

**TRÁMITE:** Estudio Tarifario de la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ), correspondiente al periodo noviembre 2015 – octubre 2019.

**SÍNTESIS RESOLUTIVA:** Aprobar para EMDEECRUZ los costos de suministro resultantes del Modelo Tarifario, para el periodo noviembre 2015 - octubre 2019; la estructura tarifaria base a diciembre de 2014 para su aplicación, resultantes del Modelo Tarifario con su respectiva fórmula de indexación; los cargos por conexión, reconexión, su Fórmula de Indexación y Depósito de Garantía, resultantes del Modelo Tarifario.

**VISTOS:**

La nota recepcionada en la AE con Registro N° 5678 de 04 de mayo de 2015; la nota AE-1405-DPT-182/2015 de 22 de junio de 2015; la nota AE-1646-DPT-229/2015 de 22 de junio de 2015; la nota recepcionada en la AE con Registro N° 12405 de 04 de mayo de 2015; la nota recepcionada en la AE con Registro N° 13081 de 16 de noviembre 2015; la nota AE-2690-DPT-411/2015 de 01 de diciembre de 2015; el Acta N° 94 de 02 de diciembre de 2015; el correo electrónico de 04 de diciembre de 2015; el Informe AE DPT N° 869/2015 de 21 de diciembre de 2015; el Informe AE DPT N° 876/2015 de 21 de diciembre de 2015; todo lo que ver convino, se tuvo presente, y;

**CONSIDERANDO: (ANTECEDENTES)**

Que mediante nota recepcionada en la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) con Registro N° 5678 de 04 de mayo de 2015, la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ), solicitó la aprobación de su estudio tarifario para el periodo noviembre 2015 - octubre 2019.

Que mediante nota AE-1405-DPT-182/2015 de 22 de junio de 2015, se envió a EMDEECRUZ las observaciones a su estudio tarifario.

Que mediante nota AE-1646-DPT-229/2015 de 22 de junio de 2015, se autorizó a EMDEECRUZ aplicar temporalmente la tarifa propuesta en su estudio tarifario.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 12405 de 04 de mayo de 2015, EMDEECRUZ remitió las respuestas a las observaciones realizadas, así como su nuevo estudio tarifario.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 13081 de 16 de noviembre 2015, EMDEECRUZ solicitó la autorización de su Plan de Cuentas.

Que mediante nota AE-2690-DPT-411/2015 de 01 de diciembre de 2015, se convocó a EMDEECRUZ para mantener una reunión de revisión de las observaciones al modelo presentado por dicha empresa.

Que consta en Acta N° 94 la reunión llevada a cabo el 02 de diciembre de 2015, para revisar el estudio tarifario presentado por EMDEECRUZ.

Que mediante correo electrónico de 04 de diciembre de 2015, la AE envió a EMDEECRUZ las observaciones finales del estudio tarifario del periodo noviembre 2015 - octubre 2019.

Que mediante correo electrónico de 08 de diciembre de 2015, EMDEECRUZ remitió las respuestas a las observaciones del estudio tarifario del periodo noviembre 2015 - octubre 2019.

Que en fecha 15 de diciembre de 2015, EMDEECRUZ realizó la entrega del modelo tarifario que contiene la información final referente a inversiones, costos, proyección de la demanda e inversiones históricas ejecutadas, además de modificaciones y complementaciones solicitadas por esta Autoridad.

Que mediante el Informe AE DPT N° 869/2015 de 21 de diciembre de 2015, se recomendó aprobar el Programa de Inversiones correspondiente al periodo noviembre 2015 - octubre 2019 de EMDEECRUZ.

Que el Informe AE DPT N° 876/2015 de 21 de diciembre de 2015, en base al análisis efectuado recomienda aprobar para EMDEECRUZ los costos de suministro resultantes del Modelo Tarifario, para el periodo noviembre 2015 - octubre 2019; la estructura tarifaria base a diciembre de 2014 para su aplicación, resultantes del Modelo Tarifario con su respectiva fórmula de indexación; los cargos por conexión, reconexión, su Fórmula de Indexación y Depósito de Garantía, resultantes del Modelo Tarifario.

#### **CONSIDERANDO: (MARCO LEGAL)**

Que el artículo 20 de la Constitución Política del Estado (CPE), establece:

*I. Toda persona tiene derecho al acceso universal y equitativo a los servicios básicos de agua potable, alcantarillado, electricidad, gas domiciliario, postal y telecomunicaciones.*

*II. Es responsabilidad del Estado, en todos sus niveles de gobierno, la provisión de los servicios básicos a través de entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarias. En los casos de electricidad, gas domiciliario y telecomunicaciones se podrá prestar el servicio mediante contratos con la empresa privada. La provisión de servicios debe responder a los criterios de universalidad, responsabilidad, accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, eficacia, tarifas equitativas y cobertura necesaria; con participación y control social.*

*III. El acceso al agua y alcantarillado constituyen derechos humanos, no son objeto de concesión ni privatización y están sujetos a régimen de licencias y registros, conforme a ley."*

Que el artículo 1 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, establece: *"La presente ley norma las actividades de la Industria Eléctrica y establece los principios para la fijación de precios y tarifas de electricidad en todo el territorio nacional. Están sometidas a la presente ley, todas las persona individuales y colectivas dedicadas a la Industria Eléctrica, cualesquiera sea su forma y lugar de constitución.. (...)"*

Que el artículo 51 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, señala: *"Los precios máximos para el suministro de electricidad de las empresas de Distribución a sus Consumidores Regulados contendrán las tarifas base y las fórmulas de indexación.(...)"*

Que el artículo 53 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, señala lo siguiente: *"La aprobación y revisión de tarifas se efectuará en base a estudios que serán encargados por el Titular a empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Superintendencia de Electricidad (...).*

*La Superintendencia de Electricidad aprobará o rechazará los estudios efectuados por los consultores, mediante resolución administrativa debidamente fundamentada, formulando las observaciones que considere pertinentes."*

Que el artículo 54 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, establece que: *"La tasa de retorno sobre el patrimonio afectado a la Concesión utilizada en la determinación de la utilidad para el cálculo de la tarifa base, será el promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio del grupo de empresas listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años. (...)"*

Que el artículo 55 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, establece que: *"La Superintendencia de Electricidad aprobará para cada empresa de Distribución, estructuras tarifarias definidas en función de las características técnicas del suministro y del consumo de electricidad."*

Que el artículo 42 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece que: *"Se calcularán los precios máximos de Distribución para cada nivel de tensión, los que estarán compuestos por las tarifas base y fórmulas de indexación. La tarifa base para cada nivel de tensión se compone de:*

- a) Cargo por Consumidor;
- b) Cargo por Potencia de Punta;
- c) Cargo por Potencia Fuera de Punta; y,
- d) Cargo por Energía

*Las tarifas base serán indexadas mensualmente mediante la aplicación de fórmulas que reflejen tanto la variación de los costos de distribución como los incrementos de eficiencia operativa y que permitan el traspaso directo de variaciones en los costos de compras de energía e impuestos."*

Que el artículo 43 del RPT, señala que: *"La Superintendencia aprobará por Resolución para cada empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a los Consumidores Regulados en la zona de su Concesión, aplicables a categorías de consumidores definidas en función de las características del suministro y del consumo de electricidad, en base a los cargos indicados en el artículo 42 del presente Reglamento o una combinación de ellos."*

*La aplicación de las tarifas para cada categoría de consumidor a los consumos respectivos, deberá dar como resultado ingresos iguales a los que serían obtenidos por la aplicación de la tarifa base, a la totalidad de los consumos servidos en cada nivel de tensión."*

Que el artículo 44 del RPT, establece: *"La proyección de la demanda de electricidad de los Consumidores (...) se efectuará, para el período de cuatro años, en forma desagregada por nivel de tensión y por tipo de consumidor; comprenderá los consumos de energía y demandas de potencia incluyendo factores de coincidencia, el número de consumidores y el consumo promedio.*

*Se verificará la correlación de la demanda de electricidad con los factores económicos y demográficos relevantes (...).*

*En base a las proyecciones de demanda, se efectuarán proyecciones de los balances de energía y potencia eléctrica que incluyan para cada nivel de tensión, los valores de compras, cantidades disponibles, pérdidas y ventas."*

Que el artículo 45 del RPT, dispone: *"Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Superintendencia mediante Resolución.*

*Los costos de suministro comprenden: compras de electricidad, costos de consumidores, impuestos, tasas, costos de operación, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, cuota anual de depreciación de activos tangibles, cuota anual de amortización de activos intangibles, gastos financieros y otros costos que tengan relación con el suministro (...)"*

Que el artículo 46 del RPT, establece: *"No se reconocerán como costos de suministro, para el cálculo de las tarifas base: La parte de los costos financieros que exceda los límites dispuestos por la Superintendencia, las multas y sanciones aplicadas al Titular por incumplimiento o transgresión de disposiciones legales, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor de acuerdo con el inciso d) del artículo 15 de la Ley de Electricidad y otros costos que a criterio de la Superintendencia, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la Concesión."*

Que el artículo 47 del RPT, establece: *"Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base, serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un período de cuatro años.*

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

Que el artículo 48 del RPT, establece: *"El costo de Distribución para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de: operación, mantenimiento, administrativos y generales, impuestos y tasas, cuota anual de depreciación, cuota anual de amortización y costos financieros (...)"*

Que el artículo 49 del RPT dispone: *“Los Ingresos Previstos, para cada nivel de tensión, incluirán Ingresos por Ventas y Otros Ingresos. Los Ingresos por Ventas serán los que resulten de la aplicación de las tarifas base a los consumos de energía y demandas de potencia de los Consumidores Regulados. Los otros ingresos corresponderán a los obtenidos por servicios de conexión y reconexión, transporte de electricidad, alquileres de inmuebles, equipos y aquellos que por cualquier otro concepto obtenga el Titular de los bienes afectos a la Concesión. (...)”*

Que el artículo 50 del RPT, establece: *“El Patrimonio Afecto a la Concesión será igual al valor del activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el valor del pasivo de largo plazo asociado al activo fijo (...)”.*

Que el artículo 51 del RPT, señala: *“La utilidad para el cálculo de la Tarifa Base de Distribución, será obtenida multiplicando la tasa de retorno definida por la Superintendencia mediante Resolución, con aplicación de lo determinado en el artículo 54 de la Ley de Electricidad, por el valor del patrimonio afecto a la Concesión (...)”.*

Que el artículo 56 del RPT, establece: *“Los cargos de conexión y reconexión, para cada categoría de consumidor, deben ser calculados considerando el costo de materiales fungibles, mano de obra, uso de equipo y transporte requeridos para conectar o reconectar a un consumidor típico a la red de Distribución. Dichos cargos serán aprobados por la Superintendencia mediante Resolución, juntamente con la aprobación de las tarifas.”*

*El cargo de conexión será aplicado a todo nuevo consumidor que se conecte a la red de distribución; el cargo por reconexión será aplicado para la reposición del servicio, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro.”*

Que el artículo 57 del RPT, señala: *“El depósito de garantía, para cada categoría de consumidor, se calculara como el monto equivalente a un tercio de la factura mensual promedio de un consumidor típico de su misma categoría, para su aplicación deberá ser aprobado por la Superintendencia. Todo nuevo consumidor cancelará el depósito de garantía el cual será devuelto, cuando decida prescindir del servicio, al valor vigente en la fecha de desconexión, previo descuento de sus deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado.”*

Que el artículo 58 del RPT, establece: *“Las tarifas base de Distribución, sus fórmulas de indexación, las estructuras tarifarias determinadas en función de las tarifas base, los cargos por conexión y reconexión y los montos de los depósitos de garantía, serán aprobados cada cuatro años, entrarán en vigencia en el mes de noviembre del año que corresponde y tendrán vigencia por este periodo.(...)”*

Que el artículo 60 del RPT, establece: *“Nueve meses antes de la entrada en vigencia de las tarifas, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que éstos deberán encargar a empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Superintendencia. (...)”*

Que el artículo 3 del Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, establece: *“Para efectos del estudio tarifario, la parte del valor del activo tangible y del activo intangible*

y, en consecuencia del valor de su depreciación acumulada, que corresponda en moneda extranjera serán determinados y proyectados en moneda local considerando la diferencia entre la variación del tipo de cambio del dólar de Estados Unidos de Norteamérica y, la variación del Índice de Precios al Consumidor, promedio de los cuatro años anteriores a la fecha de realización del estudio tarifario.

Para la actualización anual del valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, en los montos aprobados por la Superintendencia de Electricidad, se utilizará la variación anual del tipo de cambio. Para la actualización del valor de los activos, resultante de la diferencia entre el valor total y el valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, se utilizará la variación anual del Índice de Precios al Consumidor”.

Que los incisos b), c) y d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, establecen las competencias de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, son las siguientes:

“(…) b) Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales.

c) Implementar los aspectos relativos a la regulación; control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad, en el marco de la CPE.

d) Fijar, aprobar y publicar precios, tarifas, derechos u otros de acuerdo a la normativa vigente, garantizando su correcta aplicación y asegurando que la información sustentatoria esté disponible y sea pública (…)

Que el artículo 53 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, entre otras, establece las siguientes atribuciones del Director Ejecutivo de la AE:

“(…)i) Aprobar mediante Resolución Administrativa y controlar la aplicación, cuando corresponda, de los precios y tarifas máximos aplicables a las actividades de la industria eléctrica y publicarlos en medios de difusión nacional.

j) Controlar, fiscalizar y regular toda la cadena del sector eléctrico de acuerdo a la normativa vigente, en todo el territorio nacional, tanto dentro como fuera del sistema interconectado nacional.(…)”

Que mediante Resolución SSDE N° 126/97 de 31 de octubre de 1997, se aprobaron las tasas de depreciación de activos tangibles que deben obligatoriamente aplicar las empresas distribuidoras.

Que mediante Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002, se aprobaron las Metodologías para la Proyección de la Demanda de Electricidad en la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica y para la Presentación de los Planes de Expansión y

Programas de Inversión que deben emplear las Distribuidoras en el Marco del Estudio Tarifario.

Que mediante Resolución AE N° 200/2014 de 08 de mayo de 2014, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad dispuso: *"Otorgar a la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ), Título Habilitante para el ejercicio de la Actividad de Servicio Público de Distribución de Electricidad en el Parque Industrial Latinoamericano (PILAT), ubicado en el Municipio de Warnes de la Provincia Warnes, del Departamento de Santa Cruz"*.

Que mediante Resolución AE N° 660/2014 de 17 de diciembre de 2014, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad dispuso: *"Fijar la tasa de regulación, para la gestión 2015, en los siguientes porcentajes:*

- a) *Cero coma noventa por ciento (0,90 %) de los ingresos por ventas antes de impuestos indirectos de las empresas eléctricas que cuentan con Concesión, Licencia y/o Título Habilitante, para ejercer las actividades de la industria eléctrica. (...)"*

Que mediante Resolución AE N° 36/2015 de 28 de enero de 2015, se dispuso: *"Aprobar la Tasa de Retorno del 10,1% (diez y un décimo por ciento) que las empresas de Distribución deben aplicar para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019"*.

### **CONSIDERANDO: (ANÁLISIS)**

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones, ha realizado el análisis relativo al Estudio Tarifario de EMDEECRUZ, contenido en su Informe AE DPT N° 876/2015 de 21 de diciembre de 2015 y demás antecedentes mencionados, establece el presente análisis:

#### **"3. ANÁLISIS**

*Mediante Resolución AE N° 200/2014 de 08 de mayo de 2014, se otorgó a EMDEECRUZ el Título Habilitante para el ejercicio de la actividad de Servicio Público de Distribución de Electricidad en el Parque Industrial Latinoamericano (PILAT), ubicado en el Municipio de Warnes de la Provincia Warnes del Departamento de Santa Cruz.*

*El título habilitante para el ejercicio de las actividades de comercialización y Distribución de Electricidad en el área geográfica, comprende el "Parque Industrial Latinoamericano (PILAT), ubicado en el Cantón Chuchío del Municipio de Warnes, Provincia Warnes del Departamento de Santa Cruz. El PILAT está emplazado en un área de 18.546.337 m<sup>2</sup>.*

*El PILAT es un parque industrial cuyo propósito es el establecimiento de pequeñas, medianas y grandes industrias, debidamente urbanizadas en lotes de terrenos de diversas dimensiones.*

*El análisis del estudio tarifario de EMDEECRUZ que se desarrolla a continuación, es en base al informe y las respuestas presentadas por la Distribuidora según las observaciones realizadas por la AE.*

EMDEECRUZ, en cumplimiento del artículo 60 del RPT contrató a la empresa consultora Advanced Business Strategies Consulting Group (ABS) quien conjuntamente con la Distribuidora realizó el Estudio Tarifario.

### 3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

El análisis de la proyección de la demanda que realizó EMDEECRUZ, se encuentra en el marco del artículo 44 del RPT, el cual establece que la proyección se efectuará para el período de cuatro años, en forma desagregada por nivel de tensión y por tipo de consumidor. Asimismo, comprende los consumos de energía y demandas de potencia incluyendo factores de coincidencia, el número de consumidores y el consumo promedio. Además, la proyección realizada por la Distribuidora consideró la metodología establecida en la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002. Es importante mencionar que EMDEECRUZ hizo algunas simplificaciones dado que la proyección de la demanda es altamente variable en función a la decisión de instalar las industrias en el PILAT.

#### 3.1.1 METODOLOGÍA Y FUENTE DE INFORMACIÓN

La fuente de información principal para la proyección de la demanda fue la proporcionada por EMDEECRUZ en cuanto a la demanda que tuvo el PILAT por parte de la industria en la adquisición de los lotes de terreno y la información de la facturación de agosto 2015 a noviembre 2015. Al respecto, la Distribuidora ha previsto la existencia de los siguientes tipos de clientes:

| Categorías de Consumidores de EMDEECRUZ |  |
|---|--|
| Nomenclatura                            | Concepto                                       |
| PD - D - BT                             | Pequeña Demanda Domiciliaria Baja Tensión      |
| PD - G - BT                             | Pequeña Demanda General Baja Tensión           |
| PD - AP - BT                            | Pequeña Demanda Alumbrado Público Baja Tensión |
| MD - G - MT                             | Mediana Demanda General Media Tensión          |
| MD - I - MT                             | Mediana Demanda Industrial Media Tensión       |
| GD - G - MT                             | Gran Demanda General Media Tensión             |
| GD - I - MT                             | Gran Demanda Industrial Media Tensión          |

Para las ventas de energía, EMDEECRUZ utilizó la información de los tipos de industria que se establecerán en el PILAT, considerando su perfil de demanda similar al que este tipo de consumidores tienen en la Cooperativa Rural de Electrificación Ltda. (CRE).

Para la proyección del consumo medio anual de las diferentes categorías de clientes, dada la ausencia de información por ser una actividad nueva sin información histórica, EMDEECRUZ revisó varias fuentes de comparación, dado que es previsible que las diferentes categorías se comporten de manera más o menos parecida a categorías similares de otros sistemas. A continuación se muestra el consumo medio de la Distribuidora.

| Consumo Medio |             |        |
|---------------|-------------|--------|
| Categoría     | Unidades    | 2015   |
| PD - D - BT   | MWh/cliente | 1,44   |
| PD - G - BT   | MWh/cliente | 2,24   |
| PD - AP - BT  | MWh/cliente | 474,44 |
| MD - G - MT   | MWh/cliente | 36,58  |
| MD - I - MT   | MWh/cliente | 45,29  |
| GD - G - MT   | MWh/cliente | 300,06 |
| GD - I - MT   | MWh/cliente | 550,88 |

Para las proyecciones de consumidores y de las ventas de energía, EMDEECRUZ aplicó métodos analíticos, ya que ante la ausencia de información macroeconómica, no pudo aplicar métodos econométricos.

A requerimiento de la AE, EMDEECRUZ incluyó la cantidad de clientes y facturación efectivamente ejecutados durante los meses de agosto a noviembre 2015, duplicando la información del mes de noviembre para diciembre 2015.

A partir de esa información, EMDEECRUZ ajustó la demanda presentada de los siguientes años para que los clientes y demanda de los siguientes años se vayan cumpliendo conforme a las previsiones de la proyección inicial. Es decir, que los clientes de grandes demandas industrial (GD-I-MD) sean el mismo número al inicialmente previsto en el modelo al cabo del 2019, y como consecuencia, dado que las demás categorías han sido determinadas como una estimación proporcional a esta categoría la cantidad de clientes de estas otras categorías y su demanda, se muevan conforme a dichas proporciones.

Es importante aclarar que al ser el sistema EMDEECRUZ un sistema nuevo, la Distribuidora ha establecido un posible escenario de crecimiento de la demanda industrial con base a información de parte de sus clientes. Asimismo, debido a la elevada posibilidad de que se instalen otro tipo de suministros como restaurantes y otros de expendio de comida o empresas que prestan servicios, se ha considerado que este tipo de demanda tendrá alguna relación con la demanda industrial principal.

En este contexto, EMDEECRUZ ha definido como criterio aplicar porcentajes para la incorporación de nuevos clientes de las otras categorías. Este pronóstico está basado en la información recibida por parte de los consumidores y la experiencia de la Distribuidora.

### 3.1.2 PROYECCIÓN DE CONSUMIDORES

#### a) Pequeña Demanda Domiciliaria Baja Tensión (PD - D - BT)

La categoría Domiciliaria corresponde a las viviendas de aquellos empleados de las industrias y de los demás clientes que se instalen en el PILAT, que son los encargados de seguridad y serenazgo de las industrias. En este sentido, EMDEECRUZ asume que un cliente domiciliario será incorporado por cada empresa de la categoría de industrial y de la categoría general de gran demanda.

**b) Pequeña Demanda General Baja Tensión (PD - G – BT)**

El PILAT se caracteriza por las empresas industriales, pero éstas requieren una serie de servicios de apoyo: postas médicas, pequeños negocios como restaurantes o puestos de comida, etc. Este tipo de clientes serán incorporados en esta categoría.

EMDEECRUZ tomó el supuesto de que por cada 10 clientes de las demás categorías, se instalará un cliente de la categoría General Pequeña Demanda con suministro en BT, por tratarse de consumos pequeños.

**c) Pequeña Demanda Alumbrado Público Baja Tensión (PD - AP – BT)**

El Alumbrado Público será provisto por el Municipio de Warnes, por ello EMDEECRUZ consideró solo 1 cliente en esta categoría.

**d) Mediana Demanda General Media Tensión (MD - G – MT)**

Esta categoría se trata de clientes con una demanda superior o igual a los 10 kW pero inferior a los 50 kW. Por eso, EMDEECRUZ ha asumido, considerando la cantidad de clientes industriales que se instalarán en el primer año, que se irán incorporando en una proporción igual al 30% de los clientes industriales de Media Tensión desde el 2016.

**e) Mediana Demanda Industrial Media Tensión (MD - I – MT)**

Esta categoría está integrada por clientes de actividades industriales de tamaño medio, es decir, con una demanda superior o igual a los 10 kW pero inferior a los 50 kW. La evolución en número, fue proyectada por EMDEECRUZ a partir de las ventas registradas en el PILAT y el plan de negocios que espera desarrollar en los próximos cuatro años.

**f) Gran Demanda General Media Tensión (GD - G – MT)**

Esta categoría está integrada por clientes de actividades de tipo general de tamaño grande, es decir, con demandas mayores a 50 kW. Dado que la instalación en el PILAT de estos clientes responde única y exclusivamente a la actividad económica que generan los clientes industriales, la evolución en número ha sido proyectada por EMDEECRUZ como una proporción del 30% de los clientes de la categoría GD-I- MT.

**g) Gran Demanda Industrial Media Tensión (GD - I – MT)**

Esta categoría está integrada por clientes de actividades industriales de tamaño grande, es decir con demandas mayores a 50 kW.

Actualmente un total de 14 empresas han iniciado obras de construcción de sus instalaciones e infraestructura en el PILAT. Sobre la base de esta información se ha proyectado que hasta fin de año se tendrá un total de 15 empresas con esta categoría iniciando operaciones como consumidores de EMDEECRUZ. Es necesario también señalar que todas estas empresas han solicitado este servicio de electricidad para la etapa de construcción.

La evolución en número ha sido proyectada por EMDEECRUZ a partir de las ventas que han venido registrando el PILAT y el plan de negocios que espera desarrollar en los próximos cuatro años.

### **3.1.3 PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA**

Para la proyección del consumo medio anual de las diferentes categorías de clientes, dada la ausencia de información por ser una actividad nueva sin información histórica, EMDEECRUZ revisó varias fuentes de comparación, dado que es previsible que las diferentes categorías se comporten de manera más o menos parecida a categorías similares de otros sistemas. A continuación se muestra el consumo medio de la Distribuidora:

#### **a) Pequeña Demanda Domiciliaria Baja Tensión (PD - D – BT)**

La proyección de energía que realizó EMDEECRUZ fue aplicando a los consumidores proyectados de esta categoría, el consumo medio característico para este tipo de usuarios. El consumo medio, en base a los parámetros característicos para esta categoría en la zona del proyecto, tuvo como resultado de 1,44 MWh para cada año por cliente.

#### **b) Pequeña Demanda General Baja Tensión (PD - G – BT)**

EMDEECRUZ proyectó la energía de esta categoría aplicando a los consumidores el consumo medio característico para este tipo de usuarios. El consumo medio fue obtenido de los parámetros característicos para esta categoría en la zona del proyecto. El consumo medio, en base a los parámetros característicos para esta categoría en la zona del proyecto, tuvo como resultado de 2,24 MWh para cada año por cliente.

#### **c) Pequeña Demanda Alumbrado Público Baja Tensión (PD - AP – BT)**

Con respecto al alumbrado público, EMDEECRUZ calculó el consumo considerando luminarias de 250 w y un tiempo de 12 horas de operación (factor de carga 0,5) para las 8.760 horas del año.

Sin embargo, debido a que es probable que no se tenga toda el área de operación con instalaciones que demanden este servicio, no será necesario contar con el mismo en su plenitud. Por lo que EMDEECRUZ ha definido un encendido de las luminarias de forma paulatina, en primera instancia solo un 15%, tomando en cuenta que el primer año los consumos serán reducidos, así como la cantidad de usuarios. Posteriormente este valor se irá incrementando a 40% y de 10% en 10% hasta el 2019.

#### **d) Mediana Demanda General Media Tensión (MD - G – MT)**

La proyección de ventas de energía para esta categoría, fue determinada por EMDEECRUZ aplicando a la potencia característica de la categoría, el factor de carga y periodo de cálculo equivalente a un año. En este sentido, por cada nuevo usuario, estimó que la demanda crecerá en la misma cantidad de energía. Como resultado se obtuvo un consumo medio anual de 36,58 MWh constante para todos los años por cliente.

**e) Mediana Demanda Industrial Media Tensión (MD - I - MT)**

La proyección de ventas de energía para esta categoría, fue determinada por EMDEECRUZ aplicando a la potencia característica de la categoría, el factor de carga y periodo de cálculo equivalente a un año. En este sentido, por cada nuevo usuario, se estima que la demanda crecerá en la misma cantidad de energía. El resultado de este cálculo determinó un consumo promedio anual de 45,29 MWh constante para todos los años por cliente.

**f) Gran Demanda General Media Tensión (GD - G - MT)**

De la misma forma que las últimas dos categorías, EMDEECRUZ proyectó el consumo de energía aplicando a la potencia característica de la categoría, el factor de carga y periodo de cálculo equivalente a un año. En este sentido, por cada nuevo usuario, se estima que la demanda crecerá en la misma cantidad de energía. El resultado de este cálculo determinó un consumo promedio anual de 300,06 MWh constante para todos los años por cliente.

**g) Gran Demanda Industrial Media Tensión (GD - I - MT)**

De la misma forma que las últimas tres categorías, EMDEECRUZ proyectó el consumo de energía aplicando a la potencia característica de la categoría, el factor de carga y periodo de cálculo equivalente a un año. En este sentido, por cada nuevo usuario, se estima que la demanda crecerá en la misma cantidad de energía. El resultado de este cálculo determinó un consumo promedio anual de 550,88 MWh constante para todos los años por cliente.

**3.1.4 RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN DE CONSUMIDORES Y ENERGÍA**

Resultado de todo el análisis realizado por EMDEECRUZ, luego de haber mantenido reuniones con la AE, en los siguientes cuadros se presentan los valores proyectados de las cantidades de consumidores y ventas de energía eléctrica desagregada por categorías y sus respectivas tasas de crecimiento.

| Número de Consumidores Emdeecruz por Categoría |          |          |           |            |            |            |            |
|--|----------|----------|-----------|------------|------------|------------|------------|
| Categoría                                      | Unidades | 2015     | 2016      | 2017       | 2018       | 2019       | Promedio   |
| PD - D - BT                                    | clientes | 0        | 33        | 54         | 78         | 91         | 64         |
| PD - G - BT                                    | clientes | 0        | 5         | 9          | 13         | 15         | 11         |
| PD - AP - BT                                   | clientes | 1        | 1         | 1          | 1          | 1          | 1          |
| MD - G - MT                                    | clientes | 0        | 7         | 12         | 18         | 21         | 15         |
| MD - I - MT                                    | clientes | 2        | 15        | 25         | 36         | 42         | 30         |
| GD - G - MT                                    | clientes | 0        | 7         | 12         | 18         | 21         | 15         |
| GD - I - MT                                    | clientes | 6        | 26        | 42         | 60         | 70         | 50         |
| <b>Total</b>                                   |          | <b>9</b> | <b>94</b> | <b>155</b> | <b>224</b> | <b>261</b> | <b>184</b> |



| Demanda de Energía   |            |                 |                  |                  |                  |                  |                  |
|----------------------|------------|-----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Categoría            | Unidades   | 2015            | 2016             | 2017             | 2018             | 2019             | Promedio         |
| PD - D - BT          | MWh        | 0,00            | 47,51            | 77,74            | 112,29           | 131,00           | 92,13            |
| PD - G - BT          | MWh        | 0,00            | 11,22            | 20,19            | 29,17            | 33,66            | 23,56            |
| PD - AP - BT         | MWh        | 474,44          | 1.265,18         | 1.581,48         | 1.897,77         | 2.214,07         | 1.739,62         |
| MD - G - MT          | MWh        | 0,00            | 256,03           | 438,91           | 658,36           | 768,09           | 530,35           |
| MD - I - MT          | MWh        | 90,58           | 679,34           | 1.132,23         | 1.630,41         | 1.902,15         | 1.336,03         |
| <b>Energía Punta</b> |            | <b>707,42</b>   | <b>3.515,05</b>  | <b>5.722,62</b>  | <b>8.230,21</b>  | <b>9.601,91</b>  | <b>6.767,45</b>  |
| GD - G - MT          | MWh        | 0,00            | 449,55           | 770,66           | 1.155,99         | 1.348,65         | 931,21           |
| GD - I - MT          | MWh        | 707,42          | 3.065,50         | 4.951,96         | 7.074,23         | 8.253,26         | 5.836,24         |
| <b>Energía Resto</b> |            | <b>1.789,78</b> | <b>8.893,09</b>  | <b>14.478,24</b> | <b>20.822,47</b> | <b>24.292,89</b> | <b>17.121,67</b> |
| GD - G - MT          | MWh        | 0,00            | 1.137,36         | 1.949,77         | 2.924,65         | 3.412,09         | 2.355,97         |
| GD - I - MT          | MWh        | 1.789,78        | 7.755,72         | 12.528,48        | 17.897,82        | 20.880,79        | 14.765,70        |
| <b>Energía Valle</b> |            | <b>808,10</b>   | <b>4.015,27</b>  | <b>6.537,00</b>  | <b>9.401,45</b>  | <b>10.968,36</b> | <b>7.730,52</b>  |
| GD - G - MT          | MWh        | 0,00            | 513,53           | 880,33           | 1.320,49         | 1.540,58         | 1.063,73         |
| GD - I - MT          | MWh        | 808,10          | 3.501,75         | 5.656,67         | 8.080,95         | 9.427,78         | 6.666,79         |
| <b>Total</b>         | <b>MWh</b> | <b>3.870,32</b> | <b>18.682,68</b> | <b>29.988,40</b> | <b>42.782,14</b> | <b>49.912,12</b> | <b>35.341,34</b> |

Es importante mencionar que los valores presentados de la demanda de energía el año 2015 en el anterior cuadro, son mayores a los de la demanda de energía facturada. Se tomó esta determinación ante la falta de desagregación de la demanda facturada que informó EMDEECRUZ.

### 3.1.5 DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA

La demanda de potencia para cada nivel de tensión y para la compra de electricidad (demanda coincidental con el SIN), EMDEECRUZ la ha obtenido aplicando los factores característicos por tipo de usuarios a los consumos de electricidad determinados y proyectados para el periodo del Estudio Tarifario 2015-2019.

| Resumen Potencia Máxima Simultánea |          |          |          |          |          |           |              |
|------------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|--------------|
| Detalle                            | Unidades | 2015     | 2016     | 2017     | 2018     | 2019      | Prom. 4 años |
| SIN                                | kW       | 1.356,94 | 3.705,21 | 5.543,15 | 7.627,68 | 8.764,05  | 6.410,02     |
| AT                                 | kW       | 1.505,11 | 4.371,10 | 6.622,27 | 9.172,65 | 10.566,82 | 7.683,21     |
| MT                                 | kW       | 1.505,11 | 4.371,10 | 6.622,27 | 9.172,65 | 10.566,82 | 7.683,21     |
| BT                                 | kW       | 116,35   | 322,01   | 407,44   | 493,76   | 575,98    | 449,79       |

## 3.2 BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

### 3.2.1 MOVIMIENTO DE ENERGÍA

Como fue mencionado anteriormente, debido a la ausencia de información histórica por tratarse de una empresa nueva, la energía para el periodo tarifario fue determinada por EMDEECRUZ aplicando los consumos típicos de cada categoría a la proyección de número de consumidores, de esta manera se determinaron los consumos por categoría para cada año.

La Distribuidora ha asumido un factor de pérdidas del orden del 4% tanto en media como en baja tensión, considerando la concentración del sistema EMDEECRUZ.

Si se analizan los factores de pérdidas de otros sistemas, en los cuales las pérdidas rondan el 10%, por la concentración del sistema de EMDEECRUZ es previsible esperar que sus pérdidas, considerando un manejo eficiente, sean menores.

Sin embargo, dado que no se tienen observaciones que permita modelar estas pérdidas, no es posible presentar una proyección de pérdidas emergente de la realidad del sistema de EMDEECRUZ, por lo que EMDEECRUZ ha visto que, considerando las características de su configuración y la cantidad de clientes que administrará, un porcentaje del 4% se considera razonable pues, sólo las pérdidas en transformación podrían estar bordeando el 2%. Por tanto, afectando a los consumos por los factores de pérdidas obtenidos para cada nivel de tensión, se obtuvo el siguiente resultado:

| Demanda de Energía en Bloque Alto             |            |             |               |                 |                 |                 |                  |                 |
|---|------------|-------------|---------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|
| Detalle                                       | Unidades   | 2014        | 2015          | 2016            | 2017            | 2018            | 2019             | Prom. 4 años    |
| PD - D1 - BT                                  | MWh        | 0,00        | 0,00          | 15,39           | 25,19           | 36,38           | 42,45            | 29,85           |
| PD - G1 - BT                                  | MWh        | 0,00        | 0,00          | 3,43            | 6,18            | 8,92            | 10,30            | 7,21            |
| PD - AP - BT                                  | MWh        | 0,00        | 146,37        | 390,32          | 487,90          | 585,48          | 683,06           | 536,69          |
| <b>Total Cargas en BT</b>                     | <b>MWh</b> | <b>0,00</b> | <b>146,37</b> | <b>409,15</b>   | <b>519,27</b>   | <b>630,79</b>   | <b>735,81</b>    | <b>573,75</b>   |
| Pérdidas BT                                   | %          | 4,00%       | 4,00%         | 4,00%           | 4,00%           | 4,00%           | 4,00%            | 4,00%           |
| Total BT                                      | MWh        | 0,00        | 152,47        | 426,20          | 540,91          | 657,07          | 766,47           | 597,66          |
| MD - G - MT                                   | MWh        | 0,00        | 0,00          | 54,80           | 93,94           | 140,91          | 164,39           | 113,51          |
| MD - I - MT                                   | MWh        | 0,00        | 19,39         | 145,40          | 242,33          | 348,95          | 407,11           | 285,95          |
| GD - G - MT                                   | MWh        | 0,00        | 0,00          | 449,55          | 770,66          | 1.155,99        | 1.348,65         | 931,21          |
| GD - I - MT                                   | MWh        | 0,00        | 707,42        | 3.065,50        | 4.951,96        | 7.074,23        | 8.253,26         | 5.836,24        |
| <b>Total Cargas en MT</b>                     | <b>MWh</b> | <b>0,00</b> | <b>879,28</b> | <b>4.141,44</b> | <b>6.599,79</b> | <b>9.377,15</b> | <b>10.939,88</b> | <b>7.764,56</b> |
| Pérdidas MT                                   | %          | 4,00%       | 4,00%         | 4,00%           | 4,00%           | 4,00%           | 4,00%            | 4,00%           |
| Total MT                                      | MWh        | 0,00        | 915,91        | 4.314,00        | 6.874,78        | 9.767,86        | 11.395,71        | 8.088,09        |
| <b>Total Cargas en AT</b>                     | <b>MWh</b> | <b>0,00</b> | <b>915,91</b> | <b>4.314,00</b> | <b>6.874,78</b> | <b>9.767,86</b> | <b>11.395,71</b> | <b>8.088,09</b> |
| Pérdidas AT                                   | %          | 0,00%       | 0,00%         | 0,00%           | 0,00%           | 0,00%           | 0,00%            | 0,00%           |
| <b>Total AT</b>                               | <b>MWh</b> | <b>0,00</b> | <b>915,91</b> | <b>4.314,00</b> | <b>6.874,78</b> | <b>9.767,86</b> | <b>11.395,71</b> | <b>8.088,09</b> |
| <b>Total Energía Comprada en BA en el SIN</b> | <b>MWh</b> | <b>0,00</b> | <b>915,91</b> | <b>4.314,00</b> | <b>6.874,78</b> | <b>9.767,86</b> | <b>11.395,71</b> | <b>8.088,09</b> |

| Demanda de Energía en Bloque Medio            |            |             |                 |                  |                  |                  |                  |                  |
|---|------------|-------------|-----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Detalle                                       | Unidades   | 2014        | 2015            | 2016             | 2017             | 2018             | 2019             | Prom. 4 años     |
| PD - D1 - BT                                  | MWh        | 0,00        | 0,00            | 22,42            | 36,68            | 52,98            | 61,82            | 43,47            |
| PD - G1 - BT                                  | MWh        | 0,00        | 0,00            | 5,60             | 10,09            | 14,57            | 16,81            | 11,77            |
| PD - AP - BT                                  | MWh        | 0,00        | 80,76           | 215,35           | 269,19           | 323,03           | 376,86           | 296,11           |
| <b>Total Cargas en BT</b>                     | <b>MWh</b> | <b>0,00</b> | <b>80,76</b>    | <b>243,37</b>    | <b>315,96</b>    | <b>390,58</b>    | <b>455,49</b>    | <b>351,35</b>    |
| Pérdidas BT                                   | %          | 4,00%       | 4,00%           | 4,00%            | 4,00%            | 4,00%            | 4,00%            | 4,00%            |
| Total BT                                      | MWh        | 0,00        | 84,12           | 253,51           | 329,12           | 406,85           | 474,47           | 365,99           |
| MD - G - MT                                   | MWh        | 0,00        | 0,00            | 138,64           | 237,66           | 356,49           | 415,91           | 287,18           |
| MD - I - MT                                   | MWh        | 0,00        | 49,05           | 367,85           | 613,09           | 882,85           | 1.029,99         | 723,45           |
| GD - G - MT                                   | MWh        | 0,00        | 0,00            | 1.137,36         | 1.949,77         | 2.924,65         | 3.412,09         | 2.355,97         |
| GD - I - MT                                   | MWh        | 0,00        | 1.789,78        | 7.755,72         | 12.528,48        | 17.897,82        | 20.880,79        | 14.765,70        |
| <b>Total Cargas en MT</b>                     | <b>MWh</b> | <b>0,00</b> | <b>1.922,95</b> | <b>9.653,09</b>  | <b>15.658,12</b> | <b>22.468,67</b> | <b>26.213,26</b> | <b>18.498,28</b> |
| Pérdidas MT                                   | %          | 4,00%       | 4,00%           | 4,00%            | 4,00%            | 4,00%            | 4,00%            | 4,00%            |
| Total MT                                      | MWh        | 0,00        | 2.003,07        | 10.055,30        | 16.310,54        | 23.404,87        | 27.305,47        | 19.269,05        |
| <b>Total Cargas en AT</b>                     | <b>MWh</b> | <b>0,00</b> | <b>2.003,07</b> | <b>10.055,30</b> | <b>16.310,54</b> | <b>23.404,87</b> | <b>27.305,47</b> | <b>19.269,05</b> |
| Pérdidas AT                                   | %          | 0,00%       | 0,00%           | 0,00%            | 0,00%            | 0,00%            | 0,00%            | 0,00%            |
| <b>Total AT</b>                               | <b>MWh</b> | <b>0,00</b> | <b>2.003,07</b> | <b>10.055,30</b> | <b>16.310,54</b> | <b>23.404,87</b> | <b>27.305,47</b> | <b>19.269,05</b> |
| <b>Total Energía Comprada en BM en el SIN</b> | <b>MWh</b> | <b>0,00</b> | <b>2.003,07</b> | <b>10.055,30</b> | <b>16.310,54</b> | <b>23.404,87</b> | <b>27.305,47</b> | <b>19.269,05</b> |



| Demanda de Energía en Bloque Bajo             |            |             |                 |                 |                 |                  |                  |                 |
|---|------------|-------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|------------------|-----------------|
| Detalle                                       | Unidades   | 2014        | 2015            | 2016            | 2017            | 2018             | 2019             | Prom. 4 años    |
| PD - D1 - BT                                  | MWh        | 0,00        | 0,00            | 9,70            | 15,87           | 22,92            | 26,74            | 18,81           |
| PD - G1 - BT                                  | MWh        | 0,00        | 0,00            | 2,18            | 3,93            | 5,68             | 6,55             | 4,58            |
| PD - AP - BT                                  | MWh        | 0,00        | 247,32          | 659,51          | 824,39          | 989,26           | 1.154,14         | 906,83          |
| <b>Total Cargas en BT</b>                     | <b>MWh</b> | <b>0,00</b> | <b>247,32</b>   | <b>671,39</b>   | <b>844,18</b>   | <b>1.017,86</b>  | <b>1.187,43</b>  | <b>930,21</b>   |
| Pérdidas BT                                   | %          | 4,00%       | 4,00%           | 4,00%           | 4,00%           | 4,00%            | 4,00%            | 4,00%           |
| Total BT                                      | MWh        | 0,00        | 257,62          | 699,36          | 879,36          | 1.060,27         | 1.236,91         | 968,97          |
| MD - G - MT                                   | MWh        | 0,00        | 0,00            | 62,60           | 107,31          | 160,96           | 187,79           | 129,66          |
| MD - I - MT                                   | MWh        | 0,00        | 22,15           | 166,09          | 276,81          | 398,61           | 465,05           | 326,64          |
| GD - G - MT                                   | MWh        | 0,00        | 0,00            | 513,53          | 880,33          | 1.320,49         | 1.540,58         | 1.063,73        |
| GD - I - MT                                   | MWh        | 0,00        | 808,10          | 3.501,75        | 5.656,67        | 8.080,95         | 9.427,78         | 6.666,79        |
| <b>Total Cargas en MT</b>                     | <b>MWh</b> | <b>0,00</b> | <b>1.087,86</b> | <b>4.943,32</b> | <b>7.800,47</b> | <b>11.021,29</b> | <b>12.858,09</b> | <b>9.155,79</b> |
| Pérdidas MT                                   | %          | 4,00%       | 4,00%           | 4,00%           | 4,00%           | 4,00%            | 4,00%            | 4,00%           |
| Total MT                                      | MWh        | 0,00        | 1.133,19        | 5.149,29        | 8.125,49        | 11.480,51        | 13.393,85        | 9.537,28        |
| <b>Total Cargas en AT</b>                     | <b>MWh</b> | <b>0,00</b> | <b>1.133,19</b> | <b>5.149,29</b> | <b>8.125,49</b> | <b>11.480,51</b> | <b>13.393,85</b> | <b>9.537,28</b> |
| Pérdidas AT                                   | %          | 0,00%       | 0,00%           | 0,00%           | 0,00%           | 0,00%            | 0,00%            | 0,00%           |
| <b>Total AT</b>                               | <b>MWh</b> | <b>0,00</b> | <b>1.133,19</b> | <b>5.149,29</b> | <b>8.125,49</b> | <b>11.480,51</b> | <b>13.393,85</b> | <b>9.537,28</b> |
| <b>Total Energía Comprada en BB en el SIN</b> | <b>MWh</b> | <b>0,00</b> | <b>1.133,19</b> | <b>5.149,29</b> | <b>8.125,49</b> | <b>11.480,51</b> | <b>13.393,85</b> | <b>9.537,28</b> |

### 3.2.2 BALANCE DE POTENCIA

El modelo que presentó EMDEECRUZ permite calcular las pérdidas de potencia y fijarlas en valores, que está representado por la fórmula que determina la potencia a partir de la energía, donde se determina las pérdidas de potencia a partir de las pérdidas de la energía aplicando un factor de carga, sea este el factor de carga del nivel de tensión y uno determinado con base a la fórmula empírica ampliamente utilizado por la literatura.

En el siguiente cuadro, se muestra en base al movimiento de energía, para cada una de las posibles etapas de conexión de los diferentes consumos por categoría, la venta de energía, las pérdidas técnicas (pérdidas en red de MT, pérdidas en red de BT y transformadores y el uso propio del servicio, cuya sumatoria progresiva debe igualar la energía total adquirida.

| Potencia Máxima Simultanea en Media Tensión |           |                 |                 |                 |                 |                  |                 |
|---|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|
| Detalle                                     | Unidades  | 2015            | 2016            | 2017            | 2018            | 2019             | Prom. 4 años    |
| PD - D1 - BT                                | kW        | 0,00            | 10,14           | 16,61           | 24,01           | 28,02            | 19,70           |
| PD - G1 - BT                                | kW        | 0,00            | 2,26            | 4,08            | 5,89            | 6,80             | 4,76            |
| PD - AP - BT                                | kW        | 812,81          | 816,43          | 817,54          | 818,02          | 818,16           | 817,54          |
| MD - G - MT                                 | kW        | 0,00            | 84,63           | 145,27          | 218,02          | 254,40           | 175,58          |
| MD - I - MT                                 | kW        | 29,81           | 224,56          | 374,75          | 539,92          | 630,02           | 442,31          |
| GD - G - MT                                 | kW        | 0,00            | 328,33          | 563,57          | 845,80          | 986,94           | 681,16          |
| GD - I - MT                                 | kW        | 514,32          | 2.238,87        | 3.621,32        | 5.176,00        | 6.039,71         | 4.268,97        |
| <b>Exceso Potencia Fuera de Punta</b>       |           |                 |                 |                 |                 |                  |                 |
| GD - G - MT                                 | kW        | 0,00            | 20,87           | 35,82           | 53,76           | 62,73            | 43,29           |
| GD - I - MT                                 | kW        | 148,18          | 645,02          | 1.043,30        | 1.491,21        | 1.740,04         | 1.229,89        |
| <b>TOTAL MT</b>                             | <b>kW</b> | <b>1.505,11</b> | <b>4.371,10</b> | <b>6.622,27</b> | <b>9.172,65</b> | <b>10.566,82</b> | <b>7.683,21</b> |

| Potencia Máxima Simultanea en Alta Tensión |           |                 |                 |                 |                 |                  |                 |
|--|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|
| Detalle                                    | Unidades  | 2015            | 2016            | 2017            | 2018            | 2019             | Prom. 4 años    |
| PD - D1 - BT                               | kW        | 0,00            | 10,14           | 16,61           | 24,01           | 28,02            | 19,70           |
| PD - G1 - BT                               | kW        | 0,00            | 2,26            | 4,08            | 5,89            | 6,80             | 4,76            |
| PD - AP - BT                               | kW        | 812,81          | 816,43          | 817,54          | 818,02          | 818,16           | 817,54          |
| MD - G - MT                                | kW        | 0,00            | 84,63           | 145,27          | 218,02          | 254,40           | 175,58          |
| MD - I - MT                                | kW        | 29,81           | 224,56          | 374,75          | 539,92          | 630,02           | 442,31          |
| GD - G - MT                                | kW        | 0,00            | 328,33          | 563,57          | 845,80          | 986,94           | 681,16          |
| GD - I - MT                                | kW        | 514,32          | 2.238,87        | 3.621,32        | 5.176,00        | 6.039,71         | 4.268,97        |
| <b>Exceso Potencia Fuera de Punta</b>      |           |                 |                 |                 |                 |                  |                 |
| GD - G - MT                                | kW        | 0,00            | 20,87           | 35,82           | 53,76           | 62,73            | 43,29           |
| GD - I - MT                                | kW        | 148,18          | 645,02          | 1.043,30        | 1.491,21        | 1.740,04         | 1.229,89        |
| <b>TOTAL AT</b>                            | <b>kW</b> | <b>1.505,11</b> | <b>4.371,10</b> | <b>6.622,27</b> | <b>9.172,65</b> | <b>10.566,82</b> | <b>7.683,21</b> |



| Potencia Máxima Simultanea en el SIN |           |                 |                 |                 |                 |                 |                 |
|--------------------------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Detalle                              | Unidades  | 2015            | 2016            | 2017            | 2018            | 2019            | Prom. 4 años    |
| PD - D1 - BT                         | kW        | 0,00            | 10,14           | 16,61           | 24,01           | 28,02           | 19,70           |
| PD - G1 - BT                         | kW        | 0,00            | 2,26            | 4,08            | 5,89            | 6,80            | 4,76            |
| PD - AP - BT                         | kW        | 812,81          | 816,43          | 817,54          | 818,02          | 818,16          | 817,54          |
| MD - G - MT                          | kW        | 0,00            | 84,63           | 145,27          | 218,02          | 254,40          | 175,58          |
| MD - I - MT                          | kW        | 29,81           | 224,56          | 374,75          | 539,92          | 630,02          | 442,31          |
| GD - G - MT                          | kW        | 0,00            | 328,33          | 563,57          | 845,80          | 986,94          | 681,16          |
| GD - I - MT                          | kW        | 514,32          | 2.238,87        | 3.621,32        | 5.176,00        | 6.039,71        | 4.268,97        |
| <b>TOTAL AT</b>                      | <b>kW</b> | <b>1.356,94</b> | <b>3.705,21</b> | <b>5.543,15</b> | <b>7.627,68</b> | <b>8.764,05</b> | <b>6.410,02</b> |

### 3.3 COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA

A los resultados obtenidos de energía y potencia del inciso anterior, EMDEECRUZ aplicó los precios de energía, potencia y peaje correspondientes al nodo Warnes, indexados al mes de diciembre de 2014. Asimismo, se incluyó el costo de operación del CNDC, equivalente a 0,855% de los costos de compra energía y potencia.

| Precios de Energía en Warnes S/IVA |        |        |        |        |        |        |        |              |
|------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------------|
| Detalle                            | Bs/MWh | 2014   | 2015   | 2016   | 2017   | 2018   | 2019   | Prom. 4 años |
| Bloque Alto                        | Bs/MWh | 106,88 | 106,88 | 106,88 | 106,88 | 106,88 | 106,88 | 106,88       |
| Bloque Medio                       | Bs/MWh | 105,68 | 105,68 | 105,68 | 105,68 | 105,68 | 105,68 | 105,68       |
| Bloque Bajo                        | Bs/MWh | 105,29 | 105,29 | 105,29 | 105,29 | 105,29 | 105,29 | 105,29       |
| Promedio Ponderado                 | Bs/MWh | 105,88 | 105,88 | 105,88 | 105,88 | 105,88 | 105,88 | 105,88       |

| Precios de Potencia de Punta en Warnes S/IVA |           |       |       |       |       |       |       |              |
|--|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| Detalle                                      | Bs/MWh    | 2014  | 2015  | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  | Prom. 4 años |
| Precio Potencia                              | Bs/kW año | 60,44 | 60,44 | 60,44 | 60,44 | 60,44 | 60,44 | 60,44        |
| Comp. Ubicación                              | Bs/kW año | 1,01  | 1,01  | 1,01  | 1,01  | 1,01  | 1,01  | 1,01         |
| Reserva Fría                                 | Bs/kW año | 0,98  | 0,98  | 0,98  | 0,98  | 0,98  | 0,98  | 0,98         |
| PP + CU + RF                                 | Bs/kW año | 62,42 | 62,42 | 62,42 | 62,42 | 62,42 | 62,42 | 62,42        |
| Total Costo de Peaje s/imp.                  | Bs/kW año | 25,09 | 25,09 | 25,09 | 25,09 | 25,09 | 25,09 | 25,09        |

|                            |    |        |        |        |        |        |        |  |
|----------------------------|----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--|
| Costo de Servicio del CNDC | Bs | 73.637 |        |        |        |        |        |  |
| %                          |    | 0,855% | 0,855% | 0,855% | 0,855% | 0,855% | 0,855% |  |

Para la proyección de la potencia de punta generada para cubrir la demanda máxima, EMDEECRUZ ha determinado un factor de carga promedio de 54,8%, que permitió determinar que la demanda máxima del año 2015 será de 1.505,11 kW y se estima que para el final del periodo tarifario éste alcance a 10.566,82 kW. Los valores obtenidos se observan en el inciso 3.1.5.

Finalmente, valorando las compras de energía y potencia, se determinó un costo promedio de Bs.10.711.196.

| Costo de Compra Energía y Potencia        |               |          |                  |                  |                  |                   |                   |                   |
|---|---------------|----------|------------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Detalle                                   | Detalle       | 2014     | 2015             | 2016             | 2017             | 2018              | 2019              | Promedio          |
| Costo de Compra de Energía                |               |          |                  |                  |                  |                   |                   |                   |
| Bloque Alto                               | Bs/año        | 0        | 98.727           | 465.007          | 741.034          | 1.052.879         | 1.228.346         | 871.816           |
| Bloque Medio                              | Bs/año        | 0        | 213.500          | 1.071.755        | 1.738.476        | 2.494.632         | 2.910.383         | 2.053.812         |
| Bloque Bajo                               | Bs/año        | 0        | 120.338          | 546.824          | 862.879          | 1.219.161         | 1.422.346         | 1.012.803         |
| <b>Total Energía</b>                      | <b>Bs/año</b> | <b>0</b> | <b>432.564</b>   | <b>2.083.585</b> | <b>3.342.388</b> | <b>4.766.673</b>  | <b>5.561.075</b>  | <b>3.938.430</b>  |
| Costo de Compra de Potencia en STI        |               |          |                  |                  |                  |                   |                   |                   |
| PNP punta                                 | Bs/año        | 0        | 1.433.726        | 3.914.891        | 5.856.833        | 8.059.332         | 9.260.006         | 6.772.765         |
| <b>Total Potencia</b>                     | <b>Bs/año</b> | <b>0</b> | <b>1.433.726</b> | <b>3.914.891</b> | <b>5.856.833</b> | <b>8.059.332</b>  | <b>9.260.006</b>  | <b>6.772.765</b>  |
| <b>Total Compra de Energía y Potencia</b> | <b>Bs/año</b> | <b>0</b> | <b>1.866.290</b> | <b>5.998.476</b> | <b>9.199.221</b> | <b>12.826.005</b> | <b>14.821.081</b> | <b>10.711.196</b> |

### **3.4 COSTOS DE SUMINISTRO**

Los costos de suministro de EMDEECRUZ, corresponde a todos aquellos en los cuales incurrirá para la prestación del servicio, considerando desde los costos de lectura, facturación, cobranzas, operación, mantenimiento, hasta los gastos administrativos asociados a estas actividades.

EMDEECRUZ para la determinación de sus costos de suministro, realizó una recolección de los datos para un Benchmarking bajo los siguientes pasos:

- a) Identificaron los costos que se van a someter a la técnica del benchmarking, que serán los costos mínimos necesarios con los cuales la empresa podría operar sin inconvenientes aportando a su cadena de valor.
- b) En base a las características técnicas y administrativas de EMDEECRUZ, han identificado las empresas que podrían ser comparables. En este paso considerado empresas de similares características, con buenas prácticas administrativas dentro del servicio eléctrico.
- c) Identificaron información adicional que se utilizó como herramientas de apoyo y depuración, como ser: información pública del sector eléctrico boliviano e internacional y otras fuentes.
- d) La determinación de los costos incluyó la comprensión cuidadosa de las prácticas actuales del proceso de costeo y operación.

La estimación de los costos determinados en base al benchmarking, sirvieron a EMDEECRUZ para determinar los costos del estudio tarifario.

#### **3.4.1 DETERMINACIÓN DE COSTOS DE SUMINISTRO Y SU PROYECCIÓN PARA EL PERIODO NOVIEMBRE 2015 - OCTUBRE 2019**

La determinación de los costos por parte de EMDEECRUZ fue realizada de acuerdo a la actividad, siendo discriminados por Administrativos y Generales, Consumidores y de Operación y Mantenimiento.

La inclusión de la cantidad de clientes y facturación efectivamente ejecutados en el análisis de la proyección de la demanda detallado en el inciso 3.1.1., ha implicado que EMDEECRUZ haga ajustes en el componente de costos del modelo, el mismo que estaba estimado bajo la metodología PEG. En este orden, los costos del 2015 han sido fijados en los montos que recogía el modelo inicialmente y se ha aplicado la misma metodología PEG a partir de 2016.

##### **a) Costos de Consumidores**

Los costos de consumidores corresponden a los costos comerciales. Es importante mencionar que una buena parte de los costos están concentrados en los salarios de los trabajadores frente a los costos de materiales para las actividades comerciales, que se

pueden resumir en: *Lectura, Facturación, Cobranza, Gastos de comunicación, Previsión para incobrables y todas aquellas actividades que EMDEECRUZ realizará para atención de los clientes.*

Los costos totales fueron determinados predominantemente a nivel de Grandes Demandas, en el entendido que será el segmento de consumidores predominante.

**b) Costos Administrativos y Generales**

Los Costos Administrativos y Generales fueron distribuidos en forma proporcional entre todos los costos directos de EMDEECRUZ, es decir, costos de operación, mantenimiento, de consumidores, conexión y reconexión, se encuentran especialmente compuestos por los salarios del personal administrativo y otros referidos a: Gastos de oficina, Seguros, Asignaciones familiares, Servicios básicos, Impuestos y Otros relacionados a Propiedad General.

La proyección de estos costos que EMDEECRUZ efectuó fue en función a los costos unitarios en base a la extensión de la red de distribución, así como el crecimiento de los usuarios para el periodo proyectado.

Los costos de las pólizas de todo riesgo para la Red Eléctrica fueron estimados en USD30.309 al año, tomando en cuenta los activos relacionados. En tal sentido, el presente Estudio Tarifario contempla los costos por Seguros de Red Eléctrica estimados.

**c) Costo de Operación y Mantenimiento**

Los costos de Operación y Mantenimiento corresponden a los costos operativos en la atención de la red de distribución, los cuales están referidos especialmente a: Operación de las líneas, Operación de Subestación de potencia y Operación de puestos de transformación y Mantenimiento de cada uno de estos subsistemas.

Por último, los componentes de los costos de suministro considerados por EMDEECRUZ, se encuentran en el siguiente cuadro, donde también se observa la proyección que la Distribuidora realizó sobre los mismos.

| CALCULO DE COSTOS - METODOLOGÍA PEG          |               |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
|--|---------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Cálculo de Ponderadores                      | Unidades      | 2015             | 2016             | 2017             | 2018             | 2019             |                  |
| Costos de Capacidad (O&M)                    | %             | 100,00%          | 133,06%          | 132,96%          | 166,88%          | 186,00%          |                  |
| Costos de Administrativos y Generales        | %             | 100,00%          | 151,68%          | 151,50%          | 209,85%          | 241,74%          |                  |
| Costos de Consumidores                       | %             | 100,00%          | 176,62%          | 159,55%          | 225,26%          | 260,48%          |                  |
| Detalle                                      | Unidades      | 2015             | 2016             | 2017             | 2018             | 2019             | Prom. 4 años     |
| <b>Costos de Capacidad (O&amp;M)</b>         |               |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
| Operación AT                                 | Bs/año        |                  | 0                | 0                | 0                | 0                | 0                |
| Operación MT                                 | Bs/año        | 301.802          | 401.584          | 533.959          | 670.146          | 746.941          | 588.158          |
| Operación BT                                 | Bs/año        | 385.636          | 513.135          | 682.281          | 856.298          | 954.425          | 751.535          |
| <b>Costos de Administrativos y Generales</b> |               |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
| Administrativos MT                           | Bs/año        | 294.057          | 446.014          | 675.717          | 935.950          | 1.078.207        | 783.972          |
| Administrativos BT                           | Bs/año        | 250.195          | 379.486          | 574.926          | 796.342          | 917.380          | 667.034          |
| <b>Costos de Consumidores</b>                |               |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
| Consumidores PD                              | Bs/año        | 9.090            | 16.054           | 25.614           | 36.164           | 41.818           | 29.913           |
| Consumidores MD                              | Bs/año        | 9.097            | 16.066           | 25.634           | 36.191           | 41.850           | 29.935           |
| Consumidores GD                              | Bs/año        | 153.027          | 270.272          | 431.217          | 608.815          | 704.008          | 503.578          |
| <b>Total</b>                                 | <b>Bs/año</b> | <b>1.402.903</b> | <b>2.042.612</b> | <b>2.949.349</b> | <b>3.939.906</b> | <b>4.484.630</b> | <b>3.354.124</b> |



### 3.5 ACTIVO FIJO

Siendo EMDEECRUZ una empresa nueva cuya operación inicia la segunda mitad del 2015, los activos fijos iniciales están en construcción. Por tanto, no fueron actualizados ya que se consideró su incorporación en la gestión 2015. El año base no cuenta con activos y por consiguiente tampoco con depreciación. Las fechas de incorporación de los activos y el respectivo valor se encuentran en el modelo tarifario. Las inversiones ejecutadas iniciales se muestran a continuación:

#### Inversiones Ejecutadas EMDEECRUZ

| ETAPA 1   | INVERSION REAL<br>[US\$] | AÑO DE INVERSION    |                     |
|---|--------------------------|---------------------|---------------------|
|   |                          | 2014                | 2015                |
| <b>REDES DE DISTRIBUCION</b>                        |                          |                     |                     |
| CONSTRUCCIÓN LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN                | 3.156.736,13             | 2.209.715,29        | 947.020,84          |
| CONSTRUCCIÓN LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN                 | 627.408,69               | 439.186,08          | 188.222,61          |
| ADECUACIONES DE LA RED MT PARA NUEVO NODO DE RETIRO | 150.000,00               | 120.000,00          | 30.000,00           |
| ADICION DE REDES UBICADO ENTRE LA U19-U11           | 100.000,00               | 70.000,00           | 30.000,00           |
| <b>OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACION</b>    |                          |                     |                     |
| CONSTRUCCIÓN DE EDIFICIOS Y MEJORAS                 | 278.000,00               | 111.200,00          | 166.800,00          |
| EQUIPAMIENTO PARA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO         | 60.000,00                | 0,00                | 60.000,00           |
| CAPITAL OPERATIVO DE TRABAJO                        | 603.564,00               | 0,00                | 603.564,00          |
| <b>SUBESTACION 115/24,9 KV</b>                      |                          |                     |                     |
| SUBESTACION DE POTENCIA                             | 2.718.875,00             | 1.643.815,50        | 1.075.059,50        |
| <b>SUBTOTAL ETAPA 1</b>                             | <b>7.694.583,82</b>      | <b>4.593.916,87</b> | <b>3.100.666,95</b> |

#### 3.5.1 PROGRAMA DE INVERSIONES

El programa de Inversiones de EMDEECRUZ fue establecido en relación al análisis del crecimiento de la demanda, descrito anteriormente.

El plan de Inversiones aprobado para el periodo 2016 – 2019, corresponde al detallado en el Informe AE DPT N° 869/2015 de 21 de diciembre de 2015. Los montos del presupuesto de inversión se muestran a continuación:

#### Plan de Inversiones para el periodo 2016 – 2019

| ACTIVIDAD                               |     | PRESUPUESTO DE INVERSIÓN (USD) |                   |                   |                   | TOTAL               |
|---|-----|--------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------|
|   |     | 2016                           | 2017              | 2018              | 2019              |                     |
| <b>ALTA TENSIÓN</b>                     |     |                                |                   |                   |                   |                     |
| <b>MEDIA TENSIÓN</b>                    |     | 278.584,44                     | 278.584,44        | 278.584,44        | 278.584,44        | 1.114.337,76        |
| <b>EXPANSIÓN</b>                        |     |                                |                   |                   |                   |                     |
| SUBESTACION DE POTENCIA (RETIRO WARNES) | USD | 0,00                           | 0,00              | 0,00              | 0,00              | 0,00                |
| LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN                 | USD | 278.584,44                     | 278.584,44        | 278.584,44        | 278.584,44        | 1.114.337,76        |
| <b>BAJA TENSIÓN</b>                     | USD | 98.387,69                      | 97.085,35         | 97.385,95         | 96.734,65         | 389.593,63          |
| <b>EXPANSIÓN</b>                        |     |                                |                   |                   |                   |                     |
| LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN                  | USD | 41.533,00                      | 41.533,00         | 41.533,00         | 41.533,00         | 166.132,00          |
| TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN         | USD | 56.203,39                      | 54.550,35         | 54.550,35         | 54.550,35         | 219.854,43          |
| ACOMETIDAS BT                           | USD | 358,80                         | 552,00            | 717,60            | 358,80            | 1.987,20            |
| MEDIDORES BT                            | USD | 292,50                         | 450,00            | 585,00            | 292,50            | 1.620,00            |
| <b>NO ELÉCTRICAS</b>                    |     | 6.575,89                       | 1.529,89          | 69.389,89         | 1.529,89          | 79.025,54           |
| CONSTRUCCIÓN DE EDIFICIOS               | USD | 0,00                           | 0,00              | 0,00              | 0,00              | 0,00                |
| EQUIPAMIENTO Y HERRAMIENTAS PARA OYM    | USD | 0,00                           | 0,00              | 0,00              | 0,00              | 0,00                |
| VEHICULOS Y GRUAS                       | USD | 5.046,00                       | 0,00              | 67.860,00         | 0,00              | 72.906,00           |
| EQUIPOS DE COMPUTACIÓN E IMPRESIÓN      | USD | 1.529,89                       | 1.529,89          | 1.529,89          | 1.529,89          | 6.119,54            |
| <b>TOTAL</b>                            | USD | <b>383.548,01</b>              | <b>377.199,67</b> | <b>445.360,27</b> | <b>376.848,97</b> | <b>1.582.956,93</b> |

### 3.5.2 PROYECCIÓN DE ACTIVOS Y DEPRECIACIÓN

Para el cálculo de la depreciación, se consideró la Resolución SSDE N° 126/97 de 31 de octubre de 1997, con lo cual se pudo realizar la proyección de los activos fijos. Tal como se señala en el documento "Informe Estudio Tarifario" presentado por EMDEECRUZ, existen los siguientes aspectos que fueron considerados en la contabilización de activos:

- La red de distribución del área de operación de EMDEECRUZ entra en funcionamiento a finales del año 2015, por lo tanto, la Distribuidora considera un 50% de la tasa de depreciación para este año.
- Los proyectos eléctricos que fueron activados el 2014 fueron considerados como inversiones de la gestión 2015.

Bajo estos criterios, se determinó la cuota anual de depreciación y la depreciación acumulada, cuyos resultados se presentan a continuación:

| DEPREC. TOTALES ANUALES |                |                  |                  |                  |                  |
|-------------------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| CONCEPTO                | 2015           | 2016             | 2017             | 2018             | 2019             |
| MEDIA TENSION           | 338.932        | 717.113          | 795.614          | 874.115          | 952.616          |
| BAJA TENSION            | 23.584         | 60.950           | 88.586           | 116.357          | 144.056          |
| ADMINISTRACIÓN          | 141.831        | 288.514          | 294.007          | 351.961          | 409.915          |
| ATENCIÓN AL CLIENTE     | 94.554         | 192.343          | 196.004          | 234.641          | 273.277          |
| <b>TOTAL</b>            | <b>598.900</b> | <b>1.258.920</b> | <b>1.374.211</b> | <b>1.577.074</b> | <b>1.779.864</b> |

| DEPREC. TOTALES ACUMULADAS |                |                  |                  |                  |                  |
|----------------------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| CONCEPTO                   | 2015           | 2016             | 2017             | 2018             | 2019             |
| MEDIA TENSION              | 338.932        | 1.056.045        | 1.851.659        | 2.725.775        | 3.678.391        |
| BAJA TENSION               | 23.584         | 84.534           | 173.120          | 289.477          | 433.533          |
| ADMINISTRACIÓN             | 141.831        | 430.345          | 724.351          | 1.076.312        | 1.486.228        |
| ATENCIÓN AL CLIENTE        | 94.554         | 286.897          | 482.901          | 717.542          | 990.818          |
| <b>TOTAL</b>               | <b>598.900</b> | <b>1.857.820</b> | <b>3.232.031</b> | <b>4.809.106</b> | <b>6.588.970</b> |

### 3.5.3 PATRIMONIO AFECTO A LA CONCESIÓN Y UTILIDAD

La determinación del Patrimonio fue realizada de acuerdo a la Metodología descrita en el artículo 50 del Reglamento de Precios y Tarifas. Por otro lado, la utilidad fue obtenida aplicando la Tasa de Rentabilidad aprobada por la AE mediante Resolución AE N° 36/2015 de 28 de enero de 2015 del diez y un décimo por ciento (10.1%). EMDEECRUZ señala que incluyó los valores del plan de inversiones y sus costos de depreciación para la determinación del patrimonio. Además, como el incremento del patrimonio se produce a lo largo de toda la gestión, la tasa de utilidad fue aplicada al promedio del valor inicial y final del patrimonio de cada año.

Los resultados de este cálculo son presentados en el siguiente cuadro:

**Patrimonio EMDEECRUZ**

| TOTAL PATRIMONIO AFECTO A LA CONCESION |                   |                   |                   |                   |                   |                   |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| CONCEPTO                               | 2015              | 2016              | 2017              | 2018              | 2019              | Prom. 4 años      |
| <b>ACTIVOS</b>                         |                   |                   |                   |                   |                   |                   |
| Capital de Trabajo                     | 717.676           | 1.210.086         | 1.638.175         | 2.224.890         | 2.552.410         | 1.906.390         |
| Bienes de Uso                          | 25.075.527        | 27.745.021        | 30.370.331        | 31.401.147        | 34.507.619        | 31.006.030        |
| Inversiones                            | 25.075.527        | 2.669.494         | 2.625.310         | 3.099.707         | 2.622.869         |                   |
| Depreciaciones Acum.                   | (598.900)         | (1.857.820)       | (3.232.031)       | (4.809.106)       | (6.588.970)       | (4.121.982)       |
| Depreciación Anual                     | (598.900)         | (1.857.820)       | (3.232.031)       | (4.809.106)       | (6.588.970)       |                   |
| <b>Activos Netos</b>                   | <b>25.194.304</b> | <b>27.097.287</b> | <b>28.776.474</b> | <b>28.816.932</b> | <b>30.471.059</b> | <b>28.790.438</b> |
| <b>TOTAL PATRIMONIO</b>                | <b>25.194.304</b> | <b>27.097.287</b> | <b>28.776.474</b> | <b>28.816.932</b> | <b>30.471.059</b> | <b>28.790.438</b> |
| Utilidades                             | 1.272.312         | 2.640.725         | 2.821.625         | 2.908.467         | 2.994.044         | 2.907.834         |
| Utilidades %                           | 5,05%             | 9,75%             | 9,81%             | 10,09%            | 9,83%             | 10,10%            |

**3.6 INGRESOS REQUERIDOS**

Los ingresos requeridos fueron calculados tomando en cuenta los siguientes parámetros:

- Se proyectaron los costos necesarios para que la empresa opere considerando los costos administrativos, generales, comerciales, operativos y de mantenimiento.
- Los costos por Impuestos y Tasas incluyen el Impuesto a las Transacciones con una alícuota de 3% y la Tasa de Regulación, aprobada con Resolución AE N° 660/2014 que fija la tasa de regulación, para la gestión 2015, en cero coma noventa por ciento (0,90 %) de los ingresos por ventas antes de impuestos indirectos de las empresas eléctricas que cuentan con Concesión, Licencia o Título Habilitante, para ejercer las actividades de la industria eléctrica. Estos costos se determinan en forma conjunta con el Ingreso Requerido. El pago por servicios al CNDC ha sido incluido como parte de los costos de operación.

En este sentido, se determinó el ingreso requerido de EMDEECRUZ, cuyos resultados se presentan a continuación:

| INGRESOS REQUERIDOS            |               |                  |                   |                   |                   |                   |                   |
|--------------------------------|---------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| CONCEPTO                       | Unidades      | 2015             | 2016              | 2017              | 2018              | 2019              | Prom. 4 años      |
| Compra de Energía              | Bs/año        | 432.564          | 2.083.585         | 3.342.388         | 4.766.673         | 5.561.075         | 3.938.430         |
| Compra de Potencia             | Bs/año        | 1.433.726        | 3.914.891         | 5.856.833         | 8.059.332         | 9.260.006         | 6.772.765         |
| Operación y Mantenimiento MT   | Bs/año        | 1.624.467        | 3.147.868         | 3.478.184         | 3.804.385         | 4.063.265         | 3.623.425         |
| Operación y Mantenimiento BT   | Bs/año        | 466.524          | 720.196           | 978.132           | 1.237.923         | 1.418.827         | 1.088.770         |
| Servicio al Cliente            | Bs/año        | 343.780          | 641.972           | 807.234           | 1.032.798         | 1.162.262         | 911.067           |
| Conexiones                     | Bs/año        | (6.760)          | (41.295)          | (31.495)          | (35.825)          | (19.215)          | (31.958)          |
| Reconexiones                   | Bs/año        | -                | (256)             | (448)             | (704)             | (832)             | (560)             |
| Administración                 | Bs/año        | 839.344          | 1.459.058         | 1.919.897         | 2.378.667         | 2.632.571         | 2.097.548         |
| IT + TR                        | Bs/año        | 211.118          | 490.451           | 672.414           | 873.616           | 990.192           | 756.668           |
| <b>Costo Total</b>             | <b>Bs/año</b> | <b>5.344.763</b> | <b>12.416.470</b> | <b>17.023.140</b> | <b>22.116.865</b> | <b>25.068.151</b> | <b>19.156.157</b> |
| <b>Ingreso Anual Requerido</b> | <b>Bs/año</b> | <b>6.143.406</b> | <b>14.271.805</b> | <b>19.566.828</b> | <b>25.421.684</b> | <b>28.813.967</b> | <b>22.018.571</b> |

Como se puede observar en la anterior tabla, para el periodo noviembre 2015 - octubre 2019 el ingreso promedio requerido es de Bs22.018.571, los cuales deben ser cubiertos por los ingresos por ventas de electricidad. Además, se calcularon los ingresos anuales por ventas de electricidad utilizando las tarifas de la Distribuidora CRE para establecer un parámetro el

cual permita medir el impacto que tendrán las tarifas de EMDEECRUZ. Como se observa a continuación el ingreso promedio anual con tarifas de la CRE es Bs22.018.571. Consiguientemente, la variación promedio en los ingresos y por tanto, el impacto de la aplicación del nuevo modelo tarifario es **0,0%**.

**Impacto de la aplicación del modelo tarifario EMDEECRUZ**

| Detalle                   |        | 2015      | 2016       | 2017       | 2018       | 2019       | Prom. 4 años |
|---------------------------|--------|-----------|------------|------------|------------|------------|--------------|
| Ingreso Anual Requerido   | Bs/año | 6.143.406 | 14.271.805 | 19.566.828 | 25.421.684 | 28.813.967 | 22.018.571   |
| Ingreso Anual Tarifas CRE | Bs/año | 2.288.319 | 11.663.977 | 18.678.120 | 26.648.119 | 31.089.166 | 22.019.846   |
| Variac Tar CRE            | %      | 168,5%    | 22,4%      | 4,8%       | -4,6%      | -7,3%      | 0,0%         |

**3.7 ESTRUCTURA TARIFARIA BASE**

Según los aspectos considerados en el modelo tarifario, EMDEECRUZ propuso la estructura tarifaria base que se presenta en el Anexo 2. En dicha estructura se consideran 11 categorías según nivel de tensión que incluyen las categorías "Seguridad Ciudadana" y "Comercial". Esta propuesta está basada en los tipos de consumidores que existirán en el área de concesión de EMDEECRUZ que serán mayormente industrias. A continuación se hace una descripción de las categorías que forman parte de la Estructura Tarifaria de la Distribuidora:

| Nomenclatura | Concepto   |
|--------------|--|
| PD - D - BT  | Pequeña Demanda Domiciliaria Baja Tensión        |
| PD - SC - BT | Pequeña Demanda Seguridad Ciudadana Baja Tensión |
| PD - C - BT  | Pequeña Demanda Comercial Baja Tensión           |
| PD - G - BT  | Pequeña Demanda General Baja Tensión             |
| PD - AP - BT | Pequeña Demanda Alumbrado Público Baja Tensión   |
| MD - C - MT  | Mediana Demanda Comercial Media Tensión          |
| MD - G - MT  | Mediana Demanda General Media Tensión            |
| MD - I - MT  | Mediana Demanda Industrial Media Tensión         |
| GD - C - MT  | Gran Demanda Comercial Media Tensión             |
| GD - G - MT  | Gran Demanda General Media Tensión               |
| GD - I - MT  | Gran Demanda Industrial Media Tensión            |

**3.8 FORMULA DE INDEXACIÓN**

**3.8.1 CARGOS POR CONSUMIDOR**

Las fórmulas para la indexación de los cargos por consumidor correspondiente al mes  $n$  para los niveles de demanda  $k$  son las siguientes:

$$CC = CCo * (a * IPC / IPCo + b * PD / PDo - n * Xcc)$$

Dónde:

CC Cargo por consumidor.

|      |  |
|------|--|
| CCo  | Cargo por consumidor base.   |
| a    | Proporción de los Costos de Distribución en moneda Nacional.   |
| b    | Proporción de los Costos de Distribución en Dólares Americanos.  |
| IPC  | Índice de precios al consumidor del mes de la indexación correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto.                                       |
| IPCo | Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución. |
| PD   | Precio del dólar.  |
| PDo  | Precio base del dólar.   |
| Xcc  | Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.   |
| n    | Número del mes de la indexación respecto del mes base.   |

### 3.8.2 CARGO POR POTENCIA PUNTA

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Potencia de Punta correspondientes al mes *n* para la red del nivel de tensión *j* son las siguientes:

$$CPPj,n = CPPEj,n * FPPj * (1 - n * Xppj)$$

Dónde:

|         |   |
|---------|---|
| CPPj,n  | Cargo por potencia de punta del nivel de tensión <i>j</i> correspondiente al mes de la indexación.              |
| CPPEj,n | Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión <i>j</i> correspondiente al mes de la indexación. |
| FPPj    | Factor de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión <i>j</i> .                                  |
| Xppj    | Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión <i>j</i> .             |
| J       | Baja tensión, media tensión y alta tensión.   |
| n       | Número del mes de la indexación respecto del mes base siendo para el mes de noviembre 2015.                     |

### 3.8.3 CARGOS POR POTENCIA FUERA DE PUNTA

Las fórmulas para la indexación de los cargos por potencia fuera de punta correspondientes al mes  $n$  del nivel de tensión  $j$  son las siguientes:

$$CFP = CFo \cdot (a \cdot IPC / IPCo + b \cdot PD / PDo - p1 \cdot n \cdot Xcom - p2 \cdot n \cdot Xcag + p3 \cdot ZI + p4 \cdot ZT)$$

Dónde:

|             |   |
|-------------|---|
| <i>CFP</i>  | <i>Cargo por potencia fuera de punta indexado del nivel de tensión.</i>   |
| <i>CFPo</i> | <i>Cargo por potencia fuera de punta base del nivel de tensión.</i>   |
| <i>a</i>    | <i>Proporción de los Costos de Distribución en moneda Nacional.</i>   |
| <i>b</i>    | <i>Proporción de los Costos de Distribución en Dólares Americanos.</i>  |
| <i>IPC</i>  | <i>Índice de precios al consumidor del mes de la indexación correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto.</i>                                       |
| <i>IPCo</i> | <i>Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución.</i> |
| <i>PD</i>   | <i>Precio del dólar.</i>  |
| <i>PDo</i>  | <i>Precio base del dólar.</i>   |
| <i>Xcom</i> | <i>Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.</i>   |
| <i>Xcag</i> | <i>Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales del nivel de tensión.</i>  |
| <i>Z1</i>   | <i>Índice de variación de los impuestos directos.</i>   |
| <i>ZT</i>   | <i>Índice de variación de las tasas.</i>  |
| <i>p1</i>   | <i>Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.</i>   |
| <i>p2</i>   | <i>Participación de los costos administrativos y generales en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.</i>  |
| <i>p3</i>   | <i>Participación de los impuestos directos en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.</i>  |



*p4* Participación de las tasas en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.

*n* Número del mes de la indexación respecto del mes base.

### 3.8.4 CARGOS POR ENERGÍA

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Energía correspondientes al mes *n* para el nivel de tensión *j* son las siguientes:

$$CE_{j,a,m,b} = CEE_{j,a,m,b} * FPE_j * (1 - n * Xpe_j)$$

Dónde:

*CE<sub>j,a,m,b</sub>* Cargo por potencia de punta del nivel de tensión *j* correspondiente al mes de la indexación.

*CEE<sub>j,a,m,b</sub>* Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión *j* correspondiente al mes de la indexación.

*FPE<sub>j</sub>* Factor de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión *j*.

*Xpe<sub>j</sub>* Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión *j*.

*j* Baja tensión, media tensión y alta tensión.

*n* Número del mes de la indexación respecto del mes base siendo para el mes de noviembre 2015.

*a,m,b* Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente.

### 3.9 CARGOS POR CONEXIÓN Y RECONEXIÓN

EMDEECRUZ propuso utilizar valores que sean próximos a los aprobados para la Cooperativa Rural de Electrificación (CRE), debido a que por la proximidad en el área de operación de las 2 empresas, las características del Servicio de Conexión y Reconexión son similares. En virtud a lo propuesto por EMDEECRUZ los valores de los cargos de Conexión y Reconexión son los siguientes:

**CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN BASE EN Bs.**

| CARGOS                     | CARGOS BASE<br>DICIEMBRE 2014<br>Bs. c/IVA |
|----------------------------|--|
| PEQUEÑA DEMANDA MONOFASICA | 35,00                                      |
| PEQUEÑA DEMANDA TRIFASICA  | 85,00                                      |
| MEDIANA DEMANDA            | 845,00                                     |
| GRAN DEMANDA               | 845,00                                     |
| RECONEXION                 | 64,00                                      |

Los cargos anteriormente mostrados deberán ser indexados mensualmente de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CCR_n = CCR_o * (IPC_{n-2} / IPC_o)$$

Dónde:

$CCR_n$  = Cargo por conexión o reconexión del mes de indexación.

$CCR_o$  = Cargo por conexión o reconexión base.

$IPC_{n-2}$  = Índice de Precios al Consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de la indexación.

$IPC_o$  = 153,45 Índice de Precios al Consumidor correspondiente al mes base, octubre 2014.

### 3.10 DEPÓSITO DE GARANTÍA

En el marco del artículo 57 del RPT que establece el valor del Depósito de Garantía, el monto será calculado mensualmente por cada distribuidora de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Para categorías sin cargos de demanda se determinará como el monto equivalente a un tercio de la factura de un consumo representativo de cada categoría, correspondiente al mes de noviembre del año anterior, al año de aplicación.
- b) Para categorías con cargos de demanda se determinará como el monto equivalente a un tercio de la factura mensual estimada en base a la información de requerimiento de demanda. En la estimación de la demanda se utilizarán factores de carga, factores de demanda u otros factores típicos de la categoría, correspondiente al mes de solicitud del servicio de energía eléctrica.

En caso de prescindir del servicio, el Depósito de Garantía será devuelto al valor vigente en la fecha de desconexión, previo descuento de sus deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado.

#### **4 CONCLUSIONES**

*De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:*

- *El estudio tarifario presentado por EMDEECRUZ, cumple con todos los aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad en el marco de la Ley N° 1604 de Electricidad y el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001.*
- *Como resultado del estudio tarifario los ingresos requeridos obtenidos presentan una variación de 0,0% respecto de los ingresos determinados considerando la propuesta de estructura presentada por EMDEECRUZ."*

Que la presente Resolución es de carácter técnico y se basa en el análisis realizado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, de acuerdo al Informe AE DPT N° 876/2015 de 21 de diciembre de 2015; en consecuencia, de acuerdo a la disposición del párrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2009, se hace aceptación del referido Informe como fundamentación de la presente Resolución.

#### **CONSIDERANDO (CONCLUSIÓN)**

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AE DPT N° 876/2015 de 21 de diciembre de 2015, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, se concluye que corresponde aprobar para la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ) los costos de suministro resultantes del Modelo Tarifario, para el periodo noviembre 2015 - octubre 2019; la estructura tarifaria base a diciembre de 2014 para su aplicación, resultantes del Modelo Tarifario con su respectiva fórmula de indexación; los cargos por conexión, reconexión, su Fórmula de Indexación y Depósito de Garantía, resultantes del Modelo Tarifario.

#### **CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la AE)**

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 7 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de las Superintendencias Sectoriales, en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa.

Que mediante Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, se creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las entonces Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social, en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

Que mediante Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, se designó al ciudadano Richard César Alcócer Garnica como Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), quién fue posesionado en el cargo el 2 de febrero de 2012.



Que mediante Resolución AE Interna N° 030/2012 de 5 de abril de 2012, se designó al servidor público Daniel Alejandro Rocabado Pastrana, como Director Legal de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir del 9 de abril de 2012.

**POR TANTO:**

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y demás disposiciones legales en vigencia,

**RESUELVE:**

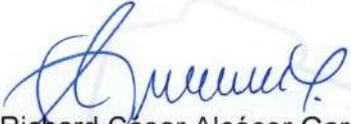
**PRIMERA.-** Aprobar para la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ), los costos de suministro resultantes del Modelo Tarifario, para el periodo noviembre 2015 - octubre 2019, conforme al Anexo 1 que forma parte de la presente Resolución.

**SEGUNDA.-** Aprobar para la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ), la estructura tarifaria base a diciembre de 2014 para su aplicación, resultantes del Modelo Tarifario con su respectiva fórmula de indexación, según Anexo 2 que forma parte de la presente Resolución.

**TERCERA.-** Aprobar para la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ), los cargos por conexión, reconexión, su Fórmula de Indexación y Depósito de Garantía, resultantes del Modelo Tarifario conforme al Anexo 3 que forma parte de la presente Resolución.

**CUARTA.-** De acuerdo a lo establecido en el inciso d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, concordante con el inciso i) del artículo 12 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, se dispone la publicación de la presente Resolución en un órgano de prensa de amplia circulación nacional.

**Regístrese, comuníquese, archívese.**

  
Richard César Alcócer Garnica  
**DIRECTOR EJECUTIVO**

Es conforme:

  
Daniel Alejandro Rocabado Pastrana  
**DIRECTOR LEGAL**

**ANEXO 1**

**COSTOS DE SUMINISTRO  
(PERIODO NOVIEMBRE 2015 - OCTUBRE 2019)**

| COSTOS DE SUMINISTRO                         |               |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
|--|---------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Detalle                                      | Unidades      | 2015             | 2016             | 2017             | 2018             | 2019             | Prom. 4 años     |
| <b>Costos de Capacidad (O&amp;M)</b>         |               |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
| Operación AT                                 | Bs/año        |                  | 0                | 0                | 0                | 0                | 0                |
| Operación MT                                 | Bs/año        | 301.802          | 401.584          | 533.959          | 670.146          | 746.941          | 588.158          |
| Operación BT                                 | Bs/año        | 385.636          | 513.135          | 682.281          | 856.298          | 954.425          | 751.535          |
| <b>Costos de Administrativos y Generales</b> |               |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
| Administrativos MT                           | Bs/año        | 294.057          | 446.014          | 675.717          | 935.950          | 1.078.207        | 783.972          |
| Administrativos BT                           | Bs/año        | 250.195          | 379.486          | 574.926          | 796.342          | 917.380          | 667.034          |
| <b>Costos de Consumidores</b>                |               |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
| Consumidores PD                              | Bs/año        | 9.090            | 16.054           | 25.614           | 36.164           | 41.818           | 29.913           |
| Consumidores MD                              | Bs/año        | 9.097            | 16.066           | 25.634           | 36.191           | 41.850           | 29.935           |
| Consumidores GD                              | Bs/año        | 153.027          | 270.272          | 431.217          | 608.815          | 704.008          | 503.578          |
| <b>Total</b>                                 | <b>Bs/año</b> | <b>1.402.903</b> | <b>2.042.612</b> | <b>2.949.349</b> | <b>3.939.906</b> | <b>4.484.630</b> | <b>3.354.124</b> |

**ANEXO 2**

**ESTRUCTURA TARIFARIA BASE**

**EMDEECRUZ**  
**(PERIODO NOVIEMBRE 2015 - OCTUBRE 2019)**

| PROPUESTA DE CARGOS TARIFARIOS - DIC 2014   |                             |               |
|---|-----------------------------|---------------|
| CATEGORÍA   | CONCEPTO                    | CARGOS        |
| PD - D - BT   | Cargo mínimo (15 kWh/mes)   | Bs/kWh 10,000 |
|   | Cargo por Energía 16-120    | Bs/kWh 0,556  |
|   | Cargo por Energía 121-300   | Bs/kWh 0,739  |
|   | Cargo por Energía 301-1000  | Bs/kWh 0,788  |
|   | Cargo por Energía 1001- Ad. | Bs/kWh 1,006  |
| Aplicación: Consumidor de tipo Doméstico.   |                             |               |
| PD - SC - BT  | Cargo mínimo (15 kWh/mes)   | Bs/kWh 10,000 |
|   | Cargo por Energía 16-120    | Bs/kWh 0,556  |
|   | Cargo por Energía 121-300   | Bs/kWh 0,739  |
|   | Cargo por Energía 301-1000  | Bs/kWh 0,788  |
|   | Cargo por Energía 1001- Ad. | Bs/kWh 1,006  |
| Aplicación: Consumidor de tipo Seguridad Ciudadana.   |                             |               |
| PD - G - BT   | Cargo Mínimo (20 kWh/mes)   | Bs 19,438     |
|   | Cargo por Energía 21-300    | Bs/kWh 0,801  |
|   | Cargo por Energía 301-1000  | Bs/kWh 1,221  |
|   | Cargo por Energía 1000-Ad.  | Bs/kWh 1,109  |
| Aplicación.- Al usuario del tipo general cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW           |                             |               |
| PD - C - BT   | Cargo Mínimo (20 kWh/mes)   | Bs 19,438     |
|   | Cargo por Energía 21-300    | Bs/kWh 0,801  |
|   | Cargo por Energía 301-1000  | Bs/kWh 1,221  |
|   | Cargo por Energía 1000-Ad.  | Bs/kWh 1,109  |
| Aplicación.- Al usuario del tipo comercial cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW         |                             |               |
| MD - G - MT   | Cargo Fijo                  | Bs 30,711     |
|   | Cargo por Energía           | Bs/kWh 0,928  |
|   | Cargo por Demanda           | Bs/kW 21,797  |
| Aplicación.- Al usuario del tipo general cuya potencia contratada sea mayor a 10 kW y menor a 50 kW   |                             |               |
| MD - C - MT   | Cargo Fijo                  | Bs 30,711     |
|   | Cargo por Energía           | Bs/kWh 0,928  |
|   | Cargo por Demanda           | Bs/kW 21,797  |
| Aplicación.- Al usuario del tipo comercial cuya potencia contratada sea mayor a 10 kW y menor a 50 kW |                             |               |

| PROPUESTA DE CARGOS TARIFARIOS - DIC 2014  |                      |        |        |
|--|----------------------|--------|--------|
| <b>MD - I - MT</b>   |                      |        |        |
|  | Cargo Fijo           | Bs     | 8,855  |
|  | Cargo por Energía    | Bs/kWh | 0,235  |
|  | Cargo por Demanda    | Bs/kW  | 42,192 |
| Aplicación.- Al usuario del tipo Industrial cuya potencia contratada sea mayor a 10 kW y menor a 50 kW |                      |        |        |
| <b>GD - G - MT</b>   |                      |        |        |
|  | Cargo Fijo           | Bs     | 32,427 |
|  | Cargo por Energía BA | Bs/kWh | 1,161  |
|  | Cargo por Energía BM | Bs/kWh | 0,727  |
|  | Cargo por Energía BB | Bs/kWh | 0,671  |
|  | Cargo por Demanda    | Bs/kW  | 37,825 |
|  | Cargo por Exceso     | Bs/kW  | 10,295 |
| Aplicación.- Al usuario del tipo general cuya potencia contratada sea mayor a 50 kW                    |                      |        |        |
| <b>GD - C - MT</b>   |                      |        |        |
|  | Cargo Fijo           | Bs     | 32,427 |
|  | Cargo por Energía BA | Bs/kWh | 1,161  |
|  | Cargo por Energía BM | Bs/kWh | 0,727  |
|  | Cargo por Energía BB | Bs/kWh | 0,671  |
|  | Cargo por Demanda    | Bs/kW  | 37,825 |
|  | Cargo por Exceso     | Bs/kW  | 10,295 |
| Aplicación.- Al usuario del tipo comercial cuya potencia contratada sea mayor a 50 kW                  |                      |        |        |
| <b>GD - I - MT</b>   |                      |        |        |
|  | Cargo Fijo           | Bs     | 13,356 |
|  | Cargo por Energía BA | Bs/kWh | 0,372  |
|  | Cargo por Energía BM | Bs/kWh | 0,214  |
|  | Cargo por Energía BB | Bs/kWh | 0,202  |
|  | Cargo por Demanda    | Bs/kW  | 84,046 |
|  | Cargo por Exceso     | Bs/kW  | 18,218 |
| Aplicación.- Al usuario del tipo Industrial cuya potencia contratada sea mayor a 50 kW                 |                      |        |        |
| <b>ALUMBRADO PÚBLICO</b>   |                      |        |        |
|  | Cargo por Energía    | Bs/kWh | 0,882  |
| Aplicación.- Servicio de Alumbrado Público a cargo de las Alcaldías                                    |                      |        |        |

### FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE LA ESTRUCTURA BASE

El artículo 53 del Reglamento de Precios y Tarifas, define las fórmulas de indexación de las tarifas de los Cargos Base de la siguiente manera:

#### **CARGOS POR CONSUMIDOR**

Las fórmulas para la indexación de los cargos por consumidor correspondiente al mes n para los niveles de demanda k son las siguientes:

$$CC = CCo *(a*IPC/IPCo + b*PD/PDo - n*Xcc)$$

Donde:

|      |  |
|------|--|
| CC   | Cargo por consumidor.  |
| CCo  | Cargo por consumidor base.   |
| a    | Proporción de los Costos de Distribución en moneda Nacional.   |
| b    | Proporción de los Costos de Distribución en Dólares Americanos.  |
| IPC  | Índice de precios al consumidor del mes de la indexación correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto.                                       |
| IPCo | Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución. |
| PD   | Precio del dólar.  |
| PDo  | Precio base del dólar.   |
| Xcc  | Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.   |
| n    | Número del mes de la indexación respecto del mes base.   |

### CARGO POR POTENCIA PUNTA

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Potencia de Punta correspondientes al mes n para la red del nivel de tensión j son las siguientes:

$$CPP_{j,n} = CPPE_{j,n} * FPP_j * (1 - n*Xpp_j)$$

Donde:

|                     |  |
|---------------------|--|
| CPP <sub>j,n</sub>  | Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.              |
| CPPE <sub>j,n</sub> | Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación. |
| FPP <sub>j</sub>    | Factor de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j.                                   |
| Xpp <sub>j</sub>    | Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j.              |
| J                   | Baja tensión, media tensión y alta tensión.  |
| n                   | Número del mes de la indexación respecto del mes base siendo   |

para el mes de noviembre 2015.

### CARGOS POR POTENCIA FUERA DE PUNTA

Las fórmulas para la indexación de los cargos por potencia fuera de punta correspondientes al mes n del nivel de tensión j son las siguientes:

$$CFP = CFPo * (a * IPC / IPCo + b * PD / PDo - p1 * n * Xcom - p2 * n * Xcag + p3 * ZI + p4 * ZT)$$

Donde:

|      |  |
|------|--|
| CFP  | Cargo por potencia fuera de punta indexado del nivel de tensión.   |
| CFPo | Cargo por potencia fuera de punta base del nivel de tensión..  |
| a    | Proporción de los Costos de Distribución en moneda Nacional.   |
| b    | Proporción de los Costos de Distribución en Dólares Americanos.  |
| IPC  | Índice de precios al consumidor del mes de la indexación correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto.                                       |
| IPCo | Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución. |
| PD   | Precio del dólar.  |
| PDo  | Precio base del dólar.   |
| Xcom | Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.   |
| Xcag | Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales del nivel de tensión.  |
| Z1   | Índice de variación de los impuestos directos.   |
| ZT   | Índice de variación de las tasas.  |
| p1   | Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.   |
| p2   | Participación de los costos administrativos y generales en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.  |
| p3   | Participación de los impuestos directos en los costos de   |

Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.

p4 Participación de las tasas en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.

n Número del mes de la indexación respecto del mes base.

### CARGOS POR ENERGÍA

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Energía correspondientes al mes n para el nivel de tensión j son las siguientes:

$$CE_{j,a,m,b} = CEE_{j,a,m,b} * FPE_j * (1 - n * Xpe_j)$$

Donde:

CE<sub>j,a,m,b</sub> Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.

CEE<sub>j,a,m,b</sub> Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.

FPE<sub>j</sub> Factor de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j.

Xpe<sub>j</sub> Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j.

j Baja tensión, media tensión y alta tensión.

n Número del mes de la indexación respecto del mes base siendo para el mes de noviembre 2015.

a,m,b Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente.

**ANEXO 3**

**CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN**

**EMDEECRUZ (a precios de diciembre 2014 con impuestos)  
PERIODO NOVIEMBRE 2015 - OCTUBRE 2019**

| <b>CARGOS</b>              | <b>CARGOS BASE<br/>DICIEMBRE 2014<br/>Bs. c/IVA</b> |
|----------------------------|---|
| PEQUEÑA DEMANDA MONOFASICA | 35,00   |
| PEQUEÑA DEMANDA TRIFASICA  | 85,00   |
| MEDIANA DEMANDA            | 845,00  |
| GRAN DEMANDA               | 845,00  |
| RECONEXION                 | 64,00   |

**FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE LOS CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN**

Los cargos anteriormente mostrados deberán ser indexados mensualmente de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CCR_n = CCR_o * (IPC_{n-2} / IPC_o)$$

Dónde:

$CCR_n$  = Cargo por conexión o reconexión del mes de indexación.

$CCR_o$  = Cargo por conexión o reconexión base.

$IPC_{n-2}$  = Índice de Precios al Consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de la indexación.

$IPC_o$  = 153,45 Índice de Precios al Consumidor correspondiente al mes base, octubre 2014.

**DEPÓSITO DE GARANTÍA POR CATEGORÍA**

En el marco del artículo 57 del RPT que establece el valor del Depósito de Garantía, el monto será calculado mensualmente por cada distribuidora de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Para categorías sin cargos de demanda se determinará como el monto equivalente a un tercio de la factura de un consumo representativo de cada categoría, correspondiente al mes de noviembre del año anterior, al año de aplicación.

- b) Para categorías con cargos de demanda se determinará como el monto equivalente a un tercio de la factura mensual estimada en base a la información de requerimiento de demanda. En la estimación de la demanda se utilizarán factores de carga, factores de demanda u otros factores típicos de la categoría, correspondiente al mes de solicitud del servicio de energía eléctrica.

En caso de prescindir del servicio, el Depósito de Garantía será devuelto al valor vigente en la fecha de desconexión, previo descuento de sus deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado.

P  
R  
M