años de vigencia de los Peajes y Compensaciones. Valores determinados a partir de los consignados en el Formato F-308, expresados en US\$ con dos decimales.

MAT: Valorización de las líneas y sus respectivas celdas en MAT.

MAT/AT: Valorización de subestaciones de MAT/MAT o MAT/AT/MT, sin incluir celdas de línea.

AT: Valorización de las líneas y sus respectivas celdas en AT.

AT/MT: Valorización de Subestaciones de AT/MT o MAT/MT sin incluir celdas de línea.

Total: Sumatoria de los costos de inversión de las partes.

CAPÍTULO QUINTO

Formato de Costos de Operación y Mantenimiento

Artículo 40°.- Formato de Costos de Operación y Mantenimiento

Este formato contiene la valorización de todos los costos de operación y mantenimiento.

Formato F-401 Resumen de COyM

En este formato se reportan los totales de COyM por cada una de las partes del SER y titular, correspondiente a cada mes de los 4 años de vigencia de los Peajes y Compensaciones. Valores determinados a partir de los consignados en el Formato F-308, expresados en US\$ con dos decimales.

MAT: COyM de las líneas y sus respectivas celdas en MAT.

MAT/AT: COyM de subestaciones de MAT/MAT o MAT/AT/MT, sin incluir celdas de línea.

AT: COyM de las líneas y sus respectivas celdas en AT.

AT/MT: COyM de Subestaciones de AT/MT o MAT/MT sin incluir celdas de línea.

Total: Sumatoria del COyM de las partes.

CAPÍTULO SEXTO

Formatos de Peajes, Compensaciones y Formula de Actualización

Artículo 41°.- Formatos de Factores de Pérdidas Medias e Ingreso Tarifario

Formato F-501 Registros mensuales de energía del año representativo

En este Formato se consignan los valores de energía de cada uno de los doce meses del año representativo, desagregados por sistema eléctrico y nivel de tensión. Se expresa en MWh con dos decimales.

Formato F-502 Factores Estacionales de Energía (Fee)

En este formato se consignan los Fee_i, calculados de acuerdo a lo señalado en el numeral 23.2, expresados en p.u. con dos dígitos. Se consignarán valores por sistema eléctrico y nivel de tensión.

Los factores estacionales de energía se calculan como:

$$Fee_i = E_i / E_{\text{anual}}$$

Donde:

Fee_i: Factor estacional de energía del mes i

E_i: Energía del mes i

E_{anual}: Energía total anual

Prueba de validación: $\sum Fee_i = 1,00$

Formato F-503 Demanda Mensual de Energía (MW)

En este formato se consignan los valores de Energía Mensual para cada uno de los 5 años considerados para el cálculo del Peaje.

Energía Mensual: Valor numérico con dos decimales, se obtiene de la suma de los valores del Formato F-110 y del Formato F-116, multiplicada por los factores de estacionalidad del Formato F-502.

Formato F-504 Pérdidas de Potencia por Sistemas (MW)

En este formato se consignan los valores de pérdidas fijas y variables de potencia, calculadas mediante flujos de carga, para cada año del período de vigencia de Peajes, desagregados por sistema eléctrico y sus partes (MAT, MAT/AT, AT y AT/MT). Se debe adjuntar los cálculos de flujo de carga. Los valores de pérdidas se expresan en MW con tres decimales.

Variables: Pérdidas variables que resultan de las simulaciones de flujo de potencia por cada sistema.

Fijas: Pérdidas Fijas, las cuales no dependen de la magnitud de la demanda. Para las líneas de transmisión se consideran nulas. En el caso de los transformadores este valor representa las pérdidas en el Hierro.

Total: Sumatoria de las pérdidas Fijas y Variables.

Formato F-505 Pérdidas de Energía por Sistema (MWh)

En este formato se consignan los valores de pérdidas fijas y variables de energía, expresados en MWh con dos decimales para cada año del período de vigencia de Peajes, desagregados por sistema eléctrico y sus partes (MAT, MAT/AT, AT y AT/MT).

Se calculan a partir de las pérdidas de potencia correspondientes a las condiciones de máxima demanda de cada sistema eléctrico, consignadas en la columna "PERDIDA PARA POT. MAX DE SISTEMA" del Formato F-504. Para lo cual se empleará la expresión definida en el numeral 21.2:

$$pe(p.u.) = p(p.u.) \times (f_{\text{perd}}/f_{\text{carga}}).$$

Formato F-506 Potencias Retiradas

En este formato se consignan los valores totales de potencia, expresados en MW con dos decimales, que se retiran de cada parte del sistema eléctrico (MAT, MAT/AT, AT, AT/MT).

Estos valores se determinan a partir de los flujos de potencia determinados para cada año de vigencia de los Peajes.

Formato F-507 Resumen Anual de Porcentajes de Pérdidas de Potencia (MW)

En este formato se consigna el resumen de porcentajes de pérdidas de potencia anual determinados para cada uno de los años del período de vigencia de Peajes, como el cociente de las pérdidas consignadas en la columna "COINCIDENTE CON MAX. SEIN" del Formato F-504, entre las potencias retiradas anuales consignadas en el Formato F-506.

Formato F-508 Energías Retiradas

En este formato se consignan los valores totales de energía, expresados en MWh con dos decimales, que se retiran de cada parte del sistema eléctrico (MAT, MAT/AT, AT, AT/MT).

Estos valores se determinan como la suma del Total Anual de demanda de energía del Formato F-503 y del Total Anual de las pérdidas de energía del Formato F-505.

Formato F-509 Resumen Anual de Porcentajes de Pérdidas de Energía (MWh)

En este formato se consigna el resumen de porcentajes de pérdidas de energía anual determinados para cada uno de los años del período de vigencia de Peajes, como el cociente de las pérdidas consignadas en el Formato F-

505, entre las energías retiradas anuales consignadas en el Formato F-508.

Formato F-510 Factores de Pérdidas Medias

En este formato se consignan los factores de pérdidas medias de potencia (FPMdP) y energía (FPMdE), redondeados con 4 decimales.

Factores Individuales: Valor promedio de los 4 factores anuales, ponderados con las respectivas potencias y energías anuales retiradas, según los criterios establecidos en los Artículos 19°, 20° y 21°.

Factores Acumulados: Se determinan como el producto de los factores individuales correspondientes.

Artículo 42°.- Formatos para Ingreso Tarifario

Formato F-511 Ingresos Tarifarios Mensuales por Potencia US\$

En este formato se consignan los ingresos tarifarios por potencia, en forma mensual y total anualizado, de cada línea o transformador conectado directamente a dos barras para las cuales se ha fijado Precios en Barra.

Precio1 y Precio2: Precios de potencia expresados en US\$/MW-mes con dos decimales, correspondientes a las barras (1 y 2) a las que se encuentra directamente conectado el Elemento (línea o transformador).

Flujo 1 y Flujo 2: Valores de potencia, expresados en MW con dos decimales, en los extremos del Elemento conectado directamente a las barras (1 y barra 2), los cuales resultan del cálculo de Flujo de Potencia para condiciones de máxima demanda del SER.

IT: Valor numérico con dos decimales, expresado en US\$, calculado para cada nivel de tensión, el cual resulta de la fórmula:

$$IT = \text{Precio 2} \times \text{Flujo 2} - \text{Precio 1} \times \text{Flujo 1}$$

Total anualizado: Valor numérico que resulta de referir a fin de año los IT mensuales, aplicando la Tasa Mensual.

Totales por titular: Igual a la sumatoria de los IT de todos los Elementos que conforman una misma parte del sistema de transmisión (MAT, MAT/AT, AT o AT/MT) y que pertenecen a un mismo titular.

Formato F-512 Ingresos Tarifarios Mensuales por Energía US\$

En este formato se consignan los ingresos tarifarios mensuales por energía y totales anualizados, similar al Formato F-511 pero referido a la energía.

Precio1 y Precio2: Precios de la energía, expresados en US\$/MWh con dos decimales, correspondientes a las barras (1 y 2) a las que se encuentra directamente conectado el Elemento (línea o transformador).

Flujo 1 y Flujo 2: Valores de la energía, expresados en MWh con dos decimales, en los extremos del Elemento conectado directamente a las barras (1 y 2), los cuales se determinan mediante el modelo PERSEO.

IT: Valor numérico expresado en US\$ con dos decimales, calculado mensualmente, para cada bloque horario, según la siguiente fórmula:

$$IT = \text{Precio 2} \times \text{Flujo 2} - \text{Precio 1} \times \text{Flujo 1}$$

El valor total del IT mensual se determina como la sumatoria del IT calculado para cada uno de los tres bloques horarios.

Total anualizado: Valor numérico que resulta de referir a fin de año los IT mensuales, aplicando la Tasa Mensual.

Totales por titular: Igual a la sumatoria de los IT de todos los Elementos que conforman una misma parte del sistema de transmisión (MAT, MAT/AT, AT o AT/MT) y que pertenecen a un mismo titular.

Formato F-513 Ingresos Tarifarios Anualizados por Titular US\$

En este formato se consignan los totales de Ingresos Tarifarios Anualizados por titular y por cada parte del sistema de transmisión (MAT, MAT/AT, AT y AT/MT). Todos los valores resultan de la sumatoria de los Totales Anualizados respectivos, contenidos en el Formato F-511 y Formato F-512, para cada año considerado en el cálculo de los Peajes.

VP: Sumatoria de los valores presentes de ingresos tarifarios de cada uno de los 5 años considerados para el cálculo de Peaje, para lo cual se emplea la Tasa de Actualización anual establecida en el Artículo 79° de la LCE.

Artículo 43°.- Formatos para el cálculo del Peaje

Formato F-514 Costos Anuales US\$

En este formato se determinan, por cada titular y parte del sistema de transmisión, los Costos Medios Anuales sobre la base de los costos de inversión y de operación y mantenimiento, consignados en formatos anteriores, así como el respectivo ingreso tarifario. Todos los valores deben ser expresados en US\$ con dos decimales.

Costo de inversión (CI): Sumatoria de los valores mensuales de "INVERSION" consignados en el Formato F-309 llevados a inicio de cada año.

Anualidad del CI: Anualidad del CI calculada con la fórmula de pagos uniformes para una vida útil de 30 años y Tasa de Actualización anual vigente, de conformidad con el Artículo 79° de la LCE.

COyM: Sumatoria de los valores mensuales de "COyM" consignados en el Formato F-401 llevados a inicio de cada año.

Costo Medio Anual (CMA): Suma de la Anualidad del CI más el COyM, a cuyo resultado se le agrega el CMA correspondiente a los SST asignados total o parcialmente a la demanda.

IT total: Valores totales de IT por titular que se extraen del Formato F-513.

La columna VP es la sumatoria de los valores presentes de cada uno de los 4 años considerados para el cálculo de Peaje, para lo cual se emplea la Tasa de Actualización anual vigente.

Formato F-515 Peaje (PU) por Nivel de Tensión

En este formato se consigna el resumen del cálculo de Peajes. Los valores de las columnas de VP CI, VP COyM y VP IT se obtienen del Formato F-514.

VP energía: Es el valor presente de las demandas mensuales de energía en cada nivel de tensión, consignadas en el Formato F-503. Valor expresado en MWh con dos decimales.

Peaje Anual: Valor expresado en Miles S/. con dos decimales, que resulta de sumar "VP CI" más "VP COyM" más "-VP IT".

PSU: Valor numérico con cuatro decimales, correspondiente al Peaje, igual a (Peaje Anual) / (VP energía), expresado en ctms S/./kWh.

PSU acumulado: Valor numérico con cuatro decimales, expresado en ctms S/./kWh, correspondiente al valor acumulado del PSU en cada nivel de tensión.

Tipo de Cambio: Corresponde al valor venta con tres decimales, publicado en el diario oficial El Peruano el último día hábil del mes de marzo del año de fijación de tarifas. Para el caso de las etapas anteriores a la publicación de tarifas se empleará el valor venta publicado en el diario oficial El Peruano para el último día hábil del mes anterior al plazo máximo establecido para dichas etapas.

Artículo 44°.- Formatos sobre compensación mensual
Estos formatos serán aplicados para aquellas instalaciones cuya responsabilidad de pago es asignada a la generación.

Formato F-516 Compensación Mensual

En este formato se consignan los cálculos y los resultados de las compensaciones mensuales que corresponden a aquellas instalaciones asignadas a los Generadores, de acuerdo a la metodología señalada en el Artículo 27°.-

Instalación : Constituye uno o varios Elementos pertenecientes a un mismo titular, asignados a un mismo grupo de generadores.

aCI : Anualidad del costo de inversión. Valor en miles US\$ con dos decimales.

COyM : Corresponde a los valores de costos de operación y mantenimiento extraídos del Formato F-401. Valor numérico con dos decimales.

CMA : Compensación Anual, igual a la sumatoria de aCI y COyM, expresado con dos decimales

CM : Compensación Mensual en Nuevos Soles, redondeada sin decimales.

Formato F-517 Asignación de Compensación Mensual

En este formato se consigna los cálculos y los resultados de la asignación de responsabilidad de pago de las compensaciones mensuales que corresponden a los Generadores.

Responsable de Pago y Porcentajes de Pago: Por cada Instalación se consigna el nombre de los generadores responsables de pago y el porcentaje de pago asignado, respectivamente, conforme a lo dispuesto en el Artículo 6°.-. En el caso que se trate de instalaciones asignadas mediante el criterio de uso físico se consignará "Generadores SEIN".

Compensación Mensual: Valor en Nuevos Soles, sin decimales, que resulta de multiplicar el "porcentaje de Pago" por la compensación "CM" del Formato F-516.

Artículo 45°.- Formatos sobre Factores de Actualización

Formato F-518 Costos de Procedencia Nacional (Miles US\$)

Este formato es similar al contenido del Formato F-514, pero corresponde únicamente a la componente de costos de procedencia nacional sin incluir los costos de Aluminio ni Cobre. Se debe consignar por separado los costos del SSTD.

Para el caso de los sistemas tipo SSTD se consigna únicamente los valores de CMA. Para el caso de los otros tipos de sistemas se consigna la anualidad de inversión y el COyM.

VP: Sumatoria de los valores presentes de los montos de cada uno de los 4 años considerados para el cálculo de Peaje.

Formato F-519 Costos de Procedencia Extranjera (Miles US\$)

Este formato es similar al contenido del Formato F-514, pero corresponde únicamente a la componente de costos de procedencia extranjera sin incluir los costos de Aluminio ni Cobre. Se debe consignar por separado los costos del SSTD.

Para el caso de los sistemas tipo SSTD se consigna únicamente los valores de CMA. Para el caso de los otros tipos de sistemas se consigna únicamente la anualidad de inversión.

VP: Sumatoria de los valores presentes de los montos de cada uno de los 4 años considerados para el cálculo de Peaje.

Formato F-520 Costos de Aluminio (Miles US\$)

Este formato es similar al contenido del Formato F-514, pero corresponde únicamente a la componente de costos de Aluminio. Se debe consignar por separado los costos del SSTD.

Para el caso de los sistemas tipo SSTD se consigna únicamente los valores de CMA. Para el caso de los otros tipos de sistemas se consigna únicamente la anualidad de inversión.

VP: Sumatoria de los valores presentes de los montos de cada uno de los 4 años considerados para el cálculo de Peaje.

Formato F-521 Costos de Cobre (Miles US\$)

Este formato es similar al contenido del Formato F-514, pero corresponde únicamente a la componente de costos del Cobre. Se debe consignar por separado los costos del SSTD.

Para el caso de los sistemas tipo SSTD se consigna únicamente los valores de CMA. Para el caso de los otros tipos de sistemas se consigna únicamente la anualidad de inversión.

VP: Sumatoria de los valores presentes de los montos de cada uno de los 4 años considerados para el cálculo de Peaje.

Formato F-522 Factores de Actualización de los CMA y Peajes

En este formato se determinan los coeficientes de la fórmula de actualización para el SSTD y de la fórmula de actualización para los otros tipos de sistemas del SER asignados a la demanda.

Valor Presente: Valores expresados en miles US\$ con dos decimales, que se extraen de las columnas "VP" del Formato F-518, Formato F-519, Formato F-520 y Formato F-521, correspondientes al total de cada parte del sistema (MAT, MAT/AT, AT, AT/MT).

Coeficientes: Valor redondeado a cuatro decimales, calculado como la división de cada componente (Procedencia Nacional, Procedencia Extranjera, Aluminio y Cobre) entre la suma Total de dichas componentes. La suma de los coeficientes debe ser igual a la unidad.

Formato F-523 Factores de Actualización de las Compensaciones

En este formato se determinan los coeficientes de la fórmula de actualización de las compensaciones mensuales de las instalaciones asignadas a los Generadores. Se debe tener en cuenta los mismos criterios establecidos en el Formato F-522.