

Cipolletti,

VISTO, el expediente del Registro del Ente provincial regulador de la electricidad de Río Negro N° 22340/13, caratulado "TERCERA REVISIÓN TARIFARIA ORDINARIA (3° RTO) DE LA DISTRIBUIDORA CEB", y;

CONSIDERANDO:

Que la Ley J N° 2.902, sancionada y promulgada en Octubre de 1995 definió el Marco Regulatorio Eléctrico Provincial. Junto a las precisiones posteriormente introducidas por el Decreto N° 1.291/95 que la reglamentó en diversos aspectos, conforman el marco de referencia del servicio eléctrico provincial, comprensivo de la distribución, generación aislada y transporte sin vinculación con el SADI (sistema argentino de interconexión) .

Que el Capítulo IX de la Ley J N° 2.902 vinculado a "Tarifas", prevé que finalizado un período inicial de cinco años, el EPRE fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de cinco años. De este modo, se fija la vigencia quinquenal de cada cuadro tarifario fruto de un proceso de Revisión Tarifaria ordinaria.

Que en la misma Resolución de este Ente que dispuso sobre las condiciones de adecuación al marco regulatorio eléctrico provincial para La Distribuidora CEB, Resolución EPRE N° 94/98, (art. 65 de la ley J 2902) se estableció el Cuadro Tarifario inicial cuya vigencia se extendió hasta el 1° de Noviembre de 2003. Posteriormente, se dictaron las Resoluciones EPRE N° 184/04 que fijó el Cuadro Tarifario hasta el día 31 de Octubre del 2008 y por Resolución EPRE N° 366/09 se aprobó el nuevo cuadro tarifario en ocasión de la segunda Revisión Tarifaria ordinaria, previendo su vigencia hasta el 1° de Noviembre del 2013.

Que en cuanto al procedimiento previsto para que se lleve a cabo una Revisión Tarifaria quinquenal, el Art. 47 de la Ley J N° 2.902 establece que los distribuidores, dentro del último año del período de cinco años de vigencia de cada Cuadro Tarifario, deberán solicitar la aprobación de los nuevos Cuadros Tarifarios que se proponen aplicar, los cuales deben responder a los principios tarifarios consagrados en los Arts. 41 y 42 de esa Ley, indicando las modalidades, tasas y demás cargos que correspondan a

cada tipo de servicio, así como la clasificación de sus usuarios y las condiciones generales del servicio.

Que el Decreto N° 1.291/95 dispone que La Distribuidora debe acompañar junto a su propuesta tarifaria para el siguiente quinquenio, todos los documentos en que se funde, debiendo ajustarse a los principios reconocidos en el capítulo IX de la ley J 2902, suministrando además toda la información que adicionalmente solicite el EPRE, quien teniendo en cuenta la propuesta de la distribuidora y los análisis y conclusiones propios, establecerá el nuevo Cuadro Tarifario para los próximos cinco años.

Que en cumplimiento del procedimiento específico vinculado a la Revisión Tarifaria quinquenal para el período noviembre 2013-noviembre 2018 la Cooperativa de Electricidad Bariloche Ltda. (CEB) presentó su propuesta tarifaria el día 17 de abril del corriente año (fs. 24-2926).

Que respecto a las facultades con que cuenta este Ente como Autoridad de aplicación de la Ley J N° 2.902, debe señalarse que el Art. 3 inc. e) de la Ley J N° 2.986, establece que este organismo será el encargado de determinar las bases para el cálculo de las tarifas de los contratos de concesión de distribuidores y controlará que las mismas sean aplicadas de conformidad con las disposiciones de las Leyes J N° 2.902 y 2.986. De esta forma, por expresa delegación legislativa, el EPRE es el organismo con competencia exclusiva para expedirse sobre toda la temática tarifaria del servicio público eléctrico en la provincia.

Que el procedimiento de Revisión Tarifaria, se caracteriza por la realización de una Audiencia Pública como requisito esencial de validez previo al dictado del acto administrativo que defina el nuevo régimen y cuadro tarifario por el siguiente quinquenio y se inicia a partir de la presentación de la propuesta de modificación tarifaria por parte de la distribuidora eléctrica. La Distribuidora CEB realizó su presentación dentro del año previo a la finalización del actual quinquenio, por lo tanto, si bien, desde el plano formal la presentación fue oportuna, es necesario evaluar cómo operan los principios de congruencia y oportunidad.

Que dicho análisis no es meramente teórico, ya que como cuestión preliminar de tipo procedimental, se advierte que la propuesta presentada por La Distribuidora CEB el 17/04/13 y que fue sometida a evaluación pública por parte de todos los interesados incluyendo al Defensor del usuario, difiere, en la síntesis de pretensiones, respecto a la que fue expuesta durante la Audiencia Pública por parte de la misma

cooperativa eléctrica. En efecto, las nuevas pretensiones que fueron desarrolladas durante la Audiencia Pública NO se incluyeron en la propuesta de revisión y, por lo tanto, violan no solo el principio de congruencia, sino que además producen una suerte de “deslealtad” hacia todos aquellos que se interesaron por evaluar la propuesta durante toda la etapa que fue sometida a opinión y consideración de la ciudadanía en general.

Que conviene tener presente que la estructura que conforma una propuesta de Revisión Tarifaria debe desarrollarse siguiendo pautas formales definidas en los términos de referencia que le son impartidos por este Ente, de modo tal que pueda desagregarse de manera ordenada y completa todos aquellos costos que integran el servicio eléctrico. La presentación de modificación tarifaria debe necesariamente incluir un resumen de lo peticionado, lo que se desarrolla bajo el título de “pretensiones”.

Que la presentación realizada por La Distribuidora CEB durante la Audiencia Pública, de idéntico tenor a las impresiones obrantes a fs. 3258-3301, plantea cuestiones novedosas y EXTEMPORÁNEAS, respecto a la presentación originaria que dio inicio al procedimiento de tercera Revisión Tarifaria ordinaria. En particular, la CEB en su exposición durante la Audiencia Pública plantea la necesidad de “sentar las bases para el futuro escenario regulatorio que conjugue las variables de pass through, cost plus y quita de subsidios”. Incluso, ha desarrollado una suerte de “nuevos principios” tarifarios desarticulando eventuales fórmulas de la tarifa, incluyendo conceptos tales como el respeto a los aportes e inversiones recibidas dentro de un llamado “estado de indemnidad”. Al desarrollar sobre el “estado de solidaridad” asocia al “riesgo eléctrico” con los “principios de solidaridad”, introduciendo también una novedad en materia de principios, ya que la seguridad pública es materia de orden público de estricto control técnico sin vinculación con principios de solidaridad, a menos que intente transparentarse un reconocimiento “solidario” a través de los costos de regularización de conexiones clandestinas, situación que se contrapone al criterio de eficiencia técnica en la prestación del servicio. Al desarrollar sobre la dotación del plantel básico, La Distribuidora CEB destaca que es materia de orden público, alejándose nuevamente del diseño de empresa eficiente.

Que llama la atención, además, los porcentajes desarrollados en su diapositiva N° 54 en el que intentaría demostrar cómo la tasa de costo de capital que le fue reconocida en la anterior Revisión Tarifaria debe ser

descontada según variaciones de mercado (por paritarias laborales u otras cuestiones macroeconómicas), resaltando que se llega a un valor de 0,76%. Toda esta argumentación no se reflejó en absoluto en el desarrollo de su propuesta de Revisión Tarifaria del pasado mes de abril de 2013.

Que el análisis de la propuesta de Revisión Tarifaria debe circunscribirse estrictamente a la presentación del día 17/04/13 con las correcciones de cálculos efectuadas por La Distribuidora CEB subsanadas a instancia de las solicitudes realizadas por este Ente, ya que lo contrario implicaría burlar la buena fe y la legítima confianza de todos aquellos que se interesaron, evaluaron, opinaron y participaron antes y durante la Audiencia Pública. De hecho, fue dicha propuesta, la presentada el 17/04/13, la que delimitó el objeto de la Audiencia Pública definido en el art. 1° de la Resol. EPRE 193/13.

Que el objeto de Audiencia Pública a su vez condicionó el detalle de las pretensiones de los participantes que acreditaran su legitimación en los términos del art. 13 de la ley J 3284, ya que las mismas debían tener directa relación con el objeto de la audiencia. Consecuentemente, mal puede admitirse una modificación de las pretensiones de la distribuidora que solicita la Revisión Tarifaria cuando todas las participaciones basaron sus exposiciones a la originaria presentada el 17/04/13.

Que por lo tanto, el análisis legal y técnico que este Ente Regulador debe efectuar, debe ajustarse a la propuesta desagregada a fs. 24-2926 presentada el 17/04/13 y no a la desarrollada durante la Audiencia Pública.

Que el resumen de la propuesta de Revisión Tarifaria de La Distribuidora CEB para el quinquenio noviembre 2013-noviembre 2018 se agregó a fs. 3578-3674 y ha sido publicada desde el mes de mayo del corriente año en la página web de este Ente: www.eprern.gov.ar , a la cual corresponde remitirse por razones de brevedad.

Que para un mejor ordenamiento y comprensión de los fundamentos que determinarán el nuevo cuadro tarifario para el quinquenio nov. 2013-nov. 2018 para los usuarios abastecidos por La Distribuidora CEB, respetando el mismo esquema de análisis realizado por los especialistas de este Ente que estudiaron tanto la propuesta de la Cooperativa eléctrica como las pretensiones de cada uno de los participantes del proceso de revisión en oportunidad de la Audiencia

Pública, primero se resumirán las exposiciones, se analizará el contenido legal de cada una de ellas y luego se detallará el estudio técnico de las mismas.

Que los archivos de audio con las exposiciones completas de cada uno de los participantes de la Audiencia Pública pueden consultarse en la página web oficial del EPRE www.eprern.gov.ar

Que de la propuesta de **La Distribuidora CEB** se extractaron las siguientes cuestiones eminentemente legales que fueron analizadas conjuntamente con el resto de las pretensiones de los participantes de la Audiencia Pública:

- 1.- Cese de la Reserva Fría, retiro de equipos y reemplazo de dicho servicio.
- 2.- Aspectos constructivos de la infraestructura que conforma la red de distribución eléctrica (exigencias de los municipios y de parques nacionales).
- 3.- Doble condición de asociados-usuarios y su necesario tratamiento discriminado.
- 4.- Dotación del personal asociado a la prestación del servicio público eléctrico y costos salariales a ser reconocidos.
- 5.- Aspectos tributarios: impuestos y tasas que gravan la actividad.

Que el **Defensor del Usuario** es parte esencial dentro del procedimiento previo al dictado de la Resolución que defina sobre el nuevo régimen y cuadro tarifario. A los fines de garantizar su intervención, este Ente instrumentó un procedimiento de contratación del cual resultó seleccionada la Fundación Bariloche a través del Lic. Héctor Pistonesi. En la misma Resolución que definió el objeto de Audiencia Pública y que formalizó su convocatoria disponiendo sobre todos los aspectos formales para garantizar la libre participación de todos los interesados (Resol. EPRE 193/13), se precisó sobre el objeto de intervención del Defensor del Usuario. En efecto, la resolución citada hace coincidir al objeto de intervención del Defensor del Usuario con el objeto principal de la Audiencia Pública, esto es: análisis de la propuesta de modificación tarifaria realizada por la CEB y exposición en representación de los usuarios en ocasión de la Audiencia Pública.

Que en su exposición, realizada inmediatamente después de la efectuada por el representantes de la CEB, el Lic. Pistonesi en la primer parte de su alocución describió sintéticamente el contexto nacional energético tomando como fuente de datos el balance energético del año 2011 realizado por la Secretaría de Energía de la Nación.. Luego, el Lic. Pistonesi concentró su exposición en los costos susceptibles de revisión en un proceso de revisión ordinaria, concluyendo que “Los mayores costos que reconoce el EPRE incluyen los incrementos de salarios (por convenio convalidado) y las variaciones en el costo de compra de la energía. Sin embargo, estos no son lo únicos elementos de los costos que pueden variar en un período de 5 años, teniendo en cuenta que existe un moderado proceso inflacionario. La consideración de mayores costos que no sean los señalados requeriría una Audiencia Pública, que resulta un proceso engorroso”, recomendando entonces que “Habría que ir pensando en un mecanismo más ágil y más automático para el ajuste de las tarifas en períodos más cortos que el de las RTO (bianual, anual o semestral)”.

Que seguidamente, el Defensor del usuario realizó un análisis de la prospectiva de la demanda, valiéndose de gráficos a los fines de representar la evolución del consumo, tanto de energía y de potencia desde el año 1990 hasta el año 2012, marcando los hechos de la naturaleza o del hombre, externos a la propia empresa distribuidora eléctrica, que produjeron variaciones de consumo. También representó en forma gráfica las tasas medias de crecimiento de usuarios, energía y potencia en sucesivos períodos entre los años 1990-2012, para luego concentrarse en la evolución de la tasa de crecimiento de estos tres indicadores que realizó la CEB para el quinquenio nov. 2013-nov. 2018, concluyendo que “ A diferencia de lo mostrado por la evolución histórica, en la prospectiva de la demanda incluida en la propuesta de la CEB, la potencia presenta una tasa de crecimiento levemente mayor que la de la energía y esto se debe al incremento de la demanda en media tensión que presenta una tasa media anual del 10,5 %, y en algunos años entre el 16 y el 18 %”, opinando que “Esas tasas de crecimiento de la potencia parecen irrazonables salvo que se esté previendo un crecimiento de la demanda semejante al período de mayor bonanza para la economía local y nacional. Una explicación alternativa es que se esté previendo la presencia significativa de usos calóricos de la electricidad. Sin embargo atendiendo a lo expresado previamente, esto sería contrario a una política de uso racional de la energía, especialmente si se trata de zonas con redes de distribución de gas natural. Aun cuando se presentan dificultades con relación al abastecimiento de gas natural a Bariloche desde la cuenca Neuquina (gasoducto cordillerano), se tienen noticias sobre la posibilidad cierta de

incrementar el abastecimiento por el gasoducto patagónico y con ello la distribuidora de gas debiera poder atender la demanda existente y las nuevas solicitudes de conexión. No pareciera razonable que este tipo de decisiones de política energética sean tomadas por la CEB sino que debieran ser los organismos pertinentes a nivel provincial y/o nacional.”

Que luego, el Defensor del Usuario desarrolló sobre la categorización de los usuarios, señalando que “Con anterioridad a las reformas de los sistemas eléctricos de los años 90, las distribuidoras de electricidad solían distinguir a los sectores de consumo: Residencial, Comercial, Industrial y Oficial o Público. Esta clasificación estaba de algún modo asociada a las características de usos de la energía. Con posterioridad a la sanción de la Ley Nacional 24065/92 y de la Ley Provincial 2902/95 se cambió esa categorización tarifaria y de sectores de consumo por la clasificación: Residencial (R1 y R2), General (G1 y G2) (englobando a los consumos Comerciales, Industriales, Oficiales) y Grandes Demandas (con medición de potencia)”. En un gráfico se expuso cómo había sido el porcentaje de categorización de usuarios en el período julio 2010-junio 2011, concluyendo que “A los fines tarifarios la asignación de responsabilidad en los costos de abastecimiento de las diferentes categorías de usuarios (sin medición de potencia) se pasó a estimar por medio de “Campañas de Medición” basadas en muestras aleatorias sobre la base de las nuevas categorizaciones. En el caso de la Actual Revisión Tarifaria Ordinaria se cuenta solo con una campaña de medición que solo abarca una parte del año 2013 (se concluirá en junio de 2014). En la Propuesta Tarifaria de la Distribuidora CEB se empleó la campaña de medición concluida en 2009. Pero la situación puede haberse modificado sensiblemente en el tiempo transcurrido desde entonces”, recomendando que “Si se continúa aplicando el sistema de las campañas de medición para establecer la responsabilidad de cada categoría de usuario en los costos de abastecimiento, se recomienda que la misma comience un año antes de la próxima Revisión Tarifaria Ordinaria.”

Que a continuación, el Lic. Pistonesi”al analizar la tarifa media para usuarios residenciales monofásicos a los valores del período febrero-abril de 2013 de la CEB, concluye que “ La Tarifa Media para un consumo de 80KWh es un 65% más alta que la correspondiente a un consumo de 1600 KWh”. Los datos analizados que surgen de comparar los consumos generados por los usuarios residenciales respecto al porcentaje que pagan sobre la tarifa propuesta por la CEB, determinan una sugerencia sobre una estructura de tarifa residencial alternativa por parte del Defensor del usuario, expuesta en sucesivos gráficos. De acuerdo al análisis del Lic. Pistonesi,

esta propuesta “Garantiza a la Distribuidora CEB el mismo ingreso y apunta a facilitar el acceso a los usos básicos de la energía eléctrica (Consumos comprendidos entre 80 y 160 KWh-mes). Promueve el uso racional de la energía y por tanto atenúa el impacto ambiental. Es necesario remarcar que la aplicación de esta tarifa debe considerar la situación especial de los usuarios residenciales que carecen de abastecimiento de Gas Natural, como caso particular”.

Que además, el Defensor del usuario se concentró en el análisis de la estacionalidad, desarrollando en un gráfico la comparación de consumos según variaciones estacionales a partir de los datos obtenidos de facturas de usuarios de los barrios Frutillar, Aralauquen y Villa Catedral así como la estacionalidad de los consumos comerciales en el período julio 2010-junio 2011. De dicho análisis, el Lic. Pistonesi recomienda que “Las tarifas deberían tomar en cuenta las características de estacionalidad de los consumos. Debería distinguirse entre estacionalidad lumínica, climática y turística. Los usuarios cuyos consumos presenten una muy marcada estacionalidad tendrían que contribuir con un peso mayor en el costo de la infraestructura. “

Que seguidamente, el Lic. Pistonesi expuso sobre las inquietudes y reclamos que le fueron transmitidos en las sucesivas reuniones mantenidas con usuarios abastecidos por La Distribuidora CEB, afirmando que “El principal reclamo de los asociados se vincula con los cargos extraordinarios que se incluyen en la parte derecha de la factura, que en conjunto representan entre el 35 y el 40% del total que se indica en la parte izquierda de la misma (sin considerar los impuestos), al menos en el caso de los usuarios residenciales. Al respecto plantea que: No queda claro cómo esos cargos extraordinarios se imputan a cada asociado. Si tales cargos extraordinarios no se vinculan específicamente con la prestación del servicio eléctrico ¿Por qué en conjunto mantienen una relación más o menos fija con el total de la parte izquierda de la factura?. Por otra parte, si el asociado desea pagar únicamente el importe correspondiente al servicio eléctrico, le resulta complicado por no disponer la factura código de barras separado las partes derecha e izquierda de la factura. Este mecanismo de aportes extraordinarios (que el EPRE no puede cuestionar ya que no se integra a la factura específicamente eléctrica) parece vincularse al monto total de la misma originando un ingreso que, comparado con los costos declarados podría implicar una tasa de rentabilidad muy superior al 12% que está implícita en el cálculo de esos costos (recupero de capital). Por otra parte haciendo una estimación de los ingresos en base a la tarifa contenida en la Propuesta de la CEB parece indicar que los mismos no

alcanzan a cubrir los costos que se declaran. Una posible explicación es que la diferencia se cubre con estos “aportes extraordinarios”. Pero en tal caso se da una situación muy poco transparente y podría ocurrir que reparto de las cargas sea inequitativo.”

Que finalmente, respecto a la metodología adoptada por La Distribuidora CEB para desarrollar su propuesta de modificación tarifaria, el Lic. Pistonesi señala que “En esta Tercer Revisión Tarifaria Ordinaria a la CEB el Ente Regulador (EPRE) planteó que a los fines de la estimación de costos se empleara dos criterios metodológicos:

- El criterio de “Red adaptada a la demanda”
- El criterio de “Empresa Modelo”

Que el Defensor del usuario, señaló que “El objetivo del Ente Regulador con el uso de estos criterios es evitar que las empresas reguladas, en este caso la Distribuidora CEB, incluya en los cargos tarifarios únicamente los costos de una gestión eficiente. El propósito de EPRE es sin duda loable, sin embargo, en opinión del Defensor del Usuario estos criterios son cuestionables teórica y empíricamente. Dejando de lado el concepto de “Red Adaptada” por las complejidades que presenta su discusión voy a centrar la atención en el criterio de “Empresa Modelo” que apunta a la estimación de costos de una gestión empresarial eficiente. No resulta sencillo imaginar una empresa que reproduzca las características del mercado del servicio de distribución eléctrica como el que atiende la CEB , cosa que sus directivos lo plantean de una u otra manera. Tanto el EPRE como la Empresa distribuidora consideran más conveniente que el criterio de “Empresa Modelo” sea sustituido por un sistema de contabilidad de costos estándar o también denominada “Sistema de Contabilidad Regulatoria”. Con este enfoque se tendría una imagen de los costos de gestión eficiente mucho más transparente y referido a la situación específica del mercado que atiende la Cooperativa Eléctrica de Bariloche.”

Que del resumen de la exposición realizado en los considerandos que anteceden, puede concluirse preliminarmente que el Defensor del usuario desarrolló sobre materia tarifaria y regulatoria que excedió sobradamente el objeto de su análisis: la crítica y evaluación a la propuesta de Revisión Tarifaria realizada por La Distribuidora CEB para el quinquenio nov. 2013-nov. 2018. En ese sentido avanzó sobre aspectos previstos específicamente en la ley que definió el Marco Regulatorio Eléctrico Provincial, ley 2902 y su decreto reglamentario N° 1291/95, alentando modificaciones que si bien tienen relación directa con aspectos tarifarios, no eran tema de la Audiencia, salvo que las mismas fueran

planteadas originalmente por la misma Distribuidora CEB, cosa que no ocurrió.

Que las únicas pretensiones desarrolladas por el Defensor del Usuario que implican connotaciones legales con relación directa con el objeto de la Audiencia Pública convocada son las siguientes:

- 1.- Menor frecuencia para realizar procedimientos de Revisión Tarifarias integrales, respecto al actual fijado en forma quinquenal.**
- 2.- Mejorar la transparencia de los conceptos facturados por La Distribuidora CEB en el cuerpo de facturación ubicado a la derecha**

Que en representación de **ADEERA** expuso el Ing. Claudio Bulacio, Aclaró que el motivo de presencia de ADEERA en la audiencia es ayudar a que se reconozcan costos para la empresa distribuidora que permitan la sustentabilidad de un servicio básico para la vida y el desarrollo del país. De este modo, luego de esta introducción, se repasaron las obligaciones principales de las distribuidoras: atención del incremento de la demanda de energía eléctrica y abastecimiento a la calidad preestablecida, recalando que para cumplir con ellas es necesario contar con recursos adecuados y suficientes.

Que sobre los principios de tarifa justa y razonable, el expositor resaltó que existen variaciones de costos que no son controlables por las distribuidoras y que por ello deben ser trasladados a tarifas. Focalizando nuevamente sobre el concepto de funcionamiento sustentable de una empresa de distribución, se resaltó la idea de que no hay actividad económica sustentable en lo económico y financiero, si no se reconocen sus verdaderos costos. Esta noción sobre empresa distribuidora sustentable cobra mayor impacto al tratarse del servicio eléctrico, ya que éste impacta de manera directa en el desarrollo de la economía. Luego de repasar los porcentajes de ajustes tarifarios reconocidos en otras jurisdicciones, a través de un gráfico que representó los componentes de la factura del usuario final, destacando los porcentajes de incremento que se le reconocieron a distribuidoras de La Pampa y de Neuquen, se resalta que el objeto de las revisiones tarifarias debe concentrarse en el valor agregado de distribución destinado a mantener el servicio, a la ampliación y renovación de las redes. Se explicitó además cómo se aplica el principio de pass through respecto a los costos de abastecimiento, aclarando que sobre tales costos se aplican los subsidios dispuestos por el Estado Nacional, los que

benefician al usuario final y no a las distribuidoras y no sobre el valor agregado de distribución.

Que el representante de ADEERA también realizó una comparación entre el valor diario en pesos que representa el consumo eléctrico y distintos insumos básicos o abonos de otros servicios no esenciales, según valores de mercado. Como conclusión, ADEERA sostiene que es necesario recomponer el valor agregado de distribución ajustándolo a la realidad de los costos de modo tal que asegure la sustentabilidad del servicio entendiéndose como tal el suministro a clientes actuales y futuros en las condiciones de calidad fijadas en el marco regulatorio eléctrico aplicable a la CEB.

Que de la presentación de ADEERA se extractan los siguientes temas como de análisis legal previo:

- 1.- Costos tarifarios susceptibles de revisión en el marco de una Revisión Tarifaria ordinaria.
- 2.- Relación entre los principios asociados a la tarifa justa y razonable y la noción de servicio eléctrico sustentable.

Que en representación de la **Junta vecinal del Barrio Belgrano** expuso la Sra. Diana Ortiz, como puntos salientes expresó que las variables macroeconómicas, fenómenos de la naturaleza o conflictos sociales regionales que invocó la CEB para justificar un incremento tarifario son de difícil comprensión para relacionarlos en la afectación que sufrió la cooperativa. La Sra. Ortiz resaltó una contradicción entre estas variables con la proyección de demanda que realizó la propia distribuidora eléctrica, preguntándose por qué tienen que pagar los socios de la cooperativa las ampliaciones sobre la zona este, lo que determinará mayor cantidad de usuarios, y como socios nunca tienen recuperado..

Consideró que en el actual contexto inflacionario proyectar costos a cinco años es dificultoso y propuso que se modifique la ley 2902 previendo que la Revisión Tarifaria sea con mayor periodicidad. Propuso que se eliminen los costos extraordinarios y que se llamen las cosas por su nombre incluyendo los costos que demanda el servicio eléctrico de la forma que tienen que ser de suerte tal que se absorban los aumentos dispuestos por asambleas extraordinarias del 2006 y 2012 que figuran del lado derecho de la factura, al igual que los aumentos de sueldo que figuran del lado izquierdo. Finalmente, solicita que se tenga en cuenta que si se produce la quita de subsidios se producirá el inevitable aumento de la tarifa eléctrica.

Que finalmente, la Sra. Ortiz concentró en su exposición temas de estricto orden de administración interna de la cooperativa con los aspectos vinculados a la Revisión Tarifaria eléctrica que constituyó el objeto de la Audiencia Pública. Corresponde aclarar que este Ente no es autoridad competente para definir sobre aspectos inherentes a la organización cooperativa: ni sobre el alcance y obligatoriedad de las decisiones fruto de asambleas, ni sobre el mecanismo electoral con renovación de autoridades, ni menos que menos sobre la conformación y formación del consejo de administración de la cooperativa.

Que de la exposición de la Sra. Ortiz, solo se extractan los siguientes temas que tienen vinculación directa con la revisión de la tarifa eléctrica y que merecen un tratamiento legal preliminar:

- 1.- Distinción entre costos razonables asignados a la tarifa eléctrica de los demás costos que insume el resto de las actividades desarrolladas por la CEB.**
- 2.- Cómo se distribuyen los costos asociados al incremento de la demanda.**
- 3.- Sinceramiento de costos razonables del servicio eléctrico para el cese del cobro de aportes extraordinarios del lado derecho de la factura.**
- 4.- Efecto de la quita de subsidios de las facturas del servicio público eléctrico.**
- 5.- Mayor periodicidad en las revisiones tarifarias**

Que en representación de la **Asociación Vecinal Pájaro Azul** expuso el Sr. Carlos Aristegui, en su carácter de presidente de la Junta vecinal, quien comenzó su exposición reconociendo que el hecho de no participar como asociados de las decisiones de la cooperativa genera que luego tengan que acudir a la queja. Señaló que le llamó la atención la existencia de “retroactivos” dentro de los conceptos facturados por la CEB, pero al interiorizarse sobre el origen de tal concepto, se le informó que corresponde a reconocimiento de costos salariales producto de negociaciones colectivas. El Sr. Aristegui entiende que dichos costos sean reconocidos, pero enfatiza que corresponde serlo en los tiempos y forma debidos tal lo reglado en la ley 2902. También destaca que le llama la atención que como resultado de una asamblea de la cooperativa llevada a cabo en el año 2006 para hacer frente a necesidades coyunturales, se resolvió un aumento del 12%, el que tendría carácter transitorio hasta tanto se resolviera sobre el incremento petitionado en la anterior Revisión

Tarifaria, cuestión que no ocurrió y todavía se sigue conservando ese incremento del 12%. De ese modo, el Sr. Aristegui enfatizó que a los usuarios les quedó la sensación de que pagaron dos veces, una, al efectuar el aporte en su carácter de asociado y otra, luego cuando tarifariamente el EPRE le reconoció la nueva tarifa a la cooperativa eléctrica, ya que luego de ello no se devolvieron los aportes a los asociados. Sobre la base de la experiencia ocurrida en oportunidad de la anterior revisión tarifario, el Sr. Aristegui propugna para que el aporte extraordinario que fue decidido en asamblea de la cooperativa del año 2013 cese cuando se reconozca la nueva tarifa para el quinquenio noviembre 2013-noviembre 2018 y se cumpla con lo dispuesto en dicha asamblea.

Que el resumen de su primera petición es que se cese de abonar aportes extraordinarios decididos por asamblea de la cooperativa.

Que la segunda petición es dirigida al EPRE para que al reconocer mayores costos, los espacie en el tiempo y respondan a un principio equitativo, de modo tal que no aparezca algún nuevo costo que deba ser soportado por los usuarios de un momento para otro. Finalmente, la petición del Sr. Aristegui se orientó a los aspectos de planificación y de diseño de la red para que se privilegie un tipo constructivo que no “afee” la ciudad, que seguramente insumirá mayores costos, pero que con una mejor gestión se lograría dar cumplimiento a la ordenanza municipal que ordena el soterramiento. Para fundamentar esta idea comparó lo ejecutado con el soterramiento de la fibra óptica en su barrio.

Que del resumen de la exposición de la Asociación Vecinal Pájaro Azul, se extractan los siguientes temas como de análisis legal previo:

- 1.- Eliminación de los conceptos extraordinarios producto de decisiones de asambleas de la cooperativa.
- 2.- Reconocimiento de costos tarifarios que puedan espaciarse en el tiempo.
- 3.- Planificación de la red de distribución que permita afrontar con costos reconocidos tarifariamente el crecimiento de la demanda
- 4.- Subterranización de la infraestructura del servicio eléctrico

Que en representación de la **Junta Vecinal Barrio Las Victorias** expuso su presidente el Sr. Martín Aguilera, quien desarrolló sobre los aportes extraordinarios facturados por la CEB recalcando que su cálculo tiene incidencia directa con el consumo de energía eléctrica.

También resaltó que son tres los conceptos extraordinarios que vienen facturándose en el lado derecho de la factura desde el año 2006, expresando que no están en desacuerdo con este tipo de herramientas que puede utilizar la cooperativa, pero sí están en desacuerdo con la metodología de cálculo. Repasó el origen de cada uno de estos conceptos extraordinarios, recordando que el creado en el año 2008 respondió a la constitución de un fideicomiso para ser destinado a obras específicas que, aparentemente, no habían sido contempladas en la anterior Revisión Tarifaria y luego, en el año 2012 en asamblea de asociados se votó sobre el cambio de destino del fideicomiso. Comparó los aportes de los años 2006 y 2012, entendiendo que si bien hay similitudes entre ellos, el iniciado en el 2006 debería haber cesado, tal como consta en las actas y fue explicitado por los técnicos de la cooperativa, incluso menciona que se les aclaró a los asociados que los aumentos que diera el EPRE serían descontados de los porcentajes extraordinarios, situación que nunca ocurrió. A la luz de estos antecedentes, el Sr. Aguilera expresó que lo que no logra entenderse es la parte de planificación de la cooperativa, máxime considerando que en el año 2006 la CEB informaba en sus boletines que por primera vez tenía una planificación y que en el período de 3 años se generarían excedentes en beneficio de los usuarios, lo que lo lleva a concluir que se divulga un discurso de planificación y luego se desdican.

Que retomando con los argumentos expresados al inicio de la exposición, el Sr. Aguilera resalta que si el EPRE da un aumento, dicho porcentaje, al estar directamente ligado al cálculo de los conceptos extraordinarios, producirá el directo incremento de ellos. Finalmente, resume sus peticiones solicitando la intervención del EPRE para controlar todo concepto que se relacione en forma directa con el consumo eléctrico y que el aumento que se le pudiera otorgar se limite solo a los componentes eléctricos.

Que de la exposición de la **Junta Vecinal Barrio Las Victorias**, se extractan los siguientes temas como de análisis legal previo:

- 1.- Competencia del EPRE para definir sobre la procedencia y, en su caso, metodología de cálculo de los conceptos extraordinarios cobrados en el lado derecho de la factura emitida por la CEB.
- 2.- Relación entre la correcta planificación que debe realizar la distribuidora eléctrica con los costos que se le reconocen para el siguiente período quinquenal.

Que el Sr. Andrés Ferreira expuso en representación de la **Junta Vecinal Barrio Lera**, resaltando los servicios que presta la Cooperativa Eléctrica Bariloche en cada barrio, por ello considera que lo pedido por la CEB es justo.

Que en razón de que la exposición realizada por el Sr. Ferreira no se vincula con aspectos relacionados con el objeto de la Audiencia Pública, esto es, con la crítica razonada de la propuesta de modificación tarifaria para el siguiente quinquenio, no existen cuestiones que merezcan un tratamiento legal.

Que en representación del **Sindicato de Luz y Fuerza de San Carlos de Bariloche** expuso el Sr. Daniel Domínguez, quien leyó el documento que fue agregado a fs. 3327-3332.

Que en términos generales el Sindicato de Luz y Fuerza de San Carlos de Bariloche solicita que se adecue el marco regulatorio eléctrico y aquellas leyes que sean necesarias, para adoptar políticas de precio y tarifa inclusivas, acordes a un plan estratégico eléctrico, que se posibilite una contabilidad regulada que permita verificar que las obras e inversiones prometidas por la Concesionaria sean concretadas y además se dispongan medidas correctivas con relación al hurto de electricidad.

Que particularmente, la presentación del Sindicato hace referencia a la segunda Revisión Tarifaria que tramitó por Expediente EPRE N° 9.566/06, resaltando que allí se consideró que la tarifa debe calcularse en base a costos eficientes de prestación de servicio, lo cual no autoriza a reconocerle a los trabajadores un salario inferior al que les corresponde por Ley. En este orden de ideas el Sindicato trae a colación el punto 5.4. de la propuesta de la CEB, "Organigrama Empresa Adaptada", donde se indica que el servicio de distribución de energía eléctrica es el principal de los servicios. Siguiendo con este razonamiento el portavoz del sindicato considera insuficiente la propuesta de la Cooperativa en cuanto al personal destinado a la prestación del servicio eléctrico teniendo en cuenta que desde 1998 al 2012 se ha producido un aumento del 68% en la cantidad de usuarios, lo cual no se vio reflejado en la dotación de personal. Por este motivo, el plantel básico de trabajadores propuesto por el Sindicato es de 170.

Que el Sindicato también cuestiona que determinadas actividades relacionadas con la prestación del servicio eléctrico como la lectura de los medidores, relevamiento permanente del estado de los pilares, conexiones, etc no esté en manos de operarios de la Cooperativa, sino a cargo de personal tercerizado.

Que por otra parte, el Sindicato destaca que el parque automotor con que cuenta La Distribuidora es insuficiente teniendo en

cuenta el actual número de operarios. También solicita que se traslade el centro de control y operaciones en usina Pechón hasta la estación transformadora La Paloma. Finalmente, exigen la creación de un organismo de control municipal que controle el cumplimiento de aquellas ordenanzas relacionadas con la subterranización de los servicios.

Que de la exposición del Sindicato de Luz y Fuerza de San Carlos de Bariloche, se extractan los siguientes temas para ser analizados legalmente:

- 1.- Relación entre los costos salariales y los costos eficientes que conforman la tarifa justa y razonable.
- 2.- Inversión en obras de infraestructura para poder generar energía eléctrica.
- 3.- Mejor control de los hurtos de energía.
- 4.- Ampliar la dotación del personal en relación de dependencia vinculado al servicio eléctrico de la CEB, proponiendo un plantel de 170.
- 5.- Cuestionamiento de la tercerización de servicios .
- 6.-Adecuación del marco regulatorio eléctrico.
- 7.- Control de ejecución de obras y de las inversiones aprobadas

Que en representación de la empresa **EdERSA** expuso su gerente general Lic. Norberto Bruno quien aclaró que la temática de su exposición no se vinculaba con el análisis de la propuesta de Revisión Tarifaria realizada por la CEB, sino con la petición de la necesaria modificación del Marco Regulatorio vigente en la provincia de Río Negro, de modo tal que pueda ajustarse a la situación económica por la que atraviesa el país en estos momentos.

Que el representante de EdERSA sintetiza su exposición peticionando una discusión seria para redefinir un nuevo marco regulatorio y propone que como la tarifa tiene que perseguir señales económicas, se utilicen fondos de subsidios, en particular del Foprost, de modo tal que aquellos usuarios que no podrían afrontar el pago total de costos tarifarios, compensen el pago con la ayuda de este subsidio explícito.

Que de la exposición de EdERSA, se extractan los siguientes temas como de análisis legal previo:

1.- Modificación del marco regulatorio eléctrico en la provincia de Río Negro para realizar revisiones tarifarias con mayor frecuencia.

2.- Posibilidad de aplicar subsidios con fondos del Foprost para compensar incrementos que algunos usuarios no estén en capacidad de soportar.

Que en representación de la **Cámara de Comercio de San Carlos de Bariloche** expuso el Dr. Claudio Cabaleiro quien comenzó resaltando que de la consulta a los asociados de la cámara sobre la prestación del servicio a cargo de la CEB, la opinión general es que es bueno, que ha disminuido sustancialmente la cantidad de cortes e incluso ante reclamos puntuales de algún asociado hubo respuesta eficiente. Consideran que fijar un cuadro tarifario con una vigencia de cinco años es deficiente en atención a la situación inflacionaria que vive el país. Resalta que si bien algunos conceptos fijados por asamblea de la cooperativa no son muy transparentes, entiende que obedecen a la imposibilidad de actualizar valores tarifarios con mayor periodicidad. Propone que las actualizaciones tarifarias sean más periódicas y que se clarifique la modalidad de facturación.

Que de la exposición de la Cámara de Comercio de San Carlos de Bariloche se extractan los siguiente temas como de análisis legal previo:

1.- Modificación de la periodicidad de revisiones tarifarias, para que sean realizadas con frecuencia menos espaciada a los cinco años.

Que en representación de la **Cámara de Turismo de San Carlos de Bariloche** expuso el Sr. Alberto Isla, quien sostuvo que si bien las tarifas son definidas cada cinco años, los conceptos facturados del lado derecho de la factura representan un incremento considerable que hace que el monto global cambie. De hecho, destaca a título de ejemplo que la factura del hotel del cual él es gerente, en el período 2005 a la actualidad se incrementó en un 250%, con lo cual deduce que se incorporan nuevos conceptos que están asociados a las tarifas. Se peticiona que el EPRE incorpore todos esos conceptos a la tarifa eléctrica, lo que implicará que sea mucho más transparente y los usuarios van a saber qué están pagando,

permitiendo diferenciar los costos del servicio eléctrico del resto de las actividades que realiza la CEB. Ratifica que es necesario que la tarifa eléctrica contemple todos los costos que demande este servicio y que el resto de las actividades como saneamiento y telecomunicaciones reflejen en su propia tarifa sus costos. Solicita que el EPRE se involucre en el control de los conceptos que se incluyen en la parte derecha de la factura

Que de la exposición de la Cámara de Turismo se extractan los siguiente temas como de análisis legal previo:

1.- Control de los conceptos que integran la parte de derecha de la factura.

2.-Garantizar que los costos que demandan la prestación del servicio eléctrico sean pagados con la factura eléctrica, independizándola del resto de los costos generados por las otras actividades o unidades de negocios que desarrolla la CEB.

Que en representación del **Concejo Deliberante de Dina Huapi** expuso el concejal Leonardo Pacheco, quien expresó que si bien Dina Huapi se municipalizó hace muy poco, reconociéndose autonomía institucional y administrativa, se encuentra vinculado con los servicios prestados por la CEB al igual que Bariloche. Destaca que del análisis de la propuesta de Revisión Tarifaria realizada por la CEB se advierte que uno de los fundamentos es el mayor desarrollo de infraestructura dentro del área del Municipio de Dina Huapi fundado en el crecimiento exponencial de la zona, sin embargo resalta que el nuevo tipo de estructura no se refleja en el servicio que los usuarios de Dina Huapi reciben por parte de la CEB, ya que serían los particulares los que la desarrollarían y la cooperativa solo tendría que prever mayor potencia . Por lo tanto, no ve el beneficio para los usuarios de Dina Huapi que conllevaría este mayor desarrollo de infraestructura. Resalta que en la propuesta de la CEB está el cableado subterráneo en coincidencia con la normativa local que prevé la subterranización del servicio de distribución eléctrica, sin embargo, destaca que se producen inconvenientes en la aplicación de esta normativa, la que es cumplida por los desarrolladores inmobiliarios de nuevos loteos, pero no por la CEB que al vincular a estos loteos con su red, amparándose en normativa nacional y provincial, realizó tendido aéreo. Considera entonces que la CEB utilizó una suerte de “argumento conveniente” al justificar el incremento en la ejecución de tendido subterráneo, cuando de hecho no cumple con la normativa local. También resalta que respecto al alumbrado

público el vecino de Dina Huapi encuentra a este servicio como deficiente, muy malo y que le llama la atención que en la propuesta de la CEB no se hable de mejora de alumbrado público mencionando en particular dos barrios que aún carecen de alumbrado público.

Que el Sr. Pacheco finaliza su exposición expresando que no pueden estar de acuerdo o en desacuerdo con la propuesta de modificación tarifaria de la CEB hasta tanto no puedan sentarse a rediscutir las condiciones de abastecimiento en Dina Huapi principalmente de alumbrado público, por lo que no pueden prestar conformidad al aumento tarifario pretendido.

Que conviene reiterar la aclaración respecto objeto de la Audiencia Pública, el que se vincula **ESTRICTAMENTE** con la propuesta de modificación tarifaria vinculada al servicio público de DISTRIBUCIÓN eléctrica, no comprendiendo otros servicios como por ej. el alumbrado público, cuya titularidad le corresponde a la Autoridad Municipal. Efectuada dicha aclaración, de la exposición del Concejo Deliberante de Dina Huapi solo se extractan como materia de análisis legal previo la siguiente:

1.- Participación de los usuarios de Dina Huapi en los costos tarifarios que generen el mayor desarrollo urbanístico dentro del área municipal

2.- Obligatoriedad de ejecutar todo el tendido de distribución en forma subterránea .

Que en su exposición, el **usuario Agustín Tello** sostuvo que es “cooperativista de cuna” y cree firmemente en este paradigma de economía social, siendo testigo, desde el año 1966 a la fecha, de la evolución que tuvo la ciudad gracias a esta cooperativa.. Manifiesta que acepta en su totalidad la propuesta tarifaria de la CEB, ve exagerado el planteo del Sindicato respecto a la cantidad de empleados que deberían formar parte del plantel del servicio eléctrico. Resalta que desde que la CEB se adecuó al marco regulatorio eléctrico y comenzó a pagar la tasa de fiscalización, hasta la fecha, aumentó 12 veces y en el último quinquenio se aumentó 5 veces. También manifiesta que como cooperativa, cuentan con las herramientas para balancear las diferencias que no son reconocidas por el EPRE.

Que el Sr. Tello recuerda que hace unos años el Municipio de San Carlos de Bariloche perdió el poder concedente, sin embargo, resalta

que por Carta Orgánica el poder concedente lo tiene que recuperar el Municipio, interpretando que eso no es un detalle menor, ya que ello permitiría que anualmente “lavemos ropa sucia” y se establezca cuál es la tarifa que realmente se merecen. Peticiona que se le de a la cooperativa el reconocimiento tarifario que le permita seguir acompañando el crecimiento de la ciudad. Destaca que el crecimiento de la ciudad en la zona sur determina que se deba trabajar más en seguridad pública eléctrica suministrando no solo servicio de energía eléctrica a la gente más vulnerable y que junto al Municipio, si recupera el poder concedente, trabajar por el suministro seguro para que no se muera ningún chico ni se queme ninguna casa de madera. Plantea que se le reconozca el costo tarifario para afrontar las obras de expansión y recordó que desde la gobernación de la provincia se anunció la segunda interconexión eléctrica desde Alicura, ante el grave problema de conexión que tiene Bariloche, reivindica tal compromiso de modo tal que se garantice seguridad en la provisión para luego poder eficientemente distribuir.

Que de la exposición del Sr. Tello se extractan los siguientes temas como de análisis legal previo:

- 1.- Impacto de la tasa de fiscalización y control del EPRE.**
- 2.- Titularidad del servicio público eléctrico.**
- 3.- Vinculación entre el cambio del poder concedente con la necesidad de realizar revisiones tarifarias con mayor frecuencia a la quinquenal.**
- 4.- Evolución en materia de interconexión y de provisión de demanda previstas para el próximo quinquenio**

Que durante la exposición del **usuario Alejandro Dalla Cía** opinó que el hecho de que la parte izquierda o derecha de la factura no sean “cortadas” hizo que la cooperativa pudiera seguir trabajando.

Que de la exposición del Sr. Dalla Cía se extractan los siguientes temas como de análisis legal previo:

- 1.- Conformación de la factura del servicio eléctrico**
- 2.- Necesidad de reconocimiento de costos para sostener el servicio eléctrico por mecanismos ajenos al de las revisiones tarifarias**

Que al exponer el usuario **Robinson Américo Jaldo** no se advierten cuestiones legales que merezcan análisis.

Que luego de que cada expositor legitimado desarrollara sus argumentos en forma pública, se abrió a una **ronda de preguntas**. Las preguntas del público realizadas en forma escrita se encuentran agregadas a fs. 3322-3326 y estuvieron dirigidas a La Distribuidora CEB.

Que todas las preguntas fueron respondidas por el Gerente general de la CEB Dr. Federico Lutz, quien reconoció que la cooperativa eléctrica es conciente del efecto regresivo de la tarifa, pero ello obedece a la estructura del marco regulatorio eléctrico y que reconocen, tal como lo hizo el Lic. Pistonesi, que existen otras estrategias económicas que causan menor impacto en los usuarios de menores recursos. También el Dr. Lutz enfatizó que la CEB reconoce que los conceptos facturados del lado derecho de la factura tienen relación con los consumos eléctricos.

Que en respuesta a la pregunta sobre pérdidas no técnicas, el Dr. Lutz expresó que los mismos son asignados en forma genérica a todos los usuarios y en principio, “los estaríamos pagando todos” . Al respecto, aclaró que se está llevando a cabo un plan de regularización de consumos junto a autoridades municipales.

Que al responder a la inquietud sobre la diferencia entre los valores tarifarios vigentes para usuarios de EdERSA en comparación a los facturados por la CEB, el Dr. Lutz respondió que obedecen a las propias estructuras de costos de las empresas prestadoras y que probablemente los déficits de ingresos que como sociedad anónima ha tenido que soportar EdERSA fue soportada por sus socios, aclarando que en la CEB tuvieron que ser soportados por los asociados de la cooperativa a través de los conceptos del lado derecho.

Que luego, el Dr. Lutz aclaró sobre cómo se calculan los salarios del personal jerárquico de la CEB vinculado al servicio eléctrico, así como la de sus autoridades. También aclaró que los salarios no son secretos, sino reservados en respeto de los derechos de los trabajadores y los que son públicos son los que corresponden a los integrantes del Consejo de Administración.

Que la pregunta asociada a la cantidad de personal administrativo, fue respondida por el Sr. Lutz remitiendo a los datos contenidos en la propuesta tarifaria, los que fueron calculados considerando un diseño de empresa ideal , por lo tanto, los afectados a la parte eléctrica son seis personas. Finalmente, a las preguntas vinculadas a los temas propuestos por el Defensor del usuario: regresividad de la tarifa y estacionalidad de los consumos, el Dr. Lutz respondió que con el actual modelo de cálculo tarifario es muy dificultoso reconstruir la asignación de costos, no obstante ello, el modelo propuesto por el Lic. Pistonesi plantea un llamado a la reflexión para reestructurar costos así como el análisis de las condiciones de crecimiento anual promedio de la demanda y la modalidad estacional de consumo.

Que es de destacar que al responder a las preguntas del público, el Dr. Lutz contradujo, en algunos puntos, el contenido de la propuesta de modificación tarifaria realizada en abril de 2013. En efecto, en la propuesta expresamente se EXCLUYEN las pérdidas no técnicas, como por ejemplo las provocadas por hurto de energía. No obstante ello, al responder a las preguntas del público, se reconoció que dichos costos son pagados por todos, ya que se asignan en forma genérica a los usuarios regulares.

Análisis legal de los argumentos contenidos en cada una de las exposiciones

Que como característica común de la mayoría de las exposiciones se advierte que se peticionaron cuestiones absolutamente ajenas al objeto de una Revisión Tarifaria quinquenal y fuera del ámbito de competencia de este organismo. Por lo tanto, es propicio partir de esta aclaración preliminar, ya que en los siguientes considerandos se analizará, en primer término el alcance legal de las pretensiones escuchadas durante la Audiencia Pública y luego se realizará su análisis técnico.

Que las pretensiones de todos los expositores pueden agruparse en ONCE ejes temáticos que merecen tratamiento legal. En los siguientes considerandos se analizarán cada uno de ellos, privilegiando su ordenamiento según la cantidad de veces que la misma materia fue peticionada por las partes y participantes de la Audiencia Pública.

1).- Mayor frecuencia de las revisiones tarifarias ordinarias:

Que a partir de la exposición del Defensor del Usuario, la temática más recurrente escuchada en el transcurso de la Audiencia Pública se relacionó con la necesidad de realizar mayores revisiones tarifarias. Para la mayoría de los expositores, la definición de un cuadro tarifario con vigencia para cinco años a futuro no se ajusta al actual escenario inflacionario y demás variables macroeconómicas por las que atraviesa el país. De este modo, la pretensión mayoritaria se centró en una modificación del marco regulatorio que permita fraccionar en menores períodos la instancia de Revisión Tarifaria integral u ordinaria.

Que de hecho, muchos participantes fundamentaron esta mayor frecuencia a los fines de evitar que los “desequilibrios” financieros de la cooperativa eléctrica para realizar inversiones dentro del servicio de distribución eléctrica, sean cubiertas con la creación de nuevos conceptos utilizando herramientas propias de la gestión de una cooperativa. Estas exposiciones presupusieron que como la tarifa eléctrica resultó insuficiente como para realizar las inversiones necesarias vinculadas al crecimiento de la demanda o al reemplazo de infraestructura existente, la única herramienta con la que podía contar la CEB era el mecanismo de la creación de nuevos conceptos aprobados por asamblea, facturados fuera de la factura del servicio eléctrico. Al respecto, corresponde aclarar previamente que CADA VEZ que se realiza un procedimiento de Revisión Tarifaria, se reconocen los costos que permitan afrontar las inversiones suficientes a los fines de garantizar la provisión del servicio ajustada a las condiciones de calidad y de seguridad pública para los siguientes cinco años. En la medida que factores macroeconómicos produzcan variaciones respecto a la disponibilidad y/o posibilidades de financiamiento para afrontar las obras de inversión autorizadas, cada una de las distribuidoras eléctricas concesionarias del servicio público de distribución dentro de la provincia de Río Negro cuenta con la posibilidad de solicitar una nueva Revisión Tarifaria, tal como se desarrolla en el párrafo siguiente, sin necesidad de acudir a ninguna otra herramienta que su condición de cooperativa o de sociedad comercial le permita.

Que a poco que se repase el capítulo IX de la ley 2902 podrá corroborarse que NO ES ESTRICAMENTE NECESARIA una reforma legislativa del marco regulatorio eléctrico provincial para realizar revisiones tarifarias con mayor frecuencia, sí en el caso que se quisiera establecer una nueva periodicidad fija de RTO. En efecto, si bien el art. 44 de la ley 2902 dispone que el EPRE fijará las tarifas con períodos sucesivos de cinco años, disposición que se reitera en el art. 47 in fine del decreto reglamentario de la ley y, de hecho, hasta el momento esa ha sido la periodicidad con la que se

efectuaron las revisiones tarifarias ordinarias, nada obsta para que cada distribuidora solicite una revisión enmarcada en el art. 48 de la misma ley. En efecto, de dicho artículo se desprende que los distribuidores pueden solicitar al EPRE las modificaciones tarifarias que consideren necesarias si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas. Es claro que la oportunidad de solicitar “modificaciones” tarifarias prevista en el art. 48 es fuera de la periodicidad de los cinco años dispuesta en el art. 44 completado por el 47 y su propio decreto reglamentario. De lo contrario, no tendría sentido esta previsión normativa específica.

Que fuera del contexto del art. 44 y del 48, la propia ley, en su art. 50 incluso prevé que el proceso de revisión puede ser instado de oficio por el EPRE o por denuncia de particulares. En este último caso, la norma debe armonizarse con la ley 3284, en particular, con su art. 10 que prevé que la Audiencia Pública puede ser solicitada por el 10% del total de los usuarios.

Que por lo tanto, es resorte de las propias distribuidoras, de sus usuarios en la medida que reúnan el 10% del padrón de usuarios de cada distribuidora eléctrica provincial incluso de esta autoridad regulatoria, solicitar una Revisión Tarifaria con periodicidad inferior a los cinco años, en la medida que existan “circunstancias objetivas y justificadas” (art. 48 de la ley 2902).

Que en el eventual caso de conformarse los supuestos que habilitan la revisión del art. 48 de la ley 2902, cada distribuidora tendría garantizada la posibilidad de revisión de la tarifa que, en principio, fue definida para una vigencia de cinco años.

Que cabe mencionar que a pesar de las peticiones que se efectúan desde las propias distribuidoras y pese a que dicho artículo formó parte siempre del texto promulgado de la ley 2902 ninguna concesionaria eléctrica optó por activar esta modalidad extraordinaria de Revisión Tarifaria, lo que permite inferir que nunca se conformaron las circunstancias objetivas y justificadas para revisar costos que fueron autorizados por este Ente en el marco de una Revisión Tarifaria ordinaria o integral.

Que en suma, las alteraciones de mercado que afecten la ecuación económica financiera de las distribuidoras durante el período de vigencia quinquenal de cada cuadro tarifario y que constituyan circunstancias objetivas y justificadas PUEDEN DAR LUGAR a una nueva

Revisión Tarifaria enmarcada en el art. 48 de la ley 2902 SIN QUE SEA NECESARIO ninguna reforma legislativa.

2).- Dualidad entre usuarios-asociados de la cooperativa, mayor transparencia entre costos facturados en ambos lados de la factura, desvinculación entre costos del servicio eléctrico (facturados del lado izquierdo) de los relacionados a otros servicios u otras unidades de negocios de la CEB (facturados del lado derecho).

Que las particularidades que presentan los usuarios abastecidos por la Cooperativa eléctrica San Carlos de Bariloche fueron tenidas en cuenta al momento de dictar la Resolución 094/98 cuyo objeto fue la adecuación de la citada cooperativa al marco regulatorio eléctrico provincial. De este modo, EN ABSOLUTAMENTE todos los Anexos y en el cuerpo principal de la Resolución de adecuación citada, se designa con el término "USUARIO" al sujeto de tutela de la relación de consumo nacida a partir de la conexión del servicio eléctrico. La terminología y la relación jurídica nacida a partir de la conexión de este servicio público, se ajustó a la utilizada en toda el plexo normativo constitucional, supralegal y legal vigente en nuestro país. En otros términos, desde el inicio de la adecuación al marco regulatorio eléctrico, ocurrido en julio del año 1998, TODA LA NORMATIVA dictada por este Ente tuvo estricto efecto sobre la relación de consumo entre la CEB y el usuario del servicio eléctrico, según definiciones contenidas en la ley 2902 y en la propia Resol. EPRE 094/98.

Que en particular, al reglamentar sobre la factura del servicio eléctrico y la información a consignar en las mismas, en el art. 4 inc. f) del Anexo 7 de la Resol. EPRE 094/98, denominado "Régimen de Suministro", ratificando el criterio delineado en el art. 35 de la ley 2902 se dispuso que "En las facturas para los usuarios finales, no podrán incluirse conceptos ajenos a la prestación del servicio público de Distribución de Electricidad". A continuación, el mismo articulado enumera el contenido de dicha factura, de modo tal que se garantizara que los consumos eléctricos serían FACTURADOS en un cuerpo aparte al resto de los servicios, conceptos, aportes, etc. que la misma Cooperativa intentase cobrar.

Que para que la factura del servicio público tenga todas las garantías a favor del usuario derivadas de la Constitución Nacional (art. 42) y de la ley de defensa del usuario y del consumidor, en particular que contenga la información suficiente que permita al usuario el control de sus consumos y de los cargos facturados, DEBE poder abonarse en forma desvinculada a cualquier otro concepto NO ASOCIADO directamente al

servicio eléctrico. De lo contrario, todas las garantías sobre facturación de servicios consagradas en el art. 35 de la ley 2902 y en la Resol. EPRE 094/98 se transformarían en ilusorias. Ello implica que todo usuario DEBE CONTAR con la garantía de abonar sus consumos eléctricos más la carga tributaria correspondiente, en forma desvinculada a cualquier otro concepto, sean ellos de directa o indirecta relación con el servicio eléctrico.

Que todos aquellos conceptos que no tengan DIRECTA relación con del servicio público eléctrico y que no hayan sido previamente autorizados para su traslado a tarifas por parte de este Ente, calificados como “aportes extraordinarios” o cualquier otra denominación, NO PUEDEN ser incluidos NI en la factura de dicho servicio público NI en ningún otro medio. Dicho accionar, contrario a los principios regulatorios, implicaría un fraude regulatorio, ya que por fuera de las tarifas autorizadas, la Cooperativa eléctrica podría percibir CUALQUIER TIPO DE CONCEPTOS ajenos a los costos propios del servicio eléctrico.

Que para lograr el propósito que el legislador provincial previó a través del art. 35 de la ley 2902, la factura del servicio eléctrico debe contener absolutamente todos los requisitos que permitan su individualización fiscal desvinculada de cualquier otra o de un simple desdoblamiento de conceptos. Ello implica que no solo debe contener un código de barras DENTRO de la propia factura eléctrica, asociado únicamente al total de consumos eléctricos a abonar, sino que además debe tener su propio N° de factura, sus códigos para el pago electrónico y el resto de los requisitos fiscales que garanticen la independencia de la factura correspondiente a la venta de energía y/o potencia respecto de otros conceptos y que a su vez garanticen al usuario la posibilidad de elegir la modalidad de pago: electrónica o por cualquier boca de cobranza.

Que la petición de todos los participantes de la Audiencia Pública relacionada con la transparencia de los costos facturados y de la desvinculación de los costos generados por el servicio eléctrico del resto de los conceptos contenidos en el lado derecho de la factura eléctrica, se satisface plenamente instrumentando los cambios dispuestos en el considerando precedente.

Que no debe perderse de vista que para el legislador provincial ha sido de tal relevancia la factura del servicio público eléctrico que no solo previó delimitar la inclusión de conceptos ajenos a la prestación del servicio, sino que además le dio un privilegio procesal en caso de que sea necesario perseguir su cobro por vía judicial. En efecto, la propia ley habilita su cobro

a través de la vía de apremio, aplicando directamente el Código Fiscal (art. 34 de la ley 2902) asimilando su tratamiento a las prerrogativas de las que goza la Administración pública cuando por ejemplo, debe perseguir el cobro judicial de tributos. Ello, sumado claro está a que la falta de pago de la factura del servicio público no solo activa la mora, sino que además es uno de los presupuestos para proceder a la suspensión del servicio y hasta incluso a la desconexión. Como bien puede deducirse, el concesionario eléctrico ha sido protegido con una doble garantía para perseguir el pago de los consumos eléctricos. Este privilegio NO DEBE contagiar a todo aquel concepto que pretenda anexarse a la factura eléctrica.

Que en ejercicio de las facultades de regulación y control otorgadas al EPRE a través de la ley 2902 y 2986, corresponde modificar el art. 4° inc. f) del Anexo 7) “Régimen de suministro de energía eléctrica para los servicios prestados por la Cooperativa de Electricidad de San Carlos de Bariloche”, integrante de la Resol. EPRE 094/98 de Adecuación al marco regulatorio eléctrico provincial, reemplazando su tercer párrafo por el siguiente:

“La factura del servicio eléctrico deberá contener ÚNICAMENTE los conceptos autorizados en el art. 35 de la ley J 2902, quedando prohibido incluir cualquier otra clase de items. Deberá incluirse un código de barras dentro de la propia factura eléctrica, asociado solo al total de consumos eléctricos a abonar, la identificación del N° de factura, sus códigos para el pago electrónico y el resto de los requisitos fiscales que garanticen al usuario la posibilidad de elegir la modalidad de pago, ya sea por vía electrónica o a través de cualquier boca de cobranza. Dentro de cada factura deberá incluirse la siguiente información, sin perjuicio de la que a futuro el EPRE pudiese llegar a ordenar:”

Que la implementación de las facturas del servicio eléctrico ajustadas a las exigencias propuestas permitirá que el servicio público que es regulado por este Ente se DESVINCULE de todo otro concepto que la CEB pretenda facturar, sea que respondan a la prestación de cualquier servicio, a la recaudación por cuenta y orden de terceros no previstos en el art. 35 de la ley 2902, o bien, sean fruto de decisiones de las Asambleas en el marco organizativo de la cooperativa. En este último caso, los nuevos conceptos avalados por dichas decisiones assemblearias y cuyo origen o procedimiento de reconocimiento no se vincule al capítulo IX de la ley 2902, DEBERÁN SER DE ESTRICTO CONTROL DE SUS ASOCIADOS, quienes a su vez, en caso de considerar que se violaron procedimientos propios de

la organización cooperativa, deberán denunciarlos ante la autoridad de aplicación específica QUE NO ES ESTE ENTE REGULADOR ELÉCTRICO.

Que además, corresponde dejar sin efecto el último párrafo del art. 4° inc. f del Régimen de Suministro, el que deberá ser reemplazado por el siguiente: **“En el dorso de la factura eléctrica, deberá incluirse la siguiente imagen, en idénticas proporciones de espacio y distribución:**



Que como se mantiene la vigencia de la obligación contenida en el mismo inciso f) que dispone “El modelo de factura deberá ser aprobado por la Autoridad de Aplicación”, esta misma Resolución que definirá sobre la propuesta de Revisión Tarifaria de la CEB y aprobará el cuadro tarifario para el período nov. 2013-nov. 2018 instruirá a la citada cooperativa eléctrica que dentro del plazo máximo de 10 días hábiles desde la notificación de la Resolución, presente a esta Autoridad Regulatoria, para su aprobación, el nuevo modelo de factura ajustado a las nuevas exigencias.

3).- Subterranización del tendido eléctrico:

Que tanto en la propuesta de modificación tarifaria realizada por la CEB como en las pretensiones de distintos participantes legitimados para la Audiencia Pública, se resalta la necesidad de construir y/o reconvertir la infraestructura de distribución eléctrica en subterránea, para adecuarse a normas de tipo urbanístico dictadas por el Municipio de San Carlos de Bariloche y exigidas por el reciente Municipio de Dina Huapi. Al respecto y tal como lo ha sostenido este Ente Regulador en forma pacífica y reiterada, las condiciones constructivas de la red eléctrica son INHERENTES al servicio público eléctrico, de EXCLUSIVA titularidad de la provincia de Río Negro. El art. 80 de la Constitución provincial dispone lo siguiente:

RECURSOS ENERGETICOS

Artículo 80.- La Provincia organiza los servicios de distribución de energía eléctrica y de gas pudiendo convenir con la Nación la prestación por parte

de ésta. Otorga las concesiones de explotación y dispone las formas de participación de municipios, cooperativas y usuarios; ejerce la policía de los servicios; asegura el suministro de estos servicios a todos los habitantes y su utilización como forma de promoción económica y social.

Que el poder de policía del servicio de distribución eléctrica ha sido delegado al EPRE a través de las facultades reconocidas en la ley 2986. Por lo tanto, las autoridades municipales obrarían en exceso de competencia en la medida que avanzando sobre los aspectos urbanísticos propios de su competencia, exigieran un determinado tipo constructivo para el montaje y/o reconversión de la infraestructura eléctrica de distribución, diferente al reconocido tarifariamente. En otros términos, la materia relacionada con el tipo constructivo de la red eléctrica es PROPIA de la organización del servicio público eléctrico, siendo ajena a la competencia del poder municipal.

Que por lo tanto, el diseño de la RAD (red adaptada a la demanda) deberá contemplar solo los aspectos constructivos vinculados al cumplimiento de la obligación de abastecimiento en las condiciones de calidad de servicio, de seguridad pública exigidas u otras razones de eficiencia técnica, sin considerar exigencias de índole urbanística dictadas por autoridades municipales.

4).- Conceptos que integran la tarifa eléctrica: Abastecimiento, VAD y carga tributaria

Abastecimiento:

Que a contrario sensu de lo expuesto por el representante de ADEERA, una Revisión Tarifaria no debe concentrarse ÚNICAMENTE en la modificación del VAD (valor agregado de distribución) para el siguiente quinquenio. En efecto, debe analizar también cuáles serán los costos de abastecimiento que legítimamente se reconocerán, cuestión que en la presente revisión no es para nada menor, ya que entre otras complejidades, debe definirse si se admitirá la propuesta de la CEB de NO continuar con la Reserva Fría. También debe definirse sobre el costo de transporte que vincula la central hidroeléctrica Alicurá con la ET La Paloma (sistema de 132 kv Alipiba) y sobre la carga impositiva.

Que respecto al reconocimiento dentro de los costos de abastecimiento de la Reserva Fría, corresponde resaltar que los fundamentos de obsolescencia invocados por La Distribuidora CEB, han

sido desvirtuados por el Ing. César Kucich en el informe agregado a fs. 3889-3925, al cual, por razones de brevedad corresponde remitirse y los argumentos allí contenidos deben ser tomados como integrantes de esta Resolución. Por otra parte, al no haberse confirmado sobre las garantías de permanencia del parque generador instalado por Enarsa, cuyas condiciones de operación no están estrictamente relacionadas con las necesidades operativas del servicio eléctrico en San Carlos de Bariloche, la autorización del retiro de la Reserva Fría podría significar una afectación a los derechos de los usuarios. No debe perderse de vista que las razones que justificaron la existencia de la Reserva Fría y su consiguiente reconocimiento tarifario se asocian a las particulares condiciones de configuración de la red que determinan que San Carlos de Bariloche sea terminal de línea. Ante la imposibilidad de interconexión con alguna otra red, cada falla que se produzca en el sistema ALIPIBA provoca la indefectible interrupción del servicio afectando a todos los usuarios dentro del área abastecida por la CEB. Para evitar esta falla masiva, en cada Revisión Tarifaria se autorizó una Reserva Fría destinada a alimentar una potencia determinada, que si bien no garantiza el abastecimiento de la totalidad de la demanda en forma simultánea, permite abastecer en forma parcial o rotativa según las exigencias del caso.

Que en consecuencia, hasta tanto se tengan mayores elementos de certeza respecto a la nueva interconexión con una nueva red de transporte que vinculará la central ALICURA con el sistema de distribución operado por La Distribuidora CEB, oportunidad en la cual este Ente deberá actuar conforme las facultades reconocidas en el art. 22 de la ley J 2902 y definirá si deben desafectarse instalaciones para la prestación del servicio público, corresponde reconocer en tarifa los costos de operación y mantenimiento de los equipos generadores ubicados en usinas Pechón y Moreno más un monto adicional de puesta a punto de los equipos fuera de servicio, todo ello de acuerdo al informe aportado por el Auditor y los reconocimientos que se efectúan a través de los Costos de Explotación en la TUF a aprobar. Respecto a los costos de combustible, en la medida que sea necesario poner en funcionamiento dichos equipos de generación, deben ser reconocidos como costos de abastecimiento. Dada las características del reconocimiento y el fundamento del mismo, todo incumplimiento relacionado con la no puesta a disposición de la potencia reconocida total o parcial, será merituada como incumplimiento a la Prestación de Servicio.

Que por otra parte, considerando las particularidades técnicas que en los últimos años ha impactado sobre el MEM y las consiguientes modificaciones económicas que intentaron morigerarse a través de una

política nacional que subsidia al componente abastecimiento de las TUF, descritas suficientemente en la motivación de las últimas dos resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación que aprobaron los precios de referencia en el marco de las programaciones estacionales, corresponde prever que en caso de que la normativa nacional no disponga con suficiente claridad la modalidad de asignación del CABAST a cada categoría tarifaria y supedita la definición sobre ello a las autoridades regulatorias provinciales, el EPRE impartirá las instrucciones correspondientes que permitan suplir dicho vacío.

Valor agregado de distribución (VAD):

Que excepto los conceptos asociados a los reconocimientos de personal y a sus salarios, peticionados por el Sindicato de Luz y Fuerza de San Carlos de Bariloche, los que serán motivo de desarrollo diferenciado en otro acápite, el resto de los conceptos que integran el VAD deben ser evaluados técnicamente.

Carga tributaria:

Que respecto a la carga tributaria a reconocer en tarifa, además del IVA respetando la alícuota según la condición ante tal tributo que el usuario haya declarado, el único impuesto que debe incluirse dentro de la factura eléctrica es el creado a través de la ley 25.413 cuyo hecho imponible se asocia a los créditos y débitos en cuenta corriente bancaria. Debe resaltarse que el hecho imponible descrito en la ley 25.413 tiene directa relación a la modalidad en que se hacen efectivos los mecanismos de cobranza de todos los servicios públicos. Por lo tanto, es un hecho imponible directamente vinculado a la prestación del servicio público. El artículo 1° de dicha ley prevé que el impuesto se hallará a cargo de los titulares de las cuentas respectivas, actuando las entidades financieras como agentes de liquidación y percepción. El impuesto se devengará al efectuarse los créditos y débitos en la respectiva cuenta corriente. Este impuesto, en vigencia desde marzo de 2001, fue dictado a posteriori de adecuarse La CEB al marco regulatorio eléctrico, por lo tanto, es el único tributo alcanzado por la segunda parte del art. 22° de la Resol. EPRE 094/98.

Que sobre la posibilidad de traslado a tarifa de la tasa de fiscalización y control, en sentido coincidente a lo resuelto por la Cámara de Apelaciones en lo Civil y Comercial de Bariloche, en su sentencia del 07/11/2007 al expedirse sobre el recurso judicial directo presentado por la Cooperativa CEB impugnando la Resol. EPRE 216/06 (publicado en el suplemento de abril de 2008 en LLPatagonia pág. 200, Cita Online: AR/JUR/10199/2007) corresponde resaltar que el hecho imponible de esta tasa es la fiscalización y control que realiza el EPRE a cada una de las distribuidoras provinciales (art. 13 y 14 de la ley 2986). En tal sentido, los sujetos imposables EXCLUSIVOS son las tres concesionarias eléctricas provinciales quienes NO pueden trasladar tal carga tributaria a tarifa toda vez que no gravan la actividad de prestación del servicio eléctrico (ver art. 22 de la Resolución de adecuación N° 94/98). Debe recordarse que este

último artículo previó que si con posterioridad a la entrada en vigencia de la adecuación de la Distribuidora CEB al marco regulatorio eléctrico provincial se produjera un incremento de la carga fiscal vinculada al hecho imponible prestación del servicio público, el EPRE podrá evaluar autorizar el traslado de este componente tributario a tarifas, en su exacta incidencia.

Que como puede apreciarse, se tratan de dos hechos imponibles distintos: fiscalización y control del EPRE sobre las distribuidoras concesionarias del servicio de distribución eléctrica en la provincia de Río Negro, cuyos sujetos imponibles exclusivos son las 3 distribuidoras provinciales, versus prestación del servicio público. La tasa que constituye la fuente de financiamiento del EPRE creada a través de los artículos 13 y 14 de la ley 2986 no previó como hecho imponible la prestación del servicio eléctrico. Por lo tanto, mal puede interpretarse que opera una sustitución del hecho imponible y que ello a su vez genera su posibilidad de traslado a tarifa. Recuérdese que en materia tributaria es de aplicación estricta el principio de legalidad, no admitiéndose interpretaciones analógicas o extensivas, ya que ello podría traer aparejada una afectación del derecho de propiedad.

Que la resolución EPRE 216/06 que fue objeto de impugnación judicial por parte de La Distribuidora CEB, remitió a los fundamentos de la Resol. EPRE 254/05. A través de esta última resolución este Ente definió el criterio de interpretación que luego se sostuvo cada vez que se insistía con el cuestionamiento de la misma materia. En la motivación de este último acto administrativo se utilizaron los siguientes fundamentos los que son de directa aplicación a la situación de análisis:

“Que de aceptarse el criterio de que la Tasa de Fiscalización y Control debe ser trasladada a tarifas, se modificaría infundada e injustificadamente, el status jurídico de la Distribuidora establecido en la legislación ya citada, toda vez que la misma pasaría de ser “contribuyente” a “agente de percepción”, todo ello en evidente perjuicio para los intereses de los usuarios;

Que ese mismo hecho implicaría desnaturalizar a la Tasa, ya que conforme a GIULIANI FONROUGE (Derecho Financiero, T. I., pag. 319) “tasa es la prestación pecuniaria exigida compulsivamente por el Estado y relacionada con la prestación efectiva o potencial de una actividad de interés público que afecta al obligado”. En consecuencia, en la misma naturaleza jurídica de la tasa se encuentra implícita la imposibilidad del obligado de trasladar su monto a un

tercero. Este supuesto únicamente es factible en algún tipo de impuestos, llamados “indirectos” por la doctrina (conf. Aut. Cit. Ob. Cit. pag. 318);

Que por lo tanto, la única interpretación razonable y ajustada a derecho, del Art. 14 de la Ley 2986, consiste en que la Tasa de Fiscalización y Control, no es trasladable a la tarifa que abonan los usuarios finales”

Que los fundamentos desarrollados en los párrafos que anteceden permiten concluir que NO debe ser incluida dentro de la tarifa del servicio público eléctrico la tasa de fiscalización y control creada a través de los artículos 13 y 14 de la ley 2986 y que el único impuesto que debe aparecer en forma discriminada dentro de ella es el creado a través de la ley 25.413.

5) *Noción de sustentabilidad del servicio eléctrico y planificación para garantizar la prestación eficiente del servicio eléctrico.*

Que el representante de ADEERA, en diversos pasajes de su exposición insistió sobre la noción de sustentabilidad del servicio eléctrico, principio que debe perseguir todo proceso de Revisión Tarifaria, ya que los costos a reconocer deben garantizar la prestación de la obligación de abastecimiento en las condiciones de calidad y seguridad exigidas en los marcos regulatorios. A su vez, en varias exposiciones se insistió en la necesidad de “planificar” adecuadamente de modo tal que la estructura de costos necesarios para la prestación del servicio en forma quinquenal sea suficiente y no genere que luego, deba acudir a otras “herramientas “ de reconocimiento de costos como pueden ser las decisiones de asambleas de la cooperativa generando conceptos cobrados por fuera de la factura del servicio público controlado por este Ente. De este modo, la noción de sustentabilidad del servicio, asociado al de planificación adecuada, debe entenderse, en el actual contexto de revisión tarifario, al reconocimiento de los costos razonables que garanticen la prestación del servicio eléctrico en forma eficiente. Dicha noción, a su vez se condice con la RAD (red adaptada a la demanda) se evaluará técnicamente.

Que la eficiencia en la prestación del servicio se encuentra estrechamente vinculada a las tolerancias de calidad de servicio y a las exigencias de seguridad pública. Por lo tanto, la nueva tarifa deberá reconocer una RAD que contemple las inversiones necesarias para

garantizar el crecimiento de demanda sin afectar las condiciones de calidad y seguridad exigidas en el plexo regulatorio eléctrico vigente para la CEB. Ante el eventual caso que durante el quinquenio durante el cual el nuevo cuadro tarifario tenga vigencia, se produjeran modificaciones de mercado que sean objetivas y justificables, con impacto directo sobre la ecuación económica financiera de la concesionaria, La Distribuidora puede solicitar una modificación tarifaria enmarcada en el art. 48 de la ley 2902. Es así como se articulan las nociones de planificación correcta para satisfacer la demanda de crecimiento de los siguientes cinco años + la sustentabilidad del servicio asociado a la no pérdida de condiciones de calidad y seguridad + posibilidad de activar una nueva revisión si durante este nuevo período se dan variables objetivas que afectan la ecuación económica financiera de la concesionaria eléctrica.

Que el control de la eficiencia en la prestación de los servicios públicos deriva del art. 42 de la Constitución Nacional.

Que la reiterada noción de sustentabilidad del servicio utilizada por el representante de ADEERA debe ser entendida como la noción constitucional de eficiencia en la prestación de los servicios públicos y dentro de dicho marco deberá analizarse técnicamente si en su propuesta de modificación tarifaria la CEB previó las inversiones necesarias ajustadas a costos razonables para ser trasladados a los usuarios en su tarifa de los siguientes cinco años.

6) Titularidad del servicio público eléctrico

Que sobre la petición vinculada a la recuperación de la titularidad del servicio público eléctrico por parte del Municipio de San Carlos de Bariloche, corresponde resaltar que nuestra Constitución Provincial, en su artículo 80, utilizando la técnica de la “publicatio” definió que la organización y el poder de policía sobre el servicio público de distribución eléctrica es EXCLUSIVO de la provincia de Río Negro. Entendemos que la pretensión del Sr. Tello excede sobradamente el ámbito de discusión vinculado a una Revisión Tarifaria. No obstante ello, el actual marco constitucional y de reparto de competencias y reconocimiento de autonomías municipales, IMPIDE que cualquier autoridad municipal dentro de la provincia de Río Negro asuma la titularidad del servicio público eléctrico.

7) Compensación de mayores valores tarifarios para los usuarios con subsidios provenientes de fondos del Foprost

Que la petición de EdERSA, realizada a través de su gerente general, para que a los fines de evitar que las distribuidoras deban enfrentarse con sus usuarios al momento de peticionar porcentajes importantes de aumento tarifario, la provincia compense los mayores costos a reconocer tarifariamente con un subsidio explícito proveniente de fondos del Foprost, se asocia a una cuestión de la política general de subsidios, materia que excede ampliamente al objeto de una Revisión Tarifaria. Tal como se desarrolló en considerandos anteriores, esta es una de las pretensiones exteriorizada durante la Audiencia Pública NO ASOCIADA al análisis de la propuesta de modificación tarifaria realizada por la CEB, sino que se traduce en un mensaje directo al Poder Ejecutivo de la provincia, quien detenta la competencia exclusiva para la definición de la política en materia de subsidios destinados a compensar diferencias tarifarias que surjan entre usuarios finales con igual modalidad de consumo ubicados en diferentes áreas geográficas (art. 60 de la ley 2902).

8) Participación de los usuarios de Dina Huapi en los costos tarifarios que generen el mayor desarrollo urbanístico dentro del área municipal.

Que el concejal Pacheco solicitó que se le garantice a los usuarios de Dina Huapi participación para definir el impacto tarifario que genere la planificación de inversiones en distribución por mayor desarrollo urbanístico. Al respecto, corresponde tener presente que el ámbito de participación por excelencia que garantiza la revisión y crítica pormenorizada de la tarifa proyectada es la Audiencia Pública. De hecho, las inversiones a realizarse dentro del área del Municipio de Dina Huapi han sido consideradas para el cálculo de la red adaptada a la demanda.

Que por otra parte, no debe perderse de vista que los costos por inversiones proyectadas en el quinquenio son absorbidos por todo el universo de usuarios abastecidos por La Distribuidora CEB, NO SOLO por aquellos donde se desarrollen las obras de infraestructura. Esta es la nota característica de la materia tarifaria y es por ello que la definición del nuevo cuadro tarifario debe ser antecedido de un procedimiento que garantice a todos los usuarios a quienes se les extenderá sus efectos que respetando principios constitucionales (art. 42 CN), incluyendo la realización de una Audiencia Pública a través de la cual cada usuario pueda expresar en forma fundada cómo la nueva tarifa podría afectar sus intereses o derechos.

Que ya se desarrolló en los considerandos precedentes la disociación entre materia urbanística y condiciones constructivas de la red,

concluyendo que la autoridad municipal, amparándose en facultades relacionadas a su autonomía y ordenamiento del espacio público NO PUEDE avanzar sobre materia propia del servicio público eléctrico, cuyos costos son socializados por todos los usuarios abastecidos por la misma concesionaria eléctrica. Eventualmente, en la medida que el Municipio diseñe un tipo constructivo de menor impacto visual, deberá contemplar la creación de alguna contribución de mejoras o modalidad singular de pago del mayor costo que dichas obras generen, de modo tal de no afectar el principio constitucional de igualdad ante las cargas públicas, aplicable también en materia tarifaria (art. 16 CN).

9) *Previsión de la quita de subsidios a nivel nacional*

Que la representante de la Junta vecinal barrio Belgrano petitionó que la nueva tarifa contemple la eventual quita del subsidio a nivel nacional. En sentido coincidente a lo explicitado por el representante de ADEERA, debe resaltarse que los subsidios dispuestos por el Estado Nacional impactan sobre el componente costo de abastecimiento. En razón de que para el reconocimiento de costo de abastecimiento rige el principio de “pass through”, en la medida que dichos subsidios se quiten, impactarían en el total facturado. Lógicamente, ello redundaría en mayores erogaciones para los usuarios ya que tiene relación directa con el total del consumo. En el eventual caso que pudiera producirse una quita de los subsidios del Estado Nacional sobre los costos de abastecimiento, el impacto sobre el “bolsillo” del usuario deberá ser motivo de análisis por parte de el Poder Ejecutivo provincial, quien deberá analizar la aplicación de las facultades reconocidas en el art. 43 del decreto 1291/95, materia ajena a la definición del cuadro tarifario para los siguientes cinco años.

10) *Costos salariales que deberán ser reconocidos en la tarifa del servicio público eléctrico:*

Que como aclaración preliminar corresponde señalar que al momento del cálculo del VAD, únicamente deben computarse los costos salariales vinculados al personal en relación de dependencia de la CEB y/o contratado, vinculado a la prestación del servicio de distribución eléctrica. No sólo deben excluirse de tales cálculos los costos salariales del personal vinculado a otras unidades de negocios que presta la misma cooperativa eléctrica, sino que especialmente **deberán excluirse** las retribuciones del Consejo de administración, ya que si bien dicho Consejo constituye la estructura de conducción de la cooperativa, se aleja de la noción de

“empresa ideal” sobre la cual deben proyectarse los costos salariales con reconocimiento tarifario.

Que La Distribuidora CEB desarrolla sobre esta materia en el punto 5 de su propuesta de Revisión Tarifaria, al tratar el costo de explotación de la empresa adaptada. Particularmente en el punto 5.9 se refiere a los costos laborales que le representa el personal en relación de dependencia y señala que sus cálculos comprenden tanto los trabajadores que quedan sólo comprendidos por la Ley de Contrato de Trabajo y leyes nacionales, como aquellos que se rigen por el Convenio Colectivo N° 36/75 entre FACE y FATLYF.

Que respecto de estos últimos la CEB tomó en cuenta en su presentación la modificación salarial operada por el Acta Acuerdo firmada en fecha 24/05/12, homologada por Resolución ST N° 1707/12 de la Secretaría de Trabajo de la Nación. Por lo tanto, los valores que sirvieron de base para la propia cooperativa eléctrica, sustentando la proyección de los costos salariales para el quinquenio noviembre 2013-noviembre 2018, fueron los homologados en octubre de 2012.

Que posteriormente a la presentación de su propuesta tarifaria, incluso luego de la realización de la Audiencia Pública, La Distribuidora CEB presentó a este Ente copia del acta acuerdo firmado el 8° de Mayo del 2013 con las entidades gremiales FACE y FATLYF conviniendo un aumento escalonado de los salarios del personal agremiado durante el año 2013.

Que pese a que no consta a este Ente si dicho acta ha sido homologada por las Autoridades del Ministerio de Trabajo de la Nación, al momento de realizar los cálculos sobre la dotación de personal de la empresa ideal para el cálculo del VAD, deberán tomarse como valores de referencia los acordados en el acta del pasado 08/05/13.

Propuesta del Sindicato Luz y Fuerza de Bariloche

Que en oportunidad de su participación durante la Audiencia Pública celebrada el pasado 10/09/13 el Sindicato de Luz y Fuerza de San Carlos de Bariloche, realizó una serie de peticiones, las que serán analizadas en los siguientes considerandos.

Que sobre la posibilidad de modificación del marco regulatorio eléctrico y/o adoptar otros principios regulatorios ajenos al price cap y al control por resultados, así como el tratamiento de las pérdidas no técnicas

(hurto de energía) remitimos a los considerandos que anteceden donde se desarrolló esta temática.

Que referenciando a los argumentos que dieron lugar a la Resolución que aprobó la segunda Revisión Tarifaria, el Sindicato resalta que allí se consideró que la tarifa debe calcularse en base a costos eficientes de prestación de servicio, lo cual no autoriza a reconocerle a los trabajadores un salario inferior al que les corresponde por Ley. En este orden de ideas el Sindicato trae a colación el punto 5.4. de la propuesta de la CEB, Organigrama Empresa Adaptada, donde se indica que el servicio de distribución de energía eléctrica es el principal de los servicios prestados por dicha cooperativa. Siguiendo con este razonamiento el portavoz del sindicato considera insuficiente la propuesta de la Cooperativa en cuanto al personal destinado a la prestación del servicio eléctrico teniendo en cuenta que desde 1998 al 2012 se ha producido un aumento del 68% en la cantidad de usuarios, lo cual no se vio reflejado en la dotación de personal. Por este motivo, el plantel básico de trabajadores propuesto por el Sindicato es de 170.

Que la dotación del personal avocado a la prestación del servicio eléctrico tiene directa relación con el análisis del modelo de empresa ideal (MEI), la cual no necesariamente debe responder al mismo porcentaje de crecimiento de la demanda eléctrica a abastecer por la cooperativa eléctrica.

Que respecto a los servicio tercerizados, el Sindicato considera que es inadmisibles que determinadas actividades relacionadas con la prestación del servicio eléctrico como la lectura de los medidores, relevamiento permanente del estado de los pilares, de las conexiones, etc no esté en manos de operarios de la Cooperativa, sino tercerizado. Sobre este punto, corresponde tener presente que no se afecta al orden público laboral la contratación de servicios para ejecutar determinadas actividades asociadas a la prestación del servicio eléctrico. Por lo tanto, para su reconocimiento, deben primar los principios de eficiencia y razonabilidad derivados de los arts. 41 y 42 de la ley J 2902.

Que la cantidad de personal que debería tener una empresa modelo funcionando en condiciones de eficiencia surgirá de una serie de criterios técnicos a evaluar en el Área Técnica de este Ente, , siempre tomando en consideración las circunstancias particulares de la CEB. Este análisis técnico, debe considerar, tal como se analizó en revisiones tarifarias anteriores, que determinadas actividades, por el grado de especialización

que requieren (toma de muestras y análisis químico de aceite en los transformadores por ejemplo) o por no estar intrínsecamente relacionadas con la prestación del servicio público (toma de estado de medidor, personal de seguridad, servicio de reparto de facturas) pueden perfectamente ser tercerizadas, en un todo de acuerdo a los principios de eficiencia y razonabilidad de la tarifa. En efecto, independientemente del modelo de empresa eficiente que se tome en cuenta a los fines del cálculo del costo laboral y de gestión comercial de La Distribuidora, la CEB podrá optar por la tercerización de determinadas actividades debido a que de esta forma disminuye sus costos y obtiene una gestión más eficiente de sus recursos. Corresponderá al Sindicato articular los medios legales que tenga a su disposición para lograr que la TOTALIDAD del personal vinculado a prestaciones de servicios por la CEB sea contratado como personal en relación de dependencia por tiempo indeterminado.

Que el Sindicato también pone de manifiesto que el parque automotor con que cuenta La Distribuidora es insuficiente teniendo en cuenta el actual número de operarios. El cálculo sobre la cantidad de vehículos deberá realizarse al momento de analizarse los costos de explotación técnica y/o comercial de la empresa ideal, pero como materia desvinculada a la dotación de personal en relación de dependencia, contratado y, en su caso, a los salarios a reconocer.

11) Transparencia en el reconocimiento de los costos que demanda el servicio eléctrico de modo tal que la tarifa eléctrica no absorba costos de otros servicios o unidades de negocios de la CEB.

Que al analizar técnicamente el reconocimiento de los costos según esquema dispuesto en el art. 41 y concordantes del decreto 1291/95 adoptando el modelo de empresa ideal, debe eliminarse todo concepto que no guarde estrecha relación con la prestación EXCLUSIVA del servicio público eléctrico, ya que lo contrario implicaría una violación a los principios reconocidos en el art. 42 de la ley 2902.

ANÁLISIS TÉCNICO DE LA PROPUESTA Y DE LAS PRETENSIONES DE LAS PARTES Y DE LOS PARTICIPANTES DE LA AUDIENCIA PÚBLICA

Que en los siguientes considerandos se abordará el **análisis técnico** de la propuesta tarifaria realizada por La Distribuidora CEB así como las pretensiones transmitidas durante la Audiencia Pública con contenido técnico. Para ello, se realiza el siguiente esquema de desarrollo:

Campaña de Medición.

- Determinación de los Costos de Abastecimiento.
- Determinación del Valor Agregado de Distribución.
 - Determinación del Costo de Distribución
 - Demanda y Consumos
 - Instalaciones eléctricas destinadas a la prestación del servicio
 - Costos de Explotación de una Empresa Eficiente
 - Costo de Capital
 - Determinación del Costo de Redes
 - Determinación del Costo de Distribución por nivel de tensión.
 - Determinación del Valor Agregado de Distribución
- Cuadro Tarifario
 - Estructura Tarifaria
 - Categorías Tarifarias
 - Definición de los Cargos
 - Valorización de los Cargos
 - Cuadro Tarifario propuesto

Que para abordar el análisis técnico de la materia sintetizada ut supra, se partió del marco teórico definido en la ley 2902 y su decreto reglamentario, que en sus aspectos básicos establece que la Tarifa a Usuario Final debe ser justa y razonable, estableciendo el límite del Costo de Abastecimiento que puede ser trasladado a la Tarifa a Usuario Final (TUF), la prohibición de apropiación de costos de una categoría a otra y la necesidad de que las prestadoras de servicios sean remuneradas de manera que su actividad sea sustentable siempre a partir de promover la eficiencia empresarial a través de la fijación de precios máximos.

Que el análisis técnico respeta el principio de no discriminación y tiende a garantizar que no se realice un trato abusivo entre los usuarios así como también asegurar un servicio eléctrico estable, suficiente para la comunidad y sustentable para la empresa Distribuidora.

Que el cálculo de la Tarifa a Usuario Final se realiza sobre la base de una empresa prudente y eficiente que opera una red de distribución

adaptada técnica y económicamente a la demanda, entendiendo como tal, la red que permita abastecer las necesidades de los usuarios al mínimo costo presente y futuro. Los costos de capital se definen sobre la base de una red de distribución óptima adaptada a la demanda del área de prestación del servicio; los de explotación se determinan sobre la base de las necesidades estándares de esa red óptima adaptada que se opera y mantiene satisfactoriamente por un operador prudente y eficiente, las pérdidas de potencia y energía son técnicas y calculadas sobre la base de la red óptima adaptada, mientras que los costos de comercialización son sobre la base de la identificación de las tareas típicas de la actividad y su correspondiente valorización.

Que los cálculos que integran el cuadro tarifario tuvieron en cuenta las distintas modalidades de consumo detectadas a partir de la Campaña de Medición y se traducen en montos asociados a los distintos cargos tarifarios.

Que la Tarifa a Usuario Final (TUF) se compone de dos términos excluyentes, el Costo de Abastecimiento y el Valor Agregado de Distribución. Con el fin de obtener la valorización de los mismos se efectúan una compleja serie de actividades técnicas las cuales resultan en conclusiones numéricas que componen la TUF.

Campaña de Medición

Que la gestión de una Distribuidora se ve reconocida económicamente a través de la Tarifa a Usuario Final que se aplica a su mercado, sea este cautivo o no (peaje). Ello implica que calculados los costos que insume la gestión técnica de LA DISTRIBUIDORA para su Área de Concesión, es necesario definir la estructura tarifaria a adoptar y las categorías a las cuales se van a aplicar dichas estructuras.

Que las estructuras tarifarias son la consecuencia de asumir desde el cálculo tarifario los cargos que garantizarán los ingresos de LA DISTRIBUIDORA según las categorías tarifarias que se definan. Las categorías tarifarias a su vez representan las distintas modalidades de consumos a partir de las cuáles se determinan las responsabilidades en los costos ocasionados en la gestión de abastecer de LA DISTRIBUIDORA, premisa esta que la normativa sobre el mercado eléctrico establece claramente: cada usuario o grupo de usuarios con igual o similar modalidad de consumo debe abonar lo mismo por los costos que ocasiona. Para ello el paso inicial es contar con el valor económico que representa la gestión de la

Empresa, y en ese sentido entre las definiciones económicas fundamentales se encuentra la valorización de los activos destinados al abastecimiento de energía propiamente dicho – red eléctrica y accesorios – y el costo de abastecimiento (compra mayorista por parte de LA DISTRIBUIDORA).

Que en lo que respecta a la red, su conocimiento tiene que ver con el resultado de estudios técnicos económicos basados principalmente en el mercado eléctrico existente – tipo de usuarios, demandas, localización de esta, etc – a los que luego se le adicionan los costos de gestionar esa red – fundamentalmente costos de personal - y sobre este total se debe establecer que responsabilidad tiene el mercado. Como se mencionó, el resultado del diseño de la red depende del mercado eléctrico existente con su localización geográfica a la cual hay que asignarle su modalidad de consumo para poder determinar las demandas en juego, y la herramienta para ello es la campaña de medición.

Que el mismo fundamento se traslada una vez obtenidos los costos de gestión para poder asignar a los usuarios. Como estos deben abonar por su responsabilidad es necesario hallar ese parámetro y la herramienta indispensable es efectuar una **campaña de medición**.

Que en lo que respecta al Costo de Abastecimiento si bien este es un costo que se traslada de acuerdo al costo mayorista de la energía, potencia y uso del sistema de transporte, también deberían efectuarse consideraciones particulares habida cuenta que no es lo mismo el costo de compra en una banda horaria que en otro, como tampoco la magnitud de potencia que se compra. Para ello y para ser justos en la asignación de los costos de compra de LA DISTRIBUIDORA debe poderse determinar la responsabilidad del usuario en la compra según la banda horaria. Este hecho es válido para todas las categorías pero más aún para aquellas en las que no se tiene medición de los parámetros de potencia, y energía por banda horaria. De ello se desprende la importancia que reviste el uso de la información obtenida de las Campañas de Medición en los procesos de Revisión Tarifaria dado que apunta a los dos conceptos fundamentales que hacen a la tarifa, el CA (costo de abastecimiento y el VAD (valor agregado de distribución).

Propuesta de LA DISTRIBUIDORA (CEB)

Que en su propuesta tarifaria LA DISTRIBUIDORA (CEB) presenta los parámetros y factores de responsabilidad calculados a partir de la CM (campaña de medición) realizada para la 2ª Revisión Tarifaria, con lo

cual indirectamente está asumiendo que su mercado no ha variado en su modalidad de consumo y por lo tanto su red y la asignación a la compra de energía y potencia por parte de los usuarios, se mantiene.

Que como consecuencia de Reglamentaciones de la SEN (Secretaría de Energía de la Nación), los precios de abastecimiento se determinan según una apertura de modalidades de consumo en las tarifas T1 distinta a las previstas en los diseños de campaña de medición considerada por la CEB. Se recuerda que estos tienen un traslado a la TUF sin modificaciones por el efecto pass through.

Exposiciones en la Audiencia Pública:

- ✓ *Sobre las Tarifas y la responsabilidad de las diferentes categorías de Usuarios en los costos de abastecimiento el Defensor del Usuario (DU) planteó que: "... Si se continúa aplicando el sistema de las campañas de medición para establecer la responsabilidad de cada categoría de usuario en los costos de abastecimiento, se recomienda que la misma comience un año antes de la próxima Revisión Tarifaria Ordinaria..."*
- ✓ *Sobre el análisis de la estacionalidad de los consumos del mercado eléctrico el Defensor del Usuario plantea: "...Las tarifas deberían tomar en cuenta las características de estacionalidad de los consumos. Debería distinguirse entre estacionalidad lumínica, climática y turística. Los usuarios cuyos consumos presenten una muy marcada estacionalidad tendrían que contribuir con un peso mayor en el costo de la infraestructura..."*

Que debe ponerse de relieve que las conclusiones del Defensor del Usuario (DU) están basadas en análisis que se limitaron a determinados sectores de consumos y dentro de estos, a determinadas zonas en particular. Las observaciones efectuadas por el DU respecto a como debieran contribuir al costo de la infraestructura los consumos estacionales son valoradas y es coherente con su solicitud de esquema de tarifa progresiva.

Que a partir de la Campaña de Medición que se está llevando a cabo y gracias a que la misma esta prevista desarrollarse ininterrumpidamente durante el presente quinquenio, será posible determinar la existencia de estacionalidades en los consumos y se analizará la forma en que estas categorías participan en los costos de LA

DISTRIBUIDORA (CEB) para determinar la conveniencia de la creación de tales categorías.

Que no obstante ello, el mayor porcentaje de los costos en que incurre LA DISTRIBUIDORA (CEB) está relacionado con la infraestructura necesaria para satisfacer la demanda en el pico máximo de potencia (mas un margen de confiabilidad del sistema) en los diferentes niveles de tensión, y por lo tanto los cargos tarifarios están relacionados con los costos de distribución y los mismos son recuperados mediante cargos de potencia.

Análisis técnico del EPRE respecto a la Campaña de Medición

Que para el caso de la 3ª Revisión Tarifaria de LA DISTRIBUIDORA (CEB) los resultados obtenidos sólo pueden ser considerados parciales por diversas circunstancias que se citan sintéticamente a continuación:

- a) La Campaña de Medición fue iniciada formalmente el 1º de Abril de 2013. Esa fecha de comienzo tardía respondió al pedido de LA DISTRIBUIDORA (CEB) de suspensión de inicio del Proceso de Campaña de medición por los efectos producidos por la Emergencia Volcánica, situación que se contempló y resultó en una prórroga de inicio del Proceso de Campaña de medición al 1 de noviembre 2012. Luego existieron también inconvenientes causados por las restricciones a las importaciones de los equipos registradores que afectaron la normalidad del proceso y el inicio de este en tiempo y forma. Los antecedentes fueron expuestos en el Expediente EPRE Nº 20258/11.
- b) Dado el momento de inicio formal de la Campaña de Medición – toma de registros – la misma aún no se ha dado por finalizada en la búsqueda del objetivo de cumplimentar un año de datos, siendo posible hasta la fecha el procesamiento de TRES (3) meses de datos confiables.

Que ante las opciones de utilizar los parámetros de Revisiones anteriores, o los parciales de la actual, se evaluó que la calidad de estos últimos por la metodología adoptada, que además contempla la segmentación impuesta por la SEN, constituyen una mayor seguridad a la hora de los cálculos de la TUF y en ese sentido es que se tomaron los resultantes del trimestre Abril-Junio del corriente año debidamente consolidados.

Cuadro de Costos de Abastecimiento

Propuesta de LA DISTRIBUIDORA (CEB)

Que LA DISTRIBUIDORA CEB en su propuesta tarifaria para el quinquenio 2013- 2018 incluyó el modelo de Costo de Abastecimiento que entiende debe ser aplicado.

Este fue confeccionado a partir de los siguientes costos:

- Costos de Compra al MEM en su calidad de Agente Distribuidor del Mercado Mayorista, considerando los conceptos facturados por CAMMESA y los precios estacionales sin Subsidio de la Nación y los conceptos de Subsidio Tarifario de la Nación que se apliquen en conceptos de las facturas de compra.
- Costo de Transporte 132 KV y Transformación 132/33 KV, acorde a los precios definidos en Decreto 880/92 de la Provincia de Río Negro (complementada por Acta Acuerdo de fecha 25/03/1997, Addendum al Contrato de Abastecimiento de Energía y Potencia de fecha 22/11/2005 y Aclaración del este último Addendum de fecha 21/07/06), excluyendo los conceptos que forman parte de la compra al MEM.
- Eliminación de la Reserva Fría, hasta ahora destinada a cubrir parte de su demanda ante cortes de suministro en el Sistema ALIPIBA. Cabe aclarar, que si bien en su propuesta escrita La Distribuidora CEB expone que ha procedido a eliminar los costos vinculados a la Reserva Fría, en los cálculos presentados sin embargo se verifica su incorporación, al menos en la parte pertinente al Cuadro de Abastecimiento. En efecto, para su cálculo La Distribuidora utiliza los valores de abastecimiento presentados oportunamente para la actualización del Cuadro Tarifario correspondiente al trimestre Febrero-Abril 2013, los cuales incluyen el monto fijo que reconoce el costo de mantener la reserva según Resolución EPRE 366/08.

Particularidades de esta Revisión:

Que en lo concerniente a la Reserva Fría destinada a cubrir parte de la demanda de Bariloche ante cortes de suministro en el Sistema ALIPIBA, La Distribuidora CEB no presenta en esta oportunidad costos actualizados, dado que manifiesta su intención de discontinuar y dar de baja las instalaciones de Reserva Fría a partir de Noviembre 2013, por razones de obsolescencia, luego de haber cumplido con este rol por más de 25 años.

Que sobre la misma, solicita únicamente el reconocimiento de costos residuales por disposición final del equipamiento y remediación de zona donde están montados los tanques de combustible y grupos electrógenos, considerando el mínimo personal asociado al remanente de las usinas que se desactivarían, destacando que los valores vinculados a ello los contempló dentro del costo de operación y mantenimiento considerado para el período quinquenal.

Que en cuanto al reemplazo del presente servicio, La Distribuidora argumenta que existe radicado en Bariloche un Agente MEM de Generación Distribuida, Central Térmica Bariloche ENARSA-SOENERGY, cuya función es aportar generación al Sistema Nacional en punta de Línea 132 KV y adicionalmente, como ya ha cumplido en casos de interrupciones de servicio del Abastecimiento Primario, aportar generación y potencia en zona servida por la CEB y en la región.

Que finalmente, vinculado a los Costos de Abastecimiento del MEM, realizan una mención especial sobre la Resolución de la Secretaría de Energía N° 2016/12 vigente a partir de Noviembre 2012, que introdujo una importante modificación conceptual en la aplicación de los Precios Estacionales para ser considerados en las Transacciones Económicas de las Distribuidoras del MEM, fijando un Precio Estacional monómico para cada Distribuidora sin Subsidio Nacional y otro con Subsidio Nacional.

Que en tal sentido señala La Distribuidora, que si bien acorde a esta nueva realidad el mecanismo para la definición del Costos de Abastecimiento de este concepto y su ajuste con costos reales podría ser simplificado, existe una razonable incertidumbre en la evolución de esta nueva normativa para la estimación de costos previstos. Vinculado a esto mismo, señala la CEB que han confirmado que CAMMESA, la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista, para la definición de los valores monómicos de precio estacional a aplicar a las Distribuidoras sin subsidio y con subsidio, han mantenido una base de cálculo basada en los factores de nodo y costos de energía y potencia, acorde a valores internos de programaciones estacionales, teniendo en cuenta además la estructura de energía de compra acorde a las declaraciones juradas de consumos por categorías y bandas tarifarias, vigentes por Resoluciones anteriores a la vigente a partir de Noviembre de 2012.

Que por las razones desarrolladas en el considerando que antecede, La Distribuidora mantiene en su propuesta un mecanismo de determinación del Costo de Abastecimiento similar al vigente aprobado por el EPRE mediante Res. 366/08 (descontando únicamente el concepto de

reconocimiento del costo de Reserva Fría), aclarando que esto se prolongaría hasta tanto se definan nuevos mecanismos de cálculo que permitan efectuar razonablemente las estimaciones de precios y unidades físicas necesarios para las actualizaciones trimestrales de tarifas.

Exposiciones en la Audiencia Pública

Que en la Audiencia Pública, La Distribuidora (CEB) expone los mismos conceptos vertidos en su propuesta respecto de los costos de abastecimiento, considerando únicamente los costos de compra facturados por el MEM y los costos de transporte 132 KV y transformación 132/33KV que le factura EdERSA, acorde a los precios definidos en Dto. 880 de la provincia de Río Negro, excluyendo los conceptos que forman parte de la compra al MEM. Asimismo, manifiesta que los eventuales cargos específicos que pudieran aplicarse por adecuaciones en el MEM o en el sistema de transporte y transformación serán considerados y presentados en el momento en que efectivamente se verifiquen, para su consideración e incorporación al Costo de Abastecimiento.

Que en particular, La Distribuidora (CEB) hace referencia a la exclusión de la presentación de los costos actualizados del Servicio de Reserva Fría y la incorporación únicamente de costos residuales para el retiro de instalaciones vinculadas a este servicio. En tal sentido, argumenta que en virtud de que han transcurrido más de 26 años de servicio, se considera la discontinuidad a partir de noviembre 2013 por obsolescencia de Instalaciones y equipos de Usina Puerto Moreno y Usina Pechón, frente a la realidad actual del Código Urbano y Normativa Ambiental vigente. Finalmente, señala que el rol de generación local es y será cumplimentado por el Agente MEM de Generación Distribuida, Central Térmica Bariloche ENARSA – SO ENERGY, cuya función es aportar generación al Sistema Nacional en punta de Línea 132 kV y adicionalmente, como ya ha cumplido en casos de interrupciones de servicio de Abastecimiento primario, aportar generación y potencia en zona servida por la CEB y en la región.

Que el resto de las exposiciones de los participantes de la Audiencia Pública, no hicieron referencia alguna al Costo de Abastecimiento que integra el Cuadro Tarifario propuesto por La Distribuidora (CEB).

Análisis técnico del EPRE para el Cuadro de Costos de Abastecimiento

Que a efectos de diseñar el nuevo Cuadro de Costos de

Abastecimiento para la 3ª Revisión Tarifaria de La Distribuidora (CEB), se tuvieron en cuenta las siguientes cuestiones emergentes:

- Lo reglamentado por el EPRE a través de las Resoluciones N° 94/98, 184/04 y 366/08, sus modificatorias y complementarias.
- El costo por la PAFTT del Sistema ALIPIBA acordado entre La Distribuidora (CEB) y La Distribuidora (EdERSA).
- Lo definido por Nación mediante Resolución de la Secretaría de Energía N° 2016/12 y complementarias.
- Reconocimiento de los costos variables de operación y mantenimiento de la Reserva Fría, cuando esta es convocada como consecuencia de interrupciones en el sistema Alicura – Pilcaniyeu -Bariloche (operada por La Distribuidora EdERSA) . Las cantidades físicas y monetarias serán reconocidas conforme a la metodología definida en el título “ajuste trimestral”. En caso de no generar cuando se den los supuestos para su participación en el cubrimiento de la demanda se tratará como el incumplimiento de obligación de abastecimiento.
- En caso de verificarse el reconocimiento de multas de calidad de servicio correspondientes al Sistema de Transporte Troncal y Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte a La Distribuidora CEB, se prevé su asignación en el ajuste del trimestre correspondiente.

Consideraciones particulares:

- ✓ Costo por PAFTT brindada por EdERSA:

Que respecto al precio por la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica (PAFTT) brindada por EdERSA a la CEB a través del Sistema ALIPIBA, se considera el que resulta del acuerdo firmado entre La Distribuidora (CEB) con La Distribuidora (EdERSA). Ello, en virtud de lo dispuesto en las Resoluciones de Secretaría Nros. 406/96, 396/02 y, que determinan que la tarifa aplicable para remunerar la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica (PAFTT), incluyendo los aspectos de calidad de servicio y de expansión, en cuanto tal función sirva a Distribuidores agentes del MEM, se ajustarán a lo acordado entre éstos y la o las Empresas o Entes que presten dicha función (art. 5° Resolución SE 406/96).

Que la última normativa nacional respecto de este tema, la Resoluciones de Secretaría 672/06, prevé que la Función Técnica de Transporte prestada mediante el uso de instalaciones de empresas titulares de Concesiones de Servicio Público de Distribución otorgadas por Poderes Concedentes Provinciales, se rijan por los Marcos Regulatorios Locales, siempre y cuando se den las siguientes condiciones: que se trate de una Distribuidora concesionada provincial, con tarifa de peaje determinada mediante procesos de Audiencia Pública (Pto. 3.1 del nuevo Anexo 27) o con tarifa de peaje en cuadro tarifario determinado sin procesos de Audiencia Pública (Pto. 3.2 del nuevo Anexo 27).

Que en el presente caso, no se cuenta con una tarifa de peaje definida por el EPRE en el cuadro tarifario de La Distribuidora EdERSA, que es la prestadora del servicio de Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica en cuestión, razón por la cual, se considerarán los costos resultantes del acuerdo entre las partes por este servicio.

✓ **Resolución SE 2016/12:**

Que la Resolución de Secretaría de Energía de la Nación 2016/12, con vigencia a partir del 1° de noviembre de 2012, introduce cambios en la definición de los Precios de Referencia Estacionales, fijando un único Precio Estacional monómico para cada Distribuidora sin Subsidio Nacional y otro con Subsidio Nacional, en lugar de los distintos precios de referencia correspondientes a la potencia y a la energía en las distintas bandas horarias, estos últimos referidos a cada uno de los bloques de demanda en que se han segmentado las categorías tarifarias; como así también los demás factores y cargos adicionales.

Que dicha Resolución de SE, determina en su artículo 4°, que los Entes Reguladores y/o poderes concedentes en su defecto, serán los encargados de instruir a los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de su jurisdicción, a los efectos de efectuar el correcto traslado de los Precios de Referencia Estacionales Subsidiados en los respectivos Cuadros Tarifarios. Ahora bien, la Resolución SE 2016/12 estipula en el mismo artículo, que en la metodología para el traslado de Precios de Referencia Estacionales Subsidiados a cada segmento de demanda que en definitiva apliquen los Agentes Distribuidores, se debe poder constatar acabadamente que se ha mantenido el mismo esquema distributivo definido en las Resoluciones SE Nros. 1169/08 y 1301/11, para los distintos estratos de demanda en toda su área de concesión o ámbito de

influencia, así como que los precios aplicados sean concordantes con los vigentes inmediatamente antes de la fecha de dictado del presente acto.

Que esta última indicación de sostenimiento del esquema distributivo preexistente y de precios concordantes con los vigentes inmediatamente anteriores a la fecha de dictado de la presente norma, implica que la metodología para el traslado de los Precios de Referencia Estacionales Subsidiados del MEM a los Cuadros Tarifarios Trimestrales de las Distribuidoras que define el EPRE, debe mantener similar estructura de precios a los definidos en la Programación Estacional inmediatamente anterior a la presente, esto es, la Programación Estacional de invierno 2012, cuyo último mes corresponde a Octubre de 2012, como así también, que debe seguir el esquema distributivo definido en las Resoluciones SE Nros. 1169/08 y 1301/11. A fin de dar cumplimiento a dicha norma, los cargos considerados en la metodología propuesta para el próximo quinquenio, tienen que seguir, en principio, la apertura que surge de los resultados publicados por CAMMESA de la Transacción Económica de La Distribuidora en el MEM, correspondiente al mes de Octubre de 2012.

Que en tal sentido, el procedimiento definido en Resolución EPRE 366/08 contiene una apertura de cargos que se ajusta a los resultados de la transacción económica de Octubre de 2012 publicada por CAMMESA, por lo que se mantendrá el procedimiento allí definido respecto de los cargos correspondiente al MEM.

Que finalmente, en cuanto al esquema distributivo de precios de energía para los distintos estratos de demanda, se prevé la consideración expresa de la segmentación dispuesta por Secretaría de energía de la Nación mediante Resolución SE 93/04, 842/04, 1434/04, 1169/08 y 1301/11, en función de las características de la demanda y del nivel de consumo, y la asignación de precios de energía diferenciados a cada uno de los segmentos, de acuerdo a los lineamientos definidos en estas dos últimas Resoluciones, con los ajustes en precios y distribución que en cada período determine la Secretaría de Energía de Nación.

Que en el actual contexto, donde a nivel nacional se producen de forma aleatoria cambios en la definición de los precios de referencia de abastecimiento, establecer una metodología de traslado de los costos de abastecimiento rígida, no resulta conveniente, por lo que resulta conveniente dejar asentado en el procedimiento de determinación del costo de abastecimiento a reconocer en los cuadros tarifarios trimestrales, que cualquier modificación ulterior dispuesta a nivel nacional que conlleve una adecuación del presente procedimiento, será comunicada formalmente a La Distribuidora, en su oportunidad.

✓ Costo por la potencia en reserva (CPR)

Que el reconocimiento de los costos asociados a la Potencia de Reserva que debe mantener La Distribuidora (CEB) fue tratado en extenso en ocasión de la 1ª Revisión Tarifaria, estableciéndose un valor de reconocimiento que fue sancionado metodológicamente como parte de la RESOLUCION EPRE N° 184/04. Sintéticamente el esquema desarrollado asumía que correspondía que el costo por reserva de potencia fuera remunerada por la tarifa y que debía ser remunerada a través del costo de abastecimiento.

Que en la propuesta LA DISTRIBUIDORA plantea que se deje de reconocer esta reserva aduciendo inconvenientes medio ambientales, obsolescencia tecnológica, como además la instalación de generación térmica (ENARSA-SO ENERGY) en la ciudad Bariloche bajo el “Programa Nacional de Energía Distribuida” (PGD) (Resolución SE N° 1049/12). No obstante como resultado del estudio realizado por la Secretaria de Energía Eléctrica de la Provincia (SEEP) – a fs.3890-3925 - al parque generador de LA DISTRIBUIDORA, resulta que la potencia disponible operativa de la misma es de 15 MW . Por tal motivo es necesario remunerar los costos asociados a esta generación, que complementariamente con el PGD aseguran el abastecimiento de la demanda de LA DISTRIBUIDORA ante cortes del sistema ALIPIBA en una buena proporción del total necesario según la carga. Con relación a las condiciones medio ambientales a fin de cumplimentar las normas vigentes en la materia, es responsabilidad de La Distribuidora asegurar las mismas.

Que en consecuencia, se reconocerá los costos de operación y mantenimiento conforme a la potencia resultante del estudio referenciado al que corresponde remitir y cuyos fundamentos deben ser considerados como parte integrante de esta Resolución, más un valor adicional de puesta a punto de los equipos de manera de contar con la potencia mencionada en un plazo de 90 días de sancionada la presente . Todo ello prorrateado en cinco años y reconocidos a través de las sucesivas Actualizaciones Trimestrales de la tarifa.

Que a partir de los fundamentos desarrollados en los considerandos que anteceden, este Ente definió el cuadro de costo de abastecimiento asociado a la Tercera Revisión Tarifaria de La Distribuidora CEB que como Anexo I forma parte integrante de esta Resolución.

Determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD)

Propuesta de LA DISTRIBUIDORA (CEB)

- *Red de distribución adaptada a la demanda (RAD) y valor nuevo de reposición (VNR):*

Que a fs. 3557/3572 del cuerpo 14º de este expte. se incorporó el Informe del IEE (Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad de San Juan) conteniendo las comparativas y consideraciones respecto al estudio de instalaciones eléctricas (RAD y VNR) presentado por LA DISTRIBUIDORA (CEB) en su propuesta. De dicho informe y del análisis realizado por el Área Técnica de este Ente surgen las siguientes conclusiones:

1. La optimización de RAD propuesta por LA DISTRIBUIDORA (CEB) posee pocos módulos técnicos de optimización, tanto en MT, MT/BT como en las redes de BT.
2. Los valores físicos de km de red de BT no son correctos, en función a la metodología de cálculo del modelo presentado. Este cálculo erróneo ocasionó a su vez una errónea valorización del VNR de las instalaciones adaptadas.
3. Los valores físicos de Km. de acometidas trifásicas aéreas y subterráneas no responden a un cálculo técnico en función al número de usuarios de su mercado a dic 2012. Respecto de las acometidas destinadas a puntos de suministros en MT, en la propuesta no se encontraron en detalle el cómputo de las mismas.
4. Sobre el detalle de las cantidades físicas de protecciones en BT y MT no queda claramente expuesto por LA DISTRIBUIDORA (CEB) sí las cantidades de las mismas responden a un cálculo técnico relacionado con la calidad de servicio u otro criterio de filosofía de operación de redes.
5. El material de mantenimiento de puestas a tierra de las SETs MT/BT (bentonita, tierra negra, etc) fueron considerados en el VNR de instalaciones
6. Con relación al valor de VNR calculado por LA DISTRIBUIDORA (CEB) en su presentación, dicho valor fue corregido en una segunda oportunidad a fs. 2976 del 12º cuerpo. Esta corrección efectuada por LA DISTRIBUIDORA

(CEB) produjo una modificación en el VNR año base original (\$ 259.722.786) haciendo que el mismo ascienda a \$ 268.215.311.

7. Considerando admisible un error en el cómputo final del VNR, de acuerdo a la metodología de cálculo utilizada por LA DISTRIBUIDORA (CEB) - VNR medio quinquenal a valor presente - , la sola corrección en el valor del VNR del año base no subsana el error que tiene el resultado final del costo de distribución medio calculado a fs. 268, (1º cuerpo) y presentado por LA DISTRIBUIDORA (CEB) para el armado final de su cuadro tarifario. Precisamente sobre el cuadro tarifario presentado ahondaremos más adelante sobre su contenido.

8. Los factores de pérdidas técnicas de potencia y energía propuestos por LA DISTRIBUIDORA (CEB) son similares a los resueltos por la 2º RTO, no existiendo en el expediente una justificación técnica al respecto.

Exposiciones en la Audiencia Pública:

- ✓ Sobre las *tasas de crecimiento de potencia y energía* el Defensor del Usuario plantea: *“...No pareciera razonable que este tipo de decisiones de política energética sean tomadas por la CEB sino que debieran ser los organismos pertinentes a nivel provincial y/o nacional..”*

Que al respecto el estudio de proyección de demanda que determina el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan (IEE-UNSJ), solo comprende y analiza la evolución propia de mercado eléctrico en función a sus variables explicativas. De esta forma este estudio no considera las problemáticas de otras fuentes energéticas que ante su eventual escasez determinen una mayor utilización de la electricidad como fuente temporal sustituta.

Que La Junta Vecinal Barrio Belgrano cuestionó sobre *“...Cómo se distribuyen los costos asociados al incremento de la demanda. Y al respecto se señala “...Y yo me pregunto que si hay ampliaciones va haber más usuarios, entonces porque siempre tenemos que pagar los socios las inversiones y nunca tenemos recupero...”*

Que la exposición de la Junta Vecinal Barrio Belgrano puede referir a obras eléctricas puntuales sobre la zona Este que fueron

incorporadas por LA DISTRIBUIDORA (CEB) en el CT propuesto, en particular la ET MT/MT denominada "Este" fs. 188/189. La TUF calculada por el Área Técnica de este Ente se fundamenta en el estudio de proyección de demanda realizado por el IEE de la UNSJ, fs. 3399/3424. En dicho estudio se considera una proyección de los consumos de energías y potencias que los usuarios actuales y futuros demandarán anualmente durante el transcurso del próximo quinquenio de las redes de distribución preservando la calidad de servicio establecida en la adecuación al marco regulatorio.

Que conceptualmente la TUF calculada por el Área Técnica de este Ente considera las inversiones, - con sus costos de explotación asociados - de redes eléctricas que la gestión de LA DISTRIBUIDORA (CEB) deberá afrontar para responder a la evolución de su mercado con los niveles de calidad previstos en el próximo quinquenio.

Que de esta manera se asume que todos los usuarios, los actuales y los futuros, abonarán en sus facturas los costos asociados a la prestación del servicio que requieren en sus puntos de suministro. Ante la aparición de requerimientos puntuales de potencia no previstos por las proyecciones de este estudio y que puedan significar importantes inversiones, LA DISTRIBUIDORA (CEB) cuenta con los instrumentos previstos por:

a) el art. 48 de la ley 2902

b) el mecanismo de contribuciones especiales reembolsables (disposiciones especiales pto. 3.5 Res. EPRE N° 94/98 y su reglamento establecido por la Res EPRE N° 04/05)

Que la TUF calculada por el Área Técnica de este Ente considera el diseño de instalaciones de distribución realizado por el IEE UNSJ, donde el diseño contempló trazas subterráneas de líneas de MT y BT en función a la superficie o relieve del terreno con resguardo de las distancias mínimas de seguridad de las instalaciones eléctricas respecto a instalaciones civiles o de otros servicios.

Que la Resolución EPRE N° 04/2005, otorga a LA DISTRIBUIDORA (CEB) un instrumento a fin del tratamiento correspondiente para estas situaciones.

Que por su parte, el Sindicato de Trabajadores de Luz y Fuerza solicitó *"...Trasladar el COC de la Usina Pechón a la ET La Paloma"*. Respecto a la ubicación física del Centro de

Operación de Cargas, su disposición final responde a la gestión técnica de LA DISTRIBUIDORA (CEB). El Sindicato también cuestionó la tercerización de servicios por parte de la CEB. En este caso en el modelo de empresa eficiente MEI, existen tareas complementarias a la operación, mantenimiento y comercialización que no resultan específicas al sector de distribución de energía eléctrica y que por este motivo resulta necesario la contratación del servicio específico que corresponda.

Que respecto al “Control de ejecución de obras y de las inversiones aprobadas” peticionado por el Sindicato, corresponde tener en cuenta que la adecuación al marco regulatorio provincial, bajo Resolución EPRE N° 94/98 determina la metodología de control sobre todas las instalaciones de distribución, ya sean provenientes de nuevas inversiones o las existentes. Al respecto dicha metodología se basa en el control de la calidad de servicio prestado sobre cada punto de suministro de los usuarios y la seguridad que las redes eléctricas guardan en la vía pública. La gestión técnica económica del sistema de distribución en su conjunto es responsabilidad de LA DISTRIBUIDORA (CEB).

Que sobre lo peticionado por el Concejo Deliberante de Dina Huapi respecto a las “...*Obras destinadas infraestructura nuevas Hotelera, nuevos loteos y crecimiento exponencial de Dina Huapi destinadas a nuevas estructuras de consum.*”, merece idéntica respuesta respecto a la exposición de la Junta Vecinal Barrio Belgrano sobre los costos asociados al incremento de la demanda. Respecto a la prestación del servicio de alumbrado público, peticionado también por el Concejo Deliberante de Dina Huapi, la TUF propuesta diseñada por este Ente no prevé instalaciones, ni costos de operación y mantenimiento destinado al servicio de alumbrado público, ya que las titularidades están a cargo de los municipios de S. C. De Bariloche y Dina Huapi.

Análisis técnico del EPRE para la determinación del Valor Agregado de Distribución.

Que el Valor Agregado de Distribución es el concepto que remunera la gestión de LA DISTRIBUIDORA (CEB). Para ello se tienen en cuenta los Costos de Capital de los distintos activos de la empresa - definidos a partir de considerar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones destinadas a la distribución de la energía eléctrica -, los costos de las pérdidas técnicas de potencia y energía, los costos de explotación, que se integran con los costos de personal y los costos materiales destinados a la gestión empresarial destinada a la prestación del Servicio

Eléctrico. Este Valor Agregado de Distribución debe responder a las premisas de la Ley, esto es, costos mínimos compatibles con la sustentabilidad del servicio de distribución.

Que los costos de gestión empresarial deben responder a costos eficientes para ejercer la actividad. Esta actividad se traduce en dos aspectos emergentes como lo son el operar y mantener una Red Óptima Adaptada a la Demanda del Área de Concesión, y el de actuar comercialmente para recuperar todos los costos que la gestión integral le provoca, con una rentabilidad por el riesgo empresarial.

Que el modelo tarifario adoptado por el EPRE sigue estas pautas al igual que en las revisiones tarifarias anteriores, es decir, costos de gestión de una empresa eficiente que gestiona una Red Óptima Adaptada a la Demanda. Esta Red de Distribución es valorizada según el criterio económico de Valor Nuevo de Reemplazo.

Que los conceptos que hacen a la determinación del Valor Agregado de Distribución quedan definidos entonces por el Costo Propio de Distribución y los Gastos asociados a la actividad comercial.

Que el Costo de Distribución es una consecuencia de obtener el Costo de Capital y los costos de gestión de la empresa eficiente, que dan lugar a los Costo de Redes, mientras que los relativos a la actividad comercial están referidos a los ingresos necesarios que necesita dicha empresa para contar con el equipamiento de medición, efectuar las tareas de lectura, facturación y cobro de la energía y potencia abastecida a los usuarios.

Que los fundamentos de la adopción del presente modelo tarifario han sido largamente desarrollados en las motivaciones de las anteriores resoluciones sobre Revisiones Tarifarias de LA DISTRIBUIDORA (CEB).

- Determinación del Costo de Distribución

Que el Costo de Distribución es el costo por unidad de potencia (costos de redes/kW demandados) que resulta de considerar la valorización de las instalaciones más los costos de gestión de la Empresa Eficiente sin los gastos comerciales, y la demanda asociada al nivel de tensión correspondiente utilizado para el diseño de la Red Adaptada a la Demanda. Por tal razón es necesario un estudio de demanda que defina la magnitud

de la potencia que por nivel de tensión circulará por la red para lograr su diseño adecuado y los costos asociados a esta y un escenario de demanda y consumo por clientes representativos del mercado de LA DISTRIBUIDORA (CEB).

- Demanda y Consumos

- ✓ Estudio de Proyección de Demanda

Que el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan (IEE-UNSJ) realizó un estudio de demanda basado en indicadores socioeconómicos para un periodo de 10 años, 2013/2023 considerando el mercado eléctrico de LA DISTRIBUIDORA (CEB). El resultado de este estudio determinó la evolución de la demanda para el sistema estudiado y luego junto con la información georeferenciada, se procedió a llevar esos incrementos de potencia y energía al nivel de cada unidad geográfica de análisis, en el caso de este estudio, la manzana y el punto de suministro. La metodología adoptada para el cálculo de las proyecciones está explicada por el IEE-UNSJ en su trabajo el cual está incorporado a fs. 3392/3546, décimo cuarto cuerpo del expediente del Visto.

- ✓ Definición del Mercado para el cálculo tarifario.

Que a los efectos del cálculo tarifario es de suma importancia verificar que los ingresos de LA DISTRIBUIDORA (CEB) por las Tarifas a Usuario Final se correspondan, con los costos calculados para cada una de las actividades de la gestión empresarial asociadas a la prestación del Servicio Público de Distribución Eléctrica. Para ello es menester definir el mercado que se usará como base de cálculo. A los efectos de los cálculos de los costos del VAD, se consideró como base del mercado de LA DISTRIBUIDORA (CEB) para el año 2012. En ese sentido deben mencionarse ciertos condicionamientos derivados de la información con que se cuenta sobre dicho mercado. Se conoce la cantidad de usuarios por categoría tarifaria de acuerdo a los requerimientos de información efectuado por el E.P.R.E. y suministrada por LA DISTRIBUIDORA (CEB). También se conoce la energía asociada a dichas categorías, incluida la de Alumbrado Público, pero sobre lo cual no hay certidumbre es con referencia a la potencia demandada por los usuarios informados y ello porque para los usuarios actualmente T1 sólo se conoce la energía de acuerdo a la categorización vigente, y para los T2 se tienen demandas declaradas para un mes, no simultáneas.

Que con el escenario descrito ut supra, el criterio seguido por este Ente fue el siguiente:

- Adoptar la cantidad de usuarios representativa del mercado

eléctrico de LA DISTRIBUIDORA (CEB) durante el año 2012.

- Adoptar una energía anual de consumo del mercado eléctrico resultante del cuadro Anexo N° 16, (fs. 3423) para el año 2012,
- Al momento del inicio de los estudios no se contaba con valores actualizados de los parámetros de la actual campaña de medición por este motivo en la realización de dichos estudios se utilizaron valores similares a los establecidos en la 2º RTO. Por consiguientes para los usuarios categoría:
 - ✓ T1: se asignó la potencia simultánea de la red de BT resultante del cuadro Anexo N° 11, (fs. 3421) de la categoría R, G y AP, participando cada segmento de la misma en función a su cantidad de usuarios.
 - ✓ Alumbrado Público: se asume la potencia simultánea resultante del Anexo N° 11 (fs. 3421) y ante la falta de mayores datos al momento de la simultaneidad se discrimina dicha potencia en T1 y T2 en función al grado de participación determinada en la 2º RTO.
 - ✓ T2: se considera la potencia simultánea resultante del Anexo N° 11 (fs. 3421) con el mismo criterio de desagregación para usuarios en bornes y en red de BT empleado en el alumbrado público.

✓ Balance de Energía y Potencia: Es el resultado que se obtiene de considerar las demandas y consumos por nivel de tensión, que se componen de los requerimientos de los usuarios considerados por cada categoría del mercado en estudio, teniendo en cuenta a su vez la realidad del abastecimiento de LA DISTRIBUIDORA (CEB) y las zonas abastecidas.

Que a partir de las demandas consideradas por el estudio del IEE-UNSJ en cada nivel de tensión se obtienen los requerimientos a la red que junto con otros conceptos permitieron al IEE-UNSJ arribar al diseño de la Red Adaptada a la Demanda y con ello la obtención del nivel de pérdidas técnicas, en potencia y energías, para cada estadio de la red.

Que el estudio del balance de energía y potencia en cada uno de los niveles de tensión de la Red Adaptada a la Demanda se fundamenta en la caracterización del mercado eléctrico. El concepto metodológico empleado por el IEE-UNSJ se describe en el punto II Zonificación y

Caracterización del Mercado (fs. 3425/3433)

Que de esta manera los puntos de suministros de los usuarios fueron georeferenciados en toda el área de concesión representado el mercado eléctrico de LA DISTRIBUIDORA (CEB). La información de las ubicaciones reales de los puntos de suministros fue proporcionada por esta DISTRIBUIDORA en respuesta a un pedido de información puntual del EPRE.

Que cada punto de suministro de la red de Baja Tensión (residenciales, comerciales, industriales y alumbrado público) contiene el consumo de cada usuario representado por la potencia característica de la categoría. A su vez la categoría o grupo de consumidores tiene una responsabilidad sobre el dimensionamiento de cada etapa de la red (33 kV, MT/MT, LMT, MT/BT, LBT).

Que esa responsabilidad se identifica por el Factor de Incidencia correspondiente, con los agregados de las demandas en cada etapa de la red y las pérdidas de potencia debidas al flujo circulante por las redes eléctricas (denominadas pérdidas técnicas) se construye el balance de potencia y energía en la Red Adaptada a la Demanda que fue dimensionada a estos efectos.

Que el análisis descrito comienza considerando la demanda de BT georeferenciada. Este flujo de potencia es afectado por las pérdidas de potencia en las líneas de BT (resultantes de la simulación por flujos de potencias) determinándose de esta forma la potencia que ingresa a las redes de BT desde los bornes de BT del transformador MT/BT. En bornes de BT se adicionan las demandas de los puntos de suministros destinados al uso alumbrado público, obteniéndose la potencia total en baja tensión (PMT/BT).

Que en este punto de la red participan las pérdidas técnicas que ocasiona el flujo de potencia al circular por los transformadores de MT/BT (pérdidas magnetizantes {Pfe} y pérdidas en los arrollamientos {Pcu}). Por consiguiente la suma de PBT/MT y Pfe+cu nos determina la potencia circulante a nivel de bornes de media tensión (PMT/bt).

Que considerando esta potencia PMT/BT, ahora se le agrega la potencia resultante de los usuarios con sus potencias declaradas en MT (con el factor de responsabilidad de la categoría), obteniéndose un total de potencia (PMT) que ocasiona pérdidas (PpeMT) por su circulación en las redes de MT.

Que analizando los bornes de conexión en 33 kV de las ET MT/MT obtenemos la potencia total entrante a las líneas de MT (PMT/AT) como la suma de PMT y Ppe MT.

Que por último y en forma similar al estudio realizado en la transformación MT/BT, en las Estaciones MT/MT se agregan sus pérdidas de potencia (Pfe+Cu), obteniéndose la potencia del sistema a nivel de bornes de 33 kV (P33kV). No se consideraron demandas de usuarios a nivel de 33 kV razón por la cual, toda la potencia en bornes de 33 kV es afectada por las pérdidas de la red de 33 kV (Ppe33 kV).

✓ Pérdidas Técnicas de la Red Adaptada a la Demanda

Que este estudio estuvo a cargo del IEE-UNSJ. Para la determinación de los correspondiente porcentajes de pérdidas de potencia y energía, el IEE-UNSJ estudió la Red Adaptada a la Demanda en cada uno de sus niveles de tensión para la situación en estado normal de funcionamiento, explicando la metodología utilizada en el punto 3.6.1.2 “Pérdidas de Potencia y Energía por Estadio” (fs. 3510).

○ **Instalaciones eléctricas destinadas a la prestación del servicio.**

Que el estudio de las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA (CEB) abarca como se mencionó anteriormente el nivel de 33, EETTs 33/13.2, 13.2 y hasta 0,380-0,220 kV, más las correspondientes acometidas según el estadio.

✓ Redes de BT, SETs MT/BT, Redes de MT (13,2 kV), ET MTMT (33/13,2 kV) y Líneas de 33 kV. El alcance de este estudio se encuentra en el informe final del Instituto de Energía Eléctrica bajo el título “Determinación de las Características y costos de la RAD e Indicadores de Eficiencia de LA DISTRIBUIDORA (CEB) el cual está incorporado a fs 3460/3546) del 14º cuerpo. En este informe el IEE-UNSJ describe las tecnologías utilizadas en el diseño de las instalaciones de distribución. Este Ente convalidó las mismas, considerando de esta forma que todos los diseños constructivos utilizados por el IEE UNSJ responden a las Normas de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA) aplicadas a la zona geográfica de S. C. de Bariloche y Dina Huapi en lo referente a:

Líneas Aéreas y Subterráneas de 33, 13 y 0,380 kV

SETAs y Cabinas a Nivel de 13/0,380 kV

Acometidas y puntos de suministros en 13,2 y 0,380/0,220 kV

Que a modo de repaso se señala entonces que el concepto de RAD se basa en el dimensionamiento eléctrico y mecánico de las instalaciones de distribución necesarias para satisfacer la demanda de los usuarios dentro del Área de Concesión que además deben cumplir ciertos requisitos mínimos, y en ese sentido es que las alternativas de red que fueron elaboradas por el IEE además de asegurar las exigencias técnicas de la demanda cumplen con las condiciones de calidad de servicio y seguridad pública previstas.

Que para definir los criterios de planificación se consideraron los siguientes aspectos:

- *Período de análisis:* Se realiza una evaluación económica de costos de inversión, O&M y Calidad de Servicio considerando 5 años futuros, principalmente por el eventual condicionamiento del crecimiento de la demanda. En la actualidad las metodologías de planeamiento de la expansión en redes de distribución consideran horizontes de optimización de corto y mediano plazo como consecuencia de la aplicación de los altos niveles de incertidumbre de parámetros como la demanda, costos del equipamiento, costo de la energía, y otros parámetros que impactan sobre las decisiones que deben tomarse hoy. Hoy en día se habla de planeamiento del riesgo (risk planning) más que de optimización de la expansión. El concepto es que valores estimados de parámetros de largo plazo como la demanda de características muy inciertas no condicionen las decisiones de equipamiento actuales. En ese sentido se adoptó un horizonte de mediano plazo de 5 años de tal manera que las alternativas de equipamiento puedan competir entre si pero no resulten condicionadas por incertidumbres de largo plazo.
- *Factor de Potencia:* Se supone que cualquier desviación en el factor de potencia de la demanda debe ser corregido mediante compensación capacitiva. Según el estado del arte se observa que 0,85 es un factor de potencia razonable para considerarlo en el diseño de redes sin la presencia de compensación.

- *Reserva de potencia en SED:* para eventual apoyo entre las mismas y reserva por crecimiento para los próximos años, o eventuales picos de demanda, se adoptó un valor promedio del 20 % respecto del año que se está analizando.
- *Puntos de inyección:* El punto de inyección de potencia al sistema de la CEB es el actual, es decir desde cada borne terminal de 33 kV conectado en la ET La Paloma, propiedad de la empresa EdERSA, suponiéndose que no son necesarios otros nuevos. Respecto de las Estaciones Transformadoras de 33/13 kV no se estudia su relocalización pero sí la potencia requerida en los mismos. El IEE de la UNSJ los denomina en este caso como AT/MT y se corresponden con las actuales ET MT/MT de 33/13,2 kV.
- *Redes a dimensionar:* Además del diseño de las redes en BT y MT, en el caso de la CEB se considera también el diseño del sistema de subtransmisión actual en 33 kV.
- *Planeamiento urbano y rural:* La metodología de planeamiento se distingue respecto de si se trata de zonas urbanas o de zonas rurales. Las urbanas son consideradas a través del concepto de zonificación del mercado eléctrico en diferentes ATD representativas de cada una de las áreas con cierto grado de homogeneidad. Las rurales se basan en un diseño de las redes que respeta la actual topología de la red de MT, optimizándose en cuanto al equipamiento necesario de secciones de conductores y potencia de las SED. En este último caso se hacen algunas hipótesis respecto del crecimiento horizontal.
- *Diseño de alimentadores:* Se distinguen dos situaciones:
 - Alimentadores rurales: Dado que la extensión de las áreas rurales bajo estudio son relativamente pequeñas, para el diseño de los alimentadores se consideró un máximo de cinco secciones de conductor para un mismo alimentador y respetando

la topología actual como base. De igual manera para el diseño de las SED se respeta la localización de las actuales y se diseñan respecto de su potencia.

- Alimentadores urbanos y semi-urbanos: Se respetaron las trazas actuales de los alimentadores de MT dado que las zonas urbanas son relativamente reducidas y se verificaron en cuanto su sección óptima utilizando varias secciones posibles. De igual manera para el diseño de las SED se respetaron sus emplazamientos reales rediseñándose solamente los módulos respectivos de potencia.
- Apoyo entre alimentadores: Se considera que para las zonas urbanas de alta y media densidad de demanda el apoyo entre alimentadores en situaciones de falla, en un par de puntos del alimentador, de los alimentadores vecinos. La potencia total de un alimentador puede ser apoyada en un promedio de un 67 % de su demanda total que sirve en situación de operación normal.
- Redes subterráneas Sobre los totales respectivos de las trazas de redes urbanas en MT y BT se han considerado porcentajes de red subterránea que responden a las condiciones topográficas y de seguridad en la vía pública propias del sistema de distribución en el área de concesión de LA DISTRIBUIDORA (CEB)

✓ **Opciones de RADs técnica y económicamente evaluadas**

Que las opciones técnicas y económicas evaluadas por el IEE-UNSJ, se resumen en 5 Alternativas descritas en el punto 3.4 “Descripción de alternativas” (fs. 3483/3489):

Alternativa 1: Red actual (a fecha diciembre 2012) de LA DISTRIBUIDORA (CEB) optimizada. Significa que se ha respetado la actual red de AT (33 kV) y MT (kV) en cuanto a su desarrollo topológico y se ha adecuado las secciones de conductores coincidentes con las disponibles en el manual de costos. Las SET actuales han sido agrupadas a módulos

comerciales más comunes. Las ETs AT/MT han sido consideradas con su dimensionamiento actual. Su VNR fue valorizado con precios de materiales y mano de obra a Diciembre 2012

Alternativa 2: Corresponde al diseño de RAD del IEE con los criterios metodológicos expuestos en el informe de referencia. El VNR correspondiente a esta RAD presenta precios a Julio 2013.

Alternativa 3: Corresponde al diseño técnico de la red de distribución del IEE-UNSJ con su VNR valorizado a precios de materiales y mano de obra propuestos por LA DISTRIBUIDORA (CEB)

Alternativa 4: Ídem a la alternativa 2, es decir considerando el diseño óptimo del IEE-UNSJ pero respetando los diseños constructivos en cada nivel de tensión descriptos por LA DISTRIBUIDORA (CEB) en su propuesta con los precios de materiales y mano de obra del IEE UNSJ.

Alternativa 5: Ídem alternativa 2 con costos de materiales y mano de obra propios del IEE UNSJ referidos a Diciembre 2012.

Los conceptos evaluados por el estudio de RAD para cada alternativa de equipamiento fueron los siguientes:

- Valor de Inversión Inicial de la RAD en cada etapa de la red
- Valor Presente de las Inversiones Futuras a la RAD
- Valor Presente de los costos de Operación y Mantenimiento de la RAD
- Valor Presente del Costo de Pérdidas Técnicas de la RAD
- Valor Presente de los Costos Asociados a la Calidad de Servicio

El cuadro resultado del punto 3.6.2, tabla VI.27 a fs. 3512 presenta el resumen de la RAD inicial de las cinco alternativas analizadas. Continuando su análisis en el punto 3.7, el IEE-UNSJ determina que el diseño de RAD comprendido en la **alternativa N° 2** es el resultado técnico y económico óptimo a las condiciones del mercado eléctrico de LA DISTRIBUIDORA (CEB) , fundamentado en lo siguiente:

- Este estudio utilizó información de demandas de electricidad correspondientes al año 2012 (Ene-Dic) proporcionada por LA DISTRIBUIDORA (CEB).

- En lo que refiere al cómputo de acometidas y medidores de energía y potencia en cada punto de suministro, el mismo fue realizado íntegramente por el Área Técnica de este Ente bajo los siguientes conceptos:
- El detalle de materiales y mano de obra de acuerdo al tipo de conexión (monofásico aéreo/subterráneo, trifásico aéreo/subterráneo) en BT.
- Las acometidas a puntos de suministros a nivel de MT (13,2 kV) se consideran subterráneas y conteniendo la posibilidad de elementos de operación y maniobra con tecnologías de corte de arco eléctrico en Hexafloruro de Azufre (SF6) o en Vacío coherente con la Reglamentación s/ CT y suministro en MT de la AEA, obteniéndose en ese sentido un costo promedio de la acometida de MT.
- Los diseños constructivos de redes de MT y BT en zonificación del tipo urbano que empleó el IEE de la UNSJ utilizan soportes de suspensión, retención y terminal sin el empleo de riendas de acero con el fin de respetar condiciones de seguridad en la vía pública.
- Por último las cantidades acometidas y tipología de medición (monofásica / trifásica) consideradas guardan relación a la demanda del área de concesión correspondiente al año 2012 informadas por LA DISTRIBUIDORA (CEB).

✓ Costos unitarios de Instalaciones

Que el estudio realizado por el IEE-UNSJ consideró en su alternativa de RAD N° 2 precios unitarios de materiales (incluido en concepto de transporte) y mano de obra dispuestos en la localidad de Bariloche a Julio de 2013. Se evaluaron los costos de la RAD a partir de distintos conceptos de costos sobre los cuales el Área Técnica de este Ente incorporó como costo unitario de la instalación los que resultan de tomar:

$$\text{Costo Unitario de Instalación} = C_{\text{mat}} + C_{\text{MoyE}} + C_{\text{IAyGG}} + C_{\text{GGyB}} + C_{\text{tmye}} + C_{\text{II}}$$

C_{mat} : Costo de Materiales
 C_{MOyE} : Costos de mano de obra y equipos
 C_{IAyGG} : Costos de ingeniería, administración y supervisión y gastos generales
 C_{GGyB} :Gastos generales y beneficio de la contratista

C_{tmye} : Transporte de Materiales y equipos
 C_{II} : Interés Intercalarario

Que como concepto general de costos unitario del total de las instalaciones en los mismos no se consideró costos de ítem de almacenaje debido a que estos mismos no forman parte de las instalaciones eléctricas puestas en servicio adaptadas a la demanda.

- ✓ Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo
Para la formación del Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones Eléctricas de LA DISTRIBUIDORA (CEB), las cantidades físicas obtenidas para la Red Adaptada a la Demanda en estos niveles de tensión el IEE-UNSJ valorizó correspondientemente las alternativas N° 1, 2, 3, 4 y 5 en función a los Costos Unitarios propios de estas instalaciones (con las consideraciones de precios expuestas en las descripciones de aquellas alternativas).

- **Determinación del Costo de Capital**

Tasa de Descuento:

Propuesta de LA DISTRIBUIDORA (CEB)

Que sobre la tasa de descuento aplicada por La Distribuidora CEB en su propuesta para la obtención de los factores de Recuperación de Capital (FRC), fs. 259 del cuerpo N° 1, erróneamente se describe que se utiliza el 18,4 %. En los cálculos económicos presentados la tasa de descuento utilizada es del 12 %, cuyo valor no está fundamentado por estudio específico al respecto.

Análisis técnico del EPRE sobre la tasa de descuento para la determinación del costo de capital

Que considerando la especificidad del tema de referencia el EPRE encargó la realización de este estudio al Doctor en Ciencias Económicas Eduardo Melinsky a fin de contar con una opinión especializada sobre la tasa de descuento que se podría considerar en el cálculo del costo de capital de redes. La memoria descriptiva de la metodología utilizada se encuentra incorporada a fs. (3369/3391). Según dichos estudios, se alcanza una tasa del 8 % en términos reales y antes de impuestos. De este modo con los valores que resultan del Valor Nuevo de Reemplazo, la tasa de descuento del 8 % a fs. 3710, y la Vida Útil asociada a cada concepto de

instalación, se define el Costo de Capital total y por nivel de tensión.

- o **Costos de Explotación de una Empresa Eficiente**

Propuesta de LA DISTRIBUIDORA (CEB)

Dotación del personal:

Que en el punto 2.1 inciso a), fs. 203 del 1º cuerpo del expediente del Visto, LA DISTRIBUIDORA (CEB) describe la metodología llevada a cabo para el cálculo del número de empleados destinados a la operación técnica, comercial y administrativa de la empresa adaptada en la propuesta. A fs. 215 del 1º cuerpo, se presenta un cuadro resultado de la cantidad de personal correspondiente a cada año del próximo quinquenio.

Que la memoria descriptiva de este concepto señala que se tuvieron en cuenta ratios de números de personas necesarias para operar y mantener la red de distribución en sus distintos niveles de tensión.

Que el Área Técnica de este Ente no encontró la aplicación de esos ratios descriptos a los valores físicos de la RAD para el cálculo de la cantidad de personas necesarias en cada nivel tensión. Por este motivo la dotación de personal presentado el cuadro resultado a fs. 215 no posee un fundamento teórico propio al modelo de cálculo propuesto.

Cálculo de los costos de Insumos y Servicios Contratados para Operación y Mantenimiento:

Que en el punto 5.3.8 de su propuesta, fs. 233 del 1º cuerpo, LA DISTRIBUIDORA (CEB) consideró un total de \$ 1.835.621 y \$ 323.933 en concepto de insumos y servicios contratados respectivamente para el mantenimiento del sistema de distribución.

Que según la descripción al respecto estos costos responden al estudio de la frecuencia de intervenciones de reparación, considerando la red adaptada.

Que respetando los criterios de evaluación expuestos, el Área Técnica de este Ente no encontró en la propuesta tarifaria el estudio citado, observándose que los costos presentados responden a porcentajes, sin justificación explícita, de los valores monetarios de VNR obtenidos por cada nivel de tensión de la RAD. Por consiguiente, la falta de estudios que fundamenten estos criterios y costos expuestos ocasionan una falta de

confiabilidad en los resultados económicos mostrados.

Exposiciones en la Audiencia Pública:

Que el Defensor del Usuario hace referencia a la metodología de empresa ideal utilizada por el EPRE para los cálculos de los costos de gestión a incluir en la tarifa. Básicamente se opone al Modelo de definición de una Empresa Ideal (utilizado por el EPRE para el establecimiento del Nuevo Cuadro Tarifario). Hace mención a la contabilidad regulatoria como sistema aceptable para el desarrollo de los cálculos tarifarios

Que este Ente considera que los métodos no son excluyentes, por el contrario, la implementación de ambos le aportaría al regulador simplicidad y certeza en la obtención de información para el cálculo tarifario. En este sentido y para el caso concreto de la implementación de la contabilidad regulatoria, el ENTE deberá instruir a las Distribuidoras para que de una manera sistematizada y en forma periódica informen sobre los ingresos, estructura de costos y resultados atribuibles a las actividades reguladas y separada de la información contable de las actividades no reguladas que eventualmente realicen las concesionarias.

Que respecto a la opinión del DU sobre el modelo utilizado por el EPRE, corresponde mencionar que no lo hace a partir de considerar elementos técnicos ni legales que permitan un análisis objetivo sobre el tema. Sobre el particular, el EPRE en el proceso de fijación tarifaria utiliza una empresa de referencia hipotética, eficiente, para atender los requerimientos del Servicio que nos ocupa. Es decir que a diferencia de los esquemas en los que se utiliza como referencia el comportamiento (promedio o el más eficiente) de otras Distribuidoras que operan en el mismo sector, en el esquema de Río Negro, la tarificación es en base a una empresa simulada.

Que esta empresa simulada produce la cantidad demandada por el mercado al mínimo costo técnicamente posible, con niveles de calidad predefinidos. Lo que se busca es desvincular los costos en base a los cuales se otorga tarifa, de los costos de la empresa real, de forma tal que esta podrá obtener una rentabilidad normal sólo si es capaz de emular a la empresa eficiente, y los costos de cualquier ineficiencia no podrá ser traspasada a la tarifa, y por ende a los usuarios, y deberá ser asumida por el Concesionario. En este sentido, el mecanismo busca ofrecer las ventajas de un mecanismo de regulación por incentivos.

Que bajo el esquema de empresa modelo, las tarifas de los servicios regulados deben fijarse de manera que “la empresa modelo” que inicia sus operaciones al momento de la fijación tarifaria y brinda el servicio

incurriendo en costos minimizados, obtenga una rentabilidad normal sobre sus inversiones, de manera de garantizar que el usuario pague un precio justo por el servicio.

Que en síntesis los costos que se reconocen por la Empresa Modelo son los costos razonables de una empresa que gestiona económica y técnicamente en forma eficiente y prudente, permitiéndole a La Distribuidora obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables que prevé la Ley 2902 en su artículo 41.

Análisis técnico del EPRE sobre los costos de explotación

Que en esta etapa del estudio tarifario se evalúan los costos de funcionamiento de una Empresa Eficiente con capacidad de gestionar la Red Adaptada a la Demanda y llevar a cabo las actividades comerciales y administrativas en los ejidos de San Carlos de Bariloche y Dina Huapi. Estos costos integran la Tarifa a Usuario Final denominada de aquí en adelante TUF.

Que para el cálculo de los costos de explotación técnica y comercial que corresponden reconocerse en el cuadro tarifario, se utilizó el Modelo del estudio realizado por la empresa BA Energy Solutions bajo y cuya metodología de cálculo fue previamente aprobada por el EPRE.

Que repasando los lineamientos generales de la construcción del modelo, el mismo responde al utilizado por el EPRE en las anteriores revisiones tarifarias. Por consiguiente, el desarrollo de los costos se basa en el análisis de tres grupos de variables que interactúan interrelacionadas entre sí a saber:

1. La dotación estructurada de acuerdo al organigrama,
2. Los costos de las operaciones
3. Los usuarios y demás datos físicos provenientes de la Red Adaptada a la Demanda elaborada para calcular los costos de capital

1. CALCULO DE LA DOTACIÓN Y ORGANIGRAMA

Que para el cálculo de las dotaciones se tiene como punto de partida, un organigrama agrupado de la siguiente manera:

- a) Gerencia General:
- b) Gerencia de Finanzas y Administración
- c) Gerencia Comercial

d) Gerencia de Distribución e Ingeniería

Gerencia General: cuenta con 2 departamentos

Dpto. de Auditoría

Dpto. de Asuntos Legales

Gerencia de Finanzas y Administración: cuenta con 2 departamentos

Dpto. contable

Dpto. Servicios

Gerencia Comercial: cuenta con 3 departamentos

Dpto. Tarifas y Grandes clientes

Dpto. Atención al Cliente

Dpto. de Recuperación de Energía

Gerencia de Distribución e Ingeniería: cuenta con tres departamentos

Dpto. de operaciones de red

Dpto. de planificación e ingeniería

Dpto. de operación y mantenimiento

Que para calcular las dotaciones de cada Dpto. el modelo MEI utiliza indicadores de eficiencia que relacionan el plantel requerido para operar y mantener una unidad de instalación respecto de las instalaciones diseñadas en la RAD.

Que de acuerdo a lo que se esté analizando los indicadores se relacionan con la actividad (Comercial, Explotación), el número de acciones para cumplir una tarea y con el personal necesario para ejecutarla. Los ratios establecidas contemplan criterios de eficiencia adaptadas a la realidad geográfica del área de concesión de LA DISTRIBUIDORA (CEB)

- Para determinar los niveles jerárquicos, en el modelo se consideraron hasta diez categorías, desde el Gerente General hasta el Operario No Calificado.
- Otra variable que se utiliza para definir la dotación son los usuarios, esta componente se incorpora al calculo considerando la estructura del mercado del año 2012.
- Grado de participación del contratista. Debemos recordar que para calcular los ratios que definen la dotación, el modelo utiliza una fórmula cuya expresión matemática considera el grado de tercerización al que debe recurrir la empresa y las horas útiles disponible para realizar la tarea. Este porcentaje de participación del contratista es variable en función de aquellas tareas que por su especificidad corresponde sean subcontratadas a otras empresas específicas del rubro. Las tareas de: operación y mantenimiento se ejecutan con los planteles básicos, mientras que las actividades

relacionadas con la lectura y reparto de facturas con 100 % de subcontratista.

- Corresponde mencionar que en el cálculo de la dotación y materiales se incluyeron personal e instrumentos para desarrollar actividades vinculadas con la etapa III de Control de la Calidad Servicio y complementos que se desarrollarán durante el próximo quinquenio.
- Tanto la recopilación como el tratamiento de datos de la Campaña de Medición de caracterización de los consumos de los usuarios durante el próximo quinquenio fueron considerados en función al número de mediciones mensuales resultantes de su diseño.
- La dotación de la empresa determinada de este modo se valoriza respetando los niveles salariales alcanzados en el Acta de Acuerdo de fecha 08/05/2013 entre FACE (federación Argentina de cooperativas de electricidad y otros servicios públicos Ltda. y FATLYF (Federación Argentina de Trabajadores de Luz y fuerza el Sindicato de Luz y Fuerza) presentado por LA DISTRIBUIDORA (CEB) por Nota CEB 5338 (fs. 3128/3134 del cuerpo 13º del expediente del Visto).

Que la organización propuesta para desarrollar la gestión técnica de las instalaciones y la atención a los usuarios, quedan definidas e integradas según se expone en el Anexo VI Cuadro 1.1 Detalle Costo Laboral Anual que integra el dictamen técnico que antecede. La misma dotación distribuida por Áreas se presenta en el Anexo VI Cuadro 1.2 Detalle Costo Laboral por Gerencia, integrante del mismo dictamen técnico.

2. Calculo de Costos Operativos

2.1 Costos de Explotación por Rubro de gasto

Que definido el cálculo para el rubro personal el componente restante de los costos de explotación que debería afrontar una MEI operando en el área de concesión de La Distribuidora, resulta ser el costo operativo de la misma. En este punto se comentan los resultados obtenidos de estos costos de explotación calculados conforme la metodología utilizada en esta oportunidad.

Que los gastos se agruparon en los componentes más significativos de cada actividad que desarrolla la MEI, en este caso Técnica y Comercial, y clasificándolos por su naturaleza se asignan a cada una de las áreas que los genera. Los gastos propios de la actividad de

Administración son calculados e imputados directamente a la Actividad de Explotación Técnica.

Que con respecto a los valores, a partir de distintas consideraciones se tomaron los últimos disponibles y cuyos periodos comprende entre diciembre de 2012 y en algunos casos hasta junio de 2013.

Que en el Anexo VI Cuadro 2.1 Detalles de Costos Anuales Operativos del Costo de Explotación, que integra el dictamen técnico que antecede, se citan los montos calculados para cada uno de ellos. Luego se describen su composición, excluidos los referidos al personal, dado que los mismos ya fueron explicitados en cuadros anteriores.

Que los criterios utilizados para su determinación son los siguientes.

2.2 Gastos Generales

Este rubro comprende aquellos gastos que contribuyen con las tareas de administración y se refieren a los gastos de oficina, comunicaciones, viáticos, relaciones institucionales, los honorarios y gastos del directorio y los vinculados con los servicios informáticos. Los mismos son expuestos y diferenciados tanto para la explotación técnica como para la explotación comercial.

2.2.1 Los Gastos de Oficina:

Abarcan el mantenimiento de los equipos comúnmente empleados para esos menesteres, y los insumos de los mismos, así como la papelería oficial de La Distribuidora y gastos de copiado y duplicación. Se han incorporado en este rubro los servicios de energía y agua.

También se computan las suscripciones a asociaciones profesionales, publicaciones especializadas y redes de información, también se han considerado los seguros relacionados con la responsabilidad civil. En el caso de Impuestos se incluyen patentes tasas municipales estampillas e impuestos no trasladables. Los Viáticos y Reembolsos engloban los gastos generados por los desplazamientos efectuados por el personal de cada área, en los que se incluyen conceptos tales como pasajes, y gastos de estadía y alojamiento.

Se incluyen también gastos vinculados con Relaciones Institucionales, que comprenden aquellos gastos que tienen en común la promoción de las actividades y consolidación de la imagen empresaria así como los gastos

derivados por la relación con distintas asociaciones e invitaciones y gastos a funcionarios de otras entidades.

2.2.2 Comunicaciones:

Incluye el tránsito de datos y funcionamiento del correo electrónico, las Comunicaciones móviles engloban los servicios contratados y equipos alquilados para la comunicación con los equipos móviles de operación y reparación.

2.2.3 Otros:

Incluye a los servicios contratados de soporte profesional en distribución y comercialización y a Contratistas Varios (Encuestas, estudios de mercado, asesoramientos, etc.). También comprende Honorarios generalmente por trabajos profesionales de auditoría y sindicatura. También se incluyó el concepto de Otros Contratistas que normalmente prestan servicios de soporte profesional en distribución y comercialización, etc. El último ítem corresponde a los gastos originados por las actividades del Consejo de Administración incluyendo una remuneración a sus miembros o retribución por gastos de representación según corresponda.

Dentro del conjunto de Gastos Generales también se incluye los costos relacionados con la informática, los que incluyen tanto el costo de alquiler de los equipos de microinformática como las licencias, mantenimiento y procesamiento de las aplicaciones críticas.

Las PC's se calcularon a razón de: una PC por persona para los empleados de oficina de las áreas Comercial y Técnica y de una PC cada tres empleados operativos de cada área.

En el Anexo VI Cuadro 2.2 Gastos Generales por Área, integrante del dictamen técnico que antecede se detallan en miles de \$ la totalidad de los gastos antes mencionados, con su respectiva imputación por área ya sea Técnica o Comercial.

2.3 Edificios

Para el ítem Edificios se incluyen los costos de arrendamiento de todos los edificios dedicados a las gestiones técnica y comercial de la MEI, donde el espacio a rentar es calculado de acuerdo con los estándares de la OIT en función a las siguientes razones:

Personal Técnico de Oficina: 13 m²/persona

Personal Comercial de Oficina: 25 m²/persona

Personal Técnico Operario: 30 m²/persona

Personal Comercial Operario: 30 m²/persona

La diferencia de ratios entre personal de oficinas para las áreas Técnicas y Comercial tiene en cuenta el espacio de atención al público, mientras que la diferencia entre las relaciones de personal de oficina y operario considera los galpones laboratorios y depósitos para desempeñar las respectivas actividades.

Como costos en este rubro también se incorporan contratos de vigilancia y protección de bienes y personas, asimismo se tuvieron en cuenta los contratos de limpieza y mantenimiento de edificaciones e instalaciones, y los seguros. Se muestran en el Anexo VI Cuadro 2.3 Edificios que integra el dictamen técnico que antecede.

2.4 Automotores

El cálculo para determinar la cantidad de vehículos está asociado con las cuadrillas, dependerá de la tarea que se deba ejecutar, en general se trata de vehículos livianos como camionetas o vehículos pesados como grúas. Además, las cuadrillas podrán estar conformadas por un conjunto de estos vehículos conforme a la definición de la tarea y sus alcances.

En el costo horario promedio del vehículo se consideran el precio del combustible, cambios de aceite y filtros, seguros, patentes neumáticos. Cabe aclarar que el parque automotor está compuesto por todos los vehículos utilizados en la explotación técnica, comercial. Los mismos se han tipificado según el Anexo VI Cuadro 2.4 Automotores y el detalle de cantidades resultantes en Anexo VI Cuadro 2.4. Parque de Automotores, ambos forman parte del dictamen técnico que antecede.

2.5 Materiales y Servicios de Terceros

La determinación de los costos específicos de materiales y servicios de terceros asociados a las áreas de explotación técnica y comercial del modelo, se obtienen a partir de las actividades principales previstas a desarrollar en tales áreas.

Seguidamente se describe por cada área de Explotación Comercial y Explotación Técnica un comentario referido a la actividad específica y luego se refleja el costeo de los ítems antes mencionados.

2.5.1 Materiales y servicios de terceros para la Explotación Comercial

Para el área de Explotación Comercial fueron previstas las actividades específicas en distintos porcentajes de participación, referidas a:

- Lectura, impresión y distribución de las facturas incluyendo las actividades para la Campaña de Medición y Calidad de Servicio
- Cobranza (Bancos, Tarjetas de Crédito, etc.)
- Gestión de Saldos Morosos
-

Atención a Clientes está concebida en función de personal propio, y consiste en la atención y las cajas de cobro en la oficina comercial de la MEI. Se incorpora asimismo la atención del servicio de atención telefónica (call center) que es centralizado y recibe llamadas de carácter comercial y reclamos de tipo técnico. Estos últimos se derivan al área de Operación y Mantenimiento del Departamento de Explotación.

En el Anexo VI Cuadro 2.5.1 Atención Clientes que integra el dictamen técnico que antecede se refleja lo comentado.

Las actividades de lectura, impresión y distribución están unidas ya que forman un ciclo donde una depende de la otra y la planificación y coordinación es única, por ello se las costea en conjunto.

Los costos de este proceso dependen fundamentalmente de la frecuencia con que se realice y de la distribución geográfica de los clientes. Con los elementos expuestos y los costos unitarios del servicio se calculan los costos totales. La lectura puede complicarse fundamentalmente por la ubicación de los medidores, si una cantidad significativa no está sobre el exterior de la casa, o con un fácil acceso, es probable que se pierdan muchas lecturas y que haya que recuperarlas; para considerar esta alternativa, que en mayor o menor grado siempre se da, se introdujo un factor de sobre costo por recuperación de lectura.

En el Anexo VI Cuadro 2.5.2 Actividades de lectura, impresión y facturación que integra el dictamen técnico que antecede se muestra lo comentado.

Cobranza: normalmente esta se efectúa por medio de centros de servicios, en cuyo caso el costo es fundamentalmente el de la mano de obra propia, o recurriendo a terceros para lo cual se paga una comisión, o cargo fijo, por la intervención. En el cálculo se incluye esta alternativa de cobranza y se especifica la participación de la modalidad en el total de las facturas emitidas y el costo unitario de cada una.

La Gestión Saldos Morosos está prevista según un calendario rígido que comienza con el vencimiento de la factura, si a ese momento no se verifica la cancelación de la misma se desencadena una serie de acciones de coerción en la que cada una incrementa la dureza respecto de la anterior. Así al vencimiento le sigue una intimación por escrito y luego suspensión, verificación, corte y baja definitiva y envío a pérdidas, este último en algunos casos se recupera por la vía del cobro judicial.

El calendario de las acciones de cobranza debe adecuarse a las fechas que para suspensión y corte fije la autoridad de aplicación. El punto de partida es el perfil de cobranza, el mismo establece que porcentaje de los clientes pagan en cada una de las etapas.

El volumen de las acciones se calcula partiendo del número de facturas emitidas anualmente de acuerdo a la frecuencia de lectura y facturación definida por la autoridad para cada categoría tarifaria. Cada acción tiene un costo unitario que al combinarlo con el volumen de las mismas permite estimar el costo de la gestión de cobranza. En este caso la participación del contratista se va incrementando en forma proporcional a la disminución del personal propio dedicado a estas tareas.

Ver Anexo VI Cuadro 2.5.3 Cobranza y Cuadro 2.5.4 Gestión de Saldos de Morosos que forma parte del dictamen técnico que antecede.

Recuperación de Energía se refiere a la Inspección de acometidas y se hace a través de rápidas verificaciones mediante las que se establece la condición de la acometida dejando a otro grupo especializado la normalización de usuarios clandestinos y clientes con conexiones directas.

Del módulo Clientes se toman los clientes bajo inspección, el espectro de los mismos se va ampliando en la medida que transcurre el tiempo con la idea que las acometidas residenciales urbanas, suburbanas y rurales deben ser inspeccionadas una vez cada cinco años, las medianas demandas una cada dos y las grandes demandas todos los años. Las inspecciones están a cargo del personal propio de la MEI.

Ver Anexo VI Cuadro 2.5.5 Recuperación de Energía que integra el dictamen técnico que antecede.

En definitiva se expone un cuadro resumen del costo calculado por Actividad específica del Área Comercial incluyéndose todos los rubros que lo integran en el Anexo VI Cuadro 2.5.6 Costos por Actividad Comercial en miles de \$ que integra el dictamen técnico que antecede.

2.6 Operación y mantenimiento

Los costos unitarios anuales se han obtenido de cálculos estándares, y se dividieron en materiales y mano de obra. Los materiales se cargan, como no podía ser de otra manera, íntegramente a ese ítem; y la mano de obra se considera la propia por las razones expuestas en el Título Dotación.

Como regla general en todos los niveles de tensión de la RAD (desde 33 a 0,220 kV) de un mantenimiento preventivo de rutina a instalaciones eléctricas valorizadas a nuevo mediante el concepto de VNR, se han considerado en todos los rubros las siguientes actividades:

- Ensayos y pruebas funcionales de todos los elementos de operación y protección eléctrica y mecánica.
- Verificación de los calibres de fusibles y configuraciones de relés de protección en interruptores de MT.
- Mediciones y aseguramiento de valores de resistencia de puesta a tierra en todas las instalaciones con riesgo de tensiones de contacto o tensiones de paso,
- Limpieza de transformadores y aisladores
- Medición propia de balances de cargas y variables eléctricas (V, I, P, etc.) de las fases y extracción de muestras de aceite para análisis cromatográfico en los transformadores.
- Verificación de las medidas de seguridad eléctrica y mecánica de las instalaciones de distribución hacia la vía pública previstas por las Resoluciones del EPRE en vigencia para el próximo quinquenio
- Operación y mantenimiento de las Centrales de generación propia (RFP)

Subestaciones: Se concibe a las Subestaciones de Transformación, vinculadas a un Centro de Control, COD, por funciones de señalización, medición, y mando, con un mínimo de supervisión local para la operación. Las subestaciones se tipificaron según los módulos considerados en el diseño de la red adaptada, con lo cual son fácilmente asimilables las situaciones que se pueden presentar en la realidad. Los costos unitarios anuales en lo referido a materiales se han obtenido del cálculo utilizado para la valorización de la red adaptada, mientras que los de la mano de obra considerada se refieren a la propia según el Título Dotación.

Red 33 kV: La operación de las redes de subtransmisión y distribución se concentra en el Centro de Control. En el contexto las exigencias de Calidad de Servicio asociadas a un área de concesión es recomendable la unificación de las decisiones y criterios que hagan a las maniobras en 33kV y 13,2 kV, puesto que en determinadas emergencias se debe poder concentrar esfuerzos aprovechando todos los recursos disponibles. Un COD requiere para su atención del concurso de varias personas por turno, que para el caso que nos ocupa se ha considerado que se requieren de operadores necesarios para su atención. Las maniobras se hacen utilizando las facilidades para tele comandar. El mantenimiento preventivo está estructurado sobre las actividades (programación, presupuestos, control, e historial) que generan las instalaciones agrupadas por unidades.

Red MT: Todas las consideraciones aplicables anteriormente en

Subestaciones MT/MT son aplicables también para este nivel

Los costos para el cálculo de materiales fueron calculados considerando los precios y las cantidades utilizados para la definición de la Red Adaptada a la Demanda.

Subestaciones MT/BT Los costos correspondientes a la Subestaciones de Distribución (SED) comprenden Subestaciones Aéreas (monoposte, Biposte), Subestaciones en Cabinas a Nivel y las Cabinas de Operación, Protección y Medición para los puntos de suministros de usuarios en Media tensión

La Red BT: Este concepto comprende el mantenimiento de redes estándar excluida la atención de reclamos. El equipo de trabajo tiene como tarea al mantenimiento preventivo que admite una programación anticipada, que puede ser cancelada para atender las emergencias de mantenimiento correctivo.

Al igual que en los rubros anteriores los costos unitarios anuales se han obtenido sobre la base de instalaciones ya que el empleo de mano de obra tiene una correlación fuerte con la dimensión de las instalaciones que atienden. Los costos, como en todos los casos, se dividieron en materiales y mano de obra.

Ver Anexo VI Cuadro 2.6.1 Costo de Explotación Técnica que forma parte del dictamen técnico que antecede

Asistencia Técnica – Guardia Reclamos

La división presentada entre mantenimiento de redes y atención reclamos, responde al cálculo ya que mientras el primero varía en función a las cantidades físicas de instalaciones la guardia de reclamo lo hace con el número de clientes.

El equipo de asistencia técnica atiende todos los llamados por falta de suministro normalmente responderían a causas de fuerza mayor o eventos eléctricos propios al funcionamiento del sistema de distribución, es decir una acometida o cable de BT cortado, columnas caídas por choques de terceros, fusibles de circuitos de MT y BT quemados, actuaciones de relés de protección, etc.

Los problemas en el interior de la vivienda no se solucionan. Los reclamos se programan con un orden de prelación que tiene en cuenta la posición del móvil, dado que la guardia de reclamos esta dotada de movilidad e intercomunicador, esta secuencia solo se altera en casos de urgencias o riesgos graves.

En Calidad del Producto y Servicio y Campaña de Medición se calcularon

los costos de las mediciones de perturbaciones y niveles de tensión considerando que una empresa de servicios de terceros realiza las mismas respetando el control reglamentado por el EPRE para el próximo quinquenio. Para el caso de Calidad de Producto se considero el costo de tercerizar la ubicación de los puntos a medir en forma georeferenciada.

Se incorporan a la explotación técnica de la MEI, el costo de equipamiento de medición y recopilación de datos para efectuar la campaña de medición.

Por último se reconoce en este rubro el costo del equipamiento de medición e informático necesario para realizar la campaña de medición de caracterización de consumos de los usuarios. La logística de la misma está a cargo del personal propio de la MEI.

Incluye también los costos de operar y mantener las centrales de generación propia cuyo alcance computa los gastos de materiales necesarios para el mantenimiento preventivo de la central y el personal propio discriminado en la dotación.

En el Anexo VI Cuadro 2.6.2 Calidad de Servicio y Campaña de Medición se resumen los costos de estas actividades. A modo de síntesis en el Anexo VI Cuadro 2.6.3 se expone un cuadro resumen del costo calculado por Actividad específica del Área de Explotación Técnica incluyéndose todos los rubros que lo integran. Ambos anexos integran el dictamen técnico que antecede.

3. CALCULO DE LA TASA DE CONEXIÓN, DE REHABILITACIÓN, TASA DE CONEXIÓN Y DE RECONEXIÓN Y AVISO DE SUSPENSIÓN.

Que la Tasa de Conexión es el resultado de considerar el costo medio de conexión según los usuarios pertenezcan a las pequeñas o grandes demandas. Este concepto remunera la gestión necesaria que debe realizar de La Distribuidora para conectar al usuario, exceptuando los materiales asociados a ello ya que los mismos se contemplan en el Cargo Fijo de cada categoría en la que puede encuadrarse dicho usuario.

Que con el saldo obtenido para la Gestión de Saldos Morosos, se calculan las tasas Medias para el envío de los Avisos de Suspensión del Servicio, las tasas de Rehabilitación y las de Conexión del Servicio y del medidor

Que todo usuario que se le deba emitir comunicación por escrito se ha considerado que deba abonar por el envío una tasa de aviso de suspensión y que todas las categorías tarifarias abonen el mismo Monto.

Que para el tratamiento del cálculo de la tasa media de

rehabilitación, cuyo costo surge como consecuencia de la falta de pago del servicio en el plazo establecido por la reglamentación vigente, se valorizan las acciones asociadas a los gastos de mano de obra y materiales relacionados. Este costo debe contemplar las actividades de suspender el servicio, desarrollar la tarea propia de rehabilitar e incluso las verificaciones necesarias para completar la actividad. Para el pago de la misma se ha previsto que Los usuarios encuadrados en las Grandes Demandas abonen un valor de 3 veces superior al promedio de la tasa media.

Que para calcular la tasa de reconexión debe previamente, deben considerarse algunas particularidades del usuario. Si la conexión que se realiza en el punto de suministro se trata de altas de nuevos usuarios el costo de la misma solamente incluye la mano de obra y materiales de la acción de concurrir al domicilio a instalar el equipo de medición. Ahora, si el pedido del usuario es consecuencia de un corte previo por falta de pago la tasa de conexión es considerada como una reconexión del servicio y el costo debe contemplar toda las acciones efectuadas por La Distribuidora incluyéndose desde el retiro del medidor hasta las de gestión de incobrable. Con relación al pago de la tasa que debe abonar cada categoría existe diferencia entre el costo de las Pequeñas Demandas y las Grandes Demandas cuyo fundamento es el costo de la mano de obra, estimándose un valor entre 3 y 5 veces del valor promedio. En el Anexo VI Cuadro 4 que integra el dictamen técnico que antecede se muestran los valores de los distintos cargos.

4. COSTO TOTAL DE LA EMPRESA EFICIENTE.

Que la suma total del proceso de cálculo de los costos arroja un monto de \$ 63.791.050 para la operación de la Empresa Eficiente en el área de San Carlos de Bariloche y Dina Huapi. En el Anexo VI Cuadro 3.1, fs. 3835, que integra el dictamen técnico que antecede se presenta el monto total calculado definido por cada una de las Áreas que ejecuta los gastos. En el Cuadro 3.2, fs. 3835, del mismo Anexo se presentan los gastos en función de la naturaleza de los mismos, donde el rubro Personal representa el 75,6 % del total mientras el rubro materiales y vehículos cuenta con una pequeña incidencia del 4,6 % y la contratación de distintos servicios es del 19,8%

Determinación del Costo de Redes

Que el Costo de Redes es el concepto que integra todos los costos de gestión de la empresa excepto en su aspecto puramente

comercial, es decir es el costo que representa a la gestión empresarial destinada a operar el sistema distribución con el objetivo principal de abastecer a los usuarios con las pautas básicas de Calidad de Servicio y Seguridad Pública. El Costo de Redes por lo tanto está compuesto del Costo de Capital y los Costos de Gestión Técnica que resultan de los Costos de Explotación, los cuales en sus distintas apertura por actividades, pueden también traducirse en costos por nivel de tensión. De esa manera se obtienen los montos que se exponen en el Anexo V, fs. 3827, que integra el dictamen técnico que antecede.

- o **Determinación del Costo de Distribución por nivel de tensión**

Propuesta de LA DISTRIBUIDORA (CEB)

Cálculo de los Costos de Distribución:

Que la propuesta considera en este cálculo la suma de los conceptos de retribución y amortización al capital de las instalaciones eléctricas y los costos de operación, mantenimiento, soporte comercial y administrativo para una RAD. Esta suma es expresada en \$/kW-mes y los cargos resultantes son expuestos en el cuadro a fs. 270. Se observa que los valores de potencia utilizados en los cálculos de dichos cargos, responden a potencias simultáneas (a nivel de 33 kV y 33kV /13,2 kV) y a potencias no simultáneas para los niveles de MT, MT/BT y Baja Tensión. Del análisis técnico realizado en este Ente no se encontró una descripción sobre los criterios adoptados para la ejecución de estos cálculos.

Análisis técnico realizado por el EPRE sobre la determinación del costo de distribución por niveles de tensión

Que el Costo de Distribución es la relación entre el denominado Costo de Redes y la demanda asociada a cada nivel de tensión del Sistema de Distribución. Así se obtiene un Costo de Distribución por nivel de tensión utilizado para el abastecimiento del mercado de LA DISTRIBUIDORA (CEB).

Que el Costo de Redes resulta entonces de la integración del Costo de Capital de las Instalaciones dedicadas a abastecer la demanda y los costos de gestión técnica para operar y mantener una red óptima adaptada a la demanda del sistema de distribución.

Que la demanda asociada a cada nivel de tensión es la exigida por el mercado de LA DISTRIBUIDORA (CEB) y es a partir de la cual se

diseñó la Red Adaptada a la Demanda.

Que definida la Red Adaptada a la Demanda se obtuvo el Valor Nuevo de Reemplazo. Con dicho valor y a partir del método del Factor de Recuperación de Capital se obtiene el Costo de Capital asociado a cada nivel de instalación. El Factor de Recuperación de Capital utiliza como datos básicos la Tasa de Descuento y la vida útil de los distintos componentes de la red, a partir de lo cual se reconoce el riesgo empresario en el negocio de la distribución eléctrica. Sobre el particular se expuso específicamente en el apartado de la definición de la Red Adaptada a la Demanda y su Valor Nuevo de Reemplazo asociado.

Que a partir de contar con el Costo de Redes y las potencias de las demandas desagregadas por nivel de tensión del sistema de distribución, se obtiene el Costo de Distribución por Nivel de Tensión como resultado del cociente entre ambos conceptos, expresado en \$/kW-mes.

Que debido a que este costo de distribución es el concepto básico del reconocimiento de la gestión técnica de LA DISTRIBUIDORA el mismo interviene en cada una de las categorías tarifarias definidas en función a la responsabilidad en los costos de gestión que cada una tenga y cuya responsabilidad surge según el punto de la red desde donde se abastece cada usuario (pérdidas, costo de la instalación), y de la modalidad de consumo, representada por los factores de campaña de medición.

Que el Costo de Distribución obtenido bajo las condiciones ya mencionadas se expone en el ANEXO V que integra el dictamen técnico que antecede, en el que se muestran los valores netos por nivel de tensión.

- **Determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD)**

Que el Valor Agregado de Distribución es el resultado de integrar el Costo de Redes y los Gastos por la Actividad Comercial, por lo tanto el mismo surge a partir de obtener el Costo de Capital anual que remunera a LA DISTRIBUIDORA por sus activos, el costo anual por la gestión técnica de la Empresa Eficiente, más los costos de la actividad comercial que su mercado y estará expresado en \$/año.

Que del modelo de cálculo desarrollado a partir de los conceptos ya explicitados en los módulos respectivos se obtiene que el VAD que asegurará a LA DISTRIBUIDORA los ingresos necesarios para gestionar el servicio público de electricidad en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi asciende a: \$ 85.996.190 \$/año.

4.4 Cuadro Tarifario (CT)

Propuesta de LA DISTRIBUIDORA (CEB)

Que en el punto 2 de la memoria, fs. 257 en el cuerpo N° 1 del expediente del Visto, LA DISTRIBUIDORA (CEB) describe la metodología empleada para la definición del Valor Nuevo de Reposición, que en forma posterior utiliza en la obtención de los costos de distribución (fs. 260 cuerpo N° 1)

Que respetando la metodología adoptada en la propuesta, más allá de la rectificación del error cometido en su cálculo, también debieron recalcularse los costos de explotación técnica asociados a una RAD y obtener así nuevos valores corregidos de los cargos de distribución correspondientes a cada nivel de tensión. La omisión de esta corrección en el cuadro tarifario propuesto, conlleva a que los valores de costos de distribución presentados a fs. 270 tienen un porcentaje incierto de error, determinando por este motivo un error incierto en el cuadro tarifario de la propuesta.

Que en el resumen de los costos de explotación comercial LA DISTRIBUIDORA (CEB) expuestos a fs. 229 incorpora los siguientes costos: Nuevos Servicios/Atención de Clientes/Lectura y Facturación /Cobranza/Gestión de mora/

Que a fs. 261, la propuesta refiere a los Cargos de la Gestión Comercial (CGC). Dichos cargos son presentados a modo de resumen a fs. 271 cuerpo N° 1, y sobre los mismos esta área no encontró una fundamentación en el cálculo de estos cargos y que en función de los mismos se verifique el recupero del costo comercial presentado en la propuesta

Que de esta forma la propuesta de LA DISTRIBUIDORA (CEB) no presenta una verificación sobre si los costos de la explotación comercial presentados a fs. 235 cuerpo N° 1 efectivamente son recuperados por los cargos de gestión comercial presentados y la cantidad de usuarios que requieren de la atención comercial.

Que sobre los Costos de Medición, estos costos fueron considerados íntegramente en el cálculo del VNR, no discriminándose explícitamente los costos asociados a los niveles de BT y MT. Respecto al criterio adoptado, el mismo resulta en una responsabilidad igualitaria de la totalidad de los usuarios en forma independiente que la acometida y medición sea monofásica o trifásica. Desde el punto de vista de la asignación justa de estos costos, se considera que este criterio no guarda relación alguna con esa asignación.

Exposiciones en la Audiencia Pública:

Que el Defensor del Usuario en la Audiencia Pública sostuvo que LA DISTRIBUIDORA (CEB) no verificó que los ingresos recaudados con el cuadro tarifario propuesto recuperen los costos del VAD presentados en la propuesta de esta Revisión Tarifaria. Sobre este aspecto, el Defensor del Usuario expuso que los ingresos monetarios provenientes de la aplicación del cuadro tarifario propuesto son inferiores a los costos presentados, provocando dicha diferencia la falta de sustentabilidad económica del servicio de distribución.

Que el Defensor del Usuario, sobre el requerimiento de tarifas con costos crecientes sostiene que :“...*Garantiza a LA DISTRIBUIDORA (CEB) el mismo ingreso*”.

Que Adeera sostuvo que: “...Principios básicos para el funcionamiento sustentable del sector. Estos principios deben ser aplicados en el recálculo de los cuadros tarifarios de cada una de LAS DISTRIBUIDORAS, reconociendo los reales costos del servicio...”.
“Conclusiones. Resulta necesario recomponer el Valor Agregado de distribución, ajustándolo a la realidad de los costos, en los términos y condiciones de la normativa de aplicación. Todo este proceso debe posibilitar un nivel de tarifas que asegure la sustentabilidad del servicio, entendiéndose como tal el suministro a clientes actuales y futuros, en las condiciones de calidad fijadas en esta jurisdicción.”

Que La junta Vecinal del Bº Belgrano expuso sobre el efecto de la quita de subsidios de las facturas del servicio público eléctrico.

Que durante la ronda de preguntas, se mostró interés por conocer si “...*la CEB está en conocimiento de la situación económica de los Usuarios...*”

Análisis técnico realizado por el EPRE sobre el cuadro tarifario:

Que respecto a lo expresado por el Defensor del Usuario, debe resaltarse que existe un error en la confección del cuadro tarifario propuesto a fs. 272/274 en razón a que el mismo no responde a los costos totales de VAD propuestos, razón por la cual se considera errónea la confección de cuadro tarifario.

Que el cálculo de la tarifa que efectúa el E.P.R.E. está regido por los principios establecidos en la ley del Marco Regulatorio Eléctrico

Provincial, a lo cual responde el modelo de cálculo realizado.

Que la definición de las tarifas que responde entonces a los principios establecidos por ley provincial, se basa en la responsabilidad de los usuarios – según su categoría - en los costos en los que incurre LA DISTRIBUIDORA (CEB) para efectuar su Gestión Técnica.

Que a fin de eliminar subjetividades en la definición de las citadas responsabilidades se utiliza el estudio de la Campaña de Medición de caracterización de cargas de los usuarios, y que coincidiendo con la relevancia sobre la misma expuesta por el Defensor del Usuario, el EPRE en conjunto con LA DISTRIBUIDORA (CEB) puso en marcha en abril del presente año.

Que respecto a la certeza que LA DISTRIBUIDORA (CEB) asegure sus ingresos mediante la aplicación de una progresividad de la TUF en función del consumo de energía de las tarifas T1, se necesitan mayores elementos de análisis previos a fin de contar con fundamentos técnicos y económicos que avalen la exposición del Defensor del Usuario.

Que estos estudios preliminares consistirían en conocer el comportamiento energético de los usuarios cuyos segmentos de consumos se verían afectados por costos crecientes a medida que su consumo aumenta mensualmente. Debido a las nuevas señales de precio, podría suceder que: estos segmentos controlen y disminuyan sus consumos de energía haciendo de esta manera disminuir los ingresos previstos en el quinquenio por LA DISTRIBUIDORA (CEB), contradiciendo el fundamento de sustentabilidad del servicio, también expuesto por el Defensor del Usuario, o que los mismos segmentos sean insensibles a los costos crecientes a medida que sus consumos de energía aumentan en forma “natural”.

Que en estos casos los ingresos quinquenales de LA DISTRIBUIDORA (CEB) seguirían un sendero creciente, debido a los efectos de precio y cantidad, produciendo a su vez ingresos económicos superiores a los calculados en esta revisión. Por lo expuesto en forma similar a lo expresado sobre las consideraciones de progresividad tarifaria, el aspecto de asegurar los ingresos de LA DISTRIBUIDORA (CEB) ante un cambio metodológico en la asignación de los costos de distribución para las tarifas T1 resultan de importancia para la realización de estudios al respecto en el próximo quinquenio.

Que las consideraciones de progresividad tarifaria expuestas por el Defensor del Usuario, sirven de importantes antecedentes para el análisis y el seguimiento de la campaña de medición recientemente puesta

en marcha, y a través de ella se podrán demostrar en el futuro las hipótesis expuestas por el citado Defensor.

Que sobre los criterios tarifarios planteados por la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA) se desprende un grado de contradicción en los puntos planteados. Esto es debido a que por una parte ADEERA considera que para garantizar la sustentabilidad del servicio, los cálculos tarifarios deben comprender costos reales del servicio, mientras que al final de la presentación esa Asociación concluye en recomponer el VAD que remunera el servicio prestado por LA DISTRIBUIDORA (CEB), en función a la realidad de los costos pero en los términos y condiciones de la normativa de aplicación.

Que la TUF diseñada por este Ente, se basa en los principios normativos vigentes en el Art. 42, inciso a) de la Ley Provincial 2902 con costos actualizados al último mes que permite la factibilidad técnica económica de los cálculos.

Que respecto a lo sostenido por la Junta Vecinal del Bº Belgrano, debe aclararse que el cuadro tarifario aprobado por esta Resolución no considera ningún tipo de subsidios. Al respecto tratando de seguir la línea de análisis de la expositora representante de dicha Junta Vecinal, la actual TUF posee dos tipos de subsidios:

- a) Subsidio de jurisdicción nacional aplicado a los costos de abastecimiento de energía eléctrica.
- b) Subsidios de jurisdicción provincial.

Respecto a los subsidios de jurisdicción nacional, su plazo de vigencia responde a las disposiciones normativas propias del mercado eléctrico mayorista establecidas por las autoridades nacionales competentes. Los subsidios de origen provincial están establecidos y en vigencia por la Resolución EPRE N° 340/09

Que respecto a la inquietud del usuario durante la ronda de preguntas sobre el conocimiento de la situación económica, el cuadro tarifario aprobado deberá complementarse con el régimen de subsidios provinciales determinados por el Anexo I de la Resolución EPRE N° 340/09, donde el inciso a) refiere a los subsidios de pequeñas demandas entre los 5 a 100 kWh mensuales.

✓ Estructura Tarifaria

Que obtenidos los ingresos necesarios para sostener la gestión empresarial (nivel tarifario), es menester determinar con qué modalidad se remunerara a LA DISTRIBUIDORA (CEB) de manera tal que a partir de las distintas categorías tarifarias, representativas de la modalidad de consumo de los usuarios de su Área de Concesión, la empresa perciba los ingresos esperados que definió el cálculo tarifario. Para ello debe establecerse la Estructura Tarifaria.

Que el modelo eléctrico provincial basa su estructura tarifaria en este concepto de no-linealidad y esta será común a cada categoría o grupos de categorías de acuerdo a como lo establezca el modelo tarifario.

Que el modelo que aplica el E.P.R.E. parte de una estructura tarifaria que considera dos grupos según la demanda de potencia que caracteriza al usuario. Un primer grupo denominado de Pequeñas Demandas cuando la potencia característica de los usuarios es menor o igual a 10 kW, un segundo grupo, de Grandes Demandas cuando las potencias previstas consumir son mayores a 10 kW.

La diferenciación entre pequeñas y grandes demandas surge del tipo de medición que se utiliza para medir los parámetros de consumo de cada usuario. Esto reviste mayor importancia porque luego tiene incidencia en la estructura tarifaria aplicada.

Que por eficiencia de costos y teniendo en cuenta la inelasticidad del precio de la demanda, es más económico en los usuarios hasta 10 kW, medir únicamente la energía mientras que en los mayores a 10 kW se justifica desde lo económico la instalación de medición de cada uno de los parámetros de consumo del usuario dado que estos usuarios sí reaccionan ante las señales de precio, dentro de las cuales se incluye, como se explica en otro apartado, el costo del equipamiento de medición.

Que en el primer caso entonces a partir de la energía consumida por el usuario, este remunerara a LA DISTRIBUIDORA (CEB) a partir de una estructura que contempla un Cargo Fijo el cual se abona haya o no consumo y un Cargo Variable que actúa directamente por la variable de energía medida.

Que los usuarios calificados como Grandes Demandas cuentan con otro tipo de medición lo cual permite la consideración de otros cargos que hacen más específico el concepto de remuneración para LA DISTRIBUIDORA (CEB) (CEB). Así se tiene, un Cargo por el Costo de atención Comercial, un Cargo por Uso de la Red que reconoce el Costo de

Distribución, Un Cargo por Compra de Potencia y por el Uso del Sistema de Transporte, y un cargo por la energía consumida según la banda horaria.

Que definida entonces la Estructura Tarifaria se aplica esta a las categorías para cada grupo adoptado.

Que a partir de las consideraciones desarrolladas precedentemente, se desarrolló el Nuevo Régimen Tarifario para el quinquenio entrante, con descripción de categorías tarifarias, subcategorías, tasas por conexión, de rehabilitación, de reconexión y sus cargos asociados que como Anexo II forma parte integrante de esta Resolución.

Que sobre la base de los fundamentos desarrollados en la motivación de esta Resolución, corresponde rechazar la propuesta de Revisión Tarifaria para el quinquenio noviembre 2013-noviembre 2018 realizada por La Distribuidora CEB y aprobar el nuevo régimen y cuadro tarifario, así como el cuadro costo de abastecimiento definidos por este Ente y que como Anexos I y II forman parte integrante de esta Resolución.

Que a modo de resumen, el siguiente cuadro expone los valores de la tarifa usuaria final (TUF) vigente para los usuarios de la CEB, la propuesta por la Cooperativa y que dio origen a esta revisión tarifaria y los obtenidos por este Ente luego de realizar todo el análisis legal, técnico y financiero resumido en los considerandos que anteceden:

Concepto	TUF Actual	Propuesta CEB	Valores calculados por el EPRE
VNR	\$89.154.381	\$ 268.215.311	\$ 231.779176
TD	8%	12 %	8 %
Ck	\$7.810.823	\$ 34.819.951	\$ 20.186.277
VAD	\$61.567967	\$ 103.246.697	\$ 85.996.190
TUFmedia [\$/kWh]	0,336	0,503	0,434

Observaciones:

VNR: Valor Nuevo de Reposición de Instalaciones de Distribución de Electricidad

TD: Tasa de recupero de capital

Ck: costo de Capital

TUFmedia: Tarifa a Usuario final media de todas las categorías tarifarias T1 y T2

Que el dictamen del servicio jurídico permanente de este organismo que antecede al dictado de esta resolución se encuentra agregado a fs. 3574-3709 y la Vista de la Fiscalía de Estado de la Provincia de Río Negro se agregó a fs. 4197-4201.

Que el tema de la presente, fue tratado y resuelto en la reunión del Directorio del día 22 de diciembre de 2014;

Que las facultades para el dictado de este acto administrativo, surgen de lo establecido en los arts. 44, 45 y 47 de la Ley N° 2902; Art. 3 incs. e) y t) de la Ley 2986; y arts. 42 y 47 del Decreto N° 1291/95;

Por ello,

**EL DIRECTORIO DEL
ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD**

R E S U E L V E:

Artículo 1°: Rechazar la propuesta de nuevo Cuadro Tarifario para el quinquenio noviembre 2013-noviembre 2018 presentada por la Distribuidora CEB, por los fundamentos desarrollados en la motivación de este acto administrativo.

Artículo 2°: Aprobar el nuevo Régimen y Cuadro Tarifario de la Distribuidora CEB junto con los nuevos costos de distribución, gestión comercial, tasas, factores y fórmulas tarifarias que como Anexo I y el Cuadro de Abastecimiento que como Anexo II forman parte integrante del presente acto, cuyos valores comenzarán a regir a partir del 1° de enero de 2015.

Artículo 3°: Ténganse por incorporados los Anexos I y II.

Artículo 4°: Hacerles saber a los participantes de la Audiencia Pública y a La Distribuidora CEB que las propias distribuidoras eléctricas, sus usuarios en la medida que reúnan el 10% del padrón de cada distribuidora incluso esta Autoridad Regulatoria, están facultados para solicitar una Revisión Tarifaria con periodicidad inferior a los cinco años, en la medida que existan “circunstancias objetivas y justificadas” (art. 48 de la ley 2902). Existiendo previsión legal que cubre la posibilidad de fraccionar en menor tiempo la periodicidad quinquenal las revisiones tarifarias, NO ES NECESARIA UNA MODIFICACIÓN AL MARCO REGULATORIO ELÉCTRICO PROVINCIAL para garantizar la mayor frecuencia de revisiones tarifarias.

ARTÍCULO 5°: Modificar el art. 4° inc. f) del Anexo 7) “Régimen de suministro de energía eléctrica para los servicios prestados por la Cooperativa de Electricidad de San Carlos de Bariloche”, que forma parte de la Resol. EPRE 094/98 reemplazando su tercer párrafo por el siguiente:

“La factura del servicio eléctrico deberá contener ÚNICAMENTE los conceptos autorizados en el art. 35 de la ley J 2902, quedando prohibido incluir cualquier otra clase de ítem. Deberá incluirse un código de barras DENTRO de la propia factura eléctrica, asociado solo al total de consumos eléctricos a abonar, la identificación del N° de factura, sus códigos para el pago electrónico y el resto de los requisitos fiscales que garanticen la individualización de la factura eléctrica respecto de otros conceptos y a la vez permitan a los usuarios elegir la modalidad de pago, ya sea por vía electrónica o a través de cualquier boca de cobranza. Dentro de cada factura deberá incluirse la siguiente información, sin perjuicio de la que a futuro el EPRE pudiese llegar a ordenar:”

ARTÍCULO 6°: Dejar sin efecto el último párrafo del art. 4° inc. f) del Anexo 7) “Régimen de suministro de energía eléctrica para los servicios prestados por la Cooperativa de Electricidad de San Carlos de Bariloche”, que forma parte de la Resol. EPRE 094/98 del Régimen de Suministro, el que deberá ser reemplazado por el siguiente: ***“En el dorso de la factura eléctrica, deberá incluirse la siguiente imagen, en idénticas proporciones de espacio y distribución:***



ARTÍCULO 7°: Instruir a La Distribuidora CEB que dentro del plazo máximo de 10 días hábiles desde la notificación de la Resolución, presente a esta Autoridad Regulatoria, para su aprobación, el nuevo modelo de factura ajustado a las modificaciones previstas en los artículos 5° y 6° de esta Resolución.

ARTÍCULO 8°: Hacerles saber a los participantes de la Audiencia Pública que el actual marco constitucional de Río Negro, al definir el reparto de competencias y reconocimiento de autonomías municipales, IMPIDE que cualquier autoridad municipal dentro de la provincia asuma la titularidad del servicio público eléctrico. De igual modo, hágaseles saber que el Poder Ejecutivo de la provincia detenta la competencia exclusiva para la definición de la política en materia de subsidios destinados a compensar diferencias tarifarias que surjan entre usuarios finales con igual modalidad de consumo ubicados en diferentes áreas geográficas (art. 60 de la ley 2902).

Artículo 9°: Regístrese, y previo cumplimiento del Art. 12 de la Ley K N° 88 publíquese en la página web del EPRE el Boletín Oficial y notifíquese a los participantes de la Audiencia Pública.

RESOLUCION EPRE N°

ANEXO I

RÉGIMEN TARIFARIO, NUEVOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN, GESTIÓN COMERCIAL, TASAS, FACTORES Y FÓRMULAS TARIFARIAS

1.- VIGENCIA DEL RÉGIMEN TARIFARIO

Este régimen será de aplicación para los usuarios del servicio público de distribución de energía eléctrica abastecidos por La Distribuidora CEB, desde el 01 de enero de 2015 y hasta el 31 de Octubre de 2018.

2.- CATEGORÍAS TARIFARIAS

Las categorías tarifarias en la que se agrupan los distintos usuarios resultan de considerar inicialmente, qué Agente abastece la demanda, y a partir de allí tener en cuenta las cuestiones técnicas asociadas, como son la potencia demandada, el nivel y modalidad de consumo, y la conexión física del suministro.

2.1.- Categorías Principales.

De las condiciones expuestas surge la siguiente división de Categorías Tarifarias en las que se encuadrarán los distintos usuarios de la Distribuidora CEB.

a) Usuarios abastecidos por la Distribuidora CEB según la potencia Demandada:

a.1) Usuarios de Pequeñas Demandas: Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos es inferior o igual a 10 kW (kilowatts).

a.2) Usuarios de Grandes Demandas: Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos es superior a 10 kW (kilowatts).

b) Usuarios abastecidos por el MEM o Usuarios del Servicio de Peaje: Son todos aquellos usuarios que se abastecen de energía directamente desde el MEM y la misma se transporta a través de la red de la Distribuidora. Estos

usuarios se corresponden con los usuarios cuya demanda máxima promedio de 15 minutos es más de 10 kW.

2.2.- Subcategorías Tarifarias.

Las subcategorías surgen de considerar la modalidad de consumo, el volumen de energía y potencia y las características de conexión a la red de cada suministro.

2.2.A.- PEQUEÑAS DEMANDAS (T1).

2.2.A.1.- Tipos de Suministro.

Dentro de la categoría tarifaria Pequeñas Demandas (T1) se definen los siguientes: T1 R (Residencial), T1 G (General), T1 B, (en bornes del transformador MT/BT) y T1 AP (Alumbrado).

La diferencia entre T1 R y T1 G, con la T1 B radica en las características físicas de conexión a la red de cada suministro.

La diferencia entre consumos T1 R y T1 G se plantea a partir del destino del uso de la energía que se consume en el período medido y tienen su correspondencia en las T1 B.

a) Tarifa Residencial – T1 R (Uso Residencial, Baja Tensión).

La categoría tarifaria Pequeñas Demandas del tipo residencial comprende las tarifas T1-R1 y T1-R2.

A partir de la RESOLUCION SEN N° 1169 se consideran sub tarifas de T1-R2:

- R2.1 hasta 500 kWh
- R2.2 más de 500 y hasta 700 kWh
- R2.3 más de 700 y hasta 1400 kWh
- R2.4 más de 1400 kWh

Los encuadramientos en esta categoría se realizarán en forma automática en función del volumen de energía consumida en el mes a facturar. Los consumos mensuales hasta 150 kWh inclusive, corresponden a la tarifa T1 R1 y los mayores a 150 kWh corresponden a la T1 R2.

Se encuadrarán en tarifa T1 R al suministro brindado en los lugares enumerados a continuación:

- Casas o departamentos destinados exclusivamente para habitación, incluyendo las dependencias e instalaciones de uso colectivo (escaleras, pasillos, lavaderos, cocheras, ascensores, bombas, equipos de refrigeración o calefacción y utilidades análogas), y a las de iluminación en espacios comunes exteriores que no tomen el suministro de la fase de AP y que sirvan a dos o más viviendas, como por ejemplo: consorcios, planes habitacionales, etc.
- Viviendas cuyos ocupantes realicen trabajos manuales y/o artesanales, siempre que en ellas no se atienda al público, y que las potencias de los motores y/o artefactos afectados a dicha actividad no excedan de 0,50 kW cada uno y de 3 kW en conjunto.
- Oficinas o pequeños locales de cualquier carácter, que formen parte de la vivienda que habite el usuario, que sean explotadas por él mismo, que no se atienda al público y cuyo consumo no sea preponderante sobre el de la vivienda propiamente dicha.
- Obras de construcción, cuyo destino sea algunas de las enunciadas en los puntos anteriores, cuando la titularidad del suministro eléctrico la ejerza el propietario, excluyéndose expresamente las construcciones múltiples de viviendas.

b) Tarifa General T1 G (Uso General, Baja Tensión).

La categoría tarifaria pequeñas demanda del tipo general comprende las tarifas T1-G1 y T1-G2. Los encuadramientos en esta categoría se realizarán en forma automática en función al volumen de energía consumida mensualmente. Los consumos mensuales hasta 500 kWh inclusive, corresponden a la Tarifa T1 G1, y los consumos mensuales mayores a 500 kWh corresponden a la Tarifa T1 G2.

A partir de la RESOLUCION SEN N° 1169 se consideran sub tarifas de G2:

G2.1 más de 500 y hasta 2000 kWh

G2.2 más de 2000 kWh

El encuadramiento en esta tarifa se corresponde con los usos no asociados a la T1 R y T1 AP.

c) Tarifa en Bornes T1 B (Uso Residencial o General con conexión a bornes de transformador MT/BT).

La tarifa T1 B es una tarifa que se asimila a la T1 R y T1 G en lo que respecta a los consumos y usos del servicio que le dan los usuarios. La demanda máxima promedio de 15 minutos, es inferior o igual a los 10 kW, pero se distingue de estas por la condición física en que el TP MT/BT los abastece directamente sin que se genere un desarrollo de red de BT.

Para acceder a esta tarifa, las condiciones técnicas son las siguientes:

El suministro debe efectuarse en forma directa desde el transformador mediante la acometida o por un cruce de calle y acometida, lo que implica que no se genera un desarrollo de red de BT a partir de sus bornes.

El cumplimiento de la condición técnica de un TP que no genera un desarrollo de red de BT, implica el encuadramiento automático por parte de LA DISTRIBUIDORA del o los usuarios abastecidos por dicho TP en la categoría T1 B (Residencial o General según corresponda). La falta de cumplimiento de esta obligación por parte de la Distribuidora CEB, será sancionada por la Autoridad de Aplicación.

Ante la modificación de la instalación inicial de LA DISTRIBUIDORA que implique un desarrollo de red de BT, los suministros involucrados encuadrados originalmente en "bornes" serán reencuadrados por LA DISTRIBUIDORA en la tarifa que corresponda, sin que sea necesario contar en forma previa con la conformidad del usuario.

En ningún caso, el usuario afectado podrá oponerse a la modificación de las instalaciones eléctricas de la Distribuidora, ni a su reencuadramiento en la tarifa que corresponda de acuerdo al presente Régimen Tarifario y la nueva condición técnica de su suministro.

Las Tarifas T1 B se asimilan exactamente a los usos y apertura de las mencionada T1 R y T1 G, es decir que se contemplan:

T1 B R1 para consumos residenciales menores o iguales a 150 kWh/mes.

T1 B R2 para consumos residenciales mayores a 150 kWh/mes.

T1 B G1 para consumos generales menores o iguales a 500 kWh/mes.

T1 B G2 para consumos generales mayores a 500 kWh/mes.

Nota: Mediante la aplicación de RESOLUCION SEN N° 1169 donde en estas segmentaciones el único cargo que varía es el costo por compra de energía según las distintas categorías, las tarifas T1 B pueden segmentarse en: T1 R1B, T1 R2.1B, T1 R2.2B, T1 R2.3B, T1 R2.4B, T1 G1B, T1 G2.1B y T1G2.2B

Dicha segmentación así como el concepto de precios que se afecte podrá variar conforme a las disposiciones nacionales.

d) Tarifa Alumbrado T1 AP (Uso Alumbrado, Baja Tensión).

La Tarifa AP se aplicará a los usuarios que utilizan el suministro con la finalidad de iluminar espacios públicos o comunes externos, señalamiento luminoso, publicidades, cabinas telefónicas, relojes, etc., siempre que la demanda máxima promedio de 15 minutos por punto de suministro o punto de consumo sea inferior o igual a 10 kW.

Suministros encuadrados en esta subcategoría:

- Se aplicará la Tarifa AP a los suministros vinculados al Alumbrado Público de calles, avenidas, plazas, puentes, caminos y demás vías públicas, como así también para la energía eléctrica que se suministre para los sistemas de señalamiento luminoso para el tránsito.
- Regirá además para la iluminación de fuentes ornamentales, monumentos de propiedad nacional, provincial o municipal y relojes visibles desde la vía pública instalados en iglesias o edificios gubernamentales, siempre que los consumos respectivos sean registrados con medidores independientes.
- Se aplicará también al alumbrado de espacios comunes exteriores pertenecientes a entidades no gubernamentales (consorcios, corredores viales, etc.) que se alimentan de la fase de AP.

Todo otro consumo público o privado que sea alimentado por la fase de alumbrado municipal, y se demuestre la imposibilidad de una medición tal cual lo prevé la Tarifa, podrá ser considerada como medición estimada previa aprobación del EPRE.

En el caso de demandas de las características anteriores, superiores a los 10 kW, se aplicará la Tarifa T2 AP.

Condiciones de suministro para esta Tarifa:

Las condiciones de suministro son similares a cualquier tarifa T1, con la particularidad de que cada medición se efectúa desde un punto asociado a un puesto de transformación.

Esta tarifa, con la estructura de costos adoptada, asegura a CEB la obtención de los recursos necesarios para efectuar la medición efectiva de los consumos, como sucede con cualquier otro usuario de su servicio. Por tal razón la Distribuidora tiene la obligación de instalar la medición correspondiente.

El costo de normalización de la medición se cubrirá a través del pago por parte del usuario de la tasa de conexión correspondiente.

En el caso que sea necesaria la medición estimada, se deberán suscribir los Convenios pertinentes, los cuales estarán sujetos a la previa autorización del EPRE.

- **Transición:**

En caso que la práctica habitual sea la facturación de consumos estimados en este tipo de suministros, será necesario adecuar esta a los requerimientos técnicos que se derivan de esta nueva reglamentación. Para ello se establece un plazo de doce (12) meses a partir de la sanción de la presente, para el cumplimiento efectivo de esta obligación por parte de CEB.

Superado dicho plazo y dentro de los quince días posteriores, la Distribuidora deberá presentar un estado de situación de cada uno de los puntos de abastecimiento de AP, adjuntando en los casos en que no se haya concretado la normalización exigida, la documentación pertinente que avale las gestiones efectuadas y los motivos del incumplimiento.

2.2.A.2.- Cargos a aplicar.

Por el consumo de energía eléctrica, el usuario de esta categoría T1 abonará:

- Un cargo fijo, haya o no consumo de energía: este cargo fijo será representativo de la medición requerida por el usuario. Existen entonces Cargos Fijos para suministros monofásicos y Cargos Fijos para

suministros trifásicos, asociados a cada una de las subcategorías tarifarias según corresponda.

- Un cargo variable en función de la energía consumida, según la subcategoría tarifaria correspondiente.

Los valores iniciales correspondientes a los cargos fijos y variables se indican en el Cuadro Tarifario Base para el Período, y se recalcularán según lo que se establece en el “Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario-Anexo I”.

2.2.A.3.- Recargos y penalidades.

Los cargos que anteceden, rigen para un factor de potencia inductivo, para la frecuencia industrial, (Cos fi) igual o superior a 0,85. La Distribuidora se reserva el derecho de verificar el factor de potencia; en el caso que el mismo fuese inferior a 0,85 está facultada a aumentar los cargos indicados en los porcentajes que se indican a continuación:

- Cos fi menor de 0,85 hasta 0,75:	10%
- Cos fi menor de 0,75:	20%

A tal efecto, la Distribuidora podrá, a su opción, efectuar mediciones y registro de la suma de energía reactiva suministrada en el período de facturación, en los horarios de pico más resto, con el objeto de establecer el valor medio del factor de potencia en dichos horarios.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0,85, la Distribuidora notificará al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días corridos para la normalización de dicho factor.

Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anomalía, la Distribuidora estará facultada a aplicar las penalidades estipuladas, aumentando los cargos tarifarios indicados en los incisos a) y b) de este punto, a partir de la primer facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma sea subsanada.

Cuando el valor medio del factor de potencia fuese inferior a 0.60, la Distribuidora, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

2.2.B.- GRANDES DEMANDAS (T2).

A esta categoría se la identifica como Tarifa 2 (T2) y abarca a los usuarios que demandan más de 10 kW. Las subcategorías surgen de considerar la demanda, la modalidad de contratación de esa demanda, el nivel de tensión y las características de conexión a la red.

A los fines de su clasificación y aplicación tarifaria para los usuarios comprendidos en la Tarifa T2, se definen los siguientes tipos de suministro a continuación.

2.2.B.1.- Tipos de Suministro.

a) Tarifa T2.

Son las tarifas que se rigen por los principios ya enunciados en el título GRANDES DEMANDAS (T2), y que no cuentan con particularidades en el uso del suministro eléctrico.

Pueden encuadrarse en esta tarifa, todos los usuarios con más de 10 kW de potencia. Su característica consiste en que el Cargo por Uso de Red, se aplica mensualmente sobre una única Potencia, coincidente con la máxima potencia a demandar en el año declarada por el Usuario. El resto de los cargos son comunes a las distintas opciones de tarifas T2.

Suministro en BT: el único requisito es demandar una potencia superior a los 10 kW.

Las conexiones en bornes de transformador MT/BT, no cuentan con condiciones adicionales, salvo las físicas que exigen que el suministro debe efectuarse desde bornes de transformador a través de una acometida o cruce de calle y acometida. Es decir, que el transformador debe cumplir la condición de no generar un desarrollo de red a partir de sus bornes.

Suministro en MT: se consideran aquellas entre 1 y 33 kV y para acceder a este nivel de tensión sin cargos adicionales, el usuario deberá mínimamente declarar una potencia máxima anual de 50 kW.

La tensión de suministro en Media Tensión, mayor a 1 kV y menor a 33 kV, se definirá en función de la disponibilidad de instalaciones correspondientes en el punto de conexión.

Para ser abastecido desde bornes de Transformador AT/MT, los usuarios deberán demandar una capacidad de suministro mínima de 5.000 kW. Asimismo el suministro debe efectuarse en forma directa, desde bornes de los interruptores de salida de media tensión de una estación transformadora AT/MT, el transformador debe cumplir la condición de no generar un desarrollo de red a partir de sus bornes y el puesto de medición no debe encontrarse a una distancia mayor a 100 metros medidos sobre la línea de MT que alimenta al usuario.

La Distribuidora CEB deberá encuadrar automáticamente a los usuarios que cumpla con la condición física para ser encuadrado en las Tarifas T2 en bornes MT/BT o en bornes AT/MT. En caso de no hacerlo, será sancionada por la Autoridad de Aplicación.

En ambos casos, las modificaciones en la instalación de la Distribuidora o de la conexión del usuario (cambio de punto de suministro), que signifiquen que el suministro dejó de cumplir las condiciones previstas para acceder a estas tarifas, provocarán el inmediato encuadramiento del mismo en la tarifa que corresponda, por parte de la Distribuidora, sin que sea necesario contar en forma previa con la conformidad del usuario.

En ningún caso, el usuario afectado podrá oponerse a la modificación de las instalaciones eléctricas de la Distribuidora, ni a su reencuadramiento en la tarifa que corresponda de acuerdo al presente Régimen Tarifario y la nueva condición técnica de su suministro.

Suministros en 33 kV: para acceder a este nivel de tensión los usuarios deberán convenir una capacidad de suministro mínima de 5 MW con una tensión de suministro de hasta 33 kV.

b) T2 AP (Alumbrado Público).

Para este consumo valen las consideraciones efectuadas para la Tarifa T1 AP, diferenciándose en el hecho de que en este caso se trata de puntos de suministros en bornes de TP MT/BT cuya demanda excede los 10 kW y por lo tanto debe ser considerados como una Gran Demanda (T2).

Por las características de este consumo la T2AP se prevé en BT, y cuentan con un Cargo por Uso de Red asociado a su modalidad de consumo en el nivel de bornes del TP MT/BT y según una declaración anual única.

- **Transición:**

En caso que la práctica habitual sea la facturación de consumos estimados en este tipo de suministros, será necesario adecuar esta a los requerimientos técnicos que se derivan de esta nueva reglamentación. Para ello se establece un plazo de doce (12) meses a partir de la sanción de la presente, para el cumplimiento efectivo de esta obligación por parte de CEB.

Superado dicho plazo y dentro de los quince días posteriores, la Distribuidora deberá presentar un estado de situación de cada uno de los puntos de abastecimiento de AP, adjuntando en los casos en que no se haya concretado la normalización exigida, la documentación pertinente que avale las gestiones efectuadas y los motivos del incumplimiento.

c) T2 PJ (Servicio de Peaje).

Surgen a partir de la obligación que tiene la Distribuidora de permitir a los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista ubicados en su zona de concesión, que efectúen contratos con Generadores, el uso de sus instalaciones de Distribución, debiendo realizar las expansiones con los mismos criterios que se aplican para con los usuarios a los cuales la distribuidora les presta servicio de distribución y abastecimiento de electricidad y considerando también la misma calidad de servicio.

Los tipos de suministro son los mismos definidos para la Tarifa 2, por lo tanto el tratamiento a los usuarios debe ser equivalente en lo que respecta a las subcategorías, tasas, régimen de contratación de la capacidad de suministro, cargos y multas, con las diferencias en el reconocimiento del costo de abastecimiento para la Distribuidora CEB que sólo se limita al reconocimiento de las pérdidas eléctricas por el uso de su red.

La jurisdicción del EPRE sobre este uso de las instalaciones de la Distribuidora avala el hecho de definir tarifas de peaje, las que de acuerdo a la metodología utilizada resultan comparables con sus similares T2 ya que basan sus cargos en estas y sólo se diferencian en el componente de abastecimiento.

d) T2 DV (Demandas Variables).

Esta tarifa tiene en cuenta marcadas variaciones en la demanda máxima de potencia en el transcurso del año.

Esta tarifa alcanza a todos los usuarios T2, no así a los consumos destinados al AP ya que es claramente una demanda constante a lo largo de todo el año.

En esta categoría se debe abonar un Cargo por Uso de Red que remunere sobre la máxima exigencia, de acuerdo a lo declarado para cada trimestre en la declaración anual de potencia, pudiendo los usuarios encuadrarse voluntariamente a ella según su modalidad de consumo.

2.2.B.2.- Detalle Tarifas T2 Grandes Demandas.

T2: Contienen a todo aquel usuario que declare una única potencia anual.

T2 BT_B - Suministro en Baja Tensión desde Bornes del TP MT/BT

T2 BT_R - Suministro en Baja Tensión desde la red de BT.

T2 MT_B - Suministro en Media Tensión desde Bornes del TP AT/MT

T2 MT_R - Suministro en Media Tensión desde la red de MT.

T2 33 KV - Suministro en 33 kV

T2 AP - Suministro para Alumbrado Público en bornes de TP MT/BT

T2 PJ – Servicio de Peaje: Se las identifica por la función de Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) que realiza La Distribuidora.

T2 PJ BT_B - Suministro en Baja Tensión desde bornes del TP MT/BT

T2 PJ BT_R - Suministro en Baja Tensión desde la red de distribución

T2 PJ MT_B - Suministro en Media Tensión desde bornes del TP AT/MT

T2 PJ MT_R - Suministro en Media Tensión desde la red de distribución

T2 PJ 33 KV - Suministro en 33 kV

T2 DV: Contienen a todo aquel usuario que declare anualmente más de un valor de potencia, contemplando períodos trimestrales.

T2 DV BT_B - Suministro en Baja Tensión desde Bornes del TP MT/BT

T2 DV BT_R - Suministro en Baja Tensión desde la red de BT.

T2 DV MT_B - Suministro en Media Tensión desde Bornes del TP AT/MT

T2 DV MT_R - Suministro en Media Tensión desde la red de MT.

T2 DV 33 KV - Suministro en 33 kV

T2 DV PJ – Servicio de Peaje: Se las identifica por la función de prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) que

realiza La Distribuidora y la demanda anual variable por períodos trimestrales.

T2 DV PJ BT_B - Suministro en Baja Tensión desde bornes del TP MT/BT
T2 DV PJ BT_R - Suministro en Baja Tensión desde la red de distribución
T2 DV PJ MT_B - Suministro en Baja Tensión desde bornes del TP AT/MT
T2 DV PJ MT_R - Suministro en Media Tensión desde la red de distribución
T2 DV PJ 33 KV - Suministro en 33 kV

Nota: Excepto para las T2 AP, para el resto de las categorías existe una apertura adicional a las mencionadas debido a la actual segmentación del Costo de Abastecimiento a nivel del Mercado Eléctrico Mayorista, que diferencia demandas entre 10 y 300 kW y demandas mayores a 300 kW. Para esta segmentación el único cargo que varía según las categorías es el costo por compra de energía. Dicha segmentación así como el concepto de precios que se afecte podrá variar conforme a las disposiciones nacionales.

2.2.B.3.- Condiciones de encuadramiento de la Tarifa T2.

El encuadramiento en las tarifas T2 comienza a regir a partir de la firma del respectivo Contrato de Encuadramiento por parte del usuario, en el cual acuerda con la Distribuidora el valor de “capacidad máxima de suministro”.

Se define como “capacidad máxima de suministro” a la potencia máxima en kW promedio de 15 minutos consecutivos, que el usuario declara requerir para su suministro y que la Distribuidora se compromete a poner a disposición del usuario en el punto de entrega en cualquier horario.

a) Condiciones de encuadramiento generales.

El usuario podrá ejercer la opción de rescisión del Contrato de Encuadramiento, en cualquier momento durante la vigencia del acuerdo.

El usuario también podrá en cualquier momento solicitar formalmente una potencia mayor a la “capacidad máxima de suministro” acordada y puesta a su disposición.

El usuario sólo podrá solicitar formalmente una potencia menor a la “capacidad máxima de suministro” acordada y puesta a su disposición, al momento del vencimiento de un ciclo de 12 meses.

El valor de capacidad máxima de suministro convenido en cada período será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del Cargo por Uso de la Red (CUR) correspondiente en ese período.

La Distribuidora deberá comunicar al usuario, en forma fehaciente, con 10 días hábiles de anticipación al vencimiento del Contrato de Encuadramiento el vencimiento del mismo, a efectos de que el usuario pueda proceder a establecer la nueva capacidad a contratar para el año siguiente.

En caso de que el usuario no ejerza ningún tipo de opción, el Contrato se renovará automáticamente por 12 meses más.

Si el usuario decide modificar su “capacidad de suministro” en el transcurso de los 12 meses de vigencia de su Contrato de encuadramiento, sólo podrá hacerlo por una potencia mayor, para lo cual deberá convenir una nueva “capacidad máxima de suministro”, la que reemplazará a la anterior a partir de la fecha del nuevo Contrato y regirá por los próximos DOCE (12) meses.

En caso que el usuario optara por solicitar la baja antes de cumplirse un ciclo de 12 meses y solicitara nuevamente el servicio en la categoría de Grandes Demandas sin que haya transcurrido un período de 18 meses contados a partir de la suscripción del último Contrato de Encuadramiento, la Distribuidora podrá exigir el pago -al precio vigente en el momento del pedido de la reconexión- del Cargo por Uso de la Red en base a la última "capacidad de suministro" convenida, por los meses que le hubiera correspondido mientras el servicio estuvo desconectado, hasta el cumplimiento del plazo de vigencia del Convenio de Encuadramiento.

Por el cambio de categoría tarifaria ya sea dentro de Grandes Demandas o peaje, cuando el mismo se efectúa sin interrupción del suministro, se mantendrá la "capacidad de suministro" declarada hasta el vencimiento del Contrato, pudiendo el usuario modificarla sólo por una potencia mayor.

Para el reencuadramiento tarifario de una Tarifa de Grandes Demandas a una de Pequeñas Demandas, deberá cumplirse el período de vigencia del Contrato de "capacidad de suministro", o caso contrario, la Distribuidora podrá exigir el pago del Cargo por Uso de la Red sobre la base de la última "capacidad de suministro" convenida, por los meses restantes hasta el vencimiento del Contrato.

Para el caso del usuario que se encuadra por primera vez en esta categoría y desconoce por diversos motivos cual es la posible potencia máxima a demandar, podrá solicitar un período de prueba para determinar el valor de capacidad máxima de suministro de forma previa al encuadramiento en la Tarifa T2.

Este período abarcará tres meses consecutivos durante los cuales La Distribuidora CEB facturará provisoriamente en la Tarifa T2 todos los cargos previstos. En particular el cargo por uso de la red se afectará por el valor de la potencia máxima registrada mensual. Finalizado este período y verificado que las potencias registradas corresponden a la categoría, el usuario suscribirá el Convenio respectivo con CEB, lo que formaliza su encuadramiento en la Tarifa T2, rigiendo a partir de ese momento las condiciones previstas en este.

Si el usuario no aceptara suscribir el Convenio que formaliza su encuadramiento en la Tarifa T2, La Distribuidora CEB deberá facturar como Tarifa T1 y quedará habilitada a proceder de manera de limitar el consumo a

la categoría Pequeñas Demandas a partir de medios técnicos que apruebe el EPRE.

Si el usuario optara por no continuar con el suministro la Distribuidora quedará habilitada para dar la baja al mismo.

b) Modalidad de contratación variable trimestral.

Las categorías tarifarias variables previstas dentro de las Grandes Demandas, están destinada a usuarios con consumos estacionales y les permite efectuar la declaración anual de potencia máxima en base a períodos trimestrales. Esto significa, que la declaración de potencia se efectuará anualmente, pero el usuario podrá dividirla en cuatro trimestres con distintas potencias, que totalizarán la anualidad.

En este tipo de demandas variables se entiende como “capacidad máxima de suministro” la del trimestre de máxima potencia.

El valor de capacidad de suministro convenida en cada período trimestral será válido y aplicable a los efectos de la facturación del Cargo por Uso de la Red (CUR) correspondiente en ese período trimestral.

Si un usuario existente decide modificar su “capacidad de suministro” en el transcurso de los 12 meses de vigencia de su Contrato de Suministro, sólo podrá hacerlo si como mínimo aumenta la capacidad demandada en uno de los trimestres pactados y mantiene el resto de las demandas trimestrales presentes en su declaración original. Estas nuevas declaraciones de potencia reemplazarán a la anteriores a partir de la fecha del nuevo Contrato y regirá por los próximos DOCE (12) meses.

Para el caso del usuario nuevo que quiere encuadrarse en la modalidad de contratación variable trimestral, y el momento de conexión no le coincide con el inicio de un trimestre según el esquema de trimestres que requiere, se le debe permitir contratar según el esquema de trimestres necesitado, y por el período inicial desfasado abonará el valor de la potencia máxima registrada mensual, para luego ya remunerar según la secuencia de los trimestres adoptados.

2.2.B.4.- Cambio de modalidad de contratación.

Para los casos de declaraciones anuales en las que los usuarios requieran

pasar a declaraciones trimestrales deberán esperar al vencimiento de su período anual, excepto que se declare una potencia mayor a la vigente en el primer período trimestral a partir del cual rige el nuevo CUR.

Para los casos de usuarios con declaraciones trimestrales que requieran pasar a declaraciones anuales, deberán esperar el vencimiento del período anual, excepto que se declare una potencia mayor al trimestre de máxima, a partir del cual regirá el CUR de la T2 genérica.

- **Transición:**

A partir de la entrada en vigencia del presente acto administrativo, excepcionalmente y por un plazo máximo de tres meses, los usuarios de Grandes Demandas que quieran acogerse a las categorías tarifarias estacionales, esto es T2 Demanda Variable, podrán efectuar una nueva declaración de potencia anual, en los términos definidos en este Régimen Tarifario y en la Resolución de Transición que oportunamente dictará el EPRE.

2.2.B.5.- Convenios Singulares.

El usuario de Grandes Demandas T2 podrá optar entre encuadrarse en el régimen general de esta tarifa T2 o suscribir con la Distribuidora Convenios Singulares de suministro eléctrico, los que deberán respetar las siguientes pautas:

- Deben poseer una estructura de cargos similares a los de la tarifa regulada para posibilitar el control por parte del usuario de lo que paga.
- Los cargos deben estar expresados en moneda de curso legal en el país.
- No podrá incluirse ninguna cláusula sobre consumo básico garantizado.
- No podrán incluirse cláusulas abusivas o confusas (por ejemplo actualización del precio en función del precio de la energía de la región).
- El plazo máximo del Contrato no deberá exceder de tres años.
- Deberá incluirse una cláusula que prevea la bonificación por factor de potencia.

- Incluir una cláusula que prevea la bonificación por sanciones relacionadas a la Calidad de Servicio, considerando al usuario bajo Convenio, tal como lo establece el Contrato de Concesión, formando parte del mercado regulado.
- Debe prever una cláusula de rescisión anticipada del Contrato donde conste el plazo a partir del cual se puede solicitar dicha rescisión y la penalización en concepto de indemnización.
- Las pautas convenidas no podrán importar renuncia de los usuarios a derechos establecidos en las constituciones nacional y provincial ni en el Marco Eléctrico Regulatorio provincial. La renuncia efectuada en tales condiciones, se tendrá por no escrita.

La Distribuidora deberá inscribir en la Autoridad Regulatoria los Convenios Singulares.

El incumplimiento por parte de CEB de la obligación de registración, implicará un incumplimiento referido a la prestación del servicio y será susceptible de sanción de multa cuyo destino será compensar al usuario que pudiera haber sufrido un daño o sobrecosto.

Los Convenios anteriores a la vigencia del presente Régimen que hayan sido suscritos entre la Distribuidora y usuarios, continuarán rigiendo durante todo el plazo de vigencia oportunamente acordado, salvo que ambas partes acuerden adaptarlos al presente Régimen.

2.2.B.6.- Cargos a aplicar.

En caso de que los usuarios optaran por no suscribir Convenios Singulares, los valores máximos a aplicar para cada una de las tarifas T2 Grandes Demandas, son los previstos en el Cuadro Tarifario Base para el período, los que se recalcularán según lo establecido en el "Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario".

La Tarifa T2 consta de los siguientes cargos a aplicar para cada punto de suministro:

- Un cargo fijo mensual por Gastos Comerciales, independiente de los consumos registrados. El cargo comercial depende del Nivel de Tensión, y en BT de la potencia demandada siendo los 50 kW el punto de corte.

- Un cargo mensual por Uso de Red por cada kW de “capacidad de suministro” convenida haya o no consumo de energía, según sea anual o trimestral.
- Un cargo mensual por Compra de Potencia, por cada kW de potencia registrada en el tramo horario de punta.
- Un cargo mensual por Uso del Sistema de Transporte de Otros Agentes, por cada kW de potencia registrada en el tramo horario de punta.
- Un cargo por Compra de Energía, de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los tramos horarios tarifarios.

Los tramos horarios “en punta”, “valle nocturno” y “horas restantes”, serán coincidentes con los fijados por la Secretaría de Energía de la Nación para el Mercado Eléctrico Mayorista.

Si correspondiera, un recargo por Factor de Potencia y/o por exceso en la potencia convenida.

Si correspondiera, una bonificación por mejora en el Factor de Potencia.

2.2.B.7.- Recargos, penalidades y bonificaciones para Usuarios en Grandes Demandas y del Servicio de Peaje.

a) Excesos sobre la potencia convenida.

El usuario no podrá utilizar, ni la Distribuidora estará obligada a suministrar potencias superiores a las convenidas en cada período, cuando ello implique poner en peligro las instalaciones de la Distribuidora.

En caso que el usuario tomara en un mes determinado una potencia superior a la “capacidad de suministro” convenida, y siempre que ello no signifique poner en peligro las instalaciones de la Distribuidora, ésta considerará a los efectos de la facturación para el mes medido, la potencia máxima realmente registrada.

La diferencia entre la potencia realmente registrada y la convenida –cuando ésta fuere superior al 5% de la “capacidad de suministro” convenida - tendrá un recargo por la trasgresión, que se calculará adicionando el 50% al cargo por Uso de la Red correspondiente por la diferencia calculada.

Si el exceso de demanda sobre lo pactado, pusiera en peligro las instalaciones de CEB, esta podrá valerse de medios técnicos que apruebe el EPRE para impedir que se registren valores en exceso. Previo a ello comunicará a la autoridad de aplicación tal situación.

b) Recargos y Bonificaciones.

Los usuarios de Grandes Demandas, cada mes contarán con un valor medido de Energía activa, Energía reactiva y Potencia Activa máxima.

A partir de estos datos se obtiene el valor de $Tg\ fi = \text{Energía activa} / \text{Energía reactiva}$

Del cálculo tarifario se obtiene el costo de capital incluido en el Cargo por Uso de la Red de la tarifa correspondiente según el nivel de tensión, y que definimos como Alfa_inst.

Con estos datos la penalización al usuario medido corresponderá si su valor de $Tg\ fi > 0.62$, y en ese caso el monto surgirá de hacer:

$$\text{Penalización: } \text{alfainst} * \text{Preg} * (\text{tg fi reg} - 0,62)$$

Si la tg fi es $< 0,426$ y > 0 entonces la bonificación se obtendrá de:

$$\text{Bonificación: } \text{alfainst} * \text{Preg} * (0,426 - \text{tg fi reg})$$

3.- DISPOSICIONES ESPECIALES

3.1.- Aplicación de los Cuadros Tarifarios.

El Cuadro Tarifario recalculado según lo establecido en el Anexo II que forma parte integrante de este acto administrativo, podrá ser inmediatamente aplicado para la facturación a los usuarios de la Distribuidora, sin necesidad de mediar la previa aprobación del EPRE.

En todos los casos la Distribuidora deberá facturar en función del Cuadro Tarifario vigente al momento del consumo.

Cuando se recalcule el Cuadro Tarifario, de conformidad con lo expuesto en el Anexo II, las tarifas nuevas y anteriores serán aplicadas en forma ponderada, teniendo en cuenta los días de vigencia de las mismas, dentro del período de consumo, de acuerdo al siguiente procedimiento:

CF_1 = Cargo fijo del Cuadro Sancionado 1

CV_1 = Cargo variable del Cuadro Sancionado 1

CF_2 = Cargo Fijo del Cuadro Sancionado 2

CV_2 = Cargo Variable del Cuadro Sancionado 2

D_T = Días totales entre lecturas

D_{P1} = Días correspondientes al período del Cuadro Sancionado 1

D_{P2} = Días correspondientes al período del Cuadro Sancionado 2

Los valores ponderados de CF y CV surgen de hacer:

$CF_{P1} = CF_1 \times D_{P1} / D_T$

$CF_{P2} = CF_2 \times D_{P2} / D_T$

Valor ponderado CF = $CF_{P1} + CF_{P2}$

$CV_{P1} = CV_1 \times D_{P1} / D_T$

$CV_{P2} = CV_2 \times D_{P2} / D_T$

Valor ponderado CV = $CV_{P1} + CV_{P2}$

La Distribuidora deberá dar amplia difusión a los nuevos valores tarifarios y su fecha de vigencia, para conocimiento de los usuarios, de conformidad con los lineamientos establecidos en la Resolución 134/00 que reglamenta el mecanismo de publicación de los Cuadro Tarifarios aprobados.

A su vez, elevará en forma inmediata el nuevo Cuadro Tarifario al ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD para su aprobación, adjuntando para ello la información necesaria para su análisis.

El ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (EPRE) , dentro de un plazo no mayor de CINCO (5) días hábiles se expedirá sobre el particular. En caso de no aprobarse el nuevo cuadro tarifario, le será comunicado en forma inmediata a la Distribuidora, quien deberá efectuar dentro de un plazo no mayor de CINCO (5) días hábiles la rectificación que el ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD le indique, debiendo a su vez, efectuar la refacturación correspondiente, emitiendo las notas de crédito o débito que correspondan.

3.2.- Encuadramientos Tarifarios.

El encuadramiento tarifario de los usuarios Residenciales y Uso General dentro de las categorías T1 R1, T1 R2, T1 G1, T1 G2, T1 B R1, T1 B R2 T1 B G1, T1 B G2, y sus segmentaciones, se realizará de manera automática al momento de efectuarle cada facturación, considerando para ello el valor del consumo de energía del usuario que se le está facturando y la condición física respecto al Transformador de Potencia.

Para el caso de los encuadramientos de Tarifas en Bornes y en Red, las variaciones técnicas de la instalación de la Distribuidora o de la conexión del usuario (como por ejemplo la modificación de la ubicación del punto de suministro) que signifiquen una modificación en las condiciones previstas para acceder a las tarifas recién mencionadas, provocarán el inmediato reencuadramiento por parte de la Distribuidora del usuario en la tarifa que corresponda.

Para el cambio de categoría de T1 a T2, debe mediar el consentimiento del usuario puesto de manifiesto con la suscripción del respectivo Contrato de Encuadramiento.

Por el cambio de categoría tarifaria ya sea dentro de Grandes Demandas o Peaje, cuando el mismo se efectúa sin interrupción del suministro, se mantendrá la "capacidad de suministro" declarada hasta el vencimiento del Contrato, pudiendo el usuario modificarla sólo por una potencia mayor. Para el reencuadramiento tarifario de una Tarifa de Grandes Demandas a una de Pequeñas Demandas, deberá cumplirse el período de vigencia del Contrato de Encuadramiento, o caso contrario, la Distribuidora podrá exigir el pago del Cargo por Uso de la Red sobre la base de la última "capacidad de suministro" convenida, por los meses restantes hasta el vencimiento del Contrato.

3.3.- Facturación y vencimientos.

Las facturaciones a usuarios de Tarifa T1, Pequeñas Demandas, incluido el Alumbrado Público, se efectuarán con una periodicidad mensual y uniforme. Se exceptiona dicho periodo únicamente para los casos de la primera y última factura de usuarios regulares, y las facturaciones de usuarios de carácter transitorio, aunque los cargos se facturarán íntegramente, salvo en la primera factura del usuario regular donde el cargo fijo será prorrateado en función del período facturado. En este último caso, la primera factura que se emita a los usuarios no transitorios, por un período inferior a un mes, deberán incluir el cargo fijo prorrateado de la siguiente forma: $CF \text{ a aplicar} = CF \text{ cuadro tarifario vigente} / 30 \text{ o } 31 \text{ días según corresponda} \times \text{cantidad de días de lectura efectiva y real del período de consumo del usuario}$.

La facturación a los usuarios de Grandes Demandas y Peaje, se realizará en forma mensual.

Si La Distribuidora estima conveniente, podrá elevar a consideración del EPRE una propuesta de modificación de los períodos de facturación, explicitando las razones y los beneficios para las partes que avalan tales cambios.

La Distribuidora fijará las fechas de vencimiento de las facturas. Dicho vencimiento operará en un plazo no inferior a los diez días posteriores al de su presentación al usuario.

El usuario tendrá la posibilidad de cancelar la factura en dos vencimientos tanto para las Pequeñas Demandas como para las Grandes Demandas. El período mínimo entre cada vencimiento no podrá ser inferior a siete días.

Para la determinación del monto a pagar por el usuario en el segundo vencimiento, la Distribuidora podrá adicionar al valor facturado en función del consumo y de los precios vigentes, el interés compensatorio que resulta de aplicar por el plazo entre ambos vencimiento, la tasa prevista en el Régimen de Suministro de Energía Eléctrica.

3.4.- Tasas de conexión, avisos de suspensión, rehabilitación del servicio, y de reconexión.

a) Tasa por Conexión.

Previo a la conexión, los usuarios deberán abonar a la Distribuidora el importe que corresponda en concepto de Tasa por Conexión del Servicio. Los valores correspondientes serán indicados en el Cuadro Tarifario para cada tipo de conexión (monofásica y trifásica para la Tarifa T1, aérea y subterránea para la Tarifa T2).

Este concepto será aplicado para toda nueva conexión. El simple cambio de nombre u otras modificaciones relacionadas con el otorgamiento de la titularidad y/u otras cuestiones administrativas, se efectuarán sin cargo alguno.

Las Tasas de conexión a aplicar a los usuarios de Peaje son idénticas a las de la Tarifa T2 Grandes Demandas, en función del tipo de conexión, dado que se retribuye la misma prestación.

b) Tasa por Aviso de Suspensión.

Todo usuario a quién se le deba remitir comunicación escrita (aviso de suspensión) informando sobre la mora en el pago de la factura y su inminente suspensión en caso de no cancelar lo adeudado dentro de los plazos, deberá abonar una tasa de envío del aviso de suspensión de acuerdo a lo dispuesto en el Cuadro Tarifario. Esta Tasa se incluirá en la factura posterior al envío del aviso.

c) Tasa por Rehabilitación del Servicio.

Todo usuario a quien se le haya suspendido el suministro de energía eléctrica de conformidad con las disposiciones vigentes, deberá pagar previamente a la rehabilitación del servicio, la suma que se establezca en concepto de Tasa de Rehabilitación del Servicio en el Cuadro Tarifario, para cada categoría tarifaria.

Las Tasas de rehabilitación a aplicar a los usuarios de Peaje son idénticas a las de la Tarifa T2 Grandes Demandas, según la categoría tarifaria, dado que se retribuye la misma prestación.

d) Tasa por Reconexión.

Previo a la reconexión, los usuarios deberán abonar a La Distribuidora el importe que corresponda en concepto de Tasa por Reconexión del Servicio. Los valores correspondientes serán indicados en el Cuadro Tarifario, para cada categoría tarifaria.

Este concepto será aplicado para toda reconexión. El simple cambio de nombre u otras modificaciones relacionadas con el otorgamiento de la titularidad y/u otras cuestiones administrativas, se efectuarán sin cargo alguno.

Las Tasas de reconexión a aplicar a los usuarios de Peaje son idénticas a las de la Tarifa T2 Grandes Demandas, según la categoría, dado que se retribuye la misma prestación.

3.5.- Contribución Especial Reembolsable.

Cuando se solicite la conexión de un nuevo usuario en una zona donde no existan instalaciones de distribución, o bien se requiera la ampliación de un suministro existente, para el que deban realizarse modificaciones sustanciales sobre las redes preexistentes y que signifiquen inversiones relevantes, la Distribuidora podrá solicitar al usuario una Contribución Especial Reembolsable o CER, siempre que cuente con la aprobación específica del Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE), para cada caso particular. Para ello, la Distribuidora deberá presentar al Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE) toda la información técnica y económica necesaria que permita la correspondiente evaluación, como así también la mecánica prevista para el reembolso al usuario.

El procedimiento para la aplicación de las Contribuciones Especiales Reembolsables es regido por la Resolución EPRE N° 04/05 y modificatorias.

CUADRO TARIFARIO VIGENTE HASTA EL 31/10/2018¹

TARIFA 1 - PEQUEÑAS DEMANDAS (POTENCIAS MENORES O IGUALES A 10 kW -Cargos Mensuales)

T1R - RESIDENCIAL

		T1R1r.m	T1R1r.t
CARGO FIJO	\$/bimes	21,97	24,54
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0,365	0,365

		T1R2.1r.m	T1R2.1r.t
CARGO FIJO	\$/bim	22,99	25,56
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0,390	0,390

		T1R2.2r.m	T1R2.2r.t
CARGO FIJO	\$/bim	35,17	37,74
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0,369	0,369

		T1R2.3r.m	T1R2.3r.t
CARGO FIJO	\$/bim	56,97	59,54
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0,384	0,384

		T1R2.4r.m	T1R2.4r.t
CARGO FIJO	\$/bim	94,44	97,01
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0,426	0,426

¹ Por concepto de VAD. Actualizado trimestralmente por las variaciones en los costos de abastecimiento.

T1G – GENERAL

		T1G1r.m	T1G1r.t
CARGO FIJO	\$/bim	44,20	46,77
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0,389	0,389

		T1G2.1r.m	T1G2.1r.t
CARGO FIJO	\$/bim	57,20	59,77
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0,384	0,384

		T1G2.2r.m	T1G2.2r.t
CARGO FIJO	\$/bim	71,06	73,63
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0,380	0,380

TARIFA 1B- PEQUEÑAS DEMANDAS EN BORNES (POTENCIAS MENORES A 10 KW)

		T1R1b.m	T1R1b_t
CARGO FIJO	\$/bim	21,85	24,42
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0,213	0,213

		T1R2.1b_m	T1R2.1b_t
CARGO FIJO	\$/bim	22,56	25,13
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0,225	0,225

		T1R2.2b_m	T1R2.2b_t
CARGO FIJO	\$/bim	35,09	37,66
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0,228	0,228

		T1R2.3b_m	T1R2.3b_t
CARGO FIJO	\$/bim	55,74	58,31
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0,249	0,249

		T1R2.4b_m	T1R2.4b_t
CARGO FIJO	\$/bim	83,75	86,32
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0,300	0,300

		T1G1b_m	T1G1b_t
CARGO FIJO	\$/bim	43,13	45,70
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0,241	0,241

		T1G2.1b_m	T1G2.1b_t
CARGO FIJO	\$/bim	55,18	57,75
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0,237	0,237

		T1G2.2b_m	T1G2.2b_t
CARGO FIJO	\$/bim	66,46	69,03
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0,239	0,239

TARIFA T2 GRANDES DEMANDAS (POTENCIAS entre 10 y 300kW - Cargos Mensuales))

**T2 DECLARACIÓN ÚNICA DE DEMANDA ANUAL
T 2 con Potencias entre 10 y 50 Kw**

		T2N_1BTb	T2N_1BTr
CGC T2	\$/mes	413,14	413,14
CARGO USO DE RED	\$/kW-mes	40,32	78,57
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$/kW-mes	2,06	2,17
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	\$/kW-mes	4,10	4,33
CARGO ENERGIA (P)	\$/kWh	0,081	0,082
CARGO ENERGIA (R)	\$/kWh	0,071	0,072
CARGO ENERGIA (V)	\$/kWh	0,068	0,069

T2 con Potencias entre 50 y 300 Kw

		T2N_2BTb	T2N_2BTr	T2N_2MTb	T2N_2MTr
CGC T2	\$/mes	2405,57	2405,57	2907,00	2907,00
CARGO USO DE RED	\$/kW-mes	46,61	90,81	14,26	28,41
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$/kW-mes	2,31	2,43	2,47	2,55
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	\$/kW-mes	4,60	4,85	4,94	5,08
CARGO ENERGIA (P)	\$/kWh	0,081	0,082	0,078	0,080
CARGO ENERGIA (R)	\$/kWh	0,071	0,072	0,068	0,070
CARGO ENERGIA (V)	\$/kWh	0,068	0,069	0,065	0,067

T2 con Potencias >300 Kw

		T2N_3BTb	T2N_3BTr	T2N_3MTb	T2N_3MTr	T2N_3STr
CGC T2 >= 300 kW	\$/mes	3110,58	3110,58	2907,00	2907,00	2907,00
CARGO USO DE RED	\$/kW-mes	46,61	90,81	18,41	28,23	4,37
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$/kW-mes	2,31	2,43	2,40	2,47	3,14
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	\$/kW-mes	4,60	4,85	4,80	4,94	6,26
CARGO ENERGIA (P)	\$/kWh	0,110	0,112	0,106	0,108	0,105
CARGO ENERGIA (R)	\$/kWh	0,101	0,103	0,097	0,100	0,096
CARGO ENERGIA (V)	\$/kWh	0,098	0,100	0,095	0,097	0,093

T2 PJ: Servicio de peaje con potencias de 10 a 50 kW

		T2J_1BTb	T2J_1BTr
CGC T2	\$/mes	413,14	413,14
CARGO USO DE RED	\$/kW-mes	40,32	78,57
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$/kW-mes	0,17	0,28
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	\$/kW-mes	4,10	4,33
CONSUMO DE ENERGIA (P)	\$/KWh	0,0072	0,0087
CONSUMO DE ENERGIA (R)	\$/KWh	0,0063	0,0076
CONSUMO DE ENERGIA (V)	\$/KWh	0,0061	0,0073

T2 PJ: Servicio de peaje con potencias de 50 a 300 kW

		T2J_2BTb	T2J_2BTr	T2J_2MTb	T2J_2MTr
CGC T2	\$/mes	2405,57	2405,57	2907,00	2907,00
CARGO USO DE RED	\$/kW-mes	40,61	90,81	14,26	28,41
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$/kW-mes	0,19	0,32	0,11	0,18
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	\$/kW-mes	4,60	4,85	4,94	5,08
CONSUMO DE ENERGIA (P)	\$/KWh	0,0072	0,0087	0,0044	0,0060
CONSUMO DE ENERGIA (R)	\$/KWh	0,0063	0,0076	0,0039	0,0053
CONSUMO DE ENERGIA (V)	\$/KWh	0,0061	0,0073	0,0037	0,0051

T2 PJ: Servicio de peaje con potencia >300 kW

		T2J_3BTb	T2J_3BTr	T2J_3MTb	T2J_3MTr	T2J_3STr
CARGO GESTION COMERCIAL	\$/mes	3110,58	3110,58	2907,00	2907,00	2907,00
CARGO USO DE RED	\$/kW-mes	46,61	90,81	14,17	28,23	4,37
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$/kW-mes	0,190	0,320	0,110	0,180	0,100
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	\$/kW-mes	4,600	4,850	4,800	4,940	6,260
CONSUMO DE ENERGIA (P)	\$/KWh	0,0098	0,0118	0,0060	0,0082	0,0045
CONSUMO DE ENERGIA (R)	\$/KWh	0,0090	0,0109	0,0055	0,0075	0,0041
CONSUMO DE ENERGIA (V)	\$/KWh	0,0088	0,0105	0,0053	0,0073	0,0040

T2 - DEMANDA VARIABLE (DV): Declaración demanda trimestral

T2 DV con Potencias entre 10 y 50 Kw.

		T2V_1BTb	T2V_1BTr
CGC T2	\$/mes	413,14	413,14
CARGO USO DE RED	\$/kW-mes	42,82	83,44
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$/kW-mes	2,06	2,17
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	\$/kW-mes	4,10	4,33
CARGO ENERGIA (P)	\$/kWh	0,081	0,082
CARGO ENERGIA (R)	\$/kWh	0,071	0,072
CARGO ENERGIA (V)	\$/kWh	0,068	0,069

T2 DV con Potencias entre 50 y 300 Kw

		T2V_2BTb	T2V_2BTr	T2V_2MTb	T2V_2MTr
CGC T2	\$/mes	2405,57	2405,57	2907,00	2907,00
CARGO USO DE RED	\$/kW-mes	49,50	96,45	17,19	34,23
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$/kW-mes	2,31	2,43	2,47	2,55
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	\$/kW-mes	4,60	4,85	4,94	5,08
CARGO ENERGIA (P)	\$/kWh	0,081	0,082	0,078	0,080
CARGO ENERGIA (R)	\$/kWh	0,071	0,072	0,068	0,070
CARGO ENERGIA (V)	\$/kWh	0,068	0,069	0,065	0,067

T2 DV con Potencias >300 Kw

		T2V_3BTb	T2V_3BTr	T2V_3MTb	T2V_3MTr	T2V_3STr
CGC T2 >= 300 kW	\$/mes	3110,58	3110,58	2907,00	2907,00	2907,00
CARGO USO DE RED	\$/kW-mes	49,50	96,45	17,08	34,01	5,26
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$/kW-mes	2,31	2,43	2,40	2,47	3,14
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	\$/kW-mes	4,60	4,85	4,80	4,94	6,26
CARGO ENERGIA (P)	\$/kWh	0,110	0,112	0,106	0,108	0,105
CARGO ENERGIA (R)	\$/kWh	0,101	0,103	0,097	0,100	0,096
CARGO ENERGIA (V)	\$/kWh	0,098	0,100	0,095	0,097	0,093

T2 PJ DV con Potencias entre 10 y 50 Kw.

		T2VJ_1BTb	T2VJ_1BTr
CGC T2	\$/mes	413,14	413,14
CARGO USO DE RED	\$/kW-mes	42,82	83,44
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$/kW-mes	0,17	0,28
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	\$/kW-mes	4,10	4,33
CARGO ENERGIA (P)	\$/kWh	0,0072	0,0087
CARGO ENERGIA (R)	\$/kWh	0,0063	0,0076
CARGO ENERGIA (V)	\$/kWh	0,0061	0,0073

T2 PJ DV con Potencias entre 50 y 300 Kw

		T2VJ_2BTb	T2VJ_2BTr	T2VJ_2MTb	T2VJ_2MTr
CGC T2	\$/mes	2405,57	2405,57	2907,00	2907,00
CARGO USO DE RED	\$/kW-mes	49,50	96,45	17,19	34,23
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$/kW-mes	0,19	0,31	0,11	0,18
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	\$/kW-mes	4,60	4,85	4,94	5,08
CARGO ENERGIA (P)	\$/kWh	0,0072	0,0087	0,0044	0,0060
CARGO ENERGIA (R)	\$/kWh	0,0063	0,0076	0,0039	0,0053
CARGO ENERGIA (V)	\$/kWh	0,0061	0,0073	0,0037	0,0051

T2 PJ DV con Potencias >300 Kw

		T2VJ_3BTb	T2VJ_3BTr	T2VJ_3MTb	T2VJ_3MTr	T2VJ_3STr
CGC T2 >= 300 kW	\$/mes	3110,58	3110,58	2907,00	2907,00	2907,00
CARGO USO DE RED	\$/kW-mes	49,50	96,45	17,08	34,01	5,26
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$/kW-mes	0,19	0,32	0,11	0,18	0,10
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	\$/kW-mes	4,60	4,85	4,80	4,94	6,26
CARGO ENERGIA (P)	\$/kWh	0,0098	0,0118	0,0060	0,0082	0,0045
CARGO ENERGIA (R)	\$/kWh	0,0090	0,0109	0,0055	0,0075	0,0041
CARGO ENERGIA (V)	\$/kWh	0,0088	0,0105	0,0053	0,0073	0,0040

**TARIFA ALUMBRADO
T1 AP**

		T1A
CARGO FIJO	\$/bim	270,72
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0,040

T2 AP - Tarifa Alumbrado Público

		T2A_1BTb
CGC AP	\$/mes	109,07
CARGO USO DE RED	\$/kW-mes	77,42
CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$/kW-mes	1,87
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	\$/kW-mes	6,61
CARGO ENERGIA (P)	\$/kWh	0,04
CARGO ENERGIA (R)	\$/kWh	0,04
CARGO ENERGIA (V)	\$/kWh	0,040

CARGOS

Tasa de Conexión del Medidor			
T1 Conexión Monofasica		\$/Unidad	135,46
T1 Conexión Trifasica		\$/Unidad	182,35
T2 BT Conexión Aerea		\$/Unidad	182,35
T2 BT Conexión Subterránea		\$/Unidad	390,58
T2 MT		\$/Unidad	3389,69
Tasa por Rehabilitación			
Tasa por Envío Aviso Suspensión		\$/Unidad	6,45
Tasa Rehabilitación PD		\$/Unidad	51,99
Tasa Rehabilitación GD		\$/Unidad	159,83
Tasa por Reconexión			
Tasa Re Conexión del Servicio PD		\$/Unidad	238,46
Tasa Re Conexión del Servicio GD		\$/Unidad	1253,53

Bonificaciones – Recargos

Por la Energía Reactiva Inductiva

		&inst T2BT< 50	&inst T2BT> 50	&inst T2BR< 50	&inst T2BR> 50
Bonificaciones Tg fi <= 0,426	\$/kW-mes	11,96	13,82	22,95	26,53
Recargos Tg fi > 0,62	\$/kW-mes	11,96	13,82	22,95	26,53

		&inst T2MT<300	&inst T2MT>300	&inst T2MR<300	&inst T2MR>300
Bonificaciones Tg fi <= 0,426	\$/kW-mes	4,69	5,20	5,86	8,59
Recargos Tg fi > 0,62	\$/kW-mes	4,69	5,20	5,86	8,59

PERDIDAS DE ENERGIA POR NIVEL DE TENSION

ETAPA	REF. NIVEL COMPRA			
RED AT	cFPEBT_AT	0.0000		
TP AT/ST	cFPEBT_ATST	0.0000		
RED 33 KV	cFPEBT_ST	1.0450		
TRANSFORMACION MT/MT	cFPEBT_STMT	1.0596		
RED MT	cFPEBT_MT	1.0819		
TRANSFORMACION MT/BT	cFPEBT_MTBT	1.0981	cFPEBTb	1.0981
RED BT	cFPEBT_BT	1.1179	cFPEBT _r	1.1179

FACTORES DE PERDIDAS DE POTENCIA PARA REDUCIR LOS CD A NIVEL DE SUMINISTRO

ETAPA	Factor de Reducción por Pérdidas a Nivel de Suministro							
	Red 33 KV		Transf. MT/MT		Red MT		Transf. MT/BT	
RED AT	cFPPST_AT	1.0320	cFPPSTMT_AT	1.0464	cFPPMT_AT	1.0768	cFPPBTb_AT	1.0897
TP AI/ST	cFPPST_ATST	1.0320	cFPPSTMT_ATST	1.0464	cFPPMT_ATST	1.0768	cFPPBTb_ATST	1.0897
RED 33 KV	cFPPST_ST	1.0320	cFPPSTMT_ST	1.0464	cFPPMT_ST	1.0768	cFPPBTb_ST	1.0897
TRANSFORMACION MT/MT			cFPPSTMT_STMT	1.0140	cFPPMT_STMT	1.0434	cFPPBTb_STMT	1.0559
RED MT					cFPPMT_MT	1.0290	cFPPBTb_MT	1.0413
TRANSFORMACION MT/BT							cFPPBTb_MBT	1.0120
RED BT								

COSTOS DE DISTRIBUCIÓN REDUCIDOS POR PERDIDAS A NIVEL DE SUMINISTRO

ETAPA	COSTOS DE DISTRIBUCIÓN Red. a Nivel de Suministro \$/kw_mes							
	Red ST		Transf. ST/MT		Red MT		Transf. MT/BT	
RED AT	\$CDAT_2	0.0000	\$CDAT_3	0.0000	\$CDAT_4	0.0000	\$CDAT_5	0.0000
TP AI/ST	\$CDATST_2	0.0000	\$CDATST_3	0.0000	\$CDATST_4	0.0000	\$CDATST_5	0.0000
RED ST	\$CDST_2	4.3690	\$CDST_3	4.4300	\$CDST_4	4.5590	\$CDST_5	4.6130
TRANSFORMACION ST/MT			\$CDSTMT_3	17.4810	\$CDSTMT_4	17.9880	\$CDSTMT_5	18.2040
RED MT					\$CDMT_4	21.0910	\$CDMT_5	21.3440
TRANSFORMACION MI/BT							\$CDMTBT_5	33.2570
RED BT								

RESIDENCIALES			GENERALES		
COSTOS GESTION COM.	CGC [\$/Usu_mes]		COSTOS DE GESTION COMERCIAL	CGC [\$/Usu_mes]	
T1R1 monofásico	\$CGCT1R1.m	21.70	T1G1 monofásico	\$CGCT1G1.m	41.88
T1R1 trifásico	\$CGCT1R1.t	24.27	T1G1 trifásico	\$CGCT1G1.t	44.45
T1R2.1 monofásico	\$CGCT1R2.1.m	22.04	T1G2.1 monofásico	\$CGCT1G2.1.m	52.81
T1R2.1 trifásico	\$CGCT1R2.1.t	24.61	T1G2.1 trifásico	\$CGCT1G2.1.t	55.38
T1R2.2 monofásico	\$CGCT1R2.2.m	34.99	T1G2.2 monofásico	\$CGCT1G2.2.m	61.02
T1R2.2 trifásico	\$CGCT1R2.2.t	37.56	T1G2.2 trifásico	\$CGCT1G2.2.t	63.59
T1R2.3 monofásico	\$CGCT1R2.3.m	54.28	ALUMBRADO PUBLICO		
T1R2.3 trifásico	\$CGCT1R2.3.t	56.85	COSTOS DE GESTION COMERCIAL		CGC [\$/Usu_mes]
T1R2.4 monofásico	\$CGCT1R2.4.m	71.13	T1 Alumbrado Público	\$CGCT1AP	87.73
T1R2.4 trifásico	\$CGCT1R2.4.t	73.70	T2 Alumbrado Público	\$CGCT2AP	109.07
T2					
COSTOS GESTION COMERCIAL			CGC [\$/Usu_mes]		
T2 en BT menor a 50 kW	\$CGCT2_1BT	413.14			
T2 en BT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2BT	2405.57			
T2 en BT mas de 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3BT	3110.58			
T2 en MT > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2MT	2907.00			
T2 en MT > 300 kW en red o bornes	\$CGCT2_3MT	2907.00			
T2 en ST > a 50 y < 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_2ST	2907.00			
T2 en ST > 300 kW en bornes o red	\$CGCT2_3ST	2907.00			

FACTORES DE ASIGNACIÓN PARA LA COMPRA DE POTENCIA y USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE			
FACTOR DE COINCIDENCIA		FACTORES DE SIMULTANEIDAD	
FACTOR	VALOR	FACTOR	VALOR
cFCOT1G1_S	0.76	cFST1A_S	1.00
cFCOT1G2.1_S	0.98	cFST1G1_S	0.50
cFCOT1G2.2_S	1.01	cFST1G2.1_S	0.64
cFCOT1R1_S	0.88	cFST1G2.2_S	0.70
cFCOT1R2.1_S	1.03	cFST1R1_S	0.37
cFCOT1R2.2_S	0.96	cFST1R2.1_S	0.42
cFCOT1R2.3_S	0.94	cFST1R2.2_S	0.52
cFCOT1R2.4_S	0.92	cFST1R2.3_S	0.56
cFCOT1A_S	1.00	cFST1R2.4_S	0.61
cFCOT2A_S	1.00	cFST2A_S	1.00
cFCOT2AT_S	0.63	cFST2AT_S	1.00
cFCOT2BT_1_S	0.94	cFST2BT_1_S	0.66
cFCOT2BT_2_S	0.94	cFST2BT_2_S	0.74
cFCOT2MT_1_S	1.05	cFST2MT_1_S	0.74
cFCOT2MT_2_S	0.91	cFST2MT_2_S	0.83
cFCOT2ST_S	1.00	cFST2ST_S	1.00

FACTORES DE SIMULTANEIDAD CON LAS INSTALACIONES	
FACTOR	VALOR
cFST1A	1.00
cFST1G1	0.44
cFST1G2.1	0.50
cFST1G2.2	0.50
cFST1R1	0.29
cFST1R2.1	0.38
cFST1R2.2	0.49
cFST1R2.3	0.54
cFST1R2.4	0.61
cFST2A	1.00
cFST2AT	1.00
cFST2BT_1	0.62
cFST2BT_2	0.70
cFST2MT_1	0.42
cFST2MT_2	0.84
cFST2ST	1.00

Categoría	Factor de Responsabilidad de la categoría en cada nivel de tensión					
	Red AT		Transf AT/ST		Red ST	
T1A	cFRT1A_AT	1.00	cFRT1A_ATST	1.00	cFRT1A_ST	1.00
T1G1	cFRT1G1_AT	0.72	cFRT1G1_ATST	0.72	cFRT1G1_ST	0.72
T1G1B	cFRT1G1B_AT	0.72	cFRT1G1B_ATST	0.72	cFRT1G1B_ST	0.72
T1G2.1	cFRT1G2.1_AT	1.13	cFRT1G2.1_ATST	1.13	cFRT1G2.1_ST	1.13
T1G2.1B	cFRT1G2.1B_AT	1.13	cFRT1G2.1B_ATST	1.13	cFRT1G2.1B_ST	1.13
T1G2.2	cFRT1G2.2_AT	1.28	cFRT1G2.2_ATST	1.28	cFRT1G2.2_ST	1.28
T1G2.2B	cFRT1G2.2B_AT	1.28	cFRT1G2.2B_ATST	1.28	cFRT1G2.2B_ST	1.28
T1R1	cFRT1R1_AT	0.88	cFRT1R1_ATST	0.88	cFRT1R1_ST	0.88
T1R1B	cFRT1R1B_AT	0.88	cFRT1R1B_ATST	0.88	cFRT1R1B_ST	0.88
T1R2.1	cFRT1R2.1_AT	1.03	cFRT1R2.1_ATST	1.03	cFRT1R2.1_ST	1.03
T1R2.1B	cFRT1R2.1B_AT	1.03	cFRT1R2.1B_ATST	1.03	cFRT1R2.1B_ST	1.03
T1R2.2	cFRT1R2.2_AT	0.96	cFRT1R2.2_ATST	0.96	cFRT1R2.2_ST	0.96
T1R2.2B	cFRT1R2.2B_AT	0.96	cFRT1R2.2B_ATST	0.96	cFRT1R2.2B_ST	0.96
T1R2.3	cFRT1R2.3_AT	0.93	cFRT1R2.3_ATST	0.93	cFRT1R2.3_ST	0.93
T1R2.3B	cFRT1R2.3B_AT	0.93	cFRT1R2.3B_ATST	0.93	cFRT1R2.3B_ST	0.93
T1R2.4	cFRT1R2.4_AT	0.91	cFRT1R2.4_ATST	0.91	cFRT1R2.4_ST	0.91
T1R2.4B	cFRT1R2.4B_AT	0.91	cFRT1R2.4B_ATST	0.91	cFRT1R2.4B_ST	0.91
T2A	cFRT2A_AT	1.00	cFRT2A_ATST	1.00	cFRT2A_ST	1.00
T2BT_1 (T2BT < 50 Kw)	cFRT2NBT_1_AT	0.84	cFRT2NBT_1_ATST	0.84	cFRT2NBT_1_ST	0.84
T2BT_2 (T2BT > 50 Kw)	cFRT2NBT_2_AT	0.86	cFRT2NBT_2_ATST	0.86	cFRT2NBT_2_ST	0.86
T2MT_1 (T2MT < 300 Kw)	cFRT2NMT_1_AT	1.55	cFRT2NMT_1_ATST	1.55	cFRT2NMT_1_ST	1.55
T2MT_2 (T2MT > 300 Kw)	cFRT2NMT_2_AT	0.77	cFRT2NMT_2_ATST	0.77	cFRT2NMT_2_ST	0.77
T2ST	cFRT2NST_AT	1.00	cFRT2NST_ATST	1.00	cFRT2NST_ST	1.00

Categoria	Transf. ST/MT		Red MT		Transf. MT/BT		RED BT	
T1A	cFRT1A_STMT	1.00	cFRT1A_MT	1.00	cFRT1A_MBT	1.00		
T1G1	cFRT1G1_STMT	0.72	cFRT1G1_MT	0.72	cFRT1G1_MBT	0.72	cFRT1G1_BT	0.72
T1G1B	cFRT1G1B_STMT	0.72	cFRT1G1B_MT	0.72	cFRT1G1B_MBT	0.72		
T1G2.1	cFRT1G2.1_STMT	1.13	cFRT1G2.1_MT	1.13	cFRT1G2.1_MBT	1.13	cFRT1G2.1_BT	1.13
T1G2.1B	cFRT1G2.1B_STMT	1.13	cFRT1G2.1B_MT	1.13	cFRT1G2.1B_MBT	1.13		
T1G2.2	cFRT1G2.2_STMT	1.28	cFRT1G2.2_MT	1.28	cFRT1G2.2_MBT	1.28	cFRT1G2.2_BT	1.28
T1G2.2B	cFRT1G2.2B_STMT	1.28	cFRT1G2.2B_MT	1.28	cFRT1G2.2B_MBT	1.28		
T1R1	cFRT1R1_STMT	0.88	cFRT1R1_MT	0.88	cFRT1R1_MBT	0.88	cFRT1R1_BT	0.88
T1R1B	cFRT1R1B_STMT	0.88	cFRT1R1B_MT	0.88	cFRT1R1B_MBT	0.88		
T1R2.1	cFRT1R2.1_STMT	1.03	cFRT1R2.1_MT	1.03	cFRT1R2.1_MBT	1.03	cFRT1R2.1_BT	1.03
T1R2.1B	cFRT1R2.1B_STMT	1.03	cFRT1R2.1B_MT	1.03	cFRT1R2.1B_MBT	1.03		
T1R2.2	cFRT1R2.2_STMT	0.96	cFRT1R2.2_MT	0.96	cFRT1R2.2_MBT	0.96	cFRT1R2.2_BT	0.96
T1R2.2B	cFRT1R2.2B_STMT	0.96	cFRT1R2.2B_MT	0.96	cFRT1R2.2B_MBT	0.96		
T1R2.3	cFRT1R2.3_STMT	0.93	cFRT1R2.3_MT	0.93	cFRT1R2.3_MBT	0.93	cFRT1R2.3_BT	0.93
T1R2.3B	cFRT1R2.3B_STMT	0.93	cFRT1R2.3B_MT	0.93	cFRT1R2.3B_MBT	0.93		
T1R2.4	cFRT1R2.4_STMT	0.91	cFRT1R2.4_MT	0.91	cFRT1R2.4_MBT	0.91	cFRT1R2.4_BT	0.91
T1R2.4B	cFRT1R2.4B_STMT	0.91	cFRT1R2.4B_MT	0.91	cFRT1R2.4B_MBT	0.91		
T2A	cFRT2A_STMT	1.00	cFRT2A_MT	1.00	cFRT2A_MBT	1.00		
T2BT_1 (T2BT < 50 Kw)	cFRT2NBT_1_STMT	0.84	cFRT2NBT_1_MT	0.84	cFRT2NBT_1_MBT	0.84	cFRT2NBT_1_BT	0.84
T2BT_2 (T2BT > 50 Kw)	cFRT2NBT_2_STMT	0.86	cFRT2NBT_2_MT	0.86	cFRT2NBT_2_MBT	0.86	cFRT2NBT_2_BT	0.86
T2MT_1 (T2MT < 300 Kw)	cFRT2NMT_1_STMT	1.55	cFRT2NMT_1_MT	1.55				
T2MT_2 (T2MT > 300 Kw)	cFRT2NMT_2_STMT	0.77	cFRT2NMT_2_MT	0.77				
T2ST								

PARAMETROS PEQUEÑAS DEMANDAS

Categoría	KEP		KEV		KER	
T1A	cKEPT1A	45.5%	cKEVT1A	54.5%	cKERT1A	0.0%
T1G1	cKEPT1G1	23.4%	cKEVT1G1	13.6%	cKERT1G1	63.0%
T1G2.1	cKEPT1G2.1	24.6%	cKEVT1G2.1	19.8%	cKERT1G2.1	55.6%
T1G2.2	cKEPT1G2.2	25.9%	cKEVT1G2.2	23.0%	cKERT1G2.2	51.1%
T1R1	cKEPT1R1	29.7%	cKEVT1R1	19.5%	cKERT1R1	50.8%
T1R2.1	cKEPT1R2.1	29.2%	cKEVT1R2.1	20.9%	cKERT1R2.1	49.9%
T1R2.2	cKEPT1R2.2	27.5%	cKEVT1R2.2	21.1%	cKERT1R2.2	51.4%
T1R2.3	cKEPT1R2.3	27.0%	cKEVT1R2.3	21.1%	cKERT1R2.3	51.8%
T1R2.4	cKEPT1R2.4	26.6%	cKEVT1R2.4	21.2%	cKERT1R2.4	52.3%

PARAMETROS PEQUEÑAS DEMANDAS

Categoría	KFV		Pmax		PmaxP		Fc	
T1A	cKFVT1A	1.000	PMAX_T1A	2.095	PMAX_P_T1A	2.095	cFcT1A	0.46
T1G1	cKFVT1G1	0.040	PMAX_T1G1	1.135	PMAX_P_T1G1	0.928	cFcT1G1	0.21
T1G2.1	cKFVT1G2.1	0.010	PMAX_T1G2.1	4.816	PMAX_P_T1G2.1	4.306	cFcT1G2.1	0.39
T1G2.2	cKFVT1G2.2	0.010	PMAX_T1G2.2	9.714	PMAX_P_T1G2.2	8.909	cFcT1G2.2	0.46
T1R1	cKFVT1R1	0.010	PMAX_T1R1	0.665	PMAX_P_T1R1	0.523	cFcT1R1	0.17
T1R2.1	cKFVT1R2.1	0.010	PMAX_T1R2.1	1.509	PMAX_P_T1R2.1	1.347	cFcT1R2.1	0.24
T1R2.2	cKFVT1R2.2	0.001	PMAX_T1R2.2	2.398	PMAX_P_T1R2.2	2.249	cFcT1R2.2	0.34
T1R2.3	cKFVT1R2.3	0.010	PMAX_T1R2.3	3.315	PMAX_P_T1R2.3	3.180	cFcT1R2.3	0.38
T1R2.4	cKFVT1R2.4	0.041	PMAX_T1R2.4	6.351	PMAX_P_T1R2.4	6.263	cFcT1R2.4	0.44

FACTOR DEMANDAS VARIABLES

Categoria	FACTOR	VALOR	Categoria	FACTOR	VALOR
T2 BTr < 50 kW	KDV_T2N_1BTr	1.062	T2JBTr < 50 kW	KDV_T2J_1BTr	1.062
T2 BTb < 50 kW	KDV_T2N_1BTb	1.062	T2JBTr < 50 kW	KDV_T2J_1BTb	1.062
T2 BTr > 50 < 300 kW	KDV_T2N_2BTr	1.062	T2JBTr > 50 < 300 kW	KDV_T2J_2BTr	1.062
T2 BTb > 50 < 300 kW	KDV_T2N_2BTb	1.062	T2JBTr > 50 < 300 kW	KDV_T2J_2BTb	1.062
T2 BTr >= 300 kW	KDV_T2N_3BTr	1.062	T2JBTr >= 300 kW	KDV_T2J_3BTr	1.062
T2 BTb >= 300 kW	KDV_T2N_3BTb	1.062	T2JBTr >= 300 kW	KDV_T2J_3BTb	1.062
T2 MTr > 50 < 300 kW	KDV_T2N_2MTr	1.205	T2JMTr > 50 < 300 kW	KDV_T2J_2MTr	1.205
T2 MTb > 300 kW	KDV_T2N_3MTb	1.205	T2JSTr > 50 < 300 kW	KDV_T2J_2STr	0.000
T2 MTr >= 300 kW	KDV_T2N_3MTr	1.205	T2JMTr >= 300 kW	KDV_T2J_3MTr	1.205
T2 STr > 50 < 300 kW	KDV_T2N_2STr	1.205	T2JMTb >= 300 kW	KDV_T2J_3MTb	1.205
T2 STb >= 300 kW	KDV_T2N_3STb	1.205	T2JSTb >= 300 kW	KDV_T2J_3STb	0.000
T2 STr >= 300 kW	KDV_T2N_3STr	1.205	T2JSTr >= 300 kW	KDV_T2J_3STr	0.000
T2 ATr >= 300 kW	KDV_T2N_3ATr	1.205	T2JATr >= 300 kW	KDV_T2J_3ATr	0.000

Coeficiente facturación

FACTOR	VALOR
ct1	1

TARIFA

Pequeñas demandas en red (Residenciales)

T1R1r.m		
\$AECVT1R1r.m	=	$(([\$AEPT1R1]*[cKEPT1R1])+([\$AERT1R1]*[cKERT1R1])+([\$AEVT1R1]*[cKEVT1R1]))*[cFPEBTr]$
		\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R1r.m	=	$([\$APOTT1R1]*[cFCOT1R1_S]*[cFST1R1_S]*[PMAX_P_T1R1]*[cKFVT1R1]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$
		\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R1r.m	=	$([\$APOTT1R1]*[cFCOT1R1_S]*[cFST1R1_S])*(1-[cKFVT1R1])/(730*[cFcT1R1])*[cFPPBTr_AT]$
		\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R1r.m	=	$([\$AUSTT1R1]*[cFCOT1R1_S]*[cFST1R1_S]*[PMAX_P_T1R1]*[cKFVT1R1]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$
		\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R1r.m	=	$([\$AUSTT1R1]*[cFCOT1R1_S]*[cFST1R1_S])*(1-[cKFVT1R1])/(730*[cFcT1R1])*[cFPPBTr_AT]$
		\$/kW_mes
\$CCT1R1r.m	=	$[\$CGCT1R1.m]*[ct1]$
		\$/mes
\$CD_CFT1R1r.m	=	$([\$CDBT_6]*[cFRT1R1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R1_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R1_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R1_AT])*[cFST1R1]*[PMAX_T1R1]*[cKFVT1R1]*[ct1]$
		\$/mes
\$CD_CVT1R1r.m	=	$([\$CDBT_6]*[cFRT1R1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R1_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R1_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R1_AT])*[cFST1R1]*(1-[cKFVT1R1])/(730*[cFcT1R1])$
		\$/kWh
\$CTCFT1R1r.m	=	$[\$APOT_CFT1R1r.m]+[\$AUST_CFT1R1r.m]+[\$CD_CFT1R1r.m]+[\$CCT1R1r.m]$
		\$/mes
\$CTCVT1R1r.m	=	$[\$APOT_CVT1R1r.m]+[\$AUST_CVT1R1r.m]+[\$CD_CVT1R1r.m]+[\$AECVT1R1r.m]$
		\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en red (Residenciales)

T1R1r.t		
\$AECVT1R1r.t	= (([\$AEPT1R1]*[cKEPT1R1])+([\$AERT1R1]*[cKERT1R1])+([\$AEVT1R1]*[cKEVT1R1]))*[cFPEBTr]	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R1r.t	= ([\$APOTT1R1]*[cFCOT1R1_S]*[cFST1R1_S]*[PMAX_P_T1R1]*[cKFVT1R1]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R1r.t	= ([\$APOTT1R1]*[cFCOT1R1_S]*[cFST1R1_S])*(1-[cKFVT1R1])/(730*[cFcT1R1])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R1r.t	= ([\$AUSTT1R1]*[cFCOT1R1_S]*[cFST1R1_S]*[PSIM_AT1R1]*[cKFVT1R1]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R1r.t	= ([\$AUSTT1R1]*[cFCOT1R1_S]*[cFST1R1_S])*(1-[cKFVT1R1])/(730*[cFcT1R1])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$CCT1R1r.t	= [\$CGCT1R1.t]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CFT1R1r.t	= ([\$CDBT_6]*[cFRT1R1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R1_MBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R1_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R1_AT])*[cFST1R1]*[PMAX_T1R1]*[cKFVT1R1]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CVT1R1r.t	= ([\$CDBT_6]*[cFRT1R1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R1_MBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R1_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R1_AT])*[cFST1R1]*(1-[cKFVT1R1])/(730*[cFcT1R1])	\$/kWh
\$CTCFT1R1r.t	= [\$APOT_CFT1R1r.t]+[\$AUST_CFT1R1r.t]+[\$CD_CFT1R1r.t]+[\$CCT1R1r.t]	\$/mes
\$CTCVT1R1r.t	= [\$APOT_CVT1R1r.t]+[\$AUST_CVT1R1r.t]+[\$CD_CVT1R1r.t]+[\$AECVT1R1r.t]	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en red (Residenciales)

T1R2.1r.m		
\$AECVT1R2.1r.m	$= (([\$AEPT1R2.1]*[cKEPT1R2.1])+([\$AERT1R2.1]*[cKERT1R2.1])+([\$AEVT1R2.1]*[cKEVT1R2.1]))*[cFPEBTr]$	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R2.1r.m	$= ([\$APOTT1R2.1]*[cFCOT1R2.1_S]*[cFST1R2.1_S]*[PMAX_P_T1R2.1]*[cKFVT1R2.1]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R2.1r.m	$= ([\$APOTT1R2.1]*[cFCOT1R2.1_S]*[cFST1R2.1_S])*(1-[cKFVT1R2.1])/(730*[cFcT1R2.1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R2.1r.m	$= ([\$AUSTT1R2.1]*[cFCOT1R2.1_S]*[cFST1R2.1_S]*[PMAX_P_T1R2.1]*[cKFVT1R2.1]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R2.1r.m	$= ([\$AUSTT1R2.1]*[cFCOT1R2.1_S]*[cFST1R2.1_S])*(1-[cKFVT1R2.1])/(730*[cFcT1R2.1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$CCT1R2.1r.m	$= [\$CGCT1R2.1.m]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CFT1R2.1r.m	$= ([\$CDBT_6]*[cFRT1R2.1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2.1_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2.1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2.1_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2.1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2.1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2.1_AT])*[cFST1R2.1]*[PMAX_T1R2.1]*[cKFVT1R2.1]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CVT1R2.1r.m	$= ([\$CDBT_6]*[cFRT1R2.1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2.1_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2.1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2.1_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2.1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2.1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2.1_AT])*[cFST1R2.1]*(1-[cKFVT1R2.1])/(730*[cFcT1R2.1])$	\$/kWh
\$CTCFT1R2.1r.m	$= [\$APOT_CFT1R2.1r.m]+[\$AUST_CFT1R2.1r.m]+[\$CD_CFT1R2.1r.m]+[\$CCT1R2.1r.m]$	\$/mes
\$CTCVT1R2.1r.m	$= [\$APOT_CVT1R2.1r.m]+[\$AUST_CVT1R2.1r.m]+[\$CD_CVT1R2.1r.m]+[\$AECVT1R2.1r.m]$	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en red (Residenciales)

T1R2.1r.t		
\$AECVT1R2.1r.t	$= (([\$AEPT1R2.1]*[cKEPT1R2.1])+([\$AERT1R2.1]*[cKERT1R2.1])+([\$AEVT1R2.1]*[cKEVT1R2.1]))*[cFPEBTr]$	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R2.1r.t	$= ([\$APOTT1R2.1]*[cFCOT1R2.1_S]*[cFST1R2.1_S]*[PMAX_P_T1R2.1]*[cKFVT1R2.1]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R2.1r.t	$= ([\$APOTT1R2.1]*[cFCOT1R2.1_S]*[cFST1R2.1_S])*(1-[cKFVT1R2.1])/(730*[cFcT1R2.1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R2.1r.t	$= ([\$AUSTT1R2.1]*[cFCOT1R2.1_S]*[cFST1R2.1_S]*[PMAX_P_T1R2.1]*[cKFVT1R2.1]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R2.1r.t	$= ([\$AUSTT1R2.1]*[cFCOT1R2.1_S]*[cFST1R2.1_S])*(1-[cKFVT1R2.1])/(730*[cFcT1R2.1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$CCT1R2.1r.t	$= [\$CGCT1R2.1.t]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CFT1R2.1r.t	$= ([\$CDBT_6]*[cFRT1R2.1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2.1_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2.1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2.1_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2.1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2.1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2.1_AT])*[cFST1R2.1]*[PMAX_T1R2.1]*[cKFVT1R2.1]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CVT1R2.1r.t	$= ([\$CDBT_6]*[cFRT1R2.1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2.1_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2.1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2.1_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2.1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2.1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2.1_AT])*[cFST1R2.1]*(1-[cKFVT1R2.1])/(730*[cFcT1R2.1])$	\$/kWh
\$CTCFT1R2.1r.t	$= [\$APOT_CFT1R2.1r.t]+[\$AUST_CFT1R2.1r.t]+[\$CD_CFT1R2.1r.t]+[\$CCT1R2.1r.t]$	\$/mes
\$CTCVT1R2.1r.t	$= [\$APOT_CVT1R2.1r.t]+[\$AUST_CVT1R2.1r.t]+[\$CD_CVT1R2.1r.t]+[\$AECVT1R2.1r.t]$	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en red (Residenciales)

T1R2.2r.m		
\$AECVT1R2.2r.m	$= (([\$AEPT1R2.2]*[cKEPT1R2.2])+([\$AERT1R2.2]*[cKERT1R2.2])+([\$AEVT1R2.2]*[cKEVT1R2.2]))*[cFPEBTr]$	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R2.2r.m	$= ([\$APOTT1R2.2]*[cFCOT1R2.2_S]*[cFST1R2.2_S]*[PMAX_P_T1R2.2]*[cKFVT1R2.2]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R2.2r.m	$= ([\$APOTT1R2.2]*[cFCOT1R2.2_S]*[cFST1R2.2_S])*(1-[cKFVT1R2.2])/(730*[cFcT1R2.2])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R2.2r.m	$= ([\$AUSTT1R2.2]*[cFCOT1R2.2_S]*[cFST1R2.2_S]*[PMAX_P_T1R2.2]*[cKFVT1R2.2]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R2.2r.m	$= ([\$AUSTT1R2.2]*[cFCOT1R2.2_S]*[cFST1R2.2_S])*(1-[cKFVT1R2.2])/(730*[cFcT1R2.2])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$CCT1R2.2r.m	$= [\$CGCT1R2.2.m]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CFT1R2.2r.m	$= ([\$CDBT_6]*[cFRT1R2.2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2.2_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2.2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2.2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2.2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2.2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2.2_AT])*[cFST1R2.2]*[PMAX_T1R2.2]*[cKFVT1R2.2]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CVT1R2.2r.m	$= ([\$CDBT_6]*[cFRT1R2.2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2.2_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2.2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2.2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2.2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2.2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2.2_AT])*[cFST1R2.2]*(1-[cKFVT1R2.2])/(730*[cFcT1R2.2])$	\$/kWh
\$CTCFT1R2.2r.m	$= [\$APOT_CFT1R2.2r.m]+[\$AUST_CFT1R2.2r.m]+[\$CD_CFT1R2.2r.m]+[\$CCT1R2.2r.m]$	\$/mes
\$CTCVT1R2.2r.m	$= [\$APOT_CVT1R2.2r.m]+[\$AUST_CVT1R2.2r.m]+[\$CD_CVT1R2.2r.m]+[\$AECVT1R2.2r.m]$	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en red (Residenciales)

T1R2.2r.t		
\$AECVT1R2.2r.t	= $(([\$AEPT1R2.2]*[cKEPT1R2.2])+([\$AERT1R2.2]*[cKERT1R2.2])+([\$AEVT1R2.2]*[cKEVT1R2.2]))*[cFPEBTr]$	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R2.2r.t	= $([\$APOTT1R2.2]*[cFCOT1R2.2_S]*[cFST1R2.2_S]*[PMAX_P_T1R2.2]*[cKFVT1R2.2]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R2.2r.t	= $([\$APOTT1R2.2]*[cFCOT1R2.2_S]*[cFST1R2.2_S])*(1-[cKFVT1R2.2])/(730*[cFcT1R2.2])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R2.2r.t	= $([\$AUSTT1R2.2]*[cFCOT1R2.2_S]*[cFST1R2.2_S]*[PSIM_AT1R2.2]*[cKFVT1R2.2]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R2.2r.t	= $([\$AUSTT1R2.2]*[cFCOT1R2.2_S]*[cFST1R2.2_S])*(1-[cKFVT1R2.2])/(730*[cFcT1R2.2])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$CCT1R2.2r.t	= $[\$CGCT1R2.2.t]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CFT1R2.2r.t	= $([\$CDBT_6]*[cFRT1R2.2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2.2_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2.2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2.2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2.2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2.2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2.2_AT])*[cFST1R2.2]*[PMAX_T1R2.2]*[cKFVT1R2.2]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CVT1R2.2r.t	= $([\$CDBT_6]*[cFRT1R2.2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2.2_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2.2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2.2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2.2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2.2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2.2_AT])*[cFST1R2.2]*(1-[cKFVT1R2.2])/(730*[cFcT1R2.2])$	\$/kWh
\$CTCFT1R2.2r.t	= $[\$APOT_CFT1R2.2r.t]+[\$AUST_CFT1R2.2r.t]+[\$CD_CFT1R2.2r.t]+[\$CCT1R2.2r.t]$	\$/mes
\$CTCVT1R2.2r.t	= $[\$APOT_CVT1R2.2r.t]+[\$AUST_CVT1R2.2r.t]+[\$CD_CVT1R2.2r.t]+[\$AECVT1R2.2r.t]$	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en red (Residenciales)

T1R2.3r.m		
\$AECVT1R2.3r.m	=	$(([\$AEPT1R2.3]*[cKEPT1R2.3])+([\$AERT1R2.3]*[cKERT1R2.3])+([\$AEVT1R2.3]*[cKEVT1R2.3]))*[cFPEBTr]$
		\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R2.3r.m	=	$([\$APOTT1R2.3]*[cFCOT1R2.3_S]*[cFST1R2.3_S]*[PMAX_P_T1R2.3]*[cKFVT1R2.3]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$
		\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R2.3r.m	=	$([\$APOTT1R2.3]*[cFCOT1R2.3_S]*[cFST1R2.3_S])*(1-[cKFVT1R2.3])/(730*[cFcT1R2.3])*[cFPPBTr_AT]$
		\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R2.3r.m	=	$([\$AUSTT1R2.3]*[cFCOT1R2.3_S]*[cFST1R2.3_S]*[PMAX_P_T1R2.3]*[cKFVT1R2.3]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$
		\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R2.3r.m	=	$([\$AUSTT1R2.3]*[cFCOT1R2.3_S]*[cFST1R2.3_S])*(1-[cKFVT1R2.3])/(730*[cFcT1R2.3])*[cFPPBTr_AT]$
		\$/kW_mes
\$CCT1R2.3r.m	=	$[\$CGCT1R2.3.m]*[ct1]$
		\$/mes
\$CD_CFT1R2.3r.m	=	$([\$CDBT_6]*[cFRT1R2.3_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2.3_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2.3_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2.3_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2.3_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2.3_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2.3_AT])*[cFST1R2.3]*[PMAX_T1R2.3]*[cKFVT1R2.3]*[ct1]$
		\$/mes
\$CD_CVT1R2.3r.m	=	$([\$CDBT_6]*[cFRT1R2.3_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2.3_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2.3_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2.3_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2.3_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2.3_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2.3_AT])*[cFST1R2.3]*(1-[cKFVT1R2.3])/(730*[cFcT1R2.3])$
		\$/kWh
\$CTCFT1R2.3r.m	=	$[\$APOT_CFT1R2.3r.m]+[\$AUST_CFT1R2.3r.m]+[\$CD_CFT1R2.3r.m]+[\$CCT1R2.3r.m]$
		\$/mes
\$CTCVT1R2.3r.m	=	$[\$APOT_CVT1R2.3r.m]+[\$AUST_CVT1R2.3r.m]+[\$CD_CVT1R2.3r.m]+[\$AECVT1R2.3r.m]$
		\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en red (Residenciales)

T1R2.3r.t		
\$AECVT1R2.3r.t	$= (([\$AEPT1R2.3]*[cKEPT1R2.3])+([\$AERT1R2.3]*[cKERT1R2.3])+([\$AEVT1R2.3]*[cKEVT1R2.3]))*[cFPEBTr]$	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R2.3r.t	$= ([\$APOTT1R2.3]*[cFCOT1R2.3_S]*[cFST1R2.3_S]*[PMAX_P_T1R2.3]*[cKFVT1R2.3]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R2.3r.t	$= ([\$APOTT1R2.3]*[cFCOT1R2.3_S]*[cFST1R2.3_S])*(1-[cKFVT1R2.3])/(730*[cFcT1R2.3])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R2.3r.t	$= ([\$AUSTT1R2.3]*[cFCOT1R2.3_S]*[cFST1R2.3_S]*[PMAX_P_T1R2.3]*[cKFVT1R2.3]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R2.3r.t	$= ([\$AUSTT1R2.3]*[cFCOT1R2.3_S]*[cFST1R2.3_S])*(1-[cKFVT1R2.3])/(730*[cFcT1R2.3])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$CCT1R2.3r.t	$= [\$CGCT1R2.3.t]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CFT1R2.3r.t	$= ([\$CDBT_6]*[cFRT1R2.3_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2.3_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2.3_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2.3_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2.3_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2.3_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2.3_AT])*[cFST1R2.3]*[PMAX_T1R2.3]*[cKFVT1R2.3]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CVT1R2.3r.t	$= ([\$CDBT_6]*[cFRT1R2.3_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2.3_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2.3_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2.3_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2.3_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2.3_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2.3_AT])*[cFST1R2.3]*(1-[cKFVT1R2.3])/(730*[cFcT1R2.3])$	\$/kWh
\$CTCFT1R2.3r.t	$= [\$APOT_CFT1R2.3r.t]+[\$AUST_CFT1R2.3r.t]+[\$CD_CFT1R2.3r.t]+[\$CCT1R2.3r.t]$	\$/mes
\$CTCVT1R2.3r.t	$= [\$APOT_CVT1R2.3r.t]+[\$AUST_CVT1R2.3r.t]+[\$CD_CVT1R2.3r.t]+[\$AECVT1R2.3r.t]$	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en red (Residenciales)

T1R2.4r.m		
\$AECVT1R2.4r.m	=	$(([\$AEPT1R2.4]*[cKEPT1R2.4])+([\$AERT1R2.4]*[cKERT1R2.4])+([\$AEVT1R2.4]*[cKEVT1R2.4]))*[cFPEBTr]$
		\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R2.4r.m	=	$([\$APOTT1R2.4]*[cFCOT1R2.4_S]*[cFST1R2.4_S]*[P_MAX_P_T1R2.4]*[cKFVT1R2.4]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$
		\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R2.4r.m	=	$([\$APOTT1R2.4]*[cFCOT1R2.4_S]*[cFST1R2.4_S])*(1-[cKFVT1R2.4])/(730*[cFcT1R2.4])*[cFPPBTr_AT]$
		\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R2.4r.m	=	$([\$AUSTT1R2.4]*[cFCOT1R2.4_S]*[cFST1R2.4_S]*[P_MAX_P_T1R2.4]*[cKFVT1R2.4]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$
		\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R2.4r.m	=	$([\$AUSTT1R2.4]*[cFCOT1R2.4_S]*[cFST1R2.4_S])*(1-[cKFVT1R2.4])/(730*[cFcT1R2.4])*[cFPPBTr_AT]$
		\$/kW_mes
\$CCT1R2.4r.m	=	$[\$CGCT1R2.4.m]*[ct1]$
		\$/mes
\$CD_CFT1R2.4r.m	=	$([\$CDBT_6]*[cFRT1R2.4_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2.4_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2.4_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2.4_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2.4_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2.4_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2.4_AT])*[cFST1R2.4]*[P_MAX_T1R2.4]*[cKFVT1R2.4]*[ct1]$
		\$/mes
\$CD_CVT1R2.4r.m	=	$([\$CDBT_6]*[cFRT1R2.4_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2.4_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2.4_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2.4_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2.4_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2.4_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2.4_AT])*[cFST1R2.4]*(1-[cKFVT1R2.4])/(730*[cFcT1R2.4])$
		\$/kWh
\$CTCFT1R2.4r.m	=	$[\$APOT_CFT1R2.4r.m]+[\$AUST_CFT1R2.4r.m]+[\$CD_CFT1R2.4r.m]+[\$CCT1R2.4r.m]$
		\$/mes
\$CTCVT1R2.4r.m	=	$[\$APOT_CVT1R2.4r.m]+[\$AUST_CVT1R2.4r.m]+[\$CD_CVT1R2.4r.m]+[\$AECVT1R2.4r.m]$
		\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en red (Residenciales)

T1R2.4r.t		
\$AECVT1R2.4r.t	= (([\$AEPT1R2.4]*[cKEPT1R2.4])+([\$AERT1R2.4]*[cKERT1R2.4])+([\$AEVT1R2.4]*[cKEVT1R2.4]))*[cFPEBTr]	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R2.4r.t	= ([\$APOTT1R2.4]*[cFCOT1R2.4_S]*[cFST1R2.4_S]*[PMAX_P_T1R2.4]*[cKFVT1R2.4]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R2.4r.t	= ([\$APOTT1R2.4]*[cFCOT1R2.4_S]*[cFST1R2.4_S])*(1-[cKFVT1R2.4])/(730*[cFcT1R2.4])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R2.4r.t	= ([\$AUSTT1R2.4]*[cFCOT1R2.4_S]*[cFST1R2.4_S]*[PMAX_P_T1R2.4]*[cKFVT1R2.4]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R2.4r.t	= ([\$AUSTT1R2.4]*[cFCOT1R2.4_S]*[cFST1R2.4_S])*(1-[cKFVT1R2.4])/(730*[cFcT1R2.4])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$CCT1R2.4r.t	= [\$CGCT1R2.4.t]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CFT1R2.4r.t	= ([\$CDBT_6]*[cFRT1R2.4_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2.4_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2.4_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2.4_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2.4_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2.4_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2.4_AT])*[cFST1R2.4]*[PMAX_T1R2.4]*[cKFVT1R2.4]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CVT1R2.4r.t	= ([\$CDBT_6]*[cFRT1R2.4_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1R2.4_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1R2.4_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1R2.4_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1R2.4_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1R2.4_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1R2.4_AT])*[cFST1R2.4]*(1-[cKFVT1R2.4])/(730*[cFcT1R2.4])	\$/kWh
\$CTCFT1R2.4r.t	= [\$APOT_CFT1R2.4r.t]+[\$AUST_CFT1R2.4r.t]+[\$CD_CFT1R2.4r.t]+[\$CCT1R2.4r.t]	\$/mes
\$CTCVT1R2.4r.t	= [\$APOT_CVT1R2.4r.t]+[\$AUST_CVT1R2.4r.t]+[\$CD_CVT1R2.4r.t]+[\$AECVT1R2.4r.t]	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en red (Residenciales)

T1Ab.t		
\$AECVT1Ab.t	$= (([\$AEPT1A]*[cKEPT1A])+([\$AERT1A]*[cKERT1A])+([\$AEVT1A]*[cKEVT1A]))*[cFPEBTb]$	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1Ab.t	$= ([\$APOTT1A]*[cFCOT1A_S]*[cFST1A_S]*[PMAX_P_T1A]*[cKFVT1A]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1Ab.t	$= ([\$APOTT1A]*[cFCOT1A_S]*[cFST1A_S])*(1-[cKFVT1A])/(730*[cFcT1A])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1Ab.t	$= ([\$AUSTT1A]*[cFCOT1A_S]*[cFST1A_S]*[PMAX_P_T1A]*[cKFVT1A]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1Ab.t	$= ([\$AUSTT1A]*[cFCOT1A_S]*[cFST1A_S])*(1-[cKFVT1A])/(730*[cFcT1A])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$CCT1Ab.t	$= [\$CGCT1AP]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CFT1Ab.t	$= ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1A_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1A_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1A_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1A_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1A_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1A_AT])*[cFST1A]*[PMAX_T1A]*[cKFVT1A]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CVT1Ab.t	$= ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1A_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1A_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1A_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1A_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1A_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1A_AT])*[cFST1A]*(1-[cKFVT1A])/(730*[cFcT1A])$	\$/kWh
\$CTCFT1Ab.t	$= [\$APOT_CFT1Ab.t]+[\$AUST_CFT1Ab.t]+[\$CD_CFT1Ab.t]+[\$CCT1Ab.t]$	\$/mes
\$CTCVT1Ab.t	$= [\$APOT_CVT1Ab.t]+[\$AUST_CVT1Ab.t]+[\$CD_CVT1Ab.t]+[\$AECVT1Ab.t]$	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en bornes (Residenciales)

T1R1b.m		
	$\$AECVT1R1b.m = (([\$AEPT1R1]*[cKEPT1R1])+([\$AERT1R1]*[cKERT1R1])+([\$AEVT1R1]*[cKEVT1R1]))*[cFPEBTb]$	\$/kW_mes
	$\$APOT_CFT1R1b.m = ([\$APOTT1R1]*[cFCOT1R1_S]*[cFST1R1_S]*[P_{MAX_P_T1R1}]*[cKFVT1R1]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
	$\$APOT_CVT1R1b.m = ([\$APOTT1R1]*[cFCOT1R1_S]*[cFST1R1_S])*(1-[cKFVT1R1])/(730*[cFcT1R1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
	$\$AUST_CFT1R1b.m = ([\$AUSTT1R1]*[cFCOT1R1_S]*[cFST1R1_S]*[P_{MAX_P_T1R1}]*[cKFVT1R1]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
	$\$AUST_CVT1R1b.m = ([\$AUSTT1R1]*[cFCOT1R1_S]*[cFST1R1_S])*(1-[cKFVT1R1])/(730*[cFcT1R1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
	$\$CCT1R1b.m = [\$CGCT1R1.m]*[ct1]$	\$/mes
	$\$CD_CFT1R1b.m = ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1R1B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1R1B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1R1B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1R1B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1R1B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1R1B_AT])*[cFST1R1]*[P_{MAX_T1R1}]*[cKFVT1R1]*[ct1]$	\$/mes
	$\$CD_CVT1R1b.m = ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1R1B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1R1B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1R1B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1R1B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1R1B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1R1B_AT])*[cFST1R1]*(1-[cKFVT1R1])/(730*[cFcT1R1])$	\$/kWh
	$\$CTCFT1R1b.m = [\$APOT_CFT1R1b.m]+[\$AUST_CFT1R1b.m]+[\$CD_CFT1R1b.m]+[\$CCT1R1b.m]$	\$/mes
	$\$CTCVT1R1b.m = [\$APOT_CVT1R1b.m]+[\$AUST_CVT1R1b.m]+[\$CD_CVT1R1b.m]+[\$AECVT1R1b.m]$	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en bornes (Residenciales)

T1R1b.t		
\$AECVT1R1b.t	$= (([\$AEPT1R1] * [cKEPT1R1]) + ([\$AERT1R1] * [cKERT1R1]) + ([\$AEVT1R1] * [cKEVT1R1])) * [cFPEBTb]$	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R1b.t	$= ([\$APOTT1R1] * [cFCOT1R1_S] * [cFST1R1_S] * [P_{MAX_P_T1R1}] * [cKFVT1R1] * [ct1]) * [cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R1b.t	$= ([\$APOTT1R1] * [cFCOT1R1_S] * [cFST1R1_S]) * (1 - [cKFVT1R1]) / (730 * [cFcT1R1]) * [cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R1b.t	$= ([\$AUSTT1R1] * [cFCOT1R1_S] * [cFST1R1_S] * [P_{MAX_P_T1R1}] * [cKFVT1R1] * [ct1]) * [cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R1b.t	$= ([\$AUSTT1R1] * [cFCOT1R1_S] * [cFST1R1_S]) * (1 - [cKFVT1R1]) / (730 * [cFcT1R1]) * [cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$CCT1R1b.t	$= [\$CGCT1R1.t] * [ct1]$	\$/mes
\$CD_CFT1R1b.t	$= ([\$CDMTBT_5] * [cFRT1R1B_MTBT] + [\$CDMT_5] * [cFRT1R1B_MT] + [\$CDSTMT_5] * [cFRT1R1B_STMT] + [\$CDST_5] * [cFRT1R1B_ST] + [\$CDATST_5] * [cFRT1R1B_ATST] + [\$CDAT_5] * [cFRT1R1B_AT]) * [cFST1R1] * [P_{MAX_T1R1}] * [cKFVT1R1] * [ct1]$	\$/mes
\$CD_CVT1R1b.t	$= ([\$CDMTBT_5] * [cFRT1R1B_MTBT] + [\$CDMT_5] * [cFRT1R1B_MT] + [\$CDSTMT_5] * [cFRT1R1B_STMT] + [\$CDST_5] * [cFRT1R1B_ST] + [\$CDATST_5] * [cFRT1R1B_ATST] + [\$CDAT_5] * [cFRT1R1B_AT]) * [cFST1R1] * (1 - [cKFVT1R1]) / (730 * [cFcT1R1])$	\$/kWh
\$CTCFT1R1b.t	$= [\$APOT_CFT1R1b.t] + [\$AUST_CFT1R1b.t] + [\$CD_CFT1R1b.t] + [\$CCT1R1b.t]$	\$/mes
\$CTCVT1R1b.t	$= [\$APOT_CVT1R1b.t] + [\$AUST_CVT1R1b.t] + [\$CD_CVT1R1b.t] + [\$AECVT1R1b.t]$	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en bornes (Residenciales)

T1R2.1b.m		
\$AECVT1R2.1b.m	=	$(([\$AEPT1R2.1]*[cKEPT1R2.1])+([\$AERT1R2.1]*[cKERT1R2.1])+([\$AEVT1R2.1]*[cKEVT1R2.1]))*[cFPEBTb]$
		\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R2.1b.m	=	$([\$APOTT1R2.1]*[cFCOT1R2.1_S]*[cFST1R2.1_S]*[P_MAX_P_T1R2.1]*[cKFVT1R2.1]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$
		\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R2.1b.m	=	$([\$APOTT1R2.1]*[cFCOT1R2.1_S]*[cFST1R2.1_S])*(1-[cKFVT1R2.1])/(730*[cFcT1R2.1])*[cFPPBTb_AT]$
		\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R2.1b.m	=	$([\$AUSTT1R2.1]*[cFCOT1R2.1_S]*[cFST1R2.1_S]*[P_MAX_P_T1R2.1]*[cKFVT1R2.1]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$
		\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R2.1b.m	=	$([\$AUSTT1R2.1]*[cFCOT1R2.1_S]*[cFST1R2.1_S])*(1-[cKFVT1R2.1])/(730*[cFcT1R2.1])*[cFPPBTb_AT]$
		\$/kW_mes
\$CCT1R2.1b.m	=	$[\$CGCT1R2.1.m]*[ct1]$
		\$/mes
\$CD_CFT1R2.1b.m	=	$([\$CDMTBT_5]*[cFRT1R2.1B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1R2.1B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1R2.1B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1R2.1B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1R2.1B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1R2.1B_AT])*[cFST1R2.1]*[P_MAX_T1R2.1]*[cKFVT1R2.1]*[ct1]$
		\$/mes
\$CD_CVT1R2.1b.m	=	$([\$CDMTBT_5]*[cFRT1R2.1B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1R2.1B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1R2.1B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1R2.1B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1R2.1B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1R2.1B_AT])*[cFST1R2.1]*(1-[cKFVT1R2.1])/(730*[cFcT1R2.1])$
		\$/kWh
\$CTCFT1R2.1b.m	=	$[\$APOT_CFT1R2.1b.m]+[\$AUST_CFT1R2.1b.m]+[\$CD_CFT1R2.1b.m]+[\$CCT1R2.1b.m]$
		\$/mes
\$CTCVT1R2.1b.m	=	$[\$APOT_CVT1R2.1b.m]+[\$AUST_CVT1R2.1b.m]+[\$CD_CVT1R2.1b.m]+[\$AECVT1R2.1b.m]$
		\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en bornes (Residenciales)

T1R2.1b.t		
\$AECVT1R2.1b.t	$= (([\$AEPT1R2.1]*[cKEPT1R2.1])+([\$AERT1R2.1]*[cKERT1R2.1])+([\$AEVT1R2.1]*[cKEVT1R2.1]))*[cFPEBTb]$	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R2.1b.t	$= ([\$APOTT1R2.1]*[cFCOT1R2.1_S]*[cFST1R2.1_S]*[PMAX_P_T1R2.1]*[cKFVT1R2.1]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R2.1b.t	$= ([\$APOTT1R2.1]*[cFCOT1R2.1_S]*[cFST1R2.1_S])*(1-[cKFVT1R2.1])/(730*[cFcT1R2.1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R2.1b.t	$= ([\$AUSTT1R2.1]*[cFCOT1R2.1_S]*[cFST1R2.1_S]*[PMAX_P_T1R2.1]*[cKFVT1R2.1]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R2.1b.t	$= ([\$AUSTT1R2.1]*[cFCOT1R2.1_S]*[cFST1R2.1_S])*(1-[cKFVT1R2.1])/(730*[cFcT1R2.1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$CCT1R2.1b.t	$= [\$CGCT1R2.1.t]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CFT1R2.1b.t	$= ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1R2.1B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1R2.1B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1R2.1B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1R2.1B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1R2.1B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1R2.1B_AT])*[cFST1R2.1]*[PMAX_T1R2.1]*[cKFVT1R2.1]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CVT1R2.1b.t	$= ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1R2.1B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1R2.1B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1R2.1B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1R2.1B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1R2.1B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1R2.1B_AT])*[cFST1R2.1]*(1-[cKFVT1R2.1])/(730*[cFcT1R2.1])$	\$/kWh
\$CTCFT1R2.1b.t	$= [\$APOT_CFT1R2.1b.t]+[\$AUST_CFT1R2.1b.t]+[\$CD_CFT1R2.1b.t]+[\$CCT1R2.1b.t]$	\$/mes
\$CTCVT1R2.1b.t	$= [\$AUST_CVT1R2.1b.t]+[\$APOT_CVT1R2.1b.t]+[\$CD_CVT1R2.1b.t]+[\$AECVT1R2.1b.t]$	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en bornes (Residenciales)

T1R2.2b.m		
\$AECVT1R2.2b.m	= (([\$AEPT1R2.2]*[cKEPT1R2.2])+([\$AERT1R2.2]*[cKERT1R2.2])+([\$AEVT1R2.2]*[cKEVT1R2.2]))*[cFPEBTb]	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R2.2b.m	= ([\$APOTT1R2.2]*[cFCOT1R2.2_S]*[cFST1R2.2_S]*[PMAX_P_T1R2.2]*[cKFVT1R2.2]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R2.2b.m	= ([\$APOTT1R2.2]*[cFCOT1R2.2_S]*[cFST1R2.2_S])*(1-[cKFVT1R2.2])/(730*[cFcT1R2.2])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R2.2b.m	= ([\$AUSTT1R2.2]*[cFCOT1R2.2_S]*[cFST1R2.2_S]*[PMAX_P_T1R2.2]*[cKFVT1R2.2]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R2.2b.m	= ([\$AUSTT1R2.2]*[cFCOT1R2.2_S]*[cFST1R2.2_S])*(1-[cKFVT1R2.2])/(730*[cFcT1R2.2])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$CCT1R2.2b.m	= [\$CGCT1R2.2.m]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CFT1R2.2b.m	= ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1R2.2B_MBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1R2.2B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1R2.2B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1R2.2B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1R2.2B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1R2.2B_AT])*[cFST1R2.2]*[PMAX_T1R2.2]*[cKFVT1R2.2]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CVT1R2.2b.m	= ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1R2.2B_MBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1R2.2B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1R2.2B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1R2.2B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1R2.2B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1R2.2B_AT])*[cFST1R2.2]*(1-[cKFVT1R2.2])/(730*[cFcT1R2.2])	\$/kWh
\$CTCFT1R2.2b.m	= [\$APOT_CFT1R2.2b.m]+[\$AUST_CFT1R2.2b.m]+[\$CD_CFT1R2.2b.m]+[\$CCT1R2.2b.m]	\$/mes
\$CTCVT1R2.2b.m	= [\$APOT_CVT1R2.2b.m]+[\$AUST_CVT1R2.2b.m]+[\$CD_CVT1R2.2b.m]+[\$AECVT1R2.2b.m]	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en bornes (Residenciales)

T1R2.2b.t		
\$AECVT1R2.2b.t	$= (([\$AEPT1R2.2]*[cKEPT1R2.2])+([\$AERT1R2.2]*[cKERT1R2.2])+([\$AEVT1R2.2]*[cKEVT1R2.2]))*[cFPEBTb]$	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R2.2b.t	$= ([\$APOTT1R2.2]*[cFCOT1R2.2_S]*[cFST1R2.2_S]*[PMAX_P_T1R2.2]*[cKFVT1R2.2]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R2.2b.t	$= ([\$APOTT1R2.2]*[cFCOT1R2.2_S]*[cFST1R2.2_S])*(1-[cKFVT1R2.2])/(730*[cFcT1R2.2])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R2.2b.t	$= ([\$AUSTT1R2.2]*[cFCOT1R2.2_S]*[cFST1R2.2_S]*[PMAX_P_T1R2.2]*[cKFVT1R2.2]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R2.2b.t	$= ([\$AUSTT1R2.2]*[cFCOT1R2.2_S]*[cFST1R2.2_S])*(1-[cKFVT1R2.2])/(730*[cFcT1R2.2])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$CCT1R2.2b.t	$= [\$CGCT1R2.2.t]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CFT1R2.2b.t	$= ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1R2.2B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1R2.2B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1R2.2B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1R2.2B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1R2.2B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1R2.2B_AT])*[cFST1R2.2]*[PMAX_T1R2.2]*[cKFVT1R2.2]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CVT1R2.2b.t	$= ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1R2.2B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1R2.2B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1R2.2B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1R2.2B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1R2.2B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1R2.2B_AT])*[cFST1R2.2]*(1-[cKFVT1R2.2])/(730*[cFcT1R2.2])$	\$/kWh
\$CTCFT1R2.2b.t	$= [\$APOT_CFT1R2.2b.t]+[\$AUST_CFT1R2.2b.t]+[\$CD_CFT1R2.2b.t]+[\$CCT1R2.2b.t]$	\$/mes
\$CTCVT1R2.2b.t	$= [\$APOT_CVT1R2.2b.t]+[\$AUST_CVT1R2.2b.t]+[\$CD_CVT1R2.2b.t]+[\$AECVT1R2.2b.t]$	\$/kWh

Pequeñas demandas en bornes (Residenciales)

T1R2.3b.m		
\$AECVT1R2.3b.m	= (((\$AEPT1R2.3)*[cKEPT1R2.3])+(\$AERT1R2.3)*[cKERT1R2.3])+(\$AEVT1R2.3)*[cKEVT1R2.3]))*[cFPEBTb]	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R2.3b.m	= (\$APOTT1R2.3)*[cFCOT1R2.3_S]*[cFST1R2.3_S]*[PMAX_P_T1R2.3]*[cKFVT1R2.3]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R2.3b.m	= (\$APOTT1R2.3)*[cFCOT1R2.3_S]*[cFST1R2.3_S]*(1-[cKFVT1R2.3])/(730*[cFcT1R2.3])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R2.3b.m	= (\$AUSTT1R2.3)*[cFCOT1R2.3_S]*[cFST1R2.3_S]*[PMAX_P_T1R2.3]*[cKFVT1R2.3]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R2.3b.m	= (\$AUSTT1R2.3)*[cFCOT1R2.3_S]*[cFST1R2.3_S]*(1-[cKFVT1R2.3])/(730*[cFcT1R2.3])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$CCT1R2.3b.m	= [\$CGCT1R2.3.m]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CFT1R2.3b.m	= (\$CDMTBT_5)*[cFRT1R2.3B_MITBT]+(\$CDMT_5)*[cFRT1R2.3B_MIT]+(\$CDSTMT_5)*[cFRT1R2.3B_STMT]+(\$CDST_5)*[cFRT1R2.3B_ST]+(\$CDATST_5)*[cFRT1R2.3B_ATST]+(\$CDAT_5)*[cFRT1R2.3B_AT])*[cFST1R2.3]*[PMAX_T1R2.3]*[cKFVT1R2.3]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CVT1R2.3b.m	= (\$CDMTBT_5)*[cFRT1R2.3B_MITBT]+(\$CDMT_5)*[cFRT1R2.3B_MIT]+(\$CDSTMT_5)*[cFRT1R2.3B_STMT]+(\$CDST_5)*[cFRT1R2.3B_ST]+(\$CDATST_5)*[cFRT1R2.3B_ATST]+(\$CDAT_5)*[cFRT1R2.3B_AT])*[cFST1R2.3]*(1-[cKFVT1R2.3])/(730*[cFcT1R2.3])	\$/kWh
\$CTCFT1R2.3b.m	= [\$APOT_CFT1R2.3b.m]+[\$AUST_CFT1R2.3b.m]+[\$CD_CFT1R2.3b.m]+[\$CCT1R2.3b.m]	\$/mes
\$CTCVT1R2.3b.m	= [\$APOT_CVT1R2.3b.m]+[\$AUST_CVT1R2.3b.m]+[\$CD_CVT1R2.3b.m]+[\$AECVT1R2.3b.m]	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en bornes (Residenciales)

T1R2.3b.t		
\$AECVT1R2.3b.t	= (([\$AEPT1R2.3]*[cKEPT1R2.3])+([\$AERT1R2.3]*[cKERT1R2.3])+([\$AEVT1R2.3]*[cKEVT1R2.3]))*[cFPEBTb]	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R2.3b.t	= ([\$APOTT1R2.3]*[cFCOT1R2.3_S]*[cFST1R2.3_S]*[PMAX_P_T1R2.3]*[cKFVT1R2.3]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R2.3b.t	= ([\$APOTT1R2.3]*[cFCOT1R2.3_S]*[cFST1R2.3_S])*(1-[cKFVT1R2.3])/(730*[cFcT1R2.3])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R2.3b.t	= ([\$AUSTT1R2.3]*[cFCOT1R2.3_S]*[cFST1R2.3_S]*[PMAX_P_T1R2.3]*[cKFVT1R2.3]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R2.3b.t	= ([\$AUSTT1R2.3]*[cFCOT1R2.3_S]*[cFST1R2.3_S])*(1-[cKFVT1R2.3])/(730*[cFcT1R2.3])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$CCT1R2.3b.t	= [\$CGCT1R2.3.t]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CFT1R2.3b.t	= ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1R2.3B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1R2.3B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1R2.3B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1R2.3B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1R2.3B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1R2.3B_AT])*[cFST1R2.3]*[PMAX_T1R2.3]*[cKFVT1R2.3]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CVT1R2.3b.t	= ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1R2.3B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1R2.3B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1R2.3B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1R2.3B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1R2.3B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1R2.3B_AT])*[cFST1R2.3]*(1-[cKFVT1R2.3])/(730*[cFcT1R2.3])	\$/kWh
\$CTCFT1R2.3b.t	= [\$APOT_CFT1R2.3b.t]+[\$AUST_CFT1R2.3b.t]+[\$CD_CFT1R2.3b.t]+[\$CCT1R2.3b.t]	\$/mes
\$CTCVT1R2.3b.t	= [\$APOT_CVT1R2.3b.t]+[\$AUST_CVT1R2.3b.t]+[\$CD_CVT1R2.3b.t]+[\$AECVT1R2.3b.t]	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en bornes (Residenciales)

T1R2.4b.m		
\$AECVT1R2.4b.m	= (([\$AEPT1R2.4]*[cKEPT1R2.4])+([\$AERT1R2.4]*[cKERT1R2.4])+([\$AEVT1R2.4]*[cKEVT1R2.4]))*[cFPEBTb]	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R2.4b.m	= ([\$APOTT1R2.4]*[cFCOT1R2.4_S]*[cFST1R2.4_S]*[PMAX_P_T1R2.4]*[cKFVT1R2.4]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R2.4b.m	= ([\$APOTT1R2.4]*[cFCOT1R2.4_S]*[cFST1R2.4_S])*(1-[cKFVT1R2.4])/(730*[cFcT1R2.4])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R2.4b.m	= ([\$AUSTT1R2.4]*[cFCOT1R2.4_S]*[cFST1R2.4_S]*[PMAX_P_T1R2.4]*[cKFVT1R2.4]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R2.4b.m	= ([\$AUSTT1R2.4]*[cFCOT1R2.4_S]*[cFST1R2.4_S])*(1-[cKFVT1R2.4])/(730*[cFcT1R2.4])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$CCT1R2.4b.m	= [\$CGCT1R2.4.m]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CFT1R2.4b.m	= ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1R2.4B_MBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1R2.4B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1R2.4B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1R2.4B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1R2.4B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1R2.4B_AT])*[cFST1R2.4]*[PMAX_T1R2.4]*[cKFVT1R2.4]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CVT1R2.4b.m	= ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1R2.4B_MBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1R2.4B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1R2.4B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1R2.4B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1R2.4B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1R2.4B_AT])*[cFST1R2.4]*(1-[cKFVT1R2.4])/(730*[cFcT1R2.4])	\$/kWh
\$CTCFT1R2.4b.m	= [\$APOT_CFT1R2.4b.m]+[\$AUST_CFT1R2.4b.m]+[\$CD_CFT1R2.4b.m]+[\$CCT1R2.4b.m]	\$/mes
\$CTCVT1R2.4b.m	= [\$APOT_CVT1R2.4b.m]+[\$AUST_CVT1R2.4b.m]+[\$CD_CVT1R2.4b.m]+[\$AECVT1R2.4b.m]	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en bornes (Residenciales)

T1R2.4b.t		
\$AECVT1R2.4b.t	= (([\$AEPT1R2.4]*[cKEPT1R2.4])+([\$AERT1R2.4]*[cKERT1R2.4])+([\$AEVT1R2.4]*[cKEVT1R2.4]))*[cFPEBTb]	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1R2.4b.t	= ([\$APOTT1R2.4]*[cFCOT1R2.4_S]*[cFST1R2.4_S]*[PMAX_P_T1R2.4]*[cKFVT1R2.4]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1R2.4b.t	= ([\$APOTT1R2.4]*[cFCOT1R2.4_S]*[cFST1R2.4_S])*(1-[cKFVT1R2.4])/(730*[cFcT1R2.4])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1R2.4b.t	= ([\$AUSTT1R2.4]*[cFCOT1R2.4_S]*[cFST1R2.4_S]*[PMAX_P_T1R2.4]*[cKFVT1R2.4]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1R2.4b.t	= ([\$AUSTT1R2.4]*[cFCOT1R2.4_S]*[cFST1R2.4_S])*(1-[cKFVT1R2.4])/(730*[cFcT1R2.4])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$CCT1R2.4b.t	= [\$CGCT1R2.4.t]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CFT1R2.4b.t	= ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1R2.4B_MBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1R2.4B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1R2.4B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1R2.4B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1R2.4B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1R2.4B_AT])*[cFST1R2.4]*[PMAX_T1R2.4]*[cKFVT1R2.4]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CVT1R2.4b.t	= ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1R2.4B_MBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1R2.4B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1R2.4B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1R2.4B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1R2.4B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1R2.4B_AT])*[cFST1R2.4]*(1-[cKFVT1R2.4])/(730*[cFcT1R2.4])	\$/kWh
\$CTCFT1R2.4b.t	= [\$APOT_CFT1R2.4b.t]+[\$AUST_CFT1R2.4b.t]+[\$CD_CFT1R2.4b.t]+[\$CCT1R2.4b.t]	\$/mes
\$CTCVT1R2.4b.t	= [\$APOT_CVT1R2.4b.t]+[\$AUST_CVT1R2.4b.t]+[\$CD_CVT1R2.4b.t]+[\$AECVT1R2.4b.t]	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en red (Generales)

T1G1r.m		
\$AECVT1G1r.m	= (([\$AEPT1G1]*[cKEPT1G1])+([\$AERT1G1]*[cKERT1G1])+([\$AEVT1G1]*[cKEVT1G1]))*[cFPEBTr]	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1G1r.m	= ([\$APOTT1G1]*[cFCOT1G1_S]*[cFST1G1_S]*[PMAX_P_T1G1]*[cKFVT1G1]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1G1r.m	= ([\$APOTT1G1]*[cFCOT1G1_S]*[cFST1G1_S])*(1-[cKFVT1G1])/(730*[cFcT1G1])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1G1r.m	= ([\$AUSTT1G1]*[cFCOT1G1_S]*[cFST1G1_S]*[PMAX_P_T1G1]*[cKFVT1G1]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1G1r.m	= ([\$AUSTT1G1]*[cFCOT1G1_S]*[cFST1G1_S])*(1-[cKFVT1G1])/(730*[cFcT1G1])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$CCT1G1r.m	= [\$CGCT1G1.m]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CFT1G1r.m	= ([\$CDBT_6]*[cFRT1G1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1G1_MBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1G1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1G1_S TMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1G1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1G1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1G1_AT])*[cFST1G1]*[PMAX_T1G 1]*[cKFVT1G1]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CVT1G1r.m	= ([\$CDBT_6]*[cFRT1G1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1G1_MBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1G1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1G1_S TMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1G1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1G1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1G1_AT])*[cFST1G1]*(1-[cKFVT1G1])/(730*[cFcT1G1])	\$/kWh
\$CTCFT1G1r.m	= [\$APOT_CFT1G1r.m]+[\$AUST_CFT1G1r.m]+[\$CD_CFT1G1r.m]+[\$CCT1G1r.m]	\$/mes
\$CTCVT1G1r.m	= [\$AUST_CVT1G1r.m]+[\$APOT_CVT1G1r.m]+[\$CD_CVT1G1r.m]+[\$AECVT1G1r.m]	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en red (Generales)

T1G1r.t		
	$\$AECVT1G1r.t = (([\$AEPT1G1]*[cKEPT1G1])+([\$AERT1G1]*[cKERT1G1])+([\$AEVT1G1]*[cKEVT1G1]))*[cFPEBTr]$	\$/kW_mes
	$\$APOT_CFT1G1r.t = ([\$APOTT1G1]*[cFCOT1G1_S]*[cFST1G1_S]*[PMAX_P_T1G1]*[cKFVT1G1]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
	$\$APOT_CVT1G1r.t = ([\$APOTT1G1]*[cFCOT1G1_S]*[cFST1G1_S])*(1-[cKFVT1G1])/(730*[cFcT1G1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
	$\$AUST_CFT1G1r.t = ([\$AUSTT1G1]*[cFCOT1G1_S]*[cFST1G1_S]*[PMAX_P_T1G1]*[cKFVT1G1]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
	$\$AUST_CVT1G1r.t = ([\$AUSTT1G1]*[cFCOT1G1_S]*[cFST1G1_S])*(1-[cKFVT1G1])/(730*[cFcT1G1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
	$\$CCT1G1r.t = [\$CGCT1G1.t]*[ct1]$	\$/mes
	$\$CD_CFT1G1r.t = ([\$CDBT_6]*[cFRT1G1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1G1_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1G1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1G1_S TMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1G1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1G1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1G1_AT])*[cFST1G1]*[PMAX_T1G 1]*[cKFVT1G1]*[ct1]$	\$/mes
	$\$CD_CVT1G1r.t = ([\$CDBT_6]*[cFRT1G1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1G1_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1G1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1G1_S TMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1G1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1G1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1G1_AT])*[cFST1G1]*(1-[cKFVT1G1])/(730*[cFcT1G1])$	\$/kWh
	$\$CTCFT1G1r.t = [\$APOT_CFT1G1r.t]+[\$AUST_CFT1G1r.t]+[\$CD_CFT1G1r.t]+[\$CCT1G1r.t]$	\$/mes
	$\$CTCVT1G1r.t = [\$AUST_CVT1G1r.t]+[\$APOT_CVT1G1r.t]+[\$CD_CVT1G1r.t]+[\$AECVT1G1r.t]$	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en red (Generales)

T1G2.1r.m	
\$AECVT1G2.1r.m	= $(([\$AEPT1G2.1]*[cKEPT1G2.1])+([\$AERT1G2.1]*[cKERT1G2.1])+([\$AEVT1G2.1]*[cKEVT1G2.1]))*[cFPEBTr]$ \$/kW_mes
\$APOT_CFT1G2.1r.m	= $([\$APOTT1G2.1]*[cFCOT1G2.1_S]*[cFST1G2.1_S]*[P_MAX_P_T1G2.1]*[cKFVT1G2.1]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$ \$/kW_mes
\$APOT_CVT1G2.1r.m	= $([\$APOTT1G2.1]*[cFCOT1G2.1_S]*[cFST1G2.1_S]*(1-[cKFVT1G2.1]))/(730*[cFcT1G2.1])*[cFPPBTr_AT]$ \$/kW_mes
\$AUST_CFT1G2.1r.m	= $([\$AUSTT1G2.1]*[cFCOT1G2.1_S]*[cFST1G2.1_S]*[P_MAX_P_T1G2.1]*[cKFVT1G2.1]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$ \$/kW_mes
\$AUST_CVT1G2.1r.m	= $([\$AUSTT1G2.1]*[cFCOT1G2.1_S]*[cFST1G2.1_S]*(1-[cKFVT1G2.1]))/(730*[cFcT1G2.1])*[cFPPBTr_AT]$ \$/kW_mes
\$CCT1G2.1r.m	= $[\$CGCT1G2.1.m]*[ct1]$ \$/mes
\$CD_CFT1G2.1r.m	= $([\$CDBT_6]*[cFRT1G2.1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1G2.1_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1G2.1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1G2.1_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1G2.1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1G2.1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1G2.1_AT])*[cFST1G2.1]*[P_MAX_T1G2.1]*[cKFVT1G2.1]*[ct1]$ \$/mes
\$CD_CVT1G2.1r.m	= $([\$CDBT_6]*[cFRT1G2.1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1G2.1_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1G2.1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1G2.1_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1G2.1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1G2.1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1G2.1_AT])*[cFST1G2.1]*(1-[cKFVT1G2.1]))/(730*[cFcT1G2.1])$ \$/kWh
\$CTCFT1G2.1r.m	= $[\$APOT_CFT1G2.1r.m]+[\$AUST_CFT1G2.1r.m]+[\$CD_CFT1G2.1r.m]+[\$CCT1G2.1r.m]$ \$/mes
\$CTCVT1G2.1r.m	= $[\$AUST_CVT1G2.1r.m]+[\$APOT_CVT1G2.1r.m]+[\$CD_CVT1G2.1r.m]+[\$AECVT1G2.1r.m]$ \$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en red (Generales)

T1G2.1r.t		
\$AECVT1G2.1r.t	$= (([\$AEPT1G2.1]*[cKEPT1G2.1])+([\$AERT1G2.1]*[cKERT1G2.1])+([\$AEVT1G2.1]*[cKEVT1G2.1]))*[cFPEBTr]$	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1G2.1r.t	$= ([\$APOTT1G2.1]*[cFCOT1G2.1_S]*[cFST1G2.1_S]*[PMAX_P_T1G2.1]*[cKFVT1G2.1]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1G2.1r.t	$= ([\$APOTT1G2.1]*[cFCOT1G2.1_S]*[cFST1G2.1_S])*(1-[cKFVT1G2.1])/(730*[cFcT1G2.1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1G2.1r.t	$= ([\$AUSTT1G2.1]*[cFCOT1G2.1_S]*[cFST1G2.1_S]*[PMAX_P_T1G2.1]*[cKFVT1G2.1]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1G2.1r.t	$= ([\$AUSTT1G2.1]*[cFCOT1G2.1_S]*[cFST1G2.1_S])*(1-[cKFVT1G2.1])/(730*[cFcT1G2.1])*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
\$CCT1G2.1r.t	$= [\$CGCT1G2.1.t]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CFT1G2.1r.t	$= ([\$CDBT_6]*[cFRT1G2.1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1G2.1_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1G2.1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1G2.1_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1G2.1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1G2.1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1G2.1_AT])*[cFST1G2.1]*[PMAX_T1G2.1]*[cKFVT1G2.1]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CVT1G2.1r.t	$= ([\$CDBT_6]*[cFRT1G2.1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1G2.1_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1G2.1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1G2.1_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1G2.1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1G2.1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1G2.1_AT])*[cFST1G2.1]*(1-[cKFVT1G2.1])/(730*[cFcT1G2.1])$	\$/kWh
\$CTCFT1G2.1r.t	$= [\$APOT_CFT1G2.1r.t]+[\$AUST_CFT1G2.1r.t]+[\$CD_CFT1G2.1r.t]+[\$CCT1G2.1r.t]$	\$/mes
\$CTCVT1G2.1r.t	$= [\$AUST_CVT1G2.1r.t]+[\$APOT_CVT1G2.1r.t]+[\$CD_CVT1G2.1r.t]+[\$AECVT1G2.1r.t]$	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en red (Generales)

T1G2.2r.t		
\$AECVT1G2.2r.t	= (([\$AEPT1G2.2]*[cKEPT1G2.2])+([\$AERT1G2.2]*[cKERT1G2.2])+([\$AEVT1G2.2]*[cKEVT1G2.2]))*[cFPEBTr]	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1G2.2r.t	= ([\$APOTT1G2.2]*[cFCOT1G2.2_S]*[cFST1G2.2_S]*[PMAX_P_T1G2.2]*[cKFVT1G2.2]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1G2.2r.t	= ([\$APOTT1G2.2]*[cFCOT1G2.2_S]*[cFST1G2.2_S])*(1-[cKFVT1G2.2])/(730*[cFcT1G2.2])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1G2.2r.t	= ([\$AUSTT1G2.2]*[cFCOT1G2.2_S]*[cFST1G2.2_S]*[PMAX_P_T1G2.2]*[cKFVT1G2.2]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1G2.2r.t	= ([\$AUSTT1G2.2]*[cFCOT1G2.2_S]*[cFST1G2.2_S])*(1-[cKFVT1G2.2])/(730*[cFcT1G2.2])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$CCT1G2.2r.t	= [\$CGCT1G2.2.t]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CFT1G2.2r.t	= ([\$CDBT_6]*[cFRT1G2.2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1G2.2_MBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1G2.2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1G2.2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1G2.2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1G2.2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1G2.2_AT])*[cFST1G2.2]*[PMAX_T1G2.2]*[cKFVT1G2.2]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CVT1G2.2r.t	= ([\$CDBT_6]*[cFRT1G2.2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1G2.2_MBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1G2.2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1G2.2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1G2.2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1G2.2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1G2.2_AT])*[cFST1G2.2]*(1-[cKFVT1G2.2])/(730*[cFcT1G2.2])	\$/kWh
\$CTCFT1G2.2r.t	= [\$APOT_CFT1G2.2r.t]+[\$AUST_CFT1G2.2r.t]+[\$CD_CFT1G2.2r.t]+[\$CCT1G2.2r.t]	\$/mes
\$CTCVT1G2.2r.t	= [\$AUST_CVT1G2.2r.t]+[\$APOT_CVT1G2.2r.t]+[\$CD_CVT1G2.2r.t]+[\$AECVT1G2.2r.t]	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en red (Generales)

T1G2.2r.m		
\$AECVT1G2.2r.m	= (([\$AEPT1G2.2]*[cKEPT1G2.2])+([\$AERT1G2.2]*[cKERT1G2.2])+([\$AEVT1G2.2]*[cKEVT1G2.2]))*[cFPEBTr]	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1G2.2r.m	= ([\$APOTT1G2.2]*[cFCOT1G2.2_S]*[cFST1G2.2_S]*[PMAX_P_T1G2.2]*[cKFVT1G2.2]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1G2.2r.m	= ([\$APOTT1G2.2]*[cFCOT1G2.2_S]*[cFST1G2.2_S])*(1-[cKFVT1G2.2])/(730*[cFcT1G2.2])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1G2.2r.m	= ([\$AUSTT1G2.2]*[cFCOT1G2.2_S]*[cFST1G2.2_S]*[PMAX_P_T1G2.2]*[cKFVT1G2.2]*[ct1])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1G2.2r.m	= ([\$AUSTT1G2.2]*[cFCOT1G2.2_S]*[cFST1G2.2_S])*(1-[cKFVT1G2.2])/(730*[cFcT1G2.2])*[cFPPBTr_AT]	\$/kW_mes
\$CCT1G2.2r.m	= [\$CGCT1G2.2.m]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CFT1G2.2r.m	= ([\$CDBT_6]*[cFRT1G2.2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1G2.2_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1G2.2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1G2.2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1G2.2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1G2.2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1G2.2_AT])*[cFST1G2.2]*[PMAX_T1G2.2]*[cKFVT1G2.2]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CVT1G2.2r.m	= ([\$CDBT_6]*[cFRT1G2.2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT1G2.2_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT1G2.2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT1G2.2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT1G2.2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT1G2.2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT1G2.2_AT])*[cFST1G2.2]*(1-[cKFVT1G2.2])/(730*[cFcT1G2.2])	\$/kWh
\$CTCFT1G2.2r.m	= [\$APOT_CFT1G2.2r.m]+[\$AUST_CFT1G2.2r.m]+[\$CD_CFT1G2.2r.m]+[\$CCT1G2.2r.m]	\$/mes
\$CTCVT1G2.2r.m	= [\$AUST_CVT1G2.2r.m]+[\$APOT_CVT1G2.2r.m]+[\$CD_CVT1G2.2r.m]+[\$AECVT1G2.2r.m]	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en bornes (Generales)

T1G1b.m		
\$AECVT1G1b.m	= $(([\$AEPT1G1]*[cKEPT1G1])+([\$AERT1G1]*[cKERT1G1])+([\$AEVT1G1]*[cKEVT1G1]))*[cFPEBTb]$	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1G1b.m	= $([\$APOTT1G1]*[cFCOT1G1_S]*[cFST1G1_S]*[PMAX_P_T1G1]*[cKFVT1G1]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1G1b.m	= $([\$APOTT1G1]*[cFCOT1G1_S]*[cFST1G1_S])*(1-[cKFVT1G1])/(730*[cFcT1G1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1G1b.m	= $([\$AUSTT1G1]*[cFCOT1G1_S]*[cFST1G1_S]*[PMAX_P_T1G1]*[cKFVT1G1]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1G1b.m	= $([\$AUSTT1G1]*[cFCOT1G1_S]*[cFST1G1_S])*(1-[cKFVT1G1])/(730*[cFcT1G1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$CCT1G1b.m	= $[\$CGCT1G1.m]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CFT1G1b.m	= $([\$CDMTBT_5]*[cFRT1G1B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1G1B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1G1B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1G1B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1G1B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1G1B_AT])*[cFST1G1]*[PMAX_T1G1]*[cKFVT1G1]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CVT1G1b.m	= $([\$CDMTBT_5]*[cFRT1G1B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1G1B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1G1B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1G1B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1G1B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1G1B_AT])*[cFST1G1]*(1-[cKFVT1G1])/(730*[cFcT1G1])$	\$/kWh
\$CTCFT1G1b.m	= $[\$APOT_CFT1G1b.m]+[\$AUST_CFT1G1b.m]+[\$CD_CFT1G1b.m]+[\$CCT1G1b.m]$	\$/mes
\$CTCVT1G1b.m	= $[\$APOT_CVT1G1b.m]+[\$AUST_CVT1G1b.m]+[\$CD_CVT1G1b.m]+[\$AECVT1G1b.m]$	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en bornes (Generales)

T1G1b.t		
\$AECVT1G1b.t	= (([\$AEPT1G1]*[cKEPT1G1])+([\$AERT1G1]*[cKERT1G1])+([\$AEVT1G1]*[cKEVT1G1]))*[cFPEBTb]	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1G1b.t	= ([\$APOTT1G1]*[cFCOT1G1_S]*[cFST1G1_S]*[PMAX_P_T1G1]*[cKFVT1G1]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1G1b.t	= ([\$APOTT1G1]*[cFCOT1G1_S]*[cFST1G1_S])*(1-[cKFVT1G1])/(730*[cFcT1G1])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1G1b.t	= ([\$AUSTT1G1]*[cFCOT1G1_S]*[cFST1G1_S]*[PMAX_P_T1G1]*[cKFVT1G1]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1G1b.t	= ([\$AUSTT1G1]*[cFCOT1G1_S]*[cFST1G1_S])*(1-[cKFVT1G1])/(730*[cFcT1G1])*[cFPPBTb_AT]	\$/kW_mes
\$CCT1G1b.t	= [\$CGCT1G1.t]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CFT1G1b.t	= ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1G1B_MBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1G1B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1G1B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1G1B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1G1B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1G1B_AT])*[cFST1G1]*[PMAX_T1G1]*[cKFVT1G1]*[ct1]	\$/mes
\$CD_CVT1G1b.t	= ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1G1B_MBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1G1B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1G1B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1G1B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1G1B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1G1B_AT])*[cFST1G1]*(1-[cKFVT1G1])/(730*[cFcT1G1])	\$/kWh
\$CTCFT1G1b.t	= [\$APOT_CFT1G1b.t]+[\$AUST_CFT1G1b.t]+[\$CD_CFT1G1b.t]+[\$CCT1G1b.t]	\$/mes
\$CTCVT1G1b.t	= [\$AUST_CVT1G1b.t]+[\$APOT_CVT1G1b.t]+[\$CD_CVT1G1b.t]+[\$AECVT1G1b.t]	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en bornes (Generales)

T1G2.1b.m		
\$AECVT1G2.1b.m	=	$(([\$AEPT1G2.1]*[cKEPT1G2.1])+([\$AERT1G2.1]*[cKERT1G2.1])+([\$AEVT1G2.1]*[cKEVT1G2.1]))*[cFPEBTb]$
		\$/kW_mes
\$APOT_CFT1G2.1b.m	=	$([\$APOTT1G2.1]*[cFCOT1G2.1_S]*[cFST1G2.1_S]*[PMAX_P_T1G2.1]*[cKFVT1G2.1]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$
		\$/kW_mes
\$APOT_CVT1G2.1b.m	=	$([\$APOTT1G2.1]*[cFCOT1G2.1_S]*[cFST1G2.1_S])*(1-[cKFVT1G2.1])/(730*[cFcT1G2.1])*[cFPPBTb_AT]$
		\$/kW_mes
\$AUST_CFT1G2.1b.m	=	$([\$AUSTT1G2.1]*[cFCOT1G2.1_S]*[cFST1G2.1_S]*[PMAX_P_T1G2.1]*[cKFVT1G2.1]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$
		\$/kW_mes
\$AUST_CVT1G2.1b.m	=	$([\$AUSTT1G2.1]*[cFCOT1G2.1_S]*[cFST1G2.1_S])*(1-[cKFVT1G2.1])/(730*[cFcT1G2.1])*[cFPPBTb_AT]$
		\$/kW_mes
\$CCT1G2.1b.m	=	$[\$CGCT1G2.1.m]*[ct1]$
		\$/mes
\$CD_CFT1G2.1b.m	=	$([\$CDMTBT_5]*[cFRT1G2.1B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1G2.1B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1G2.1B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1G2.1B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1G2.1B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1G2.1B_AT])*[cFST1G2.1]*[PMAX_T1G2.1]*[cKFVT1G2.1]*[ct1]$
		\$/mes
\$CD_CVT1G2.1b.m	=	$([\$CDMTBT_5]*[cFRT1G2.1B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1G2.1B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1G2.1B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1G2.1B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1G2.1B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1G2.1B_AT])*[cFST1G2.1]*(1-[cKFVT1G2.1])/(730*[cFcT1G2.1])$
		\$/kWh
\$CTCFT1G2.1b.m	=	$[\$APOT_CFT1G2.1b.m]+[\$AUST_CFT1G2.1b.m]+[\$CD_CFT1G2.1b.m]+[\$CCT1G2.1b.m]$
		\$/mes
\$CTCVT1G2.1b.m	=	$[\$AUST_CVT1G2.1b.m]+[\$APOT_CVT1G2.1b.m]+[\$CD_CVT1G2.1b.m]+[\$AECVT1G2.1b.m]$
		\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en bornes (Generales)

T1G2.1b.t		
\$AECVT1G2.1b.t	= $(([\$AEPT1G2.1]*[cKEPT1G2.1])+([\$AERT1G2.1]*[cKERT1G2.1])+([\$AEVT1G2.1]*[cKEVT1G2.1]))*[cFPEBTb]$	\$/kW_mes
\$APOT_CFT1G2.1b.t	= $([\$APOTT1G2.1]*[cFCOT1G2.1_S]*[cFST1G2.1_S]*[P_MAX_P_T1G2.1]*[cKFVT1G2.1]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$APOT_CVT1G2.1b.t	= $([\$APOTT1G2.1]*[cFCOT1G2.1_S]*[cFST1G2.1_S]*(1-[cKFVT1G2.1]))/(730*[cFcT1G2.1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CFT1G2.1b.t	= $([\$AUSTT1G2.1]*[cFCOT1G2.1_S]*[cFST1G2.1_S]*[P_MAX_P_T1G2.1]*[cKFVT1G2.1]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$AUST_CVT1G2.1b.t	= $([\$AUSTT1G2.1]*[cFCOT1G2.1_S]*[cFST1G2.1_S]*(1-[cKFVT1G2.1]))/(730*[cFcT1G2.1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
\$CCT1G2.1b.t	= $[\$CGCT1G2.1.t]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CFT1G2.1b.t	= $([\$CDMTBT_5]*[cFRT1G2.1B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1G2.1B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1G2.1B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1G2.1B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1G2.1B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1G2.1B_AT])*[cFST1G2.1]*[P_MAX_T1G2.1]*[cKFVT1G2.1]*[ct1]$	\$/mes
\$CD_CVT1G2.1b.t	= $([\$CDMTBT_5]*[cFRT1G2.1B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1G2.1B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1G2.1B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1G2.1B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1G2.1B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1G2.1B_AT])*[cFST1G2.1]*(1-[cKFVT1G2.1])/(730*[cFcT1G2.1])$	\$/kWh
\$CTCFT1G2.1b.t	= $[\$APOT_CFT1G2.1b.t]+[\$AUST_CFT1G2.1b.t]+[\$CD_CFT1G2.1b.t]+[\$CCT1G2.1b.t]$	\$/mes
\$CTCVT1G2.1b.t	= $[\$AUST_CVT1G2.1b.t]+[\$APOT_CVT1G2.1b.t]+[\$CD_CVT1G2.1b.t]+[\$AECVT1G2.1b.t]$	\$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en bornes (Generales)

T1G2.2b.m		
\$AECVT1G2.2b.m	=	$(([\$AEPT1G2.2]*[cKEPT1G2.2])+([\$AERT1G2.2]*[cKERT1G2.2])+([\$AEVT1G2.2]*[cKEVT1G2.2]))*[cFPEBTb]$ \$/kW_mes
\$APOT_CFT1G2.2b.m	=	$([\$APOTT1G2.2]*[cFCOT1G2.2_S]*[cFST1G2.2_S]*[PMAX_P_T1G2.2]*[cKFVT1G2.2]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$ \$/kW_mes
\$APOT_CVT1G2.2b.m	=	$([\$APOTT1G2.2]*[cFCOT1G2.2_S]*[cFST1G2.2_S])*(1-[cKFVT1G2.2])/(730*[cFcT1G2.2])*[cFPPBTb_AT]$ \$/kW_mes
\$AUST_CFT1G2.2b.m	=	$([\$AUSTT1G2.2]*[cFCOT1G2.2_S]*[cFST1G2.2_S]*[PMAX_P_T1G2.2]*[cKFVT1G2.2]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$ \$/kW_mes
\$AUST_CVT1G2.2b.m	=	$([\$AUSTT1G2.2]*[cFCOT1G2.2_S]*[cFST1G2.2_S])*(1-[cKFVT1G2.2])/(730*[cFcT1G2.2])*[cFPPBTb_AT]$ \$/kW_mes
\$CCT1G2.2b.m	=	$[\$CGCT1G2.2.m]*[ct1]$ \$/mes
\$CD_CFT1G2.2b.m	=	$([\$CDMTBT_5]*[cFRT1G2.2B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1G2.2B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1G2.2B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1G2.2B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1G2.2B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1G2.2B_AT])*[cFST1G2.2]*[PMAX_T1G2.2]*[cKFVT1G2.2]*[ct1]$ \$/mes
\$CD_CVT1G2.2b.m	=	$([\$CDMTBT_5]*[cFRT1G2.2B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1G2.2B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1G2.2B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1G2.2B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1G2.2B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1G2.2B_AT])*[cFST1G2.2]*(1-[cKFVT1G2.2])/(730*[cFcT1G2.2])$ \$/kWh
\$CTCFT1G2.2b.m	=	$[\$APOT_CFT1G2.2b.m]+[\$AUST_CFT1G2.2b.m]+[\$CD_CFT1G2.2b.m]+[\$CCT1G2.2b.m]$ \$/mes
\$CTCVT1G2.2b.m	=	$[\$AUST_CVT1G2.2b.m]+[\$APOT_CVT1G2.2b.m]+[\$CD_CVT1G2.2b.m]+[\$AECVT1G2.2b.m]$ \$/kWh

TARIFA

Pequeñas demandas en bornes (Generales)

T1G2.2b.t		
	$\$AECVT1G2.2b.t = (([\$AEPT1G2.2]*[cKEPT1G2.2])+([\$AERT1G2.2]*[cKERT1G2.2])+([\$AEVT1G2.2]*[cKEVT1G2.2]))*[cFPEBTb]$	\$/kW_mes
	$\$APOT_CFT1G2.2b.t = ([\$APOTT1G2.2]*[cFCOT1G2.2_S]*[cFST1G2.2_S]*[P_MAX_P_T1G2.2]*[cKFVT1G2.2]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
	$\$APOT_CVT1G2.2b.t = ([\$APOTT1G2.2]*[cFCOT1G2.2_S]*[cFST1G2.2_S])*(1-[cKFVT1G2.2])/(730*[cFcT1G2.2])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
	$\$AUST_CFT1G2.2b.t = ([\$AUSTT1G2.2]*[cFCOT1G2.2_S]*[cFST1G2.2_S]*[P_MAX_P_T1G2.2]*[cKFVT1G2.2]*[ct1])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
	$\$AUST_CVT1G2.2b.t = ([\$AUSTT1G2.2]*[cFCOT1G2.2_S]*[cFST1G2.2_S])*(1-[cKFVT1G2.2])/(730*[cFcT1G2.2])*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
	$\$CCT1G2.2b.t = [\$CGCT1G2.2.t]*[ct1]$	\$/mes
	$\$CD_CFT1G2.2b.t = ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1G2.2B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1G2.2B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1G2.2B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1G2.2B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1G2.2B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1G2.2B_AT])*[cFST1G2.2]*[P_MAX_T1G2.2]*[cKFVT1G2.2]*[ct1]$	\$/mes
	$\$CD_CVT1G2.2b.t = ([\$CDMTBT_5]*[cFRT1G2.2B_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT1G2.2B_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT1G2.2B_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT1G2.2B_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT1G2.2B_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT1G2.2B_AT])*[cFST1G2.2]*(1-[cKFVT1G2.2])/(730*[cFcT1G2.2])$	\$/kWh
	$\$CTCFT1G2.2b.t = [\$APOT_CFT1G2.2b.t]+[\$AUST_CFT1G2.2b.t]+[\$CD_CFT1G2.2b.t]+[\$CCT1G2.2b.t]$	\$/mes
	$\$CTCVT1G2.2b.t = [\$AUST_CVT1G2.2b.t]+[\$APOT_CVT1G2.2b.t]+[\$CD_CVT1G2.2b.t]+[\$AECVT1G2.2b.t]$	\$/kWh

TARIFA T2

Grandes demandas

T2A_1BTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2A_1BTb = [\$AEPT2A]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2A_1BTb = [\$AERT2A]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2A_1BTb = [\$AEVT2A]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2A_1BTb = [\$APOTT2A]*[cFCOT2A_S]*[cFST2A_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2A_1BTb = [\$AUSTT2A]*[cFCOT2A_S]*[cFST2A_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2A_1BTb = [\$CGCT2AP]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2A_1BTb = ([\$CDMTBT_5]*[cFRT2A_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT2A_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2A_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2A_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2A_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2A_AT])*[cFST2A]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2N_1BTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2N_1BTb = [\$AEPT2_1]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AerT2N_1BTb = [\$AERT2_1]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2N_1BTb = [\$AEVT2_1]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2N_1BTb = [\$APOTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2N_1BTb = [\$AUSTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2N_1BTb = [\$CGCT2_1BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2N_1BTb = ([\$CDMTBT_5]*[cFRT2NBT_1_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT2NBT_1_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2NBT_1_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2NBT_1_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2NBT_1_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2NBT_1_AT])*[cFST2BT_1]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2N_1BTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2N_1BTr = [\$AEPT2_1]*[cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AerT2N_1BTr = [\$AERT2_1]*[cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2N_1BTr = [\$AEVT2_1]*[cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2N_1BTr = [\$APOTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2N_1BTr = [\$AUSTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2N_1BTr = [\$CGCT2_1BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2N_1BTr = ([\$CDBT_6]*[cFRT2NBT_1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT2NBT_1_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT2NBT_1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT2NBT_1_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT2NBT_1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT2NBT_1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT2NBT_1_AT])*[cFST2BT_1]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2N_2BTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2N_2BTb = [\$AEPT2_2]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AeRT2N_2BTb = [\$AERT2_2]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEVT2N_2BTb = [\$AEVT2_2]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2N_2BTb = [\$APOTT2_2]*[cFOOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2N_2BTb = [\$AUSTT2_2]*[cFOOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$OCT2N_2BTb = [\$OGCT2_2BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2N_2BTb = ([\$CDMTBT_5]*[cFRT2NBT_2_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2N_2BTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2N_2BTr = [\$AEPT2_2]*[cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AeT2N_2BTr = [\$AERT2_2]*[cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEVT2N_2BTr = [\$AEVT2_2]*[cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2N_2BTr = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2N_2BTr = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2N_2BTr = [\$CGCT2_2BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2N_2BTr = ([\$CDBT_6]*[cFRT2NBT_2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT2NBT_2_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2N_2MTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2N_2MTb = [\$AEPT2_2] * [cFPEBT_STMT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AERt2N_2MTb = [\$AERT2_2] * [cFPEBT_STMT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEVT2N_2MTb = [\$AEVT2_2] * [cFPEBT_STMT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2N_2MTb = [\$APOTT2_2] * [cFOOT2MT_1_S] * [cFST2MT_1_S] * [cFPPSTMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2N_2MTb = [\$AUSTT2_2] * [cFOOT2MT_1_S] * [cFST2MT_1_S] * [cFPPSTMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2N_2MTb = [\$CGCT2_2MT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2N_2MTb = ([\$CDSTMT_4] * [cFRT2NMT_1_STMT] + [\$CDST_4] * [cFRT2NMT_1_ST] + [\$CDATST_4] * [cFRT2NMT_1_ATST] + [\$CDAT_4] * [cFRT2NMT_1_AT]) * [cFST2MT_1]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2N_2MTr		
CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2N_2MTr = [\$AEPT2_2]*[cFPEBT_MT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AerT2N_2MTr = [\$AERT2_2]*[cFPEBT_MT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2N_2MTr = [\$AEVT2_2]*[cFPEBT_MT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2N_2MTr = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2MT_1_S]*[cFST2MT_1_S]*[cFPPMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2N_2MTr = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2MT_1_S]*[cFST2MT_1_S]*[cFPPMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2N_2MTr = [\$CGCT2_2MT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2N_2MTr = ([\$CDMT_4]*[cFRT2NMT_1_MT]+[\$CDSTMT_4]*[cFRT2NMT_1_STMT]+[\$CDST_4]*[cFRT2NMT_1_ST]+[\$CDATST_4]*[cFRT2NMT_1_ATST]+[\$CDAT_4]*[cFRT2NMT_1_AT])*[cFST2MT_1]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2N_2STr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AepT2N_2STr = [\$AEPT2_2]*[cFPEBT_ST]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AerT2N_2STr = [\$AERT2_2]*[cFPEBT_ST]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2N_2STr = [\$AEVT2_2]*[cFPEBT_ST]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2N_2STr = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPST_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2N_2STr = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPST_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2N_2STr = [\$CGCT2_2ST]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2N_2STr = ([\$CDST_2]*[cFRT2NST_ST]+[\$CDATST_2]*[cFRT2NST_ATST]+[\$CDAT_2]*[cFRT2NST_AT])*[cFST2ST]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2N_3ATr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2N_3ATr = [\$AEPT2_3]*[cFPEBT_AT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AeT2N_3ATr = [\$AERT2_3]*[cFPEBT_AT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEVT2N_3ATr = [\$AEVT2_3]*[cFPEBT_AT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2N_3ATr = [\$APOTT2_3]*[cFOOT2AT_S]*[cFST2AT_S]*[cFPPAT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2N_3ATr = [\$AUSTT2_3]*[cFOOT2AT_S]*[cFST2AT_S]*[cFPPAT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2N_3ATr = [\$CGCT2_3AT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2N_3ATr = ([\$CDAT_0]*[cFRT2NAT_AT])*[cFST2AT]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2N_3BTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AepT2N_3BTb = [\$AEPT2_3]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AerT2N_3BTb = [\$AERT2_3]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2N_3BTb = [\$AEVT2_3]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2N_3BTb = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2N_3BTb = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2N_3BTb = [\$CGCT2_3BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2N_3BTb = ([\$CDMTbT_5]*[cFRT2NBT_2_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2N_3BTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2N_3BTr = [\$AEPT2_3]*[cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2N_3BTr = [\$AERT2_3]*[cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2N_3BTr = [\$AEVT2_3]*[cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2N_3BTr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2N_3BTr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2N_3BTr = [\$CGCT2_3BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2N_3BTr = ([\$CDBT_6]*[cFRT2NBT_2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT2NBT_2_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2N_3MTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2N_3MTb = [\$AEPT2_3][cFPEBT_STMT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2N_3MTb = [\$AERT2_3][cFPEBT_STMT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2N_3MTb = [\$AEVT2_3][cFPEBT_STMT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2N_3MTb = [\$APOTT2_3][cFCOT2MT_2_S][cFST2MT_2_S][cFPPSTMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2N_3MTb = [\$AUSTT2_3][cFCOT2MT_2_S][cFST2MT_2_S][cFPPSTMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2N_3MTb = [\$CGCT2_3MT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2N_3MTb = ([\$CDSTMT_3][cFRT2NSTMT_STMT]+[\$CDST_3][cFRT2NSTMT_ST]+[\$CDATST_3][cFRT2NSTMT_ATST]+[\$CDAT_3][cFRT2NSTMT_AT])[cFST2MT_2]$	\$/kW_mes

Grandes demandas

T2N_3MTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2N_3MTr = [\$AEPT2_3][cFPEBT_MT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2N_3MTr = [\$AERT2_3][cFPEBT_MT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2N_3MTr = [\$AEVT2_3][cFPEBT_MT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2N_3MTr = [\$APOTT2_3][cFOOT2MT_2_S][cFST2MT_2_S][cFPPMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2N_3MTr = [\$AUSTT2_3][cFOOT2MT_2_S][cFST2MT_2_S][cFPPMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2N_3MTr = [\$CGCT2_3MT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2N_3MTr = ([\$CDMT_4][cFRT2NMT_2_MT]+[\$CDSTMT_4][cFRT2NMT_2_STMT]+[\$CDST_4][cFRT2NMT_2_ST]+[\$CDATST_4][cFRT2NMT_2_ATST]+[\$CDAT_4][cFRT2NMT_2_AT])[cFST2MT_2]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2N_3STb

CARGO ENERGIA (P)	$\$A_{EpT2N_3STb} = [\$A_{EPT2_3}] * [c_{FPEBT_ATST}]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$A_{ErT2N_3STb} = [\$A_{ERT2_3}] * [c_{FPEBT_ATST}]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$A_{EvT2N_3STb} = [\$A_{EVT2_3}] * [c_{FPEBT_ATST}]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$A_{POTT2N_3STb} = [\$A_{POTT2_3}] * [c_{FCOT2ST_S}] * [c_{FST2ST_S}] * [c_{FPPATST_AT}]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$A_{USTT2N_3STb} = [\$A_{USTT2_3}] * [c_{FCOT2ST_S}] * [c_{FST2ST_S}] * [c_{FPPATST_AT}]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2N_3STb = [\$CGCT2_3ST]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2N_3STb = ([\$CDATST_1] * [c_{FRT2NST_ATST}] + [\$CDAT_1] * [c_{FRT2NST_AT}]) * [c_{FST2ST}]$	\$/kW_mes

T2N_3STr

CARGO ENERGIA (P)	$\$A_{EpT2N_3STr} = [\$A_{EPT2_3}] * [c_{FPEBT_ST}]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$A_{ErT2N_3STr} = [\$A_{ERT2_3}] * [c_{FPEBT_ST}]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$A_{EvT2N_3STr} = [\$A_{EVT2_3}] * [c_{FPEBT_ST}]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$A_{POTT2N_3STr} = [\$A_{POTT2_3}] * [c_{FCOT2ST_S}] * [c_{FST2ST_S}] * [c_{FPPST_AT}]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$A_{USTT2N_3STr} = [\$A_{USTT2_3}] * [c_{FCOT2ST_S}] * [c_{FST2ST_S}] * [c_{FPPST_AT}]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2N_3STr = [\$CGCT2_3ST]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2N_3STr = ([\$CDST_2] * [c_{FRT2NST_ST}] + [\$CDATST_2] * [c_{FRT2NST_ATST}] + [\$CDAT_2] * [c_{FRT2NST_AT}]) * [c_{FST2ST}]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2J_1BTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2J_1BTb = [\$AEPT2_1]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2J_1BTb = [\$AERT2_1]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2J_1BTb = [\$AEVT2_1]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2J_1BTb = [\$APOTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*([cFPPBTb_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2J_1BTb = [\$AUSTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2J_1BTb = [\$CGCT2_1BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2J_1BTb = ([\$CDMTBT_5]*[cFRT2NBT_1_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT2NBT_1_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2NBT_1_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2NBT_1_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2NBT_1_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2NBT_1_AT])*[cFST2BT_1]$	\$/kW_mes

T2J_1BTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2J_1BTr = [\$AEPT2_1]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2J_1BTr = [\$AERT2_1]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2J_1BTr = [\$AEVT2_1]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2J_1BTr = [\$APOTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*([cFPPBTr_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2J_1BTr = [\$AUSTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2J_1BTr = [\$CGCT2_1BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2J_1BTr = ([\$CDBT_6]*[cFRT2NBT_1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT2NBT_1_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT2NBT_1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT2NBT_1_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT2NBT_1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT2NBT_1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT2NBT_1_AT])*[cFST2BT_1]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2J_2BTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2J_2BTb = [\$AEPT2_2]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2J_2BTb = [\$AERT2_2]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2J_2BTb = [\$AEVT2_2]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2J_2BTb = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*([cFPPBTb_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2J_2BTb = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2J_2BTb = [\$CGCT2_2BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2J_2BTb = ([\$CDMTBT_5]*[cFRT2NBT_2_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT]$	\$/kW_mes

T2J_2BTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2J_2BTr = [\$AEPT2_2]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2J_2BTr = [\$AERT2_2]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2J_2BTr = [\$AEVT2_2]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2J_2BTr = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*([cFPPBTr_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2J_2BTr = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2J_2BTr = [\$CGCT2_2BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2J_2BTr = ([\$CDBT_6]*[cFRT2NBT_2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT2NBT_2_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2J_2MTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2J_2MTb = [\$AEPT2_2]*([cFPEBT_STMT]-1)$	
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2J_2MTb = [\$AERT2_2]*([cFPEBT_STMT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2J_2MTb = [\$AEVT2_2]*([cFPEBT_STMT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2J_2MTb = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2MT_1_S]*[cFST2MT_1_S]*([cFPPSTMT_AT]-1)$	
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2J_2MTb = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2MT_1_S]*[cFST2MT_1_S]*[cFPPSTMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2J_2MTb = [\$CGCT2_2MT]$	
CARGO USO DE RED	$\$CDT2J_2MTb = ([\$CDMT_4]*[cFRT2NMT_1_MT]+[\$CDSTMT_4]*[cFRT2NMT_1_STMT]+[\$CDST_4]*[cFRT2NMT_1_ST]+[\$CDATST_4]*[cFRT2NMT_1_ATST]+[\$CDAT_4]*[cFRT2NMT_1_AT])*[cFST2MT_1]$	

T2J_2MTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2J_2MTr = [\$AEPT2_2]*([cFPEBT_MT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2J_2MTr = [\$AERT2_2]*([cFPEBT_MT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2J_2MTr = [\$AEVT2_2]*([cFPEBT_MT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2J_2MTr = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2MT_1_S]*[cFST2MT_1_S]*([cFPPMT_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2J_2MTr = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2MT_1_S]*[cFST2MT_1_S]*[cFPPMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2J_2MTr = [\$CGCT2_2MT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2J_2MTr = ([\$CDMT_4]*[cFRT2NMT_1_MT]+[\$CDSTMT_4]*[cFRT2NMT_1_STMT]+[\$CDST_4]*[cFRT2NMT_1_ST]+[\$CDATST_4]*[cFRT2NMT_1_ATST]+[\$CDAT_4]*[cFRT2NMT_1_AT])*[cFST2MT_1]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2J_2STr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2J_2STr = [\$AEPT2_2]*([cFPEBT_ST]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2J_2STr = [\$AERT2_2]*([cFPEBT_ST]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2J_2STr = [\$AEVT2_2]*([cFPEBT_ST]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2J_2STr = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*([cFPPST_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2J_2STr = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPST_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2J_2STr = [\$CGCT2_2ST]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2J_2STr = ([\$CDST_2]*[cFRT2NST_ST]+[\$CDATST_2]*[cFRT2NST_ATST]+[\$CDAT_2]*[cFRT2NST_AT])*[cFST2ST]$	\$/kW_mes

T2J_3ATr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2J_3ATr = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_AT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2J_3ATr = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_AT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2J_3ATr = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_AT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2J_3ATr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2AT_S]*[cFST2AT_S]*([cFPPAT_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2J_3ATr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2AT_S]*[cFST2AT_S]*[cFPPAT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2J_3ATr = [\$CGCT2_3AT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2J_3ATr = ([\$CDAT_0]*[cFRT2JAT_AT])*[cFST2AT_S]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2J_3BTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2J_3BTb = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AeRT2J_3BTb = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2J_3BTb = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2J_3BTb = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*([cFPPBTb_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2J_3BTb = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2J_3BTb = [\$CGCT2_3BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2J_3BTb = ([\$CDMTBT_5]*[cFRT2NBT_2_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]$	\$/kW_mes

T2J_3BTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2J_3BTr = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AeRT2J_3BTr = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2J_3BTr = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2J_3BTr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*([cFPPBTr_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2J_3BTr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2J_3BTr = [\$CGCT2_3BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2J_3BTr = ([\$CDBT_6]*[cFRT2NBT_2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT2NBT_2_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2J_3MTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2J_3MTb = \{ \$AEPT2_3 \} * (\{ cFPEBT_STMT \} - 1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2J_3MTb = \{ \$AERT2_3 \} * (\{ cFPEBT_STMT \} - 1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2J_3MTb = \{ \$AEVT2_3 \} * (\{ cFPEBT_STMT \} - 1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2J_3MTb = \{ \$APOTT2_3 \} * \{ cFCOT2MT_2_S \} * \{ cFST2MT_2_S \} * (\{ cFPPSTMT_AT \} - 1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2J_3MTb = \{ \$AUSTT2_3 \} * \{ cFCOT2MT_2_S \} * \{ cFST2MT_2_S \} * \{ cFPPSTMT_AT \}$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2J_3MTb = \{ \$CGCT2_3MT \}$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2J_3MTb = (\{ \$CDSTMT_3 \} * \{ cFRT2NMT_2_STMT \} + \{ \$CDST_3 \} * \{ cFRT2NMT_2_ST \} + \{ \$CDATST_3 \} * \{ cFRT2NMT_2_ATST \} + \{ \$CDAT_3 \} * \{ cFRT2NMT_2_AT \}) * \{ cFST2MT_2 \}$	\$/kW_mes

T2J_3MTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2J_3MTr = \{ \$AEPT2_3 \} * (\{ cFPEBT_MT \} - 1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2J_3MTr = \{ \$AERT2_3 \} * (\{ cFPEBT_MT \} - 1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2J_3MTr = \{ \$AEVT2_3 \} * (\{ cFPEBT_MT \} - 1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2J_3MTr = \{ \$APOTT2_3 \} * \{ cFCOT2MT_2_S \} * \{ cFST2MT_2_S \} * (\{ cFPPMT_AT \} - 1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2J_3MTr = \{ \$AUSTT2_3 \} * \{ cFCOT2MT_2_S \} * \{ cFST2MT_2_S \} * \{ cFPPMT_AT \}$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2J_3MTr = \{ \$CGCT2_3MT \}$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2J_3MTr = (\{ \$CDMT_4 \} * \{ cFRT2NMT_2_MT \} + \{ \$CDSTMT_4 \} * \{ cFRT2NMT_2_STMT \} + \{ \$CDST_4 \} * \{ cFRT2NMT_2_ST \} + \{ \$CDATST_4 \} * \{ cFRT2NMT_2_ATST \} + \{ \$CDAT_4 \} * \{ cFRT2NMT_2_AT \}) * \{ cFST2MT_2 \}$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2J_3STb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2J_3STb = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_ATST]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2J_3STb = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_ATST]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2J_3STb = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_ATST]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2J_3STb = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*([cFPPATST_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2J_3STb = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPATST_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2J_3STb = [\$CGCT2_3ST]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2J_3STb = ([\$CDATST_1]*[cFRT2NST_ATST]+[\$CDAT_1]*[cFRT2NST_AT])*[cFST2ST]$	\$/kW_mes

T2J_3STr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2J_3STr = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_ST]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2J_3STr = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_ST]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2J_3STr = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_ST]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2J_3STr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*([cFPPST_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2J_3STr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPST_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2J_3STr = [\$CGCT2_3ST]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2J_3STr = ([\$CDST_2]*[cFRT2NST_ST]+[\$CDATST_2]*[cFRT2NST_ATST]+[\$CDAT_2]*[cFRT2NST_AT])*[cFST2ST]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2V_1BTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEP_{T2V_1BTb} = [\$AEPT2_1] * [cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AER_{T2V_1BTb} = [\$AERT2_1] * [cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEV_{T2V_1BTb} = [\$AEVT2_1] * [cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT_{T2V_1BTb} = [\$APOTT2_1] * [cFCOT2BT_1_S] * [cFST2BT_1_S] * [cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT_{T2V_1BTb} = [\$AUSTT2_1] * [cFCOT2BT_1_S] * [cFST2BT_1_S] * [cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT_{T2V_1BTb} = [\$CGCT2_1BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT_{T2V_1BTb} = ([\$CDMTBT_5] * [cFRT2NBT_1_MTBT] + [\$CDMT_5] * [cFRT2NBT_1_MT] + [\$CDSTMT_5] * [cFRT2NBT_1_STMT] + [\$CDST_5] * [cFRT2NBT_1_ST] + [\$CDATST_5] * [cFRT2NBT_1_ATST] + [\$CDAT_5] * [cFRT2NBT_1_AT]) * [cFST2BT_1] * [KDV_T2N_1BTb]$	\$/kW_mes

T2V_1BTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEP_{T2V_1BTr} = [\$AEPT2_1] * [cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AER_{T2V_1BTr} = [\$AERT2_1] * [cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEV_{T2V_1BTr} = [\$AEVT2_1] * [cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT_{T2V_1BTr} = [\$APOTT2_1] * [cFCOT2BT_1_S] * [cFST2BT_1_S] * [cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT_{T2V_1BTr} = [\$AUSTT2_1] * [cFCOT2BT_1_S] * [cFST2BT_1_S] * [cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT_{T2V_1BTr} = [\$CGCT2_1BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT_{T2V_1BTr} = ([\$CDBT_6] * [cFRT2NBT_1_BT] + [\$CDMTBT_6] * [cFRT2NBT_1_MTBT] + [\$CDMT_6] * [cFRT2NBT_1_MT] + [\$CDSTMT_6] * [cFRT2NBT_1_STMT] + [\$CDST_6] * [cFRT2NBT_1_ST] + [\$CDATST_6] * [cFRT2NBT_1_ATST] + [\$CDAT_6] * [cFRT2NBT_1_AT]) * [cFST2BT_1] * [KDV_T2N_1BTr]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2V_2BTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2V_2BTb = [\$AEPT2_2]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2V_2BTb = [\$AERT2_2]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2V_2BTb = [\$AEVT2_2]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2V_2BTb = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2V_2BTb = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2V_2BTb = [\$CGCT2_2BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2V_2BTb = ([\$CDMTBT_5]*[cFRT2NBT_2_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]*[KDV_T2N_2BTb]$	\$/kW_mes

T2V_2BTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2V_2BTr = [\$AEPT2_2]*[cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2V_2BTr = [\$AERT2_2]*[cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2V_2BTr = [\$AEVT2_2]*[cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2V_2BTr = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2V_2BTr = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2V_2BTr = [\$CGCT2_2BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2V_2BTr = ([\$CDBT_6]*[cFRT2NBT_2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT2NBT_2_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]*[KDV_T2N_2BT]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2V_2MTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEP_{T2V_2MTb} = [\$AEPT2_2] * [cFPEBT_STMT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AERT_{2V_2MTb} = [\$AERT2_2] * [cFPEBT_STMT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEVT_{2V_2MTb} = [\$AEVT2_2] * [cFPEBT_STMT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT_{2V_2MTb} = [\$APOTT2_2] * [cFCOT2MT_1_S] * [cFST2MT_1_S] * [cFPPSTMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT_{2V_2MTb} = [\$AUSTT2_2] * [cFCOT2MT_1_S] * [cFST2MT_1_S] * [cFPPSTMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT_{2V_2MTb} = [\$CGCT2_2MT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT_{2V_2MTb} = ([\$CDMT_4] * [cFRT2NMT_1_MT] + [\$CDSTMT_4] * [cFRT2NMT_1_STMT] + [\$CDST_4] * [cFRT2NMT_1_ST] + [\$CDATST_4] * [cFRT2NMT_1_ATST] + [\$CDAT_4] * [cFRT2NMT_1_AT]) * [cFST2MT_1] * [KDV_T2N_2MTb]$	\$/kW_mes

T2V_2MTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEP_{T2V_2MTr} = [\$AEPT2_2] * [cFPEBT_MT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AERT_{2V_2MTr} = [\$AERT2_2] * [cFPEBT_MT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEVT_{2V_2MTr} = [\$AEVT2_2] * [cFPEBT_MT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT_{2V_2MTr} = [\$APOTT2_2] * [cFCOT2MT_1_S] * [cFST2MT_1_S] * [cFPPMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT_{2V_2MTr} = [\$AUSTT2_2] * [cFCOT2MT_1_S] * [cFST2MT_1_S] * [cFPPMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT_{2V_2MTr} = [\$CGCT2_2MT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT_{2V_2MTr} = ([\$CDMT_4] * [cFRT2NMT_MT] + [\$CDSTMT_4] * [cFRT2NMT_STMT] + [\$CDST_4] * [cFRT2NMT_ST] + [\$CDATST_4] * [cFRT2NMT_ATST] + [\$CDAT_4] * [cFRT2NMT_AT]) * [cFST2MT] * [KDV_T2N_2MTr]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2V_2STr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2V_2STr = [\$AEPT2_2]*[cFPEBT_ST]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2V_2STr = [\$AERT2_2]*[cFPEBT_ST]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2V_2STr = [\$AEVT2_2]*[cFPEBT_ST]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2V_2STr = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPST_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2V_2STr = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPST_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2V_2STr = [\$CGCT2_2ST]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2V_2STr = ([\$CDST_2]*[cFRT2NST_ST]+[\$CDATST_2]*[cFRT2NST_ATST]+[\$CDAT_2]*[cFRT2NST_AT])*[cFST2ST]*[KDV_T2N_2STr]$	\$/kW_mes

T2V_3ATr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2V_3ATr = [\$AEPT2_3]*[cFPEBT_AT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2V_3ATr = [\$AERT2_3]*[cFPEBT_AT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2V_3ATr = [\$AEVT2_3]*[cFPEBT_AT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2V_3ATr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2AT_S]*[cFST2AT_S]*[cFPPAT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2V_3ATr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2AT_S]*[cFST2AT_S]*[cFPPAT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2V_3ATr = [\$CGCT2_3AT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2V_3ATr = ([\$CDAT_0]*[cFRT2NAT_AT])*[cFST2AT]*[KDV_T2N_3ATr]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2V_3BTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2V_3BTb = [\$AEPT2_3]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2V_3BTb = [\$AERT2_3]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2V_3BTb = [\$AEVT2_3]*[cFPEBT_MTBT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2V_3BTb = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2V_3BTb = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2V_3BTb = [\$CGCT2_3BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2V_3BTb = ([\$CDMTBT_5]*[cFRT2NBT_2_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]*[KDV_T2N_3BTb]$	\$/kW_mes

T2V_3BTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2V_3BTr = [\$AEPT2_3]*[cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2V_3BTr = [\$AERT2_3]*[cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2V_3BTr = [\$AEVT2_3]*[cFPEBT_BT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2V_3BTr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2V_3BTr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2V_3BTr = [\$CGCT2_3BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2V_3BTr = ([\$CDBT_6]*[cFRT2NBT_2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT2NBT_2_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]*[KDV_T2N_3BTr]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2V_3MTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2V_3MTb = [\$AEPT2_3]*[cFPEBT_STMT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AeRT2V_3MTb = [\$AERT2_3]*[cFPEBT_STMT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2V_3MTb = [\$AEVT2_3]*[cFPEBT_STMT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2V_3MTb = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2MT_2_S]*[cFST2MT_2_S]*[cFPPSTMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2V_3MTb = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2MT_2_S]*[cFST2MT_2_S]*[cFPPSTMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2V_3MTb = [\$CGCT2_3MT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2V_3MTb = ([\$CDSTMT_3]*[cFRT2NMT_2_STMT]+[\$CDST_3]*[cFRT2NMT_2_ST]+[\$CDATST_3]*[cFRT2NMT_2_ATST]+[\$CDAT_3]*[cFRT2NMT_2_AT])*[cFST2MT_2]*[KDV_T2N_3MTb]$	\$/kW_mes

T2V_3MTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2V_3MTr = [\$AEPT2_3]*[cFPEBT_MT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AeRT2V_3MTr = [\$AERT2_3]*[cFPEBT_MT]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2V_3MTr = [\$AEVT2_3]*[cFPEBT_MT]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2V_3MTr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2MT_2_S]*[cFST2MT_2_S]*[cFPPMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2V_3MTr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2MT_2_S]*[cFST2MT_2_S]*[cFPPMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2V_3MTr = [\$CGCT2_3MT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2V_3MTr = ([\$CDMT_4]*[cFRT2NMT_2_MT]+[\$CDSTMT_4]*[cFRT2NMT_2_STMT]+[\$CDST_4]*[cFRT2NMT_2_ST]+[\$CDATST_4]*[cFRT2NMT_2_ATST]+[\$CDAT_4]*[cFRT2NMT_2_AT])*[cFST2MT_2]*[KDV_T2N_3MTr]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

T2V_3STb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2V_3STb = [\$AEPT2_3]*[cFPEBT_ATST]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2V_3STb = [\$AERT2_3]*[cFPEBT_ATST]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2V_3STb = [\$AEVT2_3]*[cFPEBT_ATST]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2V_3STb = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPATST_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2V_3STb = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPATST_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2V_3STb = [\$CGCT2_3ST]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2V_3STb = ([\$CDATST_1]*[cFRT2NST_ATST]+[\$CDAT_1]*[cFRT2NST_AT])*[cFST2ST]*[KDV_T2N_3STb]$	\$/kW_mes

T2V_3STr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2V_3STr = [\$AEPT2_3]*[cFPEBT_ST]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2V_3STr = [\$AERT2_3]*[cFPEBT_ST]$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2V_3STr = [\$AEVT2_3]*[cFPEBT_ST]$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2V_3STr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPST_AT]$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2V_3STr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPST_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2V_3STr = [\$CGCT2_3ST]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2V_3STr = ([\$CDST_2]*[cFRT2NST_ST]+[\$CDATST_2]*[cFRT2NST_ATST]+[\$CDAT_2]*[cFRT2NST_AT])*[cFST2ST]*[KDV_T2N_3STr]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

2VJ_1BTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2VJ_1BTb = [\$AEPT2_1]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2VJ_1BTb = [\$AERT2_1]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2VJ_1BTb = [\$AEVT2_1]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2VJ_1BTb = [\$APOTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*([cFPPBTb_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2VJ_1BTb = [\$AUSTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2VJ_1BTb = [\$CGCT2_1BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2VJ_1BTb = ([\$CDMTBT_5]*[cFRT2NBT_1_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT2NBT_1_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2NBT_1_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2NBT_1_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2NBT_1_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2NBT_1_AT])*[cFST2BT_1]*[KDV_T2J_1BTb]$	\$/kW_mes

2VJ_1BTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2VJ_1BTr = [\$AEPT2_1]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2VJ_1BTr = [\$AERT2_1]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2VJ_1BTr = [\$AEVT2_1]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2VJ_1BTr = [\$APOTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*([cFPPBTr_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2VJ_1BTr = [\$AUSTT2_1]*[cFCOT2BT_1_S]*[cFST2BT_1_S]*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2VJ_1BTr = [\$CGCT2_1BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2VJ_1BTr = ([\$CDBT_6]*[cFRT2NBT_1_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT2NBT_1_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT2NBT_1_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT2NBT_1_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT2NBT_1_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT2NBT_1_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT2NBT_1_AT])*[cFST2BT_1]*[KDV_T2J_1BTr]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

2VJ_2BTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2VJ_2BTb = [\$AEPT2_2]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2VJ_2BTb = [\$AERT2_2]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2VJ_2BTb = [\$AEVT2_2]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2VJ_2BTb = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*([cFPPBTb_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2VJ_2BTb = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2VJ_2BTb = [\$CGCT2_2BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2VJ_2BTb = ([\$CDMTBT_5]*[cFRT2NBT_2_MTBT]+[\$CDMT_5]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_5]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_5]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_5]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_5]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]*[KDV_T2J_2BTb]$	\$/kW_mes

2VJ_2BTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2VJ_2BTr = [\$AEPT2_2]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2VJ_2BTr = [\$AERT2_2]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2VJ_2BTr = [\$AEVT2_2]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2VJ_2BTr = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2BT_S]*[cFST2BT_S]*([cFPPBTr_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2VJ_2BTr = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTr_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2VJ_2BTr = [\$CGCT2_2BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2VJ_2BTr = ([\$CDBT_6]*[cFRT2NBT_2_BT]+[\$CDMTBT_6]*[cFRT2NBT_2_MTBT]+[\$CDMT_6]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT_6]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST_6]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST_6]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT_6]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]*[KDV_T2J_2BTr]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

2VJ_2MTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2VJ_2MTb = [\$AEPT2_2] * ([cFPEBT_STMT] - 1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2VJ_2MTb = [\$AERT2_2] * ([cFPEBT_STMT] - 1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2VJ_2MTb = [\$AEVT2_2] * ([cFPEBT_STMT] - 1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2VJ_2MTb = [\$APOTT2_2] * [cFCOT2MT_1_S] * [cFST2MT_1_S] * ([cFPPSTMT_AT] - 1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2VJ_2MTb = [\$AUSTT2_2] * [cFCOT2MT_1_S] * [cFST2MT_1_S] * [cFPPSTMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2VJ_2MTb = [\$CGCT2_2MT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2VJ_2MTb = [\$CDMT_4] * [cFRT2NMT_1_MT] + [\$CDSTMT_4] * [cFRT2NMT_1_STMT] + [\$CDST_4] * [cFRT2NMT_1_ST] + [\$CDATST_4] * [cFRT2NMT_1_ATST] + [\$CDAT_4] * [cFRT2NMT_1_AT] * [cFST2MT_1] * [KDV_T2J_2MTb]$	\$/kW_mes

2VJ_2MTc

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2VJ_2MTc = [\$AEPT2_2] * ([cFPEBT_MT] - 1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2VJ_2MTc = [\$AERT2_2] * ([cFPEBT_MT] - 1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2VJ_2MTc = [\$AEVT2_2] * ([cFPEBT_MT] - 1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2VJ_2MTc = [\$APOTT2_2] * [cFCOT2MT_1_S] * [cFST2MT_1_S] * ([cFPPMT_AT] - 1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2VJ_2MTc = [\$AUSTT2_2] * [cFCOT2MT_1_S] * [cFST2MT_1_S] * [cFPPMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2VJ_2MTc = [\$CGCT2_2MT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2VJ_2MTc = ([\$CDMT_4] * [cFRT2NMT_1_MT] + [\$CDSTMT_4] * [cFRT2NMT_1_STMT] + [\$CDST_4] * [cFRT2NMT_1_ST] + [\$CDATST_4] * [cFRT2NMT_1_ATST] + [\$CDAT_4] * [cFRT2NMT_1_AT]) * [cFST2MT_1] * [KDV_T2J_2MTc]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

2VJ_2STr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEP2VJ_2STr = [\$AEPT2_2]*([cFPEBT_ST]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AER2VJ_2STr = [\$AERT2_2]*([cFPEBT_ST]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEV2VJ_2STr = [\$AEVT2_2]*([cFPEBT_ST]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2VJ_2STr = [\$APOTT2_2]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*([cFPPST_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2VJ_2STr = [\$AUSTT2_2]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPST_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2VJ_2STr = [\$CGCT2_2ST]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2VJ_2STr = ([\$CDST_2]*[cFRT2NST_ST]+[\$CDATST_2]*[cFRT2NST_ATST]+[\$CDAT_2]*[cFRT2NST_AT])*[cFST2ST]*[KDV_T2J_2STr]$	\$/kW_mes

2VJ_3ATr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEP2VJ_3ATr = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_AT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AER2VJ_3ATr = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_AT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEV2VJ_3ATr = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_AT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2VJ_3ATr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2AT_S]*[cFST2AT_S]*([cFPPAT_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2VJ_3ATr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2AT_S]*[cFST2AT_S]*[cFPPAT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2VJ_3ATr = [\$CGCT2_3AT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2VJ_3ATr = ([\$CDAT_0]*[cFRT2NAT_AT])*[cFST2AT]*[KDV_T2J_3ATr]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

2VJ_3BTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2VJ_3BTb = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2VJ_3BTb = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2VJ_3BTb = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_MTBT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2VJ_3BTb = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*([cFPPBTb_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2VJ_3BTb = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBTb_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2VJ_3BTb = [\$CGCT2_3BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2VJ_3BTb = ([\$CDMTB5]*[cFRT2NBT_2_MTBT]+[\$CDMT5]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT5]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST5]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST5]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT5]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]*[KDV_T2J_3BTb]$	\$/kW_mes

2VJ_3BTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2VJ_3BTr = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2VJ_3BTr = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2VJ_3BTr = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_BT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2VJ_3BTr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*([cFPPBT_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2VJ_3BTr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2BT_2_S]*[cFST2BT_2_S]*[cFPPBT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2VJ_3BTr = [\$CGCT2_3BT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2VJ_3BTr = ([\$CDBT6]*[cFRT2NBT_2_BT]+[\$CDMTB6]*[cFRT2NBT_2_MTBT]+[\$CDMT6]*[cFRT2NBT_2_MT]+[\$CDSTMT6]*[cFRT2NBT_2_STMT]+[\$CDST6]*[cFRT2NBT_2_ST]+[\$CDATST6]*[cFRT2NBT_2_ATST]+[\$CDAT6]*[cFRT2NBT_2_AT])*[cFST2BT_2]*[KDV_T2J_3BT]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

2VJ_3MTb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2VJ_3MTb = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_STMT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2VJ_3MTb = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_STMT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2VJ_3MTb = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_STMT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2VJ_3MTb = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2MT_2_S]*[cFST2MT_2_S]*([cFPPSTMT_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2VJ_3MTb = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2MT_2_S]*[cFST2MT_2_S]*[cFPPSTMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2VJ_3MTb = [\$CGCT2_3MT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2VJ_3MTb = ([\$CDSTMT_3]*[cFRT2NMT_2_STMT]+[\$CDST_3]*[cFRT2NMT_2_ST]+[\$CDATST_3]*[cFRT2NMT_2_ATST]+[\$CDAT_3]*[cFRT2NMT_2_AT])*[cFST2MT_2]*[KDV_T2J_3MTb]$	\$/kW_mes

2VJ_3MTr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2VJ_3MTr = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_MT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2VJ_3MTr = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_MT]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2VJ_3MTr = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_MT]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2VJ_3MTr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2MT_2_S]*[cFST2MT_2_S]*([cFPPMT_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2VJ_3MTr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2MT_2_S]*[cFST2MT_2_S]*[cFPPMT_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2VJ_3MTr = [\$CGCT2_3MT]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2VJ_3MTr = ([\$CDMT_4]*[cFRT2NMT_2_MT]+[\$CDSTMT_4]*[cFRT2NMT_2_STMT]+[\$CDST_4]*[cFRT2NMT_2_ST]+[\$CDATST_4]*[cFRT2NMT_2_ATST]+[\$CDAT_4]*[cFRT2NMT_2_AT])*[cFST2MT_2]*[KDV_T2J_3MTr]$	\$/kW_mes

TARIFA T2

Grandes demandas

2VJ_3STb

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2VJ_3STb = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_ATST]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2VJ_3STb = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_ATST]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2VJ_3STb = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_ATST]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2VJ_3STb = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*([cFPPATST_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2VJ_3STb = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPATST_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2VJ_3STb = [\$CGCT2_3ST]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2VJ_3STb = ([\$CDATST_1]*[cFRT2NST_ATST]+[\$CDAT_1]*[cFRT2NST_AT])*[cFST2ST]*[KDV_T2J_3STb]$	\$/kW_mes

2VJ_3STr

CARGO ENERGIA (P)	$\$AEpT2VJ_3STr = [\$AEPT2_3]*([cFPEBT_ST]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (R)	$\$AErT2VJ_3STr = [\$AERT2_3]*([cFPEBT_ST]-1)$	\$/mes
CARGO ENERGIA (V)	$\$AEvT2VJ_3STr = [\$AEVT2_3]*([cFPEBT_ST]-1)$	\$/mes
CARGO POTENCIA EN PUNTA	$\$APOTT2VJ_3STr = [\$APOTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*([cFPPST_AT]-1)$	\$/kW_mes
CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	$\$AUSTT2VJ_3STr = [\$AUSTT2_3]*[cFCOT2ST_S]*[cFST2ST_S]*[cFPPST_AT]$	\$/kW_mes
CARGO GESTION COMERCIAL	$\$CCT2VJ_3STr = [\$CGCT2_3ST]$	\$/mes
CARGO USO DE RED	$\$CDT2VJ_3STr = ([\$CDST_2]*[cFRT2NST_ST]+[\$CDATST_2]*[cFRT2NST_ATST]+[\$CDAT_2]*[cFRT2NST_AT])*[cFST2ST]*[KDV_T2J_3STr]$	\$/kW_mes

ANEXO II

“CUADRO DE COSTO DE ABASTECIMIENTO DISTRIBUIDORA CEB”

INTRODUCCION

En el presente Anexo se desarrolla todo lo concerniente al Cuadro de Costos de Abastecimiento (CCA) que define los valores que deben ser trasladados a la Tarifa de Usuario final (TUF).

El Cuadro de Costos de Abastecimiento (CCA) contempla costos propiamente dichos de Abastecimiento para abastecer a los usuarios de LA DISTRIBUIDORA (CEB).

Los Costos de Abastecimiento propiamente dichos deben cumplir el principio de traslado o “pass through”, es decir, no puede representar ni pérdidas ni ganancias en la actividad económica de LA DISTRIBUIDORA (CEB) .

A partir de la legislación del Marco Regulatorio Provincial tampoco es permitido que se pase cualquier precio convenido con generadores o comercializadores, el límite es el valor que el Mercado Eléctrico Mayorista define para el nodo de abastecimiento de dicha Distribuidora. De esta manera los usuarios tienen garantizados que su Tarifa no tiene un valor de abastecimiento mayorista que no esté regulado. Como la Distribuidora es Agente Distribuidor del MEM tal cuestión está asegurada.

Asimismo, en el presente Anexo se exponen las pautas necesarias para efectuar el recálculo del Costo de Abastecimiento de LA DISTRIBUIDORA (CEB), con los costos reconocidos para la fuente de abastecimiento y los conceptos de costos trasladables a las tarifas.

1. ACTUALIZACIÓN TARIFARIA TRIMESTRAL

1.1 Aspectos generales

CA propiamente dichos (CA)

La definición técnica de los CA a reconocer en la TUF surge del concepto principal de que debe permitirse a LA DISTRIBUIDORA (CEB) trasladar a sus usuarios los costos que le origina la compra de potencia, transporte y energía para cumplir su obligación de abastecer y hacerlo con una calidad de servicio determinada. A ello se le debe adicionar la limitación que impone la ley sobre éste valor que no puede superar el que surja de considerar la referencia de precios del MEM.

Por lo expuesto y tal lo ya expresado, el CA para LA DISTRIBUIDORA (CEB) que corresponde sea trasladado a TUF, es el que surgirá de considerar el Precio de Compra en el MEM que LA DISTRIBUIDORA CEB realiza como agente del MEM, para el Área que nos ocupa - obtenido cada trimestre a través de una metodología válida para ese objeto -.

Costos por la PAFTT

Tienen que ver con el costo por la PAFTT que LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) ejerce para abastecer la energía y potencia del MEM a LA DISTRIBUIDORA (CEB).

1.2 Aspectos Particulares

A los efectos del desarrollo de la metodología se establece la siguiente codificación:

- p - banda horaria de pico.
- v - banda horaria de valle.
- r - banda horaria de resto.
- j - mes del trimestre (noviembre, diciembre, etc).
- l - segmento tarifario (T1R, T1NR, T1AP, etc)

1.2.1 Datos Físicos y Factores

EPb: Energía Proyectada para el Trimestre que se inicia, por mes (j) y por banda horaria (b) (pico, valle y horas restantes), expresada en MWh.

PMRj: Potencia Máxima Registrada en MW, para el trimestre considerado. Este valor se definirá en ocasión de calcular cada ajuste trimestral.

PDj: Potencia Declarada por mes (j) para el Trimestre que se inicia, expresada en MW.

Pmax j: Valor máximo de la potencia para el trimestre que surge de considerar por mes (j), el máximo entre PMRj y PDj . Dicho valor se expresa en MW.

PMD j: Potencia Media Demandada para el trimestre que se inicia, que surge de considerar por mes (j) el producto del REL1 publicado en la programación estacional definitiva para el periodo considerado y la PDj. Dicho valor se expresa en MW.

EPAA pji: Energía Proyectada para el Acta Acuerdo para la banda de pico por mes (j) y por segmento tarifario (i).

EPAA vji: Energía Proyectada para el Acta Acuerdo para la banda de valle por mes (j) y por segmento tarifario (i).

EPAA rji: Energía Proyectada para el Acta Acuerdo para la banda de resto por mes (j) y por segmento tarifario (i).

En caso que LA DISTRIBUIDORA en su declaración trimestral considerara una PMP superior a la PMA informada, a los efectos del cálculo se considerará dicha PMP.

FN bj CEB: Factor de Nodo por banda y por mes para LA DISTRIBUIDORA CEB, publicado por la Secretaria de Energía, en la Programación Estacional Definitiva para el trimestre considerado.

FA j CEB: Factor de Adaptación por mes para LA DISTRIBUIDORA CEB, publicado por la Secretaria de Energía, en la Programación Estacional Definitiva para el trimestre considerado.

FN bj EdERSA: Factor de Nodo por banda y por mes para LA DISTRIBUIDORA EdERSA, publicado por la Secretaria de Energía, en la Programación Estacional Definitiva para el trimestre considerado.

FA j EdERSA: Factor de Adaptación por mes para LA DISTRIBUIDORA EdERSA, publicado por la Secretaria de Energía en la Programación Estacional Definitiva para el trimestre considerado.

1.2.2 Valores Monetarios por mes y por trimestre

Costo de Compra de LA DISTRIBUIDORA (CEB) como agente del MEM.

Este costo se obtiene por el carácter de LA DISTRIBUIDORA (CEB) como agente Distribuidor en el MEM.

Cargos asociados al MEM como agente DISTRIBUIDOR

Los precios unitarios de la energía a nivel de mayorista sancionados por la Secretaria de Energía de la Nación, han sido paulatinamente desdoblados en diferentes segmentos tarifarios (T1R, T1NR, etc.) es por este motivo que se ha previsto en la normativa el segmento genérico (i) a fin de incorporar futuras nuevas segmentaciones.

Asimismo, tales precios mayorista han sido diferenciados en precios con subsidios y sin subsidios, razón por la cual el procedimiento que se detalla a continuación deberá ser implementado considerado ambas condiciones.

a. Cargos asignados a la Potencia (\$CPL j):

a.1. Cargo por Reserva de Potencia (\$CRS j)

$$\text{\$CRS } j = \text{PRES } j * \text{FA } j \text{ ceb} * \text{Pmax } j$$

$\text{\$CRS } j$: Cargo por Potencia de Reserva asignado a la Potencia por mes para el trimestre que se inicia.

$\text{PRES } j$: Precio de la Potencia por Reserva, expresado en $\text{\$/MW}$, publicado en la Programación Estacional definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

$\text{FA } j \text{ ceb}$: Factor de Adaptación proyectado de la Barra de Alicura en 132 KV. El mismo se define en la Programación Estacional definitiva que publica CAMMESA para el trimestre que se inicia.

$\text{Pmax } j$: Valor máximo de la potencia para el trimestre, que surge de considerar por mes (j), el máximo entre $\text{PMR}j$ y $\text{PD}j$. Dicho valor se expresa en MW.

a.2. Cargo por Servicios Asociados a la Potencia ($\text{\$CSAP } j$)

$$\text{\$CSAP } j = \text{PASOC } j * \text{FA } j \text{ ceb} * \text{Pmax } j$$

$\text{\$CSAP } j$: Cargo por Servicios Asociados a la Potencia por mes para el trimestre que se inicia.

$\text{PASOC } j$: Precio de los Servicios Asociados a la Potencia expresado en $\text{\$/MW}$, publicado en la Programación Estacional definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

$\text{FA } j \text{ ceb}$: Factor de Adaptación proyectado de la Barra de Alicura en 132 KV. El mismo se define en la Programación Estacional definitiva que publica CAMMESA para el trimestre que se inicia.

$\text{Pmax } j$: Valor máximo de la potencia para el trimestre que surge de considerar por mes (j), el máximo entre $\text{PMR}j$ y $\text{PD}j$. Dicho valor se expresa en MW.

a.3 Cargo por Reserva Instantánea de Potencia ($\text{\$DRIP ceb } j$)

$\text{\$DRIP ceb } j$: Cargo por Reserva Instantánea de Potencia para el trimestre, se considera el monto por mes (j) facturado por CAMMESA para igual periodo del año anterior, este valor se define en el ajuste correspondiente.

a.4 Tasa de control y fiscalización del ENRE ($\text{\$CTENRE ceb } j$)

$\text{\$CTENRE ceb } j$: tasa de fiscalización y control del ENRE para el trimestre, se considera el monto por mes (j) facturado por el Ente para igual periodo del año anterior.

a.5. Reconocimiento por el CRP para el sistema de distribución de la CEB (\$RRF j).

Como Gestión Técnica de LA DISTRIBUIDORA (CEB): un monto fijo que reconoce el costo de mantener la reserva. El monto resultante surge de la base de la metodología aplicada que determina que el valor a incorporar en el CCA ascienda a: **\$ 558.320** por año. Este monto reconoce: el costo de adecuar las instalaciones de generación, costo de mantener operativo en modo de reserva fría las centrales de Ing, Pechon y Puerto Moreno.

En función de lo expuesto se define a $\$RRF_j = \$ 46.526,67$ por mes.

Como CA: reconocimiento de los costos variables, por generar – combustibles, lubricantes, etc – cuando ello ocurre por interrupciones en el sistema ALIPIBA debido a fallas asociadas a las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA). Las cantidades físicas a considerar son las resultantes de las energías generadas efectivamente y reconocidas en los recálculos trimestrales en el título ajuste trimestral.

Resulta en consecuencia que:

$$\$CPL_j = \$CRS_j + \$CSAP_j + \$DRIP_{ceb_j} + \$CTENRE_{ceb_j} + \$RFF_j$$

b. Cargos asociados a la Energía (\$CEL bj).

b.1. Cargo por Energía en pico (\$CEAE pj)

$$\$CEAE_{pji} = EP_{pj} * (FN_{pjceb} * PE_{pi} + PEA_b)$$

$\$CEAE_{pj}$: Cargo por energía en la banda horaria de pico asignado a la energía para el trimestre que se inicia por mes y por segmento tarifario (i).

EP_{pj} : Energía proyectada en la banda de pico por mes para el trimestre que se inicia, valor expresado en MWh.

FN_{pjceb} : Factor de Nodo por banda horaria de pico, de LA DISTRIBUIDORA (CEB) en la Barra de Alicura 132 kV. El mismo se define en la Programación Estacional definitiva que publica CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PE_{pij} : Precio de la banda horaria de pico en la barra del mercado por mes, y por segmento tarifario (i), expresado en \$/MWh. Este valor es publicado en la Programación Estacional definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PEApi: Precio de la Energía Adicional en la banda de pico por mes en la barra de mercado y por segmento tarifario (i), expresado en \$/MWh. El mismo se define en la Programación Estacional definitiva que publica CAMMESA para el trimestre que se inicia.

b.2. Cargo por Energía en Valle (\$CEAE vj)

$$\text{\$CEAE } v_j = \text{EP } v_j * (\text{FN } v_j \text{ceb} * \text{PE } v_i + \text{PEA } v)$$

\$CEAE vj: Cargo por energía en la banda horaria de valle asignado a la energía para el trimestre que se inicia por mes y por segmento tarifario (i).

EP vj: Energía proyectada en la banda de valle por mes para el trimestre que se inicia, valor expresado en MWh.

FN vj ceb: Factor de Nodo por banda horaria de valle, de LA DISTRIBUIDORA (CEB) en la Barra de Alicura 132 kV. El mismo se define en la Programación Estacional definitiva que publica CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PE vji: Precio de la banda horaria de valle en la barra del mercado por mes y por segmento tarifario (i), expresado en \$/MWh. Este valor es publicado en la Programación Estacional definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PEAvi: Precio de la Energía Adicional en la banda de valle por mes en la barra de mercado y por segmento tarifario (i), expresado en \$/MWh. El mismo se define en la Programación Estacional definitiva que publica CAMMESA para el trimestre que se inicia.

b.3. Cargo por Energía en Resto (\$CEAE rj)

$$\text{\$CEAE } r_j = \text{EP } r_j * (\text{FN } r_j \text{ceb} * \text{PE } r_i + \text{PEA } r)$$

\$CEAE rj: Cargo por energía en la banda horaria de resto asignado a la energía para el trimestre que se inicia por mes y por segmento tarifario (i).

EP rj: Energía proyectada en la banda de resto por mes para el trimestre que se inicia, valor expresado en MWh.

FN rj ceb: Factor de Nodo por banda horaria de resto, de LA DISTRIBUIDORA (CEB) en la Barra de Alicura 132 kV. El mismo se define en la Programación Estacional definitiva que publica CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PE rji: Precio de la banda horaria de resto en la barra del mercado por mes y por segmento tarifario (i), expresado en \$/MWh. Este valor es publicado en la Programación Estacional definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PEAri: Precio de la Energía Adicional en la banda de resto por mes en la barra de mercado y por segmento tarifario (i), expresado en \$/MWh. El mismo se define en la Programación Estacional definitiva que publica CAMMESA para el trimestre que se inicia.

b.4. Cargo por Potencia Base y Confiabilidad (\$CBCAE j).

$$\text{\$CBCAE } j = \text{PMD } j * \text{FA } j \text{ ceb} * (\text{PBAS } j + \text{PCONF } j)$$

\\$CBCAE: Cargo por Potencia Base y Confiabilidad, asignada a la energía por mes para el trimestre que se inicia.

PMD j: Potencia Media Demandada para el trimestre que se inicia, que surge de considerar por mes (j) el producto del REL1 publicado en la programación estacional definitiva para el periodo considerado y la PDj. Dicho valor se expresa en MW.

FA j ceb: Factor de Adaptación proyectado de la Barra de Alicura en 132 KV. El mismo se define en la Programación Estacional definitiva que publica CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PBAS: Precio por la Potencia Base, expresado en \$/MW, publicado en la Programación Estacional definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PCONF: Precio por la Potencia por Confiabilidad expresado en \$/MW, publicado en la Programación Estacional definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

b.5. Costo por Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (\$FNAEE j)

$$\text{\$FNAEE } j = \text{FNNE} * \text{EP } j$$

\\$FNAEE: Cargo por Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, asociado a la energía.

FNNE: Definido por Ley 24065 (FNNE) para el trimestre que se inicia.

EP j: Energía Proyectada para el Trimestre que se inicia, por mes (j), surge de la sumatoria de la energía por banda horaria (b) (pico, valle y horas restantes) para cada mes (j), expresada en MWh.

b.6. Gastos de CAMMESA (\$GCAMMESA j)

\\$GCAMMESA j: se considera el monto por mes (j) facturado por CAMMESA para igual periodo del año anterior, este valor se define para el ajuste del trimestre correspondiente.

Valores comprendidos entre los acápite b7 y el b10 se definen para el ajuste del trimestre correspondiente t.

b.7. Sobre Costo por Precios Locales (\$SCPL_{ceb j}).

Este valor será considerado en el ajuste. Corresponde al sobre costo por precios locales facturado por CAMMESA a la DISTRIBUIDORA (CEB).

b.8. Sobre Costo por Diferencia de Factor de Nodo (\$SCDFN_{ceb j}).

Este valor será considerado en el ajuste. Corresponde al sobre costo por diferencia del factor de nodo facturado por CAMMESA a la DISTRIBUIDORA (CEB).

b.9. Sobre Costo Transitorio de Despacho (\$SCTD_{ceb j}).

Corresponde al sobre costo transitorio de despacho que factura CAMMESA a la DISTRIBUIDORA (CEB). Este valor se define para el ajuste del trimestre correspondiente

b.10. Sobre Costo por Débitos a los Combustibles (\$SCDC_{ceb}).

Corresponde al sobre costo por debito a los combustibles que factura CAMMESA a la DISTRIBUIDORA (CEB). Este valor se define para el ajuste del trimestre correspondiente

En virtud de existir costos que no están directamente asignados a la energía, se define a continuación la metodología para la asignación de los cargos no desagregados.

- Se define como el Costo Total por mes (j) de los cargos no desagregados que se asignan a la energía a:

$$\begin{aligned} \$SCND j = & \$CBCAE j + \$GCAMMESA j + \$FNAEE j + \$SCPL_{ceb j} + \$SCDFN_{ceb j} \\ & + \$SCTD_{ceb j} + \$SCDC_{ceb j} \end{aligned}$$

- Se define como el valor monómico de los costos no desagregados por banda (b) a:

$$MCND j = \$SCND j / EP j$$

- Se define el valor monómico de energía por trimestre y por banda (b) a :

$$MEN b = \sum ((PE b * FN_{ceb b} + EA b) * EP b) / EP$$

- Se define al coeficiente de asignación en la banda por trimestre a:

$$KPICO = (PE_p * FN_{ceb_p} + EA_p) / MEN_p * \$SCND / EP$$

$$KVALLE = (PE_v * FN_{ceb_v} + EA_v) / MEN_v * \$SCND / EP$$

$$KRESTO = (PE_r * FN_{ceb_r} + EA_r) / MEN_r * \$SCND / EP$$

- El cargo monetario por banda (b) y por mes (j) desagregado en la energía es:

$$\$CND_{pj} = KPICO * EP_{pj}$$

$$\$CND_{vj} = KVALLE * EP_{vj}$$

$$\$CND_{rj} = KRESTO * EP_{rj}$$

c. Cargos asociados al Transporte en el SADI (\$CTL j).

Son los costos que se generan producto de ampliaciones en los corredores del sistema de transporte del SADI que regula el ENRE y que por los mecanismos previstos en “*Los procedimientos*” de CAMMESA son reconocidos previa autorización del ENRE.

Así se define el CANON por ampliaciones en el SADI (\$CANON j): Corresponde al monto que apruebe el ENRE por Resolución y facture CAMMESA en relación a ampliaciones en el sistema de transporte del SADI. Este valor se define para el ajuste del trimestre correspondiente

d. Determinación de los montos por energía, potencia y transporte.

d.1. Montos por banda horaria (\$MEDIS bj)

$$\$MEDIS_{pj} = \$CND_{pj} + \$CEAE_{pji}$$

$$\$MEDIS_{vj} = \$CND_{vj} + \$CEAE_{vji}$$

$$\$MEDIS_{rj} = \$CND_{rj} + \$CEAE_{rji}$$

\$CND bj: definido en el acápite b.

\$CEAE bji: definido en al acápite b.1.

d.2. Montos por potencia (\$CPL j)

\$CPL j definido en el acápite a.

d.3. Montos por el Transporte (\$CTL j)

\$CTL j definido en el acápite c.

e. Determinación de los precios unitarios por energía, potencia y transporte, como agente Distribuidor.

e.1. Monómico de energía en pico (MEDIS pj)

$$\text{MEDIS } p_j = \$\text{MEDIS } p_j / \text{EP } p_j$$

e.2. Monómico de energía en valle (MEDIS vj)

$$\text{MEDIS } v_j = \$\text{MEDIS } v_j / \text{EP } v_j$$

e.3. Monómico de energía en resto (MEDIS rj)

$$\text{MEDIS } r_j = \$\text{MEDIS } r_j / \text{EP } r_j$$

e.4. Monómico por potencia (MPDISj)

$$\text{MPDIS } j = \$\text{CPL } j / \text{PDM } j$$

e.5. Monómico por Transporte (MTDIS j)

$$\text{MTDIS } j = \$\text{CTL } j / \text{PDM } j$$

1.3 Valorización de la PAFTT trasladable a TUF de LA DISTRIBUIDORA (CEB)

Se adopta como valor trasladable a TUF y comprendido en el CA de LA DISTRIBUIDORA CEB, el que surge del Decreto Provincial N° 880/1992, Acta Acuerdo de fecha 25/03/1997 (Ratificada por Res. EPRE N° 094/98), Addendum al Contrato de Abastecimiento de Energía y Potencia de fecha 22/11/2005 y Aclaración del este último Addendum de fecha 21/07/06, excluyendo los conceptos que forman parte de la compra al MEM.

En caso de modificación de los valores del Acta Acuerdo y el Addendum, los mismos serán incorporados al CA conforme a la metodología de cálculo aquí definida.

I. Cargo Fijo (\$CFPAFTT)

Se define el cargo fijo según lo dispuesto en el Anexo 3, punto 1.1.8, de la Resolución E.P.R.E. N° 094/98

II. Cargo Variable por Perdidas (\$CPerd PAFTT j)

Para calcular el \$CPerd PAFTT j se determinara los conceptos constitutivos del Acta Acuerdo.

II.1. Costo de Compra de Energía en Pico por mes y por segmento (\$PE pji)

$$\text{\$PE pji} = \text{PE pji} * \text{FN p edersa} * \text{EP pji}$$

II.2. Costo de Compra de Energía en Valle por mes y por segmento (\$PE vji)

$$\text{\$PE vji} = \text{PE pji} * \text{FN v edersa} * \text{EP vji}$$

II.3. Costo de Compra de Energía en Resto por mes y por segmento (\$PE rji)

$$\text{\$PE rji} = \text{PE rji} * \text{FN r edersa} * \text{EP rji}$$

II.4. Costo de Energía por mes y por segmento (\$PE ij)

$$\text{\$PE ij} = \text{\$PE pi} + \text{\$PE vi} + \text{\$PE ri}$$

II.5. Aplicación de la Resolución SEN N° 1.866/05.

Para cada segmento i se aplica el costo de la Res SEN N° 1.866/05 por la EP ij.

II.6. Costo por Energía Adicional en pico por mes y por segmento (\$PEA pi)

$$\text{\$PEA pi} = \text{PEA pi} * \text{EP pi}$$

II.7. Costo por Energía Adicional en valle por mes y por segmento (\$PEA vi)

$$\text{\$PEA vi} = \text{PEA vi} * \text{EP vi}$$

II.8. Costo por Energía Adicional en resto por mes y por segmento (\$PEA ri)

$$\text{\$PEA ri} = \text{PEA ri} * \text{EP ri}$$

II.9. Costo Total por Energía por mes y por segmento (\$PETPAFTT ij)

$$\text{\$PETPAFTT ij} = \text{\$PET ij} + \text{\$PEATij} + \text{\$Res SEN N° 1.866/05}$$

II.10. Cargo por Potencia por mes (\$CPPAFTT j)

$$\text{\$CPPAFTT j} = (\text{BAS j} * \text{FA j edersa} * \text{PDM j}) + ((\text{PRESj} + \text{PASOC j}) * \text{PDM j} * \text{FA j edersa})$$

II.11. Cargo por Transporte por mes (\$CTPAFTT j)

$$\text{\$CTPAFTT } j = 0.5 * \text{EP } j$$

II.12. Cargo Total Variable por mes (\\$CTOPAFTT j)

$$\text{\$CTOPAFTT } j = \text{\$PETPAFTT } j + \text{\$CPPAFTT } j + \text{\$CTPAFTT } j$$

II.13. Cargo Variable Monómico por mes (CV PAFTT j)

$$\text{CVPAFTT } j = \text{\$CTOPAFTT } j / \text{EP } j$$

II.14.. *Costo por Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (\\$FNAEE j)*

\\$FNAEE: Definido por Ley 24065 (FNEE) para el trimestre que se inicia.

II.15. Costo de Perdida (CPPerd PAFTT j)

$$\text{CPPerd PAFTT } j = (\text{CVPAFTT } j + \text{\$FNAEE}) * 0.025$$

1.4 Metodología para la determinación de los cargos unitarios a trasladar a TUF.

Recaudado Teórico Total (MEM+PAFTT).

Con el fin de obtener el recaudado teórico total, conformado por la compra de LA DISTRIBUIDORA (CEB) en el MEM como agente más la PAFTT se tiene:

1.4.1 Cargo por Potencia por segmento, asignado al trimestre (PPOT i)

$$\text{PPOT } i = \sum j (\text{\$CPL } j) / \sum j (\text{PMR } j)$$

1.4.2 Cargo por PAFTT por segmento, asignado al trimestre (CUST i)

$$\text{CUST } i = \sum j (\text{\$CTPAFTT } j) / \sum j (\text{PMR } j)$$

1.4.3 Cargo por Energía por banda (b) por segmento, asignado al trimestre (\\$PE bi)

$$\text{\$PE } bi = \sum j (\text{\$MEDIS } bij) / \sum j (\text{EP } bj)$$

1.5- Sobre la documentación presentada.

LA DISTRIBUIDORA CEB tiene la obligación de acompañar su presentación con la documentación que avalan cada uno de los valores utilizados en el calculo del Cuadro de Abastecimiento Proyectado (facturas de CAMMESA, facturas del ENRE,

facturas de EdERSA e información relacionada con proyecciones de energía y potencia).

1.6- Aplicación de la Resolución SE 2016/12, complementarias y modificatorias.

La Resolución 2016/12 define un único Precio Estacional monómico para cada Distribuidora sin Subsidio Nacional y otro con Subsidio Nacional, en lugar de los distintos precios de referencia correspondientes a la potencia y a la energía en las distintas bandas horarias, factores y cargos adicionales utilizados históricamente a nivel nacional y previstos en el presente procedimiento.

No obstante ello, la propia Resolución establece que para el traslado de tales monómicos a los respectivos Cuadros Tarifarios de los Distribuidores, debe mantenerse el mismo esquema distributivo definido en las Resoluciones SE Nros. 1169/08 y 1301/11, para los distintos estratos de demanda en toda su área de concesión o ámbito de influencia, así como los precios aplicados inmediatamente antes de la fecha de dictado de la misma, cuya fecha corresponde a noviembre de 2012.

Los precios aplicados inmediatamente antes de la fecha de dictado de la presente Resolución corresponden al mes de Octubre de 2012 y se encuentran detallados en los resultados publicados por CAMMESA de la Transacción Económica de la Distribuidora en el MEM para ese mes. Los mismos presentan la misma apertura de cargos que la prevista en este procedimiento y los precios dispuestos Resoluciones SE Nros. 1169/08, 666/09 y 1301/11.

Por consiguiente, en la actualización trimestral se consideran la apertura de cargos prevista en el presente procedimiento y los precios, factores y cargos adicionales establecidos en las Resoluciones SE Nros. 1169/08, 666/09 y 1301/11, con la consideración adicional definida en la Resolución SE 652/09, para el caso que se dispongan precios diferenciados para los meses de Junio/Julio y Agosto/Septiembre.

En cuanto al esquema distributivo de precios de energía para los distintos estratos de demanda, se respeta la segmentación dispuesta por Secretaría de energía de la Nación mediante Resolución SE 93/04, 842/04, 1434/04, 1169/08 y 1301/11, en función de las características de la demanda y del nivel de consumo, y la asignación de precios de energía diferenciados a cada uno de los segmentos, de acuerdo a los lineamientos definidos en estas dos últimas Resoluciones. Asimismo, se considerarán los ajustes en precios y distribución que en cada período determine la Secretaría de Energía de Nación.

1.7- Modificaciones en la definición de los precios del MEM dispuesta a nivel nacional.

En caso de modificación de la definición de los precios del MEM dispuesta a nivel nacional que conlleve una adecuación del presente Anexo, la misma será incorporada al Cuadro de Abastecimiento conforme a la metodología de cálculo que defina el EPRE en su oportunidad.

2. AJUSTE TRIMESTRAL.

Periódicamente sobre las cantidades y precios proyectados se realizará un ajuste que permita adoptar los valores definitivos ocurridos. La modalidad para efectuar esa tarea que se denomina Ajuste Trimestral se detalla a continuación:

2.1 Datos Físicos y Factores

ERb: Energía Registrada para el Trimestre que se inicia, por mes (j) y por banda horaria (b) (pico, valle y horas restantes), expresada en MWh.

PMRj: Potencia Máxima Registrada en MW, para el trimestre considerado

PDj: Potencia Declarada por mes (j) para el Trimestre Proyectado, expresada en MW.

Pmax j: Valor máximo de la potencia para el trimestre que surge de considerar por mes (j), el máximo entre PMRj y PDj . Dicho valor se expresa en MW.

PMD j: Potencia Media Demandada para el trimestre, surge de considerar por mes (j) los valores facturados por CAMMESA para el periodo considerado. Dicho valor se expresa en MW.

ERAA pji: Energía Registrada para el Acta Acuerdo para la banda de pico por mes (j) y por segmento tarifario (i).

ERAA vji: Energía Registrada para el Acta Acuerdo para la banda de valle por mes (j) y por segmento tarifario (i).

ERAA rji: Energía Registrada para el Acta Acuerdo para la banda de resto por mes (j) y por segmento tarifario (i).

FN bj CEB: Factor de Nodo por banda y por mes para LA DISTRIBUIDORA CEB, publicado por la Secretaria de Energía, en la Programación Estacional Definitiva para el trimestre considerado.

FA j CEB: Factor de Adaptación por mes para LA DISTRIBUIDORA CEB, publicado por la Secretaria de Energía, en la Programación Estacional Definitiva para el trimestre considerado.

FN bj EdERSA: Factor de Nodo por banda y por mes para LA DISTRIBUIDORA EdERSA, publicado por la Secretaria de Energía, en la Programación Estacional Definitiva para el trimestre considerado.

FA j EdERSA: Factor de Adaptación por mes para LA DISTRIBUIDORA EdERSA, publicado por la Secretaria de Energía en la Programación Estacional Definitiva para el trimestre considerado.

2.2 Valores Monetarios por mes y por trimestre

Costo de Compra de LA DISTRIBUIDORA (CEB) como agente del MEM.

Este costo se obtiene por el carácter de LA DISTRIBUIDORA (CEB) como agente Distribuidor en el MEM.

Cargos asociados al MEM como agente DISTRIBUIDOR

Los precios unitarios de la energía a nivel de mayorista sancionados por la Secretaria de Energía de la Nación, han sido paulatinamente desdoblados en diferentes segmentos tarifarios (T1R, T1NR, etc.) es por este motivo que se ha previsto en la normativa el segmento genérico (i) a fin de incorporar futuras nuevas segmentaciones.

a. Cargos asignados a la Potencia (\$CPL j):

a.1. Cargo por Reserva de Potencia (\$CRS j)

\$CRS j: Cargo por Potencia de Reserva asignado a la Potencia para el trimestre, se considera el monto por mes (j) facturado por el Ente para el trimestre considerado.

a.2. Cargo por Servicios Asociados a la Potencia (\$CSAP j)

\$CSAP j: Cargo por Servicios Asociados a la Potencia para el trimestre, se considera el monto por mes (j) facturado por el Ente para el trimestre considerado.

a.3 Cargo por Reserva Instantánea de Potencia (\$DRIP ceb j)

\$DRIP ceb j: Cargo por Reserva Instantánea de Potencia para el trimestre, se considera el monto por mes (j) facturado por CAMMESA para el trimestre considerado.

a.4 Tasa de control y fiscalización del ENRE (\$CTENRE ceb j)

\$CTENRE ceb j: tasa de fiscalización y control del ENRE para el trimestre, se considera el monto por mes (j) facturado por el Ente para el trimestre considerado.

a.5. *Reconocimiento por el CRP para el sistema de distribución de la CEB (\$RRF j).*

Como Gestión Técnica de LA DISTRIBUIDORA (CEB): un monto fijo que reconoce el costo de mantener la reserva. El monto resultante surge de la base de la metodología aplicada que determina que el valor a incorporar en el CCA ascienda a: **\$ 558.320** por año.

En función de lo expuesto se define a $\$RRF j = \$ 46.526,67$ por mes.

Como CA: reconocimiento de los costos variables, por generar – combustibles, lubricantes, etc – cuando ello ocurre por interrupciones en el sistema ALIPIBA debido a fallas asociadas a las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA). Las cantidades físicas a considerar son las resultantes de las energías generadas efectivamente y reconocidas.

Resulta en consecuencia que:

$$\$CPL j = \$CRS j + \$CSAP j + \$DRIP ceb j + \$CTENRE ceb j + \$RFF j + CA j$$

b. Cargos asociados a la Energía (\$CEL bj).

b.1. *Cargo por Energía en pico (\$CEAE pj)*

$$\$CEAE pji = ER pj * (FN pjceb * PE pi + PEA b)$$

\$CEAE pj: Cargo por energía en la banda horaria de pico asignado a la energía para el trimestre que se inicia por mes y por segmento tarifario (i).

ER pj: Energía real en la banda de pico por mes para el trimestre que se inicia, valor expresado en MWh.

FN pj ceb: Factor de Nodo por banda horaria de pico, de LA DISTRIBUIDORA (CEB) en la Barra de Alicura 132 kV. El mismo se define en la Programación Estacional definitiva que publica CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PE pij: Precio de la banda horaria de pico en la barra del mercado por mes, y por segmento tarifario (i), expresado en \$/MWh. Este valor es publicado en la Programación Estacional definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PEApi: Precio de la Energía Adicional en la banda de pico por mes en la barra de mercado y por segmento tarifario (i), expresado en \$/MWh. El mismo se define en la Programación Estacional definitiva que publica CAMMESA para el trimestre que se inicia.

b.2. Cargo por Energía en Valle (\$CEAE vj)

$$\text{\$CEAE } v_j = \text{ER } v_j * (\text{FN } v_j \text{ceb} * \text{PE } v_i + \text{PEA } v)$$

\$CEAE vj: Cargo por energía en la banda horaria de valle asignado a la energía para el trimestre que se inicia por mes y por segmento tarifario (i).

ER vj: Energía proyectada en la banda de valle por mes para el trimestre que se inicia, valor expresado en MWh.

FN vj ceb: Factor de Nodo por banda horaria de valle, de LA DISTRIBUIDORA (CEB) en la Barra de Alicura 132 kV. El mismo se define en la Programación Estacional definitiva que publica CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PE vji: Precio de la banda horaria de valle en la barra del mercado por mes y por segmento tarifario (i), expresado en \$/MWh. Este valor es publicado en la Programación Estacional definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PEAvi: Precio de la Energía Adicional en la banda de valle por mes en la barra de mercado y por segmento tarifario (i), expresado en \$/MWh. El mismo se define en la Programación Estacional definitiva que publica CAMMESA para el trimestre que se inicia.

b.3. Cargo por Energía en Resto (\$CEAE rj)

$$\text{\$CEAE } r_j = \text{ER } r_j * (\text{FN } r_j \text{ceb} * \text{PE } r_i + \text{PEA } r)$$

\$CEAE rj: Cargo por energía en la banda horaria de resto asignado a la energía para el trimestre que se inicia por mes y por segmento tarifario (i).

ER rj: Energía proyectada en la banda de resto por mes para el trimestre que se inicia, valor expresado en MWh.

FN rj ceb: Factor de Nodo por banda horaria de resto, de LA DISTRIBUIDORA (CEB) en la Barra de Alicura 132 kV. El mismo se define en la Programación Estacional definitiva que publica CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PE rji: Precio de la banda horaria de resto en la barra del mercado por mes y por segmento tarifario (i), expresado en \$/MWh. Este valor es publicado en la Programación Estacional definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PEAri: Precio de la Energía Adicional en la banda de resto por mes en la barra de mercado y por segmento tarifario (i), expresado en \$/MWh. El mismo se define en la Programación Estacional definitiva que publica CAMMESA para el trimestre que se inicia.

b.4. Cargo por Potencia Base y Confiabilidad (\$CBCAE j).

$$\text{\$CBCAE } j = \text{PMD } j * \text{FA } j_{\text{ceb}} * (\text{PBAS } j + \text{PCONF } j)$$

\\$CBCAE: Cargo por Potencia Base y Confiabilidad, asignada a la energía por mes para el trimestre que se inicia.

PMD j: Potencia Media Demandada para el trimestre que se inicia por mes (j). Dicho valor se expresa en MW.

FA j ceb: Factor de Adaptación proyectado de la Barra de Alicura en 132 KV. El mismo se define en la Programación Estacional definitiva que publica CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PBAS: Precio por la Potencia Base, expresado en \$/MW, publicado en la Programación Estacional definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PCONF: Precio por la Potencia por Confiabilidad expresado en \$/MW, publicado en la Programación Estacional definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

b.5. Costo por Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (\$FNAEE j)

$$\text{\$FNAEE } j = \text{FNNE} * \text{ER } j$$

\\$FNAEE: Cargo por Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, asociado a la energía.

FNNE: Definido por Ley 24065 (FNNE) para el trimestre que se inicia.

ER j: Energía Proyectada para el Trimestre que se inicia, por mes (j), surge de la sumatoria de la energía por banda horaria (b) (pico, valle y horas restantes) para cada mes (j), expresada en MWh.

b.6. Gastos de CAMMESA (\$GCAMMESA j)

\\$GCAMMESA j: se considera el monto por mes (j) facturado por CAMMESA para el trimestre considerado.

Valores comprendidos entre los acápites b7 y el b10 se definen para el ajuste del trimestre correspondiente t.

b.7. Sobre Costo por Precios Locales (\$SCPLceb j).

Corresponde al sobre costo por precios locales facturado por CAMMESA a la DISTRIBUIDORA (CEB) para el trimestre considerado.

b.8. Sobre Costo por Diferencia de Factor de Nodo (\$SCDFN ceb j).

Corresponde al sobre costo por diferencia del factor de nodo facturado por CAMMESA a la DISTRIBUIDORA (CEB) para el trimestre considerado.

b.9. Sobre Costo Transitorio de Despacho (\$SCTDceb j)

Corresponde al sobre costo transitorio de despacho que factura CAMMESA a la DISTRIBUIDORA (CEB) para el trimestre considerado.

b.10. Sobre Costo por Débitos a los Combustibles (\$SCDCceb).

Corresponde al sobre costo por debito a los combustibles que factura CAMMESA a la DISTRIBUIDORA (CEB) para el trimestre considerado.

En virtud de existir costos que no están directamente asignados a la energía, se define a continuación la metodología para la asignación de los cargos no desagregados.

- Se define como el Costo Total por mes (j) de los cargos no desagregados que se asignan a la energía a:

$$\text{\$SCND } j = \text{\$CBCAE } j + \text{\$GCAMMESA } j + \text{\$FNAEE } j + \text{\$SCPLceb } j + \text{\$SCDFNceb}j + \text{\$SCTDceb}j + \text{\$SCDCceb}j$$

- Se define como el valor monómico de los costos no desagregados por banda (b) a:

$$\text{MCND } j = \text{\$SCND } j / \text{ER } j$$

- Se define el valor monómico de energía por trimestre y por banda (b) a:

$$\text{MEN } b = \sum ((\text{PE } b * \text{FN } \text{ceb } b + \text{EA } b) * \text{ER } b) / \text{ER}$$

- Se define al coeficiente de asignación en la banda por trimestre a:

$$\text{KPICO} = (\text{PE } p * \text{FN } \text{ceb } p + \text{EA } p) / \text{MEN } p * \text{\$SCND} / \text{ER}$$

$$\text{KVALLE} = (\text{PE } v * \text{FN } \text{ceb } v + \text{EA } v) / \text{MEN } v * \text{\$SCND} / \text{ER}$$

$$\text{KRESTO} = (\text{PE } r * \text{FN } \text{ceb } r + \text{EA } r) / \text{MEN } r * \text{\$SCND} / \text{ER}$$

- El cargo monetario por banda (b) y por mes (j) desagregado en la energía es:

$$\text{\$CND } p_j = \text{KPICO} * \text{ER } p_j$$

$$\text{\$CND } v_j = \text{KVALLE} * \text{ER } v_j$$

$$\text{\$CND } r_j = \text{KRESTO} * \text{ER } r_j$$

c. Cargos asociados al Transporte en el SADI (\\$CTL j).

Son los costos que se generan producto de ampliaciones en los corredores del sistema de transporte del SADI que regula el ENRE y que por los mecanismos previstos en “*Los procedimientos*” de CAMMESA son reconocidos previa autorización del EPRE.

(\\$CANON j): Corresponde al monto que apruebe el ENRE por Resolución y facture CAMMESA en relación a ampliaciones en el sistema de transporte del SADI, para el trimestre considerado.

d. Determinación de los montos por energía, potencia y transporte.

d.1. Montos por banda horaria (\\$MEDIS bj)

$$\text{\$MEDIS } p_j = \text{\$CND } p_j + \text{\$CEAE } p_{ji}$$

$$\text{\$MEDIS } v_j = \text{\$CND } v_j + \text{\$CEAE } v_{ji}$$

$$\text{\$MEDIS } r_j = \text{\$CND } r_j + \text{\$CEAE } r_{ji}$$

\\$CND bj: definido en el acápite b.

\\$CEAE bji: definido en al acápite b.1.

d.2. Montos por potencia (\\$CPL j)

\\$CPL j definido en el acápite a.

d.3. Montos por el Transporte (\\$CTL j)

\\$CTL j definido en el acápite c.

e. Determinación de los precios unitarios por energía, potencia y transporte, como agente Distribuidor.

e.1. Monómico de energía en pico (MEDIS pj)

$$\text{MEDIS } p_j = \text{\$MEDIS } p_j / \text{ER } p_j$$

e.2. *Monómico de energía en valle (MEDIS vj)*

$$\text{MEDIS vj} = \$\text{MEDIS vj} / \text{ER vj}$$

e.3. *Monómico de energía en resto (MEDIS rj)*

$$\text{MEDIS rj} = \$\text{MEDIS rj} / \text{ER rj}$$

e.4. *Monómico por potencia (MPDISj)*

$$\text{MPDIS j} = \$\text{CPL j} / \text{PDM j}$$

e.5. *Monómico por Transporte (MTDIS j)*

$$\text{MTDIS j} = \$\text{CTL j} / \text{PDM j}$$

2.3 Valorización de la PAFTT trasladable a TUF de LA DISTRIBUIDORA (CEB)

Se adopta como valor trasladable a TUF y comprendido en el CA de LA DISTRIBUIDORA CEB, el que surge del Decreto Provincial N° 880/1992, Acta Acuerdo de fecha 25/03/1997 (Ratificada por Res. EPRE N° 094/98), Addendum al Contrato de Abastecimiento de Energía y Potencia de fecha 22/11/2005 y Aclaración del este último Addendum de fecha 21/07/06, excluyendo los conceptos que forman parte de la compra al MEM.

En caso de modificación de los valores del Acta Acuerdo y el Addendum, los mismos serán incorporados al CA conforme a la metodología de cálculo aquí definida.

I. Cargo Fijo (\$CFPAFTT)

Se define el cargo fijo según lo dispuesto en el punto 1.1.8. de la Resolución E.P.R.E. N° 094/98

II. Cargo Variable por Perdidas (\$CPPerd PAFTT j)

Para calcular el \$CPPerd PAFTT j se determinara los conceptos constitutivos del Acta Acuerdo.

II.1. Costo de Compra de Energía en Pico por mes y por segmento (\$PE pji)

$$\text{\$PE pji} = \text{PE pji} * \text{FN p edersa} * \text{ER pji}$$

II.2. Costo de Compra de Energía en Valle por mes y por segmento (\$PE vij)

$$\text{\$PE vji} = \text{PE pji} * \text{FN v edersa} * \text{ER vji}$$

II.3. Costo de Compra de Energía en Resto por mes y por segmento (\\$PE rij)

$$\text{\$PE vji} = \text{PE rji} * \text{FN r edersa} * \text{ER rji}$$

II.4. Costo de Energía por mes y por segmento (\\$PE i)

$$\text{\$PE ij} = \text{\$PE pi} + \text{\$PE vi} + \text{\$PE ri}$$

II.5. Aplicación de la Resolución SEN N° 1.866/05

Para cada segmento i se aplica el corto de la Res SEN N° 1.866/05 por la ER ij.

II.6. Costo por Energía Adicional en pico por mes y por segmento (\\$PEA pi)

$$\text{\$PEA pi} = \text{PEA pi} * \text{ER pi}$$

II.7. Costo por Energía Adicional en valle por mes y por segmento (\\$PEA vi)

$$\text{\$PEA vi} = \text{PEA vi} * \text{ER vi}$$

II.8. Costo por Energía Adicional en resto por mes y por segmento (\\$PEA ri)

$$\text{\$PEA ri} = \text{PEA ri} * \text{ER ri}$$

II.9. Costo Total por Energía por mes y por segmento (\\$PETPAFTT ij)

$$\text{\$PETPAFTT ij} = \text{\$PET ij} + \text{\$PEATij} + \text{\$Res SEN N° 1.866/05}$$

II.10. Cargo por Potencia por mes (\\$CPPAFTT j)

$$\text{\$CPPAFTT j} = (\text{BAS j} * \text{FA j edersa} * \text{PDM j}) + ((\text{PRESj} + \text{PASOC j}) * \text{PDM j} * \text{FA j edersa}))$$

II.11. Cargo por Transporte por mes (\\$CTPAFTT j)

$$\text{\$CTPAFTT j} = 0.5 * \text{ER j}$$

II.12. Cargo Total Variable por mes (\\$CTOPAFTT j)

$$\text{\$CTOPAFTT j} = \text{\$PETPAFTT j} + \text{\$CPPAFTT j} + \text{\$CTPAFTT j}$$

II.13. Cargo Variable Monómico por mes (CV PAFTT j)

$$CVPAFTT_j = \$CTOPAFTT_j / ER_j$$

II.14.. Costo por Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (\$FNAEE j)

\$FNAEE: Definido por Ley 24065 (FNEE) para el trimestre que se inicia.

II.15. Costo de Perdida (CPPerd PAFTT j)

$$CPPerd\ PAFTT_j = (CVPAFTT_j + \$FNAEE) * 0.025$$

2.4 Metodología para la determinación de los cargos unitarios a trasladar a TUF.

Recaudado Teórico Total (MEM+PAFTT).

Con el fin de obtener el recaudado teórico total, conformado por la compra de LA DISTRIBUIDORA (CEB) en el MEM como agente más la PAFTT se tiene:

2.4.1 Cargo por Potencia por segmento, asignado al trimestre
(PPOT i)

$$PPOT_i = \sum_j (\$CPL_{ji}) / \sum_j (PMR_j)$$

2.4.2 Cargo por PAFTT por segmento, asignado al trimestre
(CUST i)

$$CUST_i = \sum_j (\$CTPAFTT_{ji}) / \sum_j (PMR_j)$$

En caso de verificarse el reconocimiento de multas de calidad de servicio correspondientes al Sistema de Transporte Troncal y PAFTT a la Distribuidora CEB, su asignación se efectuará de la siguiente manera:

$$CUST_i = \sum_j (\$CTPAFTT_{ji} - CCS_k) / \sum_j (PMR_j)$$

CCS_k: Créditos por Calidad de Servicio por transporte en AT, DISTRO, PAFTT.

2.4.3 Cargo por Energía por banda (b) por segmento, asignado al trimestre (\$PE bi)

$$\$PE_{bi} = \sum_j (\$MEDIS_{bij}) / \sum_j (ER_{bj})$$

2.5- Aplicación de la Resolución SE 2016/12 y complementarias.

Para el cálculo del Costo de Abastecimiento reconocido trimestral, se desagregan los precios monómicos definidos por Secretaría de Energía de la Nación para La Distribuidora en cada programación estacional, sin Subsidio Nacional y con Subsidio Nacional, según la apertura de cargos prevista en el documento de Transacciones Económicas de CAMMESA (DTE) de Octubre de 2012.

A partir de tal desagregación se determinan monómicos diferenciados de Energía y Potencia, sin Subsidio Nacional y con Subsidio Nacional.

En cuanto al monómico de potencia, se precisan los montos mensuales correspondientes a los cargos asociados a la misma (Cg. Potencia Despachada, Cg. Potencia Reserva, Cg. Potencia Serv. Asoc. y Deb. Serv. Res.Inst).

Asimismo, se determinan los montos mensuales correspondientes al Sobre Costo por Débitos a los Combustibles .

Respecto del monómicos de Energía, consideran todos los montos vinculados con energía y energía adicional.

Dicho monómico de Energía se distribuye para los distintos estratos de demanda respetando la segmentación dispuesta por Secretaría de energía de la Nación mediante Resolución SE 93/04, 842/04, 1434/04, 1169/08 y 1301/11, y la asignación de precios de energía diferenciados a cada uno de los segmentos por banda horaria, de acuerdo a los lineamientos definidos en estas dos últimas Resoluciones.

Asimismo, se respetarán los ajustes en precios y distribución que en cada período determine la Secretaría de Energía de Nación, con la consideración adicional definida en la Resolución SE 652/09, para el caso que se dispongan precios diferenciados para los meses de Junio/Julio y Agosto/Septiembre.

2.6- Multas que se incorporan al costo de abastecimiento.

El E.P.R.E. informará a LA DISTRIBUIDORA (CEB) a través de una Nota, la cual será notificada en un plazo mayor a los 10 (diez) días anteriores al primer día de vigencia de la Actualización Trimestral respectiva, las RESOLUCIONES EPRE referidas a infracciones que no afectaron en forma directa a los usuarios o que, afectándolos, no fue posible materialmente su individualización, así como los créditos que se le reconozcan a dicha empresa Distribuidora, los cuales deberán ser incorporados en el correspondiente ajuste.

2.7- Sobre la documentación presentada.

LA DISTRIBUIDORA CEB tiene la obligación de acompañar su presentación con la documentación que avalan cada uno de los valores utilizados en el calculo del

Cuadro de Abastecimiento Real (facturas de CAMMESA, facturas del ENRE, facturas de EdERSA e información relacionada con registros de energía y potencia).

2.8- Plazos para presentación de la documentación.

La documentación que avala cada recálculo tarifario trimestral deberá ser presentado por LA DISTRIBUIDORA (CEB), según el siguiente esquema de fechas:

TRIMESTRE	FECHA DE PRESENTACION
Noviembre-Diciembre-Enero	Antes de cada 19 de Abril
Febrero-Marzo-Abril	Antes de cada 19 de Julio
Mayo-Junio-Julio	Antes de cada 20 de Octubre
Agosto-Septiembre-October	Antes de cada 20 de Enero