



SERIE:
DOCUMENTOS
DE ANALISIS Y
DISCUSION

MARCO NORMATIVO DE LA REMUNERACIÓN
DEL NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN

NOVIEMBRE 2003



INFORME DEL GRUPO DE TRABAJO CIER 08
"REGULACION DE LOS MERCADOS ELECTRICOS"



Servicios del Área Corporativa a disposición de empresas y organismos del Sector

Área Corporativa en la CIER

A partir del año 2000 el Área Corporativa de la CIER ha trabajado con el objetivo de proveer servicios de valor agregado a empresas eléctricas y organismos del sector. Foco de atención en dirección y gestión estratégica de los procesos corporativos, regulación y medio ambiente.

Servicios a disposición de las empresas y entidades CIER:

- Facilitador de proyectos de Benchmarking de procesos corporativos.
- Facilitador de proyectos con potencial de acceso al Mercado del Carbono.
- Cursos para Ejecutivos en Finanzas, Estrategia Corporativa y Regulación.
- Cursos a medida para empresas u organismos.
- Acceso a estudios en temas regulatorios.
- Acceso a la red de profesionales del área.
- Consulta y contacto con especialistas en temas regulatorios.
- Acceso a estudios y documentos técnicos sobre experiencias aprendidas.
- Servicio de Foro Virtual en temas de interés – a requerimiento de las empresas.
- Acceso al banco de datos de información sectorial a través del Comité Nacional.
- Organización de seminarios y reuniones en temas del área.
- Facilitador de proyectos a través de Grupos de Trabajo – solicitud de empresas.

En todos estos servicios la CIER participa como una entidad sin fines de lucro, independiente, abocada al apoyo de la gestión de las empresa y mejoramiento de la competitividad y promover la integración de los mercados energéticos.

Apoyo continuo y permanente

Más información se puede obtener en nuestro sitio web: www.cier.org.uy
Consulte al Coordinador Nacional de su país o al Coordinador Internacional. Nombres y direcciones en la web. Montevideo-Uruguay Teléfonos: (+598-2) 709-5359; 709-0611, E-mail: secier@cier.org.uy



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Fundada el 10 de julio de 1964

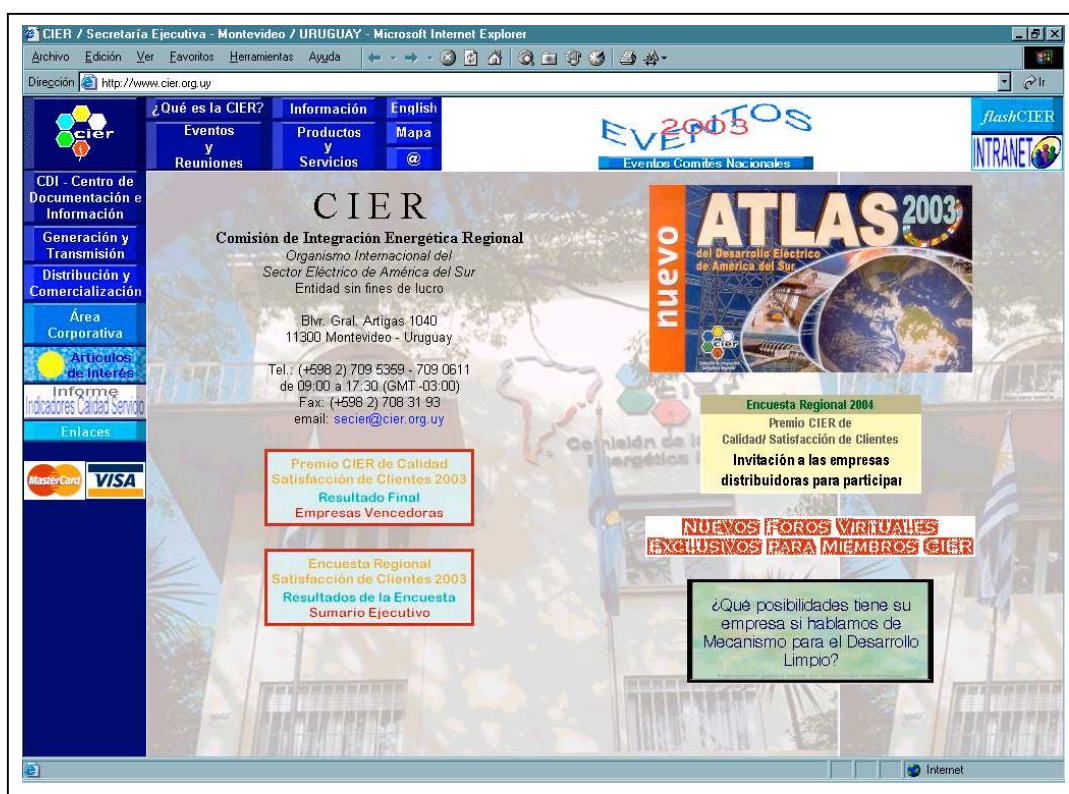
AUTORIDADES DE LA CIER

1^{er} Vicepresidente
Ing. Fabio Sarmiento Almeida
Bolivia

Presidente
Ing. Angel María Recalde
Paraguay

2^{do} Vicepresidente
Dr. José Antonio Vargas Lleras
Colombia

Director Ejecutivo
Ing. Juan Carlos Álvarez Salomón
Paraguay



La CIER esta integrada por los diez Comités Nacionales de los Países de Sudamérica Ibérica en Calidad de Miembros plenos.

Participan también con carácter de Miembros Asociados: UNESA (España), EDF (Francia), TransÉnergie HQ inc. (Canadá).

Bulevar Artigas 1040 – 11300 Montevideo, Uruguay
Teléfonos: (+598-2) 709-5359; 709-0611 – Fax: (+598-2) 7083193
E-mail: secier@cier.org.uy – Internet: www.cier.org.uy





MARCO NORMATIVO DE LA REMUNERACIÓN DEL NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN

DOCUMENTO DE ANÁLISIS Y DISCUSIÓN

NOVIEMBRE 2003





EL FUNCIONAMIENTO DE LA CIER

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER) es una organización internacional sin fines de lucro que agrupa a empresa e instituciones del área de la energía eléctrica, cuyo objetivo principal es promover y estimular la integración del sector energético de América del Sur, satisfaciendo las necesidades de sus miembros en relación con la integración, intercambio y comercialización de bienes y servicios, a través del desarrollo de proyectos, eventos y productos de información.

La CIER atiende las necesidades del sector y sus Miembros a través de una organización por áreas típicas: Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y procesos del Área Corporativa, todo ello para mantener la CIER como:

- Una organización de gran prestigio en la región, útil para apoyar el desarrollo del Sector y la competitividad empresarial.
- Un Organismo con una presencia internacional, reconocido tanto por las organizaciones de tipo similar, entidades financieras y de promoción de inversiones. Por ello se mantiene una activa presencia en eventos de relevancia internacional, con contactos institucionales tales como el Banco Mundial, la Corporación Andina de Fomento (CAF), Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Eurelectric de la Unión Europea, el departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos de América, IEA, WEC, CIGRE, CIRED y otros.
- Un Organismo dispuesto a brindar información sobre noticias, oportunidades y actividades del Sector Eléctrico, siempre dispuesto a servir a sus miembros a través de sus bancos de datos, Internet y foros de discusión.

La Comisión se estructura en Comités Nacionales, que agrupan a las empresas y organismos del Sector eléctrico en sus respectivas naciones abarcando a los 10 países de raíces ibéricas en la América del Sur, más los Miembros Asociados.

El órgano de máxima decisión de la CIER es el Comité Central, donde participan las autoridades de los Comités Nacionales. El Presidente conduce la organización durante un período de dos años con el apoyo de dos Vicepresidentes con quienes constituye la Mesa Directiva.

El mercado eléctrico de la CIER

| | |
|------------------------|----------------------------|
| Países: | 10 |
| Población: | 353.558.000 hab. |
| Superficie: | 17.347.150 km ² |
| Energía Generada: | 707.603 GWh |
| Potencia Instalada: | 175.222 MW |
| Clientes | 89.799.000 |
| Energía por habitante: | 2.001 kWh/hab. |



INDICE

| | |
|--|-----|
| INTRODUCCIÓN | 11 |
| AGRADECIMIENTOS | 13 |
| PRESENTACIÓN | 17 |
| RESUMEN EJECUTIVO | 19 |
| 1 ARGENTINA | 23 |
| 2 BOLIVIA | 29 |
| 3 BRASIL | 35 |
| 4 COLOMBIA | 45 |
| 5 CHILE | 52 |
| 6 ECUADOR | 58 |
| 7 ESPAÑA | 66 |
| 8 PARAGUAY | 72 |
| 9 PERÚ | 73 |
| 10 URUGUAY | 83 |
| 11 VENEZUELA | 89 |
| ANEXO I – RÉGIMEN DE CALIDAD | 93 |
| ANEXO II | 109 |
| - ENCARGOS TARIFÁRIOS, INCIDENTES SOBRE A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA | |
| - A PROPOSTA (MME) DE MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO PARA OS DISTRIBUIDORES, SUJEITA A ALTERAÇÕES E AJUSTES, FOI APRESENTADA NAQUELA DATA DE 22/07/2003 NA FORMA QUE SE SEGUE | |
| TABLA RESUMEN - MARCO REGULATORIO DISTRIBUCIÓN | 115 |





INTRODUCCIÓN

El documento que presentamos a continuación describe el marco normativo de la remuneración en el negocio de distribución. El propósito es presentar los puntos relevantes de la normativa con impacto en la rentabilidad del negocio de distribución, tales como, por ejemplo, el marco general de la actividad de distribución, método de cálculo de la remuneración, relación del distribuidor con sus clientes libres, traslado del distribuidor de los costos de compra de energía en el mercado mayorista, ajuste e indexación de la remuneración del distribuidor, aplicación efectiva del régimen tarifario, referencia general sobre el régimen de calidad y penalizaciones, seguridad jurídica en el cobro, régimen de subsidios, impuestos nacionales en la tarifa, estabilidad del marco regulatorio.

La estrategia del Grupo de trabajo CIER 08 "Regulación de los Mercados Eléctricos" es continuar desarrollando Documentos de Análisis y Discusión en temas específicos, con formato *ejecutivo* y de fácil lectura, y participar activamente en las reuniones y proyectos internacionales de la CIER.

El tema que aborda este documento es el tercero de una serie de trabajos ya realizados y forma parte del análisis regulatorio de los negocios de generación, transmisión, distribución y comercialización.

- Perfil Institucional y Regulatorio del Sector Eléctrico Sudamericano – Agosto 2001.
- Señales Regulatorias para la Inversión y el Abastecimiento Eficiente de Energía Eléctrica – Octubre 2002.

La CIER cuenta con estudios realizados a partir de varios proyectos. En consecuencia, es altamente recomendable referirse a otros documentos que amplían y profundizan el conocimiento en la materia, como ser: Grupo de Trabajo CIER 02 "Mercados Mayoristas y Factibilidad de Interconexiones", Grupo de Trabajo CIER 06 "Calidad del Servicio de Distribución", Grupo de Trabajo CIER 03 "Interconexiones regionales de los Mercados Eléctricos" en sus Fases I y II.





AGRADECIMIENTOS

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER) agradece a los Delegados y Representantes Invitados que integran el grupo de Trabajo CIER 08 "Regulación de los Mercados Eléctricos" el tiempo, conocimientos y talento profesional que en forma voluntaria han dedicado para elaborar el presente Documento de Análisis y Discusión. El aporte intelectual de los profesionales que indicamos en la siguiente página, nos ha permitido ofrecer al lector ésta información considerada de interés relevante para las empresas, organismos e instituciones. También agradecemos a las empresa, organismos e instituciones por la generosidad en asignar el tiempo de dichos profesionales para desarrollar este importante trabajo.





GRUPO DE TRABAJO – CIER 08

"Regulación de los Mercados Eléctricos"

Coordinador Internacional - Área Corporativa: Cr. Juan Carlos Belza

COORDINADORES DEL GRUPO DE TRABAJO

Coordinador Principal:

Ing. Helio Mitsuo SUGAI
Planeamiento de la Expansión de la Generación - COPEL

Integrante del Equipo:

Dra. Silvana do Rocio OLIVEIRA
Asesora Directorio Relaciones Institucionales - COPEL

DELEGADOS

Argentina

Lic. Marcelo BIACH
ENRE

Bolivia

Ing. Eddy IPORRE DURÁN
Intendente - S.E.

Brasil

Dr. Luiz Geremias DE AVIZ
Gerente Coord. Jurídica - COPEL

Chile

Dr. Rodrigo PÉREZ STIEPOVIC
PPL Global, LLC - EMEL

Colombia

Ing. Omar SERRANO RUEDA
Gerente de Regulación - CODENSA S.A.

Ecuador

Ing. Juan Vicente SAAVEDRA MERA
Gerente de Producción – HIDRONACION

Ing. Eduardo CAZCO CASTELLI

Director de Regulación - CONELEC

Miembro Asociado UNESA - España

Dr. Alberto BAÑON
Director de Regulación – UNESA

Paraguay

Ing. Armando RODRIGUEZ KNUTSON
Director de Planificación - ANDE

Ing. Sixto AMARILLA

Jefe Depto. Ingeniería, Comunicación y Control-ANDE

Perú

Ing. Miguel RÉVOLO ACEVEDO
Gerente de Distribución - OSINERG

Uruguay

Ing. Jorge Gualberto CABRERA LESTEGAS
Gerente Div. Planif. Inv. y Medio Ambiente - UTE

Dra. Ethel RAMON GARCÍA

Sub-Gerente Coordinación Asuntos Indust. - UTE

Venezuela

Dr. Felipe HERNÁNDEZ CONTRERAS
Consultor Jurídico – ENELVEN

Ing. Fidel PÉREZ MORGAGE

Gerente División Planif. de Sist. Eléctricos - EDELCA

REPRESENTANTE INVITADO A FORMAR PARTE DEL GRUPO DE TRABAJO

Venezuela

Dra. Alice SADER
ELECAR-EDC/AES

Ing. Rafaél ZAMORA

Jefe de la División de Regulación y Tarifas - MEM

Bolivia

Ing. Osvaldo IRUSTA ZAMBRANA
Superintendente de la Superintendencia de Electricidad

Secretaría Ejecutiva: Bulevar Gral. Artigas 1040, (11300) Montevideo, Uruguay

Teléfonos: (+598-2) 7095359–7090611, Fax: (+598-2) 7083193

E-mail: secier@cier.org.uy, Internet: www.cier.org.uy



PRESENTACIÓN

En esta oportunidad, el Grupo de Trabajo CIER 08 de la CIER, bajo la Coordinación Internacional del Área Corporativa, responsable por el desarrollo de los temas de la Regulación del Sector Eléctrico de los países de la CIER, introduciendo al mismo tiempo la perspectiva empresarial, en un esfuerzo que se repite anualmente desde su formación, nos hace entrega del tercer documento: MARCO NORMATIVO DE LA REMUNERACIÓN DEL NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN; un instrumento de análisis sobre las características de éste sub sector de la industria eléctrica de los diez países sudamericanos miembros de la CIER y España como Miembro Asociado, el cual pretende servir de complemento a los distintos agentes afectados a este negocio, como apoyo a los procesos de análisis para las decisiones de inversión.

En un momento en que los modelos del sector energético sudamericano se encuentran en una etapa de profundo proceso de discusión y revisión, en el marco de un debate que cuestiona aspectos fundamentales de la propia reforma, la CIER pone a disposición este documento que presenta los aspectos de mayor relevancia en las definiciones de la normativa que rige el negocio y, principalmente en lo que se refiere a su rentabilidad.

Estos documentos surgen a partir de una serie de interacciones entre los participantes del Grupo de Trabajo, a través del intercambio de ideas, discusiones y encuestas de intereses, que finalmente define la temática de mayor demanda y a partir del cual se inicia el trabajo para la concreción y presentación del documento.

En la difusión de éstos informes como el que les presentamos en ésta oportunidad, nos limitamos a la entrega seleccionada de sus ediciones, buscando llegar a los niveles y personas a quienes efectivamente sirva como instrumento de apoyo y consulta.

En nuestro objetivo primordial de promover y favorecer la integración energética sudamericana, visando principalmente el desarrollo económico de los países para el bienestar de sus pueblos, nuestro organismo, a través del esfuerzo permanente de una red de personas que hacen parte del día a día en las empresas y organismos que la componen, se congratula por la entrega de este informe y agradece a los participantes del Grupo CIER 08 por el apoyo brindado a través de sus experiencias y conocimientos volcados en la concreción de este tercer documento.

Atentamente,

Ing. Juan Carlos Alvarez Salomón
Director Ejecutivo
Comisión de Integración Energética Regional



RESUMEN EJECUTIVO

Este resumen ejecutivo presenta las características principales de la remuneración del negocio de distribución en Sudamérica y España. Junto a la tabla de resumen que se incluye como Anexo, esta síntesis pretende exponer de manera concisa los aspectos comunes y diferencias de los marcos normativos sujetos a estudio.

Aunque en el sector eléctrico se han introducido mercados y competencia en los segmentos de comercialización y generación, estos mercados competitivos se limitan a la producción al por mayor de energía eléctrica, mientras que el negocio de la instalación y mantenimiento de las infraestructuras de red necesarias para la distribución de energía, sigue siendo un monopolio natural.

Por esta razón, como es tradicional en estos casos, las principales variables regulatorias que hemos identificado en el presente estudio, y sobre las que actúa el regulador para conseguir los objetivos de eficiencia y confiabilidad, son las siguientes:

- *Regulación de los ingresos.* La variable más importante sin dudas para las empresas, regulador y consumidores. Es decir, los ingresos deben permitir la viabilidad económica y financiera de la empresa en el mediano y largo plazo, sin conducir a la empresa a la quiebra. Por otra parte, dichos ingresos no deben ser demasiado elevados, perjudicando los intereses económicos de los consumidores. Además, en el caso de electricidad, por tratarse de un servicio esencial, esto redundará en forma especial en la competitividad económica de los diferentes sectores productivos del país.
- *Entrada y salida del negocio.* Esta variable es muy importante cuando se trata de la regulación de mercados. En el caso de los monopolios de distribución de electricidad, la regulación implica en la mayor parte de los casos un contrato de concesión que da a la compañía suministradora el derecho de exclusividad en un área por el plazo de concesión, quedando la empresa sujeta a una revisión tarifaria periódica, y exige a la empresa la obligación de realizar las inversiones necesarias para atender el crecimiento de la demanda y la entrada de nuevos clientes.
- *Calidad del servicio.* La presencia de un monopolio natural obliga a la definición de una calidad de servicio exigida a la empresa, asociada a (1) confiabilidad del suministro, (2) calidad de la onda de tensión y (3) satisfacción del consumidor con el servicio y la atención comercial. Todos estos indicadores de calidad se encuentran directamente relacionados con los costos

operativos, mantenimiento, inversiones y calidad de la infraestructura de la empresa concesionaria.

- *Requisitos de inversión* La magnitud de las inversiones es otra variable que el regulador controla explícitamente, con el objetivo de asegurar el suministro de la demanda con un adecuado nivel de calidad.

No obstante lo anterior, al analizar la regulación de la distribución en los países de la CIER y España, destacamos los siguientes aspectos, como ser:

1 *Marco general de la regulación y las concesiones*

- En la mayor parte de los países de CIER, existen entes reguladores de jurisdicción nacional que ejecutan en actividades de regulación y fiscalización. Como excepciones, en Argentina, existen entes reguladores de jurisdicción provincial, en tanto que en Chile están separadas las funciones de regulación y fiscalización en dos organismos, la CNE y la SEC respectivamente.

En Paraguay no existe la figura del órgano regulador independiente mientras que en Venezuela el carácter incipiente de las reformas en el sector no ha permitido aún al organismo regulador creado una actividad regulatoria relevante. En estos dos países no existe una separación de para las actividades de distribución, por lo que la mayor parte de los conceptos que describen la regulación de la distribución no son estrictamente aplicables.

- Desde el punto de vista de la arquitectura institucional, aparecen en los países de la región, tanto soluciones en las que existen organismos reguladores especializados en el sector eléctrico (Argentina, Brasil, Ecuador), como otras en las que el mismo organismo regulador extiende su competencia a todos los energéticos (Chile, Colombia, España) o aún a otros sectores como agua y saneamiento (Uruguay).
- En la mayor parte de los países, se otorgan concesiones de distribución exclusiva por zonas geográfica, por plazos muy largos o aún de plazo indefinido. Así se tienen, concesiones por plazo indefinido en Chile y Perú, plazos de concesión exclusiva de 95 años en Argentina (sujeta a revisión cada 15 años) y en el otro extremo plazos de 30 años en Brasil y Ecuador. Una excepción la constituyen España y Colombia donde al menos en el plano jurídico, la entrada y salida en el

negocio de distribución son libres y no hay áreas exclusivas de suministro.

2 **Sistemas de remuneración por el servicio de distribución**

El sistema de remuneración más aplicado en los países de la región es el modelo de “regulación por incentivos”, o sea, la fijación de ingresos o tarifas con una trayectoria temporal de 4 o 5 años, generando a la empresa un incentivo a la reducción de costos para de esta forma obtener beneficios. Entre sus variantes, se destaca el llamado price cap, es decir la determinación de un ingreso máximo permitido al distribuidor, por unidad de potencia o energía distribuidas y por nivel de tensión, en cuya fijación se toma como referencia un estándar de eficiencia, tanto para las inversiones como para los costos operativos.

- Los plazos de vigencia entre revisiones del ingreso estándar varían en los países de la región entre tres y cinco años. En el caso de Argentina, la primera revisión tarifaria se proyectó a diez años.
- Esto requiere, para determinar la inversión estándar a remunerar, el diseño teórico de redes óptimas capaces de suministrar la carga distribuida realmente por la empresa, cuyo costo es la base tarifaria de activos a remunerar en el estándar de eficiencia.
- Junto al caso anterior, que es el más frecuente, aparecen peculiaridades en algunos países. En Chile y Perú, las remuneraciones determinadas por el estándar de eficiencia pueden ser corregidas, si una estimación de rentabilidad promedio realizada a partir de los flujos de fondos de las empresas reales, se aparta en más de un 4% de la rentabilidad objetivo. En Bolivia, la base de capital que sustenta las remuneraciones para la actividad de distribución, resulta del valor de libros de las instalaciones realmente aplicadas por la empresa a la distribución. En Paraguay y Venezuela, países en los que no se ha procedido a una reforma regulatoria, las normas vigentes establecen también este criterio. En España, no se ha definido un mecanismo explícito para calcular las remuneraciones a partir de un análisis racionalizado de los costos e instalaciones requeridos, sino que se recurre a la negociación entre regulador y empresas, y las nuevas tarifas se definen mediante tasas de incremento respecto a las anteriormente vigentes.
- La tasa de retorno de las inversiones surge en la mayor parte de los países, de aplicar el método WACC (Weighted Average Cost of Capital), en el que se promedia el costo de los fondos prestados y del capital propio. La tasa reconocida a este último resulta en general de extrapolar el método

CAPM (Capital Asset Pricing Model), modelo usual en la teoría de las finanzas, aplicando una sobretasa igual al riesgo país de los papeles públicos. Como caso singular, en Bolivia se ha recurrido, para estimar la remuneración del capital propio, a un promedio de las tasas de retorno sobre el capital de firmas de servicio público que cotizan en la bolsa de Nueva York.

- Según la forma de cálculo de la remuneración del distribuidor, en algunos países, como Brasil, Colombia, Perú y Uruguay (en éste último caso aún por aplicar), es necesario realizar una reducción anual a la misma en el plazo entre revisiones tarifarias, por aumento de la demanda o mejora de la eficiencia (usualmente denominadas factor X).
- En algunos países como Bolivia, Brasil y Uruguay, la regulación establece que la existencia de ingresos por actividades no reguladas conduce a reducir los ingresos reconocidos por actividades reguladas, en tanto que esto no ocurre en otros países (Argentina, Colombia, Chile, Ecuador).
- En cuanto a la responsabilidad del cálculo de las remuneraciones, existen distintas soluciones: en Argentina, Bolivia y Perú, los estudios técnicos son contratados por las empresas reguladas y supervisados por el regulador asistido por consultoras independientes; en Colombia, Ecuador, España y Uruguay, los estudios son contratados por el regulador. En Chile, se da una situación singular, en la que las remuneraciones resultan de promediar los valores de los consultores contratados por las distribuidoras (ponderados en 1/3) y los del regulador, la CNE (ponderados en 2/3).
- En Argentina y Perú, la fijación de las tarifas da lugar a audiencias públicas formales donde se concede opinión a cualquier parte afectada por las tarifas.
- Junto a las tarifas, las empresas tienen derecho a recibir contribuciones de los clientes para costear parte de las obras de ampliación de la capacidad de clientes existentes o conexión de clientes nuevos. En algunos países (como Argentina, Bolivia, Chile y Perú), existe la posibilidad para el distribuidor de recurrir al financiamiento de los consumidores para la expansión de la capacidad de suministro que debe finalmente costear el distribuidor. Existe también en algunos países el mecanismo de constitución de garantías económicas por los consumidores que solicitan ampliaciones de la red al distribuidor (por ejemplo en Chile, Ecuador y Uruguay), o bien en esos casos se exige al cliente la obligación de contratar la potencia por un plazo de varios años (por ejemplo entre dos y cuatro en Argentina).

3 Acceso al mercado mayorista para suministro a clientes regulados, riesgos de precios y situaciones de racionamiento

- En general, los marcos regulatorios atribuyen al distribuidor el papel de intermediario en la venta de energía, entre el mercado mayorista y los clientes regulados. No obstante existen excepciones: en Colombia, formalmente la actividad de comercialización está separada contable y funcionalmente de la de distribución; en España, a partir del año 2003 todos los consumidores pueden acceder directamente al mercado libre de energía.
- Los marcos regulatorios establecen para el distribuidor distintas modalidades de compra en el mercado mayorista, y en general alguna de ellas permite al distribuidor evitar riesgos de precios significativos debidos a oscilaciones del mercado, sea mediante el traslado de un precio spot estabilizado o precio de nodo regulados (como Argentina, Chile, etc.) o habilitando al distribuidor el traslado a tarifas de contratos de compra de energía suscritos tras procedimientos competitivos transparentes (Colombia, Uruguay).
- En algunos casos, persisten riesgos para el distribuidor por su acceso al mercado mayorista, por la existencia de multas a pagar a los consumidores regulados ante situaciones de racionamiento en dicho mercado (Argentina, Perú, Uruguay). En dichos casos, los distribuidores tienen el incentivo a trasladar a los generadores dichas multas en las condiciones pactadas en los contratos bilaterales de compra de energía con dichos generadores.

4 Tratamiento de los clientes libres

El límite inferior para que un consumidor acceda libremente al mercado de energía varía entre los países.

- En un caso extremo se encuentra España, que concedió la posibilidad de dicho acceso a todos los clientes, si bien la proporción de clientes que hacen uso de esa opción es todavía muy reducida. En Colombia, los clientes regulados pueden elegir el comercializador que los provee de energía, si bien el precio de la transacción está regulado. En los demás países los límites varían entre un mínimo de 30 kW de potencia contratada para el caso de Argentina y un máximo de 2 y 3 MW para Chile y Brasil respectivamente.
- En general los países han optado por conceder al cliente libre potencial el derecho a adquirir la energía al distribuidor a una tarifa regulada, con la excepción de Chile y Perú, donde el cliente libre

potencial debe necesariamente recurrir directamente al mercado. También varía significativamente la flexibilidad que se otorga al cliente libre potencial para optar por comprar al distribuidor a tarifa regulada o en el mercado: en varios países no existen restricciones al consumidor en dicha opción, en tanto que el caso opuesto es el del modelo de mercado que el gobierno está proponiendo en Brasil, en el que las opciones requieren una anticipación de cinco años en la decisión.

5 Seguridad jurídica, efectiva implementación y estabilidad de la regulación

Entre los aspectos más importantes para las empresas en el momento de comprometer inversiones destinadas al servicio de distribución, se encuentran la seguridad jurídica: la aplicación de las normas regulatorias previstas, la certeza de una real implementación y la estabilidad en el tiempo de las normas.

- **La seguridad jurídica** es un valor para las empresas distribuidoras, tanto frente al regulador y otras autoridades públicas (acerca del cumplimiento de las normas vigentes en cada momento), como aplicada a la seguridad de la cobrabilidad y corte de servicio frente a consumidores morosos.

Buena parte de los países de la región ha experimentado crisis económicas significativas en los últimos años, que en algunos países han conducido a grandes variaciones en el nivel del tipo de cambio, por devaluación de la moneda local.

Este contexto no es el más propicio para el mantenimiento de las condiciones pactadas en los contratos de concesión con las empresas. En Argentina, la Ley 25561 de Emergencia Económica, de enero del 2002, redujo casi en dos tercios las remuneraciones de las empresas concesionarias de servicio público, incluso las distribuidoras de electricidad, al congelar sus valores en pesos argentinos; en la actualidad está teniendo lugar un proceso de renegociación de los contratos de concesión, al cabo del cual podrá tener lugar una recuperación tarifaria.

En varios países de la región, la situación económica dificulta la aplicación estricta del régimen de cortes a los consumidores morosos. En Argentina, las empresas han evitado recurrir a los cortes, concediendo mayores facilidades a los consumidores morosos; en Colombia y Venezuela, han tenido lugar reclamos de consumidores morosos en contra de los cortes,

ante autoridades judiciales, que de generalizarse, podrían introducir riesgos para las distribuidoras.

- **La estabilidad de las normas vigentes**, se ha visto relativizada en algunos países por modificaciones de la regulación con implicaciones sobre los ingresos de las empresas distribuidoras. Así por ejemplo: en Colombia en el año 2003 se modificó el criterio de cálculo de algunos cargos máximos por el uso de las redes de distribución, en perjuicio de los distribuidores; en Brasil, los distribuidores mantienen una controversia con el regulador ANEEL respecto a la base tarifaria para la remuneración de las inversiones, en la que las empresas sostienen que la misma debe guardar relación con la valorización del capital en el momento de la privatización.

Por otro lado, en algunos países, contingencias económicas no previstas en la elaboración de los marcos regulatorios, han obligado a tomar **medidas ad hoc para corregir distorsiones** ocurridas con posterioridad a la definición del marco: en Brasil fue necesario compensar a los distribuidores por las pérdidas incurridas con motivo del racionamiento energético del año 2001; en Bolivia el valor de la rentabilidad reconocida debió apartarse del previsto inicialmente en la norma para evitar saltos bruscos.

En una parte de los países, si bien está previsto un régimen de remuneración de la distribución, y se han definido los procedimientos de su cálculo, el mismo no se ha comenzado a aplicar de manera estricta atendiendo a la necesidad de **regímenes transitorios**, por ejemplo: Argentina, de la que ya se citó el régimen actual de emergencia; Ecuador, donde hay un régimen de aumento progresivo de la tarifa y retribución a los distribuidores hasta alcanzar los valores normativos; Uruguay, donde se está aún en el proceso de cálculo de la retribución a los distribuidores, y sigue vigente el proceso anterior de fijación de las tarifas por negociación de la empresa estatal y el Poder Ejecutivo.

Un caso especial es el de España, en el que no existe un procedimiento formal público de cálculo de la tarifa basada en costos de eficiencia sino donde las remuneraciones surgen de la negociación o acuerdo informal entre regulador y

empresas, respecto a modificaciones a la tarifa vigente.

- En cuanto al **grado de avance de la implementación** de reformas en el marco regulatorio de la distribución (y con las salvedades respecto a Argentina, Ecuador, España y Uruguay establecidas en los párrafos anteriores), podría decirse que los únicos países que mantienen vigente el régimen regulatorio tradicional, previo a las reformas regulatorias usuales en la región (caracterizadas por la creación de un mercado mayorista, remuneraciones separadas para la generación transmisión y distribución, etc.), son Paraguay y Venezuela, si bien en este último país, existe una ley de carácter general que apunta en el sentido de las reformas citadas.

En resumen, a manera de conclusión general puede afirmarse que si bien la regulación de la actividad de distribución tiende a orientarse en la mayor parte de los países de CIER hacia formas bastante semejantes, a la vez que bien definidas formalmente en los marcos regulatorios, persisten fenómenos en extremo interesantes:

- Existen algunas variaciones entre las soluciones técnicas seleccionadas en distintos países, las que no son todas idénticas entre sí, lo que evidencia cierto grado de libertad en la elección metodológica por parte de los reguladores.
- Persiste, más allá del perfeccionamiento de los instrumentos técnicos, un grado considerable de libertad y discrecionalidad en la aplicación de los mismos, lo que se evidencia por ejemplo en la necesidad de contrastar (y aún en un caso extremo ponderar matemáticamente) las estimaciones realizadas por las empresas y las de los reguladores.
- La complejidad de la materia o bien la imprevisibilidad de las contingencias económicas de los países, hacen inevitable que las decisiones y compromisos pautados entre concesionarios y reguladores por una parte y empresas por la otra, sufran al cabo del tiempo fuertes presiones, que determinan a veces modificaciones en los términos pactados.

1 ARGENTINA

1 **Marco legal general de la actividad del distribuidor**

1.1 **Organismos de regulación y control**

Existe un Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), en el ámbito de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía con competencia sobre el mercado eléctrico mayorista y la distribución en la ciudad de Buenos Aires y áreas cercanas (concedida por el Estado Nacional). Existen también Entes Reguladores provinciales encargados de las concesiones de distribución otorgadas en sus respectivas provincias. Los mecanismos de fijación de tarifas y remuneraciones de los distribuidores pueden entonces no ser idénticos entre empresas de una y otra jurisdicción.

1.2 **Carácter de las concesiones de distribución**

El plazo de las concesiones de distribución es de 95 años. Para elegir nuevo concesionario al fin de dicho plazo - si fuera necesario, y con una antelación no inferior a seis meses al vencimiento del periodo de gestión en curso (el primero de 15 años y luego de 10 de duración cada uno), el Ente regulador u organismo que lo reemplace, llama a concurso público internacional para la venta del paquete mayoritario, iniciando las publicaciones al efecto, estableciendo el régimen tarifario y el cuadro tarifario que se aplicarán durante los siguientes cinco años.

Las concesiones son en carácter exclusivo en un área territorial.

Para a las empresas distribuidoras de jurisdicción nacional, los respectivos contratos de concesión detallan específicamente (artículo 25) que las empresas deberán satisfacer toda demanda de suministro del servicio público en su área de concesión, atendiendo todo nuevo requerimiento, ya sea que se trate de un aumento de la capacidad de suministro o de nueva solicitud de servicio. También corresponde a las distribuidoras efectuar todas las inversiones necesarias con el propósito de cumplir con las obligaciones asumidas en la prestación del servicio público a cargo de ellas.

No obstante, existen determinadas excepciones respecto a la obligación de suministro por parte de las distribuidoras, de acuerdo a la ubicación de los usuarios respecto de la red de distribución. En este sentido, el mecanismo adoptado en el caso de las distribuidoras de jurisdicción nacional para abastecer

a los usuarios de las áreas no electrificadas ha sido el de que éstos financien la inversión necesaria para acceder al suministro, a cuenta de un crédito en energía a su favor equivalente a dicho monto que irá acreditándose a medida que consuma. Esto siempre y cuando la nueva solicitud de conexión se encuentre en una zona donde no existan instalaciones de distribución, o bien se requiera la ampliación de un suministro existente, para el que deban realizarse modificaciones substanciales sobre las redes preexistentes y que signifiquen inversiones relevantes.

En esos casos la empresa distribuidora podrá solicitar al usuario una contribución especial reembolsable, siempre que cuente con la autorización del ENRE (Subanexo 1 Capítulo 5, inc. 4 del Contrato de Concesión).

La Resolución ENRE 133/97 reglamenta la aplicación de la contribución especial reembolsable y establece mecanismos uniformes para la autorización de dichas solicitudes. Los principales aspectos vinculados a esta resolución del ENRE se relacionan con la delimitación de las zonas donde no existen instalaciones de distribución, la fecha tope para la percepción de las contribuciones, el monto máximo, la metodología del reembolso y la limitación de su percepción a un período determinado.

1.3 **Procedimiento para la fijación de remuneraciones al distribuidor**

La remuneración que recibe el distribuidor por el servicio de red se denomina VAD.

El plazo entre revisiones del VAD es, para la primera revisión a los 10 años y luego cada 5 años. Por el Artículo 45 de la Ley 24065 y Decreto 1398/92, los distribuidores dentro del último año del período de gestión y con sujeción a la reglamentación que dicte el Ente, deberán solicitarle la aprobación de los cuadros tarifarios que se proponen aplicar, indicando las modalidades, tasas y demás cargos que correspondan a cada tipo de servicio, así como las clasificaciones de sus usuarios y condiciones generales del servicio.

El distribuidor debe adjuntar a su presentación tarifaria toda la información en la que funda su propuesta, debiendo, a su vez, suministrar la que, adicionalmente, solicite el ENRE. Para realizar el estudio de la propuesta tarifaria presentada por el distribuidor, el Ente debe contratar los servicios de un grupo consultor independiente de reconocida experiencia en el sector, que efectúe una propuesta alternativa. Con base en ésta, y a la propuesta del

concesionario, el ENRE establece el cuadro tarifario para los próximos cinco años.

La ley 24065 prevé que, recibida la solicitud de modificación por parte de la empresa, el Ente dará inmediata difusión pública a la misma por un plazo de treinta (30) días y convocará a una audiencia pública. Podrá ser parte todo aquel que invoque un derecho subjetivo o un interés legítimo o difuso, incluyendo las organizaciones de usuarios de cualquier grado y demás organizaciones no gubernamentales, así como organismos o autoridades públicas nacionales, provinciales o municipales y el Defensor del Usuario, etc. (Resolución ENRE 39/94).

No han tenido lugar recientemente recursos judiciales de consumidores o asociaciones de consumidores contra los aumentos en las tarifas y remuneraciones al distribuidor en el marco de revisiones tarifarias.

1.4 Papel del distribuidor como intermediario en la energía

El límite para acceder como cliente libre al mercado de energía es tener una potencia mínima de 30 kW.

Aproximadamente el 75% de la energía distribuida en el país, es también vendida por el distribuidor actuando como intermediario entre el mercado y el cliente.

El distribuidor tiene obligación de suministrar energía a tarifa regulada a un cliente libre potencial que opta por no adquirir la energía en el mercado. La obligatoriedad del servicio público de distribución viene dada por el hecho de permitir el libre acceso a las redes - y por lo tanto al consumo - a todos los usuarios que así lo deseen a las tarifas vigentes. Esta obligación queda expresamente manifiesta en la Ley 24.065 de energía eléctrica, que define a esta actividad como un servicio público, asegurando que "los distribuidores satisfagan toda la demanda de servicios de electricidad que les sea requerida" (art. 21), "estando obligados a permitir el acceso indiscriminado a terceros a la capacidad de transporte" (art. 22) y no pudiendo "otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones" (art. 23). No existen limitaciones para los clientes libres potenciales en cuanto a plazos (u otras), para iniciar y finalizar la compra de energía al distribuidor.

2 Métodos de cálculo de la remuneración regulada de la actividad de distribución

2.1 Cálculo de la remuneración de los activos del distribuidor

2.1.1 Descripción del método para la determinación y valuación de los activos a remunerar

Bajo jurisdicción federal, ámbito que regula el ENRE, el proceso de revisión tarifaria en la distribución fue suspendido por la Ley 25.561 de emergencia económica, de enero de 2002. Por este motivo, no es posible mencionar un método específico adoptado aunque, vale señalar, estaban previstos para su comparación tanto el VNR como el Flujo de Fondos. Este último existe como antecedente en las revisiones de las tarifas de transporte llevadas a cabo por el organismo. En cuanto a las revisiones de distribución de empresas provinciales, algunas han utilizado el VNR. Por el mismo motivo antes explicado, no existe un criterio adoptado a nivel nacional. Ambas alternativas mencionadas estaban previstas para su análisis.

En general el horizonte de tiempo tomado para las estimaciones, basadas en una red óptima, ha sido de al menos 5 años.

Para la determinación de las zonas típicas a los efectos del cálculo de los activos de la red óptima, en las empresas de jurisdicción federal, se tienen en cuenta los siguientes criterios:

- La variable a utilizar deberá ser la densidad de potencia máxima simultánea.
- Tomar los parámetros que caracterizan el mercado desde el punto de vista de los usuarios en BT a fin de obtener una zonificación apta para el diseño de instalaciones en ese estadio (red BT y SE MT/BT). Luego se efectuará una que engloba al total de los usuarios en media y baja tensión, a los efectos de la zonificación necesaria para el desarrollo de instalaciones de media tensión.
- El tamaño de cuadrícula deberá ser de 500 m de lado.

En realidad, se encontraban bajo análisis ambas alternativas: valores de reposición – depreciaciones y valores contables de libros.

Se emplean valores de reposición teniendo en cuenta la depreciación de los mismos dada su antigüedad (a diferencia de lo que ocurre en las revisiones tarifarias del transporte en las que se emplean valores contables de libros).

2.1.2 Tasa de retorno de las inversiones

La metodología que se ha establecido es el CAPM para el cálculo del costo del capital propio. Cabe señalar que actualmente esta metodología resulta extemporánea de acuerdo a la coyuntura por la que atraviesa el país.



2.2 Costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización

En el proceso de revisión tarifaria que se encuentra suspendido por aplicación de la Ley 25.561 de emergencia económica de enero de 2002, los costos de operación y mantenimiento, costos indirectos y de explotación comercial debían responder a una empresa que opere en forma eficiente, procurando la prestación del servicio en condiciones de calidad objetivo determinadas previamente.

Los estudios debían arribar a una estructura de organización eficiente de la Empresa, asignando los recursos necesarios a cada una de las áreas involucradas y, finalmente, valorando cada recurso a fin de calcular los costos resultantes. Los costos determinados darían el sustento necesario para la adopción de los porcentuales en concepto de Operación y Mantenimiento (OyM) a aplicar para el cálculo de la tarifa del servicio.

Los costos de comercialización debían ser estimados a partir de los recursos necesarios para prestar una atención comercial acorde a los requerimientos del mercado, y se los expresaría teniendo en cuenta las características propias de cada categoría de usuarios y el tipo de servicio de que se trata. La actividad de comercialización debía ser calculada separadamente dado el carácter potencialmente competitivo que tiene.

2.3 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia o aumento de economías de escala

La aplicación de factores de eficiencia a las tarifas de distribución se encuentra amparada en el actual marco regulatorio, por concepto de aumento de eficiencia por mejora tecnológica o de gestión. Durante el primer período tarifario de 10 años, ya concluido, la tasa de reducción por ese concepto fue nula. Estaba prevista su aplicación en la revisión suspendida.

2.4 Contratación de los estudios técnicos y controversias respecto a los mismos

Tanto la empresa como el regulador contratan estudios que son comparados entre sí. No existen procedimientos previstos para la solución de controversias entre la empresa regulada y el regulador respecto a los mismos.

Las resoluciones del ENRE sobre las tarifas pueden recurrirse por vía de alzada, en los términos de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos y sus disposiciones reglamentarias. Agotada la vía administrativa, procede el recurso en sede Judicial

directamente ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal (art. 76 de la Ley 24.065).

2.5 Papel de las estimaciones de flujo de fondos del distribuidor

El método de cálculo supone determinar el nivel de ingresos requeridos que permitan cubrir los costos de operación y mantenimiento, administrativos y comerciales, los impositivos, las inversiones en activos fijos y capital de trabajo y obtener una tasa de retorno justa y razonable sobre el capital de la firma, en una situación de costos eficiente. Posteriormente no tiene lugar, sin embargo, una estimación explícita de flujo de fondos sobre la empresa real.

2.6 Ingresos por actividades no reguladas

Esta reducción sólo tendría lugar en la medida en que la existencia de esas actividades reduzca la base de capital de la empresa.

3 Valores numéricos de la remuneración regulada para la distribución en empresas específicas

Tipo de cambio promedio año 2002: 3,21 \$/US\$

Tipo de cambio promedio año 2001: 1 \$/US\$

3.1 EMPRESA 1

3.1.1 Características de la zona de concesión y de la red de la empresa (Empresa 1)

- Área de concesión: 4.637 Km²
- Energía vendida: 13709 GWh (incluye 3142 de peaje)
- Potencia máxima demandada: 3158 MW
- Cantidad de clientes: 2.265.519

Porcentaje de energía vendida por tipo de consumidor: (no incluye peaje)

Residencial 50 %

No residencial 50 %

Salvo para el caso de las pequeñas demandas residenciales (< 10 kW), las categorías tarifarias no son asimilables directamente al uso sino se corresponden con la modalidad de consumo.

Porcentaje de energía distribuida por nivel de tensión (V):

V < 1 kV (baja tensión) 71%



1 kV ≤ V ≤ 60 kV (media tensión) 28%
 V > 60 kV (alta tensión) 1%

3.1.2 Valores unitarios de remuneración por nivel de tensión (Empresa 1)

Valores a noviembre de 2001:

| | | Nov-01 |
|-----------|-----------|--------|
| T1-R1 CF | \$/bim | 3,39 |
| T1-R1 CV | \$/KWh | 0,047 |
| T1-R2 CF | \$/bim | 11,32 |
| T1-R2 CV | \$/KWh | 0,005 |
| T1-G1 CF | \$/bim | 5,37 |
| T1-G1 CV | \$/KWh | 0,072 |
| T1-G2 CF | \$/bim | 39,17 |
| T1-G2 CV | \$/KWh | 0,039 |
| T1-G3 CF | \$/bim | 104,77 |
| T1-G3 CV | \$/KWh | 0,012 |
| T1-AP | \$/KWh | 0,024 |
| T2 CP | \$/KW-mes | 5,81 |
| T2 CE | \$/KWh | 0,024 |
| T3-BT CPP | \$/KW-mes | 6,29 |
| T3-BT CPF | \$/KW-mes | 5,706 |
| T3-BT CEP | \$/KWh | |
| T3-BT CER | \$/KWh | |
| T3-BT CEV | \$/KWh | |
| T3-MT CPP | \$/KW-mes | 2,78 |
| T3-MT CPF | \$/KW-mes | 3,155 |
| T3-MT CEP | \$/KWh | |
| T3-MT CER | \$/KWh | |
| T3-MT CEV | \$/KWh | |
| T3-AT CPP | \$/KW-mes | 0,55 |
| T3-AT CPF | \$/KW-mes | 0,475 |
| T3-AT CEP | \$/KWh | |
| T3-AT CER | \$/KWh | |
| T3-AT CEV | \$/KWh | |

(\$/bim significa pesos por bimestre)

CPP: cargo potencia en punta

CPF: cargo potencia fuera de punta

T1 y T2: BT (baja tensión)

T3: BT, MT y AT (baja, media y alta tensión)

En las remuneraciones de potencia, se toma la misma coincidente con el pico del total del sistema.

Hasta fin del año 2001 (que coincide con la última actualización de los valores de VAD que se señalan arriba, según PPI y CPI de USA), las tarifas se calculaban en dólares estadounidenses y se expresaban en pesos al tipo de cambio vigente (1 a 1). A partir de enero 2002, la Ley 25.561 de

Emergencia Económica dispuso, entre otras cosas, la pesificación de las tarifas de los servicios públicos a la relación de cambio 1 peso igual a 1 dólar, dejando sin efecto las cláusulas de ajuste e indexación.

Dicha ley también autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a iniciar el proceso de renegociación de los contratos de concesión de acuerdo a determinados principios rectores: el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas.

Valores promedio de retribución del distribuidor (Empresa 1)

Datos del año 2002

Remuneración total anual por la función de distribución del conjunto de la empresa (Millones de dólares) (1) : 146.443.614 MUS\$

Energía distribuida total de la empresa (MWh) (2): 13.034.000 MWh

Remuneración promedio = (1)/(2) 11,24 US\$/MWh

Pérdidas reconocidas en las remuneraciones (Empresa 1)

Los porcentajes de pérdidas técnicas de energía y potencia reconocidos en cada etapa de la red, para calcular las remuneraciones del distribuidor son los siguientes:

| COEFICIENTES DE PERDIDAS RECONOCIDAS: | | | |
|---------------------------------------|--|---------|----------|
| | | ENERGIA | POTENCIA |
| BAJA TENSION | | 12,80% | 14,30% |
| MEDIA TENSION | | 7,20% | 7,90% |
| ALTA TENSION | | 2,80% | 3,00% |

No se reconocen porcentajes de pérdidas no técnicas (hurtos, fraudes, etc.).

3.2 Empresa 2

3.2.1 Características de la zona de concesión y de la red de la empresa (Empresa 2)

Información correspondiente al año 2001

| | |
|----------------------------|-------------------------------------|
| Area de concesión: | 5.780 km ² |
| Energía vendida: | 2.020 GWh (incluye 928 de peaje) |
| Potencia máxima demandada: | 400 MW |
| Cantidad de clientes | 278.200 |



Porcentaje de energía vendida por tipo de consumidor: (no incluye peaje)

| | |
|----------------|-----|
| Residencial | 52% |
| No residencial | 48% |

Salvo para el caso de las pequeñas demandas residenciales (< 10 kW), las categorías tarifarias no son asimilables directamente al uso sino se corresponden con la modalidad de consumo.

Porcentaje de energía distribuida por nivel de tensión (V):

| | |
|----------------------------------|-----|
| V < 1 kV (baja tensión) | 50% |
| 1 kV ≤ V ≤ 60 kV (media tensión) | 4% |
| V > 60 kV (alta tensión) | 46% |

3.2.2 Valores unitarios de remuneración por nivel de tensión (Empresa 2)

Iguales a los de la Empresa 1

3.2.3 Valores promedio de retribución del distribuidor (Empresa 2)

Remuneración total anual por la función de distribución del conjunto de la empresa (Millones de dólares) (1): 4.815 MUS\$ (utilidad bruta = ingresos vts. –compras de energía)

Energía distribuida total de la empresa (2): 2028000 MWh

Remuneración promedio (1)/(2) = 2,38 US\$/MWh

3.2.4 Pérdidas reconocidas en las remuneraciones (Empresa 2)

Idénticos a la Empresa 1.

4 Contribuciones de los clientes para su conexión o para la expansión de la red

En el caso de usuarios y grandes usuarios comprendidos en la Tarifa N° 3 (T3-Grandes Demandas) y la Tarifa por el Servicio de Peaje, el ENRE ha definido límites indicativos para solicitar el suministro en media tensión (una demanda mínima de potencia igual a 315 KW) y en alta tensión (20 MW).

Cuando un usuario que recibe suministro eléctrico dentro de estos límites presente una solicitud de cambio de tensión, deberá hacerse cargo de los costos de las inversiones en la red asociadas a dicho cambio.

Respecto al financiamiento por los usuarios de una nueva conexión o ampliación de carga, que finalmente están a cargo del distribuidor, existe un

mecanismo de contribución especial reembolsable (CER) para aquellos suministros ubicados a más de 500 metros de la línea de MT más cercana, esto es, un crédito a favor del usuario en términos equivalentes de energía (kWh) que le será acreditado íntegramente al usuario en la medida en que la consuma a partir de la primera factura posterior a haberse completado el pago de la CER.

Los usuarios que soliciten un cambio de tensión deben suscribir con las Distribuidoras un contrato de suministro a la potencia declarada por un plazo mínimo de dos años, para el pasaje de baja a media tensión, y de cuatro años para el pasaje de media a alta tensión

5 Relación del distribuidor con los clientes libres a los que presta el servicio de su red

Las remuneraciones del distribuidor por el servicio de red que presta a los clientes libres se calculan en forma análoga o compatible con la remuneración por la distribución a clientes regulados.

Los distribuidores no experimentan reducciones sistemáticas en su ingreso por vender el servicio de red, si un cliente opta por comprar directamente al mercado.

No se generan incentivos para que los clientes libres construyan redes propias, en by-pass de la red de servicio público, en casos en que sería económicamente óptimo el empleo de la red pública.

6 Traslado por el distribuidor de los costos de compra en el mercado mayorista

Los distribuidores no quedan sujetos a riesgo financiero ni a pérdidas económicas con motivo de sus compras en el mercado mayorista para los clientes regulados.

Las empresas están sujetas a un régimen de calidad de suministro establecido en su contrato de concesión. Se encuentran incluidas las fallas aguas arriba de las instalaciones de las distribuidoras (déficit en el abastecimiento por generación y/o transporte), no imputable a causas de fuerza mayor. Esto ocurre tanto en el caso de que los distribuidores compren la energía en el mercado a precio spot estabilizado (precio estacional) o mediante contratos con los generadores.

7 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor (VADE, VAD, u otra denominación)

Hasta fin del año 2001, las actualizaciones de los valores de VAD se efectuaban semestralmente (mayo y noviembre) de acuerdo a la variación de los índices de precios mayoristas (67%) PPI y minoristas (33%) CPI de los Estados Unidos. Las tarifas se calculaban en dólares estadounidenses y se expresaban en pesos al tipo de cambio vigente entonces (1 a 1). A partir de enero 2002, la Ley 25.561 de Emergencia Económica dispuso, entre otras cosas, la pesificación de las tarifas de los servicios públicos a la relación de cambio 1 peso igual a 1 dólar, dejando sin efecto las cláusulas de ajuste e indexación.

Actualmente se viene desarrollando un proceso de renegociación de los contratos de concesión (a cargo de una unidad ad hoc designada por el Poder Ejecutivo) de acuerdo a determinados principios rectores: el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas.

8 Aplicación efectiva del régimen tarifario y de remuneraciones al distribuidor

Como se describió antes, las remuneraciones se encuentran en una situación transitoria extraordinaria, creada por la Ley 25.561 de Emergencia Económica de enero 2002.

9 Régimen de calidad de servicio y penalidades

Se anexa al final un resumen del Subanexo IV (Régimen de Calidad y Sanciones) del contrato de concesión de las distribuidoras de jurisdicción nacional donde se especifica el régimen de calidad de servicio. Se presenta exclusivamente en él la llamada Etapa 2 del régimen de calidad de servicio y penalidades, cuya entrada en vigor se dio pasados 48 meses del otorgamiento de las concesiones.

10 Seguridad de cobro y corte de servicio

Si bien en el Reglamento de Suministro está claramente establecida la facultad de la empresa para desconectar a los usuarios morosos, a partir de la crisis desatada a principios del 2002, en general las distribuidoras han evitado tomar esta medida extrema facilitando planes de pago para que permanezcan los usuarios dentro del sistema.

No existen recursos jurídicos, intervenciones del Poder Judicial u otras autoridades, que impidan el corte a clientes morosos.

La tasa de morosidad que experimentan los distribuidores cuyos datos se presentan en este informe es: Empresa 1: 15% - Empresa 2: 30%. (Corresponde al promedio del 2002 de la facturación de las categorías T1 no cobrada hasta el segundo vencimiento).

11 Régimen de subsidios a consumidores

Bajo el ámbito del ENRE no se conceden subsidios de ese tipo, si bien existen actualmente varios proyectos para brindar una tarifa social a usuarios de bajos recursos. En otras jurisdicciones provinciales, existen subsidios a determinados grupos de consumidores (jubilados, ex combatientes, riego agrícola, etc.).

12 Impuestos que gravan las tarifas a los clientes finales de la energía

Las empresas bajo control del ENRE operan en dos jurisdicciones diferentes. Así, las alícuotas aplicables en una y otra son las siguientes:

| | Nacionales ley 23.681 | Provinciales | Municipales |
|---|--------------------------|--------------|-------------|
| Ciudad de Buenos Aires | 0,6% | 0% | 6,383% |
| Gran Bs. As. y La Plata (Prov. Bs. As.) | 0,6% | 0,6424% | 6,424% |

A estos hay que agregarle el Impuesto al Valor Agregado (IVA) de carácter nacional y cuya alícuota depende de la posición en que se encuentre cada usuario frente al mismo.

Así, en el caso de un usuario Residencial la alícuota es del 21% a consumidor final, mientras que para un Comercial e Industrial es del 27%, si frente al IVA su posición es de Responsable Inscripto; si es un Responsable No Inscripto corresponde el 27% más el acrecentamiento (50% de la alícuota general) que sería: 27% + 13,5% dando como resultado una alícuota del 40,50%, el mismo tratamiento tienen los usuarios que son Responsables Monotributistas (40,50%).

Además, en la Provincia de Buenos Aires se encuentra el Impuesto al Servicio de Electricidad (Ley Nº 7.290/67 modificada por la Ley Nº11.801) que para los usuarios residenciales es del 10%, para los comerciales del 20% y para los industriales del 13%, y el Fondo Especial de Grandes Obras Eléctricas Provinciales (Ley Nº 9.038) cuya alícuota es del 5,50%.



13 Estabilidad del marco regulatorio de la distribución. Puntos en discusión en la actualidad

Como se describió en puntos anteriores, la ley de Emergencia Económica de enero del año 2002, modificó por completo las remuneraciones a las empresas de regulación, al pesificar (pasar a pesos

con la paridad 1 a 1 previa a la devaluación) y congelar las mismas. En el marco del proceso actual de renegociación de los contratos, que afecta a todos los servicios públicos privatizados a comienzos de la década pasada, tendrá lugar también la renegociación, entre el gobierno y los empresarios de distribución eléctrica.

2 BOLIVIA

1 **Marco legal general de la actividad del distribuidor**

1.2 Organismos de regulación y control

El organismo regulador es la Superintendencia de Electricidad (SDE), creada por la Ley del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) (Ley 1600 de octubre de 1994), como una persona jurídica de derecho público, con autonomía de gestión técnica, administrativa y económica con el objetivo de regular, controlar y supervisar las actividades del sector eléctrico. La Superintendencia tiene jurisdicción nacional.

Entre sus funciones y atribuciones, respecto de la actividad de distribución, tiene las siguientes: otorgar concesiones para el ejercicio de la actividad, regular tarifas, controlar la calidad del suministro, establecer la comisión de infracciones e imponer sanciones, resolver controversias entre empresas, atender reclamaciones de los consumidores en segunda instancia, requerir información y publicar estadísticas de la operación de los sistemas de distribución.

1.3 Carácter de las concesiones de distribución

Las concesiones de distribución se otorgan por un plazo máximo de 40 años. Al término de la concesión la Superintendencia de Electricidad efectúa una licitación pública para otorgar una nueva concesión y transferir al nuevo titular los activos afectos a la concesión.

Las concesiones son en carácter exclusivo en un área territorial. El área geográfica de una concesión de distribución está limitada por un polígono cuyos límites comprenden una franja mínima de cien metros circundantes a las líneas existentes del distribuidor. La ampliación de la zona de concesión se regulariza cada dos años.

1.4 Procedimiento para la fijación de remuneraciones al distribuidor

Las tarifas base de Distribución, sus fórmulas de indexación, las estructuras tarifarias determinadas en función de las tarifas base, los cargos por conexión y reconexión y los montos de los depósitos de garantía, se aprueban cada cuatro años.

Nueve meses antes de la entrada en vigencia de las tarifas, la Superintendencia entrega a los

Distribuidores los términos de referencia de los estudios que estos deberán encargar a empresas consultoras especializadas.

Tres meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, el Titular de la concesión entrega a la Superintendencia el estudio tarifario, quien revisa y en el plazo de un mes aprueba o rechaza los estudios efectuados por los consultores, formulando fundamentadamente las observaciones que considere pertinentes.

El Titular, a través de las empresas consultoras, analiza las observaciones, efectúa las correcciones a las tarifas y sus fórmulas de indexación, y envía el estudio corregido a la Superintendencia en el plazo de quince días. De persistir discrepancias entre la Superintendencia y el Titular, la Superintendencia contrata un consultor para que entregue una opinión definitiva sobre los puntos discutidos, la cual es incorporada por la Superintendencia en el estudio para obtener las tarifas definitivas.

El plazo entre revisiones tarifarias es de cuatro años.

El único organismo público que debe aprobar las remuneraciones del distribuidor es la Superintendencia de Electricidad. No existe intervención de representantes de los consumidores u organismos de defensa de los consumidores en el proceso de cálculo y aprobación de las remuneraciones del distribuidor. No tienen lugar audiencias públicas.

No han tenido lugar recientemente recursos judiciales de consumidores o asociaciones de consumidores contra los aumentos en las tarifas y remuneraciones al distribuidor.

1.5 Papel del distribuidor como intermediario en la energía

El límite para acceder como cliente libre al mercado de energía es tener una capacidad contratada mínima de 1000 kW.

El 93% de la energía distribuida en el país, es también vendida por el distribuidor actuando como intermediario entre el mercado y el cliente.

El distribuidor tiene obligación de suministrar energía a tarifa regulada a un cliente libre potencial, pero que opta por no adquirir la energía en el mercado sino al distribuidor. El distribuidor tiene la obligación de dar

servicio a todo consumidor que lo solicite dentro de su área de concesión.

No existen limitaciones para los clientes libres potenciales en cuenta a plazos (u otras), para iniciar y finalizar la compra de energía al distribuidor.

2 Métodos de cálculo de la remuneración regulada de la actividad de distribución

La remuneración que obtiene un distribuidor resulta de la aplicación de las tarifas que se determinan en los niveles requeridos para cubrir: a) los costos de consumidores que comprenden medición, facturación, atención de clientes y otros relacionados con la comercialización; y b) los costos de distribución que comprenden los costos de operación, mantenimiento, administrativos y generales, impuestos y tasas, cuotas de depreciación y amortización, costos financieros y una utilidad sobre el patrimonio calculada con una tasa de retorno que se determina para cada aprobación de tarifas.

2.1 Cálculo de la remuneración de los activos del distribuidor

2.1.1 Descripción del método para la determinación y valuación de los activos a remunerar

El criterio de remuneración de los activos es remunerar los activos existentes realmente en la red, a valor contable de libros, depreciados de acuerdo a su tiempo en servicio.

2.1.2 Tasa de retorno de las inversiones

La tasa de retorno sobre el patrimonio afectado a la Concesión utilizada en la determinación de la utilidad para el cálculo de la tarifa base es el promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio, del grupo de empresas listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de servicio público de los últimos tres años.

La tasa de retorno empleada actualmente es del 10.1% real después de impuestos a los beneficios.

2.2 Costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización

El método para estimar la remuneración regulada al distribuidor por concepto de costos de operación y mantenimiento y costos de comercialización de energía, es tomar los valores promedio

representativos de los costos proyectados para un período de cuatro años.

Las proyecciones de costos se determinan a precios de la fecha en que se efectúe el estudio, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por la Superintendencia.

2.3 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia o aumento de economías de escala

Existe una reducción paulatina en las remuneraciones reconocidas al distribuidor a lo largo del tiempo. Las tarifas base para su aplicación mensual se afectan por formulas de indexación que contienen la variación del Índice de Precios al Consumidor y un factor de disminución de costos. Dicho factor se origina en estimaciones del aumento de eficiencia por mejora tecnológica y de gestión.

2.4 Contratación de los estudios técnicos y controversias respecto a los mismos

La responsabilidad de la contratación de los estudios técnicos para las revisiones es de la empresa.

Si se presentan discrepancias entre la Superintendencia y el Titular, la Superintendencia contrata un consultor para que entregue una opinión definitiva sobre los puntos discutidos, la cual es incorporada por la Superintendencia en el estudio para obtener las tarifas definitivas.

La aprobación de las tarifas se realiza mediante una resolución administrativa que emite la Superintendencia de Electricidad, esta resolución puede ser impugnada mediante recurso de revocatoria ante la misma superintendencia y mediante recurso jerárquico ante la Superintendencia General.

2.5 Papel de las estimaciones de flujo de fondos del distribuidor

El propio método de cálculo de la remuneración del distribuidor implica la realización de un análisis de flujo de fondos y rentabilidad prevista del distribuidor. Los valores de patrimonio, costos e ingresos utilizados para la determinación de las tarifas base son valores promedio representativos de los valores proyectados para cuatro años. Para la determinación de las tarifas base, la remuneración estimada debe cubrir los costos y la utilidad sobre el patrimonio afecto a la concesión calculada con una tasa de retorno regulada.

2.6 Ingresos por actividades no reguladas

Los Ingresos Previstos para la determinación de las tarifas base incluyen los Ingresos por Ventas y Otros Ingresos. Los Ingresos por Ventas son los que resulten de la aplicación de las tarifas base a los consumos de energía y demandas de potencia de los Consumidores Regulados. Los otros ingresos corresponden a los obtenidos por servicios de conexión y reconexión, transporte de electricidad, alquileres de inmuebles, alquiler de equipos y aquellos que por cualquier otro concepto obtenga el Titular de los bienes afectos a la Concesión. Por lo tanto la existencia de ingresos adicionales por actividades no reguladas reduce la previsión de remuneraciones reguladas necesarias para alcanzar la rentabilidad.

3 Valores numéricos de la remuneración regulada para la distribución en empresas específicas

3.1 EMPRESA 1

Tipo de cambio 7.77 Bs/US\$

3.1.1 Características de la zona de concesión y de la red de la empresa (Empresa 1)

- Área de concesión: Ciudades de La Paz y El Alto
- Energía vendida: 917.345 MWh
- Potencia máxima demandada: 225 MW
- Cantidad de clientes 319.765

Porcentaje de energía vendida por tipo de consumidor:

| | |
|-------------|-----|
| Residencial | 52% |
| Industrial | 16% |
| Otros | 32% |

Porcentaje de energía distribuida por nivel de tensión (V):

| | |
|----------------------------------|------|
| V < 1 kV (baja tensión) | 75 % |
| 1 kV ≤ V ≤ 60 kV (media tensión) | 17 % |
| V > 60 kV (alta tensión) | 8 % |

Porcentaje en longitud de cable subterráneo y línea aérea por nivel de tensión (V) en la red de distribución

| | |
|----------------------------------|----------------------------|
| V < 1 kV (baja tensión) | línea aérea: 99% cable: 1% |
| 1 kV ≤ V ≤ 60 kV (media tensión) | línea aérea: 93% cable: 7% |

3.1.2 Valores unitarios de remuneración por nivel de tensión (Empresas 1)

CARGOS POR POTENCIA FUERA DE PUNTA (Reflejan el costo de Distribución)

| Cargo por nivel de tensión | Unidades | Cargo (a Dic/02) |
|----------------------------|-----------|------------------|
| CFAT | Bs/kW-mes | 5,447 |
| CFMT | Bs/kW-mes | 12,529 |
| CFBT | Bs/kW-mes | 15,146 |

Estos costos incluyen: Costos de Operación y Mantenimiento + Depreciación + Intereses de Deuda a Largo Plazo + Utilidad + Gastos Administrativos. Los cargos son aplicados a la potencia máxima de cada nivel de tensión.

Los cargos son calculados en moneda nacional, y mensualmente son indexados con las variaciones del Índice de Precios al Consumidor

3.1.3 Valores promedio de retribución del distribuidor (Empresa 1)

Remuneración total anual por la función de distribución del conjunto de la empresa (Millones de dólares) (1): 24.36

Energía distribuida total de la empresa (MWh) (2): 917.345

Remuneración promedio (US\$/MWh) = (1)/(2): 26.6 US\$/MWh

3.1.4 Pérdidas reconocidas en las remuneraciones (Empresa 1)

Los porcentajes de pérdidas técnicas de energía y potencia reconocidos en cada etapa de la red, para calcular las remuneraciones del distribuidor son los siguientes:

| Nivel de Tensión | Pérdidas | |
|------------------|----------|----------|
| | Energía | Potencia |
| Alta Tensión | 1,55% | 1,94% |
| Media Tensión | 3,75% | 4,57% |
| Baja Tensión | 7,62% | 7,62% |

No se consideraron en el estudio tarifario aprobado pérdidas no técnicas (hurtos, fraudes, etc.) reconocidos al distribuidor.

3.2 EMPRESA 2

3.2.1 Características de la zona de concesión y de la red de la empresa (Empresa 2)

- Área de concesión: Ciudad de Santa Cruz de la Sierra, Ciudad de Montero y poblaciones menores aledañas
- Energía vendida: 1.073.125 MWh
- Potencia máxima demandada: 228 MW
- Cantidad de clientes 230.898

Porcentaje de energía vendida por tipo de consumidor:

| | |
|-------------|-----|
| Residencial | 43% |
| Industrial | 27% |
| Otros | 30% |

Porcentaje de energía distribuida por nivel de tensión (V):

| | |
|----------------------------------|-----|
| V < 1 kV (baja tensión) | 65% |
| 1 kV ≤ V ≤ 60 kV (media tensión) | 34% |
| V > 60 kV (alta tensión) | 1% |

Porcentaje en longitud de cable subterráneo y línea aérea por nivel de tensión (V) en la red de distribución

| | |
|----------------------------------|---------------------------------|
| V < 1 kV (baja tensión) | línea aérea: 100%, cable 0% |
| 1 kV ≤ V ≤ 60 kV (media tensión) | línea aérea: 99,8%, cable: 0.2% |

3.2.2 Valores unitarios de remuneración por nivel de tensión (Empresa 2)

CARGOS POR POTENCIA FUERA DE PUNTA (Reflejan el costos de Ristribución)

| Cargo por nivel de tensión | Unidades | Cargo (a Dic/02) |
|----------------------------|-----------|------------------|
| CFAT | Bs/kW-mes | 6,781 |
| CFMT | Bs/kW-mes | 27,065 |
| CFBT | Bs/kW-mes | 21,704 |

Los cargos por potencia están expresados por unidad de potencia coincidente con el máximo de cada nivel de tensión.

Los cargos son calculados en moneda nacional, y mensualmente son indexados con las variaciones del Índice de Precios al Consumidor

3.2.3 Valores promedio de retribución del distribuidor (Empresa 2)

Remuneración total anual por la función de distribución del conjunto de la empresa (Millones de dólares) (1): 31.24

Energía distribuida total de la empresa (MWh) (2): 1.073.125

Remuneración promedio (US\$/MWh) = (1)/(2): 29.1 US\$/MWh

3.2.4 Pérdidas reconocidas en las remuneraciones (Empresa 2)

Pérdidas técnicas:

| Nivel de Tensión | Pérdidas | |
|------------------|----------|----------|
| | Energía | Potencia |
| Alta Tensión | 1,43% | 1,85% |
| Media Tensión | 3,28% | 4,09% |
| Baja Tensión | 6,67% | 8,46% |
| TOTAL | 8,91% | |

No se consideraron en el estudio tarifario aprobado pérdidas no técnicas reconocidas al distribuidor.

4 Valores numéricos de la remuneración regulada para zonas típicas de distribución

No se aplica ya que no se consideran zonas típicas.

5 Contribuciones de los clientes para su conexión o para la expansión de la red

De los costos de conexión y ampliación de la red, originados en una nueva conexión o una ampliación de carga, el consumidor debe cubrir los costos de acometida y medidor.

Si el distribuidor considera que una nueva conexión no es económica puede solicitar al regulador que establezca un esquema de financiamiento por parte del consumidor.

No está previsto que el consumidor deba constituir a favor del distribuidor una garantía, aún cuando su conexión o ampliación de carga, implique costos significativos para el distribuidor.

6 Relación del distribuidor con los clientes libres a los que presta el servicio de su red

Las remuneraciones del distribuidor por el servicio de red que presta a los clientes libres se calculan en forma análoga o compatible con la remuneración por la distribución a clientes regulados.

Los distribuidores no tienen reducciones sistemáticas en su ingreso por vender el servicio de red, si un cliente opta por comprar directamente al mercado.

El peaje a un cliente libre por el uso de la red no refleja de manera precisa el costo prestar el servicio de red a ese cliente en particular, sino que existen mecanismos tipo "estampillado" que conducen a peajes promedio para grandes categorías de clientes libres. El consumidor no regulado paga los cargos por potencia fuera de punta de los niveles de tensión iguales o superiores al de su conexión.

No se generan incentivos para que los clientes libres construyan redes propias, en by-pass de la red de servicio público, en casos en que sería económicamente óptimo el empleo de la red pública.

7 Traslado por el distribuidor de los costos de compra en el mercado mayorista



Los distribuidores no quedan sujetos a riesgo financiero o a pérdidas económicas con motivo de sus compras en el mercado mayorista para los clientes regulados.

Los distribuidores no están sujetos a multas por falla, en caso de racionamiento en el mercado mayorista.

8 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor

Los cargos de la tarifa base que corresponden al distribuidor se modifican mensualmente con una fórmula de indexación que considera la inflación.

Se trasladan íntegramente a las remuneraciones reconocidas los mayores costos originados en la inflación en la moneda local.

En cambio, como las tarifas se determinan en moneda local, el distribuidor puede experimentar riesgos por la variación del tipo de cambio.

9 Aplicación efectiva del régimen tarifario y de remuneraciones al distribuidor

El régimen de remuneración previsto para el distribuidor no se aplica exactamente ya que en la práctica existe un régimen transitorio de adecuación tarifaria.

No han existido recientemente modificaciones a la regulación y remuneraciones previstas para la distribución, como resultado de la intervención de los poderes públicos.

10 Régimen de calidad de servicio y penalidades

Los indicadores de calidad de servicio que el regulador ha establecido son los siguientes:

- Tensión
 - a) Nivel de tensión.
 - b) Desequilibrio de Tensiones

- Continuidad de suministro

Control global para consumidores en baja tensión: Frecuencia media de interrupción (Fs); Tiempo total de Interrupción por Consumidor (Ts).

Individual para consumidores en alta y media tensión: Frecuencia individual de interrupción (F); Tiempo individual de interrupción (T)

- Atención comercial

Reclamos de los consumidores: Índice de Reclamos Técnicos (IRT); Índice de Reclamos Comerciales

Facturación: Índice de Calidad de Facturación (ICF); Índice de Facturación Estimada (IFE)

Atención al Consumidor: Tiempo Medio de Atención de Reclamos Técnicos (TMAT); Tiempo Medio de Atención de Reclamos Comerciales (TMAC); Tiempo Medio de Atención de Solicitudes de Servicio (TMSA) y Retraso en la Reposición del Suministro.

Los límites admisibles para los indicadores de calidad pueden resumirse como sigue:

- Tensión

- a) Nivel de tensión. Límite +/- 7.5%;
- b) Desequilibrio de Tensiones >3%

- Continuidad de suministro.

Control global para consumidores en baja tensión: Fs>7; Ts>6 hrs

Individual para consumidores en alta y media tensión: F>7; T>12hrs

- Comercial

Reclamos de los consumidores: IRT > 6; IRC > 8

Facturación: ICF > 15; IFE > 20

Atención al Consumidor: TMAT > 2 hrs.; TMAC > 24 hrs.; TMSA s/mod > 5 días; TMSA c/mod 20 días.

11 Seguridad de cobro y corte de servicio

Es normal el corte a los consumidores morosos. No existen recursos jurídicos, intervenciones del Poder Judicial u otras autoridades, que impidan el corte a clientes morosos.

La tasa de morosidad que experimentan los distribuidores es del 3 % aproximadamente. La tasa de incobrabilidad que experimentan los distribuidores es del 0.25% aproximadamente.

12 Régimen de subsidios a consumidores

No existe un régimen de subsidios explícitos en las tarifas.

13 Impuestos que gravan las tarifas a los clientes finales de la energía

Los impuestos que gravan la venta de energía a los consumidores finales, son:

| | |
|------------------------------|-----|
| Impuesto al Valor Agregado | 13% |
| Impuesto a las transacciones | 3% |



14 Estabilidad del marco regulatorio de la distribución. Puntos en discusión en la actualidad

La regulación de la actividad de distribución y sus remuneraciones no ha experimentado cambios que afecten significativamente la rentabilidad de las inversiones ya realizadas.

La tasa de retorno regulada ha presentado variaciones significativas en las sucesivas aprobaciones de tarifas, lo que ha establecido la necesidad de adoptar algunas medidas para su estabilización, las que actualmente se encuentran en discusión.

También se encuentran en discusión las medidas para atenuar el riesgo cambiario.

3 BRASIL

1 **Marco legal general de la actividad del distribuidor**

1.1 Organismos de regulación y control

O Órgão regulador e fiscalizador é a Agência Nacional de Energia Elétrica Aneel, criada através da Lei Federal n° 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e constituída através do Decreto do Presidente da República n°. 2.335, de 6 de outubro de 1997.

A ANEEL é uma autarquia sob regime especial, com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, com sede e foro no Distrito Federal (Brasília), prazo de duração indeterminado e tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com a legislação e em conformidade com as diretrizes e as políticas do Governo Federal.

Consta da citada Lei que a ANEEL orientará a execução de suas atividades finalísticas de forma a proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, observando diretrizes como criação de condições para a modicidade das tarifas, sem prejuízo da oferta e com ênfase na qualidade do serviço de energia elétrica e transparência e efetividade nas relações com a sociedade.

A competência de atuação da Aneel é nacional, sendo que em conformidade com a Lei que a criou e o Decreto que a instituiu poderá a Aneel descentralizar atividades para agências estaduais, mediante contrato de gestão.

1.2 **Carácter de las concesiones de distribución**

A concessão dos serviços de distribuição está definida no contrato que cada empresa (concessionária) celebrou com a União Federal, através da Aneel, e que estão regulamentados, principalmente, pelas Leis n°s 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 9.648, de 27 de maio de 1998.

Os serviços públicos de distribuição de energia elétrica são objeto das concessões territoriais reagrupadas, sendo o município, ou parte dele, a

menor porção territorial de uma concessão individualizada.

É obrigatório, garantida a exclusividade, o atendimento a ser oferecido pela distribuidora na sua área territorial, ressalvado o atendimento a consumidores de energia elétrica que, por força de lei, são livres para adquirir energia elétrica de outro fornecedor.

O prazo de vigência das concessões derivadas de processos de privatização mediante licitações públicas, estabelecido no contrato, é de 30 (trinta) anos, contados a partir da data da assinatura do respectivo contrato.

Para as concessões decorrentes de processos de prorrogações de prazos conforme estabelecido em Lei, caso das concessionárias que permaneceram estatais e daquelas que não foram por qualquer motivo alienadas, o prazo de vigência dos contratos é de 20 (vinte) anos, contado da publicação da Lei n°. 9074/1995, de 07/07/1995.

A critério exclusivo da ANEEL e para assegurar a continuidade e qualidade do serviço público e com base nos relatórios técnicos sobre regularidade e qualidade dos serviços prestados pela concessionária, preparados pela fiscalização da ANEEL, o prazo das concessões poderá ser prorrogado no máximo por igual período (30 ou 20 anos, respectivamente nos dois casos mencionados), mediante requerimento da concessionária

Em caso de não renovação ou prorrogações do prazo de concessão, cumpridas as exigências legais, a escolha do novo concessionário dar-se-á mediante licitação pública, em conformidade com a Constituição Federal.

Constituem encargos da distribuidora, inerentes à concessão, na área territorial em que é titular, dentre outros:

- fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos pontos de entrega definidos nas normas dos serviços, pelas tarifas homologadas pela ANEEL, nas condições estabelecidas nos respectivos contratos de fornecimento e nos níveis de qualidade e continuidade estipulados na legislação;
- dar atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional, inclusive as rurais, atendida a legislação;

- realizar, por sua conta e risco, as obras necessárias à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, inclusive reposição de bens, operando as instalações e os equipamentos correspondentes de modo a assegurar a regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia no atendimento e modicidade das tarifas.

1.3 Procedimiento para la fijación de remuneraciones al distribuidor

A fixação de tarifas se dá através do Contrato de Concessão para a Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica.

Os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica foram assinados a partir de 1995, mesmo antes da criação da ANEEL. Em cada um desses contratos foram estabelecidas as tarifas iniciais e os mecanismos de sua alteração: i) reajuste tarifário anual; ii) revisão tarifária extraordinária (em face de alterações de tributos, por exemplo); e iii) revisão tarifária periódica (3, 4 ou cinco anos, dependendo do estabelecido no contrato de concessão), quando se estabelece o chamado reposicionamento tarifário. Tais mecanismos tiveram sua origem na política tarifária aprovada pelo Conselho Nacional de Desestatização (CND), em novembro de 1995.

Segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A **Parcela A** envolve os chamados “custos não gerenciáveis” pela concessionária, relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica e explicitamente indicados no contrato. São custos cujo montante e variação escapam à vontade ou influência da concessionária, como a energia elétrica adquirida para atendimento aos clientes, os custos de transmissão e os encargos setoriais¹. A **Parcela B** compreende o valor remanescente da receita, envolvendo, portanto, os ditos “custos gerenciáveis”. São custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, a saber: os custos de operação (pessoal, material e serviços de terceiros). Além destes, a Parcela B inclui a remuneração do capital e os tributos.

Com o início da redução dos contratos iniciais (a partir de 2003, com liberação de 25% da energia até então contratada no âmbito do Sistema Interligado Nacional e registrada no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE) e a conseqüente liberdade de aquisição de energia no mercado de preços livres, as concessionárias passam a ter capacidade de gerenciar a aquisição da energia pelo menor preço.

Os contratos de concessão contemplam procedimento específico para reajuste dessas parcelas durante cada ano do período tarifário. Ao iniciar-se o primeiro período tarifário, cada concessionária tem estabelecido no respectivo contrato de concessão a estrutura tarifária com seus valores iniciais que, aplicados ao seu mercado, definem a receita anual do primeiro ano do período tarifário (RA). Em cada reajuste anual do período tarifário, o valor da Parcela A (VPA) é obtido pelas condições vigentes de cada um dos itens que compõem a citada parcela (compra de energia e outros). O novo valor da Parcela B (VPB) é obtido pela diferença entre RA e VPA, corrigido pela variação do IGP-M (Índice Geral de Preços – Mercado, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas) observada nos 12 meses anteriores à data do reajuste.

Tais regras visam estimular a concessionária a reduzir os custos de operação (cobertos pela Parcela B da receita) ao longo do período anterior à revisão tarifária, uma vez que custos menores para um mesmo nível real de tarifas implicam em maiores benefícios para a concessionária, sob a forma de maior remuneração do capital. Portanto, a remuneração da concessionária não está garantida, mas depende de uma gestão eficiente dos chamados custos gerenciáveis.

Em cumprimento ao contrato de concessão, a ANEEL, em cada ano do primeiro período tarifário, aplica estritamente o procedimento de reajuste tarifário anual estabelecido no contrato. Dessa forma, a evolução das tarifas, ao longo do primeiro período tarifário, é uma conseqüência exclusiva da aplicação desse mecanismo contratual. As participações relativas da Parcela A e da Parcela B na receita anual da concessionária modificam-se durante o primeiro período tarifário, na medida em que, enquanto a Parcela A é atualizada de acordo com os valores vigentes de cada um de seus componentes, a Parcela B é obtida por resíduo e, após, atualizada pelo IGP-M.

Considerando que determinados itens da Parcela A podem se ajustar acima do IGP-M, como o caso da energia de Itaipu, por exemplo, indexada à taxa de câmbio, o resultado pode ser o aumento da participação relativa da Parcela A na receita anual da concessionária ao longo do primeiro período tarifário.

Analisando-se o assunto do ponto de vista da concessionária de distribuição que recebe como receita a Parcela B, a alteração das participações das Parcelas com relação à receita total da empresa, pode representar mas não implica necessariamente em perda de remuneração. A evolução efetiva da remuneração dependeria dos seguintes aspectos: i) se o valor da Parcela B, determinado por resíduo no início do primeiro período tarifário era suficiente para cobrir os custos operacionais e assegurar um adequado retorno sobre o capital investido, e ii) se o

ajuste anual da Parcela B – por diferença e pela variação do IGP-M – modificou, favoravelmente ou não, a condição inicial do contrato.

Considerando-se que a revisão tarifária, não obstante o contrato existente, implica efetiva afetação de direito da concessionária e dos consumidores a ela vinculados, a legislação e regulamentação prevê a necessidade de realização de audiência pública com o objetivo de recolher subsídios e informações para o processo decisório da Aneel, bem como propiciar aos agentes e consumidores a possibilidade de encaminhamento de seus pleitos, opiniões e sugestões, os quais poderão não ser atendidos, em face do caráter discricionário conferido à ANEEL para decidir.

1.4 Papel del distribuidor como intermediario en la energía

1.4.1 Quanto a aquisição de energia elétrica

Quando a energia adquirida mediante "contratos iniciais" e de Itaipu não for suficiente para o atendimento ao mercado de sua área de concessão, a concessionária distribuidora pode adquirir energia adicional de empresas geradoras, firmando contratos de compra e venda de energia por períodos determinados, denominados de "contratos bilaterais". O preço dessa compra é livremente negociado entre as partes. Entretanto, a ANEEL, nos termos da legislação vigente, estabeleceu um limite de preço a ser repassado às tarifas de fornecimento denominado Valor Normativo - VN. O VN consiste num limite ou teto de repasse das despesas incorridas pela distribuidora com as compras de energia elétrica, mediante contratos bilaterais, para as tarifas de fornecimento aos consumidores finais. Os Contratos Bilaterais precisam ser obrigatoriamente registrados na ANEEL e, no caso de serem celebrados com partes relacionadas, precisam ser aprovados pela ANEEL, segundo o estabelecido nos respectivos contratos de concessão. Essa aprovação deve se dar no marco das competências da ANEEL estabelecidas no art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, considerando, em particular, o disposto nos incisos VIII e IX. Caso a ANEEL não registre ou não aprove o contrato bilateral, as respectivas despesas de compra de energia não podem ser repassadas às tarifas de fornecimento.

A Lei n.º 10.604/2002 também estabeleceu que, a partir de 1º de janeiro de 2003, as concessionárias de distribuição somente poderão estabelecer contratos de compra e venda de energia elétrica por meio de licitação na modalidade de leilão, ou por meio dos leilões públicos das empresas geradoras. Entretanto, a mesma Lei dispensou a exigência de licitação quando a compra for feita entre sociedades coligadas, controladas ou vinculadas a controlador comum, até o limite da auto-contratação. Assim, as concessionárias

de distribuição podem adquirir energia elétrica de partes relacionadas no montante de até 30% (trinta por cento) de suas necessidades de energia elétrica.

No que se refere às aquisições no Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, registra-se que as concessionárias de distribuição são obrigadas a contratar 95% das suas necessidades de energia elétrica, com vistas a eliminar a exposição ao risco do mercado de curto prazo. Assim, uma pequena parte da compra de energia elétrica pode ser adquirida no MAE, na condição de a distribuidora encontrar-se numa posição compradora.

Caso ocorra sobra de energia elétrica no seu mercado consumidor, a concessionária encontra-se numa posição vendedora e pode vender essa sobra no MAE. As compras no MAE funcionam como uma "bolsa de energia", onde agentes oferecem energia para interessados, sendo o preço o resultado da oferta e demanda nesse mercado, ou seja, o valor dessa energia não é objeto de regulação pela ANEEL, como acontece com os contratos iniciais.

Para efeito de repasse à tarifa de fornecimento de energia elétrica, se a concessionária encontra-se numa posição compradora, ou seja, houve falta de energia para atendimento ao seu mercado de referência, a energia adquirida no MAE será valorada pelo Valor Normativo de Curto Prazo - VNC, que é atualizado pela variação do IGP-M. Se a concessionária encontra-se numa posição vendedora, ou seja, houve sobra de energia para atendimento ao seu mercado de referência, a energia vendida no MAE será abatida proporcionalmente dos contratos da concessionária, para que o consumidor não pague por uma energia elétrica que não recebeu.

1.4.2 Quanto a venda de energia elétrica

É obrigatório o atendimento aos consumidores de energia elétrica chamados "cativos" (que atualmente, em face da Lei, são aqueles enquadrados abaixo de 3 MW de consumo) pertencentes à base territorial da área de concessão da distribuidora. Acima desse limite e desde que não tenha contrato em vigência, os consumidores são chamados de "livres" para contratar com outros fornecedores e, inclusive com a própria concessionária hospedeira natural.

Como dito acima, as concessionárias de distribuição são obrigadas a contratar 95% (noventa e cinco por cento) das suas necessidades de energia elétrica, com vistas a eliminar a exposição ao risco do mercado de curto prazo. Assim, apenas uma pequena parte da compra de energia elétrica pode ser adquirida no MAE, na condição da distribuidora encontrar-se numa posição compradora. Caso ocorra sobra de energia elétrica no seu mercado consumidor, a concessionária encontra-se numa posição vendedora e pode vender essa sobra no MAE.

Cumpra à concessionária de distribuição assegurar livre acesso aos seus sistemas de transmissão e distribuição, observada a capacidade operacional do sistema, por parte de produtores de energia elétrica e de consumidores que, por força de lei, possam adquirir energia elétrica de outro fornecedor, mediante celebração de contratos específicos, bem assim cobrar encargos de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica, consoante as condições gerais de acesso e tarifas estabelecidas pela ANEEL.

A concessionária, na eventualidade de qualquer de seus consumidores se tornar autoprodutor ou passar a ser atendido por outra concessionária ou por produtor independente, poderá cobrar, pela utilização de suas instalações, as tarifas específicas estabelecidas pela ANEEL, que serão fixadas de forma a assegurar equivalência aos valores das parcelas de suas tarifas de fornecimento, correspondentes às instalações envolvidas no transporte de energia.

2 Métodos de cálculo de la remuneración regulada de la actividad de distribución

2.1 Cálculo de la remuneración de los activos del distribuidor

2.1.1 Descripción del método para la determinación y valuación de los activos a remunerar

2.1.1.1 A Metodologia de Cálculo do VNR

Para aplicar a metodologia de cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR), primeiramente é necessário identificar todos os clientes da concessionária em regiões com atributos similares. Os principais atributos que se consideram são a distribuição geográfica dos clientes, as características das demandas médias e os níveis de tensão em que estão conectados. Para isto são consideradas as informações da concessionária para esses atributos e a informação de distribuição populacional dos municípios. Uma vez classificadas as regiões e seus clientes, procede-se a análise dos dados geográficos, tais como estrutura típica de ruas das cidades e das estradas em regiões rurais, para determinar os percursos da rede.

2.1.1.2 Projeto da Rede Adaptada para Cada Região

Uma vez determinadas as regiões e suas características principais, procede-se ao estabelecimento do projeto da rede típica, adaptada à demanda média de cada nível de tensão, e também à topologia das ruas ou estradas. Desta forma, elabora-se um projeto típico para cada região com atributos similares. O projeto da rede adaptada consiste em

encontrar topologias compatíveis com a qualidade esperada de serviço (interrupções), cumprir com a qualidade de produto (quedas de tensão, etc.) e otimizar economicamente a equação investimento, acrescida das perdas, para cada rede típica.

Tomando como variáveis os mesmos atributos usados para a classificação das regiões, expandem-se os resultados de cada rede típica a cada região correspondente. O exposto se aplica às redes de baixa e meia tensão. Procede-se à verificação da capacidade da rede de transmissão e subtransmissão para alimentar as cargas das regiões típicas.

2.1.1.3 Valorização da Rede Desenhada

Finalmente, procede-se à valorização da rede total obtida por valores de fornecimento de mercado. Os valores de mercado são considerados para as equipes e para os custos de construção. Também são considerados todos os impostos correspondentes. A estes custos são adicionados os custos correspondentes a engenharia e supervisão, para a obtenção do valor final (novo) dos ativos de rede. O valor total da rede calculado na forma descrita é o VNR dos ativos, aplicado ao serviço da concessionária distribuidora considerada.

2.1.1.4 Informações Utilizadas

Para o projeto da rede adaptada são utilizadas as seguintes informações: (i) Demanda: curvas de demanda média representativa de cada nível de tensão; (ii) Redes: para a adaptação das redes à demanda, parte-se das quantidades totais de redes e subestações da distribuidora. Essas instalações são repartidas de acordo com as densidades de clientes e demandas de cada região, para proceder a sua otimização; (iii) Critérios de Projeto das Instalações: adotam-se os projetos típicos das linhas, subestações e transformadores utilizados pela concessionária.

2.1.2 Tasa de retorno de las inversiones

2.1.2.1 Remuneração do Capital

A remuneração sobre o capital investido, que deve ser incluída nas tarifas, é o resultado da aplicação da taxa de retorno adequada para a atividade de distribuição no Brasil sobre o investimento a ser remunerado, ou base de remuneração.

Para o cálculo da taxa de retorno a ANEEL está adotando a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda³. Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis. A seguir, apresenta-se um resumo da metodologia e dos resultados obtidos. Os detalhes

podem se encontrados no Anexo II. O Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) está expresso na fórmula a seguir.

$$WACC = r_{capm} \times \frac{E}{(D+E)} + r_d \times \frac{D}{(D+E)} \times (1-T) \quad (I)$$

Onde:

r_{capm} = Custo do capital próprio;

r_d = Custo do capital de terceiros;

E = Capital próprio;

D = Capital de terceiros;

T = Alíquota do Imposto de Renda Pessoa Jurídica + Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido.

2.1.2.2 Estrutura de Capital

A definição da estrutura de capital para efeito do cálculo da remuneração do capital a ser incluída nas tarifas baseia-se no fato de que as empresas estão permanentemente tentando reduzir seu custo de financiamento mediante uma composição adequada de capital próprio e dívidas no capital total. Para tanto, buscam encontrar o grau ideal de alavancagem – participação de dívidas no capital total – dado que o custo de capital de terceiros é mais barato que o custo de capital próprio, porém existe uma restrição dada pelo risco de *default* associado a elevados graus de alavancagem. Isso justifica uma abordagem regulatória para a participação dos capitais no capital total a ser remunerado, aqui denominada de estrutura ótima de capital. Além da estrutura de capital das concessionárias de distribuição do Brasil, considerou-se a estrutura verificada em países que adotam o mesmo regime regulatório que o Brasil, porém, com mais tempo de funcionamento do regime regulatório e, portanto, de maturação das empresas reguladas.

Assim, a estrutura ótima de capital baseia-se em dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica dos seguintes países que utilizam o regime regulatório de preços máximos: Argentina, Chile, Brasil, Austrália e Grã-bretanha. A partir da análise do comportamento da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) dessas empresas, foi obtida a estrutura ótima de capital para as concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica.

2.2 Custos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización

Os custos de operação, manutenção, administração e gestão comercial são calculados para as concessionárias em processo de revisão tarifária mediante a metodologia de “*Empresa de Referência*” (ER), com valores atualizados para uma determinada data. A projeção dos custos para o segundo período tarifário se realiza utilizando como variável explicativa

(*driver*) principal a relação clientes/empregados (dado que provém da *Empresa de Referência* e que implica em gestão eficiente da concessionária em todas as suas atividades).

O processo de construção da ER se realiza observando as seguintes premissas básicas:

i) Identificam-se todos os processos inerentes à gestão que deve realizar a ER para o cumprimento de suas responsabilidades, descrevendo-se as principais atividades que compõem cada um deles.

ii) Para a determinação do “custo eficiente” de cada um dos processos e atividades destacados em (i), assume-se como valor básico o preço de contratação de sua execução ou sua provisão no mercado respectivo.

Esse procedimento se aplica sempre que o mercado em questão apresenta características de razoável competição.

Isso não deve interpretar-se como uma exigência regulatória à empresa real para que “terceirize” esses processos e atividades. Isso seria uma ingerência indevida na gestão empresarial, contraditória com o caráter não invasivo do conceito de ER. Por outro lado, essa “terceirização” pode estar limitada pelo marco normativo aplicável ao serviço de distribuição de energia elétrica. Trata-se simplesmente de um critério para determinar o valor dos “custos eficientes”.

iii) Naqueles casos em que o mercado de provisão de certos serviços não esteja desenvolvido, se determinam os custos de gestão de uma atividade da ER partindo-se da definição das principais tarefas que a compõem e fazendo a atribuição de recursos materiais e humanos e seus correspondentes valores de custos para a concessionária. Seguindo o mesmo critério exposto em (ii), para a determinação desses custos eficientes, se considera a situação dos mercados representativos (de produtos, serviços e mão de obra) nos quais a ER deve obter cada um desses recursos, adotando-se os valores de preços desses mercados adequados às prestações requeridas.

Mediante a aplicação da metodologia descrita nos itens (i) a (iii), pretende-se assegurar ao “cliente cativo” de um serviço com características de monopólio natural que as tarifas que paga pelo mesmo contemplam, com o máximo rigor possível, a eficiência na prestação do serviço. Esse é um elemento que é imprescindível observar no âmbito regulatório, quando o consumidor não tem a possibilidade de escolher o fornecedor.

2.3 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia o aumento de economías de escala.

Considerado que serviço de distribuição de energia elétrica, no qual a evolução tecnológica é gradual, esses ganhos de produtividade projetados têm como causa principal alterações na escala do negócio. Durante o período tarifário se produzirão incrementos nas vendas da concessionária, tanto pelo maior consumo dos clientes existentes (crescimento vertical) como pela incorporação de novos clientes na área servida (crescimento horizontal).

Esse incremento nas vendas será atendido pela concessionária com custos incrementais decrescentes com relação aos definidos no reposicionamento tarifário. Esse ganho de produtividade do negócio, que não decorre de uma maior eficiência na gestão da concessionária distribuidora, deve ser repassado aos consumidores mediante a aplicação de um redutor do índice que reajusta a Parcela B da receita (IGP-M) e esse redutor consiste no Fator X. período tarifário corresponderão à curva pontilhada do Gráfico a seguir:

2.4 Contratación de los estudios técnicos y controversias respecto a los mismos

Para o montante de investimento a ser remunerado – base de remuneração – a ANEEL considera o valor dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição, nos termos da Resolução ANEEL nº 493, de 3 de setembro de 2002.

A definição para a base de remuneração foi precedida de Audiência Pública onde as concessionárias representadas pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE posicionaram-se em favor da adoção do valor econômico mínimo da privatização. Entretanto, essa abordagem é rejeitada pela ANEEL. Consiste em levar-se em consideração que o valor aportado pelos investidores nas privatizações não teve como contrapartida investimentos no serviço concedido, uma vez que correspondeu à aquisição do controle acionário das concessionárias de distribuição, tendo sido apropriado pelo controlador original. Alega a Agência, a propósito, que o preço mínimo de venda do controle acionário obedeceu a critérios que não guardam relação com princípios regulatórios, mas sim com as conveniências do controlador original da concessionária. Além disso, segundo a Aneel, os recursos aportados pelos investidores expressavam expectativas de lucros futuros próprias do investidor e em razão disso não seria razoável sancionar tais expectativas nas tarifas, uma vez que isso implicaria em imputar aos consumidores eventuais distorções nas expectativas de lucros.

Argumenta a Aneel que o conceito chave da Resolução ANEEL nº 493/2002 é refletir apenas os investimentos prudentes na definição das tarifas dos consumidores. Trata-se dos investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de mercado” e “adaptados” através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução.

No momento atual, as concessionárias de distribuição encontram-se em processo de cumprimento da avaliação dos ativos estabelecida na Resolução nº 493/2002. Cabe à ANEEL avaliar a razoabilidade dos montantes resultantes das avaliações realizadas, no contexto do disposto no parágrafo anterior. Por outro lado, na hipótese da concessionária não proceder à avaliação dos ativos e ao encaminhamento das informações nos prazos compatíveis com o cronograma da revisão tarifária periódica, a ANEEL arbitrará o valor da base de remuneração a ser considerada na revisão.

2.5 Papel de las estimaciones de flujo de fondos del distribuidor

Conforme Nota Técnica usualmente utilizada pela ANEEL por ocasião das revisões tarifárias de concessionárias de distribuição (pelo menos 10 revisões já foram encaminhadas), é a seguinte a Metodologia de Fluxos de Caixa Utilizada para o Cálculo do Fator X, nos termos da Nota Técnica nº 326/2002/SRE/ANEEL, e explicam como o fluxo de caixa dos ativos afeta a rentabilidade da empresa no período tarifário:

$$FC_1 = RO_1 - O\&M_1 - Inv_1$$

$$A_1 = A_0 + Inv_1 - d_1$$

onde:

FC_1 = Fluxo de caixa da concessionária no período tarifário;

RO_1 = Receitas operacionais da concessionária no período tarifário, igual ao valor da Parcela B da receita;

$O\&M_1$ = Custos de operação e manutenção da concessionária no período tarifário, tendo em conta a evolução da componente devida à “trajetória regulatória” adotada para a inadimplência dos consumidores;

A_1 = Valor dos ativos da concessionária ao final do período tarifário;

A_0 = Valor atual dos ativos da concessionária;

d_1 = Valor da depreciação no período tarifário;

Inv_1 = Investimentos realizados no período tarifário.

2.6 Ingresos por actividades no reguladas

No que diz respeito às receitas extra-concessão, a ANEEL sugere uma metodologia de avaliação com vistas a determinar a parcela dessas receitas que serão destinadas a contribuir para a modicidade tarifária.

A metodologia baseia-se em conceitos da regulação por incentivos análogos aos empregados para a regulação do serviço de distribuição de energia elétrica (serviço básico). Nos termos dessa metodologia, definem-se *ex ante* os ganhos presumidos do prestador do serviço na exploração das Atividades Complementares e Adicionais (ACA) ao serviço básico (distribuição), assim como os critérios de distribuição desses ganhos entre a empresa regulada e os usuários do serviço básico. Enquanto essa metodologia não for aplicada, o Regulador adotará um percentual fixo das receitas extra-concessão para efeito de modicidade tarifária.

3 Contribuciones de los clientes para su conexión o para la expansión de la red

Conforme consta do contrato de concessão a concessionária atenderá os pedidos dos interessados na utilização do serviço concedido nos prazos e condições fixados nas normas e regulamentos editados pelo Poder Concedente e pela ANEEL, prevalecendo o menor prazo, sendo-lhe vedado condicionar a ligação ou religação de unidade consumidora de energia elétrica ao pagamento de valores não previstos nas normas do serviço ou de débito não imputável ao solicitante.

É de responsabilidade da distribuidora, até o ponto de entrega de energia elétrica, elaborar os projetos, executar as obras necessárias ao fornecimento e participar financeiramente, nos termos da legislação específica, bem como operar e manter o seu sistema elétrico. Sendo da conveniência do interessado, em face da sua participação financeira no custo do projeto e na execução das obras necessárias ao atendimento do seu pedido de ligação ou de aumento de carga, o mesmo poderá realizá-los diretamente ou contratar a sua elaboração, em conformidade com os procedimentos de aprovação, fiscalização e recebimento de instalações, consubstanciados nas normas e padrões da concessionária.

Para atender à determinação do §.4º do art 1º da Resolução do Conselho Nacional de Política

Energética - CNPE n.º 12/2002, a ANEEL publicou a Resolução ANEEL n.º 665, de 29 de novembro de 2002, que estabelece as condições para celebração de contratos distintos para a conexão, para o uso do sistema de transmissão e distribuição e para compra de energia elétrica, com responsável por unidade consumidora do "Grupo A", regulamentando o disposto no art. 1º do Decreto no 4.413, de 7 de outubro de 2002 e a Resolução ANEEL no 666, de 29 de novembro de 2002, que estabelece procedimentos para a determinação das tarifas de energia elétrica de concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição, para o fim de substituição

dos contratos atuais de fornecimento dos consumidores finais.

Em síntese, os referidos atos legais estabelecem: *i)* a "abertura" da tarifa de fornecimento de energia elétrica, de forma a explicitar as parcelas que a compõem (energia e uso dos sistemas de transmissão e distribuição), e *ii)* o realinhamento tarifário com vistas à eliminação gradual dos subsídios cruzados existentes entre as classes consumidoras. O realinhamento tarifário é o resultado da aplicação das tarifas de energia, resultante dos custos com compra de energia, e da tarifa de uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Tanto os consumidores cativos quanto os consumidores livres estarão sujeitos às mesmas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Com a publicação da Medida Provisória no 64/2002 e da Resolução CNPE no 12/2002, os consumidores do Grupo "A" deverão ter os atuais contratos de fornecimento de energia elétrica por contratos de uso, conexão e compra de energia. Conseqüentemente, a tarifas de fornecimento deverão ser segregadas em "tarifas fio" e tarifas de energia.

Os consumidores do Grupo "B", por não terem que celebrar contratos de uso, conexão e compra de energia deverão ter suas tarifas de fornecimento segregadas na fatura de energia elétrica, de forma a explicitar os componentes relativos ao uso e à compra de energia, conforme definido no art. 4º da Resolução CNPE no 12/2002. O procedimento de abertura deve ter como premissa a manutenção da receita auferida pela concessionária.

4 Relación del distribuidor con los clientes libres a los que presta el servicio de su red

De acordo com a Resolução CNPE n.º 12, os consumidores do Grupo "A" (alta tensão), chamados livres ou potencialmente livres, que puderem optar por outro fornecedor de energia elétrica poderão fazê-lo negociando seus contratos de compra de energia, e dessa forma não ocasionarão desequilíbrio econômico-financeiro para as distribuidoras, uma vez que as tarifas de uso incorporam os custos de transporte, perdas, encargos setoriais e tributos. Cabe ressaltar, que a referida Resolução determina que o realinhamento tarifário seja efetuado progressivamente até 2006, ou seja, todos os consumidores irão pagar o mesmo valor pelo MWh fornecido após 2006, aspecto relevante que poderá incentivar os consumidores potencialmente livres a fazerem a opção por outros fornecedores.

5 **Traslado por el distribuidor de los costos de compra en el mercado mayorista**

No que se refere às aquisições no MAE, conforme salientado no **item 1.4.1**, acima, vê-se que concessionárias de distribuição são obrigadas a contratar 95% das suas necessidades de energia elétrica, com vistas a eliminar a exposição ao risco do mercado de curto prazo. Para maiores detalhes, recorrer àquele item

6 **Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor (VADE, VAD, u otra denominación)**

Tal assunto já está mencionado supra. De todo modo cabe complementar as informações seguintes extraídas do típico contrato de concessão da distribuição:

- Os valores das tarifas serão reajustados com periodicidade anual, obedecida a legislação e regulamentação vigente e superveniente, 01 (um) ano após a "Data de Referência Anterior", sendo esta definida da seguinte forma:

- no primeiro reajuste, a data de assinatura deste Contrato; e
- nos reajustes subseqüentes, a data de vigência do último reajuste ou revisão que o tenha substituído, de acordo com o disposto nesta Cláusula.

- Para fins de reajuste tarifário, a receita da concessionária será dividida em duas parcelas:

- Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos: Cota da Reserva Global de Reversão - RGR; cotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; valores relativos à taxa de fiscalização do serviço público de distribuição concedido; compra de energia elétrica para revenda; compensação financeira pela exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; e, encargos de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica.
- Parcela B: valor remanescente da receita da concessionária, excluído o ICMS, após a dedução da Parcela A.

- reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior", do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA}$$

Onde:

RA: Receita anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;

Mercado de Referência: É o mercado de energia assegurada da concessionária, nos 12 (doze) meses anteriores ao reajuste em processamento;

IVI: Número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado;

X: Número índice definido pela ANEEL, a ser eventualmente subtraído ou acrescido ao IVI.

VPB₀: Valor da Parcela B, referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculadas da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA - VPA_0$$

Onde:

VPA₀: Valor da Parcela A, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

VPA₁: Valor da Parcela A, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

- A ANEEL procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia elétrica, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas. Estas revisões obedecerão a cronograma estabelecido no Contrato.
- No processo de revisão das tarifas, a ANEEL estabelecerá os valores de X, que deverão ser subtraídos ou acrescidos na variação do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subseqüentes. Para os primeiros reajustes anuais o valor de X será zero.
- A ANEEL poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando a manter o equilíbrio

econômico-financeiro do Contrato, sem prejuízo dos reajustes e revisões, caso hajam alterações significativas nos custos da concessionária, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia elétrica e encargos de uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica que possam ser aprovadas pela ANEEL durante o período, por solicitação desta, devidamente comprovada.

7 Aplicación efectiva del régimen tarifario y de remuneraciones al distribuidor

O valor da tarifa de fornecimento de energia elétrica encerra um conceito de custo econômico. Entretanto, como decorrência de política de Governo para o setor elétrico foram criados componentes tarifários financeiros que não fazem parte da base tarifária, não fazem parte da tarifa econômica, pois referem-se a valores pagos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

Os componentes financeiros consistem: *i)* na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes tarifários para os itens da Parcela A; *ii)* na Conta Especial para compensar os custos administrativos das concessionárias de distribuição durante o período de vigência do Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica – PERCEE (acionamento de energia elétrica); e *iii)* na Recomposição Tarifária Extraordinária para recompor a receita da concessionária durante o racionamento de energia elétrica, para compensar o montante relativo as variações de valores financeiros de itens da Parcela A, constantes dos contratos de concessão, no período de 01/01/2001 a 25/10/2001 e para compensar o montante relativo à compra de energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE durante a vigência do PERCEE.

Os procedimentos a respeito estão detalhados em legislação e regulamentação especial, editada principalmente nos anos de 2001, 2002 e 2003.

8 Régimen de calidad de servicio y penalidades

Em serviços que apresentam características de monopólio natural, é competência do regulador estabelecer normas e padrões em matéria de parâmetros de qualidade do serviço prestado, seja quanto aos aspectos técnicos (frequência e duração de interrupções) ou quanto ao atendimento comercial (prazos máximos para solução de reclamações, possibilidade de efetuar trâmites por modalidades que representem maior grau de conforto, etc.). O

Regulador tem ainda a responsabilidade essencial de verificar se, na realidade, os clientes cativos estão recebendo efetivamente um serviço de qualidade de acordo com o definido nessas normas (e contemplado nas tarifas vigentes). Este aspecto é de fundamental importância quando se aplica um enfoque regulatório baseado em incentivos, como o regime tarifário de “preços máximos” vigente no Brasil para a determinação das tarifas das concessionárias distribuidoras.

O regime da qualidade do serviço técnico e atendimento comercial recebidos pelos clientes, compreende:

- i)* A determinação de parâmetros de qualidade e valores dos mesmos que reflitam um nível de qualidade mínimo;
- ii)* A efetiva medição desses parâmetros para cada cliente individual;
- iii)* A definição e aplicação de penalidades para os casos em que o serviço não alcança os níveis mínimos de qualidade exigidos, com valores determinados com base no custo da energia não fornecida. É desejável que essas penalidades sejam pagas pela concessionária distribuidora aos clientes afetados pelo serviço de qualidade inadequada.

9 Seguridad de cobro y corte de servicio

Segundo o Contrato de Concessão, o serviço de distribuição de energia elétrica somente poderá ser interrompido em situação de emergência ou após prévio aviso, quando ocorrer:

- I - motivo de ordem técnica ou de segurança das instalações;
- II - irregularidades praticadas pelo consumidor, inadequação de suas instalações ou faltas e atrasos nos pagamentos devidos à concessionária, observada a legislação específica.

Em qualquer hipótese, a concessionária somente poderá suspender a prestação do serviço se o consumidor, notificado, não efetuar, no prazo por ela estabelecido, os pagamentos devidos ou não cessar a prática que configure utilização irregular da energia elétrica ou, ainda, não atender à recomendação que lhe tenha sido feita para adequar suas instalações aos requisitos de segurança exigidos pelas normas técnicas e de segurança.

A lei assegura as disposições contratuais acima no sentido de permitir a suspensão do fornecimento de energia elétrica ao consumidor inadimplente.



Recentes manifestações jurisprudenciais, inclusive de Tribunal Brasileiro, assim também estabeleceu precedente judicial.

Os percentuais de inadimplência variam significativamente de região para região do País e também em decorrência de fatores como situações econômicas menos favoráveis, cuja verificação fica prejudicada pela falta de um índice nacional.

10 Régimen de subsidios a consumidores

A rigor, não devem existir subsídios impostos aos distribuidores de energia elétrica, a não ser com prévia legislação que o estabeleça.

Nesse sentido cabe mencionar o assunto referente a universalização dos serviços de energia elétrica que está relacionado com o parágrafo sétimo, do artigo 14, da Lei nº 10.438, de 26/04/2002. Ocorre que a incidência de subsídios somente poderá ocorrer, observado o contido no artigo 35, da Lei nº 9.074/1995, devido ao fato de que o novo benefício oferecido pelo poder concedente deverá estar condicionado à previsão, em lei, da origem dos recursos ou da simultânea revisão da estrutura tarifária do concessionário, de forma a preservar-lhe o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

Não obstante a clara disposição legal, verificaram-se durante o ano de 2002 dificuldades de implementação da universalização dos serviços de energia elétrica, justamente por falta de uma regulamentação efetiva e da previsão da fonte ou origem dos recursos para o atendimento. A expectativa é a de que em 2003 tal assunto possa ser definido.

Segundo pesquisas divulgadas pelo Governo Federal (nov/2003), cerca de 2.500.000 famílias brasileiras não dispõem de energia elétrica em suas residências.

11 Impuestos y otros cargos que gravan las tarifas a los clientes finales de la energía

Além dos típicos tributos incidentes sobre a atividade empresarial, como o imposto sobre a renda (IR), impostos patrimoniais, encargos sociais de várias naturezas (previdenciários, trabalhistas, e fiscais), imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços (ICMS – principal e mais impactante na cadeia, com alíquotas diferenciadas para cada Estado do País), PIS/PASEP/COFINS, e outros, há que se destacar o significativo número de encargos tarifários, incidentes sobre a atividade de distribuição e comercialização de energia elétrica.

12 Estabilidad del marco regulatorio de la distribución. Puntos en discusión en la actualidad.

Em data de 22/07/2003 o Governo Brasileiro, através do Ministério de Minas e Energia - MME, apresentou Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico, que se encontra em análise, aguardando-se para breve revisão da proposta após ajustes decorrentes dos debates verificados quanto a proposição, do que resultará projeto legislativo a ser encaminhado ao Congresso Nacional para deliberação. Espera-se, segundo noticiado pela imprensa, que a vigência do novo modelo proposto poderá ocorrer durante o primeiro semestre de 2004. Para mayor detalle sobre la Proposta de Modelo, véase el ANEXO.

4 COLOMBIA

1 **Marco legal general de la actividad del distribuidor**

1.1 **Organismos de regulación y control**

El organismo regulador con jurisdicción nacional es la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), unidad administrativa especial, dependiente del Ministerio de Minas y Energía. La CREG está integrada por el Ministro de Minas y Energía que la preside, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director del Departamento Nacional de Planeación, y cinco expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva, nombrados por el Presidente de la República por un período de cuatro años.

La CREG tiene jurisdicción nacional.

1.2 **Carácter de las concesiones de distribución**

No existen concesiones de distribución. Legalmente es libre la entrada y salida en el negocio de distribución eléctrica. Los propietarios de la red tienen la obligación de permitir el libre acceso a la red.

1.3 **Procedimiento para la fijación de remuneraciones al distribuidor**

La remuneración del distribuidor se denomina cargo por uso. Los cargos por uso que aprueba la CREG reconocerán los costos medios, bajo condiciones de eficiencia. Se determinaron cuatro niveles de tensión entre 1 y 220 kV, siendo el Nivel 1 – tensión mayor a 1kV, Nivel 4 – tensión menor a 220 kV. Los costos reconocidos incluyen:

- Costo de capital, valorando la red a valor nuevo de reposición (VNR), independientemente del tiempo que vienen operando.
- Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento, como porcentajes del VNR. Véase punto 2.2) de este documento.
- Costo anual equivalente de los activos no eléctricos asignables a cada nivel de tensión.

Para el cálculo del cargo por uso definido más arriba, el regulador reconoce las pérdidas que se mencionan más adelante en el numeral 3.1.4) de este informe.

Existen tres metodologías de remuneración: para los activos del Nivel de tensión 4, se aplica Ingreso Máximo con riesgo de demanda, a los Niveles 2 y 3 se les aplica un Límite Máximo ("price cap") y el Nivel

1 de tensión se basa en una red de referencia definida por la Comisión. Las metodologías de remuneración están definidas en la resolución 82/2002 de la CREG que modificó lo establecido en la resolución previa 99/1997.

El plazo entre revisiones tarifarias es de cinco años.

Los operadores de redes de distribución deben someter a aprobación de la CREG, con base en la metodología establecida por la comisión, el estudio de los cargos aplicables para el período de cinco años. Dentro de los cinco días siguientes al envío de la información a la CREG, cada operador de red debe publicar en un diario de amplia circulación, en la zona donde presta el servicio, o en uno de circulación nacional, un resumen del estudio de cargos que presentó a la Comisión, con el fin de que los terceros interesados puedan presentar ante la CREG observaciones sobre tales costos, dentro del mes siguiente a la fecha de publicación del aviso. No tiene lugar un procedimiento formal de audiencia pública.

Una vez que analiza la información presentada por los operadores de red, habiendo dado oportunidad de ser oídos a los interesados, y practicadas las pruebas a que hubiera lugar, de conformidad con la Ley, la Comisión procede a aprobar los cargos máximos por uso de las redes de distribución. Aquellos operadores de red que no sometan a aprobación de la Comisión los cargos respectivos en los plazos previstos en esta Resolución pueden ser objeto de fijación de cargos por parte de la Comisión, con base en la mejor información que esta posea.

Antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias de distribución, la Comisión pone en conocimiento de las empresas de servicios públicos las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente. Vencido el período de vigencia de los cargos por uso que aprueba la CREG, estos continuarán rigiendo hasta que la CREG apruebe los nuevos.

En general no han tenido lugar recursos judiciales de consumidores o asociaciones de consumidores, contra las decisiones del regulador sobre remuneración de los distribuidores.

1.4 **Papel del distribuidor como intermediario en la energía**

Formalmente el distribuidor no actúa como intermediario de energía entre el mercado y los consumidores regulados. Dicha función es ejercida por comercializadores, entre los que se encuentran

las propias empresas de distribución, en un régimen de separación contable entre ambas actividades.

El criterio para permitir el acceso de un consumidor al mercado en forma directa como cliente libre, es que tenga un consumo mensual superior a 55 MWh o potencia superior a 100 kW. Existen alrededor de 3000 clientes libres que representan aproximadamente el 30% del consumo.

Los clientes regulados, tienen también la opción de elegir el comercializador al que compran su energía si bien a precios que resultan de un procedimiento regulado.

Por la forma en que tiene lugar la contabilización de las transacciones en el mercado, cuando un consumidor no adquiere su energía a un comercializador, su consumo es cargado como un costo para el comercializador asociado al distribuidor, por lo que éstos actúan en la práctica como un comercializador de último recurso.

No existen limitaciones reguladas para los clientes libres en cuanto a plazos para iniciar y finalizar la compra de energía a los comercializadores.

2 Métodos de cálculo de la remuneración regulada de la actividad de distribución

Se distinguen cuatro niveles de tensión a los efectos del cálculo de las remuneraciones que pueden percibir los distribuidores. Se calcula de manera diferente según el nivel de tensión de los sistemas, distinguiéndose:

- nivel 1 - tensión menor a 1 kV
- nivel 2 - tensión mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV
- nivel 3 - tensión mayor o igual a 30 kV y menor a 62 kV
- nivel 4-tensión mayor o igual a 62 kV y menor a 220 kV

Los ingresos del distribuidor por los sistemas de niveles 1, 2 y 3, se determinan mediante un mecanismo de price cap, donde la CREG determina para cada nivel de tensión un cargo máximo unitario eficiente que puede cobrar el distribuidor por unidad de energía distribuida. Para el nivel 4 se determina un ingreso regulado total eficiente dadas las instalaciones del distribuidor.

2.1 Cálculo de la remuneración de los activos del distribuidor

2.1.1 Descripción del método para la determinación y valuación de los activos a remunerar

El cargo máximo permitido por concepto de remuneración por los activos para los sistemas de nivel 1 lo determina la CREG a partir de estimaciones

sobre el costo unitario de una red eficiente modelada por ella misma.

Los ingresos máximos anuales que puede recibir un distribuidor como remuneración por los activos de los sistemas de nivel 2, 3 y 4 resultan de calcular las anualidades del inventario de instalaciones reales del distribuidor (descrito según una clasificación en unidades constructivas predefinidas y tomando como inversión los valores de reposición estimados por la CREG, aplicando acotamiento por eficiencia a los cargos medios calculados).

Dichos acotamientos por eficiencia se efectúan en la mayor parte de los tipos de instalación en los sistemas de nivel 2, 3 y 4, estableciendo un máximo costo medio por unidad de energía distribuida mediante cada tipo de instalación, que puede transferirse a las tarifas, denominado cargo máximo eficiente para ese tipo de instalación.

El cargo máximo eficiente de referencia aplicable a todos los distribuidores, resulta de considerar una distribución normal de los costos medios por unidad de energía de todos los operadores de red de distribución, y tomar el valor que deja por debajo al 57% de la probabilidad de dicha distribución. Para el caso de las líneas radiales de nivel 4 de tensión, se aplica un cargo máximo eficiente que depende del nivel de carga de la instalación.

2.1.2 Tasa de retorno de las inversiones

Las tasas de retorno se calculan con el principio del método WACC. Las tasas de retorno empleada para calcular los costos anuales, costos medios y cargos máximos eficiente, para remunerar la inversión son del 14.06% real antes de impuestos para las instalaciones de nivel 4 y 16.06% real antes de impuestos para las instalaciones de nivel menor.

2.2 Costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización

Los costos de administración, operación y mantenimiento reconocidos en los cargos que reciben los distribuidores se calculan como porcentajes de los activos reconocidos a valor de reposición. Esos porcentajes son del 2% para el nivel 4 y del 4% en los niveles 3 y 2. A los anteriores se agrega un 0.5% en las zonas de contaminación salina. Para el nivel 1 se toman valores fijos para los costos unitarios, determinados por la CREG.

2.3 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia o aumento de economías de escala

Existe una reducción en las remuneraciones máximas permitidas a lo largo del período entre revisiones tarifarias, por dos conceptos: reducción en las pérdidas máximas admisibles y factor por incremento de productividad. El factor de reducción de las remuneraciones por incremento de productividad es del 0.42% anual aplicados a los niveles 1, 2 y 3.

2.4 Contratación de los estudios técnicos y controversias respecto a los mismos

Los estudios para la determinación de la metodología de remuneración son realizados por la CREG. Las empresas realizan los inventarios de instalaciones necesarios para determinar las remuneraciones, las que deben ser supervisadas por auditores autorizados por la CREG.

En caso de que existan discrepancias entre la CREG y una empresa de distribución, esta puede presentar un recurso de reposición frente a la CREG y en última instancia se está a lo que determine la justicia ordinaria.

2.5 Papel de las estimaciones de flujo de fondos del distribuidor

No se hacen estudios de flujos de fondos de las empresas reguladas como parte de la metodología de cálculo de las remuneraciones.

2.6 Ingresos por actividades no reguladas

Hasta el momento no se realizan reducciones de los ingresos regulados de las empresas de distribución, cuando éstas perciben ingresos no regulados empleando activos destinados al servicio público. Estos ingresos no regulados no son de importancia hasta el presente.

3 Valores numéricos de la remuneración regulada para la distribución en empresas específicas

En este punto se presentan los valores numéricos concretos de remuneración a la función de distribución (VAD, VADE, u otra denominación) que el regulador reconoce como necesaria y económicamente eficiente para las empresas, de acuerdo con el marco regulatorio vigente.

El tipo de cambio tomado es de 1 US\$ = COL\$ 2.790,00

3.1 EMPRESA 1 - CODENSA S.A. ESP

3.1.1 Características de la zona de concesión y de la red de la empresa (Empresa 1)

- Area de concesión: 14 087 km²
- Energía vendida: 8 951 000 MWh
(ventas como distribuidor, incluye peajes y Alumbrado Público)
- Potencia máxima demandada: 1864.1 MW
- Cantidad de clientes: 1910737
- Porcentaje de energía vendida por tipo de consumidor:

| | |
|--------------|-------|
| Residencial: | 59.1% |
| Industrial: | 9.2% |
| Otros: | 31.7% |

Porcentaje de energía distribuida por nivel de tensión (V):

| | |
|----------------------------------|-------|
| V < 1 kV (baja tensión) | 61.0% |
| 1 kV ≤ V ≤ 62 kV (media tensión) | 35.6% |
| V > 62 kV (alta tensión) | 3.4% |

Porcentaje en longitud de cable subterráneo y línea aérea por nivel de tensión (V) en la red de distribución

| | |
|----------------------------------|---------------------------|
| V < 1 kV (baja tensión) | línea aérea 91% cable 9% |
| 1 kV ≤ V ≤ 60 kV (media tensión) | línea aérea 67% cable 33% |

Capacidad de Transformación (Centros de Transformación):

| | |
|---------|-------|
| Urbano: | 84.6% |
| Rural: | 15.4% |

3.1.2 Valores unitarios de remuneración por nivel de tensión (Empresa 1)

Valores vigentes a diciembre de 2002

| Cargos CODENSA (Res CREG-166 de 1997) | |
|---------------------------------------|----------------|
| Cargos por Uso (Dn) | US\$Dic-02/MWh |
| Nivel 4 | 3,12 |
| Nivel 3 | 9,27 |
| Nivel 2 | 11,39 |
| Nivel 1 | 23,80 |
| Cargo de Comercialización (Cm) | 7,20 |

Valores aprobados en la revisión de 2002

| Cargos Nuevo Período Tarifario CODENSA (Res CREG-071 y 072 de 2003) | |
|---|----------------|
| Cargos por Uso (Dn) | US\$Dic-02/MWh |
| Nivel 4 | 5,20 |
| Nivel 3 | 15,36 |
| Nivel 2 | 19,27 |
| Nivel 1 Aéreo | 27,49 |
| Nivel 1 Subterráneo | 30,44 |

Los valores reconocidos, se calculan en moneda local exclusivamente. La tasa de Cambio Representativa

del Mercado (TRM) empleada (a diciembre de 2002) es de 2.790,00 pesos colombianos por dólar.

3.1.3 Valores promedio de retribución del distribuidor (Empresa 1)

Valores del año 2002:

- Remuneración total anual por la función de distribución del conjunto de la empresa (1) = 256.2 MUS\$
- Energía distribuida total de la empresa (2) = 8 951 000 MWh
- Remuneración promedio (1)/(2) = 28.62 US\$/MWh

3.1.4 Pérdidas reconocidas en las remuneraciones (Empresa 1)

Porcentajes de pérdidas técnicas de energía y potencia reconocidos en cada etapa de la red, para calcular las remuneraciones del distribuidor:

| Año 2003 Resolución CREG-071 | Pérdidas Técnicas reconocidas Codensa (propias por Nivel) |
|------------------------------|---|
| Nivel 4 | 1,35% |
| Nivel 3 | 1,47% |
| Nivel 2 | 1,71% |
| Nivel 1 | 4,88% |

Porcentajes de pérdidas no técnicas (hurtos, fraudes, etc.) reconocidos al distribuidor

| Año 2003 Resolución CREG-071 | Pérdidas No Técnicas reconocidas Codensa (propias por Nivel) |
|------------------------------|--|
| Nivel 4 | 0,00% |
| Nivel 3 | 0,00% |
| Nivel 2 | 0,00% |
| Nivel 1 | 1,79% |

4 Valores numéricos de la remuneración regulada para zonas típicas de distribución

En Colombia no aplican las Áreas de Distribución Típicas (ADTs) para la remuneración del negocio de distribución de electricidad.

En cambio se calculan cargos máximos eficientes por unidad de energía distribuida. A modo de ejemplo se presenta una parte de ellos, contenidos en la resolución CREG 030-2003, de junio del 2003.

- Cargo Máximo Eficiente para activos diferentes a líneas radiales del nivel de tensión 4 (CME4): 3.6502 US\$/MWh.

- Cargo Máximo Eficiente para el nivel de tensión 3 (CME3): 7.6637 US\$/MWh.
- Cargo Máximo Eficiente para activos de uso correspondientes a líneas urbanas de nivel 2 (CMEU2): 4.4287 US\$/MWh.
- Cargo Máximo Eficiente para activos de uso correspondientes a líneas rurales de nivel 2 (CMER2): 26.6811 US\$/MWh.
- Cargo Máximo Eficiente para activos de uso diferentes a líneas urbanas y rurales de nivel 2 (CME02): 4.6187 US\$/MWh.

(Los cargos anteriores están expresados en moneda local).

5 Contribuciones de los clientes para su conexión o para la expansión de la red

De acuerdo la Ley de Servicios Públicos, cualquier persona, tiene el derecho a construir redes para prestar dichos servicios. Esta persona tiene el derecho a conservar la propiedad de estos activos sin que para ello tenga que constituirse en una Empresa de Servicios Públicos. Quien construya redes con el fin de prestar servicios públicos debe cumplir con lo establecido en las leyes de Servicios Públicos y Eléctrica. Cuando estos activos sean usados por un tercero para prestar el servicio de energía eléctrica, el propietario tiene derecho a que le sean remunerados por quien haga uso de ellos. Igualmente, cuando una persona posea Activos de Conexión, los cuales, por cualquier razón se conviertan en Redes de Uso General de un sistema de distribución, tiene derecho a recibir una remuneración por parte de quien los utiliza para prestar el servicio de energía eléctrica.

6 Relación del distribuidor con los clientes libres a los que presta el servicio de su red

La remuneración que recibe un distribuidor por el servicio de red que le presta a un cliente es la misma, sea que el cliente le compre energía al propio distribuidor (actuando como comercializador) o no.

7 Traslado por el distribuidor de los costos de compra en el mercado mayorista

El distribuidor no actúa de intermediario de energía entre el mercado mayorista y los clientes regulados, sino que dicha función es ejercida por comercializadores. Los distribuidores tienen unidades de negocio de comercialización. Los clientes regulados pueden elegir el comercializador al que compran la energía, si bien la mayor parte compra al

comercializador asociado al distribuidor que les proporciona el servicio de red.

Los comercializadores deben realizar convocatorias públicas competitivas entre los generadores, para adquirir la energía que venden a los clientes regulados. Los precios de energía que pueden trasladar a los clientes regulados resultan de un promedio ponderado en el que entran los precios de compra del propio comercializador, y los precios promedio del conjunto del mercado. De esta manera la compra a precios menores a los del promedio del mercado permite al comercializador un margen de ganancia y a la inversa si los precios son mayores a los del promedio del mercado.

8 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor (VADE, VAD, u otra denominación)

Las remuneraciones que percibe el distribuidor se ajustan con base en el índice de precios al productor, que reflejan la variación de los costos de distribución, cuyo cálculo es mensual.

Los distribuidores no corren riesgos significativos como resultado del proceso de ajuste de las tarifas excepto el riesgo de demanda.

9 Aplicación efectiva del régimen tarifario y de remuneraciones al distribuidor

Las remuneraciones a los distribuidores previstas en la regulación se aplican efectivamente.

10 Régimen de calidad de servicio y penalidades

Los indicadores de calidad de servicio que el regulador ha establecido son los siguientes.

Continuidad del servicio: Indicadores de calidad definidos en el Reglamento de Distribución (Res CREG-070 de 1998) y Resolución CREG-096 de 2000.

- DES: Indicador de la duración en horas de las interrupciones del servicio para un período previamente establecido por la CREG, calculado por el operador de red de acuerdo con la reglamentación vigente.
- FES: Indicador de frecuencia de las interrupciones del servicio para un período previamente establecido por la CREG, calculado de acuerdo con la reglamentación vigente. La unidad es el número de veces.

Valores Máximos Admisibles (VMA): Metas para los indicadores de calidad DES y FES según los trimestres definidos por el ente regulador. Las metas de calidad para el año 2003 están definidos en la Resolución CREG-084 de 2002, así:

| GRUPO | DES (horas) | FES |
|-------|-------------|-----|
| 1 | 11 | 26 |
| 2 | 19 | 44 |
| 3 | 29 | 51 |
| 4 | 39 | 58 |

Para calcular los indicadores DES y FES es necesario el registro a nivel de alimentador primario de la subestación, para los usuarios conectados a nivel de media tensión. Para los usuarios de baja tensión los registros son tomados en los transformadores de distribución.

Los Grupos de calidad están definidos en la Resolución CREG-089 de 1999, así:

- GRUPO 1, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- GRUPO 2, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- GRUPO 3, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
- GRUPO 4, Circuitos ubicados en Suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

El procedimiento de compensaciones (penalizaciones) se describe en la Resolución CREG-096 de 2000, en los siguientes términos:

Para el indicador DES:

- Si $[DESc - VMDESc] \leq 0$, entonces $VCDc = 0$
- Si no, $VCDc = [DESc - VMDESc] \times CI \times DPc$

donde:

VCDc: Valor a Compensar al Usuario por el Incumplimiento del Indicador DES en el Circuito c, al cual se encuentra conectado.

DESc: Indicador DES del Circuito c reportado al Comercializador por el OR.

Cuando el operador de la red (OR) no reporte la información de calidad al Comercializador, en los formatos, términos y medios establecidos en esta



Resolución o cuando el Comercializador no reporte en la factura la información de calidad, el Indicador DESc será igual al Indicador por Defecto respectivo, de conformidad con este numeral y el literal d, de la resolución CREG 096 – 2000.

VMDESc: Valor Máximo Admisible para el Indicador DES fijado por la CREG.

Cuando el OR no informe el Grupo del Circuito al cual pertenece el Usuario, el Comercializador asumirá como Valor Máximo Admisible el correspondiente al Grupo 1.

CI: Costo Estimado de la Energía no Servida; el cual, es igual a 158.51 US\$/MWh. Este valor se deberá actualizar al mes en el cual se efectúa la compensación utilizando el Índice de Precios al Consumidor nacional reportado por el DANE.

DPc: Demanda Promedio. Demanda Promedio (en kW) del Usuario durante los últimos doce meses. Se entiende la Demanda Promedio del Usuario como el cociente entre la energía facturada (kWh) a éste durante los doce meses anteriores al momento de calcular la compensación y el número total de horas del año. Si el Usuario no ha sido atendido por el Comercializador durante la totalidad del último año, la energía facturada durante el período atendido por el Comercializador se debe dividir entre las horas correspondientes a la fracción del año durante la cual fue atendido.

Para el indicador FES:

Si $[FESc - VMFESc] \leq 0$, entonces $VCFc = 0$

Si no, $VCFc = [FESc - VMFESc] \times [DESc/FESc] \times CI \times DPc$
donde:

VCFc: Valor a Compensar al Usuario por el Incumplimiento del Indicador FES en el Circuito c, al cual se encuentra conectado ario.

FESc: Indicador FES del Circuito c, reportado al Comercializador por el OR.

Cuando el OR no reporte la información de calidad al Comercializador, en los formatos, términos y medios establecidos en esta Resolución o cuando el Comercializador no reporte en la factura la información de calidad, el Indicador FESc será igual al Indicador por Defecto respectivo, de conformidad con este numeral y el literal d, numeral de la resolución CREG 096 - 2000.

VMFESc: Valor Máximo Admisible para el Indicador FES fijado por la CREG.

Cuando el OR no informe el Grupo del Circuito al cual pertenece el Usuario, el Comercializador asumirá como Valor Máximo Admisible el correspondiente al Grupo uno.

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

El valor total a compensar a cada Usuario corresponde al mayor valor entre VCDc y VCFc.

A título de ejemplo, la compensación de CODENSA S.A. ESP a Clientes por calidad del servicio en el año 2002, fue cercana a 600 000 dólares.

11 Seguridad de cobro y corte de servicio

El corte a los consumidores morosos se realiza normalmente. Recientemente han tenido lugar fallos de las cortes de justicia ante reclamos contra cortes de servicio, que pueden introducir riesgos para los distribuidores si se generalizan.

12 Régimen de subsidios a consumidores

Existe un régimen de subsidios a consumidores de bajos recursos. La normativa está diseñada de modo que el subsidio no afecte los resultados de los distribuidores y comercializadores, pero en la práctica estos están sujetos a demoras en los giros de fondos de subsidio en que pueda incurrir el gobierno.

13 Impuestos que gravan las tarifas a los clientes finales de la energía

La venta de energía eléctrica no está gravada por impuestos indirectos.

14 Estabilidad del marco regulatorio de la distribución. Puntos en discusión en la actualidad

En el año 2002 se modificó el mecanismo para el cálculo de los cargos máximos que perciben los distribuidores, al aprobarse la resolución 82/2002 de la CREG que modificó lo establecido en la resolución previa 99/1997. El cambio afectó la determinación de los cargos eficientes, que resultan de considerar la distribución de costos para el conjunto de las empresas y tomar un valor de eficiencia como un percentil de dicha distribución. Anteriormente se tomaba un valor eficiente igual al 120% del valor medio de la distribución muestral, mientras que la resolución 83/2002 es más rigurosa al tomar un valor que deja por debajo al 53% de la distribución.

5 CHILE

1 **Marco legal general de la actividad del distribuidor**

1.1 Organismos de regulación y control

En Chile existen dos órganos reguladores, que actúan a nivel nacional, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), ambas dependientes del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

La CNE tiene las siguientes facultades: preparar planes y políticas para el sector eléctrico, estudiar y preparar las proyecciones de la demanda y oferta nacional de energía, elaborar y proponer al Gobierno normas técnicas aplicables al sector eléctrico, velar por el cumplimiento de las normas técnicas referidas, analizar la estructura y nivel de precios y tarifas de la electricidad.

Por su parte, la SEC tiene facultades para realizar gestiones, declarar la caducidad de las concesiones, requerir a concesionarios para que adecuen la calidad del servicio a las exigencias legales, resolver conflictos relacionados con el uso de servidumbres eléctricas, sancionar a los concesionarios por infracciones a la calidad del servicio público de distribución, resolver reclamos formulados por los particulares con respecto de sus derechos establecidos en la Ley de Servicios Eléctricos y otras, verificar los costos de explotación y el valor nuevo de reemplazo de las concesionarias de distribución eléctrica, y en general fiscalizar el cumplimiento de la reglamentación eléctrica.

1.2 **Carácter de las concesiones de distribución**

Las concesiones de distribución son otorgadas por un plazo indefinido. Sólo pueden ser revocadas en caso de incumplimiento grave del concesionario.

Las concesiones no tienen carácter de exclusivas en una zona geográfica, pudiendo existir superposición de las mismas.

El área de obligación de suministro asociada a la concesión se determina en el decreto de concesión. Existen dos modalidades: área de concesión coincidente con una región geográfica bien determinada o área definida como los puntos cuya distancia a la red existente sea menor que un valor predeterminado por el decreto de concesión.

1.3 **Procedimiento para la fijación de remuneraciones al distribuidor**

Los precios máximos por el servicio de distribución prestado por los distribuidores, (Valor Agregado de Distribución - VAD) son calculados por la Comisión Nacional de Energía y fijados mediante decreto del Ministerio de Economía.

El VAD incluye:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo.
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía.
- Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

Las pérdidas medias y los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación, se calcularán suponiendo que todos los usuarios tienen factor de potencia igual a noventa y tres por ciento inductivo.

El VAD es revisado de manera completa cada cuatro años.

Antes de seis meses del término del período de vigencia la CNE debe poner en conocimiento de las empresas concesionarias de distribución, las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para establecer el VAD o formulas tarifarias para el período siguiente, incluyendo la definición de áreas típicas de distribución, y acuerda con ellas la lista de empresas consultoras elegibles por las empresas para efectuar el estudio encargado por ellas. En el plazo de quince días, contados desde la recepción por parte de las empresas de las bases del estudio, las empresas comunican a la Comisión sus observaciones respecto de las áreas típicas de distribución que ésta hubiere adoptado para hacer el estudio. A su vez, la Comisión se pronunciará en el plazo de quince días respecto de la aceptación o rechazo de las observaciones de las empresas.

Antes de dos meses del término del período de vigencia de las fórmulas de tarifas para el VAD o formulas tarifarias, las empresas enviarán a la Comisión un informe que contenga los resultados de él o los estudios que ellas hayan contratado. Dentro de los quince días siguientes a la recepción del informe de las empresas, la Comisión comunica a éstas los valores agregados ponderados y las tarifas básicas preliminares. Antes de quince días del término

del período de vigencia de las fórmulas tarifarias, la Comisión informa al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción las fórmulas tarifarias para el período siguiente, acompañadas de un informe técnico. El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción fija las fórmulas tarifarias antes del término del período de vigencia de las anteriores.

En el proceso de fijación del VAD no existe intervención explícita de representantes de los consumidores u organismos de defensa de los consumidores en el proceso de cálculo y aprobación. No se realizan audiencias públicas.

1.4 Papel del distribuidor como intermediario en la energía

El límite para acceder como cliente libre al mercado de energía es poseer una potencia conectada mínima de 2 MW.

En el Sistema Interconectado Central (SIC) alrededor del 55% de la energía distribuida es también vendida por el distribuidor, en tanto que en el Sistema Interconectado Norte Grande, dicho porcentaje es del orden del 12%.

El distribuidor no tiene obligación de suministrar energía a tarifa regulada a un cliente libre conectado a su red.

2 Métodos de cálculo de la remuneración regulada de la actividad de distribución

2.1 Cálculo de la remuneración de los activos del distribuidor

2.1.1 Descripción del método para la determinación y valuación de los activos a remunerar

El VAD remunera la anualidad de la inversión de una red óptima valorada a valor de nuevo de reposición (VNR). Se considera para ello los activos de una empresa teórica eficiente con una red óptima.

Para los efectos de calcular el VAD, la CNE debe establecer un determinado número de áreas de distribución típicas, para las cuales se calculan las componentes de dicho valor indicadas en el artículo anterior, oyendo previamente a las empresas. Para la determinación de las áreas típicas, la Comisión puede encargar un estudio para definir los parámetros de clasificación de las empresas o sectores de ellas. Este estudio puede considerar, entre otros, índices de ruralidad, de densidad de población y de densidad de consumo.

Cada empresa concesionaria, globalmente o dividida en sectores de distribución, es asignada a una o más áreas de distribución típicas, de manera que la asignación cubra totalmente su zona de concesión.

2.1.2 Tasa de retorno de las inversiones

La tasa de retorno empleada para el cálculo del VAD en zonas típicas está fijada en 10% real antes de impuestos. Sin perjuicio de lo anterior, se realiza una verificación a posteriori de la rentabilidad estimada de las empresas, en caso de aplicarse los VAD determinados con la tasa anterior, y eventualmente tiene lugar un ajuste de los VAD, que se describe más adelante.

2.2 Costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización

Para el cálculo de los componentes de costos de administración, operación, mantenimiento y comercialización del VAD, se estiman los mismos para una empresa modelo eficiente, para cada una de las zonas típicas definidas.

2.3 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia o aumento de economías de escala

No se aplica una reducción paulatina en las remuneraciones reconocidas al distribuidor a lo largo de período entre revisiones del VAD.

2.4 Contratación de los estudios técnicos y controversias respecto a los mismos

El regulador y las empresas de distribución contratan independientemente estudios para la estimación del VAD.

Se toma como valor del VAD para cada área típica el promedio aritmético ponderado de los valores resultantes de los estudios de la CNE y de las empresas. Los coeficientes de ponderación son: dos tercios para los valores que resulten del estudio encargado por la Comisión y un tercio para los valores que resulten del estudio encargado por las empresas como conjunto, o para el promedio de los valores resultantes en los estudios encargados individualmente por las empresas, si los hubiera.

La ley establece procedimientos para la solución de controversias entre el distribuidor y el regulador. En última instancia el distribuidor pueda recurrir a la justicia en caso de mantenerse los desacuerdos.

2.5 Papel de las estimaciones de flujo de fondos del distribuidor



Con los valores agregados calculados como se ha descrito, la CNE estructura un conjunto de tarifas básicas, tantas como empresas y sectores de distribución de cada empresa se hayan definido. Si las tarifas básicas preliminares así determinadas, en una estimación de flujos de fondos de las empresas de distribución, permiten al conjunto agregado de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias obtener una tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades, que no difiera en más de cuatro puntos de la tasa de actualización del 10% los valores agregados ponderados que les dan origen serán aceptados. En caso contrario, los valores se ajustan proporcionalmente de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior, es decir 6% o 14% respectivamente.

2.6 Ingresos por actividades no reguladas

La existencia de ingresos adicionales por actividades no reguladas que empleen los activos de distribución no afecta las remuneraciones reguladas. No obstante se prevé que esta disposición se modifique.

3 Valores numéricos de la remuneración regulada para la distribución en empresas específicas

Tipo de cambio promedio año 2002: 688.94 \$/US

3.1 EMPRESA 1 - ELECDA

3.1.1 Características de la zona de concesión y de la red de la empresa (Empresa 1)

- Area de concesión: 135 km²
- Energía vendida: 533 442 MWh
- Potencia máxima demandada: 103.3 MW
- Cantidad de clientes 120 219

Porcentaje de energía vendida por tipo de consumidor:

| | |
|-------------|-----|
| Residencial | 41% |
| Industrial | 31% |
| Otros | 28% |

Porcentaje de energía distribuida por nivel de tensión (V):

| | |
|----------------------------------|-----|
| V < 1 kV (baja tensión) | 59% |
| 1 kV ≤ V ≤ 60 kV (media tensión) | 37% |
| V > 60 kV (alta tensión) | 4% |

Porcentaje en longitud de cable subterráneo y línea aérea por nivel de tensión (V) en la red de distribución.

| | |
|----------------------------------|--------------------------|
| V < 1 kV (baja tensión) | línea aérea 98% cable 2% |
| 1 kV ≤ V ≤ 60 kV (media tensión) | línea aérea 98% cable 2% |

Elecda distribuye en la II Región con características desérticas y de fuerte actividad minera. Aproximadamente atiende a una población de 481 167 habitantes.

3.1.2 Valores unitarios de remuneración por nivel de tensión (Empresa 1)

Los valores unitarios del VAD por tipo de consumo a Diciembre de 2002 son los siguientes:

| | |
|-------|-----------------------|
| En BT | CDBT = 6143 \$/kw-mes |
| En AT | CDAT = 1624 \$/kw-mes |

Aplicación diferenciada de la demanda dependiendo si es en horas de punta o fuera de punta. Las horas de punta son entre las 18:00 y 23:00 hrs todos los días (mientras rija el horario de oficial de invierno, sino será entre las 19:00 y 24:00 hrs).

Además se aplica un cargo fijo diferenciado por el tipo de medidor que tiene el cliente:

| | |
|---------------------------------------|---------------------|
| Medidor de Energía: | 765 \$/mes-cliente |
| Medidor de Energía y Demanda: | 1017 \$/mes-cliente |
| Medidor de Energía y Demanda Horaria: | 1109 \$/mes-cliente |

Los valores son indexados mensualmente por 4 parámetros y uno de ellos es el tipo de cambio.

Aproximadamente un 4% del VAD se ve afectado por tipo de cambio.

3.1.3 Valores promedio de retribución del distribuidor (Empresa 1)

- Remuneración total anual por la función de distribución del conjunto de la empresa = 11.1 MUS\$ (1)
- Energía distribuida total de la empresa = 533.442 GWh (2)
- Remuneración promedio (1)/(2) = 20.8 US\$/MWh

3.1.4 Pérdidas reconocidas en las remuneraciones (Empresa 1)

Los porcentajes de pérdidas técnicas de energía y potencia reconocidos en cada etapa de la red, para calcular las remuneraciones del distribuidor son los siguientes:

- Pérdidas de energía y potencia en BT: Pe= 3.3%; Pp= 4.7%
- Pérdidas de energía y potencia en AT: Pe= 1,4%; Pp= 2,3%



En el actual régimen tarifario no se reconocen las pérdidas no técnicas.

3.2 Empresa 2 - EMELECTRIC

3.2.1 Características de la zona de concesión y de la red de la empresa (Empresa 2)

- Área de concesión: 12 907 km²
- Energía vendida: 628 866 MWh
- Potencia máxima demandada: 125 MW
- Cantidad de clientes 184 089

Porcentaje de energía vendida por tipo de consumidor:

| | |
|-------------|-----|
| Residencial | 34% |
| Industrial | 46% |
| Otros | 20% |

Porcentaje de energía distribuida por nivel de tensión (V):

| | |
|----------------------------------|-----|
| V < 1 kV (baja tensión) | 42% |
| 1 kV ≤ V ≤ 60 kV (media tensión) | 58% |
| V > 60 kV (alta tensión) | 0% |

Porcentaje en longitud de cable subterráneo y línea aérea por nivel de tensión (V) en la red de distribución:

| | |
|----------------------------------|---------------------------|
| V < 1 kV (baja tensión) | línea aérea 100% cable 0% |
| 1 kV ≤ V ≤ 60 kV (media tensión) | línea aérea 100% cable 0% |

Otros indicadores que a su juicio describan adecuadamente las características de la red y la zona de concesión.

Emelectric distribuye en un área muy extensa y con una característica rural importante. (Región Metropolitana, V, VI, VII y VIII región) con una población aproximada de 1390000 habitantes.

3.2.2 Valores unitarios de remuneración por nivel de tensión (Empresa 2)

Los valores unitarios del VAD por tipo de consumo a Diciembre de 2002 son los siguientes:

- En BT CDBT = 8311 \$/kw-mes
- En AT CDAT = 2877 \$/kw-mes

Aplicación diferenciada de la demanda dependiendo si es en horas de punta o fuera de punta. Las horas de punta son entre las 18:00 y 23:00 hrs durante los meses Mayo, Junio, Julio, Agosto y Septiembre todos los días.

Además se aplica un cargo fijo diferenciado por el tipo de medidor que tiene el cliente:

- Medidor de Energía: 584 \$/mes-cliente
- Medidor de Energía y Demanda: 1136 \$/mes-cliente
- Medidor de Energía y Demanda Horaria: 1468 \$/mes-cliente

Los valores son indexados mensualmente por 4 parámetros y uno de ellos es el tipo de cambio. Aproximadamente un 4% del VAD se ve afectado por tipo de cambio.

3.2.3 Valores promedio de retribución del distribuidor (Empresa 2)

- Remuneración total anual por la función de distribución del conjunto de la empresa: 16,4 MUS\$ (1)
- Energía distribuida total de la empresa: 628.866 GWh (2)
- Remuneración promedio (1)/(2) = 26.1 US\$/MWh

3.2.4 Pérdidas reconocidas en las remuneraciones (Empresa 2)

Pérdidas de energía y potencia en BT: Pe=5,7%; Pp=9,6%

Pérdidas de energía y potencia en AT: Pe=1,1%; Pp=1,8%

En el actual régimen tarifario no se reconocen las pérdidas no técnicas.

4 Valores numéricos de la remuneración regulada para zonas típicas de distribución

Existen seis zonas típicas de distribución, y todas las concesiones se clasifican empleando las mismas a los efectos de los cálculos tarifarios.

Los valores de remuneración para cada zona típica, son indexados mensualmente por 4 parámetros y uno de ellos es el tipo de cambio. Aproximadamente un 4% del VAD se ve afectado por tipo de cambio.

5 Contribuciones de los clientes para su conexión o para la expansión de la red

En su zona de concesión, las empresas distribuidoras de servicio público están obligadas a dar servicio a quien lo solicite, sea que el usuario esté ubicado en la zona de concesión, o bien se conecte a las instalaciones de la empresa mediante líneas propias o de terceros.

La empresa puede exigir a los usuarios que soliciten o amplíen su servicio en potencias conectadas superiores a 10 kilowatts, una garantía suficiente para caucionar que la potencia solicitada por éstos será usada por el tiempo adecuado.

Las empresas concesionarias de distribución pueden exigir a los usuarios que soliciten servicio, un aporte de financiamiento reembolsable para la extensión de las instalaciones existentes hasta el punto de empalme del peticionario. Los aportes financieros pueden ser devueltos en dinero, energía eléctrica o acciones, según lo acordado entre el distribuidor y el cliente.

6 *Relación del distribuidor con los clientes libres a los que presta el servicio de su red*

Las remuneraciones del distribuidor por el servicio de red que se presta a los clientes libres se determinan en teoría por un mecanismo semejante que la remuneración del servicio de red de clientes regulados. No obstante, en la práctica la determinación de esos cargos resulta de negociaciones entre las partes sujetas a un mecanismo de arbitraje en caso de discrepancias, que suele generar controversias.

Dado el nivel de potencia exigido para actuar como consumidor libre en el mercado, no es usual que clientes conectados a las redes de distribución actúen como tales y deban pagar peajes.

7 *Traslado por el distribuidor de los costos de compra en el mercado mayorista*

El mecanismo de traslado a tarifas de los costos en el mercado mayorista para clientes regulados, no genera en situaciones normales riesgos financieros ni pérdidas económicas significativas para los distribuidores.

La reglamentación del mercado mayorista establece la obligación del distribuidor de contratar la totalidad de la energía y potencia que destina a la venta a los clientes regulados.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, dicta un decreto de racionamiento, en caso de producirse o proyectarse un déficit de generación en un sistema eléctrico, a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequías.

Los generadores deben pagar ante situaciones de racionamiento, a los clientes regulados del distribuidor con quien hayan contratado, la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio de nudo mayorista

(precio del mercado mayorista trasladado normalmente a los consumidores regulados). El valor a utilizar para el costo de racionamiento no podrá superar, expresado en unidades de fomento, el promedio de los costos de racionamiento utilizados en las últimas seis fijaciones de precios de nudo.

La obligación de pago de multas para los generadores ante situaciones de racionamiento, contenida en el artículo 99 bis de la Ley General de Electricidad, se ha constituido en un impedimento para que los distribuidores obtengan contratos de suministro con generadores, originando la necesidad de una disposición transitoria (Resolución 88 del Ministerio de Economía) para asegurar el abastecimiento a uno de los distribuidores (SAESA-FRONTTEL).

8 *Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor (VADE, VAD, u otra denominación)*

Las revisiones tarifarias tienen lugar cada cuatro años. Entre revisiones tarifarias tiene lugar un ajuste semestral del componente correspondiente al precio de la energía y potencia (precio de nudo) que forma parte de las tarifas eléctricas finales que pagan los consumidores, cuyas fórmulas se determinan en el propio decreto de revisión tarifaria, que permite trasladar las variaciones de costos originadas en cambios en el precio de los insumos. Los mecanismos de indexación previstos no generan riesgos significativos para los distribuidores ante las variaciones habituales de los precios de los insumos.

También la ley establece el denominado chequeo de rentabilidad anual de todas las empresas de distribución, consistente en que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades para el conjunto de todas las empresas distribuidoras no puede ser inferior a 5% ni mayor a 15%.

9 *Aplicación efectiva del régimen tarifario y de remuneraciones al distribuidor*

La aplicación del régimen de tarifas y remuneraciones al distribuidor prevista por la regulación es estricta. Existe un grado de discrecionalidad inherente a las normas de regulación, en la fijación de los parámetros técnicos necesarios para calcular las remuneraciones del distribuidor.

10 *Régimen de calidad de servicio y penalidades*

La calidad de servicio es una obligación que inicial y genéricamente es aplicable a todo aquel que proporcione suministro eléctrico tanto en generación, transporte o distribución, los que serán responsable



de cumplir con estándares de calidad establecidos en la ley, el reglamento y las normas técnicas pertinentes.

La calidad de servicio se define como el conjunto de propiedades y estándares normales que conforme a la ley y el reglamento son inherentes a la actividad de distribución de electricidad y constituyen condiciones bajo las cuales dicha actividad debe desarrollarse. Por ejemplo, la calidad de servicio incluye seguridad de instalaciones y su operación, satisfacción oportuna de solicitudes de servicio, correcta medición y facturación, continuidad en el servicio y estándares de calidad de suministro.

La calidad de suministro, que es una parte de la calidad de servicio, es un conjunto de parámetros físicos y técnicos que debe cumplir el producto electricidad como tensión, frecuencia, flicker y disponibilidad. Los parámetros, criterios o índices específicos de calidad de suministro están especialmente previstos en el Reglamento Eléctrico y en Normas Técnicas complementarias.

El incumplimiento de las normas de calidad de servicio se traduce en la aplicación de multas, que se califican desde gravísimas (multas hasta US\$ 5000000), graves (multas hasta US\$ 2500000) y leves (multas hasta US\$ 250000). La aplicación de multas corresponde a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y varía según la gravedad del caso, reiteración de la falta, etc., no obstante lo anterior las empresas afectadas pueden recurrir a las Cortes de Apelaciones y Corte Suprema en caso que no estén de acuerdo con la aplicación de multas.

11 Seguridad de cobro y corte de servicio

El corte a los consumidores morosos se realiza normalmente, luego de 45 días de vencidas las facturas. No tienen lugar recursos jurídicos,

intervenciones del Poder Judicial u otras autoridades, que impidan el corte a clientes morosos.

12 Régimen de subsidios a consumidores

El único mecanismo de subsidios aplicado, corresponde al llamado Fondo Nacional de Desarrollo Regional, administrado por las autoridades de las regiones, destinado a subsidiar la realización de obras de electrificación rural no obligatorias ni rentables para los distribuidores con el VAD vigente. La aplicación de estos mecanismos no implica pérdidas para el distribuidor.

13 Impuestos que gravan las tarifas a los clientes finales de la energía

El único impuesto que grava la venta de energía es el IVA, con una tasa del 19%.

14 Estabilidad del marco regulatorio de la distribución. Puntos en discusión en la actualidad

La regulación de la actividad de distribución y sus remuneraciones no ha experimentado cambios que afecten significativamente la rentabilidad de las inversiones ya realizadas.

Actualmente se está discutiendo en el Congreso el Proyecto de "Ley Corta" que básicamente reglamentará un nuevo sistema de tarifas o peajes para el segmento de transmisión de energía eléctrica. Secundariamente este Proyecto de Ley, en lo que respecta a distribución, sólo tiene dos alcances: (i) rebaja el límite máximo de clientes libres de 2.000 kW a 1.000 kW de potencia conectada y (ii) regula con mayor detalle y significación el sistema de peajes para el segmento de distribución.

6 ECUADOR

1 **Marco legal general de la actividad del distribuidor**

1.1 Organismos de regulación y control

El organismo de regulación y de control es el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), constituido como persona jurídica de derecho público, encargado de regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional. El CONELEC tiene jurisdicción nacional.

1.2 Carácter de las concesiones de distribución

Los plazos de duración del contrato de concesión de las empresas dedicadas al servicio público de distribución de energía eléctrica no exceden de treinta años.

Ante el fin del plazo de concesión, el concesionario saliente, con una anticipación de al menos veinticuatro meses, debe manifestar al CONELEC su intención de participar en el nuevo proceso de invitación pública.

Las concesiones son en carácter exclusivo en un área territorial. En los contratos de concesión se define el área geográfica y las condiciones para la prestación del servicio. El distribuidor asume la responsabilidad de prestar el servicio a los consumidores ubicados en su zona de concesión.

1.3 Procedimiento para la fijación de remuneraciones al distribuidor

La remuneración que recibe el distribuidor por el servicio que presta su red se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD).

El proceso para la aprobación de la remuneración al distribuidor está contemplado en el Reglamento de Tarifas, cuyo Art. 10 establece que cada distribuidor tiene la obligación de realizar el estudio técnico-económico de su empresa, que sustentará el cálculo del VAD, que se realiza anualmente y que debe ser presentado al CONELEC hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año.

Por su parte el reglamento establece que, “el CONELEC fijará y publicará anualmente las tarifas de distribución considerando entre los elementos y factores que para tal efecto establecen la Ley y el reglamento, como valor constante, un mismo VAD de distribución, individualizado para cada empresa, que se aplicará a períodos que no podrán exceder de cuatro años. Para determinar este VAD se tomará en cuenta los programas cuatrienales de inversión preparados por las empresas distribuidoras y aprobados por el CONELEC; entidad que supervisará anualmente el cumplimiento de dichos programas”.

No existe intervención de representantes de los consumidores u organismos de defensa de los consumidores en el proceso de cálculo y aprobación de las tarifas, ni está previsto un mecanismo de audiencia pública.

Existe la posibilidad de que partes interesadas obtengan la intervención judicial luego del procedimiento de fijación de las tarifas. Recientemente ha tenido lugar un recurso de amparo en el Tribunal Constitucional para declarar la inconstitucionalidad de la última fijación tarifaria.

1.4 Papel del distribuidor como intermediario en la energía

Para calificar como clientes libres, además de poseer un sistema de medición adecuado y cumplir otros requisitos de carácter formal, los consumidores deben tener demanda promedio mensual (en kW) durante los seis meses anteriores al de la solicitud, y un consumo de energía mínimo anual (MWh) en los doce meses anteriores al de la solicitud, respectivamente superiores a los que se indican en la siguiente tabla:

| PERIODO DE PRESENTACION DE LA SOLICITUD | DEMANDA PROMEDIO MENSUAL (kW) | CONSUMO ANUAL (MWh) |
|---|-------------------------------|---------------------|
| Hasta Diciembre 2002 | 1000 | 7000 |
| Enero – Junio 2003 | 930 | 6500 |
| Julio – Diciembre 2003 | 860 | 6000 |
| Enero – Junio 2004 | 790 | 5500 |
| Julio – Diciembre 2004 | 720 | 5000 |
| Enero 2005 en adelante | 650 | 4500 |

El distribuidor tiene la responsabilidad de suministrar el servicio eléctrico a los consumidores regulados de su área de servicio a tarifa regulada.

Los grandes consumidores tienen posibilidad de contratar el suministro con los generadores o el distribuidor a un precio que resulta de libre negociación.

En el año 2002, de la energía distribuida en el país, los grandes consumidores tuvieron una participación de 469 612 MWh que corresponde al 4.26 % del total consumido.

El distribuidor tiene obligación de suministrar energía a tarifa regulada a un cliente libre potencial, pero que opta por no adquirir la energía en el mercado sino al distribuidor, (entendiendo como cliente libre potencial, a un cliente que teniendo las características descritas para ser calificado como gran consumidor no hace uso de esta opción). En ese caso este cliente libre potencial seguirá siendo un cliente regulado de la empresa distribuidora, por lo que la empresa está en la obligación de vender la energía requerida por este cliente a tarifa regulada. En esos casos no existen limitaciones de plazos impuestas a los clientes libres potenciales, para iniciar y finalizar la compra de energía al distribuidor.

2 Métodos de cálculo de la remuneración regulada de la actividad de distribución

2.1 Cálculo de la remuneración de los activos del distribuidor

2.1.1 Descripción del método para la determinación y valuación de los activos a remunerar

Se remunerar los activos que son utilizados efectivamente, en el suministro de energía eléctrica (activos realmente en servicio), más los previstos en un programa cuatrianual de expansión). El método para la valoración de esos activos es el valor de reposición a nuevo. Para el cálculo del VAD se considera la anualidad de estos activos a valor de reposición, calculadas para una tasa de descuento y una vida útil fijadas por el ente regulador.

A excepción de la componente de subtransmisión del VAD, el resto de componentes se valoran de acuerdo a una lista de Unidades de Propiedad Estándar en cada empresa distribuidora. Actualmente, se encuentra en marcha el proceso para la contratación del consultor que llevará a cabo los estudios para el establecimiento de las Unidades de Propiedad Estándar.

2.1.2 Tasa de retorno de las inversiones

La Resolución No.0295/01 de 19 de diciembre de 2001 establece que: "La tasa de descuento ... considerará el costo de oportunidad del inversionista, el riesgo financiero y la rentabilidad del capital invertido, aspectos que deberán provenir de fuentes internacionalmente aceptadas."

Para calcular la tasa de descuento real se utilizará la siguiente fórmula:

$$TD (\%) = 100 * \left[\frac{1 + \{ a[R_E + R_P + \beta(R_M - R_P)] + b(PR + R_P)(1-T) \}}{(1 + f)} - 1 \right]$$

La definición de los términos es la siguiente:

TD Tasa de descuento real.

a Proporción de los recursos propios en el total de los activos, para una muestra representativa de cien empresas eléctricas en Estados Unidos.

$$a = K / (D + K)$$

K: patrimonio

D: pasivo de largo plazo de las empresas.

RF = Tasa internacional libre de riesgo

RP = Coeficiente de riesgo país, para el Ecuador, expresada en puntos básicos.

β = Coeficiente beta estimado para el sector eléctrico.

RM = Rendimiento promedio simple del mercado de valores en los EEUU.

b Proporción del endeudamiento de largo plazo respecto a los activos para una muestra representativa de cien empresas de la industria eléctrica norteamericana.

$$b = D / (D + K)$$

K : patrimonio

D : pasivo de largo plazo de las empresas.

PR Costo promedio básico del endeudamiento de largo plazo de la muestra de empresas

T Tasa neta de tributación en el Ecuador. Es el porcentaje del impuesto a la renta, más la participación laboral en los beneficios empresariales.

$$T (\%) = 100[(1 - L)r + L]$$

L Porcentaje de participación laboral en los beneficios empresariales; y

r Tarifa de impuesto a la renta para personas jurídicas.

f Tasa de inflación en los EEUU.

La tasa de retorno empleada actualmente para el cálculo de las anualidades es del 7.5 % real, antes de impuestos.

2.2 Costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización

Los costos de operación y mantenimiento que se asignan a las empresas distribuidoras y que se consideran para el cálculo del Valor Agregado de Distribución, resultan de un proceso de validación, que contempla tres valores preliminares:



- a. Los costos de operación y mantenimiento asignados a las empresas distribuidoras en el estudio del VAD del año 2000 ajustados por coeficientes de inflación, (CO&M2000).
- b. Los costos de operación y mantenimiento estandarizados (CO&MEstandar) calculados en función de los siguientes parámetros:
 - 1) densidad del servicio,
 - 2) consumo per cápita y
 - 3) características organizacionales de la empresa.
- c. Los costos de operación y mantenimiento reportados por las empresas distribuidoras en los estudios del VAD correspondientes y que se sustentan en balances y presupuestos, (CO&Mestudio).

El criterio de asignación es el siguiente

- Si CO&MEstandar es mayor que el CO&M2000, se asigna el CO&MEstandar, pues se reconoce el derecho del distribuidor a cubrir los costos que demanda brindar el servicio, dadas las características del mercado al que sirve.
- Si CO&M2000 es mayor que el CO&MEstandar, se asigna el CO&M2000, pues se reconoce como mínimo el incremento de los costos por efecto de la inflación. Este valor preliminar seleccionado es comparado con el valor solicitado por la distribuidora CO&Mestudio, y de entre estos dos se asigna el menor valor.

El procedimiento descrito es el empleado en el estudio del VAD 2002-2003

Los costos de comercialización están dados por:

- a. Anualidad redistribuida de instalaciones de servicio al cliente,
- b. Los costos de operación y mantenimiento asignados a instalaciones de servicio al cliente,
- c. Los costos de operación y mantenimiento asignados a comercialización; y,
- d. Número total de abonados.

El cargo unitario de comercialización se establece de la relación de la suma de los tres primeros dividido para el cuarto factor. Este valor es comparado con el costo unitario de comercialización resultante de la consolidación de la información correspondiente, de todas las empresas distribuidoras.

Si el valor de la empresa es menor al valor nacional, se asigna como costo unitario de comercialización el correspondiente a la empresa; en tanto que, si el valor de la empresa es mayor que el nacional, se asigna como costo unitario de comercialización de la empresa, al resultante de la suma del costo unitario

de comercialización nacional más el 50% de la diferencia existente entre los dos valores.

Finalmente, los costos de comercialización de la empresa se obtienen de la multiplicación del costo unitario de comercialización asignado a la empresa por el número total de abonados.

2.3 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia o aumento de economías de escala

No existe una reducción de este tipo.

2.4 Contratación de los estudios técnicos y controversias respecto a los mismos

No existe una normativa sobre la contratación de estudios técnicos para las revisiones tarifarias. Sin embargo, durante el proceso de validación de la información reportada por la empresa distribuidora en los estudios del VAD, se realizan reuniones de trabajo en las cuales se dan a conocer las observaciones del regulador a la información, para que la empresa las corrija.

No existen procedimientos previstos para la solución de controversias entre la empresa regulada y el regulador respecto a los estudios técnicos.

Toda controversia que se suscite entre generadores, el transmisor, distribuidores, consumidores, y el Centro Nacional de Control de Energía, con motivo del suministro de energía eléctrica o de los servicios públicos de transmisión y distribución de electricidad puede ser sometida al procedimiento de arbitraje de conformidad con la Ley, o ser sometida al conocimiento y resolución del Director Ejecutivo del CONELEC. Las resoluciones que éste adopte pueden ser apeladas ante el Directorio del CONELEC.

Finalmente esta resolución puede ser impugnada ante los jueces competentes.

2.5 Papel de las estimaciones de flujo de fondos del distribuidor

No está previsto realizar correcciones a la remuneración estimada previamente a partir de los análisis de flujo de fondos y rentabilidad prevista del distribuidor, a partir de su situación presente y de la remuneración prevista.

2.6 Ingresos por actividades no reguladas

La existencia de ingresos adicionales por actividades no reguladas, no reduce las remuneraciones reguladas.

3 Valores numéricos de la remuneración regulada para la distribución en empresas específicas

3.1 EMPRESA 1 (Empresa Eléctrica del Ecuador Inc.)

3.1.1 Características de la zona de concesión y de la red de la Empresa (Empresa 1)

- Área de concesión: 1 399 km²
(Ciudad de Guayaquil)
- Energía vendida: 2 302 288 161 kWh
- Potencia máxima demandada: 556.50 MW
- Cantidad de clientes: 355 018

Porcentaje de energía vendida por tipo de consumidor:

| | |
|------------|---------|
| Residencia | 32.12 % |
| Industrial | 27.16 % |
| Otros | 40.72 % |

Porcentaje de energía distribuida por nivel de tensión (V):

| | |
|------------------------------------|----------|
| V < 0.6 kV (baja tensión) | 54.00 % |
| 0.6 kV ≤ V ≤ 40 kV (media tensión) | 36.85. % |
| V > 40 kV (alta tensión) | 9.14. % |

Porcentaje en longitud de cable subterráneo y línea aérea por nivel de tensión (V) en la red de distribución:

| Nivel de Tensión | Aérea | | Subterránea | | TOTAL km |
|------------------|----------|-------|-------------|------|-------------|
| | Km | % | km | % | |
| Media tensión | | | | | 1.112,17 |
| Baja tensión | 2.505,54 | 96,55 | 89,44 | 3,45 | 2.594,97 |

- Otros indicadores que a su juicio describan adecuadamente las características de la red y la zona de concesión.

Densidad: 253,77 Abonados/km²
Energía por abonado: 540.42 kWh –mes/Abonado

3.1.2 Valores unitarios de remuneración por nivel de tensión (Empresa 1)

Total:

| | | |
|--------------------------|--------|----------|
| Tarifa media: | 0,0915 | US\$/kWh |
| Generación + Transmisión | 0,0658 | US\$/kWh |
| VAD | 0,0258 | US\$/kWh |

Fuente: VAD 2002-2003

Por Etapa Funcional:

| ETAPA FUNCIONAL | ENERGÍA US\$/kWh | POTENCIA US\$/kW-mes |
|-------------------------------|---------------------|-------------------------|
| Líneas de subtransmisión | 0,0453 | 9,53 |
| Subestaciones de distribución | 0,0454 | 10,38 |
| Primaria | 0,0468 | 11,66 |
| Trafos | 0,0493 | 13,86 |
| Secundaria | 0,0578 | 20,26 |
| Alumbrado Público | 0,0534 | 30,85 |

Los cálculos realizados para la obtención de las remuneraciones reconocidas al distribuidor son hechas en la moneda vigente en el Ecuador, que, actualmente, es el dólar, por lo tanto no existe afectación por el tipo de cambio.

3.1.3 Valores promedio de retribución del distribuidor (Empresa 1)

- Remuneración total anual por la función de distribución (1) 43.96 MUS\$.
- Energía distribuida total de la empresa (MWh) (2) 2 409 124.
- Remuneración promedio (US\$/MWh) = (1)/(2) 18.24 US\$/MWh.

Fuente: Estadísticas 2002 y VAD 2001-2002

Estas remuneraciones promedio corresponden al año 2002 en el que las tarifas estuvieron congeladas, no alcanzando los niveles de retribución estándar de eficiencia descritos en el punto anterior.

3.1.4 Pérdidas reconocidas en las remuneraciones (Empresa 1)

Los porcentajes de pérdidas técnicas de energía y potencia reconocidos en cada etapa de la red, para calcular las remuneraciones del distribuidor son los siguientes:

| PORCENTAJE DE PÉRDIDAS TÉCNICAS | | |
|---------------------------------|--------------|---------------|
| ETAPA FUNCIONAL | ENERGÍA % | POTENCIA % |
| Líneas de subtransmisión | 0,54% | 1,05% |
| S/E de distribución | 0,17% | 0,33% |
| Alimentadores Primarios | 1,21% | 1,57% |
| Transformadores de Dist. | 2,67% | 3,51% |
| Red Secundaria | 3,43% | 4,52% |
| Acometidas | 0,00% | 0,00% |
| Alumbrado Público | 0,56% | 0,74% |
| TOTAL | 8,58% | 11,72% |

* Fuente: Estudio VAD. 2002 - 2003

Los porcentajes de pérdidas no técnicas (hurtos, fraudes, etc.) reconocidos al distribuidor son:

| PORCENTAJE DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS | | |
|------------------------------------|--------------|--------------|
| ETAPA FUNCIONAL | ENERGÍA | POTENCIA |
| % | % | % |
| Líneas de subtransmisión | 0,00% | 0,00% |
| Alimentadores Primarios | 1,59% | 2,03% |
| Baja Tensión | 4,13% | 5,72% |
| TOTAL | 5,72% | 7,75% |

* Fuente: Estudio VAD. 2002 - 2003

3.2 EMPRESA 2-Empresa Eléctrica Quito S.A.

3.2.1 Características de la zona de concesión y de la red de la empresa (Empresa 2)

- Area de concesión: 14 971 km²
- Energía vendida: 2 167 484 619 kWh
- Potencia máxima demandada: 505.34 MW
- Cantidad de clientes 559 405

Porcentaje de energía vendida por tipo de consumidor:

| | |
|-------------|---------|
| Residencial | 38.29 % |
| Industrial | 29.24 % |
| Otros | 32.47 % |

Porcentaje de energía distribuida por nivel de tensión (V):

| | |
|------------------------------------|---------|
| V < 0.6 kV (baja tensión) | 63.40 % |
| 0.6 kV ≤ V ≤ 40 kV (media tensión) | 34.91 % |
| V > 40 kV (alta tensión) | 0.69 % |

Porcentaje en longitud de cable subterráneo y línea aérea por nivel de tensión (V) en la red de distribución

| Nivel de Tensión | Aérea | Subterránea | | TOTAL |
|------------------|----------|-------------|----------|----------|
| | Km | % | km | % |
| Media tensión | | | | 5,254.76 |
| Baja tensión | 4.794,76 | 76,43 | 1.478,25 | 23,57 |
| | | | | 6.273,02 |

*Información tomada de las Estadísticas 2002. Dir.Planificación-CONELEC

Densidad: 37.37 Abonados/km²
Energía por abonado: 322,89 kWh –mes/Abonado

3.2.2 Valores unitarios de remuneración reconocida (Empresa 2)

TOTAL:

| | | |
|--------------------------|--------|----------|
| Tarifa media: | 0,1000 | US\$/kWh |
| Generación + Transmisión | 0,0669 | US\$/kWh |
| VAD | 0,0331 | US\$/kWh |

POR ETAPA FUNCIONAL:

| ETAPA FUNCIONAL | ENERGÍA | POTENCIA |
|--------------------------|----------|-------------|
| | US\$/kWh | US\$/kW-mes |
| Líneas de subtransmisión | 0,0466 | 9,63 |

| | | |
|-------------------------------|--------|-------|
| Subestaciones de distribución | 0,0470 | 11,44 |
| Primaria | 0,0484 | 13,63 |
| Trafos | 0,0505 | 15,32 |
| Secundaria | 0,0541 | 19,48 |
| Alumbrado Público | 0,0524 | 27,39 |

*Fuente: Estudio VAD. 2002 – 2003

Los cálculos realizados para la obtención de las remuneraciones reconocidas al distribuidor son hechas en la moneda vigente en el Ecuador, que, actualmente, es el dólar, por lo tanto no existe afectación por el tipo de cambio.

3.2.3 Valores promedio de retribución del distribuidor (Empresa 2)

Para el año más reciente disponible, presente los valores de:

- Remuneración total anual por la función de distribución del conjunto de la empresa (Millones de dólares) (1) = 49.33 MUS\$
- Energía distribuida total de la empresa (MWh) (2) = 2 194 208
- Remuneración promedio (US\$/MWh) (1)/(2) = 22.48 US\$/MWh

Fuente: Estadísticas 2002 y VAD 2001-2002

Estas remuneraciones promedio corresponden al año 2002 en el que las tarifas estuvieron congeladas, no alcanzando los niveles de retribución estándar de eficiencia.

3.2.4 Pérdidas reconocidas en las remuneraciones: Empresa Eléctrica Quito (Empresa 2)

Porcentajes de pérdidas técnicas de energía y potencia reconocidos en cada etapa de la red, para calcular las remuneraciones del distribuidor.

| PORCENTAJE DE PÉRDIDAS TÉCNICAS | | |
|---------------------------------|---------------|---------------|
| ETAPA FUNCIONAL | ENERGÍA | POTENCIA |
| | % | % |
| Líneas de subtransmisión | 0,82% | 1,34% |
| S/E de distribución | 0,97% | 1,47% |
| Alimentadores Primarios | 2,04% | 2,41% |
| Transformadores de Dist. | 2,61% | 2,16% |
| Red Secundaria | 1,30% | 1,98% |
| Acometidas | 1,33% | 1,21% |
| Alumbrado Público | 0,93% | 1,09% |
| TOTAL | 10,00% | 11,66% |

* Fuente: Estudio VAD. 2002 - 2003

Porcentajes de pérdidas no técnicas (hurtos, fraudes, etc.) reconocidos al distribuidor.

| PORCENTAJE DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS | | |
|---|----------------|-----------------|
| ETAPA FUNCIONAL | ENERGÍA | POTENCIA |
| | % | % |
| Líneas de subtransmisión | 0,00% | 0,00% |
| Alimentadores Primarios | 0,64% | 0,63% |
| Baja Tensión | 1,50% | 1,48% |
| TOTAL | 2,14% | 2,11% |

* Fuente: Estudio VAD. 2002 - 2003

4 Valores numéricos de la remuneración regulada para zonas típicas de distribución

No es aplicable en este caso.

5 Contribuciones de los clientes para su conexión o para la expansión de la red

Los distribuidores están obligados a dar servicio a todos los consumidores que lo soliciten, dentro de su área de concesión, previo el pago de los cargos requeridos de inspección y conexión, que serán debidamente aprobados por el CONELEC. (Existe un proyecto de reformas para eliminar los cargos de inspección y conexión).

Si un consumidor que solicite un nuevo servicio se encuentra dentro de la franja de Servicio y su carga declarada no excede de 10 kW, las inversiones de las obras de distribución necesarias serán por cuenta del distribuidor.

Para la atención de nuevos consumidores para los que se requiera extensión de redes, o equipamientos adicionales, por estar localizados fuera de la Franja de Servicio, o porque su carga declarada es mayor a 10 kW, las contribuciones que deben realizar los consumidores están reguladas (Regulación No. CONELEC -002/02) y se calculan de modo que al realizar las obras necesarias el distribuidor obtenga la rentabilidad regulada por la inversión.

Para atención de un nuevo servicio todo consumidor deberá realizar un depósito en calidad de garantía por consumo de energía y por el buen uso de la acometida y del equipo de medición. Este depósito será equivalente a un mes de consumo calculado a la tarifa vigente.

6 Relación del distribuidor con los clientes libres a los que presta el servicio de su red

Las remuneraciones del distribuidor por el servicio de red que presta a los clientes libres se calculan igual que las remuneraciones por la distribución a clientes regulados. Los distribuidores no experimentan reducciones sistemáticas en su ingreso por vender el

servicio de red, si un cliente opta por comprar directamente al mercado.

El peaje a un cliente libre por el uso de la red no refleja de manera totalmente precisa el costo prestar el servicio de red a ese cliente en particular, ya que existen mecanismos tipo "estampillado" que conducen a peajes promedio para grandes categorías de clientes libres.

Los peajes se calculan sobre la base de las inversiones y de la demanda máxima coincidente del sistema en cada etapa funcional.

No han existido incentivos para que los clientes libres construyan redes propias, en by-pass de la red de servicio público, en casos en que sería económicamente óptimo el empleo de la red pública.

7 Traslado por el distribuidor de los costos de compra en el mercado mayorista

Los distribuidores no experimentan riesgos financieros o pérdidas económicas con motivo de sus compras en el mercado mayorista para los clientes regulados.

No están previstas multas por falla a los distribuidores, en caso de racionamiento en el mercado mayorista.

8 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor (VADE, VAD, u otra denominación)

Los reajustes se hacen efectivos mensualmente siempre y cuando los costos de generación, la tarifa de transmisión y el VAD, individualmente considerados, presenten una variación acumulada en el tiempo del 5% de su base de cálculo. Para el cálculo de VAD, en la valoración de activos, se utiliza una inflación anual proyectada.

La moneda de curso legal en Ecuador es el dólar y todos los cálculos y transacciones se hacen en dicha moneda.

9 Aplicación efectiva del régimen tarifario y de remuneraciones al distribuidor

El Sector se encuentra en un régimen transitorio de adecuación tarifaria, consistente en la realización de reajustes mensuales de 1.64% desde enero de 2003 y por 36 meses, hasta alcanzar al cabo de ese plazo los niveles de tarifas que resultan de la aplicación del marco regulatorio.

10 Régimen de calidad de servicio y penalidades



Los indicadores de calidad de servicio que el regulador ha establecido son:

- Calidad del producto:
 - Nivel de Voltaje.
 - Perturbaciones.
 - Factor de Potencia.
- Calidad del Servicio Técnico:
 - Frecuencia de Interrupciones.
 - Duración de Interrupciones.
- Calidad del Servicio Comercial:
 - Atención de Solicitudes de Servicio.
 - Atención y Solución de Reclamos.
 - Errores en Medición y Facturación.

En los casos de incumplimiento de las disposiciones, relacionadas con la calidad del servicio, el CONELEC dispone que se abone al consumidor un monto equivalente a la sanción aplicada, conforme a la gravedad de la falta; a los antecedentes del Distribuidor y, en particular, a las reincidencias. El Distribuidor deberá acreditar a los consumidores los montos equivalentes a las Sanciones que le sean aplicadas, como una compensación en su facturación. Las compensaciones a acreditar a los consumidores deben guardar relación con el monto de la facturación promedio mensual de estos.

Los límites para cada uno índice de calidad están definidos en la Regulación No. CONELEC 004/01, Calidad del Servicio de Distribución.

Al momento no se tiene definido un valor para la energía no suministrada; pero se está efectuando un proceso de consultoría para la determinación de dicho valor.

En el anexo final se describe con más detalle el régimen de calidad de servicio.

11 Seguridad de cobro y corte de servicio

Es normal el corte a los consumidores morosos. Generalmente no se presentan recursos jurídicos, intervenciones del Poder Judicial u otras autoridades, que impidan el corte a clientes morosos.

La cartera vencida para las empresas escogidas es:

- Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. 19,10 %
- Empresa Eléctrica Quito 0,92 %

12 Régimen de subsidios a consumidores

Existe un régimen de subsidio en las tarifas a algunas categorías de clientes, fundado en razones de orden social. Los consumidores de bajo consumo, son subsidiados por los usuarios residenciales de mayor consumo en cada zona geográfica.

El distribuidor no experimenta pérdidas en sus ingresos totales, respecto a las remuneraciones totales reconocidas, con motivo del régimen de subsidio.

13 Impuestos que gravan las tarifas a los clientes finales de la energía

Existen impuestos que gravan la venta de energía a los consumidores de la categoría comercial e industrial, de un monto del 10% adicional sobre el valor neto facturado, como aportación al Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal.

Existen otras tasas como alumbrado público, recolección de basura, que son aprobadas mediante ordenanza municipal, y de las que las empresas distribuidoras se convierte en agentes de retención.

14 Estabilidad del marco regulatorio de la distribución. Puntos en discusión en la actualidad

La regulación de la actividad de distribución y sus remuneraciones no ha experimentado cambios que afecten significativamente la rentabilidad de las inversiones ya realizadas.

Los puntos de mayor importancia en la regulación de la distribución que son objeto de discusión en la actualidad son:

- Reformas al Reglamento de Suministro del servicio de Electricidad, trasladando la aplicación de las etapas de evaluación de calidad, después de dos años.
- Revisión a los límites exigidos en la evaluación de la calidad del servicio.

7 ESPAÑA

1 **Marco legal general de la actividad del distribuidor**

El marco legal de la actividad de distribución en España está regulado fundamentalmente por las siguientes normas:

- Ley 54/1997 del sector eléctrico.
- Real Decreto 2819/1998 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución de energía eléctrica.
- Orden de 14 junio 1999 por la que se establece la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1164/2001 por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 1432/2002 por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia.
- Real decreto 1436/2002 por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003.

1.1 **Organismos de regulación y control**

El Gobierno, a través del Ministerio de Economía, dicta las normas que regulan el sector eléctrico.

El principal organismo regulador del sector eléctrico es la CNE (Comisión Nacional de la Energía), que depende del Ministerio de Economía. Dicho organismo fue creado por la LOSEN (Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional) de 1994 como Comisión del Sistema Eléctrico Nacional. Posteriormente la Ley Eléctrica 54/1997 lo mantuvo adquiriendo su configuración actual por disposición de la Ley de Hidrocarburos de 1998 que le amplía las competencias al resto de los sectores energéticos.

La CNE tiene jurisdicción nacional.

1.2 **Carácter de las concesiones de distribución**

No existen zonas o áreas de concesión. En el caso de ampliación de líneas, cualquier sociedad mercantil que cumpla con los requisitos establecidos puede

solicitar autorización para ello. Cuando existen varios distribuidores cuyas instalaciones sean susceptibles de atender nuevos consumos y ninguno de ellos decide acometer la obra, la Administración competente determina cual de éstos distribuidores debe realizarla atendiendo al criterio de menor coste y mayor racionalidad económica.

Con independencia de que el consumidor adquiera la energía eléctrica a tarifa regulada o por un suministrador a precio libre, su conexión con la red se realiza a la red de un determinado distribuidor que es el que le corresponde por la localización de su punto de suministro. Este distribuidor está obligado a dar dicho servicio a un precio regulado incluido bien en la tarifa regulada bien en la tarifa de acceso (peaje).

1.3 **Procedimiento para la fijación de remuneraciones al distribuidor**

Está pendiente la regulación del método técnico de retribución.

La tarifa y las remuneraciones del distribuidor se establecen cada año por Real Decreto elaborado por el Ministerio de Economía. El Real Decreto 1432/2002 establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica – véase punto 2) de este documento para ampliar este párrafo.

No existe intervención de representantes de los consumidores u organismos de defensa de los consumidores en el proceso de cálculo y aprobación de las tarifas, excepto en el trámite de audiencia del Comité Consultivo de la CNE, en donde participan junto con los representantes de las Administraciones centrales y regionales y de las empresas, representantes de las asociaciones de consumidores, y otros.

No han tenido lugar recientemente recursos judiciales de consumidores o asociaciones de consumidores contra los aumentos en las tarifas y remuneraciones al distribuidor.

1.4 **Papel del distribuidor como intermediario en la energía**

A partir del año 2003 todos los consumidores pueden elegir libremente a su proveedor

Durante el año 2002 el suministro liberalizado correspondía a la demanda en alta tensión (mayor de 1 kV. Esto representaba aproximadamente un 54% de

la demanda total. De esa demanda liberalizada, un 63% fue suministrada por un proveedor distinto al distribuidor correspondiente.

El distribuidor tiene obligación de suministrar energía a tarifa regulada a un cliente libre potencial, pero que opta por no adquirir la energía en el mercado sino al distribuidor. Para los consumidores en alta tensión esta obligación existe hasta el 1 de enero de 2007, cuando se suprimen las tarifas de suministro completo. Para la baja tensión no hay publicada fecha para la finalización de esta obligación.

Los clientes libres tienen como limitación para iniciar y finalizar la compra de energía al distribuidor, no cambiar de proveedor en menos de doce meses.

2 Métodos de cálculo de la remuneración regulada de la actividad de distribución

Con anterioridad al año 1998, la remuneración de la distribución se realizaba de acuerdo con valores estándares. El ingreso correspondiente a cada empresa distribuidora era el resultado de los valores estándares correspondientes a sus instalaciones.

A partir de 1998, y según se determinan en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, la retribución de la actividad de distribución debe determinarse tomando en consideración los siguientes elementos:

- a) Costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones.
- b) Energía circulada.
- c) Un modelo que caracterice las zonas de distribución entendiendo por tal una red de referencia de distribución.
- d) Incentivos para la calidad del suministro y la reducción de pérdidas.

No obstante, hasta la fecha no se ha desarrollado el procedimiento técnico para la determinación y valuación de los activos a remunerar, y la determinación de la retribución a cada empresa la ha realizado el Ministerio de Economía. En esa determinación el Ministerio ha tomado en cuenta la asignación que le correspondía a cada empresa con anterioridad al año 1998, y aplicado correcciones con determinados factores de entre los fijados por el mencionado Real Decreto 2819/1998, de una forma que ha sido contestada por todos los agentes.

De acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1432/2002, que tiene por objeto establecer una metodología de cálculo para la determinación de la

tarifa eléctrica media o de referencia, dicha tarifa es el resultado de la relación entre la previsión de costes y demanda para un año, en un escenario de elegibilidad plena, garantizando la prestación del servicio en condiciones adecuadas dando previsibilidad a las empresas y contribuyendo a la estabilidad macroeconómica. Sin embargo, el mencionado Real Decreto establece un límite anual máximo a la variación de la tarifa media o de referencia. Dicho límite ha sido establecido en el 1,4% más un 0,6% en concepto de desviaciones de los dos años anteriores. Esto significa que con independencia de los costes que resulten la tarifa media no puede incrementarse más de un 2% anual.

2.1 Cálculo de la remuneración de los activos del distribuidor

2.1.1 Descripción del método para la determinación y valuación de los activos a remunerar

Está pendiente de regular el método técnico para la determinación y valuación de los activos a remunerar. Actualmente se reconoce una cuantía global, que se actualiza anualmente, para todo el sistema y se reparte entre empresas de acuerdo a una distribución porcentual fijada por el Ministerio de Economía.

2.1.2 Tasa de retorno de las inversiones

No está determinada explícitamente en la regulación.

2.2 Costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización

Está pendiente la regulación del método técnico para su determinación y valuación. Se reconoce una cuantía global que se actualiza anualmente.

2.3 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia o aumento de economías de escala

Existe una reducción paulatina en las remuneraciones reconocidas al distribuidor a lo largo del tiempo, por la que se aplica un factor de eficiencia por el que se remunera solo el 30% de los incrementos de costes como consecuencia de incrementos de demanda. Es decir que hay una reducción del 70% para los incrementos de costes asociados al incremento de demanda.

El fundamento de esta reducción es el aumento de eficiencia por mejora tecnológica o de gestión, y el aumento de la densidad de carga en el área de concesión.



2.4 Contratación de los estudios técnicos y controversias respecto a los mismos

La responsabilidad de la contratación de los estudios técnicos para las revisiones es exclusivamente del regulador.

No existen procedimientos previstos para la solución de controversias entre la empresa regulada y el regulador respecto a los estudios, sino el recurso a los tribunales de justicia.

2.5 Papel de las estimaciones de flujo de fondos del distribuidor

No se realiza un análisis de flujo de fondos y rentabilidad prevista del distribuidor para calcular o verificar la tarifa fijada.

2.6 Ingresos por actividades no reguladas

Se prevé que la existencia de ingresos adicionales por actividades no reguladas, reduzca los ingresos regulados del distribuidor.

3 Valores numéricos de la remuneración regulada para la distribución en empresas específicas

3.1 TOTAL DEL PAÍS

3.1.1 Características de la zona de concesión y de la red de la empresa (Empresa 1)

- Área de concesión: Nacional
- Energía vendida: 211.024 GWh
- Potencia máxima demandada:
- Cantidad de clientes 23.000.000

Porcentaje de energía vendida por tipo de consumidor:

| | |
|-------------|------|
| Residencial | 25 % |
| Industrial | 45 % |
| Otros | 30 % |

Porcentaje de energía distribuida por nivel de tensión (V):

| | |
|----------------------------------|------|
| V < 1 kV (baja tensión) | 48 % |
| 1 kV ≤ V ≤ 60 kV (media tensión) | 37 % |
| V > 60 kV (alta tensión) | 15 % |

Porcentaje en longitud de cable subterráneo y línea aérea por nivel de tensión (V) en la red de distribución:

| | |
|----------------------------------|---------------------------------|
| V < 1 kV (baja tensión) | línea aérea 83,2 % cable 16,8 % |
| 1 kV ≤ V ≤ 60 kV (media tensión) | línea aérea 82,6 % cable 17,4 % |

Los valores se refieren al total reconocido por la regulación a la distribución del conjunto del país.

3.1.2 Valores unitarios de remuneración por nivel de tensión (Empresa 1)

No se calculan.

3.1.3 Valores promedio de retribución del distribuidor (Empresa 1)

- Remuneración total anual por la función de distribución del conjunto de la empresa (1): 3422 millones de euros (año 2003).
- Energía distribuida total (2): 211 024 000 MWh (previsión para el año 2003).
- Remuneración promedio (1)/(2) = 16,2 euro/MWh.

3.1.4 Pérdidas reconocidas en las remuneraciones (Empresa 1)

Los porcentajes de pérdidas reconocidos son del 8,7%, media global para todo el sistema, para el conjunto de pérdidas técnicas y no técnicas.

4 Valores numéricos de la remuneración regulada para zonas típicas de distribución

No se aplica.

5 Contribuciones de los clientes para su conexión o para la expansión de la red

La regulación vigente establece las cuotas de extensión y acceso que debe pagar el cliente por una nueva conexión o una ampliación de carga. Dichas cuotas se calculan atendiendo tanto a la tensión como a la potencia del suministro. Se fijan anualmente.

Los consumidores no tienen obligación financiar total o parcialmente, los costos originados en una nueva conexión o ampliación de carga, y que finalmente deben ser pagados por el distribuidor, ni de constituir a favor del distribuidor garantía de ninguna especie, sino sólo de abonar los costes que le correspondan.

6 Relación del distribuidor con los clientes libres a los que presta el servicio de su red

La regulación establece las tarifas de suministro completo para los clientes regulados y las de acceso

que han de pagar los clientes que acudan al mercado o contraten la energía con un comercializador.

La remuneración del distribuidor (actividad regulada) es independiente de que sus clientes adquieran la energía a tarifa de suministro o acudan al mercado liberalizado.

Los distribuidores no experimentan reducciones sistemáticas en su ingreso por vender el servicio de red, si los clientes optan por comprar directamente al mercado.

El peaje a un cliente libre por el uso de la red no refleja de manera precisa el costo por prestar el servicio de red a ese cliente en particular sino que existen peajes promedio para cinco niveles de tensión.

No se generan incentivos para que los clientes libres construyan redes propias, en by-pass de la red de servicio público, en casos en que sería económicamente óptimo el empleo de la red pública.

7 **Traslado por el distribuidor de los costos de compra en el mercado mayorista**

Los distribuidores no quedan sujetos a ningún riesgo financiero o a pérdidas económicas con motivo de sus compras en el mercado mayorista para los clientes regulados, ni a multas por falla en caso de racionamiento en el mercado mayorista.

8 **Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor (VADE, VAD, u otra denominación)**

La remuneración de la distribución se revisa cuando se revisan las tarifas a los consumidores finales, con periodicidad anual. En las revisiones anuales se traslada el índice de precios reducido en un 1% mas un 30% del incremento previsto de la demanda.

9 **Aplicación efectiva del régimen tarifario y de remuneraciones al distribuidor**

El régimen de remuneración previsto para el distribuidor se aplica exactamente sin apartamientos respecto a lo establecido por la normativa.

10 **Régimen de calidad de servicio y penalidades**

El Capítulo II del Real Decreto 1955/2000 regula la calidad de servicio.

La calidad de servicio viene configurada por el siguiente contenido:

- Continuidad del suministro, relativa al número y duración de las interrupciones del suministro.
- Calidad del producto, relativa a las características de la onda de tensión. Únicamente se establecen márgenes para las variaciones de tensión.
- Calidad en la atención y relación con el cliente, relativa al conjunto de actuaciones de información, asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación. Los indicadores son normalmente el plazo para realizar estas actuaciones.

Se establecen tres tipos de zonas de suministro para la regulación de los niveles mínimos de calidad:

- Urbanas, localidades con más de 20.000 suministros.
- Semiurbanas: entre 2.000 y 20.000 suministros.
- Rurales, las que a su vez se desagregan en concentradas (200 a 2.000 suministros) y dispersas (menos de 200 suministros).

Los indicadores de continuidad son:

- TIEPI: Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión. ($1\text{kV} < V \leq 36\text{ kV}$)

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^K (PI_i \times H_i)}{\sum PI}$$

- NIEPI: Número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión.

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^K PI_i}{\sum PI}$$

La calidad de servicio está regulada tanto en el suministro a cada consumidor individual como en el conjunto de cada zona geográfica.

Los indicadores de cumplimiento exigidos para la calidad individual son:

- En media tensión (de 1 a 36 kV)

| | Número de Horas | Número de interrupciones |
|------------------------|-----------------|--------------------------|
| Zona urbana | 4 | 8 |
| Zona semiurbana | 8 | 12 |
| Zona rural concentrada | 12 | 15 |
| Zona rural dispersa | 16 | 20 |

- En baja tensión (< 1 kV)

Número de Número de

| | Horas | interrupciones |
|------------------------|-------|----------------|
| Zona urbana | 6 | 12 |
| Zona semiurbana | 10 | 15 |
| Zona rural concentrada | 15 | 18 |
| Zona rural dispersa | 20 | 24 |

Los indicadores de cumplimiento exigidos para la calidad zonal son:

| | TIEPI | NIEPI |
|------------------------|-------|-------|
| Zona urbana | 2 | 4 |
| Zona semiurbana | 4 | 6 |
| Zona rural concentrada | 8 | 10 |
| Zona rural dispersa | 12 | 15 |

Estos límites y el régimen de penalizaciones esta regulado por el capítulo II del Real Decreto 1955/2000.

El incumplimiento de la calidad individual se traduce en unos descuentos a la facturación del cliente:

- Incumplimiento en el número de horas de interrupción:

Descuento en la facturación, con un tope del 10% de su facturación anual, por un importe equivalente a:

$$Da = 5 \cdot pt \cdot Pf \cdot (Ta - Tr)$$

Donde:

| | |
|----|---|
| Da | Descuento anual. |
| Pt | Precio del kWh de la tarifa contratada. |
| Pf | Potencia media anual facturada. |
| Ta | Horas reales de interrupción. |
| Tr | Horas de interrupción reglamentarias. |

- Incumplimiento en el número de interrupciones:

Descuento en la facturación, con un tope del 10% de su facturación anual, por importe equivalente:

$$Da = pt \cdot Pf \cdot Ta \cdot (Na - Nr) / 8$$

Donde:

| | |
|----|--|
| Da | Descuento anual. |
| Pt | Precio del kWh de la tarifa contratada. |
| Pf | Potencia media anual facturada. |
| Ta | Horas reales de interrupción. |
| Na | Número de interrupciones real. |
| Nr | Número de interrupciones reglamentarias. |

El incumplimiento de la calidad zonal implica la obligación de emprender programas de actuación en caso de dificultad temporal y planes de mejora de calidad del servicio, con una financiación mínima del 50% a cargo de la empresa distribuidora.

11 Seguridad de cobro y corte de servicio

Es sistemático el corte a los consumidores morosos. Sólo los suministros declarados esenciales son objeto de un régimen especial.

12 Régimen de subsidios a consumidores

No existe un régimen de subsidio explícito en las tarifas de categorías específicas de clientes.

13 Impuestos que gravan las tarifas a los clientes finales de la energía

Existe un impuesto eléctrico específico con una tasa del 5.11%. Se aplica también el IVA del 16%. Ambos impuestos son de carácter nacional.

14 Estabilidad del marco regulatorio de la distribución. Puntos en discusión en la actualidad

El desarrollo completo de la retribución de la distribución está pendiente desde el cambio del marco regulatorio en 1998. Por una parte, está pendiente el desarrollo de un metodología de asignación de la retribución correspondiente a cada empresa distribuidora. Por otra parte, las circunstancias habidas desde el año 1998 han puesto de manifiesto en la actualidad la necesidad de proceder a una revisión de la retribución global.

Los parámetros considerados en las actualizaciones anuales de tarifas no han sido revisados y dado que tanto los valores del índice de precios al consumo como, sobre todo, de la demanda han sido finalmente muy superiores a los inicialmente considerados, se ha producido una reducción unitaria de la retribución de la distribución muy significativa.

Las empresas estiman que la retribución percibida ha sido muy inferior a la necesaria para hacer frente al mantenimiento de la red de distribución en condiciones adecuadas y al incremento de la energía distribuida, que en los últimos 5 años ha estado por encima del 30%.

8 PARAGUAY

1 Marco legal general de la actividad del distribuidor

1.1 Organismos de regulación y control

No se ha constituido en Paraguay un organismo regulador del sector eléctrico.

En el año 2001 se elaboró un Anteproyecto de Ley Marco de Electricidad dentro del Programa de Reestructuración del Sector Energético del Paraguay, que cuenta con asistencia financiera no reembolsable del BID, sin que el mismo haya sido aprobado por el parlamento.

1.2 Carácter de las concesiones de distribución

Las concesiones son en carácter exclusivo en un área territorial. Existe una empresa monopólica estatal integrada verticalmente, ANDE, que opera la casi totalidad del sistema de generación, transmisión y distribución (con la excepción de una pequeña empresa de distribución que presta el servicio en una localidad del país, conectada al Sistema Interconectado Nacional).

En las áreas no servidas por la empresa estatal ANDE, está prevista la posibilidad de que otra lo haga, requiriéndose previamente una concesión otorgada por el Parlamento Nacional.

1.3 Procedimiento para la fijación de remuneraciones al distribuidor

No existe una remuneración separada por la función de distribución ejercida por ANDE. La Ley 966/64-Cap. IX, establece el modo de fijación de las tarifas a los consumidores finales por el conjunto de los servicios eléctricos. Se establece el criterio de Ingreso Neto Anual, por el que las tarifas deben cubrir los costos de operación y mantenimiento, depreciación de inversiones y una remuneración adecuada de la Inversión Inmovilizada. El Ingreso Neto anual debe generar una rentabilidad no inferior al ocho por ciento (8%) ni superior al diez por ciento (10%) de la inversión inmovilizada vigente durante el ejercicio. Actualmente, como consecuencia, entre otras, de la falta de aplicación de esta normativa, existe un desfase entre el costo y la tarifa, siendo esta última de menor monto.

La tarifa de energía eléctrica es aprobada por Decreto del Poder Ejecutivo y el Pliego de Tarifas, una vez aprobado por el Consejo de Administración de la ANDE, se publica y entra en vigencia en todo el territorio nacional.

1.4 Papel del distribuidor como intermediario en la energía

No existe un mercado de energía para clientes libres. Toda la energía es vendida por el distribuidor. No obstante existen condiciones especiales para algunos grandes consumidores, recogidas en el Decreto N° 2.109 del 24 enero de 1994, para la instalación de grandes consumidores conectados en los niveles de 220 kV y 66 kV, y el Decreto N° 12.507 de marzo del 2001, que establece las condiciones de suministro para una futura planta procesadora de celulosa en el sur del país.

9 PERÚ

1 **Marco legal general de la actividad del distribuidor**

1.1 Organismos de regulación y control

En Perú a partir del 2001, la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) quedó fusionada con el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG). El OSINERG, tiene el encargo de cumplir con las funciones de regulación de las tarifas, y fiscalización, luego de la privatización.

En su función reguladora el OSINERG, fija los precios en barra del sistema de generación, los peajes del sistema principal y secundario, los valores agregados de distribución de media y baja tensión, los costos de las conexiones y los cargos de reposición y mantenimiento de la conexión. En el tema de gas natural fija los cargos de transporte y distribución de gas natural por ductos y transporte de líquidos por ductos.

El OSINERG, desarrolla su función fiscalizadora teniendo como objetivo central que las empresas cumplan con las normas vigentes: la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Normas Técnicas, Código Eléctrico Nacional, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, etc. Su función también lo lleva a supervisar el cumplimiento de los contratos de las empresas privatizadas y de los contratos de compromisos de inversión.

El OSINERG, es un organismo de naturaleza nacional. No existen otras jurisdicciones superpuestas a las del OSINERG en cuanto a las funciones que desarrolla.

1.2 **Carácter de las concesiones de distribución**

Las concesiones de distribución eléctrica son a plazo indeterminado. Luego de la experiencia de la privatización de las empresas de distribución, lo que se espera a futuro es que las concesiones tengan un periodo máximo de 30 años.

Los mecanismos de privatización de las empresas distribuidoras fueron de tipo subasta a sobre cerrado. Se otorgó la concesión al postor que ofreció la mayor propuesta económica.

Hacia futuro se prevé, que las concesiones se otorguen no sólo por el mayor monto económico sino

tomando en cuenta la ampliación de la cobertura del servicio eléctrico y la garantía de una tarifa máxima (tope) que se debe aplicar en los sectores rurales.

Las concesiones son en carácter exclusivo en un área territorial. La concesión puede ser geográfica (distrito, provincia, departamento) o puede definirse por el área hasta 100 m. de la red de distribución eléctrica existente. En las zonas urbanas las empresas prefieren la primera opción. En los sectores semiurbanos y rurales las empresas prefieren la segundo tipo.

Si la empresa tiene un tipo de concesión geográfica territorial, entonces es responsable de prestar el servicio. Si no existen redes de distribución, la empresa tiene un plazo de un año para instalar las redes.

1.3 **Procedimiento para la fijación de remuneraciones al distribuidor**

La remuneración que recibe el distribución es el Valor Agregado de Distribución (VAD). El VAD considera los siguientes componentes:

- Costos asociados al usuario (Cargos fijos mensuales por lectura, reparto, facturación y cobranza).
- Pérdidas estándar de distribución.
- Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación por unidad de potencia suministrada.

Conforme a lo dispuesto por la Ley 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de Procedimientos Regulatorios, el OSINERG, mediante Resolución No. 001-20003-OS/CD ha aprobado la Norma de Procedimientos para Fijación de los Precios Regulados.

El proceso regulatorio empieza con el encargo que hace OSINERG a las empresas seleccionadas como modelo, para la elaboración de los estudios del VAD. Las empresas elaboran los Estudios del VAD y su propuesta es presentada a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART). El OSINERG-GART remite las observaciones a la propuesta de las empresas, con las observaciones y comentarios que los interesados formulen.

El OSINERG-GART, seguidamente prepublica la resolución de las nuevas tarifas del VAD y realiza una audiencia pública donde sustenta los precios prepublicados. Las empresas concesionarias y los

interesados remiten sus observaciones y comentarios a las Resolución y al Estudio Técnico que lo sustenta.

El OSINERG-GART, luego de analizar las observaciones y comentarios de las empresas concesionarias e interesados publica la Resolución Definitiva y en Audiencia Pública sustenta la Resolución Definitiva Publicada.

Las empresas concesionarias e interesados pueden interponer recurso de reconsideración a la Resolución Definitiva del VAD, si tienen objeciones a la misma. El OSINERG, resuelve los recursos de reconsideración presentados ante ella y publica la resolución y sus sustentos técnicos. Si las peticiones de los interesados no son satisfechas, entonces éstos pueden recurrir al poder judicial.

La Revisión tarifaria se realiza cada cuatro años.

Los consumidores y organismos de defensa de los consumidores participan en las audiencias públicas descritas. El organismo que defiende a los consumidores es la Defensoría del Pueblo (Ombudsman) a través de su adjuntía de servicios públicos, además de diversas asociaciones de consumidores, de las que las más representativas son la Asociación Peruana de Consumidores (ASPEC), la Asociación de Usuarios de Electricidad (ASUSEL) y la Asociación de Consumidores Intensivos de Electricidad (ACIDE). En las audiencias la participación de los asistentes se realiza al terminar las exposiciones. Las audiencias son filmadas y las preguntas, comentarios y observaciones se incorporan en el documento de observaciones correspondiente.

No han tenido lugar hasta el momento recursos judiciales de consumidores o asociaciones de consumidores contra los aumentos en las tarifas y remuneraciones al distribuidor.

1.4 Papel del distribuidor como intermediario en la energía

El límite para acceder como cliente libre al mercado de energía es poseer una potencia contratada mayor a 1000 kW.

La energía que los clientes libres compran directamente a los generadores representa el 37% de la demanda total anual.

El distribuidor no tiene obligación de suministrar energía a tarifa regulada a un cliente libre en su área de servicio.

2 Métodos de cálculo de la remuneración regulada de la actividad de distribución

2.1 Cálculo de la remuneración de los activos del distribuidor

2.1.1 Descripción del método para la determinación y valuación de los activos a remunerar

En el VAD el principio para la remuneración de activos es pagar la anualidad de la inversión del Valor Nuevo de Reemplazo de un Sistema Económicamente Adaptado, propio de una empresa modelo eficiente, valorado con los precios vigentes. La vida útil de los equipos considerada es de treinta años.

Para determinar el Sistema Económicamente Adaptado se diseña una red óptima, capaz de soportar la máxima demanda del año anterior a aquél en que se está fijando la tarifa y empleando las tensiones de distribución óptimas. La red óptima es la de costo mínimo total de los componentes de inversión, operación y mantenimiento y calidad de servicio.

La Ley de Concesiones Eléctricas señala que los estudios se deben realizar para sectores típicos previamente definidos por el Ministerio de Energía y Minas, a partir de una propuesta elaborada por el OSINERG.

Las zonas o sectores típicos se definen empleando los siguientes indicadores de clasificación:

| Indicador | Descripción |
|------------------|--|
| Indicador 1 | Consumo promedio anual por cliente (MWh/Cliente-año) |
| Indicador 2 | Potencia instalada en subestaciones de distribución por Km de red de media tensión (KVA/Km MT) |
| Indicador 3 | Longitud de redes de baja tensión promedio por cliente de baja tensión (metros BT/Cliente BT) |
| Indicador 4 | Longitud de redes de media y baja tensión por consumo anual (metros (MT + BT))/(MWh) |

2.1.2 Tasa de retorno de las inversiones

Para el cálculo de las anualidades de inversión de los activos a valor nuevo de reposición, en la red óptima de cada zona típica, se emplea una tasa de retorno

del 12% nominal antes de impuesto a los beneficios. La tasa de dicho impuesto es del 30%.

2.2 Costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización

Los costos de administración, operación, mantenimiento y comercialización se calculan también en base a una empresa modelo eficiente. Se estructura la empresa modelo de acuerdo a los criterios del sistema económicamente adaptado. En general, la estructuración de la empresa modelo comprende la elaboración de los siguientes análisis:

- Caracterización del mercado eléctrico y diseño preliminar de la red.
- Definición de los costos estándar de inversión de las instalaciones de distribución eléctrica.
- Determinación de las tecnologías.
- Proceso de optimización técnica económica de las instalaciones de distribución eléctrica.
- Inversiones del sistema de distribución en media y baja tensión.
- Estándar de calidad de servicio.
- Pérdidas estándar de energía y potencia.
- Balance de energía y potencia.
- Determinación de los costos de explotación técnica en media y baja tensión.
- Determinación de los costos de explotación comercial.
- Costos indirectos de administración, contabilidad y otros servicios.
- Asignación de costos indirectos de gestión.

Los costos de operación y mantenimiento comprenden los costos de explotación técnica en media y baja tensión a los que se le agregan los costos indirectos de administración, contabilidad, gerencia y otros servicios.

Los costos de explotación técnica se calculan teniendo en cuenta el mantenimiento preventivo y correctivo, este último considera la tasa de falla de los componentes del sistema de distribución. Los costos indirectos son costeados para una estructura orgánica eficiente, los que se valorizan a salarios de mercado. Los costos indirectos se asignan a cada una de las actividades de explotación técnica y comercialización e inversiones de acuerdo a factores de asignación de costos ad hoc.

Los costos de explotación comercial comprenden los costos que significan realizar las actividades de comercialización para los usuarios. Los costos no incluyen los costos de lectura, facturación, reparto y

cobranza del recibo debido a que este costo específico se regula con un cargo fijo mensual por lo que se excluye del VAD.

2.3 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia o aumento de economías de escala

Existe una reducción paulatina en las remuneraciones reconocidas al distribuidor a lo largo del tiempo, como resultado de factores de economía de escala de aplicación anual.

El VAD en Media Tensión (VADMT), el VAD en Baja Tensión (VADBT) y los Cargos Fijos calculados para el comienzo de la revisión tarifaria deben ser multiplicados por los factores de economía de escala que se indican a continuación:

| Periodo | VADMT | VADBT | Cargos Fijos |
|-------------------------------|--------|--------|--------------|
| Noviembre 2001 – Octubre 2002 | 1.0000 | 1.0000 | 1.0000 |
| Noviembre 2002 – Octubre 2003 | 0.9855 | 0.9852 | 0.9952 |
| Noviembre 2003 – Octubre 2004 | 0.9712 | 0.9707 | 0.9905 |
| Noviembre 2004 – Octubre 2005 | 0.9571 | 0.9564 | 0.9858 |

La justificación para la reducción del VAD por este concepto es el aumento de la densidad de carga en el área de concesión.

2.4 Contratación de los estudios técnicos y controversias respecto a los mismos

La responsabilidad de la contratación de los estudios técnicos para las revisiones tarifarias está a cargo de la empresa.

Los estudios encargados por la empresa son supervisados por el regulador que paralelamente elabora un estudio de comprobación.

No existen procedimientos específicos previstos para la solución de controversias entre la empresa regulada y el regulador respecto a los resultados de los estudios técnicos.

El Poder Judicial es la autoridad de última instancia a la que el distribuidor puede recurrir en caso de no estar de acuerdo con las decisiones técnicas del regulador.

2.5 Papel de las estimaciones de flujo de fondos del distribuidor



Si bien la regulación establece una tasa de retorno del 12% nominal antes de impuestos a ser aplicada en el cálculo de las remuneraciones, la normativa establece un cálculo de la rentabilidad estimada de las empresas distribuidoras con el VAD calculado, que puede dar lugar a un ajuste del mismo.

La normativa establece que OSINERG calculará la Tasa Interna de Retorno (TIR) para el conjunto de los concesionarios considerando un período de análisis de 25 años y evaluando:

- Los ingresos que habrían percibido si se hubiesen aplicado los precios básicos a la totalidad de los suministros en el ejercicio inmediato anterior.
- Los costos de operación y mantenimiento exclusivamente del sistema de distribución, para el ejercicio inmediato anterior, incluyendo las pérdidas.
- El Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de cada empresa, con un valor residual igual a cero.

Si la tasa promedio calculada para el conjunto de los concesionarios, no difiere en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización señalada en el artículo 79° de la LCE (12%), esto es, se encuentra entre 8% y 16%, los Valores Agregados de Distribución, que les dan origen, son definitivos. En caso contrario, los valores del VAD deben ser ajustados proporcionalmente, de modo que el promedio de las tasas de retorno estimadas alcance el límite más próximo superior o inferior del rango indicado.

2.6 Ingresos por actividades no reguladas

La existencia de ingresos adicionales por actividades no reguladas reduce las remuneraciones reguladas. La reducción se realiza a nivel de la asignación de los costos indirectos y de la infraestructura física empleada (por ejemplo por el alquiler del uso de postes a terceros).

3 Valores numéricos de la remuneración regulada para la distribución en empresas específicas

En este punto se presentan los valores numéricos concretos de remuneración a la función de distribución que el regulador reconoce como necesaria y económicamente eficiente para las empresas, de acuerdo con el marco regulatorio vigente.

El tipo de cambio vigente es de S/US\$ 3.484

3.1 EMPRESA 1

3.1.1 Características de la zona de concesión y de la red de la empresa (Empresa 1)

- Área de concesión: 699.03 km² (Sistema Lima Norte)
- Energía vendida: 2 698 714 MW-h (Mercado Regulado) y 796 587 MWh (Mercado Libre) – Año 2002
- Potencia máxima demandada: 640.7 MW (Sistema Lima Norte) – Año 2002
- Cantidad de clientes: 803305 (Mercado Regulado) y 78 (Mercado Libre) – Año 2002

Porcentaje de energía vendida por tipo de consumidor:

| | |
|-------------|-------|
| Residencial | 38.2% |
| Industrial | 33.1% |
| Otros | 28.7% |

Porcentaje de energía distribuida por nivel de tensión (V): (Año 2002)

| | |
|-------------------------------------|--------|
| V < 1 kV (baja tensión) | 57.1 % |
| 1 kV ≤ V < 30 kV (media tensión) | 40.4 % |
| V ≥ 30 kV (muy alta y alta tensión) | 2.5 % |

Porcentaje en longitud de cable subterráneo y línea aérea por nivel de tensión (V) en la red de distribución (Año 2000):

| | |
|-------------------------------------|--------------------------------|
| V < 1 kV (baja tensión) | línea aérea 34.5%, cable 65.5% |
| 1 kV ≤ V < 30 kV (media tensión) | línea aérea 44.3%, cable 55.7% |
| V ≥ 30 kV (muy alta y alta tensión) | línea aérea 93.9%, cable 6.1% |

3.1.2 Valores unitarios de remuneración por nivel de tensión (Empresa 1)

Los valores unitarios de remuneración reconocida al distribuidor VAD, para cada nivel de tensión en que es calculado, son los siguientes:

| Descripción | Unidad | Media Tensión | Baja Tensión | Cargos Fijos | | | |
|--|------------|---------------|--------------|--------------|----------|-------|------|
| | | | | Total | CFE | CFS | CFH |
| Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) | miles US\$ | 110 691 | 243 316 | | | | |
| Costo Anual de Inversión (Anualidad del VNR) | miles US\$ | 13 742 | 30 206 | | | | |
| Costo Anual de Explotación | miles US\$ | 6 324 | 15 555 | | | | |
| Total Costo Anual | miles US\$ | 20 066 | 45 761 | 5 351.76 | 5 302.29 | 40.05 | 9.42 |
| Demanda | KW | 560 459 | 362 730 | | | | |
| Número de Clientes | Unidad | | | 777 404 | 774 021 | 2 943 | 440 |

| Valor Agregado de Distribución | | | | | | |
|-------------------------------------|----------------|-------|--------|-------|-------|-------|
| Inversión | US\$/kW-mes | 1.939 | 6.585 | | | |
| Explotación | US\$/kW-mes | 0.892 | 3.391 | | | |
| Total | US\$/kW-mes | 2.831 | 9.976 | | | |
| Cargos Fijos | US\$/mes | | | 0.544 | 0.542 | 1.076 |
| Valor Agregado de Distribución (*) | | | | | | |
| Inversión | S./kW-mes | 6.755 | 22.941 | | | |
| Explotación | S./kW-mes | 3.109 | 11.814 | | | |
| Total | S./kW-mes | 9.863 | 34.755 | | | |
| Cargos Fijos | S./cliente-mes | | | 1.897 | 1.887 | 3.749 |
| (*) Tipo de cambio (S./US\$): 3.484 | | | | | | |

En la tabla del VAD los kW representan la demanda máxima del sistema de distribución eléctrica (empresa modelo) para la cual se calcula el Valor Nuevo de Reemplazo y costos de operación y mantenimiento.

Los valores reconocidos son calculados en moneda extranjera. Al momento de la fijación los valores son convertidos por un tipo de cambio a moneda nacional.

Los costos del VAD fijados en moneda nacional son actualizados a través de una fórmula polinómica que desagrega los componentes importados y nacionales.

3.1.3 Valores promedio de retribución del distribuidor (Empresa 1)

Para el año más reciente disponible (2002) los siguientes son los valores de:

- Remuneración total anual del conjunto de la empresa es de 214.0 MUS\$ (Mercado Regulado) y 39.5 MUS\$ (Mercado Libre).
- La facturación por la función de Distribución corresponde al 30.5% aproximadamente del total anterior es decir 77.3 MUS\$. (1)
- Energía distribuida total de la empresa 2698714 MWh (Mercado Regulado) y 796587 MWh (Mercado Libre) – Año 2002

3.1.4 Pérdidas reconocidas en las remuneraciones (Empresa 1)

Los porcentajes de pérdidas técnicas de energía y potencia reconocidos en cada etapa de la red, para calcular las remuneraciones del distribuidor son los siguientes:

| Sector | Media Tensión | | Baja Tensión | |
|--------|---------------|----------|--------------|----------|
| | Energía | Potencia | Energía | Potencia |
| 1 | 1.42% | 1.99% | 6.71% | 8.00% |

Los porcentajes de pérdidas no técnicas (hurto, fraudes, etc.) reconocidos al distribuidor con los siguientes:

| Sector | Media Tensión | | Baja Tensión | |
|--------|---------------|----------|--------------|----------|
| | Energía | Potencia | Energía | Potencia |
| 1 | 0.00% | 0.00% | 2.00% | 2.00% |

3.2 EMPRESA 2

3.2.1 Características de la zona de concesión y de la red de la empresa (Empresa 2)

- Area de concesión: 287.9 km² (Sistema Tacna)
- Energía vendida: 87 317 MWh (Mercado Regulado) – Año 2002
- Potencia máx.demandada: 20.6 MW
- Cantidad de clientes: 51 345 (Mercado Regulado)

Porcentaje de energía vendida por tipo de consumidor:

| | |
|-------------|-------|
| Residencial | 51.4% |
| Industrial | 12.6% |
| Otros | 36.0% |

Porcentaje de energía distribuida por nivel de tensión (V):

| | |
|-------------------------------------|--------|
| V < 1 kV (baja tensión) | 77.5 % |
| 1 kV ≤ V < 30 kV (media tensión) | 22.5 % |
| V ≥ 30 kV (muy alta y alta tensión) | 0.0 % |

Porcentaje en longitud de cable subterráneo y línea aérea por nivel de tensión (V) en la red de distribución–Año 2000

| | |
|-------------------------------------|--------------------------------|
| V < 1 kV (baja tensión) | línea aérea 29.5%, cable 70.5% |
| 1 kV ≤ V < 30 kV (media tensión) | línea aérea 53.3%, cable 46.7% |
| V ≥ 30 kV (alta y muy alta tensión) | línea aérea 95.4%, cable 4.6% |

3.2.2 Valores unitarios de remuneración por nivel de tensión (Empresa 2)

Los valores unitarios de remuneración reconocida al distribuidor VAD, para cada nivel de tensión en que es calculado son los siguientes:

| Descripción | Unidad | Media Tensión | Baja Tensión | Cargos Fijos | | | |
|--|-------------|---------------|--------------|--------------|--------|------|------|
| | | | | Total | CFE | CFS | CFH |
| Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) | miles US\$ | 2 468 | 8 983 | | | | |
| Costo Anual de Inversión (Anualidad del VNR) | miles US\$ | 306 | 1 115 | | | | |
| Costo Anual de Explotación | miles US\$ | 216 | 540 | | | | |
| Total Costo Anual | miles US\$ | 523 | 1 655 | 311.36 | 308.38 | 2.04 | 0.94 |
| Demanda | KW | 18 353 | 14 845 | | | | |
| Número de Clientes | Unidad | | | 47 392 | 47 198 | 150 | 44 |
| Valor Agregado de Distribución | | | | | | | |
| Inversión | US\$/kW-mes | 1.320 | 5.940 | | | | |
| Explotación | US\$/kW-mes | 0.932 | 2.878 | | | | |
| Total | US\$/kW-mes | 2.252 | 8.818 | | | | |

| | | | | | | | |
|------------------------------------|----------------|--------------|---------------|-------|-------|-------|-------|
| Cargos Fijos | US\$/mes | | | 0.520 | 0.517 | 1.076 | 1.693 |
| Valor Agregado de Distribución (*) | | | | | | | |
| Inversión | S./kW-mes | 4.599 | 20.696 | | | | |
| Explotación | S./kW-mes | 3.247 | 10.026 | | | | |
| Total | S./kW-mes | 7.847 | 30.722 | | | | |
| Cargos Fijos | S./cliente-mes | | | 1.810 | 1.800 | 3.749 | 5.900 |

(*) Tipo de cambio (S./US\$): 3.484

En la tabla del VAD los kW representan la demanda máxima del sistema de distribución eléctrica (empresa modelo) para la cual se calcula el Valor Nuevo de Reemplazo y costos de operación y mantenimiento.

Los valores reconocidos son calculados en moneda extranjera. Al momento de la fijación los valores son convertidos por un tipo de cambio a moneda nacional.

Los costos del VAD fijados en moneda nacional son actualizados a través de una fórmula polinómica que desagrega los componentes importados y nacionales.

3.2.3 Valores promedio de retribución del distribuidor (Empresa 2)

Para el año más reciente disponible los siguientes son los valores de:

- Ingreso total anual del conjunto de la empresa 7.0 MUS\$ (Mercado Regulado), de los cuales la remuneración del servicio de Distribución corresponde al 29.7% aproximadamente.
- Energía distribuida total de la empresa 87 317 MWh (Mercado Regulado) – Año 2002

3.2.4 Pérdidas reconocidas en las remuneraciones (Empresa 2)

Los porcentajes de pérdidas técnicas de energía y potencia reconocidos en cada etapa de la red, para calcular las remuneraciones del distribuidor son los siguientes:

| Sector | Media Tensión | | Baja Tensión | |
|--------|---------------|----------|--------------|----------|
| | Energía | Potencia | Energía | Potencia |
| 2 | 1.67% | 3.00% | 6.71% | 10.31% |

Los porcentajes de pérdidas no técnicas (hurtos, fraudes, etc.) reconocidos al distribuidor con los siguientes:

| Sector | Media Tensión | | Baja Tensión | |
|--------|---------------|----------|--------------|----------|
| | Energía | Potencia | Energía | Potencia |
| 2 | 0.00% | 0.00% | 2.00% | 2.00% |

4 Valores numéricos de la remuneración regulada para zonas típicas de distribución

Para la clasificación de los sistemas eléctricos se emplean dos indicadores de clasificación y otros indicadores de verificación y reclasificación, siendo éstos los siguientes:

Los dos indicadores de clasificación son:

$$I_2 : \text{KVA/Km MT}$$

$$I_3 : \text{metros BT/Cliente BT}$$

Los indicadores de verificación y reclasificación son:

$$I_1 : \text{MWh/Cliente-año}$$

$$I_4 : \text{metros MT + BT/MWh}$$

El procedimiento de clasificación con los dos primeros indicadores es el siguiente:

Sector 1 : $I_2 > 300 \text{ KVA/Km MT}$ y $I_3 < 15 \text{ metros BT/Cliente BT}$

Sector 2 : $I_2 < 300 \text{ KVA/Km MT}$ y $I_2 > 40 \text{ KVA/Km MT}$ o $I_2 > 300 \text{ KVA/Km MT}$ y $I_3 > 15 \text{ metros BT/Cliente BT}$

Sector 3 : $I_2 < 40 \text{ KVA/Km MT}$ y $I_3 < 30 \text{ metros BT/Cliente BT}$

Sector 4 : $I_2 < 40 \text{ KVA/Km MT}$ y $I_3 > 30 \text{ metros BT/Cliente BT}$

La verificación de la clasificación se realiza mediante el indicador I_1 . Si se confirma que I_1 cumpla con los valores especificados a continuación se confirmará la clasificación debiendo cumplirse lo siguiente:

Sector 1 : Si $I_1 > 2.5 \text{ MWh/Cliente-año}$
 Sector 2 : Si $I_1 > 1.2 \text{ MWh/Cliente-año}$
 Sector 3 : Si $I_1 > 1.0 \text{ MWh/Cliente-año}$
 Sector 4 : Si $I_1 < 1.0 \text{ MWh/Cliente-año}$

En caso de cumplirse con estas condiciones se procede de la siguiente manera:

Derivado del Sector 1 : Se continua en Sector 1
 Derivado del Sector 2 : Se continua en Sector 2
 Derivado del Sector 3 : Se continua en sector urbano y según I_4 se tiene:
 Si $I_4 < 50$ Sector 2
 Si $I_4 > 50$ Sector 3
 Derivado del Sector 4 : Se continua en Sector 4

En caso de no cumplirse se procede a reconfirmar o reclasificar el sistema eléctrico mediante el indicador I_4 .

Derivado del Sector 1 : Si $I_4 < 5$ Sector 1
 Si $I_4 > 5$ Sector 2

Derivado del Sector 2 : Si $I_4 < 50$ Sector 2

| | | |
|-----------------------|------------------|----------|
| | Si $I_4 > 50$ | Sector 3 |
| Derivado del Sector 3 | : Si $I_4 < 110$ | Sector 3 |
| | Si $I_4 > 110$ | Sector 4 |
| Derivado del Sector 4 | : Si $I_4 > 110$ | Sector 4 |
| | Si $I_4 < 110$ | Sector 3 |

5 Contribuciones de los clientes para su conexión o para la expansión de la red

El Artículo No. 163 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE) que los componentes del sistema de medición, cable acometida, caja portamedidor, medidor y equipo de protección son de cargo del cliente. Asimismo, el RLCE señala que los usuarios encargan al concesionario su reposición y mantenimiento. El costo es cubierto, por un cargo tarifario de reposición y mantenimiento.

Las ampliaciones de la red son de responsabilidad del concesionario. Si el concesionario no tuviera fondos para realizarlo puede solicitar a los usuarios un aporte financiero reembolsable. Dicho fondo, de acuerdo a la normativa es devuelto a los usuarios de acuerdo a varias modalidades: en energía, en dinero (aplicando una tasa de interés) y a través de acciones de la empresa concesionaria.

En el caso en que el consumidor solicita una ampliación y luego se retira, debe pagar un remanente que es equivalente al VAD multiplicado por la potencia contratada por el tiempo que queda del contrato.

6 Relación del distribuidor con los clientes libres a los que presta el servicio de su red

Las remuneraciones del distribuidor por el servicio de red que presta a los clientes libres se calculan en forma análoga a la remuneración por la distribución a clientes regulados. Los clientes libres pagan el VAD siempre que usen las instalaciones de distribución.

Los distribuidores no experimentan reducciones sistemáticas en su ingreso por vender el servicio de red, si un cliente opta por comprar directamente al mercado.

El peaje a un cliente libre por el uso de la red no refleja de manera precisa el costo prestar el servicio de red a ese cliente en particular, ya que el costo que paga es el VAD, costo medio óptimo para el nivel de tensión, en una red de distribución calculada para la empresa modelo.

Como resultado, por iniciativa de los clientes se ha estado dando el by pass físico de las redes del

concesionario, cuya reglamentación aún no está definida. Respecto al mismo existe una controversia de ilegalidad planteada por la empresa concesionaria de distribución eléctrica.

7 Traslado por el distribuidor de los costos de compra en el mercado mayorista

Los concesionarios de distribución están obligados a tener contratos de compra de energía por un plazo de 24 meses.

En caso de racionamiento en el mercado mayorista el concesionario de distribución debe pagar multas por falla, de las que es resarcido por los suministradores (generadores) con los que ha firmado contratos.

El valor unitario que se impone por racionamiento (corte de suministro por deficiencias en la generación ya sean por causas técnicas o falta de capacidad) es de 25 centavos de dólar por kWh.

8 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor

Las tarifas de distribución son publicadas a través de los pliegos tarifarios. Los pliegos tarifarios se reajustan cada vez que los factores de reajuste registran una variación del 1,5% o cuando los precios en barra se reajustan.

Por lo tanto la periodicidad de dichos ajustes depende de la variación de los indicadores macroeconómicos que intervienen en la fórmula de reajuste tarifario.

Los factores de actualización utilizados para el reajuste del VAD son los siguientes:

A) Factor de actualización (FAVADMT) del VADMT

$$FAVADMT = AMT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BMT \times \frac{D}{D_0} + CMT \times \frac{IPC_u}{IPC_{u_0}} \times \frac{D}{D_0} + DMT \times \frac{IPAI}{IPAI_0} \times \frac{D}{D_0}$$

El valor de AMT, BMT, CMT y DMT por cada uno de los sectores típicos se muestra a continuación:

| Parámetro | Sector 1 | Sector 2 |
|-----------|----------|----------|
| AMT | 0.8400 | 0.7680 |
| BMT | 0.1100 | 0.1740 |
| CMT | 0.0300 | 0.0000 |
| DMT | 0.0200 | 0.0580 |

Siendo:

AMT : Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADMT



- BMT : Coeficiente de participación de los productos importados en el VADMT
- CMT : Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADMT
- DMT : Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADMT

Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, cotización de Oferta y Demanda - Tipo de Cambio Promedio Ponderado o el que lo reemplace.

Se utilizará el último valor venta publicado en el Diario Oficial "El Peruano" al día 28 del mes anterior.

B) Factor de actualización (FAVADBT) del VADBT

$$FAVADBT = ABT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BBT \times \frac{D}{D_0} + CBT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{D}{D_0} + DBT \times \frac{IPAI}{IPAI_0} \times \frac{D}{D_0}$$

El valor de ABT, BBT, CBT y DBT por cada uno de los sectores típicos se muestra a continuación:

| Parámetro | Sector 1 | Sector 2 |
|-----------|----------|----------|
| ABT | 0.8800 | 0.8450 |
| BBT | 0.0300 | 0.0460 |
| CBT | 0.0300 | 0.0000 |
| DBT | 0.0600 | 0.1090 |

Siendo:

- ABT : Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADBT
- BBT : Coeficiente de participación de los productos importados en el VADBT
- CBT : Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADBT
- DBT : Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADBT

C) Factores de actualización (FACFE, FACFS y FACFH) de los Cargos Fijos (CFE, CFS y CFH)

$$FACFE = FACFS = FACFH = \frac{IPM}{IPM_0}$$

D) Factor de actualización (FACER) del Cargo por Energía Reactiva (CER)

$$FACER = \frac{D}{D_0}$$

E) Definición de los parámetros utilizados en las fórmulas de actualización

$$D = TC \times (1 + TA)$$

Siendo:

- D : Índice de productos importados.
- TC : Valor referencial para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica: Dólar promedio para cobertura de importaciones (valor venta) determinado por la

TA : Tasa Arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico. Se utilizarán los valores de TC y TA vigentes al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

IPM : Índice de precios al por mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del mes de la última publicación oficial disponible al día 28 del mes anterior.

IPCu : 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 las tarifas resultantes serán aplicadas. Para la obtención de este indicador se tomarán 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 periodo)".

IPAI : 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 las tarifas resultantes serán aplicadas. 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.

Los valores base que se utilizan en las fórmulas de actualización son:

| | | |
|---------------------------|---|-------|
| TC ₀ (S./US\$) | : | 3.484 |
| TA ₀ (%) | : | 12% |

| | | |
|----------------------------------|---|------------|
| D ₀ (S./US\$) | : | 3.902 |
| IPM ₀ | : | 154.390705 |
| IPC _{U0} (ctv. US\$/lb) | : | 80.90 |
| IPAI ₀ (US\$/tn) | : | 1540.36 |

- El valor base del tipo de cambio del Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (TC₀) corresponde al 30/09/2001.
- El valor base de la tasa arancelaria (TA₀) es la vigente al 30/09/2001.
- El valor base del índice de precios al por mayor (IPM₀) corresponde al mes de setiembre de 2001.
- El valor base del precio del cobre corresponde al promedio de los precios promedios mensuales de los 12 últimos meses que terminan en junio de 2001.
- El valor base del precio del aluminio corresponde al promedio de los precios promedios semanales de las 52 últimas semanas referidas a la cuarta semana del mes de junio (22/06/2001).

Mediante la indexación descrita, cada vez que los factores de reajuste registran una variación del 1,5% ó cuando los precios en barra se reajustan, se trasladan íntegramente a las remuneraciones reconocidas los mayores costos originados en la inflación en la moneda local y en la variación del tipo de cambio.

9 **Aplicación efectiva del régimen tarifario y de remuneraciones al distribuidor**

El régimen de remuneración previsto para el distribuidor se aplica exactamente. Existió al comienzo de la implantación del mercado un régimen transitorio que culminó en septiembre de 1994.

10 **Régimen de calidad de servicio y penalidades**

Los indicadores de calidad de servicio que el regulador ha establecido se refieren a:

- Calidad de suministro
 - Número total de interrupciones por cliente por semestre
 - Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D)
- Calidad de producto
 - Tensión
- Calidad del servicio comercial
 - Trato al Cliente
 - Medios de Atención

- Precisión de Medida de la Energía

- Calidad del alumbrado público.

En el anexo se presenta la definición precisa de los índices tomados y el sistema de penalizaciones por incumplimiento de los mismos.

11 **Seguridad de cobro y corte de servicio**

Es normal el corte a los consumidores morosos.

En ocasiones existen recursos de amparo ejercidos por los consumidores morosos, que impiden el corte de servicio.

12 **Régimen de subsidios a consumidores**

Existe un régimen de subsidio explícito en las tarifas a algunas categorías de clientes, fundados en razones de orden social.

Se aplica el Fondo de Compensación Social (FOSE) a todos los consumidores residenciales con consumos menores o iguales a los 100 kWh. El FOSE es financiado por todos los usuarios con consumos mayores a 100 kWh.

Los usuarios que se benefician con el FOSE son aproximadamente 2 millones y representan el 58% de los clientes del servicio público de electricidad, lo que significa una ayuda social directa a 10 millones de peruanos.

Total Nacional

| Estrato | Sistema Interconectado | Aislados | Total | Participación |
|---------------------|------------------------|----------|-----------|---------------|
| 0-30 kW.h/mes (*) | 904 002 | 134 043 | 1 038 045 | 57.8% |
| 30-100 kW.h/mes (*) | 869 419 | 71 351 | 940 770 | |
| Mayor a 100 kW.h | 1 381 656 | 61 826 | 1 443 482 | 42.2% |
| Total | 3 155 077 | 267 220 | 3 422 297 | 100.0% |

(*) Usuarios beneficiados con el FOSE

El subsidio del FOSE es de 17 millones de dólares por año.

El distribuidor no experimenta pérdidas en sus ingresos totales, respecto a las remuneraciones totales reconocidas con motivo del régimen de subsidio.

13 **Impuestos que gravan las tarifas a los clientes finales de la energía**

El único impuesto que grava la venta de energía es el Impuesto General a las Ventas con una tasa del 18%.

14 Estabilidad del marco regulatorio de la distribución. Puntos en discusión en la actualidad

La regulación de la actividad de distribución y sus remuneraciones no ha experimentado cambios que afecten significativamente la rentabilidad de las inversiones ya realizadas.

Algunos puntos significativos en la regulación de la distribución son objeto de discusión en la actualidad:

- Las empresas han propuesto que la verificación de la rentabilidad se realice a nivel de cada empresa.

- Los concesionarios han planteado la creación de un mayor número de sectores típicos de distribución.
- Las empresas han sugerido que la verificación de la rentabilidad se debe tomar como base el VNR real y no el VNR adaptado.
- Las empresas sugieren que el VAD sea fijado por un periodo de 8 años.

Los temas mencionados en la actualidad están siendo estudiados por un Consultor Internacional, encargo hecho por las empresas concesionarias a sugerencia del Ministerio de Energía y Minas.

10 URUGUAY

1 **Marco legal general de la actividad del distribuidor**

1.1 Organismos de regulación y control

El organismo regulador es la URSEA, Unidad Reguladora de Servicios Energía y Agua, creada por ley del año 2002, que asumió las competencias de la UREE (Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica) creada por Ley 16.832, cuyo funcionamiento comenzó en el año 2000.

1.2 Carácter de las concesiones de distribución

La distribución constituye servicio público, que puede ser desempeñado por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas-UTE, (empresa estatal que realiza actualmente la totalidad de la distribución) o por concesionarios de servicio público. Para el otorgamiento de concesiones de distribución, se requiere resolución del Poder Ejecutivo, previa opinión del Regulador y de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas.

Dentro de la zona de servicio (definida como el área en que un distribuidor puede actuar como tal), la reglamentación prevé la existencia de una Zona Electrificada, en la cual los Distribuidores tienen exclusividad de servicio y, como contrapartida, obligación de servicio, en las condiciones que se establecen en el Reglamento de Distribución. La Zona Electrificada es propuesta inicialmente por cada Distribuidor al Regulador, teniendo como mínimo la franja de 200 metros en torno de sus Instalaciones de Distribución en Media y Baja Tensión. Para las instalaciones de Media Tensión que sean calificadas de Subtrasmisión, la obligación de servicio del Distribuidor se limita a conexiones en la misma tensión de la línea que genera la Zona Electrificada.

El Regulador define por acto fundado la extensión de la Zona Electrificada y antes del 31 de diciembre de cada año la informa a cada Distribuidor, considerando las extensiones de zona que deriven de las ampliaciones efectuadas durante el año en sus Instalaciones de Distribución de Media y Baja Tensión. La información sobre las ampliaciones de red realizadas es suministrada por el Distribuidor al Regulador el 31 de octubre de cada año.

1.3 Procedimiento para la fijación de remuneraciones al distribuidor

El distribuidor recibe un valor agregado de distribución estándar (VADE) por los servicios de distribución y por las actividades de subtrasmisión el valor agregado de subtrasmisión (VAST), y percibe adicionalmente Tasas de Conexión por los costos de conexión de usuarios que no están comprendidos en el VADE y VAST.

El VADE corresponde a los costos unitarios propios de la actividad de distribución, de una empresa eficiente de referencia, en un área de distribución tipo.

La zona de distribución tipo aplicable a la remuneración de un distribuidor es determinada por el Poder Ejecutivo. El VADE incluye:

- Costos comerciales y administrativos.
- Pérdidas medias de una empresa eficiente.
- Costos estándares de operación y mantenimiento de la red.
- Costos de inversión.

Las tarifas a los consumidores finales y la remuneración del distribuidor (VADE) son determinadas por el Poder Ejecutivo a propuesta del Regulador.

El Poder Ejecutivo fija cada cuatro años y publica los valores de los VADE, VAST y Tasas de Conexión así como sus fórmulas de ajuste y la fecha de su entrada en vigencia. En la misma oportunidad, el Poder Ejecutivo fija la estructura tarifaria, valores base y fórmulas de indexación de las tarifas aplicables al suministro del Servicio Público de Electricidad y al servicio de transporte en redes de distribución, por parte del Distribuidor.

No está prevista de manera explícita la realización de audiencias públicas para la fijación de las remuneraciones del distribuidor y tarifas.

1.4 Papel del distribuidor como intermediario en la energía

Los consumidores con más de 250 kW de potencia contratada pueden acceder directamente al mercado mayorista como clientes libres y en este caso se definen como grandes consumidores. Transitoriamente, hasta tanto se determine los peajes a nivel de distribución, esta opción solo puede ser

ejercida por los clientes conectados a 30 kV o superior.

En la actualidad la potestad de los clientes libres potenciales de comprar directamente en el mercado mayorista no ha sido ejercida aún por ninguno, por lo que el 100% de la energía distribuida por UTE, el único distribuidor existente, es también vendida por éste.

Los clientes libres potenciales (es decir los calificados para acceder al mercado mayorista directamente), tienen también la opción de adquirir energía al propio distribuidor a tarifas reguladas.

Un gran consumidor potencial puede dejar de adquirir energía al distribuidor cuando complete un período anual de contrato, o antes si conviene el pago del remanente por concepto de potencia contratada. Asimismo, debe comunicar con un preaviso de al menos seis meses su intención de convertirse en gran consumidor libre. Las garantías que hubiere constituido por el uso de las instalaciones de distribución se mantienen vigentes a cuenta del servicio de transporte en la red de distribución que el distribuidor ponga a disposición para el suministro del gran consumidor. Un gran consumidor puede exigir volver a ser cliente del distribuidor no antes de doce meses de haber dejado de serlo, salvo acuerdo con el distribuidor. En cualquier caso, la solicitud debe realizarse con una anticipación de seis meses.

2 Métodos de cálculo de la remuneración regulada de la actividad de distribución

Aún no se han hecho públicos la metodología y resultados de la primera estimación de las remuneraciones del distribuidor, con una descripción detallada del método de cálculo, por lo que las disposiciones que se presentan transcriben las previsiones generales del Reglamento de Distribución al respecto.

En el año 2000 se completó una estimación del VADE, realizada mediante una consultoría contratada por UTE, bajo la supervisión del Regulador, de acuerdo a la normativa vigente en aquél momento, luego modificada por el Reglamento de Distribución del año 2000. En la actualidad la URSEA está realizando nuevas estimaciones cuyos resultados y metodología no se han hecho públicos aún.

El Reglamento de Distribución prevé que el VADE se exprese a través de los siguientes componentes:

- a) Costo fijo por usuario, asociado a los costos de atención comercial, así como los correspondientes a los procesos de emisión, distribución, y cobranza de la factura. En el caso

de los suscriptores clientes del distribuidor, se agregan los costos del proceso de lectura, así como los de mantenimiento y reposición del empalme y el equipamiento de medida y control. Asimismo se adicionan otros costos de la actividad comercial relativos a atención comercial y control de fraudes.

- b) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía para la red adaptada eficiente de referencia.
- c) Remuneración estándar del capital, y costos estándares de administración, mantenimiento y operación asociados a la distribución, para distintos niveles de tensión, por unidad de potencia distribuida. La potencia distribuida puede ser definida para distintos bloques horarios o estacionales, debiendo al menos definirse el bloque de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

La remuneración reconoce los costos de una empresa eficiente de referencia que actúa en el ámbito local, operando la red de referencia. Asimismo, son consideradas las condiciones que derivan de la aplicación del marco normativo vigente.

El VADE se calcula para un determinado número de áreas de distribución tipo, sobre la base de la densidad de distribución y, cuando corresponda, otras variables geográficas o climáticas que expliquen una diferencia de costos eficientes de la actividad de distribución que no pueda ser explicada solamente por la densidad de distribución.

Las áreas de distribución tipo son determinadas por el Regulador, con procedimientos que se informan públicamente. La Zona de Servicio de un distribuidor tiene un VADE equivalente en cada una de sus componentes, el que se calcula como el promedio ponderado del VADE de las áreas de distribución tipo aplicables a la Zona de Servicio, utilizando variables de ponderación pertinentes a la componente del VADE equivalente de que se trate.

Las áreas de distribución tipo aplicables a la Zona de Servicio son definidas por el Poder Ejecutivo sobre la base de una clasificación por densidad de distribución de las subzonas que ésta presente, considerando, de ser el caso, aquellas otras variables que incidieron en la definición de las áreas de distribución tipo.

2.1 Cálculo de la remuneración de los activos del distribuidor

2.1.1 Descripción del método para la determinación y valuación de los activos a remunerar

Los activos se remunerarán por la anualidad de inversión de una red óptima valorada a valor nuevo de reemplazo (VNR).

El costo de inversión por unidad de potencia transmitida en la red de distribución es calculado a partir de la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de la red eficiente de referencia. La anualidad es calculada considerando una vida útil de Instalaciones de Distribución de treinta (30) años y la tasa de actualización definida para fines tarifarios.

El cálculo se realiza para cada una de las áreas de distribución tipo determinadas por el regulador.

2.1.2 Tasa de retorno de las inversiones

Las tasas de actualización a utilizar para la determinación de precios regulados de energía eléctrica, son las tasas de costo de capital antes de impuestos, que defina el Poder Ejecutivo, tomando como base las propuestas por el Regulador. El costo de capital debe integrar el costo de capital propio y el costo de endeudamiento. El costo de capital propio se estima tomando en consideración la tasa libre de riesgo, el producto del riesgo sistemático de la actividad y el premio por riesgo del mercado, y la tasa de riesgo país. El Regulador debe dar la adecuada publicidad a la metodología elegida, pudiendo convocar a audiencia pública cuando lo estime conveniente.

Hasta el presente el Regulador no ha determinado públicamente el valor de la tasa de retorno que se aplicará, si bien un decreto del Poder Ejecutivo establece que en tanto no tenga lugar esa determinación se empleará una tasa del 10% real antes de impuestos. La tasa de impuesto a los beneficios de las empresas es del 35%.

2.2 Costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización

Los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia, se determinan bajo el supuesto de un nivel de eficiencia estándar en las condiciones de gestión de la red de referencia.

Hasta el presente el Regulador no ha determinado los valores aplicables.

2.3 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia o aumento de economías de escala

La normativa establece una reducción del VADE por concepto de economías de escala alcanzadas dentro del período de revisión tarifaria.

El Reglamento de Distribución estipula que dado que los costos medios componentes del VADE se calculan tomando como denominador el cociente que requiere su cálculo, la demanda del año inicial del período de vigencia del mismo, la fórmula de ajuste del VADE en sus componentes correspondientes a costos de inversión y costos de operación y mantenimiento de la red de distribución debe incorporar un factor que tome en cuenta la variación anual de dichas componentes por concepto de crecimiento de la demanda, considerando apropiadamente las tasas de crecimiento vertical y horizontal de esta variable.

En el mismo sentido se establece que cuando el componente del VADE correspondiente a cargo fijo se calcule con el número de usuarios registrado el año anterior al inicio del período de cuatro años de vigencia, su fórmula de ajuste incorporará un factor que tome en cuenta la reducción de dicha componente por concepto de incremento del número de usuarios.

2.4 Contratación de los estudios técnicos y controversias respecto a los mismos

Los componentes de los VADE y de la Tasa de Conexión se calculan para cada área de distribución tipo mediante estudios de costos contratados por el Regulador. En el mismo estudio se calculan las componentes del VAST para la totalidad de las instalaciones de Subtrasmisión del Distribuidor.

El Distribuidor puede presentar una propuesta al Regulador en relación con los componentes de VADE y VAST. El Regulador la eleva al Poder Ejecutivo junto con su evaluación. Las condiciones y plazos para la presentación de la propuesta por parte del Distribuidor son establecidos por el Regulador.

La determinación de las remuneraciones del distribuidor, como todo acto administrativo de autoridades públicas es recurrible, siendo la jurisdicción de última instancia la del Tribunal de lo Contencioso Administrativo.

2.5 Papel de las estimaciones de flujo de fondos del distribuidor

No está prevista en la reglamentación la realización de estimaciones del flujo de fondos reales del distribuidor con las remuneraciones determinadas por el regulador.

2.6 Ingresos por actividades no reguladas



La percepción por ingresos por actividades no reguladas reduce los ingresos del distribuidor.

Para el cálculo de la remuneración del Distribuidor de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley N° 16.832, en caso de que algunas de las Instalaciones de Distribución sean utilizadas para actividades distintas al servicio de distribución, debe determinarse la proporción de esas instalaciones que resulta afectada a dicho servicio.

Dicha proporción se determina para cada año como la relación existente entre los ingresos brutos que se prevén para el servicio de distribución, considerando para ello el total de las instalaciones afectadas a esas actividades, y el monto que resulte de sumar a tales ingresos, el 60% (sesenta por ciento) de los ingresos brutos por las otras actividades a que se destinen las mismas instalaciones, previstos para el siguiente año.

3 Valores numéricos de la remuneración regulada para la distribución en empresas específicas

Aún no se han hecho públicos esos valores por parte del regulador. En la actualidad está completándose una consultoría encargada por la URSEA para fijar los valores del VADE. Hasta el presente la empresa que presta el servicio de distribución - UTE - recibe una remuneración por el conjunto de los servicios prestados a los consumidores, no desagregándose una retribución separada para distribución.

4 Valores numéricos de la remuneración regulada para zonas típicas de distribución

Si bien la metodología prevista en la regulación prevé la existencia de zonas típicas, aún no se han hecho públicos esos valores por parte del regulador. En la actualidad está completándose una consultoría encargada por la URSEA para fijar los valores del VADE.

5 Contribuciones de los clientes para su conexión o para la expansión de la red

Aquellos costos que se vinculen directamente a la conexión del suscriptor y que no estén incluidos en el VADE, dan lugar al cobro de una Tasa de Conexión. Esta tasa se determinará en función del costo directo de los materiales y equipos constitutivos de la instalación de enlace del suscriptor con la red de distribución y el costo directo de montaje de estos.

Forman parte de la instalación de enlace del suscriptor la acometida, el equipo de medida y el equipo de protección y desconexión de la instalación interior del mismo. A los Grandes Consumidores se le aplica igual Tasa de Conexión que a los suscriptores exceptuándose los costos del sistema de medición.

En la determinación de la Tasa de Conexión, ésta podrá discriminarse en función de la longitud y características de la acometida, medida entre el punto de conexión con la red de distribución y la localización del equipo de medida. Para ello se establecerá un cargo base que incluirá una longitud de acometida de hasta 30 (treinta) metros, y un cargo incremental por cada metro adicional. La tasa de conexión también podrá discriminarse en función del tipo de equipo de medida, de acuerdo a la opción tarifaria. A los efectos del cobro de la Tasa de Conexión podrán preverse sistemas de pago en cuotas, con intereses que consideren la tasa de costo de capital que se aplica a la empresa.

Aún no se han hecho públicos los valores de tasa de conexión por parte del regulador.

Para la dotación de nuevos suministros, ampliación de la potencia conectada a suministros existentes, o bien el servicio de transporte en Media y Baja Tensión, el Distribuidor puede exigir al interesado el depósito de una garantía de permanencia. Esta garantía queda estipulada en el Contrato de Suministro de Suscriptores o Contrato de Transporte en Redes de Distribución, según corresponda, y podrá ser en efectivo o consistir en aval bancario o póliza de caución.

La garantía de permanencia que solicite el Distribuidor tendrá dos componentes, uno vinculado a la recuperación de la inversión que debe realizar el Distribuidor por concepto de ampliación de la capacidad de las instalaciones existentes, y otro asociado a la recuperación de la inversión del Distribuidor en extensiones dedicadas para dar el servicio. El primero de ellos se expresará en \$/kW y no podrá superar el 50% del VADE anual que le sea aplicable al Distribuidor, para el nivel de tensión que corresponda al Usuario de Distribución, de acuerdo a los cargos de distribución vigentes. El segundo componente tendrá como máximo el 80% del presupuesto de ejecución de las obras que el Distribuidor deba realizar para el interesado. Esta garantía sólo podrá ser exigida a aquellas solicitudes individuales de potencia superior a 50kW.

6 Relación del distribuidor con los clientes libres a los que presta el servicio de su red

Los clientes libres son aquéllos cuya potencia contratada es superior a 250 kW.

No se han determinado aún los peajes por el uso de la red de subtransmisión y distribución, para abastecer a clientes libres.

7 *Traslado por el distribuidor de los costos de compra en el mercado mayorista*

Los distribuidores pueden adquirir energía en contratos bilaterales con generadores o a un precio spot estabilizado.

El Reglamento del Mercado Mayorista establece requisitos mínimos de contratación para el distribuidor. El distribuidor debe contratar mediante contratos de suministro el 80% de la potencia firme requerida por los consumidores regulados, con una anticipación de cinco años, y el 50% de la potencia firme requerida por los clientes libres potenciales (consumidores libres que han optado por permanecer a tarifa regulada), con una anticipación de un año. Los contratos de suministro son aquellos en los que el vendedor se compromete a abastecer una curva de carga predeterminada del consumidor a un precio preestablecido. También se podrán definir contratos de suministros como una proporción del consumo del Distribuidor.

Para las compras en el mercado spot, el Reglamento del Mercado establece un mecanismo de estabilización mediante un fondo administrado por el distribuidor. Los distribuidores venden sus excedentes de energía en el mercado spot.

Se establece la obligación de los distribuidores de compensar a sus suscriptores en caso de racionamiento originado en el mercado mayorista. Los valores unitarios de las multas por kWh de falla, coinciden con el costo de falla empleado en la optimización de la generación.

Los distribuidores pueden trasladar a las tarifas sus compras a precio de nodo estabilizado, o las que realicen en contratos trasladables a tarifas.

Los contratos, para ser trasladables a tarifas deben ser adjudicados en procedimientos competitivos abiertos, en los que se llama a licitación la provisión de contratos de suministro, de duración entre cinco y diez años. El llamado se realiza con tres años de anticipación a la entrada en vigor del suministro, para permitir la presentación de nuevos proyectos de generación.

8 *Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor*

Los componentes de las tarifas de suministro del Servicio Público de Electricidad y del servicio de transporte en redes de distribución, y sus fórmulas de reajuste, tienen una vigencia de cuatro años y, al interior de su período de vigencia, son reformulados solo cuando las tarifas ajustadas dupliquen el valor inicial de las tarifas. El Distribuidor puede solicitar al Poder Ejecutivo el reajuste de sus tarifas, en función de la variación de los precios equivalentes de adquisición de potencia y energía, VADE, VAST, y Cargos de Trasmisión, de acuerdo con sus respectivas fórmulas de ajuste. Los ajustes son realizados en forma semestral, a partir de la entrada en vigencia del nuevo pliego tarifario.

No ha tenido lugar aún la determinación del VADE y de las fórmulas de indexación, por lo que no es posible determinar el grado de exposición del distribuidor a riesgos inflacionarios o cambiarios como resultado de la indexación.

9 *Aplicación efectiva del régimen tarifario y de remuneraciones al distribuidor*

Hasta el presente no se han determinado las remuneraciones del distribuidor, por lo que no se está aplicando aún el régimen de remuneración y tarifas previsto en los reglamentos.

10 *Régimen de calidad de servicio y penalidades*

No está aprobado aún el Reglamento de Calidad de Servicio para la distribución, si bien un proyecto del mismo ha sido puesto a consulta pública por la URSEA. Las disposiciones de carácter general que están vigentes, que proceden del Reglamento de Distribución, se transcriben en el anexo final.

11 *Seguridad de cobro y corte de servicio*

Es normal el corte a los consumidores morosos, con la excepción de algunos clientes públicos como las intendencias municipales.

Otro punto que presenta problemas al distribuidor - UTE - respecto a la recaudación tarifaria es el de los hurtos de energía, y la imposibilidad de facturar la energía en zonas económicamente carenciadas. Este problema ha experimentado un agravamiento como resultado de la crisis económica de los últimos años en el país.

12 *Régimen de subsidios a consumidores*



Si bien los subsidios explícitos son compatibles con la normativa vigente, no está prevista la aplicación de un régimen de subsidio explícito a los consumidores en el marco regulatorio, ni las autoridades públicas han votado fondos presupuestales con ese destino hasta el presente.

No obstante, en el régimen de tarifas vigente, que aún no ha sido revisado por el Regulador, existe un primer escalón en la tarifa residencial, de 100 kWh, a un precio menor a los subsiguientes, lo que podría interpretarse como una forma de subsidio a los consumidores que consumen menos energía, lo que presumiblemente está asociado a menores ingresos en gran parte de los casos.

Por otro lado, las obras de electrificación rural son realizadas por UTE en general a costos superiores a los ingresos tarifarios que percibe por ellas.

13 *Impuestos que gravan las tarifas a los clientes finales de la energía*

La venta de energía eléctrica está gravada por el Impuesto de Contribución al Financiamiento de la Seguridad Social (COFIS) 3% y el Impuesto al Valor Agregado (IVA) 23%, el que también se aplica sobre el COFIS.

14 *Estabilidad del marco regulatorio de la distribución. Puntos en discusión en la actualidad*

El marco regulatorio de la distribución se encuentra aún en una etapa de formulación, ya que no se conoce aún el monto de las remuneraciones previstas por el Regulador para la actividad de distribución. Las tarifas de UTE, como empresa integrada verticalmente son fijadas en forma transitoria por el Poder Ejecutivo, para el conjunto de las actividades de generación, transporte y distribución que ejerce la empresa, con los mismos criterios previos a la vigencia del nuevo marco regulatorio de la distribución, cuyos decretos reglamentarios datan del año 2002.

11 VENEZUELA

1 **Marco legal general de la actividad del distribuidor**

1.1 Organismos de regulación y control

Los organismos de regulación y control son la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), con competencia en regulación, control y normas de calidad; los Ministerios de la Producción y Comercio y de Energía y Minas, en fijación de tarifas; y los Municipios, con competencia en alumbrado público.

La Ley del Servicio Eléctrico (LSE) del 21 de septiembre de 1999, creó la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), órgano regulador, con alcance nacional. La CNEE es un ente desconcentrado con personalidad jurídica y patrimonio propio con autonomía funcional y administrativa. La Directiva de la CNEE estará formada por cinco miembros y son de libre nombramiento y remoción por el Presidente de la República.

En materia de concesiones, el Poder Ejecutivo Nacional acuerda conjuntamente con los municipios las modalidades y condiciones de su otorgamiento.

1.2 **Carácter de las concesiones de distribución**

El plazo de las concesiones de distribución es de 30 años, prorrogables hasta por 20 años más (Artículo 46 de la LOSE).

Para elegir nuevos concesionarios al fin de dicho plazo es necesario realizar un nuevo proceso de licitación (Parágrafo único del artículo 46). Las concesiones son en carácter exclusivo en un área territorial.

El contrato de concesión define el área geográfica en la que el distribuidor tiene exclusividad, más una zona de expansión no exclusiva, constituida por áreas no servidas. Hasta ahora no se han definido los términos o los criterios que determinará el ministerio de Energía y Minas para la definición de tales áreas.

1.3 **Procedimiento para la fijación de remuneraciones al distribuidor**

El mecanismo de fijación de tarifas es de tipo cost plus en el que se concede a las empresas una

rentabilidad sobre su Base Tarifaria. El regulador verifica los costos y gastos declarados por las empresas y define un porcentaje de rentabilidad acorde con negocios de riesgo similar.

La remuneración del distribuidor debe ser aprobada por los ministerios de Energía y Minas y de la Producción y el Comercio. El plazo entre revisiones tarifarias es de cuatro años, sujeto a modificaciones por parte del Poder Ejecutivo Nacional.

No está prevista la intervención de representantes de los consumidores u organismos de defensa de los consumidores en el proceso de cálculo y aprobación. A la fecha no se ha reglamentado un procedimiento de audiencias públicas. No han tenido lugar recientemente recursos judiciales de consumidores o asociaciones de consumidores contra los aumentos en las tarifas y remuneraciones al distribuidor.

1.4 **Papel del distribuidor como intermediario en la energía**

La ley prevé la existencia de clientes libres (grandes usuarios) pero no se ha dictado el reglamento que permita definir cómo estos usuarios pueden acceder a esa categoría. Por el momento el 100% de la energía distribuida en el país, es también vendida por los propios distribuidores.

2 **Métodos de cálculo de la remuneración regulada de la actividad de distribución**

2.1 **Cálculo de la remuneración de los activos del distribuidor**

2.1.1 **Descripción del método para la determinación y valuación de los activos a remunerar**

Se remuneran los activos existentes realmente en la red, a valor de reposición o de mercado, el que resulte menor, depreciados de acuerdo a su tiempo en servicio. La metodología permite "revaluar" el valor de los activos y su depreciación, de acuerdo con el Índice de Precios al Consumidor (IPC).

En los factores de ajuste se reconoce un componente en moneda extranjera que se ajusta según la variación del tipo de cambio con un rezago de seis (6) meses.

2.1.2 Tasa de retorno de las inversiones

Se aplica un criterio basado en el reconocimiento de una rentabilidad acorde con actividades de riesgo similar. La tasa de retorno empleada es variable de acuerdo con el tipo de empresa, pero en promedio se puede decir que es el 12% real después de impuestos a los beneficios.

La tasa de impuesto a los beneficios que se aplica es del 34%.

2.2 Costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización

Se establece una remuneración sobre la base de los costos eficientes de operación, mantenimiento y comercialización en la prestación del servicio, fundamentados en estudios comparativos con otras empresas (benchmarking).

2.3 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia o aumento de economías de escala

No está prevista una reducción de este tipo.

2.4 Contratación de los estudios técnicos y controversias respecto a los mismos

La responsabilidad de la contratación de los estudios técnicos para las revisiones tarifarias es del regulador.

No están previstos procedimientos específicos para la solución de controversias entre la empresa regulada y el regulador. En caso de mantenerse las discrepancias, la empresa puede únicamente recurrir a la vía jurisdiccional.

2.5 Papel de las estimaciones de flujo de fondos del distribuidor

En el propio método de cálculo de la remuneración se realiza un análisis de flujo de fondos y rentabilidad prevista del distribuidor. Dado un porcentaje de rentabilidad, se busca que éste se mantenga en el tiempo en términos reales, por lo que los ingresos deben cubrir los gastos de la distribuidora, conservando la rentabilidad reconocida.

2.6 Ingresos por actividades no reguladas

No están previstas reducciones de las remuneraciones reguladas, por la existencia de ingresos adicionales por actividades no reguladas.

3 Valores numéricos de la remuneración regulada para la distribución en empresas específicas

3.1 EMPRESA 1 – Electricidad de Caracas

3.1.1 Características de la zona de concesión y de la red de la empresa (Empresa 1)

- Área de concesión: 5.176 m²
- Energía vendida: 10.779 GWh
- Potencia máxima demandada: 1.898 MW
- Cantidad de clientes: 1.199.805

Porcentaje de energía vendida por tipo de consumidor:

| | |
|-------------|-------|
| Residencial | 35,7% |
| Industrial | 19,3% |
| Otros | 44,9% |

Porcentaje de energía distribuida por nivel de tensión (V):

| | |
|--|--------|
| $V < 1$ kV (baja tensión) | 99,12% |
| $1 \text{ kV} \leq V \leq 60$ kV (media tensión) | 0,35% |
| $V > 60$ kV (alta tensión) | 0,53% |

Porcentaje en longitud de cable subterráneo y línea aérea por nivel de tensión (V) en la red de distribución:

| | |
|--|----------------------------|
| $V < 1$ kV (baja tensión) | línea aérea 68%, cable 32% |
| $1 \text{ kV} \leq V \leq 60$ kV (media tensión) | línea aérea 61%, cable 39% |

3.1.2 Valores promedio de retribución para el conjunto de la empresa (Empresa 1)

Dado que no se ha constituido aún un mercado mayorista, no existen remuneraciones separadas para la función de distribución, por lo que se presentan las remuneraciones totales de la empresa.

- Remuneración total anual por la empresa integrada, del conjunto de la empresa (1) = 552.618 MUS\$
- Energía distribuida total de la empresa (2) = 9.512 GWh

3.1.3 Pérdidas reconocidas en las remuneraciones (Empresa 1)

8 % de pérdidas técnicas y 4% de pérdidas no técnicas para el conjunto de la empresa.

3.2 EMPRESA 2: ENELVEN

3.2.1 Características de la zona de concesión y de la red de la empresa (Empresa 2)

- Área de concesión: 40.950Km²
- Energía vendida: 6.628 GWh/año
- Potencia máxima demandada: 1.322 MW
- Cantidad de clientes 397.198

Porcentaje de energía vendida por tipo de consumidor:

| | |
|-------------|-------|
| Residencial | 50% |
| Industrial | 20.9% |
| Otros | 29.1% |

Porcentaje de energía distribuida por nivel de tensión (V):

| | |
|----------------------------------|--------|
| V < 1 kV (baja tensión) | 78.3% |
| 1 kV ≤ V ≤ 60 kV (media tensión) | 14.6.% |
| V > 60 kV (alta tensión) | 7.1% |

Porcentaje en longitud de cable subterráneo y línea aérea por nivel de tensión (V) en la red de distribución.

| | |
|----------------------------------|------------------------------|
| V < 1 kV (baja tensión) | línea aérea 95%, cable 5% |
| 1 kV ≤ V ≤ 60 kV (media tensión) | línea aérea 93.5% cable 6.5% |

Tipo de zonas atendidas:

Área Urbana: 73.5% de los clientes

Área Rural: 26.5% de los clientes

3.2.2 Valores promedio de retribución del conjunto de la empresa (Empresa 2)

- Remuneración total anual por la función de distribución del conjunto de la empresa (1) = 213. 812 MUS\$
- Energía distribuida total de la empresa (2) = 8.713 GWh
- Remuneración promedio (1)/(2) = 24,54 US\$/MWh

3.2.3 Pérdidas reconocidas en las remuneraciones (Empresa 2)

El porcentaje de pérdidas totales reconocidas es del 15,7%.

4 **Valores numéricos de la remuneración regulada para zonas típicas de distribución**

Este concepto no se aplica en el caso del mercado eléctrico venezolano.

5 **Contribuciones de los clientes para su conexión o para la expansión de la red**

El solicitante del servicio aporta los montos asociados a la acometida y otros elementos que serán necesarios para la prestación del servicio requerido. Generalmente aporta un porcentaje de estos costos.

El consumidor no debe financiar total o parcialmente, los costos originados en una nueva conexión o ampliación de carga. Tampoco está previsto que el consumidor constituya garantías cuando su conexión o ampliación de carga, implica costos significativos para el distribuidor.

6 **Relación del distribuidor con los clientes libres a los que presta el servicio de su red**

Este concepto no se aplica en el caso del mercado eléctrico venezolano porque no se ha constituido un mercado mayorista.

7 **Traslado por el distribuidor de los costos de compra en el mercado mayorista**

Este concepto no se aplica en el sector eléctrico venezolano porque no se ha constituido un mercado mayorista.

8 **Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor (VADE, VAD, u otra denominación)**

El pliego tarifario contempla dos mecanismos de ajuste entre las revisiones tarifarias mayores que se efectúan cada 4 años. El primero, denominado CACE, establece un ajuste con base en las variaciones de precios y cantidades de compra de energía y combustible por parte de la distribuidora y el segundo, denominado FAP, establece un ajuste de precio en base a la variación del Índice de Precios al Consumidor y de la Tasa de Cambio. El CACE tiene periodicidad mensual y el FAP es de periodicidad semestral.

Se trasladan a las remuneraciones reconocidas los mayores costos originados en la inflación en la moneda local, pero puede haber discrecionalidad por parte del regulador.

En los factores de ajuste se reconoce un componente en moneda extranjera que se ajusta según la variación del tipo de cambio con un rezago de seis

meses, pero puede haber discrecionalidad por parte del regulador.

9 Aplicación efectiva del régimen tarifario y de remuneraciones al distribuidor

Existe un rezago en la aplicación de los factores de ajuste, la cual a su vez queda a discreción del ente regulador. Los rezagos se deben principalmente a razones de orden político-social.

En Mayo de 2003 el ejecutivo nacional publicó un decreto según el cual se congela la aplicación de los factores de ajuste que se deben aplicar semestralmente por efectos de la inflación y la devaluación (FAP).

10 Régimen de calidad de servicio y penalidades

No aplica en el actual régimen económico del sector eléctrico venezolano.

11 Seguridad de cobro y corte de servicio

Los clientes con facturas bajo reclamo y que hayan interpuesto el recurso correspondiente ante el organismo de protección al consumidor no pueden ser cortados. Además judicialmente, después del corte, los usuarios pueden recurrir ante los organismos competentes.

La tasa de morosidad que experimentó en 2002 Electricidad de Caracas fue del 10% y la incobrabilidad de 0,3%.

12 Régimen de subsidios a consumidores

Existe un régimen de subsidio en las tarifas a algunas categorías de clientes. Las tarifas para el servicio

residencial social no son sujeto de la aplicación de los factores de ajuste previstos en el pliego vigente. Además, todos los clientes residenciales están exentos del pago del Impuesto al Valor Agregado por el servicio eléctrico.

Al no aplicarse los factores de ajuste a los clientes residenciales sociales, la empresa sufre una pérdida en su remuneración al no trasladar completamente al usuario final los costos por compras de combustible y energía, ni por pago del IVA.

13 Impuestos que gravan las tarifas a los clientes finales de la energía

Los impuestos que gravan la venta de energía a los consumidores finales son:

- Impuesto al Valor Agregado: 16%
- Costo de Impuestos Municipales, que varía en cada municipio (no se traslada el impuesto, sino el costo, que es un concepto aceptado por el regulador, ya que estos costos se reconocen dentro de los requerimientos de ingresos de las empresas).

14 Estabilidad del marco regulatorio de la distribución. Puntos en discusión en la actualidad

En la actualidad se está planteando el cambio en la metodología con la que se calcularán las remuneraciones de las empresas que prestan el servicio de distribución en Venezuela, basada en la remuneración de una empresa eficiente calculando su rentabilidad como una anualidad del VNR de los activos. Esta metodología se usará para fijar las tarifas de acuerdo a Sectores Típicos de Distribución. La nueva metodología debe ser presentada al MEM y a través de un procedimiento de Audiencias Públicas, debe ser aprobada para su implementación.



MARCO NORMATIVO DE LA REMUNERACIÓN DEL NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN

ANEXO

RÉGIMEN DE CALIDAD





Argentina

1 Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones

1.1 Introducción

El ENRE será el encargado de controlar el fiel cumplimiento de las pautas preestablecidas.

Se considera que tanto el aspecto técnico del servicio como el comercial deben responder a normas de calidad; por ello se implementarán controles sobre:

Calidad del producto técnico suministrado

Calidad del servicio técnico prestado

Calidad del servicio comercial

El producto técnico suministrado se refiere al nivel de tensión en el punto de alimentación y las perturbaciones (variaciones rápidas, caídas lentas de tensión, y armónicas).

El servicio técnico involucra a la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro.

Los aspectos del servicio comercial que se controlarán son los tiempos utilizados para responder a pedidos de conexión, errores en la facturación y facturación estimada, y demoras en la atención de los reclamos del usuario.

A partir del mes número 49 (cuarenta y nueve), contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión (del concesionario) se iniciará la denominada etapa 2, en la que se controlará la prestación del servicio en cada suministro. Se tolerarán hasta un determinado límite las variaciones de tensión, la cantidad de cortes mayores a 3 (tres) minutos de duración y el tiempo total sin servicio. En los suministros en que se excedan estos valores LA DISTRIBUIDORA le reconocerá al usuario un crédito en la facturación del semestre inmediatamente posterior al registro, cuyo monto será proporcional a la energía suministrada en condiciones no satisfactorias (variaciones de tensión mayores a las admitidas) o a la energía no suministrada (frecuencia y duración de los cortes por encima de los admitidos).

1.2 Calidad del producto técnico

Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son las perturbaciones y el nivel de tensión.

Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión (flicker), las caídas lentas de tensión y las armónicas.

No obstante, LA DISTRIBUIDORA será responsable de mantener, para cada tipo de perturbación, un nivel razonable de compatibilidad, definido como Nivel de Referencia, que tiene un 5% de probabilidad de ser superado.

Durante la Etapa 2 tendrán aplicación los valores de compatibilidad que se hubieran acordado entre LA DISTRIBUIDORA y el ENTE.

Niveles de tensión en la etapa 2

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, medida en los puntos de suministro, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

| | | |
|------------------------------------|--------|--------|
| AT | -5,0% | +5,0% |
| Alimentación AEREA (MT o BT) | -8,0% | +8,0% |
| Alimentación SUBTERRÁNEA (MT o BT) | -5,0% | +5,0% |
| Rural | -10,0% | +10,0% |

Se considerará que LA DISTRIBUIDORA queda sujeta a la aplicación de sanciones si se verifica el incumplimiento de los niveles mencionados por responsabilidad de la misma, durante un tiempo superior al 3% del período en el que se efectúe la medición. Este período será como mínimo una semana.

Para determinar las sanciones se calculará la energía suministrada con niveles de tensión por fuera de los rangos permitidos, y se la valorizará de acuerdo a la tabla adjunta. Para conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad, se deberá medir, simultáneamente con la tensión, la potencia del consumo.

Tabla para la valorización de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, en la etapa 2:

MT,BT (alim. subterr.) y AT

| | |
|----------------------------|------------------|
| Si Tol > ó = 0,05 y < 0,06 | : 0,013 U\$S/kWh |
| Si Tol > ó = 0,06 y < 0,07 | : 0,026 U\$S/kWh |
| Si Tol > ó = 0,07 y < 0,08 | : 0,039 U\$S/kWh |
| Si Tol > ó = 0,08 y < 0,09 | : 0,052 U\$S/kWh |
| Si Tol > ó = 0,09 y < 0,10 | : 0,070 U\$S/kWh |
| Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 | : 0,086 U\$S/kWh |
| Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 | : 0,100 U\$S/kWh |



Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,300 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,700 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 1,100 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 1,400 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 1,800 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,18 : 2,000 U\$\$/kWh

MT y BT (alim. aérea)

Si Tol > ó = 0,08 y < 0,09 : 0,015 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,09 y < 0,10 : 0,030 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,050 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,085 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,100 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,300 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 0,700 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 1,200 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 1,600 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,18 : 2,000 U\$\$/kWh

Rural

Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,025 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,050 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,075 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,100 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 0,300 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 0,700 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 1,400 U\$\$/kWh
 Si Tol > ó = 0,18 : 2,000 U\$\$/kWh

Donde:

Tol = (VABS (TS-TN) / TN)

VABS (TS-TN)= al valor absoluto de la diferencia entre la tensión real del suministro (TS) y la tensión nominal convenida (TN)

1.3 Calidad del servicio técnico

La calidad del servicio técnico se evaluará en base a los siguientes indicadores:

- Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un período determinado que se interrumpe el suministro a un usuario).
- Duración total de la interrupción (tiempo total sin suministro en un período determinado).

La etapa 2 regirá a partir del mes 49 (cuarenta y nueve), contado a partir de la transferencia del servicio.

Se caracteriza por el hecho de que se calculará, para cada usuario, la cantidad de cortes y el tiempo total de interrupción que ha sufrido en el semestre.

Si se excedieran de los valores prefijados (indicados en el punto 3.2)), LA DISTRIBUIDORA deberá reconocer un crédito en favor del usuario, que lo

incluira en las facturaciones del semestre posterior al de control.

Calidad del servicio técnico en la etapa 2

Al iniciar la denominada etapa 2, la calidad del servicio técnico se controlará al nivel de suministro a cada usuario.

Los valores máximos admitidos para esta etapa, para cada usuario, son los siguientes:

a) Frecuencia de interrupciones :

| | |
|--------------------------------|-------------------------------|
| Usuarios en AT | : 3 interrupciones / semestre |
| Usuarios en MT | : 4 interrupciones / semestre |
| Usuarios en BT | |
| (pequeñas y medianas demandas) | : 6 interrupciones / semestre |
| (grandes demandas) | : 6 interrupciones / semestre |

b) Tiempo máximo de interrupción :

| | |
|--------------------------------|---------------------------|
| Usuarios en AT | : 2 horas / interrupción |
| Usuarios en MT | : 3 horas / interrupción |
| Usuarios en BT | |
| (pequeñas y medianas demandas) | : 10 horas / interrupción |
| (grandes demandas) | : 6 horas / interrupción |

No se computarán las interrupciones menores a 3 minutos.

Si en el semestre controlado, algún usuario sufriera más cortes (mayores a 3 minutos) que los estipulados, y/o estuviera sin suministro mas tiempo que el preestablecido, recibirá de parte de LA DISTRIBUIDORA un crédito en sus facturaciones mensuales o bimestrales del semestre inmediatamente posterior al semestre controlado, proporcional a la energía no recibida en el semestre controlado, valorizada de acuerdo al siguiente cuadro:

| | |
|--------------------------|--------------------|
| . Tarifa 1 - R | : 1.40 U\$\$ / kwh |
| . Tarifa 1 - G y 1 - AP | : 1.40 U\$\$ / kwh |
| . Tarifa 2 y 3 - BT | : 2,27 U\$\$ / kwh |
| . Tarifa 3 - MT y 3 - AT | : 2,71 U\$\$ / kwh |

La energía no suministrada (no recibida por el usuario) se calculará de la siguiente forma :

ENS (kWh) = SUMi (EA / 525600 * Ki)

Donde:

SUMi : sumatoria de los i minutos en que el usuario no tuvo servicio por encima de los límites aquí establecidos.

EA: total de energía facturada al usuario para el que se está calculando la bonificación, en los últimos doce meses.



Ki: es el factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria; se utilizarán los siguientes valores:

| Tarifa → Hora | 1 - R | 1 - G | 1 - AP | 2 | 3 - BT | 3 - MT | 3 - AT |
|------------------|-------|-------|--------|------|--------|--------|--------|
| 0 | 0,85 | 0,48 | 2,40 | 0,82 | 0,82 | 0,65 | 0,65 |
| 1 | 0,66 | 0,48 | 2,40 | 0,82 | 0,82 | 0,65 | 0,65 |
| 2 | 0,50 | 0,44 | 2,40 | 0,82 | 0,82 | 0,63 | 0,63 |
| 3 | 0,50 | 0,44 | 2,40 | 0,82 | 0,82 | 0,63 | 0,63 |
| 4 | 0,50 | 0,52 | 2,40 | 0,82 | 0,82 | 0,67 | 0,67 |
| 5 | 0,50 | 0,81 | 2,40 | 0,82 | 0,82 | 0,81 | 0,81 |
| 6 | 0,59 | 0,97 | 0,00 | 0,82 | 0,82 | 0,89 | 0,89 |
| 7 | 0,71 | 1,16 | 0,00 | 1,02 | 1,02 | 1,09 | 1,09 |
| 8 | 1,01 | 1,37 | 0,00 | 1,14 | 1,14 | 1,25 | 1,25 |
| 9 | 1,27 | 1,46 | 0,00 | 1,14 | 1,14 | 1,30 | 1,30 |
| 10 | 1,30 | 1,53 | 0,00 | 1,11 | 1,11 | 1,32 | 1,32 |
| 11 | 1,18 | 1,50 | 0,00 | 1,11 | 1,11 | 1,30 | 1,30 |
| 12 | 1,18 | 1,37 | 0,00 | 1,34 | 1,34 | 1,36 | 1,36 |
| 13 | 1,18 | 1,37 | 0,00 | 1,34 | 1,34 | 1,36 | 1,36 |
| 14 | 1,05 | 1,37 | 0,00 | 1,34 | 1,34 | 1,36 | 1,36 |
| 15 | 1,05 | 1,33 | 0,00 | 1,34 | 1,34 | 1,33 | 1,33 |
| 16 | 1,05 | 1,34 | 0,00 | 1,34 | 1,34 | 1,34 | 1,34 |
| 17 | 1,11 | 1,12 | 0,00 | 1,17 | 1,17 | 1,15 | 1,15 |
| 18 | 1,23 | 1,03 | 0,00 | 0,73 | 0,73 | 0,88 | 0,88 |
| 19 | 0,69 | 0,96 | 2,40 | 0,87 | 0,87 | 0,92 | 0,92 |
| 20 | 1,93 | 0,79 | 2,40 | 0,87 | 0,87 | 0,83 | 0,83 |
| 21 | 1,23 | 0,79 | 2,40 | 0,82 | 0,82 | 0,80 | 0,80 |
| 22 | 0,99 | 0,70 | 2,40 | 0,82 | 0,82 | 0,76 | 0,76 |
| 23 | 0,78 | 0,63 | 2,40 | 0,82 | 0,82 | 0,73 | 0,73 |

Para poder determinar la calidad del servicio técnico al nivel del suministro al usuario, la información necesaria se organizará en bases de datos.

1.4 Calidad del servicio comercial

LA DISTRIBUIDORA deberá extremar sus esfuerzos para brindar a sus usuarios una atención comercial satisfactoria.

Conexiones

Solicitada la conexión de un suministro y realizadas las tramitaciones y pagos pertinentes, LA DISTRIBUIDORA deberá proceder a la conexión del suministro dentro de los siguientes plazos:

a) Sin modificaciones a la red existente

Etapa 2:

- Hasta 50 kW 5 (cinco) días hábiles,
- Mas de 50 kW a convenir con el usuario.
- Recolocación de medidores 1 (uno) día hábil.

b) Con modificaciones a la red existente

Etapa 2:

- Hasta 50 kW, conexión aérea: 15 (quince) días hábiles.
- Hasta 50 kW, conexión subterránea: 30 (treinta) días hábiles.
- Mas de 50 kW a convenir con el usuario.

Para los pedidos de conexión cuyos plazos sean a convenir con el usuario, en caso de no llegar a un acuerdo, éste podrá plantear el caso ante el ENTE, quién resolverá en base a la información técnica que deberá suministrar LA DISTRIBUIDORA, resolución que será inapelable y pasible de sanción en caso de incumplimiento.

Facturación estimada

Salvo el caso particular de tarifas en que se aplique otra modalidad, la facturación deberá realizarse con base a lecturas reales, exceptuando casos de probada fuerza mayor, en los que podrá estimarse el consumo.

Para un mismo usuario no podrán emitirse más de 2 (dos) facturaciones sucesivas estimadas de ser bimestrales, y 3 (tres) en los casos restantes, durante 1 (un) año calendario, asimismo no podrán efectuarse más de 3 (tres) estimaciones en igual período, de ser facturaciones bimestrales y 4 (cuatro) en los casos restantes.

El número de estimaciones en cada facturación no podrá superar el 8 (ocho) por ciento de las lecturas emitidas en cada categoría.

Reclamos por errores de facturación

El usuario que se presente a reclamar argumentando un posible error de facturación (excluida la estimación), deberá tener resuelto su reclamo en la próxima factura emitida y el error no deberá repetirse en la próxima facturación.

Ante el requerimiento del usuario, LA DISTRIBUIDORA deberá estar en condiciones de informarle, dentro de los 15 (quince) días hábiles de presentado el reclamo, cuál ha sido la resolución con respecto al mismo.

Suspensión del suministro por falta de pago

LA DISTRIBUIDORA deberá comunicar previamente al usuario antes de efectuar el corte del suministro de energía eléctrica, motivado por la falta de pago en término de las facturas.

Si el usuario abona las facturas más los recargos que correspondieran LA DISTRIBUIDORA deberá



reestablecer la prestación del servicio público dentro de las 24 (veinticuatro) horas de haberse efectivizado el pago.

LA DISTRIBUIDORA deberá llevar un registro diario de los usuarios a quienes se les haya cortado el suministro por falta de pago.

Quejas

Además de facilitar los reclamos por vía telefónica o personal, LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada centro de atención comercial un 'libro de quejas', foliado y rubricado por el ENTE, donde aquel podrá asentar sus observaciones, críticas o reclamos con respecto al servicio.

Las quejas que los usuarios formulen deberán ser remitidas por LA DISTRIBUIDORA al ENTE con la información ampliatoria necesaria, en los plazos y con las formalidades que se indiquen en el Reglamento de Suministro.

Sanciones

El ENRE dispondrá la aplicación de sanciones, complementarias a las ya mencionadas, cuando la Distribuidora no cumpla con las obligaciones emergentes del Contrato de Concesión, sus Anexos y la Ley N° 24.065 (marco regulatorio de la generación, transporte y distribución de la electricidad).

Las multas dispuestas, además de ajustarse al tipo y gravedad de la falta, tendrán en cuenta los antecedentes generales de LA DISTRIBUIDORA y, en particular, la reincidencia en faltas similares a las penalizadas, con especial énfasis cuando ellas afecten a la misma zona o grupo de usuarios.

LA DISTRIBUIDORA deberá abonar multas a los usuarios en los casos de incumplimiento de disposiciones o parámetros relacionados con situaciones individuales.

Una vez comprobada la infracción, el ENRE dispondrá que LA DISTRIBUIDORA abone una multa al usuario, conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias. Las multas individuales deberán guardar relación con el monto de la facturación promedio mensual del usuario.

El pago de la penalidad no relevará a LA DISTRIBUIDORA de eventuales reclamos por daños y perjuicios.

El valor acumulado anual de las multas no deberá superar el 20% (veinte por ciento) de la facturación anual. Si ello ocurriera, será considerado como violación grave de los términos del Contrato de Concesión, y autorizará al Ente, si éste lo considera conveniente, a la caducidad del Contrato de Concesión.

Ecuador

1 Régimen de calidad. Resumen de Regulación No. CONELEC – 004/01

1.1 Definición de las Etapas de Aplicación

A fin de permitir a los Distribuidores adecuarse a las exigencias de calidad del servicio, la aplicación de la presente Regulación se ajustará a lo previsto en la Segunda Disposición Transitoria del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

Para la Etapa Final, se definen las siguientes Subetapas:

- Subetapa 1: de 24 meses de duración.
- Subetapa 2: tendrá su inicio a la finalización de la Subetapa 1, con una duración indefinida.

Con anterioridad al inicio de la Etapa Final no se aplicarán penalizaciones por los incumplimientos a las exigencias establecidas en la presente Regulación. El detalle de los incumplimientos y las penalizaciones correspondientes se incorporarán en los respectivos contratos de concesión.

1.2 Calidad del producto - Nivel de Voltaje

Índice de Calidad

$$\Delta V_k (\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100$$

Donde:

V_k: variación de voltaje, en el punto de medición, en el intervalo k de 10 minutos.

V_k: voltaje eficaz (rms) medido en cada intervalo de medición k de 10 minutos.

V_n: voltaje nominal en el punto de medición.

Mediciones

La calidad de voltaje se determina como las variaciones de los valores eficaces (rms) medidos cada 10 minutos, con relación al voltaje nominal en los diferentes niveles.

El Distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

1. Un registro de voltaje en cada uno de los siguientes puntos de medición:

a) 20% de las barras de salida de subestaciones de distribución AV/MV, no menos de 3.

b) 0,15% de los transformadores de distribución, no menos de 5.

c) 0,01 % de los Consumidores de Bajo Voltaje del área de concesión, no menos de 10.

2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema.

3. Para cada mes, el registro en cada punto de medición se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

Límites

El Distribuidor no cumple con el nivel de voltaje en el punto de medición respectivo, cuando durante un 5% o más del período de medición de 7 días continuos, en cada mes, el servicio lo suministra incumpliendo los límites de voltaje.

Las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal se señalan a continuación:

| | Subetapa 1 | Subetapa 2 |
|-----------------------|------------|------------|
| Alto Voltaje | ± 7,0 % | ± 5,0 % |
| Medio Voltaje | ± 10,0 % | ± 8,0 % |
| Bajo Voltaje. Urbanas | ± 10,0 % | ± 8,0 % |
| Bajo Voltaje. Rurales | ± 13,0 % | ± 10,0 % |

De igual manera se han definido los índices y límites para: flicker, armónicos y factor de potencia.

1.3 Calidad del servicio técnico

Control

La calidad del servicio técnico prestado se evaluará sobre la base de la frecuencia y la duración total de Interrupción.

Durante la Subetapa 1 se efectuarán controles en función a Índices Globales para el Distribuidor discriminando por empresa y por alimentador de MV. El levantamiento de información y cálculo se efectuará de forma tal que los indicadores determinados representen en la mejor forma posible la cantidad y el tiempo total de las interrupciones que afecten a los consumidores. Para los consumidores con suministros en MV o en AV, se determinarán índices individuales.



En la Subetapa 2 los indicadores se calcularán a nivel de consumidor, de forma tal de determinar la cantidad de interrupciones y la duración total de cada una de ellas que afecten a cada consumidor.

El período de control será anual, por tanto, los Distribuidores presentarán informes anuales al CONELEC, especificando las interrupciones y los índices de control resultantes.

Sin embargo de lo anterior, los cálculos de los índices de calidad se efectuarán para cada mes del año considerado y para el año completo.

Interrupciones a ser Consideradas

Para el cálculo de los índices de calidad que se indican en detalle más adelante, se considerarán todas las interrupciones del sistema con duración mayor a tres (3) minutos, incluyendo las de origen externo, debidas a fallas en transmisión. No serán consideradas las interrupciones con duración igual o menor a tres (3) minutos.

Control del Servicio Técnico en la Subetapa 1

Durante la Subetapa 1, y para los consumidores cuyo suministro sea en Bajo Voltaje, se controlará la calidad del servicio técnico sobre la base de índices que reflejen la frecuencia y el tiempo total que queda sin servicio la red de distribución.

Durante esta Subetapa 1 no se computarán las interrupciones originadas en la red de Bajo Voltaje que queden circunscritas en la misma, es decir aquéllas que no produzcan la salida de servicio del Centro de Transformación MV/BV al que pertenezcan.

Los límites de la red sobre la cual se calcularán los índices son, por un lado el terminal del alimentador MV en la subestación AV/MV, y por el otro, los bornes BV del transformador MV/BV.

Indices

Los índices de calidad se calcularán para toda la red de distribución (Rd) y para cada alimentador primario de medio voltaje (Aj):

- Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK)
- Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK)
- Indices para consumidores en AV y MV

Para el caso de consumidores en áreas urbanas cuyo suministro sea realizado en el nivel de Alto y Medio Voltaje no se aplicarán los índices descritos anteriormente, sino que se controlará la calidad de servicio en función de índices individuales de acuerdo a lo establecido para la Subetapa 2.

Límites

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables durante la Subetapa 1 son los siguientes:

| Indice | Lim FMIK | Lim TTIK |
|--------------------|----------|----------|
| Red | 4.0 | 8.0 |
| Alimentador Urbano | 5.0 | 10.0 |
| Alimentador Rural | 6.0 | 18.0 |

Los valores límites admisibles para los consumidores en AV y MV durante la Subetapa 1 son los siguientes:

| Consumidor | Indice | Valor |
|------------------|----------|-------|
| Suministro En AV | Lim FAIc | 6,0 |
| | Lim DAIc | 4,0 |
| Suministro En MV | Lim FAIc | 10,0 |
| | Lim DAIc | 24,0 |

Control del Servicio Técnico en la Subetapa 2

Durante la Subetapa 2, la calidad del servicio técnico se controlará al nivel de suministro a cada consumidor, debiendo disponer el Distribuidor de los sistemas que posibiliten la gestión de la totalidad de la red, y la adquisición y procesamiento de información de forma tal de asegurar los niveles de calidad, y la realización de controles previstos para la presente etapa.

Indices

- Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores (FAIc)
- Duración de las Interrupciones por Consumidor (DAIc)

Límites

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables durante la Subetapa 2 son los siguientes:

| Indice | Lim FAIc | Lim DAIc |
|---------------------------|----------|----------|
| Consumidores en AV | 6.0 | 4.0 |
| Consumidores en MV Urbano | 8.0 | 12.0 |
| Consumidores en MV Rural | 10.0 | 24.0 |
| Consumidores en BV Urbano | 10.0 | 16.0 |
| Consumidores en BV Rural | 12.0 | 36.0 |

1.4 Calidad del servicio comercial

El Distribuidor tiene la obligación de proveer, además del suministro de la energía eléctrica, un conjunto de servicios comerciales relacionados, necesarios para mantener un nivel adecuado de satisfacción a los consumidores, para lo cual se han definido niveles individuales y globales que se presentan a continuación:



Indices y Límites Individuales

Se consideran como índices de Calidad del Servicio Comercial al Consumidor, a los asociados con:

- La Conexión del Servicio Eléctrico y del Medidor.
- Estimaciones en la Facturación.
- Resolución de Reclamos Comerciales.
- Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pago.
- Plazo de Respuesta a las Consultas de los Consumidores.
- Información previa a los Consumidores acerca de Interrupciones Programadas.
- Reposición del suministro después de una interrupción individual.

Indices y límites Individuales

Para los índices globales, se consideran los siguientes aspectos:

- Conexiones del servicio
- Calidad de la facturación
- Tratamiento de reclamos
- Rehabilitación de suministro
- Respuesta a las consultas de los consumidores
- Consumidores recolectados después de una interrupción.

Satisfacción de Consumidores

Para el cálculo del índice de satisfacción del consumidor, el Distribuidor deberá efectuar a su costo, cuando el CONELEC lo determine y al menos anualmente, una encuesta entre los Consumidores ubicados en su área de concesión.

Se considerará que el Distribuidor cumple satisfactoriamente cuando los valores obtenidos de las encuestas, del porcentaje de consumidores satisfechos, son iguales o mayores al 90%.

Perú

1 Descripción de indicadores de calidad de suministro y sistema de penalizaciones

1.1 Calidad de Suministro

Los indicadores a calcular son:

i) Número total de interrupciones por cliente por semestre (N)

N=Número de interrupciones (expresado en interrupciones/semestre)

El número de interrupciones programadas por expansión o reforzamiento de las redes se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%).

ii) Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D)

$$D = \sum (K_i \times d_i) \text{ (expresada en horas)}$$

Donde:

d_i = duración individual de la interrupción i

K_i = factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- interrupciones programadas por expansión o reforzamiento:
 $K_i = 0,25$

- interrupciones programadas por mantenimiento : $K_i = 0,50$

- otras : $K_i = 1,00$

Tolerancias

Número total de interrupciones por cliente por semestre (N)

Clientes en muy alta y alta tensión: 2 interrupciones/semestre

Clientes en media tensión: 4 interrupciones/semestre

Clientes en baja tensión: 6 interrupciones/semestre

Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D)

Clientes en muy alta y alta tensión: 4 horas/semestre

Clientes en media tensión: 7 horas /semestre

Clientes en baja tensión: 10 horas/semestre

Clientes en baja tensión Urbano-Rural: valor límite incrementado en 100 %

Clientes en baja tensión Rural: valor límite incrementado en 250 %

Incremento de 30% de las tolerancias de los indicadores N y D para el sector de distribución típico 2.

Se establecen valores objetivos de calidad de suministro para el periodo tarifario (2001/2005).

Media tensión

| Valor Objetivo | Sector 1 | Sector 2 | Sector 3 (*) | Sector 4 (*) |
|----------------|----------|----------|--------------|--------------|
| N | 4 | 6 | - | - |
| D | 7 | 10 | - | - |

Baja tensión

| Valor Objetivo | Sector 1 | Sector 2 | Sector 3 (*) | Sector 4 (*) |
|----------------|----------|----------|--------------|--------------|
| N | 6 | 8 | - | - |
| D | 10 | 13 | - | - |

(*) Aplicación suspendida según Decreto Supremo N° 009-99-EM

1.2 Calidad de Producto

Tensión

– Indicador de calidad

$$\Delta V_k (\%) = (V_k - V_N) / V_N \cdot 100\% \quad \text{(expresado en \%)}$$

Donde:

k = intervalo de medición de quince (15) minutos de duración

V_k = media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega

V_N = valor de la tensión nominal en el punto de entrega

– Tolerancias

Urbano $\pm 5,0$ % de la tensión nominal
Urbano-Rural y Rural $\pm 7,5$ % de la tensión nominal

1.3 Calidad de Servicio Comercial

Se evalúa sobre tres aspectos que son de aplicación en las actividades de distribución de la electricidad.

Trato al Cliente

– Indicador de calidad

Plazos fijados al suministrador para el cumplimiento de sus obligaciones

– Tolerancias

i) Solicitud de nuevos suministros o ampliación de la potencia contratada



Sin modificación de redes
Hasta los 50 kW : 7 días calendario
Más de 50 kW : 21 días calendario

Con modificaciones de redes
Hasta los 50 kW : 21 días calendario
Más de 50 kW : 56 días calendario

Con expansión de nuevas subestaciones y tendido de red primaria
Cualquier potencia: 360 días calendario

ii) Reconexión

Superadas las causas que motivaron el corte del servicio eléctrico y abonados por el cliente todos los pagos y derechos correspondientes, el suministrador está obligado a reponer el servicio dentro de un plazo máximo de veinticuatro (24) horas.

iii) Opciones Tarifarias

Se tienen los siguientes plazos:

Valorización de los consumos con la opción tarifaria solicitada en caso no requerirse otro equipo de medición : 20 días calendario

Valorización de los consumos con la opción tarifaria solicitada después de cumplidas las condiciones a que está obligado el solicitante : 7 días calendario

Notificación al cliente de los requisitos que debe satisfacer para atender su solicitud : 7 días calendario

iv) Reclamos por errores de medición/facturación

Informar al reclamante sobre la solución de su reclamo : 30 días calendario

Medios de Atención

– Indicador de calidad

Son los requerimientos mínimos exigidos en este aspecto al suministrador

– Tolerancias

i) Facturas

– Emitir facturas claras y correctas basadas en lecturas reales.

– Especificar magnitudes físicas de consumo, cargos fijos, cargos por potencia y energía, cargos impositivos, fechas de emisión y vencimiento, fecha de corte por pagos pendientes, estadística de consumo de los últimos doce (12) meses de manera gráfica y,

los rubros y montos de las compensaciones pagadas.

– Indicar en el dorso los lugares de pago con la dirección, teléfono y horario de atención, números de teléfonos para la recepción de reclamos por falta de suministro y procedimiento para presentación y seguimiento de reclamos en las instancias respectivas.

– Adjuntar en las facturas correspondientes a los meses de abril y setiembre de cada año una nota explicativa de los derechos del cliente.

ii) Registro de reclamaciones

– Implementar un sistema informático auditable en el que deben registrarse todos los pedidos, solicitudes o reclamos de los clientes.

iii) Centros de atención telefónica/fax

– Implementar un sistema de atención telefónica/fax para atender reclamos por falta de suministro. La atención de los reclamos se debe llevar a cabo ininterrumpidamente, las veinticuatro (24) horas, incluyendo días domingos y feriados.

Precisión de Medida de la Energía

– Indicador de calidad

Porcentaje de suministros en los que se hayan verificado errores de medida superiores a los límites de precisión establecidos por norma para los instrumentos de medida.

– Tolerancia

Porcentaje inferior al cinco por ciento (5%).

1.4 Calidad de Alumbrado Público

– Indicador de calidad

Longitud de aquellos tramos de las vías públicas que no cumplen con los niveles de iluminación especificados en la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 o la que la sustituya.

Longitud porcentual de vías con alumbrado deficiente

$$I(\%) = (I/L) \times 100\% \quad (\text{expresada en } \%)$$

Donde:

I = sumatoria de longitud real de todos los tramos de vías públicas con alumbrado deficiente

L = longitud total de vías públicas con alumbrado

- Tolerancia

Tolerancia admitida de la longitud porcentual de vías con alumbrado deficiente es del diez por ciento (10%).

1.5 Régimen de penalizaciones

Compensaciones por mala calidad de tensión

Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface los siguientes estándares:

Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el $\pm 5.0\%$ de las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el $\pm 7.5\%$.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al tres por ciento (3%) del período de medición.

Las compensaciones se calculan, para el Período de Medición, en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad en ese período, a través de las fórmulas que aparecen a continuación:

Compensaciones Por Variaciones De Tensión =

$$\sum_p a \cdot A_p \cdot E(p) \dots \dots \dots (\text{Fórmula N}^\circ 2)$$

Donde:

p.- Es un Intervalo de Medición en el que se violan las tolerancias en los niveles de tensión.

a.- Es la compensación unitaria por violación de tensiones:

- Primera Etapa: **a=0.00**
- Segunda Etapa: **a=0.01 US\$/kWh**
- Tercera Etapa: **a=0.05 US\$/kWh**

A_p- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador ΔV_p (%), medido en el intervalo p, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 1

| Indicador ΔV_p (%) | Todo Servicio A_p | Red Sec. Rural* A_p |
|--------------------------------------|---------------------|-----------------------|
| $5.0 < \Delta V_p (\%) \leq 7.5$ | 1 | - |
| $7.5 < \Delta V_p (\%) \leq 10.0$ | 6 | 1 |
| $10.0 < \Delta V_p (\%) \leq 12.5$ | 12 | 12 |

| Indicador ΔV_p (%) | Todo Servicio A_p | Red Sec. Rural* A_p |
|--------------------------------------|---------------------|-----------------------|
| $12.5 < \Delta V_p (\%) \leq 15.0$ | 24 | 24 |
| $15.0 < \Delta V_p (\%) \leq 17.5$ | 48 | 48 |
| $ \Delta V_p (\%) > 17.5$ | 96 | 96 |

* Se refiere a las redes secundarias (Baja Tensión) en los servicios calificados como Urbano-Rurales y Rurales.

E(p)- Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición p.

- Presente en particular el valor unitario (US\$/kWh) de las penalizaciones por energía no suministrada por baja calidad de servicio, si se emplea esta magnitud.

Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para Clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

Número de Interrupciones por Cliente (N')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 02 Interrupciones/semestre
- Clientes en Media Tensión : 04 Interrupciones/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 06 Interrupciones/semestre

Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 04 horas/semestre
- Clientes en Media Tensión : 07 horas/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 10 horas/semestre

Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía Teóricamente no Suministrada (ENS), el Número de Interrupciones por Cliente por Semestre (N) y la Duración Total Acumulada de Interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Compensaciones Por Interrupciones = e • E • ENS

Donde:

e : Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de suministro, cuyos valores son:

- Primera Etapa: **e=0.00**
- Segunda Etapa: **e=0.05 US\$/kWh**
- Tercera Etapa: **e=0.35 US\$/kWh**

E : Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D']$$



Las cantidades sin apóstrofe representan los indicadores de calidad, mientras que las que llevan apóstrofe representan los límites de tolerancia para los indicadores respectivos. El segundo y/o tercer término del miembro derecho de esta expresión serán considerados para evaluar las compensaciones, solamente si sus valores individuales son positivos. Si tanto N y D están dentro de las tolerancias, el factor E no se evalúa y asume el valor cero.

ENS : Es la Energía Teóricamente No Suministrada a un Cliente determinado y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = ERS / (NHS - \sum di) \cdot D; \text{ (expresada en: kWh)}$$

Donde:

ERS : Es la energía registrada en el semestre.

NHS : Es el número de horas del semestre.

$\sum di$: Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

Uruguay

1 **Disposiciones generales sobre calidad de servicio contenidas en el Reglamento de Distribución**

1.1 **Calidad de Suministro**

Se transcriben a continuación las disposiciones sobre calidad de servicio contenidas en el Reglamento de Distribución. Existe un proyecto de Reglamento de calidad de servicio que la URSEA ha puesto a consideración pública en su página web <http://ursea.gub.uy>, cuya aplicación aún no se ha decidido.

Artículo 85. Es obligación del Distribuidor efectuar la actividad de Distribución con un nivel de calidad satisfactorio compatible con el diseño de una red adaptada en una empresa eficiente según se determina en el estudio del VADE, y conforme a las disposiciones de este Reglamento y al Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución que apruebe el Regulador.

Artículo 86. Compete al Regulador el desarrollo de la normativa de calidad del servicio de distribución, de conformidad con lo establecido en el numeral 2º del artículo 3º de la ley 16.832. Asimismo controlará el cumplimiento de las normas de calidad del servicio de distribución establecidas, teniendo por su parte el Distribuidor la obligación de efectuarlas campañas de relevamiento de información y la determinación de los indicadores que se definan en el Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución, poniéndolos a disposición del Regulador.

Artículo 87. El no cumplimiento de las normas de calidad dará lugar a compensaciones a los Usuarios de Distribución por los perjuicios ocasionados por una calidad de servicio no adecuada a los criterios establecidos, a incluirse en el Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución que el Regulador apruebe. Los montos y cálculos de estas compensaciones serán los definidos en esa normativa.

Artículo 88. Se entiende por Calidad de Servicio la prestación por el Distribuidor de un servicio técnico y comercial a los Suscritores, o de un servicio técnico a los Usuarios de la Red de Distribución, con el objeto de suministrarles energía eléctrica o prestarles el servicio de transporte, en condiciones de operación que satisfagan los límites o rangos establecidos en las normas de Calidad de Servicio de Distribución. Estos valores serán evaluados periódicamente, en las condiciones que establezca el Regulador.

Artículo 89. El Suscriptor o Usuario del transporte tiene la responsabilidad de cumplir con los límites o rangos establecidos en la normativa específica, para un conjunto de variables eléctricas e índices técnicos, en el punto de conexión, como resultado de la operación de su instalación eléctrica y de los equipos o consumos que conecte a ella.

Artículo 90. Se entiende por estado anormal de operación de un sistema eléctrico de Distribución a una condición de operación en que la suficiencia y seguridad de sus instalaciones eléctricas no permiten abastecer en forma íntegra y continua los consumos de sus usuarios, cuando se produzcan perturbaciones en el sistema eléctrico de distribución de origen externo a la empresa de distribución, tales como: a) Acción directa de fenómenos de la naturaleza que por su gran magnitud - rayos, vientos huracanados, inundaciones masivas -, debidamente probada al Regulador, que afectare directamente las instalaciones eléctricas de una empresa de distribución, en una magnitud y duración que interrumpe la operación de las instalaciones eléctricas del sistema eléctrico de distribución en una proporción de subestaciones o líneas superior al 20% (veinte por ciento) de las instalaciones; b) Ocurrencia de fallas en los sistemas eléctricos externos que se encuentran interconectados con la empresa de Distribución y que afecten las subestaciones de poder de Alta a Media Tensión, interrumpiendo la continuidad del flujo de potencia a través de ellas; c) Toda otra condición que sea calificada de fuerza mayor.

Artículo 91. En el estado anormal de operación a que se refieren los literales a) y c) del artículo anterior, no serán aplicables las normas de Calidad de Servicio de Distribución en el área afectada del Distribuidor. En el estado anormal de operación a que se refiere el literal b) del artículo anterior, serán aplicables las condiciones particulares establecidas en las normas de Calidad de Servicio de Distribución en la zona afectada.

Artículo 92. Serán consideradas de forma especial las interrupciones de servicio o mala calidad del producto causadas por trabajos programados debidamente comunicados, de acuerdo a las condiciones que se establecerán en la correspondiente normativa.

Artículo 93. Las normas de Calidad de Servicio de Distribución comprenden: a) Calidad del producto técnico suministrado; b) Calidad del servicio técnico prestado; c) Calidad del servicio comercial prestado.



Artículo 94. La calidad del producto técnico se refiere al nivel de tensión en el punto de conexión y a las perturbaciones (variaciones rápidas y caídas lentas de tensión, y armónicas). La calidad de servicio técnico se refiere a la frecuencia y duración de interrupciones de suministro, expresadas a través de índices globales (individual promedio) e individuales.

La calidad del servicio comercial se refiere a la calidad de atención al usuario en sus distintos aspectos y formas, tales como en los locales de atención comercial y sistema de telegestión, tiempos para responder a pedidos de conexión, errores de facturación, demoras en la atención de las reclamaciones, tiempos para la restitución de suministros cortados y resolución de quejas. Los indicadores que miden la calidad del producto técnico, la calidad de servicio técnico y la calidad de servicio comercial, la forma de registrarlos e informarlos y los valores límites que no deben ser sobrepasados y que dan origen a compensaciones a los Usuarios de Distribución, serán establecidos por el Regulador.

Artículo 95. El Distribuidor no estará obligado a brindar el servicio con una calidad superior a los estándares establecidos en la normativa correspondiente. En caso de que el Usuario de Distribución requiera una calidad especial, será de su exclusiva responsabilidad adoptar las medidas necesarias para lograrla, pudiendo celebrar acuerdos especiales al respecto, con el Distribuidor o Comercializador. Será deber del suministrador

adoptar las providencias necesarias para no afectar la calidad de servicio del resto de los Usuarios de Distribución. Se entenderá que un Usuario de Distribución exige una calidad especial cuando la misma supere cualquiera de los estándares máximos señalados en la correspondiente normativa.

Artículo 96. Los índices de calidad definidos en las normas de Calidad de Servicio de Distribución se establecerán por zona geográfica y características de las instalaciones. Las compensaciones a los Usuarios de Distribución se establecerán en función de la energía no vendida de acuerdo al costo de falla por tipo de cliente de distribución. No se considerará el lucro cesante.

Artículo 97. La normativa de Calidad de Servicio de Distribución que apruebe el Regulador se implementará por etapas según el cronograma que el mismo establezca, quien asimismo fijará los requisitos a cumplir y las acciones adoptar por el Distribuidor, en especial las atinentes a la instrumentación de medios de registro y de procesamiento de información relevante para el control de calidad, así como establecerá los índices y límites que rijan en cada una de las etapas.

Artículo 98. Hasta tanto no entre en vigencia la normativa de Calidad de Servicio de Distribución a aprobarse, regirán las disposiciones y las compensaciones que UTE aplica a sus clientes, vigentes a la fecha de aprobación del presente Reglamento.





MARCO NORMATIVO DE LA REMUNERACIÓN DEL NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN

ANEXO II

- ENCARGOS TARIFÁRIOS, INCIDENTES SOBRE A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
- A PROPOSTA (MME) DE MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO PARA OS DISTRIBUIDORES, SUJEITA A ALTERAÇÕES E AJUSTES, FOI APRESENTADA NAQUELA DATA DE 22/07/2003 NA FORMA QUE SE SEGUE



Brasil

1 Encargos tarifários, incidentes sobre a atividade de distribuição e comercialização de energia elétrica

Os encargos tarifários são todos definidos em Leis e seus valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da ANEEL, para efeito de pagamento pelas concessionárias e de repasse às tarifas de fornecimento de energia elétrica. Alguns desses encargos foram inicialmente definidos em Decretos e, posteriormente, convalidados em Lei, constituindo, dessa forma, políticas de Governo para o setor elétrico.

Esses encargos tarifários são: *i)* Conta de Consumo de Combustíveis (CCC); *ii)* Reserva Global de Reversão (RGR); *iii)* Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); *iv)* Operador Nacional do Sistema (ONS); *v)* Contribuição Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH); *vi)* Uso das Instalações da Rede Básica (RB); *vii)* Uso das Instalações de Conexão (IC); *viii)* Transporte de Energia Elétrica Proveniente de Itaipu Binacional (TI); e *ix)* Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

A Reserva Global de Reversão (RGR) foi criada pelo Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. A Lei n.º 9.648/98 definiu que a RGR seria extinta em 31/12/2002, entretanto, a Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, estendeu sua vigência até 2010. Trata-se de parcela cujo valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos, e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e limitado a 3,0% de sua receita anual. A Quota de RGR fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias às Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS, que é a gestora dos recursos arrecadados para esse fim.

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) foi criada pelo Decreto n.º 73.102, de 7 de novembro de 1973. Refere-se ao rateio dos ônus e vantagens do consumo de combustíveis fósseis para geração de energia termoeleétrica. Esse tipo de geração de energia apresenta custos superiores à geração hidroelétrica, na medida em que requer a utilização de

combustíveis, como óleo combustível, óleo diesel, gás natural e carvão. A geração termoeleétrica se faz necessária quando as condições de geração de energia hidroelétrica são insuficientes para o atendimento ao mercado. Além disso, a geração termoeleétrica também se faz necessária nas regiões do país localizadas fora da área de atendimento pelo sistema interligado, como na região Norte, nos denominados sistemas isolados. Os custos da geração termoeleétrica são rateados por todos os consumidores do país, mediante a fixação de valores anuais para cada concessionária de distribuição, em função do seu mercado e podem variar em função da necessidade maior ou menor do uso das usinas termoeleétricas. Os valores da CCC são fixados anualmente pela ANEEL com base nas informações prestadas pela ELETROBRÁS com relação às condições previstas de hidráulidade, à taxa esperada de crescimento do consumo para o ano corrente e aos preços esperados dos combustíveis. A Quota da CCC fixada anualmente é paga mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a gestora dos recursos arrecadados para esse fim. Anualmente são estabelecidas Quotas de CCC para os seguintes sistemas elétricos: *i)* Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste; *ii)* Sistema Interligado Norte/Nordeste; e *iii)* Sistemas Isolados. A Lei n.º 9.648/98 e a Resolução ANEEL n.º 261, de 13 de agosto, estabeleceram que, a partir de 1º de janeiro de 2006, ficará extinto o benefício da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados. Essa redução se dará na proporção de 25% ao ano a partir de 2003. A Lei n.º 9.648/2002 e, posteriormente, a Lei n.º 10.438/2002, mantiveram até 2018 a sistemática de rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados.

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. Trata-se de parcela cujo valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias.

A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula:

CFURH = TAR x GH x 6,75%, onde TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica. Do montante arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos Estados, 45% aos Municípios, 4,4% ao Ministério de Meio Ambiente, 3,6% ao Ministério de Minas e Energia, e 2% ao Ministério de Ciência e Tecnologia.

Para o atendimento ao mercado consumidor de sua área de concessão a concessionária de distribuição recebe a energia elétrica adquirida das empresas geradoras através de instalações de transmissão (subestações e linhas de transmissão).

São instalações pertencentes a empresas constituídas especificamente para esse fim, denominadas empresas Transmissoras, que consistem na rede básica de transmissão de energia elétrica. As concessionárias distribuidoras pagam pelo o uso da rede básica. Algumas distribuidoras necessitam, adicionalmente, de instalações de conexão para conectar-se às instalações da rede básica ou estão ligadas a outras concessionárias de distribuição. As atividades de coordenação e de controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica são executadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS. As instalações da rede básica são disponibilizadas pelas Transmissoras para o ONS mediante contrato de prestação de serviços de transmissão. As concessionárias de distribuição acessam a rede básica mediante contrato de uso do sistema de transmissão que celebram com o ONS, enquanto que as instalações de conexão são disponibilizadas diretamente aos acessantes pelas proprietárias dessas instalações, mediante contrato de conexão ao sistema de transmissão. Esta forma de operação foi estabelecida pela Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995 e pela Lei n.º 9.648/1998 e respectivos Decretos regulamentadores.

O Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS pelo acesso à rede básica de transmissão do sistema interligado. Tais encargos são calculados mensalmente pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa específica estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa, por sua vez, é função da receita anual permitida para as concessionárias detentoras da rede básica de transmissão (Transmissoras), também estabelecida pela ANEEL, para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. Como entidade executora das atividades de coordenação e controle da operação e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, cabe ao ONS administrar os serviços de transmissão, cobrar os encargos de uso

das instalações de rede básica às concessionárias distribuidoras e creditá-los às Transmissoras, de acordo com as medições mensais de demanda de potência efetuadas por estas.

O Uso das Instalações de Conexão refere-se ao uso, pelas concessionárias distribuidoras, das instalações de conexão não integrantes da rede básica e pertencentes às Transmissoras, para conectar-se às instalações da rede básica de transmissão. Os encargos de uso dos sistemas de conexão referem-se aos valores pagos pelas concessionárias distribuidoras às Transmissoras, em função do uso das instalações destas, e são objeto de contrato entre as partes. Os valores desses encargos são estabelecidos anualmente pela ANEEL. Para as instalações mais recentes são estabelecidos Contratos de Conexão entre as distribuidoras e as transmissoras.

Cabe ao Operador Nacional do Sistema - ONS coordenar e controlar a operação dos sistemas elétricos interligados, bem como administrar e coordenar a prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das Transmissoras aos usuários acessantes da rede básica. Assim, além dos encargos relativos ao uso das instalações da rede básica, as concessionárias distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do ONS.

O Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu Binacional refere-se ao custo de transporte da quota parte de energia elétrica adquirida pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL em R\$ /MW. As distribuidoras detentoras das quotas partes de Itaipu pagam também pelos Encargos de Uso da Rede Básica atribuídos à Itaipu Binacional, de forma proporcional às suas quotas.

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foi criada pela Lei n.º 10.438/2002. Trata-se de parcela cujo valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para: *i)* o desenvolvimento energético dos Estados; *ii)* a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; *iii)* promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. A CDE, cuja duração é de 25 anos, é fixada anualmente e paga mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a entidade que movimentará os recursos arrecadados para esse fim.

2 A Proposta (MME) de Modelo Institucional do Setor Elétrico para os DISTRIBUIDORES, sujeita a alterações e ajustes, foi apresentada naquela data de 22/07/2003 na forma que se segue

A atividade de distribuição passa a ser orientada para o serviço de rede e de venda de energia a consumidores cativos. Esses agentes não poderão exercer as atividades de geração e transmissão de energia elétrica. Os distribuidores não poderão comercializar energia para consumidores livres.

Quando do suprimento a essa categoria de consumidores, têm apenas a função de provedores de rede e por esse serviço deverão receber valores definidos nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Assim como na transmissão, a existência de subestação compartilhada deverá ser eliminada. As conexões nas subestações (bays de conexão), necessárias às novas ligações ao sistema, deverão ser de responsabilidade dos distribuidores, sendo seus custos tratados na TUSD. Contudo, mantém-se a necessidade de assinatura de contrato de conexão visando regular o relacionamento de conexão entre os agentes.

Os distribuidores devem contratar o montante de energia declaradas à FEPE, de acordo com as suas próprias previsões, feitas com cinco anos de antecedência. Caso os distribuidores acertem nas suas previsões de mercado, as compras de energia no pool serão integralmente repassadas aos consumidores.

Os distribuidores terão seu mercado atendido exclusivamente por meio da contratação administrada pelo ACEE (Agente de Comercialização de Energia Elétrica que, pela proposta, substituirá o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE). A cada ano, o montante de energia a ser contratado corresponde a:

Contratação regular - acréscimo da projeção da carga própria (mercado mais perdas) para o quinto ano do horizonte de planejamento, projeção essa elaborada pelos distribuidores. Sobre esse mercado os distribuidores terão total responsabilidade.

Contratação adicional - montantes indicados pela FEPE, sendo os custos desta contratação repassados integralmente para os consumidores.

Reserva de energia - montantes indicados pelo MME, sendo os custos desta contratação repassados integralmente para os consumidores.

Contratação extraordinária de energia - montantes indicados pelo MME, sendo os custos repassados para o consumidor apenas se motivados por desvios

de natureza sistêmica. A despeito do prazo de cinco anos, estabelecido no item 4.14, para migração de consumidores cativos para consumidores livres e vice-versa, é facultado ao distribuidor, quando da revisão dos contratos junto ao ACEE, visando acomodar a sua contratação de longo prazo, liberar ou inserir novos consumidores.

Não será mais admitido que os distribuidores possuam geração para atendimento próprio (self-dealing). Findos os atuais contratos de concessão, as usinas concedidas para distribuidores deverão ser licitadas na modalidade de serviço público. A partir do início da implantação desse modelo, mesmo na vigência dos atuais contratos de concessão que contemplam o self-dealing, as atividades de geração e distribuição deverão ser separadas, devendo os distribuidores constituir empresas próprias para abrigar essas unidades.

Os contratos de compra de energia elétrica celebrados pelos distribuidores antes da implementação do novo modelo serão repassados às tarifas, de acordo com a legislação vigente, desde que tenham sido previamente homologados pela ANEEL.

Será admitida a aquisição de geração de pequeno porte²⁰ pelos distribuidores, integrada à rede, tanto própria como pertencente a terceiros. Os respectivos contratos deverão ser registrados no ACEE e os seus custos serão considerados na definição da tarifa de suprimento do pool para o distribuidor detentor de tais contratos. Para efeito de composição tarifária, o custo dessa geração distribuída deverá ser igual ou menor que a tarifa da última licitação ocorrida no âmbito do pool. Os custos evitados na distribuição deverão ser suficientes para compensar eventuais diferenças na tarifa de suprimento do distribuidor. Caso contrário tais contratações não devem ser feitas. A contratação de geração distribuída pelos distribuidores deverá contemplar um prazo mínimo de cinco anos. A prerrogativa de compra de geração distribuída é da distribuidora. Visando estimular tais contratações, particularmente no caso de cogeneradores, os contratos de back-up necessários poderão ser feitos com os distribuidores. Pela energia fornecida nesses casos, o distribuidor deverá cobrar valores compatíveis com aqueles praticados pelo pool quando das ultrapassagens normais. A geração própria existente, após separada em empresa específica de geração e fixado contrato bilateral de venda com o correspondente distribuidor, assim como a geração distribuída contratada, serão deduzidas da projeção de carga, para efeito da contratação dos distribuidores no âmbito do pool.

No caso específico de agentes concessionários, permissionários e autorizados de distribuição com cargas menores ou iguais a 300 GWh por ano, será permitida a integração vertical da distribuição com geração desde que a geração não exceda a carga e

esteja associada a PCHs (pequenas centrais hidrelétricas, pequenas centrais termelétricas, geração a partir de fontes renováveis e cogeração) ou outras fontes renováveis. Em qualquer caso, para efeito de cálculo da tarifa de fornecimento, a ANEEL considerará a tarifa do pool como o valor máximo da energia utilizada no suprimento.

Fica mantida a atual metodologia de cálculo tarifário dos distribuidores, utilizada pela ANEEL, que define a estrutura da tarifa com base nos custos marginais de fornecimento. Contudo, deverá a ANEEL disponibilizar e dar publicidade às tarifas de todos os concessionários, autorizados e permissionários, considerando as tarifas com e sem eventuais subsídios cruzados. Consumidores cativos com demanda maior que 1 MW deverão assinar com os distribuidores contratos de consumo de energia pelo prazo mínimo de 5 anos, recontratando, anualmente, o montante de energia do 5º ano. Esse contrato deverá prever multa por ultrapassagem. O valor arrecadado pelos distribuidores que exceder as suas multas junto ao ACEE (Agente Comercializador de Energia Elétrica, que pela proposta substituirá o Mercado Atacadista de 3Energia Elétrica – MAE) deverá ser revertido, sob a forma de modicidade tarifária, ao pool. Este mecanismo deverá ser detalhado pela ANEEL. Ensejará tratamento específico, o aditamento de contratos existentes com demandas superiores a 3 MW, ou a necessidade de ligação de novos consumidores cativos. Assim, os distribuidores estarão eximidos de responsabilidade, para efeito de penalidades, por desvio desse mercado. Tais casos deverão ser comprovados junto ao ACEE por meio dos respectivos aditivos contratuais, demonstrando seus impactos nas penalidades. Esses ajustes poderão, se necessário, ser atendidos a partir da reserva ou do mecanismo de contratação extraordinária. Sendo necessário, o contrato da distribuidora deve ser elevado em igual monta.

As faturas de energia para os consumidores cativos deverão, necessariamente, discriminar as parcelas relativas a energia, uso de transmissão e distribuição, encargos e impostos.

Proposta quanto a consumidores livres

Consumidores atendidos em qualquer nível de tensão de fornecimento e em cuja unidade consumidora a demanda contratada seja igual ou superior a 3.000 kW poderão optar entre:

- Continuar sendo atendidos pelo distribuidor local;
- Comprar energia diretamente de um produtor independente ou de autoprodutores com excedentes; ou
- Comprar energia por meio de um comercializador.

O exercício das duas últimas opções caracteriza a condição de “consumidor livre”. Essa opção abrangerá toda a carga de uma unidade consumidora. No caso de expansão, o consumidor cativo poderá optar por enquadrar a carga adicional na condição de consumidor livre, devendo individualizar a medição. . A opção por tornar-se consumidor livre (ou de retornar à condição de suprido por um distribuidor) deverá ser feita com antecedência mínima de 5 anos, prazo esse compatível com o período de contratação a que estão obrigados os distribuidores. Antecedência menor deverá ser objeto de negociação direta entre consumidor e distribuidor, garantida ao distribuidor a prerrogativa da decisão final sobre a migração.

A condição de consumidor livre enseja a celebração de contratos de uso do sistema de transmissão e de distribuição e contratos de conexão, garantido o livre acesso a esses sistemas. O contrato de uso da rede por um consumidor livre deverá tornar disponível todas as informações necessárias para a operação e expansão da rede local. Os montantes de energia contratados por consumidores livres deverão estar registrados junto ao ACEE. A opção pela condição de consumidor livre não desobrigará o consumidor dos encargos referentes à CCC do sistema isolado e de outros de caráter sistêmico (RGR, Taxa de Fiscalização da ANEEL, Reserva de Segurança, etc.).

Os consumidores livres assim como os cativos arcarão com os encargos da reserva do sistema, uma vez que estarão operando sob o mesmo critério de garantia do sistema interligado nacional. Os encargos de reserva serão incorporados às tarifas de transporte (TUST e TUSD), devidamente discriminados e pagos por todo o universo de consumidores.



TABLA RESUMEN

MARCO REGULATORIO DISTRIBUCIÓN



MARCO GENERAL DE LA ACTIVIDAD DEL DISTRIBUIDOR

| | ARGENTINA (*) | BOLIVIA | BRASIL | COLOMBIA |
|---|--|---|---|--|
| Organismo regulador | ENRE: jurisdicción en el mercado mayorista nacional y la distribución de Buenos Aires y zonas próximas concedida por el estado nacional. Entes reguladores provinciales para el resto de la distribución | SIRESE – jurisdicción nacional | ANEEL – jurisdicción nacional | CREG – jurisdicción nacional |
| Concesiones (exclusividad y plazo) | Exclusivas, por 95 años, revisables al fin de los períodos de gestión de 15 años el primero y 10 años los sucesivos | Concesiones exclusivas con plazo máximo de 40 años | Concesiones exclusivas. Plazo en privatizaciones 30 años, en prórroga de concesiones a estatales 20 años. | No existen concesiones de distribución. Legalmente es libre la entrada y salida en el negocio de distribución eléctrica. |
| Definición de zona con obligación de suministro | | Franja de 100 metros en torno a la red existente, actualizada cada dos años | | No existe obligación de suministro. |
| Plazo entre revisiones tarifarias | 10 años la primera y luego 5 años | 4 años | Entre 3 y 5 años | 5 años |
| Audiencias públicas en las revisiones | Si | No tienen lugar | | No |
| Antecedentes de recursos judiciales de distribuidores o consumidores | Luego de la emergencia económica del año 2002 han existido recursos contra las revisiones tarifarias | No han existido | | No |
| Riesgo financiero o pérdidas al trasladar compras en el mercado mayorista | Los distribuidores compran energía en el mercado spot estabilizado y no corren riesgos. Si realizasen contratos podrían incurrir en riesgos | Los distribuidores no experimentan riesgos de ese tipo | | El distribuidor no actúa de intermediario de energía entre el mercado mayorista y los clientes regulados, sino que dicha función es ejercida por comercializadores |
| Multas por falla, en caso de racionamiento en el mercado mayorista | Son responsabilidad de los distribuidores | No están previstas | | |
| Límites para que los clientes libres potenciales accedan al mercado | 30 kW | 1000 kW | 3 MW | Consumo mensual mayor a 55 MWh o potencia mayor a 100 kW |
| Energía de clientes no regulados | 25% aproximadamente | 10% aproximadamente | | 30% aproximadamente |
| Obligación de suministro a tarifa regulada para clientes libres potenciales | Si | Si | Si | |

(*) Se describe principalmente la situación de las empresas reguladas por el ENRE, concesionadas por el estado nacional

| | ARGENTINA (*) | BOLIVIA | BRASIL | COLOMBIA |
|---|---|---|--|---|
| Restricciones a los clientes libres para iniciar y terminar la compra de energía al distribuidor | No existen | No existen | En el modelo propuesto anticipación de 5 años para optar por ser libre o regulado | No existen |
| ¿Es normal el corte a los consumidores morosos? | Lo era antes de la crisis económica del 2002. A partir de la crisis, las empresas han evitado los cortes, facilitando planes de pago a los morosos | Es normal el corte a morosos. No existen recursos jurídicos contra corte a morosos | | Si. Recientemente han tenido lugar fallos judiciales ante reclamos contra cortes de servicio, que pueden introducir riesgos si se generalizan. |
| Impuestos que gravan la venta de energía a los consumidores finales, | IVA (variando entre 21% a consumidor final y 40.5% a algunas empresas) | IVA 13%, e Impuesto a las transacciones 3% | | No existen |
| ¿Régimen de subsidio explícito en las tarifas a algunas categorías de clientes? ¿Experimenta el distribuidor alguna pérdida con motivo del subsidio? | En el ámbito del ENRE no existen, si bien hay proyectos para establecerlos. Existen subsidios en jurisdicciones provinciales. | No existe un régimen de subsidio explícito | Existe un régimen de universalización de servicios para hogares de bajos ingresos, aún no implementado totalmente | Subsidio a consumidores de bajos recursos diseñado para no afectar a los distribuidores. En la práctica estos están sujetos a demoras en los giros de fondos de subsidio. |
| Cambios regulatorios que hayan afectado la rentabilidad de inversiones ya realizadas | La Ley 25561 de Emergencia Económica, modificó las remuneraciones, al pesificar sus valores (tomando tipo de cambio 1 a 1) y congelar sus valores. Se suspendieron las revisiones tarifarias normales y se pasó a un proceso en curso de renegociación de los contratos de concesión. | No han existido cambios regulatorios significativos. En cambio, el valor numérico de la tasa de rentabilidad ha requerido ajustes respecto al método previsto, para evitar variaciones bruscas. | Los distribuidores objetan la base de cálculo de los activos que en su opinión debe tomar como referencia los valores en la privatización. Por otra parte el gobierno ha realizado una propuesta de nuevo modelo institucional que afecta la participación de los distribuidores en el mercado mayorista | En el año 2002 se modificó el mecanismo para el cálculo de los cargos máximos que perciben los distribuidores, perjudicándolos |

(*) Se describe principalmente la situación de las empresas reguladas por el ENRE, concesionadas por el estado nacional

METODO DE CALCULO DE LA REMUNERACIÓN REGULADA DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

| | ARGENTINA (*) | BOLIVIA | BRASIL | COLOMBIA |
|--|---|--|---|--|
| Descripción general de remuneración de inversiones | El método está sujeto al resultado de la renegociación de los contratos. Estaba prevista la estimación de una base tarifaria de inversiones a remunerar, a partir del valor de reposición (VNR) depreciado según la antigüedad de los equipos | Se remunera el valor contable de libros, depreciado de acuerdo a su tiempo en servicio | Se remunera el valor nuevo de reposición (VNR) de una red adaptada | En sistemas de tensión menor a 57.5 kV remunera por price cap, con cargos máximos eficientes que puede cobrar el distribuidor por unidad de energía distribuida en cada nivel. Para tensiones mayores se determina un ingreso total eficiente dadas las instalaciones del distribuidor. |
| ¿Si remunera red óptima o real? | Estaba prevista la remuneración a una red óptima diseñada para zonas típicas representativas del área de concesión, en un horizonte de al menos 5 años | Se remuneran las instalaciones realmente existentes en la red | Se diseñan redes típicas adaptadas dentro de cada región y sus resultados se expanden a la totalidad de la región | Para tensión mayor a 1 kV se remunera las instalaciones existentes pero a costo medio eficiente que resulta de tomar el valor que deja por debajo al 57% la probabilidad de la distribución de costos de la totalidad de empresas existentes. Para baja tensión se remunera el costo unitario de una red modelo eficiente. |
| Tasa de retorno empleada en la actualidad | Estaba prevista su estimación por el método CAPM | 10.1% real después de impuestos a los beneficios | Se aplica la metodología WACC empleando una estructura capital/deuda óptima | Sistemas de 57.5 kV, 14.06% real antes de impuestos, sistemas de tensión menor, 14.06 o 16.06% real antes de impuestos. |

(*) Se describe principalmente la situación de las empresas reguladas por el ENRE, concesionadas por el estado nacional

| | ARGENTINA (*) | BOLIVIA | BRASIL | COLOMBIA |
|---|--|--|--|--|
| Reducción de la remuneración entre revisiones | Está prevista en la regulación, si bien en los primeros diez años no se ha aplicado. | No se aplica | Se aplica una reducción anual de tarifas por concepto de Factor X, por ganancia de productividad | Por dos conceptos: reducción en las pérdidas máximas admisibles y factor por incremento de productividad. de 0.42% anual en los niveles menores a 57.5 kV |
| Estudios técnicos para cálculo de remuneraciones | La empresa presenta sus cálculos y el ENRE encarga estudios a consultores independientes, en base a los cuales decide la propuesta de remuneración | Los estudios son realizados por la empresa. Si la SIRESE discrepa con el valor propuesto, puede contratar un consultor para que opine sobre las discrepancias. | | Realizados por el regulador (CREG). Los distribuidores realizan los inventarios de instalaciones a remunerar supervisados por auditores autorizados por la CREG. |
| Estimaciones de flujo de fondos futuros | | | Se aplican en el cálculo del Factor X | No se emplean |
| Ingresos por actividades no reguladas ¿reducen la remuneración regulada? | No está prevista explícitamente. Solo ocurriría si como resultado de las revisiones se reducen la inversiones en la base tarifaria | Si, al reducirse la previsión de ingresos regulados necesarios para obtener la rentabilidad objetivo | Si, ANEEL propuso metodología al respecto | No hasta el momento. |
| ¿Régimen de remuneración previsto para el distribuidor se aplica exactamente? | La Ley de Emergencia económica del año 2002 suspendió la aplicación del régimen previsto, al pesificar y congelar las tarifas | No en su totalidad, ya que se está en un período transitorio de adecuación tarifaria. | Con motivo de la crisis energética y racionamiento del año 2001, se recurrió a soluciones ad hoc para compensar las pérdidas de los distribuidores | Si |

(*) Se describe principalmente la situación de las empresas reguladas por el ENRE, concesionadas por el estado nacional

CONTRIBUCIONES DE CLIENTES

| | ARGENTINA | BOLIVIA | BRASIL | COLOMBIA |
|--|--|--|--------|---|
| Contribuciones de los clientes para conexión o ampliación de carga | Los grandes consumidores deben hacerse cargo de los costos de solicitudes de cambio de tensión de suministro. | El consumidor cubre los costos de acometida y medidor de nuevas cargas. | | Las instalaciones de conexión en media tensión, son realizadas por los clientes a su costo. Las de conexión en baja tensión son realizadas por la empresa si le resulta rentable. |
| Garantías que debe constituir el cliente por obras de conexión o ampliación de carga | Par el caso de cambios de tensión, los clientes deben suscribir contratos de 2 o 4 años según la tensión, con el distribuidor | No están previstas. | | No está regulada la constitución de garantías por parte de los clientes. |
| Financiamiento por el cliente de su conexión o ampliación de carga | Los distribuidores pueden solicitar a los clientes financiamiento por obras para suministros a más de 500 m de las redes de media tensión. El financiamiento es devuelto con un crédito al cliente para consumo de energía | El distribuidor puede pedir al regulador que el cliente financie instalaciones si una nueva conexión no es rentable. | | |

RELACIÓN DEL DISTRIBUIDOR CON LOS CLIENTES LIBRES A LOS QUE PRESTA EL SERVICIO DE SU RED

| | ARGENTINA | BOLIVIA | BRASIL | COLOMBIA |
|--|---|---|---|--|
| Remuneraciones por el servicio de red prestado a los clientes libres. | Se calculan de manera similar a las de clientes regulados | Se calculan de manera similar a las de clientes regulados | A partir del 2006 serán similares a las de los clientes regulados | Similares a la remuneración por la distribución a clientes regulados |
| Reducciones sistemáticas en su ingreso por vender el servicio de red, si un cliente opta por comprar directamente al mercado? | No se producen | No se producen | | No |
| ¿El peaje a un cliente libre por el uso de la red refleja de manera precisa el costo prestar el servicio de red a ese cliente en particular? | No, se emplea un mecanismo de estampillado para grandes categorías de clientes libres | No, se emplea un mecanismo de estampillado para grandes categorías de clientes libres | | |
| ¿Se generan incentivos para que los clientes libres construyan redes propias, en by-pass de la red de servicio público? | No | No | | |



MARCO GENERAL DE LA ACTIVIDAD DEL DISTRIBUIDOR

| | CHILE | ECUADOR | ESPAÑA | PARAGUAY |
|---|--|--|--|---|
| Organismo regulador | CNE (regulación y planificación), SEC (fiscalización y concesiones), nacionales | CONELEC de jurisdicción nacional | CNE de jurisdicción nacional | No está previsto en la normativa |
| Concesiones (exclusividad y plazo) | Por tiempo indefinido, no exclusivas | Por treinta años, exclusivas | No existen concesiones, cualquier empresa puede en teoría ampliar redes | La empresa estatal ANDE realiza la distribución. El Parlamento puede otorgar concesiones a otras empresas |
| Definición de zona con obligación de suministro | Dos modalidades: región geográfica o área a distancia a la red existente menor que un valor predeterminado | Por área geográfica | No se define | |
| Plazo entre revisiones tarifarias | Cuatro años | Cuatro años | Anual | Anual |
| Audiencias públicas en las revisiones | No | No | No | No |
| Antecedentes de recursos judiciales de distribuidores o consumidores | | No | No | |
| Riesgo financiero o pérdidas al trasladar compras en el mercado mayorista | No | No | No | No existe un mercado mayorista ya que ANDE es integrada verticalmente |
| Multas por falla, en caso de racionamiento en el mercado mayorista | Trasladadas a los generadores | No | No | --- |
| Límites para que los clientes libres potenciales accedan al mercado | Potencia mayor a 2000 kW | Potencia mayor a 860kW energía anual mayor a 6000 MWh (bajan en el futuro) | Todos los consumidores a partir del 1/1/2003 pueden elegir pro-veedor libremente | |
| Energía de clientes no regulados | Sistema central 40% , sistema Norte Grande 90% | | --- | 100% |

| | CHILE | ECUADOR | ESPAÑA | P A R A G U A Y |
|---|--|---|--|--------------------------------------|
| Obligación de suministro a tarifa regulada para clientes libres potenciales | No | Si | | |
| Restricciones a los clientes libres para iniciar y terminar la compra de energía al distribuidor | | | | |
| ¿Es normal el corte a los consumidores morosos? | Si | | Si | |
| Impuestos que gravan la venta de energía a los consumidores finales, | IVA 19% | 10% a clientes industriales y comerciales | Impuesto eléctrico específico de tasa 5.11% e IVA del 16%. | |
| ¿Régimen de subsidio explícito en las tarifas a algunas categorías de clientes? ¿Experimenta el distribuidor alguna pérdida con motivo del subsidio? | Fondo administrado por las autoridades regionales para electrificación rural. No ocasiona pérdidas al distribuidor | Consumidores residenciales de mayor consumo, subsidian a los de bajo consumo. No ocasiona pérdidas al distribuidor. | No existe | |
| Cambios regulatorios que hayan afectado la rentabilidad de inversiones ya realizadas | No | No | | |

METODO DE CALCULO DE LA REMUNERACIÓN REGULADA DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

| | CHILE | ECUADOR | ESPAÑA | PARAGUAY |
|---|---|---|---|---|
| Descripción general de remuneración de inversiones | Anualidad a valor de reposición de los costos de inversión calculados en base a zonas típicas | Anualidad a valor de reposición | No existe un procedimiento regulado explícito | Tasa de retorno sobre los activos fijos netos contables, para ANDE en su conjunto |
| ¿Si remunera red óptima o real? | Red óptima eficiente | Instalaciones reales más las previstas en plan de cuatro años | --- | Red real |
| Tasa de retorno empleada en la actualidad | 10% real antes de impuestos | 7.5% real antes de impuestos | No se determina explícitamente | Rentabilidad entre el 8 y el 10% de la inversión inmovilizada contable |
| Reducción de la remuneración entre revisiones | No | No | --- | No |
| Estudios técnicos para cálculo de remuneraciones | De la CNE (ponderado con 2/3) y del distribuidor (ponderado con 1/3) | Del regulador | Del regulador | No |
| Estimaciones de flujo de fondos futuros | Si las tarifas básicas preliminares con tasa 10% aplicadas al conjunto de las empresas no dan tasa promedio entre 6% y 14% en flujo de fondos, se ajusta la remuneración. | No se aplican | --- | No |
| Ingresos por actividades no reguladas ¿reducen la remuneración regulada? | No | No | Está prevista la reducción | No |
| ¿Régimen de remuneración previsto para el distribuidor se aplica exactamente? | Si | Régimen transitorio de actualización tarifaria | No existe un procedimiento justificado teóricamente | La tasa de retorno obtenida no alcanza la estipulada por la normativa |

CONTRIBUCIONES DE CLIENTES

| | CHILE | ECUADOR | ESPAÑA | PARAGUAY |
|--|---|---|--|----------|
| Contribuciones de los clientes para conexión o ampliación de carga | No en la zona de obligación de servicio | Para cargas mayores a 10 kW o clientes fuera de la zona de obligación. Se calculan para asegurar al distribuidor retorno regulado por las obras | Hay cuotas de extensión y acceso que debe pagar el cliente por una nueva conexión o una ampliación de carga. | |
| Garantías que debe constituir el cliente por obras de conexión o ampliación de carga | Para cargas mayores a 10 kW | Un mes de consumo | No está previsto | |
| Financiamiento por el cliente de su conexión o ampliación de carga | Prevista en la ley | | No está previsto | |

RELACIÓN DEL DISTRIBUIDOR CON LOS CLIENTES LIBRES A LOS QUE PRESTA EL SERVICIO DE SU RED

| | CHILE | ECUADOR | ESPAÑA | PARAGUAY |
|--|-------------------------|---|-------------------------------|----------------------------|
| Remuneraciones por el servicio de red prestado a los clientes libres. | | Semejantes a las de clientes regulados | Todos los clientes son libres | No existen clientes libres |
| Reducciones sistemáticas en su ingreso por vender el servicio de red, si un cliente opta por comprar directamente al mercado? | No | No | No | --- |
| ¿El peaje a un cliente libre por el uso de la red refleja de manera precisa el costo prestar el servicio de red a ese cliente en particular? | No hay peajes regulados | No, ya que se emplean costos promedios por grandes categorías de clientes | No | --- |
| ¿Se generan incentivos para que los clientes libres construyan redes propias, en by-pass de la red de servicio público? | No | No | No | --- |

MARCO GENERAL DE LA ACTIVIDAD DEL DISTRIBUIDOR

| | PERU | URUGUAY | VENEZUELA |
|---|--|--|--|
| Organismo regulador | OSINERG de jurisdicción nacional | URSEA de jurisdicción nacional | Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), con competencia en regulación, control y normas de calidad; Ministerios de la Producción y Comercio y de Energía y Minas, en fijación de tarifas; Municipios, con competencia en alumbrado. |
| Concesiones (exclusividad y plazo) | Exclusivas y por plazo indeterminado | Exclusivas. Para la empresa estatal UTE el plazo es indeterminado. | El contrato de concesión define el área geográfica con exclusividad, más una zona de expansión no exclusiva, constituida por áreas no servidas. Plazo 30 años prorrogable por 20 más. |
| Definición de zona con obligación de suministro | Area geográfica (zonas urbanas) o área hasta 100 m de la red de distribución existente (preferida por empresas en zonas rurales y semiurbanas) | Incluye como mínimo la franja de 200 metros en torno de sus Instalaciones de Distribución en Media y Baja Tensión. | |
| Plazo entre revisiones tarifarias | Cuatro años | Cuatro años | Cuatro años |
| Audiencias públicas en las revisiones | Si | No | No |
| Antecedentes de recursos judiciales de distribuidores o consumidores | No han existido hasta el momento | No se ha realizado aún ninguna fijación de remuneraciones con el nuevo marco regulatorio. | No han tenido lugar. |
| Riesgo financiero o pérdidas al trasladar compras en el mercado mayorista | No si se realizan contratos | Los costos financieros de estabilización de precios se remuneran a tasa regulada. | Aún no se ha definido el mercado mayorista. |

| | PERU | URUGUAY | VENEZUELA |
|--|---|---|---|
| Multas por falla, en caso de racionamiento en el mercado mayorista | 250 US\$/MWh | Igual al costo de falla en el despacho, entre 140 y 2000 US\$/MWh en la actualidad. | No está definida. |
| Límites para que los clientes libres potenciales accedan al mercado | 1000 kW | 250 kW | No está definido aún |
| Energía de clientes no regulados | 37% del total | Hasta el presente ningún cliente optó por ser no regulado | --- |
| Obligación de suministro a tarifa regulada para clientes libres potenciales | No | Si | --- |
| Restricciones a los clientes libres para iniciar y terminar la compra de energía al distribuidor | | Para pasar a cliente libre debe pasar un año de contrato con el distribuidor o pagar la potencia hasta cumplir dicho plazo. Para volver a comprar energía al distribuidor, no antes de 12 meses de haber dejado de hacerlo. Preavisos de 6 meses. | --- |
| ¿Es normal el corte a los consumidores morosos? | Si | Si | Los clientes que hayan interpuesto el recurso correspondiente ante el organismo de protección al consumidor no pueden ser cortados. Además judicialmente, después del corte, los usuarios pueden recurrir el corte. |
| Impuestos que gravan la venta de energía a los consumidores finales, | Impuesto General a las ventas del 18% | IVA 23% y COFIS 3% | IVA 16% para no residenciales, más impuestos municipales. |
| ¿Régimen de subsidio explícito en las tarifas a algunas categorías de clientes? ¿Experimenta el distribuidor alguna pérdida con motivo del subsidio? | Consumidores residenciales con consumos mayores a 100 kWh subsidian a los menores. El distribuidor no experimenta pérdidas. | No hay subsidio explícito. La tarifa residencial tiene un primer tramo de 100 kWh, a un precio menor a los subsiguientes. | Las tarifas para el servicio residencial social no son sujeto de la aplicación de los factores de ajuste previstos en el pliego vigente. Todos los clientes residenciales están exentos del IVA |
| Cambios regulatorios que hayan afectado la rentabilidad de inversiones ya realizadas | No han existido hasta el presente | El nuevo régimen regulatorio aún no se ha implantado. | El nuevo régimen regulatorio aún no se ha definido. |

METODO DE CALCULO DE LA REMUNERACIÓN REGULADA DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

| | PERU | URUGUAY | VENEZUELA |
|---|---|---|--|
| Descripción general de remuneración de inversiones | Anualidad a valor de reposición de los costos de inversión calculados en base a zonas típicas | Anualidad a valor de reposición de los costos de inversión calculados en base a zonas típicas | Se está elaborando un régimen de remuneración por una anualidad del valor nuevo de reemplazo de los activos |
| ¿Si remunera red óptima o real? | Red óptima eficiente para la demanda del año anterior a la revisión | Red óptima eficiente | Se prevé remunerar una red óptima eficiente. |
| Tasa de retorno empleada en la actualidad | 12% real antes de impuestos | 10% real antes de impuestos en forma provisoria | La tasa de retorno empleada es variable de acuerdo con el tipo de empresa. En promedio es del 12% real después de impuestos a los beneficios |
| Tasa de impuesto a los beneficios | 30% | 35% | 34% |
| Reducción de la remuneración entre revisiones | Si, por concepto de economías de escala | Si, por concepto de economías de escala | No está prevista |
| Estudios técnicos para cálculo de remuneraciones | De la empresa, verificados por el regulador | Del regulador | Del regulador |
| Estimaciones de flujo de fondos futuros | Si las tarifas básicas preliminares con tasa 12% aplicadas al conjunto de las empresas no dan tasa promedio entre 8% y 16% en flujo de fondos, se ajusta la remuneración. | No se aplican | |
| Ingresos por actividades no reguladas ¿reducen la remuneración regulada? | Si | Si | No se prevé |
| ¿Régimen de remuneración previsto para el distribuidor se aplica exactamente? | Si | Aún no se ha iniciado la aplicación, ni si ha hecho público el VADE | Aún no se ha definido el nuevo marco. |

CONTRIBUCIONES DE CLIENTES

| | PERU | URUGUAY | VENEZUELA |
|--|---|--|------------------|
| Contribuciones de los clientes para conexión o ampliación de carga | Existen contribuciones reguladas | Están previstas, con el fin de cubrir las instalaciones de conexión no cubiertas por el VADE | |
| Garantías que debe constituir el cliente por obras de conexión o ampliación de carga | No existen garantías. En el caso en que el consumidor solicita una ampliación y luego se retira, debe pagar un remanente equivalente al VAD multiplicado por la potencia contratada por el tiempo que queda del contrato. | Para clientes con cargas mayores a 50 kW. Un componente no puede superar el 50% del VADE anual aplicable y el segundo componente tendrá como máximo el 80% del presupuesto de ejecución de las obras que el Distribuidor deba realizar para el interesado. | |
| Financiamiento por el cliente de su conexión o ampliación de carga | Se prevé financiamiento y reglas para su devolución | | No está previsto |

RELACIÓN DEL DISTRIBUIDOR CON LOS CLIENTES LIBRES A LOS QUE PRESTA EL SERVICIO DE SU RED

| | PERU | URUGUAY | VENEZUELA |
|--|-------------------------|---|-------------------------------|
| Remuneraciones por el servicio de red prestado a los clientes libres. | | Semejantes a las de clientes regulados | Todos los clientes son libres |
| Reducciones sistemáticas en su ingreso por vender el servicio de red, si un cliente opta por comprar directamente al mercado? | No | No | No |
| ¿El peaje a un cliente libre por el uso de la red refleja de manera precisa el costo prestar el servicio de red a ese cliente en particular? | No hay peajes regulados | No, ya que se emplean costos promedios por grandes categorías de clientes | No |
| ¿Se generan incentivos para que los clientes libres construyan redes propias, en by-pass de la red de servicio público? | No | No | No |

