

**ESTUDIO INTEGRAL DE CONDICIONES
SUSTENTABLES PARA LA PRESTACIÓN DEL
SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA
PROVINCIA DE BUENOS AIRES**

PROPUESTA METODOLÓGICA

I. RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento se ha elaborado en respuesta al requerimiento contenido en la Nota SSSP N° 145/10, mediante el cual se solicita al FRE BA por intermedio del Instituto de Cooperación para el Desarrollo Energético (ICDE), asistencia técnica para dar continuidad a las tareas de la Unidad creada por Resolución M.I. N°683/2008.

El mismo procura establecer las líneas directrices del método que se entiende necesario para el desarrollo del Estudio Integral de Condiciones Sustentables para la Prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires, quedando el análisis de las cuestiones de carácter específico que no sean abordadas por el presente, para su tratamiento en los distintos módulos que se enumeran en el Anexo II, de acuerdo al cronograma contenido en el Anexo III.

Reconocer los cambios socioeconómicos acaecidos en la realidad nacional y provincial desde el otorgamiento de las concesiones del servicio público de distribución de energía eléctrica (1.997) hasta el presente, resulta un condicionante ineludible al momento de proponer los componentes conceptuales básicos del citado Estudio Integral, si se pretende que éste constituya un real aporte al desarrollo sustentable de la distribución de energía eléctrica dentro del territorio provincial, en un marco de justicia, equidad y transparencia.

En atención a lo expresado, los objetivos generales de esta propuesta procuran:

- Generar cambios de diseño operativo tendientes a implementar mejoras en el funcionamiento sistémico del sector eléctrico regulado, basándose fundamentalmente en la vigencia de las metas establecidas en el Marco Regulatorio Eléctrico.
- Realizar un análisis global de los aspectos interrelacionados que incluyen los Contratos de Concesión, a efectos de realizar propuestas de adecuación a los mismos.
- Establecer las condiciones objetivo a alcanzar en la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica bajo condiciones de regularidad, generalidad, continuidad y no discriminación a los usuarios, con niveles de calidad y precio determinados.
- Desarrollar un sistema de monitoreo y auditoría técnico-económica de prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, en base a una contabilidad regulatoria estandarizada con parámetros de mediano y largo plazo, que tenga en cuenta la evolución esperada de la demanda de energía.
- Analizar y proponer la adecuación de los Contratos de Concesión, de acuerdo a los resultados de los estudios del Proceso de Revisión Integral de las Condiciones del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, la revisión de objetivos de política energética de la Provincia de Buenos Aires y su Marco Regulatorio Eléctrico.

A su vez, en el desarrollo de todos y cada uno de los aspectos esenciales que deben ser tenidos en cuenta en una instancia de estas características, será preciso perseguir los siguientes objetivos particulares:

- Coherencia de las propuestas con los principios definidos en la normativa legal y reglamentaria.
- Aseguramiento de la sustentabilidad de la actividad de distribución de energía eléctrica.

II. CRITERIO GENERAL DEL ESTUDIO INTEGRAL DE LAS CONDICIONES SUSTENTABLES DE PRESTACIÓN

Si bien los métodos de trabajo serán desarrollados en los apartados correspondientes, el criterio general del estudio observará los siguientes principios:

- ✓ **Modularidad** – Posibilidad de desarrollar cada uno de los módulos en forma separada, respetando la interrelación y dependencia que cada uno tiene respecto del resto de los módulos, lo que definitivamente implicará el seguimiento de un orden lógico para el tratamiento y cierre de los mismos.
- ✓ **Economía** – Dadas las restricciones de tiempo definidas por la realidad y a los efectos de procurar una economía en los tiempos y recursos afectados al proceso, será de suma importancia el máximo aprovechamiento de los datos disponibles y de las estructuras de generación de información que se encuentren previamente desarrolladas, las cuales serán debidamente revisadas y actualizadas a la fecha.
- ✓ **Avance continuo** – En función de la intervención de distintos actores en el proceso, se deberá contemplar la definición de una mecánica de trabajo tal que permita el avance continuo del mismo, asegurando las instancias de participación de las partes y consenso sobre los resultados obtenidos.

En un proceso como éste, resulta fundamental la concepción de un enfoque metodológico general, consistente y coherente, que asegure que todas las tareas a desarrollar y los actores involucrados en su ejecución, contribuyan al logro de los objetivos generales y particulares por medio de conceptos unificadores, inobjetables y compartidos por las partes.

III. ESQUEMA DE TRABAJO

El Estudio Integral de Condiciones Sustentables para la Prestación del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica en la Provincia de Buenos Aires, supone el desarrollo de un procedimiento por parte de la Unidad Técnica de la Revisión Tarifaria Integral, quienes contarán con el soporte de un consultor de reconocida experiencia en la materia contratado al afecto por el FREBA y la asistencia técnica brindada por el Instituto de Cooperación a través de profesionales propios o externos.

El proceso, como se ha mencionado, se estructura en módulos de trabajo cuyo análisis implica la realización de reuniones periódicas entre las partes, previas a la elevación de los informes preliminares y el informe final, todos ellos bajo coordinación operativa del Instituto.

Recabada la información necesaria, intercambiadas las ideas y opiniones correspondientes, y desarrollados los estudios respectivos con la participación del consultor que se designe, se confeccionarán en base a ello, los informes de cada etapa y el informe final. Dichos informes se elevarán a la Subsecretaría de Servicios Públicos, previa aprobación y conformidad de la Unidad Técnica (UTRTI) y del ICDE.

El ICDE nominará un profesional especialista a efectos de realizar el seguimiento integral del proceso y de determinar las necesidades de estudios complementarios.

Paralelamente, el ICDE desarrollará un Estudio de Diagnóstico Electroenergético, así como todos aquellos que sean necesarios para que el mismo cumpla con la asistencia técnica que le fuera requerida por esa Subsecretaría.

IV. CONTENIDOS CONCEPTUALES DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA

Los contenidos conceptuales de la propuesta abordan, bajo una modalidad modular, los siguientes tópicos:

- **Módulo 1° "A"**: Ventas, pérdidas y compras de energía y potencia; evolución de la demanda.
- **Módulo 1° "B"**: Valorización de las compras de energía, potencia y transporte.
- **Módulo 2°**: Régimen de Calidad, Suministro y Conexión, Base de Capital y Plan de Inversiones, Costos de Operación y Mantenimiento, Tasa de Rentabilidad Regulada y Requerimiento de Ingresos.
- **Módulo 3°**: Caracterización del Mercado, Régimen y Estructura Tarifaria, Determinación Técnica de Tarifas, Procedimiento de Ajuste, Régimen, Estructura y Determinación de Cuadros Tarifarios de Aplicación y Régimen de Compensaciones a Prestadores Municipales.

Tal como se aprecia, los módulos 1° "A" y "B" y 2° apuntan a determinar el requerimiento de ingresos que haga sustentable la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica, en condiciones de eficiencia, por parte de cada uno de los prestadores utilizados como testigo para definir las tarifas de referencia a aplicar en cada una de las áreas geográficas en que se encuentra dividida la provincia (Atlántica, Norte y Sur). En tanto, el módulo 3° se enfoca en la recuperación de esos costos por medio de las tarifas que habrán de abonar los usuarios finales y, en el caso de los Prestadores con Concesión Municipal, en la determinación de las compensaciones que correspondan, cuando el ingreso tarifario así obtenido no sea suficiente para cubrir su requerimiento de ingresos.

Merece destacarse que el orden en que se han enumerado las tareas a desarrollar y su división en módulos, no guarda necesariamente un correlato temporal con el orden en que serán realizadas. Por ello, se propone efectuar muchas de ellas en paralelo (Ver cronograma del Anexo III), e inter alimentarlas con los nuevos datos y resultados obtenidos durante el proceso, utilizando toda aquella información disponible, con las actualizaciones, validaciones y revisiones que resulten procedentes.

DESARROLLO DEL ESTUDIO INTEGRAL DE LAS CONDICIONES SUSTENTABLES PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1. INTRODUCCIÓN

Las tareas de diseño y elaboración de los cuadros tarifarios de referencia para cada una de las áreas geográficas en que se divide la Provincia de Buenos Aires, se hará conforme lo prevé el artículo 41 de la Ley 11.769 (t.o. según Dto. 1868/2004) sobre la base de los estudios desarrollados para determinar los cuadros tarifarios de las distribuidoras de concesión provincial (EDEA S.A., EDEN S.A. y EDES S.A.), con las adecuaciones que en cada caso resulten pertinentes. Esas tareas requieren un amplio y complejo conjunto de estudios técnicos, económicos, financieros, jurídicos y regulatorios interrelacionados, enmarcados en las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad.

2. ANTECEDENTES NORMATIVOS

En el marco de la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, la salida del régimen de convertibilidad del peso con el dólar estadounidense y la suspensión de ajustes de las tarifas de servicios públicos dispuestas mediante la Ley Nacional N° 25.561, la Provincia de Buenos Aires adhirió a la misma y estableció el procedimiento de adecuación de los contratos de concesión de los servicios públicos vigentes.

A través del dictado del Decreto N° 1175/02 se crea la Comisión Especial para la Evaluación del Impacto de la Crisis en las Tarifas y Contratos de Servicios Públicos, con el fin de que la misma recabe, compile y sistematice los informes técnicos necesarios para establecer la incidencia de la situación y medidas económicas adoptadas en el orden nacional y provincial respecto de las tarifas y la ecuación económico financiera de los contratos de prestación de servicios públicos vigentes.

Por Decreto N° 689/03, se aprueba el informe elaborado por la mencionada la Comisión Especial.

En función de las recomendaciones formuladas por la Comisión, mediante la Ley N° 13.173 se introdujeron importantes modificaciones al Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires contenido en la Ley N° 11.769.

Por el Decreto N° 1868/04 se aprueba el texto ordenado de la Ley N° 11.769, mientras que por Decreto N° 2479/04 se aprueba la reglamentación del Marco Regulatorio Eléctrico.

En consecuencia, el Ministerio de Infraestructura y las dependencias técnicas que lo componen, procedieron al análisis y elaboración de los estudios técnicos y documentación legal necesaria para la instrumentación de las adecuaciones contractuales, interactuando con las concesionarias provinciales EDEA (Área Atlántica), EDEN (Área Norte) y EDES (Área Sur).

La Resolución MIVySP N° 489/04, dispone en su articulado por una parte la necesidad de que los prestadores presenten modelos auditados representativos de sus costos de operación y mantenimiento asociados a la prestación del servicio y por la otra el activo puesto a disposición valuado a precios de mercado.

Distribuidoras EDEN S.A. y EDES S.A.

Con fecha 25 de octubre de 2005 se suscribió entre el Señor Ministro de Infraestructura, la Empresa Distribuidora de Energía Norte Sociedad Anónima (EDEN S.A.) y la Empresa Distribuidora de Energía Sur Sociedad Anónima (EDES S.A.), un Protocolo de Entendimiento mediante el cual se fijaron las condiciones técnicas, económicas y jurídicas básicas para tornar sustentable el Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica por ellas prestado en la Provincia de Buenos Aires.

El mencionado Protocolo fue aprobado mediante Decreto N° 2862/05 y ratificado por el artículo 47 de la Ley N° 13.403 y constituyó un principio de entendimiento integral entre el Concedente y los Concesionarios, el cual debía ser perfeccionado a través de sendas Addendas de Adecuación al Contrato de Concesión.

Con fecha 30 de junio de 2006 se suscribieron las Addendas de Adecuación respectivas, en consonancia con las pautas y lineamientos consignados en dicho protocolo y en un todo de acuerdo con los principios estatuidos en el Marco Regulatorio Eléctrico, resolviendo de modo armónico las cuestiones suscitadas en virtud de los hechos y medidas dispuestas a partir de la emergencia establecida por la Ley Nacional N° 25.561 y la Ley N° 12.858 de la Provincia de Buenos Aires.

Mediante el Decreto 3273/06 (6 de diciembre de 2006), se aprobaron las Addendas de Adecuación suscritas con EDEN y EDES.

Distribuidora EDEA S.A.

Con fecha 27 de enero de 2006 se suscribió entre el Ministro de Infraestructura, Vivienda y Servicios Públicos y la Empresa Distribuidora de Energía Atlántica Sociedad Anónima (EDEA S.A.), un Protocolo de Entendimiento mediante el cual se fijaron las condiciones técnicas, económicas y jurídicas básicas para tornar sustentable el Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica por ella prestado en la Provincia de Buenos Aires. Dicho Protocolo fue aprobado mediante Decreto N° 11 28/06.

Con fecha 22 de junio de 2006 se suscribió la Addenda de Adecuación respectiva, en consonancia con las pautas y lineamientos consignados en dicho protocolo y en un todo de acuerdo con los principios estatuidos en el Marco Regulatorio Eléctrico, resolviendo de modo armónico las cuestiones suscitadas en virtud de los hechos y medidas dispuestas a partir de la emergencia establecida por la Ley Nacional N° 25.561 y la Ley N° 12.858 de la Provincia de Buenos Aires.

La Addenda de Adecuación fue aprobada por el Decreto 3192/06 (24/11/2006).

Los documentos indicados precedentemente prevén respecto de las tres distribuidoras provinciales mencionadas la realización de una Revisión Tarifaria conforme a lo establecido en el Punto 4.3. de cada Protocolo de Entendimiento.

En ese contexto y en virtud de los compromisos asumidos en las Addendas de Adecuación de los respectivos Contratos de Concesión, el Decreto N° 1578/08 instruye, según sus respectivas competencias, a la DPE y al OCEBA a iniciar los estudios tendientes a la Revisión Tarifaria Integral.

Por Resolución M.I. N° 683/08 se crea en el ámbito del Ministerio de Infraestructura la Unidad Técnica de la Revisión Tarifaria Integral del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, la que reportando al Señor Subsecretario, está integrada por los cuerpos técnicos de la Dirección Provincial de Energía (DPE) y Organismo de Control de Energía

Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA).

En tal sentido, el Marco Regulatorio en su artículo 44, y los Contratos de Concesión en sus artículos 34 y 35 prevén el recalcu de los cuadros tarifarios finalizado cada período de cinco años, respetando los principios tarifarios básicos establecidos en la Ley Provincial N° 11.769 y su reglamentación, así como los lineamientos y parámetros que especifique la Autoridad de Aplicación, debiendo basarse en los principios enumerados en los Contratos de Concesión.

3. MÓDULO I.- MOVIMIENTOS DE ENERGÍA Y POTENCIA.

3.1. MÓDULO 1° "A"

El objetivo de este módulo es cuantificar, en unidades físicas, las ventas, pérdidas y compras de energía y potencia para el/los año/s tomados como base, resultando un input para diagnosticar la respuesta de las redes a la demanda presente. Tal diagnóstico, junto con las proyecciones de energía y potencia desde el año base al año horizonte, alimentarán a partir del diagnóstico antedicho y de las condiciones de calidad de producto y servicio técnico objetivo, el plan de inversiones.

Esta parte de la tarea se inicia con el procesamiento de las bases comerciales correspondiente a un período de como mínimo cinco años de historia, que finalice en el año calendario completo más reciente.

De cada base comercial a procesar, se requerirá la siguiente información:

Pequeñas Demandas por Tipo de Uso (sin medición de potencia ni discriminación de energía por banda horaria)

- ✓ **Uso Residencial (T1R y T4)** – Determinación de la cantidad de clientes y demanda de energía, en ambos casos por rangos de consumo.
- ✓ **Uso General (T1G)** – Determinación de la cantidad de clientes y demanda de energía, en ambos casos por rangos de consumo.
- ✓ **Uso Alumbrado Público (T1AP)** – Determinación de la cantidad de clientes y demanda de energía, en ambos casos por rangos de consumo.

Los rangos de consumo se definirán del menor tamaño posible, a efectos de conocer la estratificación de clientes y de energía para cualquier punto de corte que se establezca al momento de la definición de los cargos variables por consumo de energía, así como para posibilitar la proyección de la demanda por estratos de consumo.

Siendo que en la actualidad el Contrato de Concesión establece que la periodicidad de facturación de los clientes de Pequeñas Demandas es bimestral, será preciso proceder a la mensualización de la información obtenida de las bases de datos de los documentos comerciales (facturación).

Medianas y Grandes Demandas por Categoría y Nivel de Tensión (con medición de potencia y discriminación de energías por banda horaria)

- ✓ Cantidad de Clientes
- ✓ Potencia Contratada por Banda Horaria para cada cliente

- ✓ Potencia Registrada por Banda Horaria para cada cliente
- ✓ Energía Registrada por Banda Horaria para cada cliente

Siendo que en la actualidad la facturación de los clientes de medianas y grandes demandas no coincide necesariamente con cada mes calendario, será preciso proceder a la mensualización de la información obtenida de las bases de datos de los documentos comerciales (facturación).

Una vez que se haya procesado la base de datos comercial de cada año, debe procederse a la definición del método mediante el cual se realizarán las proyecciones de venta de energía y potencia.

Tales proyecciones definen, junto al nivel de pérdidas, al grado de adaptación de la red presente a la demanda actual y al régimen de calidad de producto y servicio técnico pretendido, el plan de inversiones y por ende una parte relevante del costo de capital a considerar al evaluar la sustentabilidad del servicio.

Será condición imprescindible validar la robustez del modelo seleccionado en términos de su capacidad de explicar la demanda antes de proceder a su utilización.

Consecuentemente, las variables de los modelos que se utilicen para explicar y proyectar la demanda, deberán ser de acceso público, trazables, y con series históricas consolidadas.

Las proyecciones que se efectúen con el modelo elegido deberán permitir caracterizar:

- a) el crecimiento de la cantidad de clientes por grupo homogéneo y nivel de tensión.
- b) el crecimiento de la potencia y energía que éstos demanden.
- c) la distribución espacial esperada para esos crecimientos.

Para los clientes sin medición de potencia, la estimación de este parámetro se realizará por agregación de las curvas típicas (De acuerdo al punto 5.2 Caracterización del Mercado) disponibles para cada grupo homogéneo de clientes, incorporando como uno de los criterios para definir la homogeneidad, el destino de la energía que consumen.

Se desestima la realización de una campaña de medición dado que los tiempos mínimos necesarios para su planificación, realización y procesamiento (Mínimo 14/15 meses), superan aquellos fijados como límite por la Subsecretaría de Servicios Públicos para contar con los resultados del Estudio Integral.

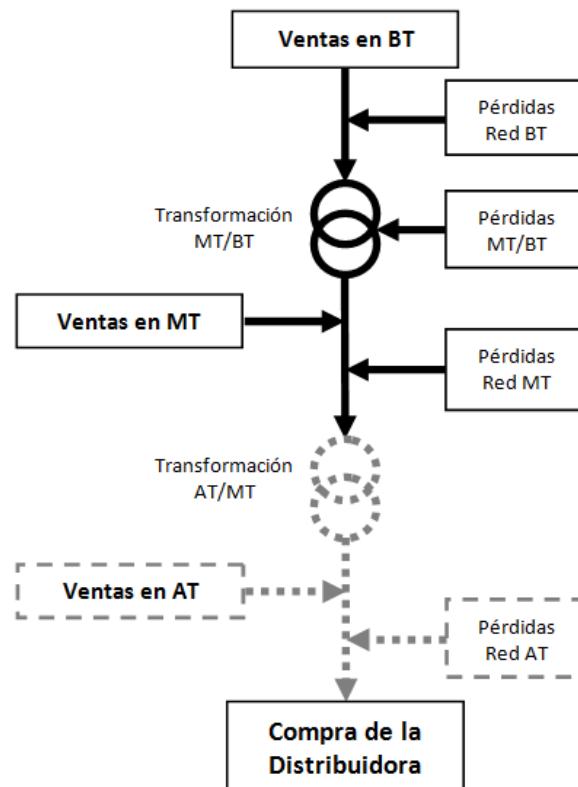
Dentro de éste módulo, deberá realizarse igualmente la determinación de pérdidas eléctricas atribuibles a los distintos tipos de clientes por nivel de tensión, a fin de obtener a partir de la venta de energía y potencia, los correspondientes valores de ingreso de esas magnitudes a las distintas etapas de la red (Baja tensión, transformación media/baja, media tensión, etc.).

Actualmente se encuentran en avanzado estado de desarrollo estudios tendientes a su valorización, los cuales se prevé validar cualitativa y cuantitativamente con una entidad académica de reconocido prestigio.

Conocidas las demandas de potencia totales para cada etapa de la red, será posible definir las necesidades de crecimiento vertical y horizontal de la misma por nivel de tensión.

También podrá determinarse los valores de la demanda total de potencia de la distribuidora y compararla con aquellos de compra efectivamente registrados, realizando en caso de ser necesario las correcciones en el modelado de la demanda y/o en la valorización de pérdidas que permitan la convergencia de ambos guarismos (Demanda de potencia agregada vs. potencia total comprada). (Ver Punto 5.2.1. Balance de Potencia)

El diagrama siguiente sintetiza lo recientemente expresado:



Puesto que no todas las distribuidoras poseen red de alta tensión, la parte del gráfico correspondiente a esta etapa se representa en línea punteada color gris. Si tal red no existe, la compra de la distribuidora se traslada al punto del diagrama donde se encuentra representada la vinculación de la red de media tensión a la transformación MT/AT. Finalmente, es de hacer notar que algunas distribuidoras poseen distintos niveles de media tensión, en cuyo caso dicha etapa debería desdoblarse en tantos niveles como valores de MT existan.

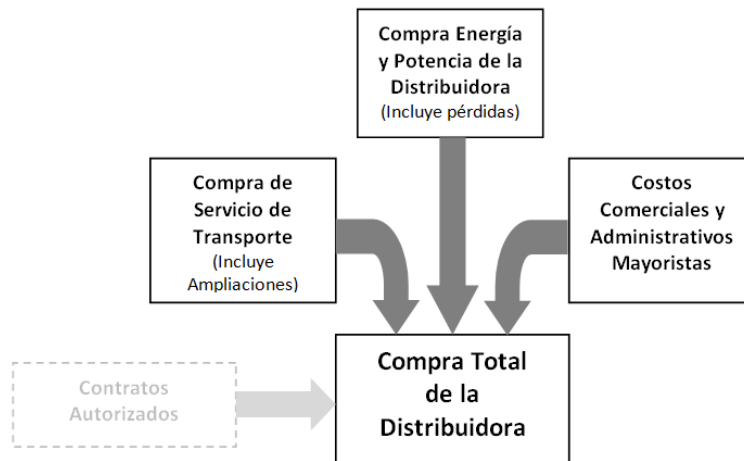
3.2. MÓDULO 1° "B"

El objetivo de este módulo es cuantificar, en unidades monetarias, la estructura de compra.

El conocimiento de esos datos será de suma importancia tanto al determinar el requerimiento de ingresos de la distribuidora, como al diseñar el mecanismo mediante el cual los costos de compra habrán de reflejarse en los diferentes cargos que componen el cuadro tarifario con la mayor neutralidad y transparencia posible. Este último proceso es denominado con frecuencia en la literatura técnica específica como mecanismo de pass through.

Al costo de las compras originadas en las demandas físicas de energía y potencia de los clientes (Incluidas las pérdidas), deberán adicionarse los originados en la compra de

servicio de transporte y en los costos comerciales y administrativos aplicados por el proveedor de energía en bloque, sea éste el mercado eléctrico mayorista (Estacional y/o contratos autorizados) u otro distribuidor, tanto para determinar la parte de los requerimientos de ingresos relacionada con la compra mayorista, como para el diseño y valorización del mecanismo de pass through.



4. MÓDULO II.- REQUERIMIENTO DE INGRESOS

4.1. BASE DE CAPITAL Y PLAN DE INVERSIONES

4.1.1. SELECCIÓN DEL MÉTODO PARA VALORIZAR EL CAPITAL. PRESENTACIÓN DE ALTERNATIVAS

Para evaluar las bondades de un determinado esquema de valoración del costo del capital es necesario tener en cuenta tanto el valor de la base de los activos como la forma en que se determina la tasa de retorno permitida dentro del esquema de regulación vigente. No existe a priori un método óptimo de valoración de activos. Los desarrollos metodológicos pueden dar lugar a resultados dispares, dependiendo del valor inicial del cual se parte, de que índices se utilizan, de qué fuente se obtiene la información o de cómo se incluyen los conceptos de “riesgo país” dentro del cálculo propiamente dicho.

Lo que sí es importante es que el conjunto del esquema sea consistente en el sentido que asegure un adecuado balance entre los intereses de los consumidores y proveedores del servicio en el transcurso del tiempo de acuerdo a las previsiones del artículo 42 de la Ley 11.769 (según t.o. Dto. 1868/2004)

En resumen, la adopción de un esquema de valoración de base de activos debe evaluarse en el contexto del esquema general de regulación. Toda vez que el esquema general sea consistente en el tiempo, el esquema de valoración de activos será considerado adecuado.

En forma previa a la determinación de la base de capital resulta conveniente definir uno de los elementos cruciales de la revisión tarifaria: la determinación del costo del capital.

El marco regulatorio eléctrico nacional y el de la Provincia de Buenos Aires en particular establecen que la tasa de rentabilidad se debe fijar a valores razonables y equiparables a la de otras actividades de riesgo similar o comparable a nivel nacional o internacional.

Usualmente la determinación del costo del capital se realiza para descontar un determinado flujo de fondos futuro que se espera produzca un determinado activo y de esta manera establecer el valor de ese activo, basado en el rendimiento que podría obtener ese capital en su mejor uso alternativo (ex-ante).

El costo del capital está asociado a modelos económico-financieros utilizados para la evaluación de una unidad de negocio, en este caso la distribución de energía eléctrica.

En general, el enfoque empleado ha sido el de estimar el retorno que obtendrá la firma regulada sobre los activos esenciales para la prestación del servicio, que constituyen la base de capital. Más adelante se detallarán los conceptos metodológicos para determinar esa base de capital.

En general el retorno esperado sobre el capital invertido se ha calculado en forma independiente de la estrategia de financiamiento real de la empresa, recurriendo al Costo del Capital Promedio Ponderado o WACC (Weighted Average Cost of Capital), que se obtiene a partir de considerar la ponderación del costo del capital propio (equity) y del costo del capital de terceros (deuda).

Luego de la crisis financiera de 2002, este concepto recibió algunos cuestionamientos dentro del esquema regulatorio argentino, especialmente por el efecto del riesgo país sobre los valores resultantes del WACC.

Frente a esta situación existen, entre otros, los siguientes enfoques alternativos:

- a) Elaborar un flujo de fondos descontado a una tasa de rentabilidad equivalente a la de actividades de riesgos similares dentro del país. Este flujo de fondos será sometido a diferentes escenarios de sensibilidades respecto de la rentabilidad esperada ante situaciones tales como cambios en los precios relativos (ej. devaluación del peso vs. dólar, incrementos salariales no previstos, procesos inflacionarios, etc) efectuando retoques en la tasa y cálculos iterativos hasta que las variaciones observadas en la rentabilidad no superen un porcentaje previamente acordado.
- b) La otra opción es que se le presenten al Poder Concedente diversas alternativas de tasas de rentabilidad que hagan sustentable la actividad de distribución de energía eléctrica.

En definitiva, es imprescindible que la determinación de una de las variables clave del Estudio Integral de Condiciones Sustentables para la Prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en la Provincia de Buenos Aires, resulte del consenso de todos los actores involucrados, sin perjuicio de la facultad decisoria que es patrimonio del Poder Concedente o la Autoridad Política o Económica Provincial, quienes en última instancia, intervendrán activamente en la decisión que se adopte.

4.1.2. DETERMINACIÓN Y VALORIZACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL. PRESENTACIÓN DE ALTERNATIVAS

Si bien existen distintos métodos para la determinación y valorización de la base de capital y plan de inversiones, en función de los lineamientos temporales definidos por la SSP, de los trabajos previos desarrollados en este sentido en el marco de la Resolución MIVySP

489/2004 y en los Protocolos de Entendimiento y sus actualizaciones periódicas y por razones de economía de recursos, se propone aplicar en esta primera instancia para valuar la base de capital, el criterio de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), sin que ello implique descartar para una fase complementaria del trabajo, el análisis e implementación de otras alternativas técnicas de valuación de dicha base.

El análisis de la base de capital se realizará a partir de la red real, sobre la cual al realizar las incorporaciones que determine el plan de inversiones, se obtendrá una red eléctrica tecnológica, económica y ambientalmente adaptada a la demanda, con un servicio cuya calidad será definida por el regulador teniendo en cuenta las previsiones del Punto 4.4 y concordantes. Las inversiones que surjan como consecuencia de los criterios aquí establecidos, partiendo del estado presente de las redes, estarán orientadas a una utilización más eficiente de los recursos volcados en la gestión y la expansión de las mismas, procurando el menor costo para el usuario.

A los fines de determinar la base de capital a aplicar en el Estudio Integral y vista la necesidad de compatibilizar los tiempos del mismo con aquellos requeridos para relevar y tipificar los activos de red real afectados actualmente al servicio, se utilizará como se dijo toda la información ya disponible sobre el particular, por caso, aquella relevada y auditada en oportunidad de cumplir con la Resolución MIVySP 489/2004, en los protocolos de entendimiento y sus actualizaciones, y la más recientemente reflejada en el sistema GIS que está instrumentando la Dirección Provincial de Energía, en todos los casos con las actualizaciones que correspondan.

Respecto de la dotación de activos actuales afectados al servicio, que conforman la base de capital a remunerar, existe una importante estandarización de instalaciones realizada en oportunidad de cumplir lo prescripto por la ya citada Resolución MIVySP N°489/2004, por lo cual el esfuerzo debería concentrarse en actualizar los tipos constructivos, la dotación física que conforma dicha base y en actualizar igualmente los valores unitarios de los típicos constructivos definidos durante el ya citado proceso de estandarización.

Cumplido este paso, se podrá contar con el VNR de la totalidad de instalaciones discriminadas por nivel de tensión y por origen del capital (Propio o de terceros), que integran la base de capital.

A través de este enfoque, mediante el cual se trata la Base de Capital como un activo físico, se procura generar los recursos necesarios para mantener una adecuada renovación de los activos de tal naturaleza durante el periodo de vigencia de las tarifas. Así, los diversos métodos se centran en determinar el costo actual de las instalaciones (a precios de mercado) para reemplazar un activo por otro que pueda brindar el mismo servicio y capacidad.

Una vez realizada la determinación de la base de capital y habiendo igualmente procedido a su valorización, el paso siguiente consiste en determinar la tasa de retorno permitida dentro del Marco Regulatorio vigente. Es importante aquí velar por la sustentabilidad del servicio a lo largo del tiempo, equilibrando mediante una adecuada conciliación los intereses e inversiones del prestador con los intereses de los clientes, como se expresará en el punto 4.1.1 del presente.

Durante este proceso debe tenerse especial cuidado en evitar las revaluaciones o devaluaciones abruptas, ya que constituyen un riesgo considerable tanto para los consumidores como para la empresa regulada. Una revaluación inapropiada implica, para los usuarios, un incremento de tarifas y una consecuente transferencia de ingresos a la empresa proveedora del servicio. Por el contrario, una devaluación inapropiada resultaría confiscatoria y atentaría contra la sustentabilidad actual y futura del servicio. Por estos motivos, se debe ser extremadamente cuidadoso con la determinación del valor de la base de activos.

La valorización de la Base de Capital, junto con la tasa de rentabilidad reconocida, permite estimar el quantum del beneficio que se le exigirá a la tarifa para que remunere adecuadamente el capital comprometido. Asimismo, constituye el valor de origen en el “momento cero” del flujo de caja derivado de la validación de resultados prevista en el punto 7, con el que se pretende demostrar que el nivel de tarifas propuesto cumple con los principios tarifarios de la ley 11.769, de asegurar ingresos suficientes para cubrir costos operativos, las amortizaciones del capital y la obtención de una remuneración razonable sobre el mismo.

Definida la tasa de retorno y existiendo un acuerdo ya establecido sobre la vida útil a asignar a cada uno de los activos afectados al servicio, se determinará la anualidad del costo de capital para cada etapa de la red mediante, por ejemplo, la aplicación del factor de recuperación de capital (En el caso de que los activos hayan sido adquiridos con capital propio) o del factor de amortización (Si los mismos han sido adquiridos con capital aportado por terceros).

El Plan de inversiones deberá tener un horizonte de cómo mínimo 5 años y estar discriminado de acuerdo al tipo de obra bajo las condiciones de calidad requeridas para la prestación del servicio.

4.2. TASA DE RENTABILIDAD REGULADA

En cuanto a la determinación de la Tasa de rentabilidad, la misma debe cumplir con el criterio del artículo 42 inc. c) del marco regulatorio: “El costo propio de distribución a reconocer deberá proveer, a los distribuidores que operen en forma económica y prudente, recursos necesarios para cubrir los costos normales y razonables de comercialización y de explotación del servicio, costos de capital, amortización y renovación de equipos e instalaciones, expansiones de las redes necesarias para atender las obligaciones especificadas en los respectivos contratos de concesión, tributar los impuestos, y obtener una tasa de rentabilidad equiparable a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente, debiendo tener en cuenta asimismo las justificables diferencias de costo que existan en la prestación del mismo tipo de servicio en las distintas áreas de la Provincia de Buenos Aires, que surjan de particularidades geográficas, de la forma de su prestación, y cualquier otra característica que la Autoridad de Aplicación estime relevante.”

4.3. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Tal como fuera anteriormente mencionado, bajo la premisa de cumplir con los objetivos y plazos definidos por la Nota SSSP 145/10, para la implementación metodológica se partirá de los modelos desarrollados en cumplimiento de los requisitos establecidos en la Resolución MIV y SP 489/2004, los cuales serán adaptados a los posibles cambios que se introduzcan en las condiciones de prestación del servicio que surjan del proceso que aquí se propone. Se destaca la modelización de cada proceso del servicio y su vinculación con la variable explicativa. Esto último permite comparar costos entre distintos prestadores así como proyectar su evolución en el tiempo a fin de componer el flujo de fondos.

4.3.1. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE RED

Los costos unitarios de explotación técnica de las redes se determinan, considerando las tareas más importantes de operación, mantenimiento predictivo (Busca anticipar soluciones a posibles fallas antes de que ocurran), mantenimiento preventivo (Programado) y mantenimiento correctivo (Corrige fallas), que se efectúan sobre las mismas. Dichos costos deben incluir tanto la mano de obra aplicada a cada tarea, como los materiales requeridos por la misma y el transporte de personal y materiales desde la base operativa hasta el lugar de realización de la tarea, y el correspondiente regreso. Se deben incluir en forma discriminada dentro de los costos de operación y mantenimiento de red aquellos originados en las actividades de cortes por falta de pago, retiro de medidores, reconexiones y rehabilitaciones de servicios, previendo su incorporación al cuadro tarifario como cargos específicos. En tal caso integran los requerimientos de ingresos pero no los costos de Operación y Mantenimiento incorporados dentro de los distintos cargos del cuadro tarifario.

El alcance de estas actividades depende de los siguientes factores:

- Características de cada equipo o instalación.
- Condiciones de uso de los mismos.
- Calidad de la prestación contractualmente requerida.
- Gestión de la explotación.

En cuanto a los componentes del costo de O&M se reconocen tres elementos principales:

El primero de ellos está referido al costo de mantenimiento de la instalación en relación a su ubicación en la red, es decir que más allá de las especificaciones que dé el fabricante en cuanto a periodicidad del mantenimiento preventivo, importa el perjuicio que ocasionará una contingencia en función del tipo y número de clientes que afecte.

El segundo de los componentes está ligado al costo de operación del sistema frente a situaciones de falla o de necesidades previstas de mantenimiento o aislación de algún sector del sistema. Dependiendo del sector que se trate, la Distribuidora podrá dedicar más o menos recursos cuanto mayor o menor sea el costo total de la energía no suministrada.

Finalmente, el tercer componente está directamente relacionado con las reparaciones a que da lugar una falla.

En conclusión, haciendo un estricto análisis de los costos de operación y mantenimiento, debe tenerse en cuenta que el valor resultante dependerá de la calidad de servicio requerida, la ubicación de los elementos individuales en el conjunto de la red y el diseño de la misma.

Con frecuencia el costo de operación y mantenimiento suele expresarse como un porcentaje fijo del costo unitario de capital de las redes, por tipo de instalación. Sin embargo, ésta forma de valuar el costo de O&M es algo simplificada y no contempla las características peculiares de la red, su antigüedad, su diseño y la valoración que hace el usuario de los perjuicios que le puede causar el suministro cuando no cumple los requisitos de calidad fijados.

La alternativa es aplicar un método analítico que permita valorizar con mayor nivel de detalle, los costos reales de O&M.

Para ello, analizando cada tipo constructivo (líneas aéreas por nivel de tensión y tipo, cables subterráneos y subacuáticos, subestaciones y puestos de transformación en sus distintos niveles de tensión y tipos constructivos, etc.), se definen las intervenciones sobre los principales elementos que componen cada tipo constructivo (p. ej. para una línea aérea postes, aisladores, conductores, puestas a tierra, etc.) y el costo de los componentes a

reemplazar/ reparar en cada intervención. Paralelamente, se determina el costo de la mano de obra (cuadrillas asignadas, operarios, técnicos y profesionales), así como el costo de los equipos y herramientas necesarios para cada intervención. Se determinan luego los costos totales de reposición, reparación y operación de cada uno de los elementos principales antes citados. Finalmente, en función de esos costos, de la frecuencia con que cada tarea ha de ser realizada y de la cantidad de cada tipo constructivo de los elementos constitutivos de la red, se obtienen los costos de O&M de manera analítica. Este tratamiento detallado permite reflejar en forma adecuada los costos de O&M en el área de concesión de la Distribuidora.

Además, el esquema analítico permite adaptar los costos a los distintos requisitos que surjan del punto 4.4 RÉGIMEN DE CALIDAD, SUMINISTRO Y CONEXIÓN y concordantes.

4.3.2. COSTOS DE GESTIÓN COMERCIAL Y DE ADMINISTRACIÓN

Se determinarán los costos de gestión comercial y los costos de administración mediante la formulación de sendos modelos, que tengan en cuenta entre otras variables explicativas, el tamaño de la distribuidora y la composición de su mercado, para representar los costos insumidos por la gestión comercial y por la administración general de la distribuidora.

El modelado de los costos de gestión comercial se realizará aplicando el concepto de Centros de Costos por actividad específica, de acuerdo al siguiente detalle enumerativo no excluyente:

- Atención a clientes en general
- Atención a clientes especiales
- Lectura y facturación
- Cobranza y gestión de morosos

Para cada centro de costos se considerarán el costo empresario del personal propio, alquiler de inmuebles, vehículos, mobiliario y equipos informáticos, consumibles, etc., así como los servicios de la gestión comercial y de apoyo a la misma brindados por terceros (por ejemplo distribución de facturas, servicios de seguridad y vigilancia, servicio de limpieza, gestión de morosos, etc.).

Para los costos de administración, relacionados con las funciones de conducción y gerenciamiento general, finanzas, recursos humanos, legales, control de gestión, planificación y auditoría, control de cobranza y fraude y servicio técnico, se propone aplicar también un procedimiento de modelado basado en centros de costos, similar al utilizado para evaluar los costos de gestión comercial.

Dentro de estos componentes de costos se considerarán la totalidad de recursos propios y contratados, tanto de mano de obra como de materiales, para la supervisión, el control y la dirección necesarios para hacer posible la explotación de las instalaciones, en función de las características geográficas de las empresas, topología de las redes, las condiciones de operación y los niveles de calidad exigidos por la regulación. Se incluirán igualmente dentro de los costos de administración aquellos originados en tasas, impuestos y contribuciones originados en el desarrollo de la actividad de distribución de energía eléctrica exceptuando los tributos directamente trasladables al usuario (Por ejemplo el IVA). También corresponderá incluir dentro de los costos de administración aquellos derivados de la regulación misma, tales como la Tasa de Fiscalización y Control del ENRE y el OCEBA.

Finalmente, con vistas al cálculo técnico de tarifas, los costos de gestión comercial y de administración modelados, se asignarán a las distintas categorías de clientes teniendo en cuenta la representatividad y la responsabilidad de cada una de ellas en la generación de los mismos, bajo el formato de pesos por cliente y por mes.

4.4. RÉGIMEN DE CALIDAD, SUMINISTRO Y CONEXIÓN

En este apartado se explicitarán los lineamientos generales para la revisión y mejora de los siguientes regímenes que integran como anexos los Contratos de Concesión.

4.4.1. Consideraciones generales

Siendo que las condiciones de calidad a observar en el período tarifario al que se refiere el cálculo influyen decididamente sobre los requerimientos de operación y mantenimiento de las instalaciones de los Distribuidores, así como también sobre la definición de los planes de Inversión, será preciso determinar prima facie los lineamientos generales y particulares de los regímenes de Calidad, Suministro y Conexión, así como también los procedimientos referidos a Medio Ambiente y Seguridad en la Vía Pública.

Para el caso de modificación de los parámetros de calidad previstos en la normativa vigente y ante la necesidad de adaptar a ellas la operación y mantenimiento de redes y/o ejecutar las inversiones correspondientes, es condición fundamental prever la instrumentación de un Período de Transición desde los niveles actuales hacia los establecidos como objetivo, mediante un plazo mínimo que garantice la solución de compromiso entre celeridad de cambio y posibilidades técnico económicas para su ejecución.

La definición de las condiciones de prestación del servicio representa pues la información básica de entrada para el diseño de las políticas de operación y mantenimiento de las instalaciones, y es un elemento relevante a tener en cuenta en la planificación de las inversiones así como también en el cronograma de ejecución de las mismas.

De esta manera, las condiciones de prestación del servicio requeridas impactarán finalmente en el valor de los cargos tarifarios y por lo tanto se deberá proceder a verificar que los niveles de exigencia sean compatibles tanto con los cuadros tarifarios resultantes así como también con los objetivos de la política energética de la Provincia.

Tanto para los regímenes de Calidad de Producto y Servicio Técnico como para la Calidad Comercial, se procederán a analizar los resultados de la aplicación de las exigencias de calidad vigentes, y todas las cuestiones necesarias para el seguimiento de los niveles de calidad así como también los plazos establecidos en la normativa para la evolución de la performance de los Distribuidores.

En particular, se analizará detalladamente las situaciones relacionadas con la prestación del servicio en áreas rurales para todas las categorías tarifarias, así como también los casos de condiciones de calidad diferencial cuando los prestadores del servicio público de distribución de energía se alimentan a través de las redes de otro prestador.

En lo referente al Reglamento de Suministro y Conexión y en todo de acuerdo con el espíritu de revisión de la experiencia acumulada desde el inicio de las Concesiones hasta la actualidad, se deberá analizar todo lo atinente a los derechos, obligaciones y responsabilidades de las partes y en particular todas las cuestiones que derivaron en diferencias interpretativas y de aplicación de la normativa vigente.

Siguiendo el objetivo específico establecido en la Nota SSSP N° 145/10 referido a las condiciones sustentables necesarias para la prestación del servicio, será preciso revisar los regímenes sancionatorios y de financiación de las necesidades de inversión, así como también las condiciones de aplicación de los mismos a los efectos de proponer las modificaciones necesarias que orienten las señales económicas a la operación y mantenimiento de las instalaciones y a la ejecución de los planes de inversión, minimizando los costos de capital y de explotación asociados así como también el costo de falla para el usuario.

Por último, se deberá evaluar que las sanciones se destinen a la solución de los inconvenientes que dieron origen a las mismas.

4.4.2. Régimen de Calidad y Sanciones

4.4.2.1. Calidad de Producto y Servicio Técnico

Para la definición de las adecuaciones y mejoras al Régimen de Calidad de Servicio y Producto Técnico, es básico considerar la experiencia recogida en la prestación y control del servicio durante los años transcurridos desde el otorgamiento de las concesiones. En este sentido, el informe ya elaborado por la UTRTI constituye un valioso aporte sobre aquellos aspectos que merecen especial atención. Entre ellos, la tarea de revisión y mejora comprenderá:

- Nivel de calidad exigida y a exigir
- Niveles de calidad diferenciales entre categorías de usuarios
- Gestión en el control de la calidad
- Métodos de muestreo y expansiones de las muestras
- Penalidades
- Incentivos a la inversión para mejora de la calidad
- Contrapartida económica de las mejoras

Para cada uno de los puntos señalados con anterioridad, resulta relevante analizar las particularidades que presenta el sector en cuanto a la cantidad y diversidad de prestadores.

Para estos casos, además de los índices individuales por cliente, se debería analizar la conveniencia de introducir Indicadores Globales de Calidad de Servicio Técnico que permitan realizar un análisis de clientes agrupados (Por localidad y/o sucursal), mediante los cuales se monitoree la evolución de la calidad de servicio promedio de esas agrupaciones. Si se detectasen apartamientos significativos en algunas de ellas, ya sea respecto del conjunto o de su tendencia histórica, el régimen sancionatorio debería prever para estos casos una primera instancia en que las multas puedan ser aplicadas por el distribuidor a la subsanación de las causas que los provocan, mediante la propuesta y ejecución de un plan de inversiones ad hoc que deberá ser comunicado al OCEBA y monitoreado por éste. En caso de verificarse incumplimientos, la multa debe hacerse efectiva, dimensionándola en función de las inversiones no incurridas.

Se propone igualmente analizar la posibilidad de fijar niveles de calidad diferenciales entre categorías de usuarios, en tanto las características de las redes de las cuales se alimentan lo permitan. La calidad diferencial deberá ser especial e inevitablemente establecida para los casos en que el suministro mayorista a un distribuidor sea realizado a través de las redes de otro distribuidor.

La gestión del control se evaluará analizando si resulta necesario introducir modificaciones en las campañas de medición y/o al relevar las condiciones de calidad. Por otra parte, deberá analizarse la necesidad o no de incorporar en los contratos de concesión exigencias

de control de calidad diferenciales según particularidades de los prestadores como podría ser su número de clientes y/o las características del mercado abastecido.

Igualmente se analizarán y propondrán eventuales modificaciones a los criterios de aplicación de penalidades, entendiendo que las mismas deberían ser una señal efectiva pero a la vez aplicable por el prestador para orientar sus inversiones y mejorar progresivamente la calidad del suministro a sus usuarios.

A la par de establecer nuevas exigencias en inversión y en la gestión de la calidad, cuya instrumentación deberá ser progresiva, es imprescindible tener en cuenta en el Estudio Integral de Condiciones Sustentables, asegurar al prestador la obtención de los recursos genuinos necesarios para cumplir con las mismas.

4.4.2.2. Calidad de Servicio Comercial

Son válidas aquí la mayoría de las consideraciones realizadas al enunciar las acciones referidas a la calidad de producto y servicio técnico, con las adaptaciones lógicas impuestas por las diferencias entre tal calidad y la de Servicio Comercial.

4.4.3. Régimen de Suministro y Conexión

Nuevamente aquí tanto la experiencia de los distribuidores como aquella recopilada en el informe elaborado por la UTRTI, constituyen aportes importantes para identificar aspectos que merecen especial atención, a saber:

- a) Condiciones Generales para el Suministro, incluyendo el caso de titularidad precaria.
- b) Obligaciones del Titular.
- c) Derechos del Titular.
- d) Obligaciones del Distribuidor.
- e) Derechos de las Distribuidoras.
- f) Suspensión del Suministro.
- g) Régimen de Ampliaciones y Extensiones de Redes.

En forma complementaria a lo anterior se analizará un esquema de ampliaciones y extensiones de la red de media y baja tensión más allá de los límites eléctricos definidos en la actualidad. Se analizará la posibilidad de incluir un sistema de cofinanciamiento de parte del cliente potencial, fijando límites a la responsabilidad de la Distribuidora, así como un régimen de contribución reembolsable.

La situación de los prestadores que se encuentran aguas abajo de otro prestador deberá analizarse bajo dos aspectos complementarios: la calidad de servicio y producto que requieren en el punto de conexión y los costos asociados a dichos puntos.

Si del análisis surgen restricciones a las condiciones de calidad requeridas, deberá considerarse que es necesaria una modificación en las condiciones de compra de estos clientes y/o la flexibilización de los requerimientos mínimos de calidad exigibles para la prestación del servicio a sus usuarios finales.

Se analizarán los cargos de conexión de nuevos suministros denominados "suministros conjuntos", las condiciones en que las nuevas solicitudes deben encuadrarse dentro de esta categoría y las tarifas a percibir en tales casos por las Distribuidoras.

4.5. REQUERIMIENTO DE INGRESOS

Desde un punto de vista general, el requerimiento de ingresos necesario para que cualquier distribuidora pueda prestar el servicio de manera sustentable, reconoce dos componentes básicos: los Costos de Abastecimiento (CA) y el Valor Agregado de Distribución (VAD). A los citados en primer término suele otorgárseles el carácter de no gerenciabiles, dado que mayoritariamente su cuantía no depende de decisiones propias del distribuidor. Contrariamente, a aquellos que componen el valor agregado de distribución se les atribuye en general el carácter de gerenciabiles por el distribuidor, dado que su magnitud en buena parte puede ser administrada por éste.

Con relación a las componentes impositivas de costos, será necesario en aras de la sustentabilidad de la actividad de distribución, prestar especial cuidado al principio de neutralidad tributaria, reflejando las variaciones en más ó en menos, así como las incorporaciones o bajas que se registren en la componente impositiva y tributaria (Exceptuando los tributos directamente trasladables al usuario, por ejemplo el IVA), respecto de la situación existente al momento de calcular el requerimiento de ingresos.

4.5.1. COSTOS DE ABASTECIMIENTO

Dentro de este concepto quedan comprendidos aquellos costos en que el distribuidor debe incurrir para disponer en los puntos de vinculación de la red del distribuidor a la red de otro distribuidor o a la red transporte de las cantidades de energía y potencia eléctrica necesaria para satisfacer instante a instante la demanda de la totalidad del mercado que abastece, incluyendo las pérdidas de energía y potencia desde el o los puntos de compra hasta aquellos en que las distintas categorías de usuarios materializan su consumo (Puntos de conexión de los usuarios). Naturalmente, asociados de manera inescindible a estos componentes principales del costo de compra, se encuentran otros, originados en el transporte desde los centros de producción hasta los citados puntos de vinculación de la red del distribuidor a la de otro distribuidor o a la red a la red de transporte y en la gestión comercial y administrativa del suministrador mayorista. En Argentina, esta fuente de suministro de energía en bloque se materializa para los distribuidores que participan de él, en el Mercado Eléctrico Mayorista, bajo la administración de CAMMESA, donde existen básicamente dos alternativas para adquirir energía: el mercado estacional estabilizado y los contratos en el mercado a término.

A partir de la crisis del 2001-2002, inicialmente por razones de incertidumbre en el corto plazo y luego por cuestiones regulatorias vinculadas a segmentación del mercado de compra mayorista con distintos niveles de precios (Muchos de ellos subsidiados implícitamente), el abastecimiento de energía a través de contratos a término prácticamente ha desaparecido como opción de compra para los distribuidores, quienes sí habían recurrido a esta modalidad en el período 1997-2001.

Sin embargo, a partir del reconocimiento de la realidad expuesta y atendiendo especialmente a la necesidad de brindar sustentabilidad a toda la cadena de valor del subsector eléctrico, donde los contratos a término (especialmente los de mediano y largo plazo) son una herramienta clave para que los generadores puedan acompañar el incremento de demanda con incremento de oferta financiada por entidades bancarias, y atendiendo a la necesidad de satisfacer todo incremento de demanda (Para lo cual es un elemento clave dar señales para la expansión de la oferta), se propone incorporar dentro del esquema de costos de compra contratos de suministro que cumplan condiciones de precio y calidad con previa intervención de la Autoridad de Aplicación y del Organismo de Control.

Esta estrategia será especialmente útil para apalancar las decisiones de inversión relacionadas con fuente de producción basadas en energías renovables, especialmente aquellas de pequeño y mediano porte embebidas en las redes de los distribuidores.

Por otra parte será preciso contemplar igualmente como parte de los costos de abastecimiento, aquellos derivados de los intercambios realizados con otros distribuidores.

Pasando a los costos de transporte, es conveniente recordar que dentro del modelo regulatorio argentino se diferencian claramente aquellos originados en la operación, mantenimiento y sustitución de instalaciones pertenecientes a los sistemas de transporte por distribución troncal y en extra alta tensión que se encuentran en servicio, de aquellos originados en la ampliación de las capacidades de dichos sistemas para vincular oferta y demanda.

Los citados en primer término son facturados por CAMMESA a los distribuidores de manera mensual y es ampliamente aceptado que los mismos se integren al mecanismo de traspaso de los costos de compra a tarifas. Similar consideración cabe para los conceptos facturados por CAMMESA a los Distribuidores que son Usuarios de la Función Técnica de Transporte.

Para los citados en segundo término, en cambio, la situación fue inicialmente más compleja. En efecto, si bien en los contratos de concesión provinciales y municipales, otorgados a los distribuidores por los respectivos poderes concedentes de esas jurisdicciones de la Provincia de Buenos Aires se estableció en línea con la regulación nacional específica, que éstos tenían la obligación de solventar tales ampliaciones, no se les reconoció, hasta la sanción del Decreto 4.052/2000 la posibilidad de recuperar los costos de esas ampliaciones vía tarifas.

Tal decisión, que adquiriera estatus legislativo con la sanción de la Ley 13.173, posibilita actualmente que los distribuidores provinciales y municipales solventen las ampliaciones de los sistemas de transporte mediante los recursos del agregado tarifario depositados por cada uno de ellos para constituir la fiducia del FITBA, con la condición de que la obra u obras a solventar haya sido convalidada por la Autoridad de Aplicación mediante el correspondiente acto administrativo (Resoluciones declarando financiabilidad de obras) y que los recursos fideicomitidos por el distribuidor sean suficientes a esos efectos. Inclusive, con la reciente sanción del Decreto 2.299/2009, la posibilidad de pagar obras con recursos provenientes del agregado tarifario resultó extendida a aquellas instalaciones de vinculación eléctrica que, cumpliendo funciones de transmisión de energía en bloque, por cuestiones de regulación federal no se consideraban integradas a los sistemas de transporte (Tales instalaciones constituyen los denominados sistemas de sub transmisión).

En atención a todo lo expuesto, se propone que los costos de las ampliaciones de los sistemas de transporte antes citados se continúen solventando prioritariamente con recursos del agregado tarifario fideicomitidos en el FITBA.

En el caso de sub transmisión, ello corresponderá en forma complementaria cuando las obras a solventar no se encuentren remuneradas en la tarifa de las Distribuidoras y estén comprendidos en el Decreto N° 2299/2009 o la norma que en el futuro la reemplace. .

Para lograr ese objetivo debería revisarse dentro del Estudio Integral las alícuotas del agregado tarifario y su correspondencia con los requerimientos de fondos del plan de obras elaborado por el FREBA, que la Autoridad de Aplicación aprobó y aprueba para ser solventado con recursos provenientes de dicho agregado.

En consecuencia, solo se admitirán por fuera de este mecanismo incorporar puntualmente dentro de los costos de abastecimiento reflejados en tarifas a través del mecanismo de pass

through, los de aquellas obras decididas por el estado nacional y facturadas por CAMMESA a sus beneficiarios en cumplimiento de las normas específicas del Mercado Eléctrico Mayorista (M.E.M.) en la materia, que no se encuentren dentro del plan de obras del FREBA aprobado por la Autoridad de Aplicación. En tales casos se requerirá el previo consentimiento de ésta última, dentro de un plazo compatible con las obligaciones de pago a afrontar por los beneficiarios.

Finalmente, se propone incorporar como parte de los costos de abastecimiento a reconocer en tarifas, todos aquellos que CAMMESA facture al distribuidor a consecuencia de su actuación en el M.E.M., excepto aquellos originados en multas y/o penalidades originadas en incumplimientos de las normas en vigencia por parte del distribuidor, en tanto el distribuidor haya contado y/o cuente con el tiempo mínimo necesario para adoptar las medidas que le eviten ser penalizado.

Por último, en cuanto a los plazos para actualizar el pass through, se debe evaluar y proponer un mecanismo abreviado de traslado de costos de abastecimiento del MEM que, sin eludir la intervención previa de la Autoridad de Aplicación, evite situaciones conflictivas como las que se presentaron en oportunidad de aplicarse la Resolución SE 1169/08.

4.5.2. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

El VAD surge como la suma de los costos de capital, de explotación de la red real operada por el distribuidor y de la gestión integral eficiente que éste realice de los sistemas comerciales y de administración que resultan imprescindibles para su funcionamiento, es decir:

- Costo y Base de Capital
- Costo de Operación y Mantenimiento de Red
- Costos de Gestión Comercial y de Administración

Vista su diferente naturaleza, la cual justifica su tratamiento diferencial, las propuestas para cada uno de estos componentes del VAD anteriormente enunciados han sido abordados respectivamente en los puntos 4.1.2, 4.3.1 y 4.3.2 anteriores.

5. MÓDULO III.- TARIFAS

5.1. ESQUEMA CONCEPTUAL

En función de los principios establecidos en el Marco Regulatorio, las tarifas se hallan compuestas por:

- ✓ El pass-through de los Costos de Abastecimiento (Potencia y Energía, Transporte, Utilización Adicional de la Función Técnica de Transporte, Ampliaciones de Red, etc.)
- ✓ Valor Agregado de Distribución (VAD).

En el proceso del cálculo tarifario se observan dos etapas claramente definidas:

- ✓ Requerimiento de Ingresos o Cálculo Remuneratorio.
- ✓ Estructura o Asignación Tarifaria.

El cálculo tarifario implica un detallado análisis del mercado de los distribuidores (ventas de Energía y Potencia), los aspectos regulatorios de la prestación del servicio (Regímenes de

Calidad, Suministro y Conexión), el estado de las instalaciones (Base de Capital, Planes de Inversión y Resultados de Calidad) y la estructura organizativa de las empresas (Costos de Explotación – O&M, Comerciales y Administrativos).

La evolución de todos estos aspectos apunta a la determinación del Requerimiento de Ingresos de las Distribuidoras para atender con eficiencia las diferentes actividades que componen la prestación del servicio y cuya fuente de financiamiento proviene de los ingresos derivados de las propias tarifas.

En forma resumida, es posible establecer que las actividades de distribución se pueden agrupar tal como sigue:

- ✓ **Comercialización de Energía, Potencia y Transporte** – Actividad de compra de energía eléctrica, potencia y transporte para venderla a sus clientes, con la consideración de todos los costos de abastecimiento asociados.
- ✓ **Operación de las Instalaciones** – Actividades de operación y mantenimiento de las redes de Alta Tensión, Transformación de Alta Tensión/Media Tensión, Transformación de Media Tensión/Media Tensión, redes de Media Tensión, Transformación de Media Tensión/Baja Tensión, redes de Baja Tensión, Protecciones, Mediciones y Coordinación de Operaciones (Centros Operativos).
- ✓ **Atención Comercial o Servicios al Cliente** – Actividades de lectura, facturación, ensobrado-distribución de facturas y avisos de suspensión, cobranzas, atención al cliente en Sucursales y en forma virtual (telefónica, Call Centers, web), gestión de la morosidad (Suspensiones, Rehabilitaciones y Retiros de medidor), gestión de la cobrabilidad, gestión de las conexiones clandestinas y eliminación de fraudes.
- ✓ **Administración** – Actividades de dirección, administración y todos los servicios internos indirectos asociados a las mismas.

Los costos de cada una de las actividades están compuestos por los costos propios del desarrollo de las mismas, así como también los costos de los activos necesarios (instalaciones y equipamiento) para la prestación del servicio.

Los ingresos que requieren los Distribuidores para realizar la prestación del servicio provienen de las tarifas y no sólo es importante definir su magnitud, sino también a quienes se le trasladarán los mismos. La formulación de tarifas por categorías de clientes homogéneas, permite abordar la solución de una asignación racional de los costos en base a la modalidad de consumo.

Es de suma importancia verificar que no exista una desvinculación entre los ingresos y los costos del distribuidor, ya que eso supone riesgos para las empresas prestadoras del servicio, en la medida que las mismas no puedan controlar estos últimos.

Por tal razón, el criterio generalmente aceptado es la separación de los costos en No Controlables y Controlables. Los primeros por su naturaleza se pasan a tarifa mediante el mecanismo del “pass through” mientras que los últimos compuestos por todos los costos propios, constituyen el Valor Agregado de Distribución (VAD) y como tales es preciso establecer sobre los mismos tanto un precio máximo así como también un mecanismo de ajuste que permita reflejar los cambios que se presenten en los precios de los recursos necesarios para la prestación del servicio.

5.2 CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO

El objetivo es calcular los factores de forma y de responsabilidad de cada tipo de abonado.

La clasificación por categoría realizada, para agrupar clientes de comportamiento homogéneo, puede ampliarse definiendo sub-estratos, por tipo de actividad o por nivel de consumo. Se busca mediante esta subdivisión agrupar los clientes en conjuntos más homogéneos. Luego de este proceso de clasificación se procede a determinar las curvas de cargas típicas de cada categoría. Estas curvas de carga son valores promedios del año y no definen los valores de potencia de máxima exigencia.

Sobre la curva promedio de cada categoría se calculan los factores de forma, como son los factores de consumo por banda horaria y los factores de carga promedio diario. Contrastando las curvas de carga de cada categoría con las curvas de carga del nivel de tensión, se calculan los factores de responsabilidad denominados de simultaneidad y coincidencia.

Para calcular el factor de carga anual de cada categoría, se definen, de la base de datos comercial, los factores de estacionalidad, como la relación entre el consumo mensual máximo y el consumo mensual promedio anual.

Finalmente con los factores de carga anuales y la energía anual consumida se determina la potencia máxima de cada categoría. Esta potencia máxima se proyecta a la hora de máxima en el nivel de tensión con los factores de coincidencia, de modo de sumarse linealmente y obtener la potencia máxima del nivel de tensión.

5.2.1 Balance de Potencia.

El balance de potencia pone en evidencia la forma en que la demanda total de la misma se distribuye entre las distintas etapas que componen la red de distribución. Con él se definen las potencias de referencia para cada una de esas etapas.

El esquema para su construcción es el siguiente

- i. Potencia consumida por los clientes de baja tensión.
- ii. Pérdidas de potencia en la red de baja tensión (líneas y cables).
- iii. Potencia en la salida de baja tensión del transformador MT/BT.
- iv. Pérdidas en el transformador MT/BT.
- v. Potencia en la entrada de media tensión del transformador MT/BT.
- vi. Potencia consumida por los clientes de media tensión
- vii. Potencia demandada en media tensión.
- viii. Pérdidas de potencia en la red de media tensión (líneas y cables).
- ix. Potencia en las barras de entrada al sistema de media tensión.

Las potencias para cada nivel, surgen de los flujos de carga realizados en los estudios de redes, incorporando las pérdidas de cada tramo. La integración de las potencias de los distribuidores de las localidades analizadas, permite determinar los valores de potencia para el conjunto de la Distribuidora en una condición determinada de carga simultánea.

A efectos del cálculo tarifario es necesario, además, verificar los valores de las potencias de referencia para la determinación del costo de distribución y la asignación de los cargos para el cálculo técnico del cuadro tarifario, partiendo de los consumos típicos de los usuarios en cada nivel de la red.

Disponiendo de las curvas de carga de las distintas categorías tarifarias en BT y MT, se obtienen las curvas de cada nivel de tensión, aplicándoles los consumos que se obtienen de las bases de datos comerciales. Teniendo en cuenta las pérdidas que resultan de los

estudios de redes, se estiman las potencias para cada uno de los niveles indicados anteriormente.

En caso de no disponerse de los resultados de una campaña de medición, es posible aproximar las curvas de carga por categoría tarifaria, en particular en BT, a partir del estudio de las inyecciones de potencia, a lo largo de un año, en distribuidores que representen consumos típicos, tales como residencial (urbano y rural), comercial, industrial, etc. En principio, la diferencia de las estimaciones de potencia partiendo de los flujos o de la curvas de carga, debería corresponder a las pérdidas no técnicas y a diferencias estadísticas y de medición.

5.2.2 Cálculo de curvas típicas.

Para la determinación de las curvas de carga se utilizarán los datos relevados en las campañas de calidad de producto. En cuanto a la estratificación, se aprovecharán en forma complementaria los datos que aporten los distintos prestadores. Se utilizan curvas de medición logradas en diferentes estaciones del año para considerar los efectos estacionales. La curva de carga de la categoría considerada se logra multiplicando cada punto de la curva promedio por la cantidad de clientes pertenecientes a ese estrato. Componiendo las curvas de carga de cada estrato, se logran las curvas de carga de cada categoría, y componiendo las curvas de carga de cada categoría se obtienen las curvas de carga del nivel de tensión. Componiendo estas curvas de carga de cada nivel de tensión, con las curvas de carga de los clientes suministrados en el nivel superior, se obtiene la curva de carga, de los sucesivos niveles y la de la empresa.

Se desestima la realización de una campaña de medición dado que los tiempos mínimos necesarios para su planificación, realización y procesamiento (14/15 meses), superan aquellos fijados como límite por la Subsecretaría de Servicios Públicos para contar con los resultados del Estudio Integral de Condiciones Sustentables.

5.2.3 Cálculo de coeficientes.

Todos los coeficientes de forma y de responsabilidad se calculan sobre la curva de carga promedio y mediante sus relaciones con las curvas agregadas.

5.2.3.1 Factores de proporcionalidad de consumo.

Los factores de proporcionalidad de consumo relacionan los consumos de la categoría correspondiente durante las horas de una banda horaria determinada, con la energía total consumida en todas las bandas horarias. La suma de estos factores es igual a 1.

5.2.3.2 Factores de Carga.

El factor de carga es la relación entre la potencia media y la potencia máxima en un determinado período. El Factor de Carga Diario es tomado sobre la curva de carga promedio. Para calcular el Factor de Carga Anual correspondiente al período del año base, se debe considerar la estacionalidad.

La no coincidencia en la hora de máxima de cada abonado de la muestra y en diferentes días del periodo de la campaña de medición, determina que el factor de carga diario sea superior al real de la categoría y por supuesto, al real de un abonado independiente.

Los Factores de Carga Anual se calculan con la relación Factor de Carga Diario y el Factor de Estacionalidad.

5.2.3.3 Factores de simultaneidad.

El factor de simultaneidad intragrupo relaciona el valor de potencia máxima de una categoría agregada con la suma de potencias máximas de cada sub estrato.

El Factor de Simultaneidad Interno se calcula en las categorías donde se realizan mediciones de potencia, mediante la relación entre la potencia máxima de la curva de carga agregada de la categoría, afectada por el factor de estacionalidad y el promedio anual de la suma de valores de potencia registrado durante el año base por cada abonado de la categoría.

5.2.3.4 Factor de Coincidencia Externo

El factor de coincidencia relaciona el valor de potencia de la curva de carga de la categoría considerada, ocurrida a la hora de máxima exigencia en el nivel de tensión superior, con el valor de máxima potencia de la curva de carga de la misma categoría. Se calculan factores de coincidencia en punta (FCP) relacionando la potencia en la hora de máxima en punta con la potencia máxima de la curva de carga, y factores de coincidencia fuera de punta (FCFP) relacionando la potencia en la hora de máxima fuera de punta con la potencia máxima de la curva de carga.

5.3 RÉGIMEN Y ESTRUCTURA TARIFARIA

Antes de definir las estructuras tarifarias es menester analizar algunos casos particulares que se han resuelto provisoriamente y que necesitan una validación en esta instancia. Concretamente, se evaluará y dará solución a los siguientes temas:

- La inclusión de la tarifa social, con todos sus parámetros, determinando qué parte de los costos asumen estos usuarios y como se reconocen aquellos que no asumirán.
- Tarifa aplicables a consumos fuertemente estacionales (tanto para pequeñas como para medianas y grandes demandas), analizando los parámetros de asignación de costos y las consecuentes modificaciones al régimen tarifario vigente.
- La ubicación de los usuarios en la red, ya sea si esta es rural o urbana, como así también cuando el esquema de abastecimiento incluye aguas arriba redes de 33 KV o si directamente se hace a través de un sistema de 13,2 KV. Las diferencias de costos y de calidad de servicio asociadas serán evaluadas para encontrar soluciones que resuelvan conflictos o inequidades manifiestas.
- La tarifa de alumbrado público deberá explicitar que la misma es de aplicación en todos los casos en que cada luminaria se conectan directamente a la red de baja tensión del distribuidor. Por el contrario, si un conjunto de luminarias se interconecta mediante una red de terceros y es esa red la que se vincula con la del distribuidor (Iluminación de autopistas, por ejemplo, en que la red de interconexión de las luminarias sea de propiedad del concesionario vial), serán de aplicación otras tarifas distintas a las de alumbrado público, en tanto la demanda del citado conjunto de luminarias exceda los 10 KW, cualquiera sea el nivel de la tensión de suministro. A partir de aquí deberán fijarse responsabilidades y derechos de las partes, como así también una clara diferenciación de costos. Si algún Municipio decide otorgarle a la distribuidora la responsabilidad del mantenimiento del Alumbrado Público, dicha tarea (y su consecuente remuneración) será considerada como una actividad no contemplada dentro de la tarifa por suministro de energía que perciba tal distribuidora. Constituirá esta responsabilidad de mantenimiento una actividad no regulada de la Distribuidora, cuyos precios deberán fijarse por un instrumento distinto al Contrato de Concesión.
- La inclusión a opción del cliente y de la distribuidora de los medidores prepagos, en condiciones técnicas, económicas y sociales consistentes y razonables. Deberán

tomarse en consideración las experiencias en otras jurisdicciones para diseñar un esquema apropiado a la realidad de la Provincia de Buenos Aires.

- Para la Tarifa Rural se precisará cual es el punto de vinculación de los usuarios, la tensión de suministro y el punto de medición.

5.4. DETERMINACIÓN TÉCNICA DE TARIFAS

La asignación se realizará sobre la base de los principios de la ley 11.769, sus modificatorias y del contrato de concesión. El cálculo para cada categoría tarifaria se apoyará sobre dos pilares fundamentales:

- Determinar los costos para cada nivel de suministro y tensión ampliando, si se considera conveniente, la desagregación a niveles intermedios de salida de transformador AT/MT o MT/BT.
- Asignar los costos a las tarifas de forma tal que cada usuario pague en función del servicio que se le está otorgando.

La propuesta de un cuadro tarifario para cada una de las distribuidoras provinciales supone como se dijo el análisis de los costos de provisión del servicio y la responsabilidad de cada cliente frente a dichos costos. La asignación de los costos de distribución y abastecimiento a las distintas categorías tarifarias se realizará sobre la base del modo de participación de los usuarios en el uso de la capacidad de las redes, teniendo en cuenta, para ello, los distintos factores de carga y coincidencia y demás parámetros que se deriven de los estudios de mercado y de las mediciones que se hayan efectuado en el mercado de la Distribuidora.

A partir de las curvas de carga se definirán parámetros que luego serán aplicados a asignar costos a las distintas estructuras tarifarias.

Las curvas de costos para las categorías tarifarias tienen implícito el valor asignado a parámetros técnico -económicos que surgen del análisis de las curvas de carga, hipótesis y estimaciones propias del cálculo de los parámetros. A título enunciativo se puede citar los siguientes coeficientes.

- Porcentual de energía consumida en pico, valle y resto para cada categoría
- Potencia máxima demandada por tipo de cliente
- Asignación del costo de distribución al cargo fijo y variable
- Factor de carga
- Factor de coincidencia / simultaneidad
- Pérdidas reconocidas.

La determinación de las pérdidas reconocidas comprende dos aspectos, por un lado, las pérdidas técnicas que se analizan en los estudios de desarrollo del sistema eléctrico y de la gestión técnica. Por otro, las pérdidas no técnicas que son tratadas en los mismos estudios y en el análisis de la gestión comercial.

Las tarifas se diseñarán en concordancia con los niveles de demanda y de tensión en que son alimentados los clientes, en base a cargos que procuraran la mayor discriminación posible de costos, compatible con la información suministrada por el sistema de medición instalado en el domicilio de cada cliente. Se respetará en todo aquello que resulte posible la estructura de los actuales cuadros tarifarios.

Complementariamente, se contemplará en el diseño de los diversos cargos tarifarios la necesidad de transmitir las señales económicas destinadas a eficientizar el consumo de la

forma más transparente posible, a la par de separar aquellas señales relacionadas a costos de corto y mediano plazo.

En cuanto a las tarifas de peaje que remuneran la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte por parte de la distribuidora, se deberá mantener el principio de indiferencia respecto del VAD (Incluidas pérdidas), por el cual el usuario que decide adquirir su provisión en el MEM lo hace porque ha obtenido mayor seguridad de abastecimiento y/o mejores condiciones comerciales que aquellas que le ofrece la Distribuidora.

La determinación del Cuadro Tarifario para el próximo periodo tarifario irá acompañada de tres documentos que, como sub anexos, integran el Contrato de Concesión:

- El Régimen Tarifario
- Los Procedimientos para el Cálculo del Cuadro Tarifario
- Normas de calidad de Servicio y Sanciones.

El Régimen Tarifario es el documento contractual en el que se establecen las categorías de clientes de acuerdo con sus características y modalidades de consumo. Estas categorías deben ser compatibles con la desagregación de la clientela que fue analizada en los puntos anteriores (Demanda, cálculo del VAD, costos de abastecimiento, cálculo de pérdidas), lo que demuestra que su elaboración comienza a definirse desde el inicio de la conformación del cuadro tarifario.

En la determinación del Régimen Tarifario se deberán adoptar algunas precisiones que se mantendrán fijas por, al menos, el siguiente período tarifario, como por ejemplo:

- Las categorías de clientes y las escalas de consumo dentro de cada tarifa (especialmente para los de baja tensión).
- Los límites de potencia demandada que separan a los clientes de baja, media y alta tensión.
- Los valores básicos de relación entre energía reactiva y activa admitida para las diferentes categorías.
- La modalidad de contratación de potencia para las medianas y grandes demandas.

Además de la clasificación de la clientela por categoría tarifaria, se incluyen dentro del Régimen Tarifario disposiciones especiales relativas al:

- Servicio eléctrico de reserva.
- Aplicación del cuadro tarifario: recálculo, elevación al Regulador, difusión.
- Facturación: periodicidad, situación de clientes especiales.
- Tratamiento de las tarifas de peaje (Función Técnica de Transporte).

Visto que el Régimen Tarifario es uno de los documentos fundamentales que reglará las relaciones entre el Concesionario y sus clientes, requerirá que en su redacción se incorpore la experiencia reciente en materia de conflictos y disputas que hayan debido resolver los entes reguladores por diferencias en la interpretación y alcance de las disposiciones contenidas en el Régimen.

Los Procedimientos para el Cálculo del Cuadro Tarifario describen la metodología que debe utilizarse para el cálculo del cuadro tarifario inicial y de los ajustes que se le realizan en diversas oportunidades:

- Cuando se modifican los precios del MEM o de los contratos que eventualmente se transfieran al Concesionario.

- Cuando sea necesario actualizar los costos propios de distribución.

En general, de los procedimientos de cálculo interesan las siguientes secciones principales:

- Cálculo del precio de la energía y potencia comprada en el mercado mayorista, ya sea en el mercado spot o a través de contratos a término.
- Cálculo de los parámetros del cuadro tarifario.
- Actualización de los costos de distribución.

Los cuestionamientos judiciales y la legislación derivada de la situación de emergencia de fines de 2001, hacen necesario un replanteo de la fórmula original contenida en el Subanexo B de los Contratos de Concesión. Para ello, se propondrá un esquema basado en el seguimiento de los costos, la demanda y otros variables clave que permitan mantener el principio de justicia y equidad tarifaria por una parte y el de sustentabilidad del servicio por la otra.

Al igual que el Régimen Tarifario, la elaboración de estos procedimientos se realiza en forma paralela a la determinación del cuadro tarifario.

El Régimen Tarifario, los Procedimientos de Cálculo y el Cuadro Tarifario Inicial, constituyen los Sub anexos del Contrato de Concesión, concluyendo, con su redacción, el objetivo inmediato de los estudios técnico -económicos descriptos anteriormente.

Sin embargo, como fuera planteado al inicio de esta sección, una vez concluidas las tareas de determinación del Cuadro Tarifario Inicial, deberá entregarse a la UTRTI y al ICDE el modelo desarrollado para el cálculo técnico de las tarifas. Este modelo contendrá los procedimientos de cálculo correspondientes que permitan, entre otros, su actualización estacional por cambios en los precios y las variaciones contempladas en el artículo 42 inc. c) de la ley 24.065 y del art. 44 de la ley 11.769, sus modificatorias y complementarias.

5.5. PROCEDIMIENTO DE AJUSTE POR VARIACIÓN DE COSTOS

Se elaborará un procedimiento para ajustar los VAD de acuerdo a lo previsto en el artículo 44 del Marco Regulatorio. Este procedimiento, de la misma manera que el establecido en el Sub anexo B de los contratos de concesión, debe contener los pasos específicos para determinar la magnitud del ajuste, así como los plazos y fechas en los que se debe producir cada paso, en especial su aplicación en la tarifa.

En caso de que los valores de VAD que resulten de la aplicación de este mecanismo se aparten en forma significativa de los criterios establecidos en el Artículo 42 del Marco Regulatorio, el prestador y/o el regulador podrán proponer su modificación.

5.6. DEFINICIÓN DE LOS CUADROS DE APLICACIÓN

La Autoridad de Aplicación analizará los resultados del cálculo técnico de tarifas y de considerarlo necesario introducirá las adecuaciones que estime convenientes en razón de parámetros tales como capacidad de pago, situación social, etc., todo ello procurando mantener constante el ingreso tarifario del distribuidor mediante compensaciones entre categorías tarifarias o cualquier otro procedimiento que permita restituir el citado ingreso tarifario al nivel requerido para la sustentabilidad del servicio.

5.7. DETERMINACIÓN DE CUADROS TARIFARIOS DE APLICACIÓN

El resultado de las consideraciones del punto anterior modificará la determinación técnica de tarifas (Punto 5.4.) dando lugar a los cuadros de aplicación de referencia y para el distribuidor provincial de cada una de las áreas geográficas en que se divide la provincia de Buenos Aires (Atlántica, Norte y Sur).

6. RÉGIMEN DE COMPENSACIONES A PRESTADORES MUNICIPALES

6.1 INTRODUCCIÓN

Puesto que la regulación vigente impone establecer un régimen tarifario y de prestación de servicios único para la actividad eléctrica en todo el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, con las limitaciones que surgen del Artículo 1° segundo párrafo del Marco Regulatorio Eléctrico provincial (Decreto 1868/2004, Art. 3° in c. b), a la par de unificar hasta donde sea posible, las tarifas finales en las distintas áreas en que se divide la Provincia de Buenos Aires (Decreto 1868/2004, Art. 48°), es necesario dentro del Estudio Integral atender estas cuestiones relevantes.

Ello implica por una parte determinar los costos reales que enfrentan los prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica con concesión municipal (De acuerdo a procedimientos similares a los utilizados para los distribuidores con concesión provincial) y, por la otra, las compensaciones que dichos distribuidores municipales deben recibir, para complementar el producido tarifario que obtienen al aplicar las tarifas de referencia del área geográfica en que se encuentran, en cumplimiento del principio de unicidad tarifaria precitado, y así alcanzar a satisfacer el requerimiento de ingresos correspondiente a cada uno de ellos.

Teniendo en cuenta el gran número y heterogeneidad de prestadores municipales que actúan en la provincia, resulta dificultoso e incompatible con los tiempos del Estudio Integral, determinar los requerimientos de ingreso de cada uno de forma individual. Por tal motivo, se propone aplicar un criterio de estratificación y muestreo, cuyas principales características se resumen a continuación:

1. Se divide la totalidad de los prestadores en al menos tres grupos, en función de su dimensión cuantificada en términos de cantidad de clientes:
 - Grupo "A": distribuidores municipales con más de 5.000 clientes.
 - Grupo "B": distribuidores municipales que tienen entre 1.000 y de 5.000 clientes.
 - Grupo "C": distribuidores municipales que tienen menos de 1.000 clientes.
2. Para la realización del Estudio Integral, se analizarán para el Grupo "A" la totalidad de los prestadores que lo integran.
3. Para los Grupos "B" y "C", se constituirán en primera instancia subgrupos homogéneos en base a criterios que tengan en cuenta características tales como cantidad de usuarios y composición de mercado. Para cada uno de esos subgrupos se extraerán muestras representativas, considerando para ello un conjunto de variables explicativas de las características del servicio: número de usuarios, energía facturada, estructura de mercado, grandes demandas, longitud de redes de MT urbanas y rurales, redes de BT, número de transformadores MT/BT, kVA por km de línea, etc.

6.2. ESTRUCTURA DE MERCADO E INGRESOS

A cada distribuidor municipal se le solicitará informar detalladamente su estructura de mercado, abierta de forma tal que resulte igual a la apertura del cuadro tarifario de aplicación para el distribuidor provincial de su área. Con el objeto de evidenciar estacionalidades, se le solicitará la información de los consumos registrados abiertos por cada mes calendario, para al menos los últimos dos años calendarios completos.

Con esta información y una vez determinados los cuadros tarifarios de los distribuidores con concesión provincial, se podrá estimar los producido tarifario para cada prestador municipal en particular.

Dicho producido tarifario deberá ser desagregado por el prestador municipal en sus dos componentes básicos:

- Costo de Abastecimiento (CA)
- Valor Agregado de Distribución (VAD)

De esta forma se podrá estimar cuáles son los producidos tarifarios esperados por cada concepto y compararlos con los costos reales del prestador municipal, definiendo el valor de las compensaciones para cada distribuidor municipal y para cada concepto (CA y VAD), en los casos en que se verifique que los producidos tarifarios calculados de la manera indicada no cubren totalmente los Costos de Abastecimiento y/o los Valores Agregados de Distribución (VAD) de tales distribuidores.

6.3. DETERMINACION DE COSTOS

6.3.1. Costos de Operación y Mantenimiento

Para la determinación de los costos de operación y mantenimiento de red, se utilizará un modelado similar al expuesto para el caso de los distribuidores con concesión provincial, con las adecuaciones que resulten necesarias para adaptarlo a las particularidades de cada distribuidor municipal y a su situación actual.

Recuérdese que el modelado propuesto deberá considerar particularidades tales como la cantidad de instalaciones por tipo puestas a disposición del servicio eléctrico por las distribuidoras municipales y las tareas que se realizan para su operación y mantenimiento, así como su frecuencia. Para cada tarea definida, se deberán cuantificar los insumos (mano de obra, materiales consumibles, repuestos, vehículos, etc.) y tiempos (de acceso, realización, traslado, etc.) necesarios para ejecutarlas. Modificaciones en el tipo de tareas, su frecuencia, tiempos de ejecución, etc., permite realizar análisis de sensibilidad para distintas condiciones de trabajo, a la par que adaptar el modelo a las particularidades de cada distribuidor y área de concesión.

Esta ductilidad del modelado será particularmente útil para adaptarlos a los diferentes grupos representativos de las distribuidoras municipales.

Para los distribuidores municipales incluidos en el Grupo "A", se utilizarán los parámetros físicos reales que requiere el modelo para cada uno de ellos. A partir de aquí se determinarán los costos resultantes y se contrastarán con los datos reales aportados por el distribuidor. A tal efecto, se requerirá de cada uno de ellos una apertura de gastos que permita detectar los principales desvíos y analizar si es necesaria alguna adaptación del modelo de cálculo.

Mientras tanto, para las cooperativas de los Grupos "B" y "C", se formarán como ya se dijo subgrupos sobre parámetros comunes en distintas variables (por ejemplo, por cantidad de clientes y/o kilómetros de redes) que permitan un análisis de sub-conjunto, minimizando las dispersiones de costo que implica considerarlas como un único agrupamiento. El modelo se ejecutará para cada uno de los sub-grupos que se formen sin perjuicio de los análisis particulares que deban realizarse para la aplicación del fondo compensador.

El modelo de cálculo de los costos de Operación y Mantenimiento determina los costos totales, directos e indirectos, originados en tales actividades, imprescindibles para la adecuada prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica. Recuérdese que designamos como costos directos de O&M a los originados en la ejecución de tales tareas, en tanto que los indirectos son originados en la estructura de apoyo y supervisión del mantenimiento y la atención de guardia reclamos. Como es lógico, estas estructuras guardan cierta proporcionalidad con el volumen del mercado atendido y con la dispersión de la clientela dentro del área geográfica servida.

Con la definición de los diferentes parámetros detallados en la configuración del modelo y las variables explicativas, se ejecutará el modelo para todos los casos antes detallados. Los resultados obtenidos a partir del modelo se compararán con los costos declarados por los Prestadores. Estas comparaciones se graficarán y obtendrán las curvas de mejor ajuste donde podrá observarse por un lado el tamaño de las mismas (cantidad de clientes) y los costos declarados y los resultantes del modelo.

6.3.2. Costos Comerciales y de Administración

Al igual que lo expresado en el punto 6.3.1 anterior, para la cuantificación de los costos Comerciales y de Administración, se utilizará un modelado similar al expuesto para el caso de los distribuidores con concesión provincial, con las adecuaciones que resulten necesarias para adaptarlo a las particularidades de cada distribuidor municipal y a su realidad actual.

Sintéticamente, el modelo para cada uno de los prestadores y muestras representativas de los grupos y subgrupos definidos en 6.1, cuantificará todos aquellos gastos incurridos por cada distribuidora considerada, para atender los servicios comerciales que brinda a la totalidad de los clientes, así como los de tipo Administrativos (Entendiendo como tales a aquellos que no pueden atribuirse directa o indirectamente a la operación y mantenimiento de las instalaciones ni a la gestión comercial). Los costos originados en cortes de suministro por falta de pago, retiro de medidores, reconexiones y rehabilitaciones de servicios no se contemplarán dentro de los computados en los apartados 6.3.1 y 6.3.2 para el cálculo de tarifas, en la medida que se agreguen al cuadro tarifario como tareas específicas tarifadas por separado. En cambio, deberán siempre ser considerados al calcular el Requerimiento de Ingresos.

Para los distribuidores municipales incluidos en el Grupo "A", se utilizarán los parámetros reales que requiere el modelo para cada uno de ellos. A partir de aquí se determinarán los costos resultantes y se contrastarán con los datos reales aportados por el distribuidor.

A tal efecto, se requerirá de cada uno de ellos una apertura de gastos que permita detectar los principales desvíos y analizar si es necesaria alguna adaptación del modelo de cálculo.

Mientras tanto, para las cooperativas de los Grupos "B" y "C", se formarán como ya se dijo subgrupos sobre parámetros comunes en distintas variables vinculadas a costos comerciales y administración de clientela, que permitan un análisis de sub-conjunto, minimizando las dispersiones de costo que implica considerarlas como un único agrupamiento. El modelo se ejecutará para cada uno de los sub-grupos que se formen.

6.4. COSTO DE CAPITAL :

En cuanto a la determinación del costo de capital , la misma debe cumplir con el criterio del artículo 42 inc c) del marco regulatorio: " El costo propio de distribución a reconocer deberá proveer, a los distribuidores que operen en forma económica y prudente, recursos necesarios para obtener una tasa de rentabilidad equiparable a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente..."

Para el caso particular de los distribuidores con concesión municipal que estamos analizando, merece especial consideración al definir el costo de capital que en este punto se aborda, el hecho de que la inmensa mayoría de esos distribuidores son cooperativas de usuarios, como tales sin fines de lucro, pero con un mucho mayor grado de dificultad para obtener créditos en condiciones de aquellos a los que pueden acceder las sociedades anónimas titulares de las concesiones provinciales. Vuelve a reiterarse el concepto, que la definición final de este parámetro debe enmarcarse dentro de un contexto que excede el cálculo técnico de un grupo consultor.

6.5. BASE DE CAPITAL:

Para el caso de las distribuidoras municipales se aplicarán para la determinación de la base de capital y su valoración, similares criterios a los indicados en el punto 4.1.2, incluso para la estandarización de instalaciones y la valuación unitarias de las mismas, con las lógicas particularidades de información que en este caso puedan presentarse, especialmente para las distribuidoras municipales de menor porte.

A partir de los resultados de la base física de capital y su valorización, es necesario discriminar cuántos de esos activos han sido incorporados con recursos propios del distribuidor municipal y cuantos (total o parcialmente) han sido solventados con capital de terceros (Clientes, subsidios, etc.). Ello determinará si para el cálculo de la anualidad del valor de las instalaciones debe aplicarse el factor de recuperación de capital o el factor de amortización respectivamente. Tanto en este caso como en el de las distribuidoras provinciales, merece destacarse que los costos de operación y mantenimiento siempre deben ser evaluados sobre el total de las instalaciones, sin importar el origen del capital con el cual las mismas fueron solventadas.

6.6. COSTOS DE ABASTECIMIENTO:

Son igualmente válidas aquí las consideraciones generales realizadas en el punto 4.5.1, con la salvedad que buena parte del conjunto de distribuidores con concesión municipal, especialmente los de tamaño mediano y pequeño, realizan la compra en bloque a otro distribuidor situado "aguas arriba" de sus instalaciones o, en el mejor de los casos, emplean tales instalaciones para proveerse del servicio de peaje para la energía eléctrica que adquieren en el mercado eléctrico mayorista. El Estudio deberá contemplar la modalidad y valorización de remuneración para la energía que a futuro se inyecte a su red proveniente de nuevas generadoras basadas en energías primarias renovables.

El análisis particular de los costos de abastecimiento se realizará en forma individual para cada distribuidor municipal, atendiendo las variables particulares y características especiales de cada uno de ellos, propias de tamaño y localización en la red.

Para este estudio se tomarán en cuenta las siguientes variables:

- a) Valores físicos de compra de energía y potencia para el año 2009 y previsiones para 2010 y 2011, con la apertura del régimen tarifario que se aplique (compra al distribuidor o compras en el MEM).

- b) Precios pagados, ya sea al Distribuidor o al MEM, incluyendo los costos de transporte y otros gastos asociados (ej. contribución por ser agentes del MEM).
- c) Estimación del reconocimiento del costo de compra en la tarifa aplicada por el prestador, de acuerdo con los parámetros que surgen de aplicar el cuadro tarifario del distribuidor provincial.

De los valores mencionados en los puntos a) y b) se puede obtener el costo de la compra real a los precios de un momento dado. Este valor se denominará costo real de compra. Las estimaciones para 2010 y 2011 se explicarán sólo por incremento de cantidades (No se solicitarán estimaciones de precios a futuro).

De la estimación que surge del punto c) se puede calcular cuál es el costo de abastecimiento que se recupera de la aplicación del cuadro tarifario. Este valor se denominará costo de abastecimiento recuperado.

De la diferencia entre el costo real de compra y el costo de abastecimiento recuperado se obtendrá el monto primario de la brecha entre uno y otro, que puede ser positivo o negativo.

Ello va a depender entre otras cosas de la relación existente entre las pérdidas reales del sistema (técnicas y no técnicas) y las que se reconozcan en el cuadro tarifario, así como de la ubicación del prestador en la red. Se analizarán especialmente los casos de aquellos prestadores que tienen pérdidas no técnicas que están por encima de un valor razonable a fin de evaluar la pertinencia de un eventual reconocimiento de las mismas.

6.7 SÍNTESIS DE COSTOS PROPIOS DE DISTRIBUCIÓN

En este apartado se integrarán los costos de Operación y Mantenimiento de redes y equipos, los costos Comerciales y Administrativos, y los costos asociados a la base de capital y su remuneración.

El resultado de tal integración se comparará en primera instancia con los costos totales informados por las prestadores para identificar las diferencias y de resultar éstas muy significativas se efectuará un análisis puntual del caso.

6.8. DETERMINACION DE EXCEDENTES O FALTANTES. CALCULO DE COMPENSACIONES.

Del análisis realizado sobre la estructura de mercado e ingresos, descrito en el punto 6.2 de esta sección se obtuvieron los ingresos tarifarios previstos, tanto por VAD como por Costo de Abastecimiento.

Los ingresos por VAD se compararán para cada uno de los prestadores con la sumatoria de costos descripta en el punto 6.7. Si esos ingresos resultan insuficientes deberán complementarse con recursos provenientes del fondo compensador tarifario.

La sumatoria de estos requerimientos de fondos permitirá calcular la magnitud que se debería recaudar a través del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias. Conociendo tanto el mercado de las Distribuidoras Provinciales como el de las distribuidoras municipales se puede determinar la alícuota que se aplicará a las tarifas sujetas a efectivizar el aporte a dicho Fondo.

7. VALIDACIÓN DE RESULTADOS

La ley N° 11.769 ha establecido que las tarifas que apliquen los prestadores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad, basada en parámetros internacionales reconocidos para el sector y asumiendo una relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de los prestadores (art. 42).

A efectos de realizar los análisis necesarios para determinar el nivel tarifario compatible con la tasa de rentabilidad pretendida y la base de capital, se propondrá y utilizará un modelo empresario que simule adecuadamente el comportamiento económico, financiero y patrimonial de las Distribuidoras.

El mismo posibilitará recoger adecuadamente los resultados obtenidos en los estudios de demanda, abastecimiento, explotación e inversiones, introduciendo de ser necesario los cambios que aseguren la sustentabilidad del servicio en condiciones de justicia y equidad tarifaria.