

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA
INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 659-2008-OS/CD**

Lima, 27 de noviembre de 2008

CONSIDERANDO:

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 225-2008-OS/CD, publicada el 20 de marzo de 2008, se aprobó el “Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural”;

Que, con fecha 28 de setiembre de 2008 se publicó el Decreto Supremo N° 048-2008-EM, mediante el cual se modificó el Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM, a efectos de, según lo expuesto en sus considerandos, incorporar las inversiones adicionales que se requieran para ampliar la capacidad mínima de la Red Principal y establecer nuevas tarifas para los concesionarios, de forma tal que el regulador pueda establecer con anticipación las nuevas tarifas y de esta manera, se asegure la proyección de la ejecución de las nuevas inversiones por parte de los concesionarios. Asimismo, mediante el citado decreto se dictaron las disposiciones para unificar procedimientos tarifarios y hacer viable la aplicación de la Tarifa Única de Distribución, la cual incorpora la Tarifa por Red Principal de Camisea y las Tarifas de Otras Redes de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos;

Que, el citado Decreto Supremo N° 048-2008-EM establece los conceptos generales para el cálculo de la Tarifa Única de Distribución, por lo que se requiere adaptar los mismos a la norma “Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural”;

Que, adicionalmente, se considera necesario mejorar algunos aspectos de la norma señalada en el considerando anterior, tales como los montos de la carta fianza para solicitudes de tarifas iniciales y la eliminación de la presentación del cargo de la revisión quinquenal de la instalación interna, para consumidores mayores a 300 m³/mes;

Que, en este sentido, resulta necesario aprobar una nueva norma “Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural”, que incorpore lo señalado en los considerandos precedentes;

Que, de conformidad con el Artículo 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, constituye requisito para la aprobación de los reglamentos y normas de alcance general que dicte el Organismo Regulador, dentro de su ámbito de competencia, que sus respectivos proyectos hayan sido prepublicados en el Diario Oficial “El Peruano”, por un plazo no menor de 15 días calendario, para que los interesados presenten sus opiniones y sugerencias a la misma, sin que ello tenga carácter vinculante ni de lugar a procedimiento administrativo;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 0642-2008-OS/CD, publicada el 30 de octubre de 2008, se dispuso la publicación en el Diario Oficial “El Peruano” del proyecto de norma “Procedimiento para la Elaboración y Presentación de la Información Sustentatoria del Valor

Nuevo de Reemplazo de Empresas Concesionarias de Distribución de Gas Natural”, con el propósito de que los interesados remitan a OSINERGMIN sus comentarios y sugerencias;

Que, dentro del plazo establecido para la presentación de comentarios y sugerencias, no se ha recibido en forma oportuna comentario alguno por parte de los interesados, lo cual se explica en el informe legal y técnico que sustenta la presente resolución;

Que, respecto al texto del proyecto prepublicado se ha observado la necesidad de efectuar algunas precisiones que mejoren la aplicación de la norma, las cuales se encuentran explicadas en el Informe N° 0491-2008-GART;

Que, mediante carta N° GC/GMP/84002284 del 17 de octubre de 2008, la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. ha solicitado iniciar un nuevo proceso para la fijación de tarifas únicas del sistema total de distribución, conforme lo permite el Artículo 3° del Decreto Supremo N° 048-2008-EM, por lo que es necesario definir la fecha del cierre del Valor Nuevo de Reemplazo y de los costos de distribución para el cálculo de las tarifas únicas de distribución de la concesión de Lima y Callao;

Que, en ese sentido, corresponde disponer que la presentación de los estudios tarifarios para determinar las tarifas únicas de la concesión de distribución de Lima y Callao considerará el VNR y costos unitarios al 30 de setiembre de 2008; y, dado que a la fecha se cuenta con información del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) hasta el mes de diciembre de 2007, y que se ha solicitado a Cálidda la actualización de dicha información al mes de junio de 2008, es necesario disponer que, en el caso Cálidda no proporcione la información del VNR al mes de setiembre, la determinación de las tarifas se efectuará con la información más actualizada del VNR;

Que, se ha emitido el [Informe N° 0492-2008-GART](#), de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN y el [Informe N° 0491-2008-GART](#), de la División de Gas Natural de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión del OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3° de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; Reglamento General del OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar la norma “Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural”, cuyo texto, como Anexo forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- La presente Resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada en la página WEB de OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe.

Artículo 3°.- La presentación de los estudios tarifarios para determinar las tarifas únicas de la concesión de distribución de Lima y Callao considerará el VNR y costos unitarios al 30 de setiembre de 2008. En el caso que Cálidda no proporcione la información del VNR al mes

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 659-2008-OS/CD**

de setiembre, la determinación de las tarifas se efectuará con la información más actualizada del VNR.

ANEXO

NORMA “PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN DE LOS ESTUDIOS TARIFARIOS SOBRE ASPECTOS REGULADOS DE LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL”

CAPÍTULO PRIMERO

GENERALIDADES

Artículo 1º.- Objeto

1.1. Establecer el Procedimiento para la elaboración de los Estudios Tarifarios comprendidos en la regulación de la distribución de gas natural por red de ductos.

1.2. Definir los principios y criterios adoptados por el Organismo Regulador (OSINERGMIN) en la determinación de los diversos aspectos que se encuentran regulados de la distribución de gas natural por red de ductos.

Artículo 2º.- Alcances

2.1. Los principios y criterios adoptados por OSINERGMIN en la presente norma son de aplicación obligatoria a los concesionarios de distribución de gas natural cuando éstos presenten su propuesta tarifaria en cualquiera de los aspectos regulados.

2.2. En caso algunos de los principios o criterios adoptados en este documento entren en conflicto con el Reglamento o con el contrato de concesión se aplicará lo señalado en las normas de mayor jerarquía, y en forma supletoria y adecuada lo señalado en este documento.

2.3. Para el caso de la definición de Tarifas Iniciales de nuevas concesiones, este procedimiento será aplicable considerando los criterios que pueden ser alcanzables para la elaboración de la propuesta tarifaria.

Artículo 3º.- Base Legal

Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo 040-2008-EM, sus modificatorias y ampliatorias;

Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM, sus modificatorias y ampliatorias.

Artículo 4°.- Glosario de Términos

Los términos expresados en mayúsculas tienen el significado dado en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos. Adicionalmente, se señalan los siguientes términos:

4.1. Consumidor: Usuario de la red de distribución de gas natural. Este término es sinónimo de cliente del concesionario que opera la red de distribución de gas natural.

4.2. GART: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN.

4.3. MINEM: Ministerio de Energía y Minas.

4.4. OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

4.5. Reglamento: Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo 040-2008-EM, sus modificatorias y ampliatorias.

4.6. Plan Quinquenal: Programa de ejecución del Sistema de Distribución elaborado por el Concesionario para un período de cinco (5) años, definido en el numeral 2.33 del Reglamento.

4.7. GRP: Garantía de la Red Principal.

CAPÍTULO SEGUNDO PROPUESTA DE TARIFAS INICIALES

Artículo 5°.- Contenido de la Propuesta

5.1. La propuesta de Tarifas Iniciales debe contener lo siguiente:

- a) Solicitud escrita dirigida a la GART
- b) Propuesta de contrato de compra – venta de gas natural hacia el productor.
- c) Propuesta de contrato de capacidad de transporte de gas natural hacia el concesionario de transporte.
- d) Carta fianza bancaria de seriedad de solicitud.
- e) Plan de desarrollo inicial.
- f) Estudio tarifario que considera el plan de desarrollo inicial.

5.2. Al peticionario no se le exigirá dos cartas fianzas (MINEM y OSINERGMIN) por una misma solicitud de concesión. Por lo tanto, la carta fianza que podrá solicitar OSINERGMIN no será exigible si la propuesta de Tarifas Iniciales para la nueva concesión es requerida directamente por el MINEM y el peticionario ha cumplido con entregar la fianza bancaria de “validez, vigencia y cumplimiento de la solicitud de concesión”.

En los casos en que el peticionario sustente que a la fecha de presentación de su solicitud haya tenido respuesta negativa del productor o del transportista, por la capacidad solicitada, no será exigible la carta de garantía por parte de OSINERGMIN.

Artículo 6°.- Fianza de seriedad de solicitud

6.1. La fianza de seriedad de solicitud es una garantía de carácter incondicional, solidaria, irrevocable y de realización automática en el Perú al solo requerimiento de OSINERGMIN. Debe ser emitida por una empresa bajo el ámbito de supervisión de la Superintendencia de Banca y Seguros (SBS) o considerada en la última lista de bancos extranjeros de primera categoría que periódicamente publica el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP).

6.2. Los montos consignados en la fianza deben ser los mostrados en la siguiente tabla:

Número de usuarios potenciales señalados en el plan de desarrollo inicial	Monto equivalente a
Hasta 5 000	2 UIT *
De 5 000 hasta 10 000	5 UIT *
De 10 001 hasta 20 000	10 UIT *
De 20 001 hasta 30 000	15 UIT *
Mayor a 30 000	30 UIT *

* UIT: Unidad Impositiva Tributaria

6.3. Para estimar el plazo de vigencia de la fianza se debe tener en cuenta lo siguiente:

- a) Tiempo de revisión, cálculo y aprobación por parte de OSINERGMIN;
- b) Tiempo máximo para presentación de solicitud ante el MINEM (90 días calendario);
- c) Tiempo de devolución de la fianza (10 días hábiles).

6.4. El tiempo de revisión del OSINERGMIN dependerá de la información proporcionada en el expediente y del tamaño de la concesión. El tiempo mínimo será de 90 días calendario pudiendo la GART exigir un mayor plazo de acuerdo a las características de la solicitud.

Artículo 7°.- Plan de desarrollo inicial

7.1. El peticionario debe acordar con el MINEM el plan de desarrollo inicial que prevé ejecutar para la concesión solicitada, el cual debe ser aprobado o aceptado por el MINEM.

7.2. En caso el peticionario presente un plan de desarrollo inicial no aprobado o aceptado por el MINEM, OSINERGMIN pondrá en consulta del MINEM el referido plan para obtener la respectiva conformidad, en cuyo caso se suspenderá el plazo del trámite de aprobación de las tarifas iniciales. Luego de esto, se procederá según el procedimiento de cálculo y determinación de las Tarifas Iniciales.

Artículo 8°.- Contenido del Estudio Tarifario

8.1. El estudio tarifario deberá realizarse de acuerdo al procedimiento establecido en la presente norma, en todo lo que le sea aplicable.

8.2. Conforme a lo anterior, la GART evaluará la propuesta y definirá un proyecto de Tarifas Iniciales para su aprobación por parte del Consejo Directivo del OSINERGMIN.

8.3. Las Tarifas Iniciales aprobadas por OSINERGMIN serán condicionales a la firma del contrato de concesión entre el peticionario y el MINEM y cubren el plan de desarrollo inicial presentado.

8.4. Las Tarifas Iniciales carecen de valor si el plan de desarrollo inicial incorporado en el contrato de concesión no concuerda, en sus partes esenciales, con el plan de desarrollo inicial utilizado en el cálculo tarifario.

8.5. El estudio tarifario debe contener al menos la propuesta de tarifas de distribución por categoría tarifaria de consumidores y las acometidas para los consumidores menores a 300 m³/mes. Los demás costos y/o cargos relacionados al servicio deberán presentarse dentro del período comprendido desde los doce (12) hasta los dieciocho (18) meses del inicio de operación comercial.

CAPÍTULO TERCERO ASPECTOS TARIFARIOS DE LA DISTRIBUCION

Artículo 9°.- Contenido de los estudios tarifarios y aspectos generales

9.1. Para los concesionarios que inicien la primera regulación tarifaria, los estudios tarifarios deben contener los siguientes aspectos: Propuesta de tarifas de distribución por categorías de consumidores, costo de derecho de conexión, costo de acometidas, cargo por mantenimiento de la acometida, cargo por Costos Extras de Distribución (CED), costo de inspección, supervisión y habilitación de la instalación interna y cargo por la revisión quinquenal de la instalación interna.

9.2. El suministro de gas natural a un consumidor final, ubicado dentro de una concesión de distribución, consta de los siguientes aspectos:

- a) Gas proporcionado por el Productor al Concesionario;
- b) Traslado del Gas mediante el uso de la Red Principal o Red de Transporte;
- c) Derecho de conexión del suministro al sistema de distribución
- d) Costos Extras de Distribución;
- e) Disponibilidad de uso de la Red Común de distribución;
- f) Tubería de Conexión a la Red Común;
- g) Acometida o estaciones de regulación y medición;
- h) Instalaciones Internas.

9.3. De estos aspectos, el gas proporcionado por el Productor al Concesionario (a) no se encuentra sujeto a regulación de precios por parte de OSINERGMIN. Para el caso especial del Lote 88 (Camisea), existen topes máximos para el precio del gas natural regulados por la Ley N° 27133 y el respectivo contrato de licencia.

9.4. La regulación de la Red Principal se efectúa según lo normado en la Ley N° 27133, su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 040-99-EM y resoluciones de aplicación aprobadas por OSINERGMIN.

9.5. El derecho de conexión es la capacidad que ha reservado el solicitante del sistema de distribución, el cual le otorga el derecho de uso del sistema hasta por el valor que ha solicitado y pagado dentro de su presupuesto de dotación del suministro.

9.6. Para el caso de la concesión de distribución de gas natural en Lima y Callao, existe como parte de los bienes de la concesión la Red Principal de distribución, que consiste en los elementos necesarios para transportar gas natural desde el City Gate de Lurín hasta los diferentes puntos de control según lo señalado en el contrato de concesión.

9.7. En el caso anterior, el contrato de concesión define el término de “Otras Redes” a las instalaciones no comprendidas en la Red Principal de distribución. Por lo tanto, para el caso de la concesión de Lima y Callao, las “Otras Redes” comprenden la Red Común¹ y la Tubería de Conexión, según corresponda.

9.8. La Acometida no forma parte del sistema de distribución.

9.9. En el caso de las Instalaciones Internas, corresponde al OSINERGMIN regular únicamente las tarifas máximas que puede cobrar el concesionario por concepto de Inspección, supervisión y habilitación de la Instalación Interna. Cuando la construcción de la Instalación Interna haya sido efectuada por el Concesionario en forma directa, no corresponde al cliente asumir dicho costo.

9.10. Dentro de los costos de inversión de la Red Común, Tubería de Conexión y Acometida, se puede incorporar un costo adicional por concepto de pago por permisos municipales y medio-ambientales. El valor máximo a reconocer es definido por OSINERGMIN.

9.11. Las tarifas aprobadas por OSINERGMIN son máximas, pudiendo el Concesionario definir tarifas menores para diversos tipos de clientes, teniendo en cuenta la no discriminación ante la igualdad del servicio y la transparencia y difusión del pliego tarifario.

Artículo 10°.- Plan Quinquenal de inversiones del concesionario

10.1. Una vez que el concesionario obtenga el pronunciamiento de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del MINEM, corresponde al mismo presentar a OSINERGMIN dentro de su propuesta tarifaria el Plan Quinquenal de inversiones en la concesión, adjuntando para ello la carta de pronunciamiento de la DGH.

10.2. El Plan Quinquenal de inversiones del concesionario será presentado al menos por períodos semestrales y consolidados por año calendario.

¹ Ver definición en el numeral 16.1

10.3. Para cada período (semestral, trimestral, etc.), el concesionario deberá sustentar las inversiones, las demandas y el listado de potenciales consumidores, que ha proyectado atender utilizando los formatos de información de un sistema geográfico con coordenadas UTM, establecidos en el “Procedimiento para la Elaboración y Presentación de la Información Sustentatoria del Valor Nuevo de Reemplazo de Empresas Concesionarias de Distribución de Gas Natural”, aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 183-2008-OS/CD, o la que la sustituya.

Artículo 11°.- Derecho de Conexión

11.1. Para consumidores mayores a los 300 m³/mes, el derecho de conexión debe cubrir al menos la longitud promedio de la tubería de conexión de los nuevos suministros, el que se expresará en US\$/ (m³-día) de gas natural. Asimismo, para estos consumidores, el derecho de conexión se propondrá en función del tipo de uso del gas natural y la presión de suministro garantizado.

11.2. Para consumidores menores a los 300 m³/mes, el derecho de conexión debe cubrir como máximo la longitud promedio de la tubería de conexión.

11.3. El concesionario deberá evaluar dentro de su estrategia de promoción para los consumidores residenciales de bajo consumo el instalar la Tubería de Conexión en la misma oportunidad en la que se construye la Red Común, de tal forma de ahorrar los costos de instalación y el pago de tributos municipales.

11.4. La tubería de conexión es el elemento que permite unir la Red Común de distribución con la Acometida. En la mayoría de los casos la tubería de conexión se diseña para un cliente, independientemente del tipo de predio y, por lo tanto, se asume que su uso esta reservado a dicho cliente.

11.5. El derecho de conexión se estimará y propondrá para al menos 3 condiciones de participación del proyecto de dotación de suministros de gas natural, según lo siguiente:

- a) Derecho de conexión antes de la ejecución del proyecto.
- b) Derecho de conexión durante la ejecución del proyecto.
- c) Derecho de conexión posterior a la ejecución del proyecto.

11.6. Los derechos de conexión pagados por los interesados se actualizarán de la misma forma que la Red Común, debiendo el concesionario registrar en su contabilidad empresarial y en la contabilidad regulatoria los pagos efectuados por este derecho.

Artículo 12°.- Costos comunes de distribución

12.1 En la determinación de los costos de distribución de gas natural, se deben asignar cada uno de los costos según los aspectos señalados anteriormente. En caso existan costos comunes de distribución estos deben asignarse en función del valor de la inversión.

12.2 Una vez efectuada la determinación de los costos para cada aspecto señalado anteriormente, se puede proceder a definir las respectivas tarifas.

12.3 Como principio general, si el concesionario percibe otros ingresos tarifarios que permiten recuperar parte de los costos de inversión, operación y mantenimiento de la concesión, se debe descontar dichos ingresos de la totalidad de los costos de la concesión

de tal forma que no se perciba un doble ingreso por la respectiva inversión, operación o mantenimiento.

12.4 En caso la concesión involucre dentro de sus bienes una Red Principal de Transporte y/o Distribución, debe, en primer lugar, estimarse el costo (inversión, operación y mantenimiento) que cubre la respectiva tarifa y que forma parte de los ingresos tarifarios del concesionario, para luego, ser restados de los costos totales del concesionario.

Artículo 13°.- Tasa de actualización

OSINERGMIN usará la tasa definida en el Reglamento o en el respectivo contrato de concesión.

Artículo 14°.- Fórmula de Actualización

14.1. La fórmula de actualización se presentará respetando los índices o factores de reajuste señalados en el Reglamento o en el contrato de concesión.

14.2. Dichos índices o factores de reajuste deben respetar los siguientes principios básicos:

- a) El índice elegido debe ser relevante o explicativo de los cambios en los costos del componente de distribución. Se buscará siempre el índice más aproximado.
- b) El índice elegido debe provenir de una fuente pública y confiable con acceso a la mayor parte de los clientes sujetos a regulación de tarifas.

14.3. La fórmula de actualización debe permitir reducir la volatilidad en los cambios tarifarios y de fácil aplicación por parte de los consumidores.

Artículo 15°.- Falta de Presentación de la Propuesta Tarifaria

15.1 En caso el Concesionario no presente oportunamente su propuesta tarifaria, se mantendrá vigente la tarifa que venía aplicando el concesionario hasta la publicación de la nueva tarifa.

15.2 Sin eximir la sanción correspondiente por la no presentación de la propuesta tarifaria, la GART procederá a elaborar el estudio tarifario correspondiente y de esta forma iniciar el nuevo proceso tarifario. En este proceso tarifario no será necesario cumplir con las etapas previstas para que el concesionario sustente su propuesta.

15.3 Mientras OSINERGMIN no apruebe una nueva tarifa, seguirá vigente la tarifa existente.

Artículo 16°.- Red Común y Cuenta de Equilibrio Tarifario

16.1. La Red Común comprende las instalaciones del sistema de distribución (tuberías, estaciones de regulación de presión, sistema de control y otros) que abastecen por lo general a dos o más consumidores finales, no incluyendo a la Tubería de Conexión ni a las Acometidas.

16.2. El pago de la Red Común se hace mediante cargos por capacidad y cargos por volumen. El consumidor tiene derecho a reservar una capacidad de uso de la Red Común de distribución, por lo que tendrá derecho a ser atendido por el Concesionario hasta el límite de la capacidad solicitada (derecho de conexión).

16.3. Al ser la distribución de gas natural un servicio público, y siendo el elemento fundamental de dicha distribución la Red Común, entonces los clientes señalados en las diversas categorías tienen la obligación de pagar la Red Común sin importar el punto de conexión efectiva ni los metros de red que este usando.

16.4. Las instalaciones calificadas inicialmente como no viables pertenecientes a la cuenta de equilibrio tarifario, que se encuentren en vía pública y desde el cual se proyecte atender a consumidores que hagan la instalación viable, deben incluirse en el VNR para fines del cálculo tarifario.

16.5. Siempre que a la fecha de cierre, establecida para la elaboración del estudio tarifario, resulten económicamente viables los componentes totales o parciales de las instalaciones de distribución que fueron inicialmente calificadas como no viables, por el cual los consumidores efectuaron aportes reembolsables, deben incluirse en el VNR para fines del cálculo tarifario. Para ello, el concesionario debe volver a efectuar la evaluación de la viabilidad económica de dicha instalación y determinar los componentes o tramos de red que resultan económicamente viables.

16.6. Dentro de su propuesta tarifaria, el concesionario presentará un listado inicial, conteniendo de forma individual por consumidor, la evolución de su respectiva cuenta de equilibrio tarifario. En este listado se deberá apreciar la evolución de la valorización de las instalaciones pertenecientes a los aportes reembolsables de los consumidores, debido a que fueron calificados como no viables. Luego, mediante un segundo listado, el concesionario deberá presentar, de forma individual por consumidor, la situación final de su respectiva cuenta de equilibrio tarifario, en el que debe descontar las instalaciones totales o parciales incorporadas a la Red Común.

Artículo 17º.- Estimación de la Demanda

17.1. La estimación de la demanda toma como base el diagnóstico del mercado actual y la definición del mercado potencial de clientes que podrían acceder a un suministro de gas natural.

17.2. Para la estimación de los volúmenes teóricos de demanda de gas natural consumidos por los clientes objetivos establecidos en el respectivo contrato de concesión, se usará lo siguiente:

- a) El número de clientes que potencialmente podrían consumir gas natural por encontrarse cerca de la Red Común;
- b) La evolución estimada del Factor de Uso de la Red en el área desarrollada y de acuerdo con el respectivo tipo o categoría de consumidor;
- c) La proyección de los consumos unitarios por tipo o categoría de consumidor.

Artículo 18°.- Diagnóstico del Mercado

18.1. Dentro del diagnóstico del mercado, el concesionario debe efectuar la evaluación de los clientes que hoy tienen suministro de tal forma de observar su comportamiento y evaluar los cambios debido a:

- a) Precios relativos de energéticos (competencia gas natural vs otros).
- b) Estrategias promocionales del concesionario.

18.2. Adicionalmente, debe efectuarse un análisis muestral del mercado de consumidores para determinar las áreas con mayor o menor potencial de consumo de gas natural. Este análisis debe segmentar al mercado entre residencial (bajo consumo), industrial, GNV y otros.

Artículo 19°.- Categoría de Consumidores

19.1. Para definir la categoría de clientes, incluido los rangos de consumo, el concesionario previo análisis del mercado debe segmentar los clientes por categorías de tal forma de contener en gran medida a los clientes estimados.

19.2. Debe haber dos grandes grupos de conjuntos de clientes: Regulados e Independientes. Dentro de estos grupos pueden existir subconjuntos en función del volumen de consumo; así como un subconjunto especial para el GNV, para el generador eléctrico y para otros segmentos especiales de consumo pertenecientes a la zona de concesión.

19.3. Se debe considerar que todos los consumidores conectados al sistema de distribución pagarán la tarifa correspondiente a su categoría tarifaria, independiente de la ubicación, punto de conexión o presión del suministro.

19.4. Se debe considerar consumos mínimos para permanecer en una determinada categoría tarifaria.

Artículo 20°.- Factor de Uso de la Red

20.1. El Factor de Uso de la Red tiene por objeto incentivar al concesionario el incremento en el uso de la Red Común, y a la vez ofrecerle una ganancia razonable por superar la meta establecida. Este factor puede ser definido por tipo de consumidor (categoría) y refleja el desarrollo prudente de la empresa concesionaria. Para establecer las metas en el Factor de Uso de la Red se empleará la información nacional e internacional disponible, teniendo como fin mejorar la gestión del concesionario.

20.2. El Factor de Uso de la Red se determina como el cociente entre la meta de clientes que deberían estar consumiendo gas natural y el número de clientes que potencialmente podrían consumir gas natural por encontrarse cerca de la Red Común.

20.3. Adicionalmente, el Factor de Uso indicado conlleva el establecimiento de una política razonable de evolución de las conexiones, en las áreas con redes instaladas, de tal forma que en un periodo específico se alcance dicho objetivo (meta).

Artículo 21°.- Diseño de la Red

21.1. El diseño de la red de distribución debe abarcar el Plan Quinquenal de expansión del concesionario. Además, la red debe ser capaz de suministrar gas natural a los clientes potenciales de la zona y cubrir su proyección de demanda por el periodo de 20 años.

21.2. En concordancia con lo estipulado en el Reglamento, el diseño de la red debe ser lo más eficiente para abastecer la demanda proyectada, debiéndose adaptar la red actual al diseño más eficiente. En caso existan redes sobredimensionadas para la demanda, OSINERGMIN puede elegir el criterio para reducir la red al tamaño eficiente o el de incrementar la demanda hasta que la red sea eficiente. Como principio general, OSINERGMIN puede definir hasta qué límite de ineficiencia, en el desarrollo de la red, pueda ser pagada por los consumidores.

21.3. La topología de la red es propuesta por el Concesionario, siendo su responsabilidad cumplir con las condiciones mínimas de calidad y seguridad en el suministro de gas natural, y sustentar ante OSINERGMIN que dicho desarrollo es el más eficiente económicamente. La aprobación por parte de OSINERGMIN de una topología de red para fines tarifarios, no compromete la supervisión del desarrollo de la red.

21.4. El Concesionario presentará el diseño de las instalaciones, existentes y proyectadas, de la red de distribución mediante planos geográficos donde se aprecie directamente el recorrido de los ductos, diámetros y presiones nominales de operación. Asimismo, se deberá presentar la tabla de datos conteniendo todas las características técnicas de los componentes del sistema de distribución y del suministro a los predios que prevé atender.

21.5. Las instalaciones que se presenten en los planos geográficos y en la tabla de datos indicados serán presentadas por el Concesionario como parte de su compromiso de inversiones de largo plazo establecido en el correspondiente contrato de concesión, por lo que, cualquier variación posterior deberá ser informada al MINEM y a OSINERGMIN.

21.6. Para el caso de las instalaciones existentes, el concesionario presentará el diseño de la red en planos geo-referenciados (GIS) con sus correspondientes coordenadas UTM, con base a la estructura de las tablas de datos y necesidad de información establecida por la GART.

21.7. De igual forma, para las instalaciones proyectadas también se presentará, en lo posible, la información GIS necesaria para efectuar la evaluación de la demanda y los costos de inversión involucrados.

Artículo 22°.- Criterios de Diseño

22.1. En el desarrollo de la red de distribución el concesionario debe verificar y sustentar ante OSINERGMIN que el desarrollo propuesto cumple con todos los criterios de seguridad señalados en el Reglamento.

22.2. Los compromisos constructivos en el desarrollo de la red, asumidos por el Concesionario con otras instituciones del Estado, no comprometen la aprobación de OSINERGMIN al momento de presentar la propuesta tarifaria. OSINERGMIN se somete a las exigencias constructivas mínimas definidas en el Reglamento y en el Contrato de concesión.

Artículo 23°.- Costos de Inversión

23.1. La determinación de los costos de inversión se hará de acuerdo con la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) definido en el Reglamento.

23.2. Para la sustentación de los costos de inversión, se deberá preparar el desagregado de los costos unitarios de los elementos de la red y la cantidad de elementos que se están empleando.

23.3. Los costos unitarios por los elementos de la red deberán ser desagregados en:

- a) Uso de Materiales
- b) Uso de Equipos
- c) Gastos Generales y Utilidad del Contratista
- d) Importado y Nacional

23.4. Durante los primeros 8 años de operación comercial de la concesión, se puede usar como parte de la "curva de aprendizaje" en el desarrollo de la red de distribución, un porcentaje que reduzca el rendimiento eficiente en la instalación de la red y/o un porcentaje que incremente la utilidad de contratista por la menor competencia en el mercado de instalaciones de redes de gas natural.

Artículo 24°.- Costos de Operación

24.1. Los costos de operación involucran los costos de gestión necesarios para manejar una empresa distribuidora.

24.2. Para los consumidores menores a 300 m³/mes y conforme a lo establecido en el Reglamento, dentro de los costos de operación se debe considerar la gestión del diseño y actualización de las instalaciones internas típicas, difundidas en la página Web del concesionario; la inspección, supervisión y habilitación de la instalación interna, la que considerará 2 visitas al predio incluida el evento de la habilitación y, además, la revisión quinquenal de la instalación interna.

24.3. La determinación del costo de operación se hará empleando los criterios de:

- a) Comparación con empresas nacionales o extranjeras de negocio de gas natural.
- b) Comparación con empresas nacionales dedicadas a servicios públicos similares, teniendo en cuenta la preponderancia en el desarrollo de redes subterráneas.
- c) Definición de una empresa modelo (tipo).
- d) Inclusión de mecanismos de promoción que tomen en cuenta la evolución de la empresa conforme se desarrolla la red de distribución.

24.4. OSINERGMIN podrá reconocer mayores costos por inicio o instalación de la empresa distribuidora. Los mayores costos deben ir reduciéndose conforme la red alcanza la madurez deseada en la red de distribución.

24.5. Los costos de odorización del gas natural son considerados como parte de los costos operativos. Para el caso de concesiones de distribución que incluyen Redes Principales, sólo se considerará el costo del odorante si la Red Principal no lo incluye.

24.6. Para el reconocimiento de las pérdidas estándares, el concesionario deberá presentar el balance del gas natural del sistema de distribución que considere el gas ingresado, el almacenado en ductos y las ventas en el sistema de distribución, para ello, todo consumo propio del concesionario será considerado como una venta. El balance indicado debe presentarse de forma trimestral y por año calendario.

Artículo 25°.- Costos de Comercialización

25.1. Los costos de comercialización involucran los costos operativos del área comercial como por ejemplo:

- a) Costos del área comercial (oficina, equipos, personal);
- b) Costos por pérdidas comerciales;
- c) Costos por financiamiento de ventas (capital de trabajo);
- d) Costos por gestión de clientes (conexión y corte);
- e) Costos por medición, facturación y cobranza.
- f) Costos por la promoción de la conexión de consumidores residenciales menores a 300 m³/mes, el que no podrá exceder al triple del costo resultante de la sumatoria de su correspondiente Acometida y Derecho de Conexión.

25.2. Los costos de promoción serán incluidos con base a la propuesta y compromiso previo del concesionario en su propuesta tarifaria, en el que deberá especificar los costos que descontará directamente a los consumidores para la prestación del servicio, tales como la conexión del suministro (Acometida y Derecho de Conexión), el suministro de materiales para la ejecución de la red interna por parte de los instaladores y a la conversión o nuevos equipos para el uso del gas natural.

25.3. Los costos de promoción deberán proponerse por zona de desarrollo según distritos, considerando aquellas en las que predominantemente (más del 75%) existan potenciales consumidores de niveles socioeconómicos C, D y E.

El concesionario debe considerar, en su estudio tarifario, que los costos de promoción serán aplicables anualmente en todo el período tarifario de cuatro años, según la ejecución de las zonas del plan quinquenal de inversiones del concesionario.

El concesionario deberá presentar un estudio socioeconómico de cada zona por distrito, que propone beneficiar con los costos de promoción.

25.4. Conjuntamente con la propuesta de costos de promoción, el concesionario deberá proponer a OSINERGMIN para su respectiva aprobación un procedimiento de control anual por la conexión del número proyectado de consumidores residenciales con la promoción involucrada. Este procedimiento, debe considerar al menos lo siguiente:

- a) La implementación de los recargos tarifarios y de las cuentas de equilibrio tarifario específicos, cuya recaudación se presentará en la contabilidad regulatoria.
- b) Los retiros de la cuenta indicada en el literal a) por concepto de los costos de promoción por la conexión efectiva de consumidores residenciales, efectuados por el concesionario.

25.5. La determinación de los costos comerciales se hace según los criterios señalados en el numeral 24.3 (costos operativos).

Artículo 26°.- Costos de Mantenimiento

26.1. Los costos de mantenimientos cubren las actividades señaladas por el concesionario como necesarias para mantener operativa la red de distribución. Los costos de mantenimiento deben ser sustentados en forma desagregada por las actividades que realiza la empresa, en forma periódica, de acuerdo con los elementos típicos de la red de distribución.

26.2. Los costos de mantenimiento de la empresa deben asignarse según el elemento de costo del concesionario (Red Principal, Red Común, Tubería de Conexión y Acometida de los consumidores menores a los 300 m³/mes).

26.3. Inicialmente, los costos de mantenimiento pueden ser evaluados mediante criterios de comparación, señalados en el numeral 10.4. Los costos determinados por comparación deben guardar coherencia con las actividades de mantenimiento que efectuaría la empresa concesionaria en forma eficiente.

Artículo 27°.- Estructura Tarifaria

27.1. Los costos de la Red Común se estructurarán en dos grandes rubros:

- a) Margen de distribución; y
- b) Margen de comercialización.

27.2. Los márgenes de distribución y/o comercialización se pueden expresar como costos fijos (o costos de capacidad) o como costos variables. Para los consumidores de bajo consumo de gas natural, el costo fijo se expresará como costo por cliente al mes.

27.3. El primer paso para definir la estructura tarifaria es determinar los costos medios de largo plazo (20 años) para la red de polietileno, acero y el total.

27.4. La inversión se expresa en anualidades o mensualidades de acuerdo con la tasa de descuento empleada. En cada mes, el valor de la inversión a compensar es igual a la suma de las mensualidades de las redes instaladas hasta dicho mes.

Artículo 28°.- Costos Medios

28.1. El costo medio total de la red del sistema de distribución se determina dividiendo el costo total de la red entre la demanda total que abastece dicha red en el periodo de análisis (20 años o el periodo señalado en el Reglamento).

28.2. El costo total, actualizado al inicio del periodo de análisis y según corresponda, es la suma de los valores presente de las inversiones, operación y mantenimiento de la red en evaluación.

28.3. La demanda total, actualizada al inicio del periodo de análisis, es la suma de los valores presente de las demandas proyectadas en el periodo de análisis (numeral 10.1).

28.4. Adicionalmente, se determinará el costo medio de la red de acero, que atiende a los consumidores de alto consumo, y el costo medio de la red de polietileno, que atiende al resto de consumidores de bajo consumo, de acuerdo con los siguientes criterios:

- i. El costo medio de la red de acero se hará considerando el costo total de las estaciones de regulación de presión y de las tuberías de acero que abastecen a consumidores de alto consumo. La demanda a considerar es la de toda la red, tanto las de alto consumo como del resto de consumidores de bajo consumo.
- ii. El costo medio de la red de polietileno se hará considerando el costo total de las tuberías de polietileno más los costos no cubiertos en el costo medio de la red de acero (inciso anterior). La demanda a considerar es la del resto de consumidores de bajo consumo.

En el caso que sea complejo diferenciar a los usuarios de bajo consumo que se conecten y utilicen principalmente la red de polietileno, el costo medio de la red de polietileno se podrá determinar considerando únicamente los costos asociados a los consumidores que demanden hasta un límite no mayor a los 300 m³/mes.

- iii. El costo medio de comercialización se hará considerando los costos de comercialización y toda la demanda de la red.

Artículo 29°.- Criterios para el Diseño Tarifario

29.1 Las tarifas finales para cada categoría de consumidor se deben diseñar considerando los siguientes principios:

- a) La tarifa debe proveer los ingresos necesarios al concesionario para cubrir los costos reconocidos como eficientes. La evaluación se puede hacer para: i) el periodo de análisis; o ii) el periodo tarifario; o iii) el periodo de vigencia del plan de desarrollo presentado en la propuesta tarifaria.
- b) Las tarifas se calcularán según las categorías tarifarias propuestas por el concesionario y los respectivos rangos de consumo, contemplando al menos una para GNV y otra para generadores eléctricos.
- c) Las tarifas deben ser competitivas para todas las categorías de consumidores. Es decir, las tarifas deben proporcionar un nivel de ahorro a todos los consumidores, respecto del sustituto correspondiente.
- d) La tarifa debe ser decreciente con el incremento del volumen típico de la categoría.
- e) El factor de equilibrio tarifario debe permitir cubrir la proyección de los costos totales de la red de acero y polietileno con los ingresos que se proyecten percibir por la distribución de gas natural a los consumidores, de forma tal que se aplique un ajuste (incremento o reducción) de las tarifas bases de los consumidores de alto consumo en favor del resto de consumidores.
- f) La tarifa se establecerá según una formulación tarifaria que considere los márgenes de distribución y comercialización y sus correspondientes factores de ajuste, como son los de caracterización de mercado y de equilibrio tarifario.
- g) La tarifa para el consumidor de bajo consumo, menor a 30 m³/mes, debe proveer un ahorro al evaluar un consumo típico y los costos necesarios para el consumo del gas natural. La evaluación se debe hacer considerando el descuento del costo de

promoción por la conexión de consumidores residenciales, el costo de la acometida, el derecho de conexión, el costo de la red interna y la conversión de artefactos; así como, complementariamente, evaluar también los posibles financiamientos de los costos indicados para un período de 36 meses con tasa de descuento aplicado en las tarifas de distribución.

29.2 La tarifa obtenida, según los principios señalados, se deben subdividir en un margen de distribución y un margen de comercialización. Además, dentro de cada margen se debe considerar la posibilidad de establecer costos fijos y costos variables.

29.3 Para los consumidores de alto consumo los costos fijos se deben pagar en función de la capacidad utilizada de la red de distribución, estableciéndose un pago mínimo de acuerdo con: i) El mínimo volumen de la categoría tarifaria; ii) el 50% del volumen contratado como derecho de conexión y iii) el promedio de consumo de los últimos seis (6) meses.

Artículo 30°.- Fórmula de Actualización

Para el diseño de la fórmula de actualización se emplearán como factor relevante de los costos el Índice de Precios al por Mayor (IPM), publicado por el INEI, y otro índice que refleje la variación de los materiales mayormente utilizados en el sistema de distribución.

CAPÍTULO CUARTO ACOMETIDAS

Artículo 31°.- Acometida

31.1. La Acometida es el elemento que permite controlar y medir el flujo del gas natural que abastece a un determinado cliente.

31.2. Dentro de los costos de la Acometida se incluye la inversión y su mantenimiento quinquenal, los cuales se presentará de forma separada. El mantenimiento se efectúa según las exigencias mínimas establecidas en el Reglamento.

31.3. La propuesta tarifaria solamente debe efectuarse para las Acometidas de los consumidores menores a 300 m³/mes, las que se deberá segmentar en al menos 2 tipos de equipos de medición según rango de consumo.

Artículo 32°.- Estructura Tarifaria

32.1. La tarifa de la Acometida se expresa por unidad típica, para los diversos tipos de clientes. En caso el cliente solicite una Acometida especial no regulada, el concesionario debe atender esta solicitud y luego solicitar su regulación, sin que esto retrase la atención del suministro.

32.2. El cargo por el mantenimiento quinquenal de la Acometida debe ser calculada con el concepto de un pago mensual que permita obtener el costo respectivo al final de los 60 meses, considerando además la tasa de actualización aplicable a las tarifas de distribución.

32.3. Se exceptúa del pago del mantenimiento de la Acometida si la misma se ha considerado en los costos de operación y mantenimiento de la distribución, tal como ocurre con los consumidores menores a 300 m³/mes.

Artículo 33°.- Fórmula de Actualización

Para el diseño de la fórmula de actualización se empleará como factor relevante de los costos al Índice de Precios al por Mayor (IPM) publicado por el INEI.

CAPÍTULO QUINTO CORTE Y RECONEXIÓN

Artículo 34°.- Corte y Reconexión

34.1. La actividad de corte y reconexión del cliente no considera los gastos del área comercial y de operaciones del concesionario, ya que se encuentran incluidos en el Margen de Comercialización y/o Distribución.

34.2. La determinación del costo de la actividad pasa por definir la cantidad de mano de obra involucrada y los materiales y equipos utilizados en forma eficiente.

34.3. Para definir el tiempo y rendimiento en la ejecución de la actividad se puede usar los siguientes criterios:

- a) Estudio de tiempos de ejecución de la actividad considerando un programa continuo de la misma tarea. Se asume ratios comerciales eficientes para la empresa distribuidora.
- b) Comparación con los tiempos de ejecución de actividades similares en otros servicios públicos tanto nacionales como extranjeros.

Artículo 35.- Estructura Tarifaria

35.1. Las tarifas por corte y reconexión son incrementales y sólo consideran los costos razonables no cubiertos por la gestión eficiente del concesionario al efectuar las labores adicionales de corte y reconexión de clientes.

35.2. Las tarifas se expresan por tipo de actividad y constituyen una deuda del usuario una vez efectuada la actividad.

Artículo 36.- Fórmula de Actualización

Para el diseño de la fórmula de actualización se empleara como factor relevante de los costos, al Índice de Precios al por Mayor (IPM) publicado por el INEI.

CAPÍTULO SEXTO

OTROS CARGOS REGULADOS

Artículo 37.- Inspección, supervisión y habilitación de Instalaciones Internas

37.1. Este cargo solamente es aplicable a los consumidores mayores a los 300 m³/mes, ya que, para el resto de consumidores, este cargo ha sido incluido en los costos de operación y mantenimiento de la distribución.

37.2. Las actividades de inspección y habilitación comprenden las efectuadas por el concesionario, en forma directa o mediante terceros, para suministrar gas natural a un nuevo consumidor.

37.3. La determinación del costo de la actividad pasa por definir la cantidad de mano de obra involucrada y los equipos utilizados en forma eficiente.

37.4. Para definir el tiempo y rendimiento en la ejecución de la actividad se puede usar los siguientes criterios:

- a) Estudio de tiempos de ejecución de la actividad considerando un programa continuo de la misma tarea.
- b) Comparación con los tiempos de ejecución de actividades similares en otros servicios públicos tanto nacionales como extranjeros.

37.5. Los cargos se estructurarán por tipo de actividad y constituye un pago previo que hará el usuario una vez aceptada la actividad.

37.6. Para el diseño de la fórmula de actualización se empleará como factor relevante de los costos, al Índice de Precios al por Mayor (IPM) publicado por el INEI.

Artículo 38°.- Costo Extra de Distribución

38.1. Los Costos Extras de Distribución (CED) son costos municipales y medio-ambientales, exigidos por entidades del Estado que podrán añadirse a los costos unitarios de inversión del sistema de redes de distribución. Para ello, el Concesionario sustentará un ratio por metro de dichos costos, considerando la ejecución de proyectos que hagan eficiente el pago de los costos extras involucrados.

38.2. En el caso de no haberse considerado el CED en las tarifas de distribución, la determinación del mismo se efectuará según el procedimiento específico aprobado por OSINERGMIN.

CAPÍTULO SETIMO

CONCESIONES CON RED PRINCIPAL DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 39°.- Consideraciones para el cálculo de la tarifa del sistema total de distribución

39.1. Para el caso de concesiones que tengan un sistema de red principal, mientras se encuentre vigente el pago por GRP, las tarifas de distribución en Alta Presión serán lo correspondiente a lo normado en el reglamento de la Ley 27133.

39.2. A solicitud del concesionario, corresponde integrar la Red Principal de Distribución con las Otras Redes de la Distribución para establecer tarifas únicas del sistema total de distribución, el que se calculará y presentará conforme a lo establecido en las normas aplicables y en el presente Procedimiento, teniendo además en cuenta los siguientes criterios:

- a) La Red Principal y sus ampliaciones y/o extensiones formarán parte de la Red Común del sistema de distribución.
- b) Las inversiones adicionales para ampliar la Capacidad Mínima de la Red Principal se deberán incorporar en el Plan Quinquenal del Concesionario.
- c) Las tarifas únicas se presentarán por categorías de consumidor de gas natural ubicado dentro del área de concesión, según rango de consumo.
- d) Para el caso de los consumidores iniciales, se deberá crear una categoría para estos consumidores especiales, en las que el margen de la distribución de la tarifa considere solamente la red de alta presión, compuesta por la Red Principal y sus ampliaciones de capacidad y/o extensión. Para el cálculo de los ingresos proyectados del concesionario se tendrá en cuenta que esta categoría especial solo se aplicará en el período de vigencia del contrato inicial (efectuado con el Productor) de cada consumidor, luego del cual se aplicará las tarifas de las categorías de aplicación general dentro de la concesión.
- e) Dentro de los costos del sistema de distribución se considerará las anualidades restantes del costo total del servicio de la Red Principal de Distribución, pagado mediante los Ingresos Garantizados, y los descuentos por los pagos adelantados de la Garantía, más las anualidades de las inversiones adicionales y los costos de operación y mantenimiento incrementales eficientes correspondientes a la capacidad adicional.
- f) En el estudio de la demanda, se tendrá en cuenta la demanda actual y proyectada del sistema total de distribución.
- g) En la proyección de los costos totales, luego de finalizar el período de concesión, se considerará al menos los Costos de Operación y Mantenimiento para cubrir el período de análisis de 20 años.

DISPOSICIÓN DEROGATORIA

Única.- Deróguese la norma “Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural”, aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 225-2008-OS/CD.

DISPOSICIÓN FINAL

Única.- Los cambios introducidos en el cálculo tarifario producto de las modificaciones reglamentarias serán aplicables a cada Concesión de acuerdo con lo señalado en el respectivo Contrato de Concesión.

Hasta que se efectúe la adecuación de los contratos de Concesión al nuevo procedimiento tarifario y otras normas reglamentarias para la aplicación de la Tarifa Unica, OSINERGMIN publicará la Tarifa Unica condicionado su entrada en vigencia a la modificación del respectivo Contrato de Concesión y, de no darse este caso, establecerá transitoriamente las Tarifas por las Otras Redes de Distribución.

Conforme a lo indicado en el caso anterior, si hasta la fecha de presentación de la propuesta de la Tarifa Única no se haya modificado el Contrato de Concesión, el Concesionario deberá presentar los estudios tarifarios para la determinación de las Tarifas Únicas y de las Tarifas de las Otras Redes de Distribución. Estos estudios deberán presentarse por separado dentro de su propuesta tarifaria.