



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ACUERDO CREE-36-2021

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA. TEGUCIGALPA, MUNICIPIO DE DISTRITO CENTRAL A LOS SEIS DÍAS DE AGOSTO DE DOS MIL VEINTIUNO.

RESULTANDO:

- I. Que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (“CREE” o “Comisión”) tiene la función de desarrollar y hacer cumplir el marco regulatorio para implementar la Ley General de la Industria Eléctrica (“Ley”), y se le ha otorgado la autoridad para ejercer sus funciones regulatorias, dentro de las cuales está la de establecer el marco regulatorio para las tarifas de electricidad, ingresos permitidos para distribución y transmisión, y cargos.
- II. Que el marco legal establece funciones específicas para los roles regulatorios en materia de tarifas de electricidad, que incluyen principios, parámetros, metodologías generales, procedimientos y criterios para la determinación de tarifas de electricidad para la transmisión y distribución y garantizar su correcta implementación; revisión y aprobación de propuestas tarifarias por parte de las empresas de transmisión y distribución; establecer parámetros clave para la fijación de precios y tarifas, como el costo de la energía no suministrada (CENS), los bloques horarios para las tarifas y la tasa de actualización permitida; y desarrollar e implementar el marco regulatorio de las tarifas.
- III. Que el Reglamento de Tarifas fue aprobado por la CREE el 24 de junio de 2019 (Resolución CREE-148) y ha fortalecido la capacidad a nivel de institución reguladora, en particular, a lo que se refiere a los elementos necesarios para la transición a un modelo que refleje los costos basados en el enfoque de “costo eficiente para entregar el servicio” para establecer las tarifas de electricidad.
- IV. Que de conformidad con lo establecido en la Ley y mediante Acuerdos CREE-007 del 14 de octubre de 2019, CREE-058 del 22 de mayo de 2020 y CREE-060 del 10 de junio de 2020, la CREE aprobó los términos de referencia y las modificaciones para que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica en su rol de empresa distribuidora (“ENEE Distribución”) contratara a la firma consultora que realizará los estudios para determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD), así como la estructura tarifaria y sus mecanismos de ajuste.
- V. Que la empresa distribuidora debe presentar el estudio y la estructura tarifaria preparada por la firma consultora para la aprobación de la CREE, de acuerdo con el procedimiento formal del cálculo de la tarifa descrito en el Reglamento de Tarifas.
- VI. Que con el fin de poder realizar una revisión y aprobación proactiva y oportuna de los estudios que presentará la empresa distribuidora, la Ley le da las facultades a la CREE para contratar una consultoría en paralelo a la llevada por la empresa distribuidora.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

- VII. Que en este contexto y conforme a lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, la CREE aprobó mediante Acuerdo CREE-09-2021 del 12 de marzo de los corrientes el inicio del proceso de cotización denominado “3C-CREE-02-2021-Elaboración de Estudios sobre Valor Agregado de Distribución y Cálculo de Tarifas al Usuario Final para Asistir y Apoyar en el Seguimiento a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)”.
- VIII. Que como resultado del proceso “3C-CREE-02-2021”, mediante Acuerdo CREE-15-2021 de fecha 30 de abril de 2021 la CREE acordó contratar con la sociedad mercantil QUANTUM S. A., en consecuencia, en fecha 12 de mayo de 2021 la CREE celebró con la sociedad mercantil en mención un Contrato de Servicio de Consultoría para la elaboración de los estudios en referencia.
- IX. Que la Unidad de Tarifas emitió el memorándum UT-001-2021 en el cual establece que se han recibido a plena satisfacción los siguientes informes:
1. Análisis Marco Regulatorio de Honduras
 2. Cronograma de Trabajo

Informes que conforman el primer producto de la consultoría contratada con QUANTUM S. A.

CONSIDERANDO:

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica que tiene por objeto, entre otros, regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reforma mediante Decreto No. 61-2020, publicado en el diario oficial “La Gaceta” el 05 de junio de 2020, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica cuenta con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica adopta sus resoluciones por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica es función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica contratar la asesoría profesional, consultorías y peritajes que requiera para sus funciones.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Que de conformidad con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica puede realizar en paralelo sus propios cálculos o, en el caso de la distribución, contratar a otra de las firmas consultoras precalificadas por ella y encomendarle la elaboración de un estudio paralelo para la determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD) y de las tarifas a los usuarios finales, utilizando los mismos términos de referencia.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica también reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, presupuestarias y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-28-2021 del 06 de agosto de 2021, el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente acuerdo.

POR TANTO

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los Artículos 1, 3 primer párrafo, literal F romano XV, I, 8, 22 literal “A” último párrafo y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica; Artículo 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, por unanimidad de votos de los Comisionados presentes,

ACUERDA:

PRIMERO: Aprobar en cada una de sus partes el primero producto de la consultoría “3C-CREE-02-2021-Elaboración de Estudios sobre Valor Agregado de Distribución y Cálculo de Tarifas al Usuario Final para Asistir y Apoyar en el Seguimiento a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)”, el cual forma parte integral del presente acto administrativo.

SEGUNDO: Instruir a la secretaría general para que comunique el presente acuerdo a la dirección ejecutiva, para que, en colaboración con las unidades administrativas de la CREE, se proceda a efectuar el pago correspondiente al primer producto del Contrato de Consultoría de conformidad con las disposiciones legales pertinentes y lo establecido en los documentos que regulan el proceso referido en el acuerdo “PRIMERO”.

TERCERO: Instruir a la Secretaría General para que de conformidad con el artículo 3 Literal F romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web de la Comisión el presente acto administrativo.

CUARTO: Notifíquese y Cúmplase.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE



GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA

JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA

LEONARDO ENRIQUE DERAS VÁSQUEZ

MEMORANDUM

UT-No. 001-2021

PARA: **Gerardo Salgado**
Comisionado Presidente

DE: **Jocelyn Vanessa Mendoza**
Encargada de la Unidad de Tarifas

ASUNTO: Constancia de Entrega de producto No. 1 denominado: “Informe de revisión del marco legal para la regulación de las tarifas en Honduras y del plan de implementación de los estudios tarifarios”

FECHA: 29 de julio de 2021

Por medio de la presente, declaro haber recibido a entera satisfacción por parte la firma consultora QUANTUN S.A., encargada de la consultoría denominada “ESTUDIOS SOBRE VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN y CÁLCULO DE TARIFAS AL USUARIO FINAL PARA ASISTIR Y APOYAR EN EL SEGUIMIENTO A LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CREE)”, los documentos siguientes:

1. Análisis Marco Regulatorio de Honduras
2. Cronograma de Trabajo

Atentamente,

Encargada de la Unidad de Tarifas

JUNIO 2021



Análisis del Marco Regulatorio de Distribución Eléctrica de Honduras

Producto n°1 - Informe técnico

Análisis del Marco Regulatorio

Índice

1	Introducción	6
2	Inconsistencias entre RLGIE y RT	7
2.1	Cargo por nueva conexión a la red.....	7
2.1.1	Análisis de la ENEE.....	7
2.1.2	Artículos involucrados en la observación.....	7
2.1.3	Análisis de Quantum	8
3	Análisis y propuestas para el Reglamento de Tarifas.....	9
3.1	Definiciones en el RT	9
3.1.1	Análisis de Quantum	9
3.2	Balance de Energía y Potencia (Art. 10).....	9
3.2.1	Análisis de la ENEE.....	9
3.2.2	Artículos involucrados en la observación.....	10
3.2.3	Análisis de Quantum	11
3.3	Reconocimiento por calidad de servicio (Art. 19).....	12
3.3.1	Análisis de la ENEE.....	12
3.3.2	Artículos involucrados en la observación.....	12
3.3.3	Análisis de Quantum	12
3.4	Criterios generales para la elaboración del Plan de Inversiones (Art. 20).....	15
3.4.1	Análisis de la ENEE.....	15
3.4.2	Artículos involucrados en la observación.....	15
3.4.3	Análisis de Quantum	15
3.5	Zonificación (Art. 22).....	16
3.5.1	Análisis de la ENEE.....	16
3.5.2	Artículos involucrados en la observación.....	16
3.5.3	Análisis de Quantum	17
3.6	CAOM considerados en P ₀ (Art. 32)	17
3.6.1	Análisis de la ENEE.....	17
3.6.2	Artículos involucrados en la observación.....	18
3.6.3	Análisis de Quantum	20
3.7	No hay coincidencia entre artículos 32 y 35 del RT	20
3.7.1	Análisis de la ENEE.....	20

3.7.2	Artículos involucrados en la observación.....	20
3.7.3	Análisis de Quantum	21
3.8	Determinación de los CAOM (Cap. 6)	22
3.8.1	Análisis de Quantum	22
3.8.2	Elasticidad – Escala (Art. 37)	23
3.9	Factor X (Art. 47)	24
3.9.1	Análisis de Quantum	24
3.10	Incumplimiento de las inversiones comprometidas en el Plan Quinquenal de Negocios. (Art. 52)	25
3.10.1	Análisis de la ENEE.....	25
3.10.2	Artículos involucrados en la observación.....	26
3.10.3	Análisis de Quantum	27
3.11	Cargo por uso de la red de distribución para consumidores calificados (Art. 66)	27
3.11.1	Análisis de la ENEE.....	27
3.11.2	Análisis de Quantum	28
3.12	BAR Bruta de los activos no eléctricos (Art. 69 y 76)	29
3.12.1	Análisis de la ENEE.....	29
3.12.2	Artículos involucrados en la observación.....	29
3.12.3	Análisis de Quantum	31
3.13	BAR Neta de los activos no eléctricos (Art. 76).....	32
3.13.1	Análisis de la ENEE.....	32
3.13.2	Análisis de Quantum	32
3.14	Determinación de la BAR Neta (Art. 82)	32
3.14.1	Análisis de la ENEE.....	32
3.14.2	Artículos involucrados en la observación.....	32
3.14.3	Análisis de Quantum	33
3.15	Valuación de las instalaciones eléctricas	34
3.15.1	Análisis de Quantum	34
3.16	Ajuste de las BAR Bruta y Neta a la fecha de referencia (Art. 90)	36
3.16.1	Análisis de la ENEE.....	36
3.16.2	Artículos involucrados en la observación.....	37
3.16.3	Análisis de Quantum	37
3.17	Costo de capital reconocido en tarifas de distribución.....	39

3.17.1	Análisis de Quantum	39
3.18	Vidas útiles regulatorias	41
3.18.1	Análisis de Quantum	41
3.19	Índice de Aprovechamiento de transformadores (Art. 91).....	41
3.19.1	Análisis de la ENEE.....	41
3.19.2	Artículos involucrados en la observación.....	42
3.19.3	Análisis de Quantum	42
3.20	Actualización de costos de las UC (Art. 95)	43
3.20.1	Análisis de la ENEE.....	43
3.20.2	Análisis de Quantum	44
3.21	Definición Deudores Incobrables (Art. 116).....	44
3.21.1	Análisis de la ENEE.....	44
3.21.2	Artículos involucrados en la observación.....	45
3.21.3	Análisis de Quantum	45
3.22	Pérdidas a reconocer (Art. 120)	46
3.22.1	Análisis de la ENEE.....	46
3.22.2	Artículos involucrados en la observación.....	49
3.22.3	Análisis de Quantum	51
3.23	Desdoblamiento en componentes según forma de ajuste periódico (Art. 121)	52
3.23.1	Análisis de la ENEE.....	52
3.23.2	Análisis de Quantum	54
3.24	Fórmula de ajuste periódico del Po	54
3.24.1	Análisis de Quantum	54
3.25	Actualización del CENS (Art. 129).....	55
3.25.1	Análisis de la ENEE.....	55
3.25.2	Artículos involucrados en la observación.....	55
3.25.3	Análisis de Quantum	55
3.26	Costos no controlables.....	56
3.26.1	Análisis de la ENEE.....	56
3.26.2	Artículos involucrados en la observación.....	57
3.26.3	Análisis de Quantum	57
3.27	Capital de Trabajo	59
3.27.1	Análisis de la ENEE.....	59

3.27.2	Análisis de Quantum	59
3.28	Característica del servicio de conexión a solicitar.....	59
3.28.1	Análisis de Quantum	59

1 Introducción

El presente documento tiene por objeto informar a la CREE sobre el análisis realizado al Marco Regulatorio, y recomendaciones, en lo que refiere a aquel contenido principalmente orientado a establecer los lineamientos con los cuales debe realizarse la Revisión Tarifaria Integral de las Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica.

Los documentos relevantes analizados, que dan origen al trabajo que se desarrolla más adelante, son los siguientes:

- Ley General de la Industria Eléctrica (Decreto n° 404/2013) - LGIE
- Reglamento a la Ley General de la Industria Eléctrica – RLGIE
- Reglamento de Tarifas (Resolución CREE 148/2019)
- Borrador de NT-CD 052021.docx
- Observaciones destacadas/resumidas por CREE en documento Revisión RT15_3_2021.xlsx

Este informe está estructurado de manera de abordar primero los temas referentes al Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) y posteriormente aquellos correspondientes al Reglamento de Tarifas (RT). El orden de los puntos de análisis se corresponde con el de los artículos analizados en cada reglamento.

En cada uno de los títulos se encuentra identificado si el análisis realizado tiene origen en una observación levantada por parte de la ENEE o además de dichos puntos aquellos identificados por Quantum. Adicionalmente se han transcritos los artículos de los reglamentos que son analizados en cada uno de los apartados de manera de darle marco a cada uno de los temas tratados.

2 Inconsistencias entre RLGIE y RT

2.1 Cargo por nueva conexión a la red

2.1.1 Análisis de la ENEE

Según el RLGIE el equipo de medición y la acometida no supondrá un costo de conexión para el usuario.

Por otro lado, en el RT se especifica que se aplicará un cargo por única vez que refleje los costos del medidor, de la acometida y costos de adaptación del medidor

En el caso de nuevas conexiones se aplicará un cargo por única vez (que puede ser pagado en cuotas) que refleje los costos del medidor, de la acometida y costos de adaptación del medidor (art. 64 del RT).

El Consultor entiende que lo anterior entra en conflicto con lo establecido en el art. 36 del RLGIE que establece que el “equipo de medición y la acometida respectiva serán propiedad de la Empresa Distribuidora y no supondrán un costo de conexión para el Usuario”. Se considera que la cuestión requiere ser esclarecida porque la decisión tendrá impacto en el VAD:

- Si se aplica un cargo según lo indicado en el art. 64 del RT, el costo asociado no forma parte del VAD
- Si la conexión no supone un costo de conexión para el Usuario según el art. 36 del RLGIE, el costo asociado debe incluirse en las proyecciones de inversión de la empresa y por lo tanto incluirse en el VAD.

En el caso de Autoprodutores (**art. 50 del RLGIE**) la conexión a la red de distribución sigue los siguientes criterios:

- Usuarios con contrato de suministro con la empresa distribuidora: La empresa distribuidora deberá instalar el equipo de medición bidireccional.
- Usuarios conectados en MT y que sean agentes del Mercado Eléctrico Nacional: éstos deberán instalar a su costo el equipo de medición bidireccional.

Por ende, la conexión de los Autoprodutores es una situación intermedia donde ciertos usuarios deben afrontar el costo del equipo de medición y otros son conectados a costa de la distribuidora.

2.1.2 Artículos involucrados en la observación

“RLGIE - Artículo 36. Equipo de medición. El equipo de medición y la acometida respectiva serán propiedad de la Empresa Distribuidora y no supondrán un costo de conexión para el Usuario. La Empresa Distribuidora tendrá siempre acceso al equipo de medición para poder efectuar la facturación y llevar a cabo las revisiones del equipo que sean necesarias. El equipo de medición y la acometida deben cumplir con lo establecido en la normativa correspondiente que emita la CREE. Previa aprobación de la CREE, la Empresa Distribuidora puede utilizar medidores prepago para todos o parte de sus Usuarios; la CREE no podrá negar su aprobación, salvo por causa justificada”

“RLGIE - Artículo 50. Conexión a la red. La conexión de Usuarios Autoprodutores a las redes de distribución y de transmisión se regirán por las siguientes reglas:

- A. En el caso de Usuarios Autoprodutores conectados a la red de distribución y que tengan un contrato de suministro con la Empresa Distribuidora, esta deberá instalar el equipo de medición bidireccional que sea capaz de registrar de manera separada los valores de energía y potencia inyectados y los tomados de la red por los Usuario Autoprodutores.
- B. En el caso de Usuarios Autoprodutores conectados a la red de media tensión y que sean Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, estos deberán instalar a su costo un equipo de medición bidireccional que sea capaz de registrar de manera separada los valores de energía y potencia inyectados y los tomados de la red. La conexión de las instalaciones del Usuario Autoprodutor, incluyendo el equipo de medición bidireccional, deberá cumplir con las Normas Técnicas aplicables. La conexión de las instalaciones del Usuario Autoprodutor, incluyendo el equipo de medición bidireccional, deberá cumplir con las Normas Técnicas aplicables. La Empresa Distribuidora debe verificar que las instalaciones de conexión cumplan con la Norma Técnica respectiva previo a que el Usuario Autoprodutor pueda realizar inyecciones a la red.
- C. Los Usuarios Autoprodutores conectados en la red de alta tensión deberán de cumplir con los requerimientos establecidos en la Norma Técnica de Acceso y Uso de la Capacidad de Transmisión y de Estudios Eléctricos.”

“RT - Artículo 64. Cargo por Conexión. Para los nuevos usuarios, los costos de conectarlos a la red de distribución se recuperarán a través de un cargo por única vez denominado “cargo de conexión”, el que podrá ser pagado en cuotas. Dicho cargo, que variará según el nivel de tensión en que se conecta el usuario y la potencia contratada, reflejará los costos del medidor, de la acometida y eventuales costos de adaptar el transformador.”

2.1.3 Análisis de Quantum

Entendemos que una norma de rango inferior (el RT) no puede modificar a otra de rango superior (el RLGIE), por lo que el artículo 64 del RT debería modificarse, de tal forma que el cargo por conexión haga referencia a todo aquel costo adicional que le signifique a la empresa distribuidora conectar un nuevo usuario (bajo el concepto de derecho de conexión), excluyendo del costo las unidades constructivas de acometida y medidor que se estarán considerando en la base de capital, ya sea en la base regulatoria inicial de activos eléctricos como así también como parte del plan de inversiones que oportunamente presente la distribuidora (siempre y cuando la distribuidora los adquiera con fondos propios, es decir que no sea un aporte de terceros / donación). Por ejemplo, algunos costos que podría incluir este derecho de conexión se relacionan con costos de gestión de alta de usuario, costos de 1ra visita al lugar donde se efectuará la instalación, etc.

Otra opción es que todos los costos mencionados sumados a los costos del típico constructivo de acometida y medidor sea considerado en su totalidad dentro de la base de capital, y los ingresos que la empresa proyecta que va a obtener a través de las nuevas conexiones reduzca el requerimiento de ingresos de la misma (lo cual impacta a la baja en el Po). De esta forma la empresa ingresa en su base de capital las acometidas y medidores, que los adquiere e instala por su cuenta, pero luego su efecto en el Po es disminuido a partir de los ingresos que por la actividad de conexión la empresa recibe.

3 Análisis y propuestas para el Reglamento de Tarifas

3.1 Definiciones en el RT

3.1.1 Análisis de Quantum

Artículo 4) Definiciones

Textos analizados:

- 1) **Alta Tensión:** *tensión igual o superior a sesenta mil voltios.*
- 2) **Baja Tensión:** *tensión igual o inferior a 1000 voltios.*
- 3) **Media Tensión:** *tensión igual o superior a trece mil ochocientos voltios e inferior a sesenta mil voltios.*

Comentario:

En función de las definiciones de alta y baja tensión y previendo la eventual utilización de tensiones de distribución primaria inferiores a 13800 V, creemos preferible definir la media tensión como **“Tensión superior a mil voltios e inferior a sesenta mil voltios”**.

3.2 Balance de Energía y Potencia (Art. 10)

3.2.1 Análisis de la ENEE

En primer lugar, el BEP no debe ser óptimo, sino el real ocurrido. En segundo lugar, dependiendo de su fecha de ocurrencia puede que el día de máxima demanda del año previo no haya ocurrido al momento de determinarlo.

Dentro de la información a incluir en el PQN, la empresa de distribución debe presentar su proyección de demanda para el próximo ciclo tarifario. El art. 19 del RT especifica la información que debe incluirse en dichas proyecciones.

Estas proyecciones serán evaluadas por la CREE con el fin de verificar consistencia con los demás componentes del PQN (art. 43 del RT). La CREE dará particular atención a la inclusión de planes de eficiencia energética definidos por la Secretaría de Energía (art. 44 del RT).

Otro elemento importante en la caracterización de la demanda son las curvas de carga típicas (y sus parámetros asociados) de las diferentes clases de usuarios. El **art. 10 del RT** establece que la empresa Distribuidora debe presentar un Estudio de Caracterización de la Demanda (ECD). Por otra parte, la Empresa Distribuidora debe presentar el estudio del Balance de Energía y Potencia (BEP). Este Balance, según el art. 10 del RT, debe ser elaborado para el día de máxima demanda. Según este art., el BEP debe corresponder a valores óptimos, en particular de pérdidas técnicas y no técnicas.

Este Consultor considera que el BEP debe reflejar la demanda máxima del día de máxima demanda del año previo al inicio del Ciclo Tarifario, es decir, no debería representar valores óptimos sino reales. Estos resultados servirán de punto de partida para determinar las pérdidas iniciales a emplear en el cálculo de pérdidas eficientes (art. 125 del RT). Otro elemento que hace que las pérdidas del BEP no

sean las óptimas a reconocer es que este BEP se presenta 3 meses antes de presentar el Plan de Negocios, el cual supuestamente contiene las obras que justifican las pérdidas óptimas.

Como resultado del ECD se obtendrá la propuesta de bloques usuarios a aplicar a tarifas. El procedimiento está indicado en **los arts. 59 y 60 del RT**. En el caso de que no se dispongan de los resultados del ECD, el art. 192 del RT establece estos bloques horarios.

- b. **10.d): Balance de Energía y Potencia (BEP):** Creemos que el RT no establece en forma clara todo lo relacionado con el BEP, las pérdidas técnicas y no técnicas y lo atinente a ellas en el Plan de Negocios. También que se agrega en forma innecesaria la palabra óptimos en este punto. Otro elemento que hace que las pérdidas del BEP de este artículo no sean las óptimas a reconocer es que este BEP se presenta 3 meses antes de presentar el Plan de Negocios, el cual supuestamente contiene las obras que las justifican.

A nuestro entender en el Artículo 10 inciso d, solo se debe hacer referencia al **BEP para el día de máxima demanda del año previo al inicio del ciclo tarifario**. Todos los valores contenidos en el deben ser reales, tanto para pérdidas técnicas como no técnicas manteniéndolas discriminadas. *Una cuestión a resolver es como proceder si, al momento de realizar el estudio, aún no ha ocurrido el día de máxima demanda del año previo al inicio del ciclo tarifario. Una posibilidad es usar el del año anterior y, eventualmente, luego corregir.*

3.2.2 Artículos involucrados en la observación

“Artículo 10. Inicio del procedimiento de Cálculo Tarifario. Con una antelación no menor a ocho (8) meses de la Fecha de Referencia, la Empresa Distribuidora deberá presentar a la CREE para su aprobación los siguientes estudios, con sus respectivas memorias de cálculo:

- a. **Inventario de Activos Regulatorios:** recopilación de los activos en operación agrupados en Unidades Constructivas, y su conciliación con los registros contables, detallando sus características y georreferencia;
- b. **Estudio de Costos de Unidades Constructivas.** El estudio debe permitir la valorización a Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos reportados en el Inventario de Activos Regulatorios.
- c. **Estudio de Caracterización de la Demanda (ECD).** El estudio debe proveer la información necesaria para identificar las curvas de cargas típicas de las diferentes clases de usuarios y conocer el consumo mensual de energía de cada clase de usuario a lo largo del año.
- d. **Balance de Energía y Potencia (BEP).** El BEP deberá ser elaborado para el día de máxima demanda de la Empresa Distribuidora, en el año previo a la Fecha de Referencia. El BEP deberá mostrar los valores óptimos a reconocer a la Empresa Distribuidora en cuanto a la energía y la potencia ingresados a la red de MT, las pérdidas técnicas en MT, la energía y la potencia suministradas y facturadas a Usuarios servidos en MT, la energía y la potencia ingresadas a los transformadores MT/BT, las pérdidas técnicas en dichos transformadores, la energía y la potencia ingresadas a BT, las pérdidas técnicas y no técnicas en BT y la energía y la potencia suministradas y facturadas en BT.

- e. **Propuesta de Zonas de Distribución Típicas (ZDT)** para su Zona de Operación. El estudio debería identificar los criterios para la clasificación de las localidades en las ZDT definidas, de acuerdo a lo que se establece en el CAPÍTULO 3 de este Título.”

“Artículo 19. Contenido del Plan Quinquenal de Negocios

iii. Proyección de demanda para el próximo Ciclo Tarifario, la que deberá incluir, como mínimo, la siguiente información:

- a. Evolución histórica de la demanda de energía, potencia y número de usuarios por categoría tarifaria.
- b. La situación de los fundamentos económicos de Honduras y su vinculación con la demanda de energía eléctrica;
- c. El crecimiento vegetativo previsto para el mediano plazo y conexión de nuevos usuarios ampliaciones de usuarios existentes;
- d. Las políticas de acceso universal a la energía eléctrica;
- e. Las políticas de eficiencia energética; y
- f. Penetración de Usuarios Autoprodutores.”

3.2.3 Análisis de Quantum

La interpretación literal del RT da a entender que el BEP debe ser construido para el día de máxima demanda del año anterior a la fecha de referencia, siendo la fecha de referencia para la presente revisión tarifaria el 1 de marzo de 2022. Utilizando esta fecha de referencia, definida hasta el momento, el año requerido para elaboración del BEP es el 2021.

Acordamos con lo planteado por la ENEE. Si el parámetro es el año calendario, se recomienda considerar el último año completo previo a la fecha de presentación del BEP (8 meses antes de la Fecha de Referencia según lo establecido en el “Artículo 10. Inicio del procedimiento de Cálculo Tarifario” de la RT). Para este ciclo tarifario, debería ser considerado el año 2020. En caso de utilizarse un periodo distinto al año calendario, podría pensarse en una especie de “año regulatorio” el cual debe considerar los últimos 12 meses con información validada, que disponga la ENEE y que a la vez le permita cumplir con la fecha con que este BEP debe ser entregado cumpliendo con lo establecido en el RT.

Con respecto a la observación realizada por la ENEE sobre presentar el BEP real y no el óptimo para el año base, independientemente de lo que oportunamente resuelva CREE, consideramos que un BEP real debe ser presentado para el año base. Este BEP resulta relevante como punto de partida inclusive en el caso que se resuelva fijar senderos de convergencia desde los niveles actuales de pérdidas a las pérdidas objetivo. El BEP óptimo puede mantenerse como pedido hacia la empresa con el fin de tener una referencia de objetivo mas allá de que se corresponda con el año base y no con los años del periodo tarifario sobre los cuales se debe realizar el análisis.

3.3 Reconocimiento por calidad de servicio (Art. 19)

3.3.1 Análisis de la ENEE

El Artículo 19 de la RT en el punto ii establece que se debe incluir en los costos operacionales el valor esperado de indemnización por calidad de servicio. Está claro para el umbral, pero parece entenderse que se debe fijar un sendero entre la calidad al inicio y final del ciclo tarifario, valores que se reconocerán en las tarifas.

Definir con mejor precisión el reconocimiento y la forma de fijar el sendero (si lineal, si por estudios predictivos, etc.). Se propone hacerlo por estudios predictivos teniendo en cuenta las obras propuestas para cada año. También se propone hacerlo a nivel global pues por ZDT no sería posible por la falta de consistencia entre la red y las ZDTs.”

Artículo 19: Contenido del Plan Quinquenal de Negocios: El artículo, en su punto ii, establece que debe contener: Proyecciones de los costos operacionales y calidad del servicio incluyendo el valor esperado de las indemnizaciones por mala calidad de servicio conforme la NT-CD, desagregado por ZDT. La NT-CD, cuyo análisis detallado se hace por separado, es muy pobre en el tratamiento del problema, especialmente en lo que a continuidad del servicio se refiere.

Usualmente este concepto no se incluye en los cálculos tarifarios debido a que se supone la empresa eficiente cumple los requerimientos de calidad de servicio técnico y por lo tanto no genera penalizaciones. En este caso la distribuidora debe compensar a los usuarios cualquiera sea el nivel de calidad, pero las compensaciones que van hasta el nivel de calidad “umbral” fijado por la norma (lo fija como una cantidad de ENS) la distribuidora lo recupera en las tarifas. Por otro lado, en este caso, al menos en los primeros ciclos tarifarios, la norma admite que la distribuidora no cumple con la NT-CD debido a que se admite que en el Plan de Negocios se le puedan reconocer inversiones para mejora de la calidad. Bajo este concepto se puede suponer que durante el ciclo tarifario se le admitirán límites mayores hasta los cuales, se le devuelve en las tarifas el monto anual de las multas que debe pagar entre los valores límites de la norma y los valores aceptados para ese año tarifario.

La desagregación por ZDT es posible dado que se trata de un porcentaje de la energía facturada. Es necesario aclarar, tanto la NT-CD como este punto del RT.

3.3.2 Artículos involucrados en la observación

“Artículo 19. Punto ii. *Proyecciones de los costos operacionales y calidad del servicio, incluyendo el valor esperado de las indemnizaciones por mala calidad de servicio conforme la NT-CD, desagregado por ZDT, y pérdidas de energía; la información referida a costos operacionales deberá estar discriminada por origen y destino del gasto.”*

3.3.3 Análisis de Quantum

Los proyectos para la mejora de calidad, junto con los costos de O&M que se prevén tener, deberían estar basados en simulaciones de la calidad en cada alimentador. Estas simulaciones buscan encontrar aquellas obras que minimizan la suma de: Costos de Capital, Costos de O&M e Indemnizaciones a usuarios. Cuando finalmente se determinan los proyectos que hacen mínima la

suma anterior, entonces se puede decir que dichas indemnizaciones constituyen la llamada “Multa Óptima”. Esta “Multa Óptima”, debe ser reconocida en tarifas, puesto que es más eficiente tenerla que incurrir en excesos de costos de capital y/o costos de O&M para reducirla aún más. Asimismo, proponemos que el componente VEIMCS se obtenga a partir de la sumatoria de “Multas Óptimas” de cada alimentador, derivados del estudio de calidad realizado para la determinación de los proyectos de mejora de la calidad.

Con relación a la observación relativa a sendero de convergencia, la opinión de Quantum es la siguiente:

De acuerdo a los cálculos reales de los indicadores de calidad de servicio técnico, compartidos por la CREE a partir de cálculos propios, los cuales inclusive están basados en registros de fallas de una cantidad reducida de equipos de protección, ubicados en el arranque de las troncales de los alimentadores de MT, observamos que las redes de distribución de la ENEE, se encuentran muy desadaptadas. Consecuentemente, la aplicación directa de la norma técnica de calidad, provocaría montos muy elevados de indemnización.

Consideramos conveniente plantear un mecanismo de monitoreo y penalización por incumplimiento de los estándares de calidad, que incentive a la empresa a la realización de obras necesarias para mejorar la calidad de servicio técnico de las redes, y que a la vez le proporcione el tiempo necesario que requiere para implementar las obras y que las mismas comiencen a arrojar los beneficios esperados según las simulaciones que se hayan realizado.

Por los motivos anteriores, se propone una progresividad en la aplicación de la norma técnica de calidad. Dicha progresividad, puede lograrse mediante la elaboración de un sendero de calidad. En caso la empresa obtenga indicadores de calidad por debajo del sendero, no se corresponde indemnización a los usuarios afectados y solo se aplicará una porción de la indemnización total calculada, en caso los indicadores excedan de algún modo los indicadores establecidos en el sendero.

Se propone que dichos senderos sean globales y por alimentador de media tensión, utilizando los índices SAIFI y SAIDI. Como punto de partida, se tendrá para cada alimentador, el promedio de los índices reales de SAIDI y SAIFI y como punto final del sendero, se tendrá el valor umbral de los indicadores individuales TIU y FIU respectivamente. A partir del punto de partida y el punto final de cada alimentador, se recomienda trazar una trayectoria lineal. Tal lo indicado anteriormente, se propone que la empresa pague indemnizaciones solamente en caso se exceda el sendero que quede establecido para cada alimentador y en función de la siguiente fórmula:

$$\forall s : s \dots S$$

$$\forall a : a \dots A$$

$$FactorIndem1_{a,s} = Max \left(Min \left(\frac{SAIFIR_{eal_{a,s}}}{SAIFIS_{endero_{a,s}}}; 1 \right) - 1; 0 \right)$$

$$FactorIndem2_{a,s} = Max \left(Min \left(\frac{SAIDIR_{eal_{a,s}}}{SAIDIS_{endero_{a,s}}}; 1 \right) - 1; 0 \right)$$

$$FactorIndem_{a,s} = Max(FactorIndem1_{a,s}; FactorIndem2_{a,s})$$

Donde:

- S: total de semestres del quinquenio;
- A: total de alimentadores de la ENEE;
- $FactorIndem_{a,s}$: es el factor de indemnización del alimentador “a” para el semestre “s”;
- $SAIFIR_{a,s}$: Índice global real de frecuencia del alimentador “a” para el semestre “s”;
- $SAIDIR_{a,s}$: Índice global real de duración del alimentador “a” para el semestre “s”;
- $SAIFIS_{a,s}$: Índice global sendero de frecuencia del alimentador “a” para el semestre “s”;
- $SAIDIS_{a,s}$: Índice global sendero de duración del alimentador “a” para el semestre “s”;

De acuerdo a la fórmula anterior, se tendrá que, si la empresa tiene un SAIFI real 30% superior al valor del SAIFI sendero, el factor de indemnización valdrá 30%. En ese caso, se indemnizará de acuerdo al cálculo de indemnizaciones contenido en la norma técnica, utilizando indicadores individuales.

Luego de concluido cada semestre, se deberá calcular el factor de indemnización de cada alimentador de Media Tensión y se indemnizará a los usuarios cuyos indicadores individuales generaron valores de indemnización, utilizando la siguiente fórmula.

$$\forall s : s \dots S$$

$$\forall a : a \dots A$$

$$\forall u : u \dots U$$

$$IndemAjustada_{u,a,s} = FactorIndem_{a,s} \times Indem_{u,a,s}$$

Donde:

- S: total de semestres del quinquenio;
- A: total de alimentadores de la ENEE;
- U: total de usuarios de la distribuidora;
- $FactorIndem_{a,s}$: factor de indemnización del alimentador “a” para el semestre “s”. Este factor tendrá valores igual a 0, cada vez que los indicadores globales del alimentador se encuentren por debajo del sendero;
- $IndemAjustada_{u,a,s}$: es la indemnización ajustada para el usuario “u”, que se encuentra en el alimentador “a” durante el semestre “s”;
- $Indem_{u,a,s}$: es la indemnización calculada para el usuario “u”, que se encuentra en el alimentador “a” durante el semestre “s”. Esta indemnización será calculada de acuerdo a lo que indica la norma técnica de calidad de servicio de acuerdo a los indicadores individuales reales de frecuencia y duración;

3.4 Criterios generales para la elaboración del Plan de Inversiones (Art. 20)

3.4.1 Análisis de la ENEE

El Artículo 20 de la RT, en el punto a. Establece que el horizonte de planeación debe ser de cinco años.

El horizonte del Plan de Inversiones debe ser de cinco años, pero el horizonte de planeación se debe fijar en un plazo de 10 a 15 años pues de lo contrario el proceso de planificación no permite considerar inversiones que contemplen cambios estructurales.

Artículo 20: Criterios generales para la elaboración del Plan de Inversiones:

20.a): Establece que el horizonte de planeación debe ser de cinco años. En realidad, creemos debe decir que el Plan de negocios se debe establecer para un periodo de cinco años coincidente con el ciclo tarifario. Sin embargo, el horizonte de planificación debería ser mucho mayor (10 a 15 años) pues de lo contrario el proceso de planificación no permite considerar inversiones que contemplen cambios estructurales. Por ejemplo, el cambio de un nivel de tensión, o la incorporación de una obra importante, debido a que sus efectos técnicos y económicos solo pueden analizarse en el largo plazo.

20.e y 20.f): Hace mención, especialmente en el inciso f, que las metas que formule la ED para la expansión, reposición, calidad de servicio y reducción y mantenimiento de los niveles de pérdidas, deben ser alcanzables en el ciclo tarifario.

Esto refuerza dos conceptos en relación con pérdidas y niveles de calidad de servicio: Que los objetivos meta fijados lo deben ser para el final del ciclo tarifario y que las inversiones o acciones resultantes deben estar en correspondencia con ellos.

A nuestro entender, si bien en la práctica esto puede implicar un proceso iterativo, primero se debe fijar un objetivo de pérdidas, técnicas y no técnicas, para el fin del ciclo tarifario bajo estudio. Luego, en base a la situación real actual y ese objetivo, determinar las inversiones necesarias para alcanzarlo. En lo posible debería intentarse un ajuste entre inversiones anuales y objetivos anuales de pérdidas según el sendero que fija el **Artículo 125**. Un esquema similar para la calidad de servicio, aunque en este caso no se cuenta con objetivos meta finales.

3.4.2 Artículos involucrados en la observación

“Artículo 20. Criterios Generales para la elaboración del Plan de Inversiones: Los criterios generales que la Empresa Distribuidora debe aplicar para la formulación y presentación del Plan de Inversiones son los siguientes:

a) El horizonte de planeación del Plan de Inversiones es de cinco años;”

3.4.3 Análisis de Quantum

El Reglamento de Tarifas plantea en su Artículo 20, inciso “a” que el horizonte del Plan de Inversiones es de 5 años.

Entendemos que deberían aclararse y dividirse los conceptos de horizonte de planeamiento y horizonte del plan quinquenal del negocio (PQN).

En cuanto al plan de inversiones incluido en el PQN, este es correcto que considere 5 años, inclusive debe tener en cuenta los años intermedios entre el año base y el primer año del quinquenio tarifario.

Por otro lado, las inversiones incluidas en el PQN deben ser acordes a una planificación con un horizonte mayor (10 años) que respondan a los objetivos a largo plazo de la empresa distribuidora.

3.5 Zonificación (Art. 22)

3.5.1 Análisis de la ENEE

Los Artículos 22, 23 y 24 refieren a la zonificación. También existen otros artículos, como el 19, en donde se solicita los resultados lo sean a nivel de las ZDT definidas. No están claros los objetivos/ usos ni las unidades geográficas mínimas de análisis a utilizar.

Debería definirse en primer lugar los objetivos/ usos de la zonificación. También las unidades de análisis mínimas a adoptar de tal manera que sean compatibles con los usos. Por ejemplo, un análisis predictivo de confiabilidad se lleva a cabo a nivel alimentador el cual es incompatible con una ZDT.

Artículos 22, 23 y 24: Zonificación: Queda claro la cantidad de zonas (de 3 a 5) y las variables a utilizar. Sin embargo, al no estar definido el objetivo de la zonificación es difícil, por no decir imposible, establecer la zonificación. Por ejemplo, si las unidades de análisis no fueran localidades como establece el Artículo 10.e. y tuviera que adoptarse cuadrículas, cual es el tamaño de cuadrícula más representativo? ¿cuál es la cantidad de zonas más representativa (3, ¿4 o 5) ?, ¿cuál es la variable o combinación de variables previstas que mejor aplican a los resultados buscados?, y, básicamente, ¿Cuáles son los objetivos buscados?

3.5.2 Artículos involucrados en la observación

“CAPÍTULO 4. CRITERIOS PARA DETERMINAR LAS ZONAS DE DISTRIBUCIÓN TÍPICAS

Artículo 22. Definición. *Las ZDT corresponden a zonas de distribución dentro de la Zona de Operación que se diferencian entre sí por su densidad de demanda de energía y su densidad de usuarios.*

Artículo 23. Número de ZDT. *El número de ZDT no podrá ser menor a tres (3) ni superior a cinco (5), el que se definirá con base en los criterios de zonificación.*

Artículo 24. Criterios de Zonificación. *Los criterios para la zonificación estarán basados en un análisis estadístico de grupos (clúster) con base en tres indicadores de densidad:*

- a. $I_1 = \frac{\text{Potencia máxima demandada en la localidad (MW)}}{\text{longitud de la red de MT (km)}}$
- b. $I_2 = \frac{\text{Número total de clientes de MT y BT (clientes)}}{\text{longitud de la red de MT y BT (km)}}$
- c. $I_3 = \frac{\text{Número total de clientes en BT (clientes)}}{\text{número de subestaciones (subestaciones)}}$

3.5.3 Análisis de Quantum

Por lo observado en el RT, no se encuentra una definición clara de los objetivos de utilizar de las ZDT para el cálculo tarifario.

Esta diferenciación resulta necesaria para la aplicación de la norma técnica de calidad ya que lo económicamente eficiente es tener diferentes límites de calidad de servicio y producto técnico, según densidad de carga. Para zonas rurales (baja densidad), los límites deben ser menos estrictos que para zonas urbanas (media y alta densidad).

Para el cálculo de los costos operacionales (costos de capital y CAOM) no vemos la necesidad de la utilización de ZDT, siempre y cuando se cuente con datos certeros de la red de distribución.

Los casos en los que se han utilizado sectores típicos o zonas típicas de distribución, como en la legislación peruana, ha sido en regiones en las que la información sobre las redes es escasa o en aquellas que la cantidad de concesionarias es elevada y es más económico realizar la revisión tarifaria por sector típico, y posteriormente extrapolar los resultados a todas las empresas distribuidoras.

3.6 CAOM considerados en P₀ (Art. 32)

3.6.1 Análisis de la ENEE

Según el RT los CAOM serán los eficientes.

El RT no contempla posibilidad de establecer un sendero de convergencia desde los costos actuales a los eficientes. Se propone considerar este sendero.

Los CAOM propuestos por la empresa en el PQN serán revisados por la CREE con base a referencias internacionales de empresas distribuidoras operando en condiciones similares (**art. 113 del RT**).

Para dicha revisión, se utilizará la metodología del “Costo Medio por Unidad de Escala”. De acuerdo a esta metodología (**art. 114 del RT**), los CAOM eficientes se obtienen con base a referencias internacionales y son el producto de:

- **Costo medio por unidad de escala.** Obtenido a partir de costos de referencia de empresas internacionales. Será el promedio de los valores unitarios de las empresas más eficientes (el quintil más eficiente de la muestra). Los costos internacionales deben ser expresados en dólares ajustados por Paridad de Poder de Compra (PPC). Estos costos corresponderán a promedios de los 3 últimos años disponibles expresados a precios de la fecha de referencia.

- **Escala de la empresa distribuidora**, calculada a partir de la denominada Variable de Escala Compuesta (VEC). Esta variable VEC es la cantidad usuarios ajustada por la extensión de red por usuario y la energía distribuida por usuario. Para el primer Cálculo Tarifario los parámetros que forman parte del VEC son establecidos en el **art. 199 del RT**.

Las proyecciones de los CAOM eficientes al considerar la variable VEC incluyen las ganancias de economías de escala, en consecuencia, parte de las mejoras de eficiencia (contenidas en el factor X) son incorporadas y por lo tanto deben ser descontadas del factor X (**art. 37 y 47 del RT**).

Al respecto del procedimiento indicado surgen los siguientes comentarios:

- No se detalla el procedimiento para determinar el quintil superior de eficiencia dentro de la muestra considerada. La metodología que se describirá en la siguiente sección propone un procedimiento para este cálculo.
- La metodología establecida en el RT no plantea la posibilidad de implementar un sendero de convergencia entre los costos actuales y los eficientes. El Consultor considera que debería introducirse este aspecto toda vez que es probable que haya una discrepancia significativa, en particular, por tratarse del primer Ciclo Tarifario.

3.6.2 Artículos involucrados en la observación

“Artículo 32. Costos Operacionales Eficientes. Los costos operacionales eficientes se componen de los siguientes conceptos:

- Costos de Administración, Operación y Mantenimiento propiamente dichos (CO_i):** Corresponden a los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento (CAOM), y los costos reconocidos por deudores incobrables (CDI); estos costos son proyectados en el Plan Quinquenal de Negocios con base en la evolución de la escala del subsector de distribución de energía eléctrica y las ganancias previstas derivadas de economías de escala y de densidad.
- Otros Costos Operacionales (OCOP_i).** Los Otros Costos Operacionales a ser incorporados en la determinación de tarifas son los costos reconocidos de pérdidas de potencia y energía (PR), y las indemnizaciones por mala calidad del servicio hasta los valores meta definidos por la CREE (IQ); estos costos son proyectados en el Plan Quinquenal de Negocios con base en la senda de convergencia de las pérdidas hacia la meta de eficiencia y como un porcentaje de indemnizaciones esperadas.”

“Artículo 37. Análisis de costos eficientes. La información suministrada por la Empresa Distribuidora (histórica y proyecciones) será sometida a un análisis de eficiencia por parte de la CREE, la que tomará en consideración, al menos, los siguientes aspectos:

- Identificación de los costos asociados a las actividades reguladas y a las actividades de comercialización prestadas en competencia.
- Exclusión de los costos de actividades no reguladas, y de los costos que no sean considerados prudentes.
- Análisis crítico de la evolución histórica de los costos de la Empresa Distribuidora vis-à-vis la evolución de la escala del negocio.

- d. *Determinación de costos unitarios eficientes a partir de referencias internacionales.*
- e. *Determinación de la elasticidad escala del negocio a ser usada, determinada también a partir de referencias internacionales.*

El análisis a realizar deberá permitir determinar el nivel eficiente de Costos Operacionales que será aceptado en el Flujo de Caja Descontado (FCD) para cada año del Plan Quinquenal de Negocios, con el que se determinará el PO.

En la medida en que los costos operacionales considerados en cada año del Flujo de Caja Descontado deben incluir las ganancias de economías de escala, las mismas deberán ser descontadas del Factor X calculado con base en la productividad total de los factores.”

“Artículo 113. Los CAOM serán propuestos por la Empresa Distribuidora en el Plan Quinquenal de Negocios y serán revisados y aprobados por la CREE con base a referencias internacionales de empresas distribuidoras operando en condiciones similares. La metodología a aplicar será la del “Costo Medio por Unidad de Escala”.

“Artículo 114. La escala de la distribución de energía eléctrica será medida por la Variable de Escala Compuesta (VEC) de acuerdo a la metodología que se establece en este Reglamento.”

“Artículo 115. Los CAOM eficientes surgen de multiplicar el Costo Medio por Unidad de Escala por la escala de la Empresa Distribuidora. La metodología consiste en los siguientes pasos:

- a. **Referencia Internacional.** *Los costos eficientes de CAOM se determinarán con base en una muestra de empresas de referencia internacional. La muestra considerará empresas distribuidoras de electricidad que presenten las características adecuadas a diciembre del año previo a la Fecha de Referencia.*
- b. **Escala de las empresas:** *Se determina la escala de la actividad de distribución de energía eléctrica a través de la Variable de Escala Compuesta (VEC), que consiste en ajustar el número de usuarios por los coeficientes extensión de la red sobre el número total de Usuarios (km de red/ número de usuarios) y el total de energía distribuida a nivel de MT sobre el número total de Usuarios (energía distribuida / número de usuarios).*
- c. **Costos de referencia:** *Los costos internacionales de referencia se obtendrán a partir de la muestra de empresas considerada, y estarán expresados en dólares estadounidense ajustados por Paridad de Poder de Compra (PPC). Se calculan los CAOM por unidad de escala como el cociente entre los saldos de las cuentas contables correspondientes a dichas categorías de costos y la variable de escala compuesta (VEC). Los CAOM serán obtenidos como el promedio de los valores registrados en los últimos tres años disponibles de la muestra, a precios de la Fecha de Referencia.*
- d. **Costo Medio por Unidad de Escala Eficiente.** *El costo unitario eficiente estará por el promedio de los valores unitarios correspondiente a las empresas del quintil superior de eficiencia dentro de la muestra seleccionada, es decir, por el promedio del 20% de las empresas más eficientes”*

“Artículo 199. Fórmula de la VEC. Para el primer Cálculo Tarifario, los coeficientes a ser utilizados en la fórmula establecida en el Artículo 115 serán 0.15 y 0.35, respectivamente.”

3.6.3 Análisis de Quantum

El Artículo 18 de la LGIE establece lo siguiente: *“En ningún caso se trasladarán al consumidor final, vía tarifas, las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del subsector eléctrico, sean éstas de generación, transmisión o distribución.”*

Independientemente de lo establecido en el Art 18, debe tenerse en cuenta que, al ser la presente revisión tarifaria, el primer estudio tarifario al cual se somete a la ENEE, la discrepancia que puede existir entre los costos reales de la empresa y los costos eficientes calculados a partir de la muestra de empresas de referencia puede ser significativa, pensando inclusive que aún hay dudas en relación a la muestra de empresas que podrá utilizarse como de referencia. En caso de que la diferencia de costos sea considerable (criterio por definir), un recorte de gran magnitud en los ingresos de la empresa puede llevar a problemas operativos por desfinanciación que terminarán afectando el servicio brindado a los usuarios y el plan de mejora.

Coincidimos con la propuesta de la ENEE, en cuanto a que resulta conveniente evaluar y establecer un sendero de convergencia entre la situación actual de la empresa en materia de costos de prestación del servicio regulado (o un nivel de costos por debajo sin ser el que surja del análisis de eficiencia) y los costos eficientes calculados a partir la muestra de empresas de referencia.

La mayoría de las regulaciones apuntan a reconocer costos eficientes/prudentes y a estimular a las empresas en el logro de gestiones eficientes. Sin embargo, existen casos particulares que deben analizarse, pensando en la sustentabilidad de la actividad, habilitando la posibilidad de establecer metas parciales que sirvan de estímulo a las empresas como así también les otorgue un tiempo para adaptar y adecuar su negocio a las exigencias regulatorias y a lo esperado por los usuarios. Como antecedente reciente, se puede mencionar en Argentina, el caso de las dos distribuidoras más grandes del país (EDENOR y EDESUR) para las cuales, una vez hecho en análisis de sus costos de prestación del servicio, con motivo de la revisión integral de tarifas ocurrido en 2016, el ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad) les fijó un sendero de reconocimiento de costos en el quinquenio tarifario.

En el caso de la ENEE, el grado de desadaptación deberá oportunamente ser evaluado con el fin de establecer (en caso de aceptarse la propuesta de fijar un sendero de mejora) la reducción anual a exigir en los costos hacia la meta de costos eficientes. Al igual que ocurre con otras variables, tales como nivel de pérdidas, Incobrabilidad, Indicadores de calidad, etc., tal vez no sea posible pensar en llegar a la meta en el primer quinquenio tarifario.

3.7 No hay coincidencia entre artículos 32 y 35 del RT

3.7.1 Análisis de la ENEE

No se define Costo Operacional Eficiente de igual manera en ambos artículos.

3.7.2 Artículos involucrados en la observación

“Artículo 32. Costos Operacionales Eficientes. *Los costos operacionales eficientes se componen de los siguientes conceptos:*

- a. **Costos de Administración, Operación y Mantenimiento propiamente dichos (CO):** Corresponden a los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento (CAOM), y los costos reconocidos por deudores incobrables (CDI); estos costos son proyectados en el Plan Quinquenal de Negocios con base en la evolución de la escala del subsector de distribución de energía eléctrica y las ganancias previstas derivadas de economías de escala y de densidad.
- b. **Otros Costos Operacionales (OCOP_t):** Los Otros Costos Operacionales a ser incorporados en la determinación de tarifas son los costos reconocidos de pérdidas de potencia y energía (PR), y las indemnizaciones por mala calidad del servicio hasta los valores meta definidos por la CREE (IQ); estos costos son proyectados en el Plan Quinquenal de Negocios con base en la senda de convergencia de las pérdidas hacia la meta de eficiencia y como un porcentaje de indemnizaciones esperadas.

Artículo 35. Costos operacionales eficientes. Los costos operacionales eficientes corresponden a la suma de los CAOM eficientes y los Costos por Deudores Incobrables (CDI) eficientes:

$$CO = CAOM + CDI$$

Donde:

- CO: Costos operacionales eficientes
- CAOM: Costos de administración operación y mantenimiento eficientes
- CDI: Costos por deudores incobrables eficientes.

3.7.3 Análisis de Quantum

Existen inconsistencias en la definición de los Costos Operativos que se dan en los Artículos 32 y 35 del RT.

Consideramos apropiado corregir la redacción de ambos artículos. Sugerimos utilizar la siguiente expresión para definir los Costos Operacionales Eficientes:

$$CO_t = CAOM_t + CDI_t + OCOP_t$$

Donde:

- CO_t: Costos Operacionales Eficientes del año t;
- CAOM_t: Corresponden a los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento (CAOM), estos costos son proyectados en el Plan Quinquenal de Negocios con base en la evolución de la escala del subsector de distribución de energía eléctrica y las ganancias previstas derivadas de economías de escala y de densidad;
- CDI_t: costos reconocidos por deudores incobrables (CDI);
- OCOP_t: Los Otros Costos Operacionales a ser incorporados en la determinación de tarifas son las indemnizaciones por mala calidad del servicio hasta los valores meta definidos por la CREE (IQ); estos costos son proyectados en el Plan Quinquenal de Negocios como un porcentaje de indemnizaciones esperadas.

Por otro lado, se sugiere retirar las pérdidas de Otros Costos Operacionales, costo que normalmente se reconocen en tarifa a través del denominado Pass Through, que se corresponde al costo de abastecimiento (costos de compra de energía y potencia, costos de generación propia y costos de transporte) los cuales se incrementan por coeficientes que representen las pérdidas asociadas a los distintos niveles de tensión. De esta forma, cada categoría de usuarios paga por las pérdidas reconocidas en el sistema de distribución acumuladas desde los puntos de inyección (AT) hasta el nivel de conexión (o etapa de la red) en la que se encuentran los usuarios de dicha categoría. La propuesta guarda también relación con lo que se propone en el punto 3.23. del presente documento.

3.8 Determinación de los CAOM (Cap. 6)

3.8.1 Análisis de Quantum

En el RT se indica que se deberán presentar por separado para los segmentos de distribución y comercialización y serán reconocidos los COAM “eficientes”, de acuerdo al Título 4 del reglamento.

Los principios para estimar los costos eficientes previstos en el reglamento son:

1. La CREE los aprobará luego de analizar la propuesta de la distribuidora en base a “referencias internacionales de empresas distribuidoras operando en condiciones similares”.
2. La metodología a aplicar para obtener los COAM eficientes es la del “Costo medio por unidad de escala”. Consiste en obtener los COAM de las empresas de la muestra y dividirlos por la Variable de Escala Compuesta (VEC), ordenarlos de menor a mayor y considerar la media del quintil superior, para luego multiplicarla por el VEC de la distribuidora.

Los comentarios que surgen son los siguientes:

El espíritu de la norma es incentivar a la distribuidora regulada a adoptar prácticas compatibles con la reducción de costos, por ello el “divorcio” entre sus costos reales de los periodos anteriores y el COAM eficiente, estimado con datos de otras distribuidoras.

A pesar de la buena intención de la normativa, operativamente pueden surgir los siguientes problemas: cuáles y cuántas serán las empresas comparadoras y la metodología empleada para estimar el COAM eficiente.

Muestra: existe información pública de los costos de operación y mantenimiento de numerosas distribuidoras de América Latina y de la FERC. Un ejemplo es la base pública del regulador de Brasil, ANEEL. Otros datos provienen de datos públicos de registros contables, que pueden no haber sido asentados con criterios uniformes.

Tamaño de la muestra: no se especifica un mínimo y al basarse el cálculo en el quintil superior parecería necesario que hubiese un número lo suficientemente grande para ser aceptado desde el punto de vista estadístico.

Otro interrogante se relaciona con el hecho de que no está claro cuáles distribuidoras “operan en condiciones similares”. ¿Se refiere a la cantidad de clientes, a la densidad de la red? Esta imprecisión, por un lado, limita la cantidad de información disponible al seleccionar solamente aquellas empresas “similares” y por otro puede incorporar al cálculo del COAM eficiente un sesgo cuya magnitud puede ser considerable.

La metodología prevista en el artículo 115 incluye la VEC para determinar el COAM unitario. El uso de este denominador permite obtener el costo unitario y a la vez, considerar, además del número de usuarios, las variables energía y extensión de la red.

El primer comentario se refiere a la definición operativa de la VEC:

$$VEC = UC \cdot \left(1 + \beta \frac{\partial U}{U} + \gamma \frac{\partial L}{L}\right)$$

En la definición de VEC parece primar la importancia de la cantidad de consumidores, ajustándola por la variación de la energía y la extensión de la red respecto de la media muestral. Una vez definida la muestra, las variables UC, U y L se tomarán de ella, **pero nada se dice de cómo se estiman o qué valores asumen los parámetros beta y gamma**. Si bien en el artículo 199 se especifica que en el primer cálculo tarifario los respectivos valores serán 0,15 y 0,35, es recomendable elaborar una metodología para su cálculo o bien fijarlos definitivamente. De esta manera se evitará a futuro que puedan ser estratégicamente seleccionados para reducir el valor de VEC y obtener valores más elevados de los COAM unitarios, además de proporcionar mayor transparencia al cálculo de tarifas.

3.8.2 Elasticidad – Escala (Art. 37)

Un parámetro relevante en el cálculo de tarifas es la elasticidad-escala, parámetro mencionado en el **artículo 37 inciso e** incluido en la fórmula del factor de ajuste X del artículo 47.

La elasticidad-escala se define como la variación porcentual en el costo unitario de producción manteniendo la densidad de la red constante. Esta definición se basa en el trabajo seminal de Caves, Christensen y Tretheway (1984)¹, trabajo en el cual los autores definen la elasticidad de la densidad y de escala aplicadas a la industria de transporte aéreo. Posteriormente, estos conceptos han sido aplicados en otras industrias que se desarrollan en redes, como el caso de la distribución de energía eléctrica. Farsi, Filippini, Plagnet y Saplacan (2010)² estimaron los retornos a la densidad de la red y de la escala para Electricité de France. En dicho estudio los mencionados autores estiman una función de costos de operación y mantenimiento explicada por el stock de capital, los usuarios y la superficie del área servida por la empresa, para obtener la elasticidad-escala.

Formalmente, las economías de escala se definen como el incremento proporcional en el costo total de producción que resulta de un incremento proporcional en la escala de las empresas, esto es, en la cantidad de usuarios y en la red. Analíticamente, en caso de que la función de producción y costos sean continuas y derivables la elasticidad-escala (EE) puede obtenerse como:

$$EE = \left(1 - \frac{\partial \ln CAOM}{\partial \ln K}\right) \cdot \left(\frac{\partial \ln CAOM}{\partial \ln Usuarios} + \frac{\partial \ln CAOM}{\partial \ln Red}\right)^{-1} \quad (1)$$

¹ Caves, D.W., Christensen, L. y Tretheway, M. “Economies of density versus economies of scale: why trunk and local service airline costs differ”, Rand Journal of Economics Vol. 15, No. 4, Winter 1984.

² Farsi, M., Filippini, M., Plagnet, M. A. y Saplacan, R.. “The economies of scale in the French power distribution utilities”, Conference Paper · July 2010. Disponible en : https://www.researchgate.net/publication/224170213_The_economies_of_scale_in_the_French_power_distribution_utilities

Donde EE son las economías de escala, CAOM son los costos de administración, operación y mantenimiento, K es una variable que aproxima el capital invertido en la empresa, Usuarios es la cantidad de clientes y Red la extensión de la red.

Si EE es mayor a 1 se dice que existen economías de escala, si es menor a 1 existen deseconomías de escala, en tanto que si es igual a 1 no existen ni economías ni deseconomías de escala.

En cuanto a su estimación empírica, se propone estimar la elasticidad-escala con los datos de la muestra de empresas utilizada para determinar los COAM, las PNT y el porcentaje de incobrables, empleando técnicas econométricas. El modelo a estimar será:

$$\ln CAOM_i = \alpha + \beta \ln K_i + \gamma \ln Usuarios_i + \theta \ln Red_i + \varepsilon_i \quad (2)$$

Donde $i=1 \dots n$ denota cada una de las i empresas de la muestra, $\alpha, \beta, \gamma, \theta$ son parámetros a estimar y ε_i es un término de error aleatorio que se distribuye de acuerdo a una normal con media nula y varianza constante.

La elasticidad-escala se calcula de acuerdo a (1) empleando los parámetros estimados en (2):

$$EE = (1 - \beta) \cdot (\gamma + \theta)^{-1}$$

Debe señalarse que la estimación de (2) requiere el empleo de una técnica econométrica tal como la de Mínimos Cuadrados Ordinarios o bien alguna otra más compleja que resulte adecuada para corregir la heteroscedasticidad de los errores o incorporar el tratamiento de datos de panel, etc.

3.9 Factor X (Art. 47)

3.9.1 Análisis de Quantum

En el artículo 47 se define al factor X como la variación promedio de la productividad total de los factores (PTF) en el ciclo tarifario. Se especifica que dicha variación se realizará empleando el índice de productividad total de Tornqvist. Es una metodología tradicional y adecuada, al igual que la elección de los insumos y los productos considerados. No obstante, se recomienda establecer algunas pautas operativas para su estimación empírica.:

1. Datos a emplear. Se sugiere emplear la muestra de las empresas a utilizar para determinar los COAM eficientes. De este modo, se obtendría un factor X que reflejará la variación de la PTF de la industria de la distribución de energía eléctrica.
2. Los productos mencionados para calcular el numerador de la variación de la PTF son los usuarios, la energía facturada por nivel de tensión y la extensión total de la red. No se especifica cómo se obtendrán los ponderadores S_{it} denotados en el exponente del numerador de la variación de la PTF. Estos ponderadores, cuando se trata de servicios que no se facturan separadamente no pueden estimarse directamente. Como alternativas, se sugieren:
 - a. Asignarle a cada output (producto) una participación igualitaria,
 - b. Asignarle a cada output una participación diferente. Como ejemplo se cita el del regulador de Energía y Saneamiento de San Pablo, Brasil, que asignó los siguientes ponderadores de los productos para calcular la variación de la PTF en la industria de distribución de gas natural: 0,5 para los usuarios, 0,25 para el volumen distribuido y 0,25 para la extensión de la red.

c. Obtener los ponderadores estimando el siguiente modelo de regresión:

$$\text{Ingresos}_i = a + \beta \text{Energía}_i + \gamma \text{Usuarios}_i + \delta \text{Extensión de red}_i$$

Los parámetros estimados asociados a las variables Energía, Usuarios y Extensión de red pueden emplearse para ponderar dichos productos en el ingreso total anual.

3. Los dos insumos mencionados que intervienen en el denominador de la variación de la PTF son los costos operacionales y la anualidad del capital. Para obtener esta última para cada empresa de la muestra, se sugiere aplicar la misma tasa de costo de capital que aquella que sea aprobada oportunamente en Honduras con motivo de la revisión tarifaria, como así también una tasa de depreciación representativa a aplicar sobre la totalidad de activos de cada empresa. Es importante dar un tratamiento homogéneo a los datos y cálculos para toda la muestra, incluyendo a la empresa distribuidora a la que se le esté realizando el estudio tarifario. Solo para los fines mencionados, el costo de capital a calcular se sugiere sea calculado con el enfoque de anualidad, es decir, dado el valor bruto del activo, se multiplica por el factor de recupero del capital (FRC).

En fórmula:

$$CK_{i,t} = AFB_{i,t} \times FRC$$

Donde:

- $CK_{i,t}$: Costo de capital de la empresa i para el año t
- $AFB_{i,t}$: Base de activos bruta de la empresa i en el año t
- $FRC = TA / (1 - 1/(1 + TA)^n)$
- TA : Tasa de actualización
- n : vida útil del activo o conjunto de activos

Esta anualidad será utilizada también para estimar la elasticidad-escala.

El consultor de la ENEE señala que el ajuste por IPC y X se aplica al precio máximo autorizado sin discriminar entre costos controlables y no controlables y propone desdoblarlo. Si se quitan el costo de las pérdidas del Po, se estaría resolviendo parte del problema sobre el cual estará actuando el Factor X, factor que adopta el valor 0 para la presente revisión tarifaria.

3.10 Incumplimiento de las inversiones comprometidas en el Plan Quinquenal de Negocios. (Art. 52)

3.10.1 Análisis de la ENEE

El Artículo 52 trata sobre el procedimiento a seguir para el caso en que se hubieran producido diferencias entre las inversiones comprometidas en ocasión del estudio tarifario y las inversiones efectivamente realizadas.

En caso de incumplimiento, se prevé que se debe recalcular el valor de PO, agregando o quitando inversiones y agregando o quitando las energías asociadas a ellas.

En los puntos c, d y e se habla solo de excedentes cuando pueden ser también faltantes.

Dado que no resulta sencillo, excepto en casos puntuales, asociar inversiones con energía, se propone se utilicen los mismos valores de energía utilizados en el cálculo original de P0. Corregir los puntos c, d y e del Artículo 52 para que mencione tanto la opción de excedente como de faltante.

Artículo 52: Incumplimiento de las inversiones comprometidas en el Plan Quinquenal de Negocios:

El Artículo 52 trata sobre el procedimiento a seguir para el caso en que se hubieran producido diferencias entre las inversiones comprometidas en ocasión del estudio tarifario (y por ende reconocidas en las tarifas) y las inversiones efectivamente realizadas. Lo realizado puede ser menos de lo acordado o más de lo acordado, en este último caso solo se reconocen las autorizadas por la CREE. El Artículo 51 aclara cada caso.

En caso de incumplimiento, se prevé:

52-a) Se debe recalcular el valor de P0 del periodo tarifario anterior (periodo en el cual se produjo el incumplimiento) determinando ahora un nuevo P0 *. Para este, respecto al original, se quitan o agregan inversiones valuadas a la fecha del Plan de Negocios del periodo anterior y se quitan o agregan energías asociadas a las obras causantes de los diferenciales de inversiones. Nuestra opinión es que el incluir las energías es un problema porque:

1) No es fácil asociar inversiones con energías excepto en casos muy puntuales, tanto en inversiones prometidas no realizadas como realizadas sin haber estado en el Plan de Negocios original.

2) En aras de la simplificación se podría utilizar la misma energía estimada en el cálculo tarifario original (Aquel con el cual se determinó el P0).

52-c) Menciona que se calcula el excedente del ingreso anual. En realidad, no hay certeza de que siempre sea un excedente. Si hubiese realizado inversiones superiores a las previstas en el Plan de Negocios esto daría lugar a un déficit de ingresos y no un excedente.

52-e) Nuevamente la palabra excedente. Puede ser excedente o déficit y en cualquier caso se debe corregir según corresponda.

3.10.2 Artículos involucrados en la observación

“Artículo 52. Incumplimiento de inversiones comprometidas en el Plan Quinquenal de Negocios. En el caso de incumplimiento de inversiones incluidas en el Plan Quinquenal de Negocios aprobado por la CREE corresponde aplicar un ajuste tarifario para compensar a los usuarios por las inversiones que estuvieron incluidas en el Cálculo Tarifario pero que no fueron ejecutadas por la Empresa Distribuidora. Este ajuste afecta el valor del P0 y se realiza en cada revisión tarifaria. La metodología para la aplicación de este ajuste es la siguiente:

- a. Se recalcula la tarifa máxima (P0 *) excluyendo las inversiones no realizadas e incluyendo las inversiones no previstas en el Plan Quinquenal de Negocios que hayan sido autorizadas por la CREE, valuadas a costos de la fecha de valuación del Plan Quinquenal de Negocios y se excluye también la energía asociada a los proyectos no realizados más la energía asociada a las inversiones realizadas no previstas.*

- b. *Se calcula la diferencia entre el PO aprobado y el PO *calculado en el punto anterior (ΔPO).*
- c. *Se calcula el excedente de ingresos anual como el producto entre la diferencia de tarifa máxima y la energía distribuida.*
- d. *Se actualiza el excedente a la fecha de inicio del nuevo ciclo tarifario; la actualización se realiza mediante la aplicación de la Tasa de Actualización del Capital.*
- e. *El monto del excedente actualizado es restado del Ingreso Requerido en la fórmula de determinación de la Tarifa Máxima para el próximo ciclo tarifario.”*

3.10.3 Análisis de Quantum

Se debe explicitar que “excedente” puede tomar tanto valores positivos como negativos, sino debe plantearse la corrección del texto haciendo por ejemplo mención de “apartamentos” del plan realizado respecto del previsto/aprobado en el plan de negocios quinquenal.

De acuerdo a casos similares que esta consultora tuvo que atender, y dadas las dificultades y complejidad que esta problemática presenta, es necesario simplificar el caso para permitir su seguimiento, análisis y adopción de medidas concretas ante la existencia de apartamentos del plan de inversiones ejecutado por la empresa respecto del previsto y reconocido en el ciclo tarifario.

En este proceso de simplificación, lo recomendable es hacer foco en la variable de interés, en este caso el plan de inversiones y su ejecución, manteniendo el resto de variables sin cambios o cuyos cambios estén en función del monto invertido si es que, en el cálculo original, es posible dejar ciertas variables vinculadas a lo que ocurra con el plan de inversiones. Es por ello que se coincide con el planteo de la ENEE en cuanto por ejemplo a la variable energía, para la cual deben mantenerse los valores asumidos con motivo de la revisión tarifaria.

Luego, modificando el plan de inversiones, a partir de lo realizado y reconocido como prudente, se podrá ver su impacto en el PO.

Un modelo simplificado requiere como dato de entrada el plan de inversiones realizado por la empresa, lo ideal es tener la información de cantidades físicas, de manera que dicho plan se vincule con sus correspondientes típicos constructivos (cuyos costos fueron fijados con motivo de la revisión tarifaria) y recalculer así los montos en inversiones que realmente deben trasladarse a tarifas. Este plan impactará en el cálculo del costo de capital y posiblemente en otras variables que forman parte del cálculo, tales como Capital de Trabajo (depende de si se acepta su inclusión y de la metodología de cálculo que se adopte, punto que se trata más adelante en este documento), Incobrables (si es un % del Ingreso), inclusive en el OPEX eficiente si se lo deja vinculado a la evolución por ejemplo del VNR bruto, etc.

Luego, la diferencia (monetaria, positiva o negativa) debe ajustar el flujo de caja descontado con el cual sea determinado el P_0 del siguiente ciclo tarifario.

3.11 Cargo por uso de la red de distribución para consumidores calificados (Art. 66)

3.11.1 Análisis de la ENEE

La RT Define metodología de cálculo específica.

Esta metodología no garantiza que reflejen los mismos costos que se determinen para la tarifa. Es decir, no garantiza la neutralidad del cargo por uso de red. Se propone que se empleen los mismos cargos por uso de red que para los usuarios finales de la distribuidora.

Según el art. 66 del RT el cargo por uso de la red de distribución para consumidores calificados que hayan optado por comprar energía a otros agentes diferentes a la empresa de distribución estará en función del nivel de tensión al que se encuentran conectados.

Respecto a esta formulación surgen las siguientes consideraciones:

- De acuerdo al art. 17 de la LGIE, los precios por el uso de las redes de distribución por terceros deberán reflejar los mismos costos de inversión, operación y mantenimiento de distribución que se determinen para el cálculo de las tarifas.
- El cargo por uso de red a consumidores calificados y el componente implícito por uso de red a usuarios de la empresa distribuidora debe ser idéntico de forma tal que sea neutral en la decisión de opción por parte del usuario.
- No resulta clara la definición de *EDMT* y *EDBT*. *EDMT* considera la totalidad de la energía entregada en MT o sólo la entregada en MT y que es consumida en MT?
- Estas fórmulas no permiten una recuperación adecuada del VAD de la empresa. Para visualizar esto, supóngase que no existen costos comerciales ($\lambda f = 0$) y que todos los clientes son consumidores calificados. La facturación de este consumo no equivaldría al VAD reconocido:

$$VAD = CVUCMT \cdot EDMT + CVUCBT \cdot EDBT$$

$$VAD = P_0 \cdot EDMT EDBT + EDMT \cdot EDMT + P_0 \cdot EDBT$$

$$VAD = P_0 \cdot EDMT EDBT + EDMT \cdot EDMT + P_0 \cdot EDBT$$

$$VAD = P_0 \cdot (EDMT EDBT + EDMT \cdot EDMT + EDBT)$$

Ello debido a que la expresión entre paréntesis debería equivaler a la energía distribuida total a la entrada de la red de la distribuidora.

En consecuencia, este Consultor considera que el cargo por uso de red a consumidores calificados debe surgir del cálculo integral de la estructura tarifaria, no siendo necesario la formulación introducida. En relación a esta formulación, se considera que es necesaria su revisión con el fin de eliminar la inconsistencia señalada.

3.11.2 Análisis de Quantum

El cargo por uso de la red de los consumidores calificados, debería ser el mismo que para aquellos usuarios que tengan las mismas características y estén encuadrados en la categoría equivalente dentro de la empresa, donde los costos por compra de energía y potencia se encuentran en la tarifa que el usuario le paga a la empresa distribuidora.

Los cargos a aplicar al consumidor calificado deben considerar el VAD y el costo por pérdidas por energía y potencia vinculados al consumo que estos consumidores calificados tienen. Estos costos

deben ser similares a los que pague aquel usuario que puede ser consumidor calificado, pero se mantiene como cliente de la empresa distribuidora.

3.12 BAR Bruta de los activos no eléctricos (Art. 69 y 76)

3.12.1 Análisis de la ENEE

En los artículos 69 y 76 establece que la BAR Bruta de los ARNE se determina como porcentaje de la BAR Bruta de los ARE. Luego en los artículos 98 a 104 establece algo distinto.

Debería aclararse en el RT el procedimiento para determinar la base bruta de los ARNE. También si lo referido en los artículos 98 a 104 se refiere solo a ARE.

Artículo 69: Menciona que el valor de los activos no eléctricos (ARNE) es determinado mediante la aplicación de un porcentaje sobre el valor de los Activos Eléctricos que conforman la BAR bruta. Esto es válido para el valor bruto de los ARNE, pero no dice nada como se determina el valor neto. No puede interpretarse como el mismo porcentaje sobre el valor neto de los ARE porque las vidas útiles de ambos conjuntos son muy distintas. Se debe aclarar al respecto. Luego, en los Artículos 98 a 104 establece algo distinto. Entendemos debería aclararse.

Artículo 76: Establece que el Costo de los Activos Regulatorios No Eléctricos (ARNE) será determinado como un porcentaje de los Activos Regulatorios Eléctricos (ARE) que conforman la BAR Bruta. También que ese porcentaje resultará de un estudio específico, si bien en el Artículo 195 se establece que para el primer estudio este porcentaje será del 4.5%. Sin embargo, no dice nada respecto de la BAR Neta la cual, dado que los ARNE tienen una vida útil muy distinta que los ARE, no sería lógico aplicar el mismo porcentaje. No queda claro cómo proceder en este caso. Se solicita se aclare este punto.

Artículos 97 a 104: En estos artículos se establece como se deben valorar los activos eléctricos, los terrenos, las edificaciones, vehículos, muebles, software e inventario. Esto debe compatibilizarse con lo establecido para determinar el valor de los activos integrantes de la BAR bruta y neta según los Artículos 73 a 80.

3.12.2 Artículos involucrados en la observación

“Artículo 69. *Los Activos Regulatorios se clasifican, según su función, en:*

- a. *Activos Regulatorios Eléctricos (ARE), y*
- b. *Activos Regulatorios no Eléctricos (ARNE).*

Los Activos Regulatorios Eléctricos (ARE) forman parte de la infraestructura de transmisión y distribución de energía eléctrica y su función está directamente asociada a la prestación del servicio considerado. Los activos de este grupo incluyen: líneas, equipos de subestaciones, transformadores, equipos de medición, entre otros.

El valor de dichos activos se determina a partir de la conformación y valuación de Unidades Constructivas (UC). Los Activos Regulatorios No Eléctricos (ARNE) son activos que no hacen parte de la infraestructura de distribución y transmisión de energía eléctrica, pero que son requeridos para

cumplir con la prestación del servicio. Los activos de este grupo son: edificios (sedes administrativas, depósitos, talleres, entre otros.) maquinaria y equipos (grúas, vehículos, herramientas, entre otros.) equipos de cómputo, equipos de comunicaciones y software.

El valor de estos activos es determinado mediante la aplicación de un porcentaje sobre el valor de los Activos Eléctricos que conforman la BAR bruta.

Artículo 76. *El costo de los Activos Regulatorios No Eléctricos será determinado como un porcentaje del costo de los Activos Regulatorios Eléctricos que conforman la BAR Bruta. Dicho porcentaje será calculado a partir de datos resultantes del estudio a desarrollar por la firma indicada en el Artículo 72.*

Artículo 72. *La inclusión de los activos en la BAR requiere de un informe de evaluación respecto del uso, función y atribuciones de los activos, que la CREE deberá contratar con firmas especializadas en la materia.”*

“CAPÍTULO 10. VALUACIÓN DE TERRENOS, EDIFICIOS Y OBRAS CIVILES

Artículo 98. *Los terrenos se valuarán actualizando los valores contables por un índice general de precios.*

Artículo 99. *A los terrenos les corresponde la aplicación de un IA, que representa el porcentaje del terreno afectado a las actividades de distribución de energía eléctrica. El IA se determina como el cociente entre el área efectivamente utilizada (incluyendo área de seguridad, estacionamiento, maniobras, entre otros) y la superficie total del terreno. De forma justificada, la CREE puede reconocer cierto porcentaje de índice de aprovechamiento como área de reserva operacional, para potenciales incrementos en la escala de operación, como así también espacio verde necesario para la prestación del servicio.*

Artículo 100. *El aprovechamiento del terreno debe ser verificado mediante inspecciones o visitas de campo.*

Artículo 101. *El VNR de las edificaciones se obtiene a partir de costos unitarios de construcción predefinidos y correspondientes a cada uno de los elementos que componen una Unidad Constructiva.*

CAPÍTULO 11. VALUACIÓN DE VEHÍCULOS, MUEBLES Y SOFTWARES E INVENTARIO

Artículo 102. *Los activos correspondientes a las categorías vehículos, muebles, y software, deben ser valuados con el método del valor contable actualizado.*

Artículo 103. *La verificación de la existencia de las unidades físicas de vehículos y muebles puede realizarse por muestreo o por inspección de campo.*

Artículo 104. *Para los activos vinculados a la operación y mantenimiento de máquinas, instalaciones y equipos necesarios para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica, se considerará el valor del stock promedio de los últimos doce meses, con relación a la Fecha de Referencia, de materias primas, materiales, y compras en curso.”*

“Artículo 195. Porcentaje de ARNE. Para el primer Cálculo Tarifario, el porcentaje a reconocer como costo de los ARNE será 4.5% de la BAR Bruta de los ARE.”

3.12.3 Análisis de Quantum

El **artículo 69 del RT**, respecto de los Activos Regulatorios No Eléctricos, dice:

*“Los Activos Regulatorios No Eléctricos (ARNE) son activos que no hacen parte de la infraestructura de distribución y transmisión de energía eléctrica, pero que son requeridos para cumplir con la prestación del servicio. Los activos de este grupo son: edificios (sedes administrativas, depósitos, talleres, entre otros.) maquinaria y equipos (grúas, **vehículos**, herramientas, entre otros.) equipos de cómputo, equipos de comunicaciones y **software**.”*

El valor de estos activos es determinado mediante la aplicación de un porcentaje sobre el valor de los Activos Eléctricos que conforman la BAR bruta”.

El **artículo 102 del RT** dice: *“Los activos correspondientes a las categorías **vehículos**, muebles, y **software**, deben ser valuados con el método del valor contable actualizado.”*

En consecuencia, entendemos que uno de los artículos debe ser reformulado, evitando la presencia de vehículos y software en ambos textos.

De acuerdo a nuestro modo de ver, la forma de incorporar en la base regulatoria a los activos no eléctricos, sería la siguiente:

Para establecer la base bruta de activos no eléctricos, **para el 1er ciclo tarifario**, estamos de acuerdo con el criterio de inclusión como un porcentaje del valor del activo bruto eléctrico. Con respecto al porcentaje y su determinación (**aunque el art 195 del RT ya lo define en 4.5% de la BAR Bruta de los ARE**), hubiéramos sugerido dos alternativas:

- Ver qué porcentaje representa el activo no eléctrico respecto del activo eléctrico en los estados contables de la empresa distribuidora bajo análisis (en este caso la ENEE). Es decir, el cálculo debe considerar ambos tipos de activo valuados de igual manera.
- A partir de las empresas de referencia de la muestra a utilizar con fines de evaluación de costos eficientes, incobrables y pérdidas no técnicas, de encontrarse disponible la información de activos (**con la apertura necesaria para el cálculo buscado**), ver qué porcentaje representa el activo no eléctrico respecto del eléctrico.

Para los siguientes ciclos tarifarios, ya no es necesario recurrir a porcentajes, ya que:

- Si en la base blindada existiera identificación de los activos por rubro (vehículos, muebles, etc.), entonces sí podría aplicarse lo indicado en el art. 102 como criterio de actualización de esos activos para los siguientes ciclos tarifarios.
- Lo que esté en la base blindada se irá depreciando de acuerdo a su vida útil remanente y tasa propia de depreciación, o eventualmente se dará de baja en forma anticipada, saliendo de la base blindada.

- Los nuevos activos no eléctricos se irán incorporando en la base regulatoria a partir de los planes de inversiones que en cada ciclo presente la distribuidora (dentro del plan de negocios) y una vez transcurrido el periodo, a partir de la verificación del cumplimiento del plan por parte de la CREE en oportunidad de cada revisión tarifaria para considerarlo en la nueva base blindada formando parte de las inversiones prudentes aceptadas.

Como puede observarse, ya no se requiere el cálculo de porcentajes.

3.13 BAR Neta de los activos no eléctricos (Art. 76)

3.13.1 Análisis de la ENEE

El RT no trata este tema, solo el de la BAR bruta de los ARNE en el Artículo 76. Se propone adoptar la relación entre BAR Neta y Bruta del último balance para los ARNE.

3.13.2 Análisis de Quantum

Con respecto a su **valor neto**, consideramos apropiado tomar directamente el porcentaje de depreciación que presenten estos activos en la contabilidad de la empresa distribuidora (en este caso de la ENEE).

3.14 Determinación de la BAR Neta (Art. 82)

3.14.1 Análisis de la ENEE

En el Artículo 82 se especifica que la BAR Neta se determina sobre la base de un estudio de muestreo usando las ZDT a fin de determinar la vida útil remanente de los activos de la base.

No queda claro como un muestreo basado en las ZDT, definidas usando las variables definidas en el RT, pueda ser usando para definir vidas útiles remanente de los activos. Debería aclararse este tema.

Artículo 82. La BAR Neta es determinada a partir de las fases c) y d) del procedimiento definido en el Artículo 78. Para determinar la BAR Neta es necesario tomar en consideración la esperanza de vida de los activos, la vida útil normativa y la edad de los mismos. Para ello, la Empresa Distribuidora debe presentar un estudio de muestreo, con base en las ZDT, a los fines de determinar la Vida Útil Remanente de los activos incorporados en la base. No obstante, el Artículo 77 prevé un procedimiento algo distinto.

No se entiende la razón por la cual un muestreo tomando como base las ZDT puede ser representativo siendo que en la definición de las zonas en ningún momento participa alguna variable relacionada con la edad de los activos o algo similar. Por otro lado, existe alguna contradicción pues en algún punto se especifica que hay que tener en cuenta el estado y condición de los activos y su vida útil para determinar su vida útil residual. En cambio, aquí se menciona la edad de los mismos. Es evidente que existen activos que por su edad pueden haber llegado al fin de su vida útil pero no así en base a su estado y condición.

3.14.2 Artículos involucrados en la observación

Artículo 82. La BAR Neta es determinada a partir de las fases c) y d) del procedimiento definido en el Artículo 78. Para determinar la BAR Neta es necesario tomar en consideración la esperanza de vida

de los activos, la vida útil normativa y la edad de los mismos; para ello, la Empresa Distribuidora debe presentar un estudio de muestreo, con base en las ZDT, a los fines de determinar la Vida Útil Remanente de los activos incorporados en la base.”

3.14.3 Análisis de Quantum

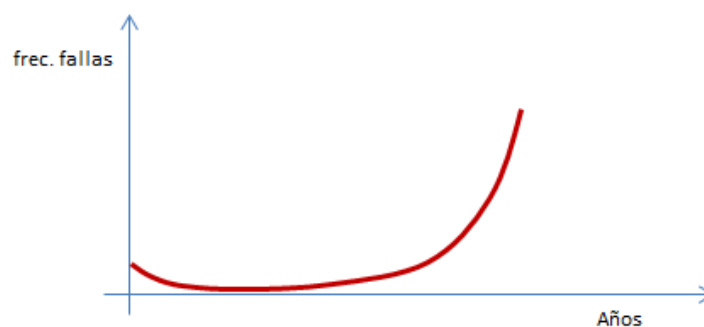
Este punto pierde importancia a partir del momento que toda la base de activos para el primer ciclo se va a estar reconociendo con un valor promedio del 50% depreciado. Para hacer una diferenciación por tipo de activos, en caso de no tener la fecha de alta de los mismos, tal vez lo conveniente es ver el grado de depreciación, por tipo de activo, que presentan en la contabilidad y ajustar ese parámetro para que en el conjunto se llegue al 50% de depreciado.

Si no estuviera establecido en el RT un porcentaje de depreciación promedio para los activos existentes, el establecimiento del estado de los activos, el grado de depreciación y vida útil remanente, puede surgir a partir de distintos enfoques, entre ellos la evaluación por parte de peritos expertos en redes de distribución.

De acuerdo a las metodologías investigadas, hoy en día una de las opciones que podría en el día de mañana aplicarse, se basa en el análisis del estado de los activos a partir de la estadística de falla de los mismos registran. Algo que, de disponerse de información sobre toda la red, permitiría evitar un análisis muestral con extrapolación de resultados al conjunto, cuyo error de estimación no resulta factible de establecer. Este tipo de metodología puede aplicarse a todos los activos de la red que cuenten con estadística de falla, a saber: redes de MT, transformadores MT/BT y redes de BT.

La metodología mencionada correlaciona la vida del bien con la tasa de falla que registra. Estudios realizados a nivel mundial concluyen que existe una alta correlación entre el estrés mecánico/eléctrico/térmico al que son sometidos los materiales y su vida útil. El mayor o menor grado de estrés al que son sometidos es determinante del envejecimiento del material y de la confiabilidad en la red. Es por ello que hoy en día hay estudios realizados en tal sentido que han permitido la construcción de perfiles que relacionan la frecuencia de falla de los equipos con la duración (vida) de los mismos.

El perfil de falla de un equipo a lo largo de su vida útil esquemáticamente es el siguiente:



El perfil de frecuencia de falla de un equipo, refleja la existencia de distintas causas que originan fallas, las cuales se pueden resumir en:

1. Causas vinculadas al diseño, que provocan fallas al comienzo de la vida del activo (problemas en la instalación, error de fabricación, etc.)
2. Causas aleatorias (tormentas, accidentes, mala operación, etc.)
3. Causas que generan desgaste (deterioro natural y/o mantenimiento pobre)

La aplicación de esta metodología, requiere del procesamiento de un gran volumen de datos, pero, si los registros de fallas están disponibles, los especialistas concluyen que el resultado que se alcanza es bastante preciso.

El método permite estimar la vida que los activos tienen independientemente de la fecha de entrada en operación, capturando la vida “equivalente” que tienen fruto del mayor o menor mantenimiento recibido y de las condiciones ambientales y esfuerzos eléctricos a los que han sido sometidos

En el caso de las Estaciones AT/MT, el equipo más relevante es el transformador. Estudios concluyen que a partir de un análisis del aceite es posible evaluar la vida económica del equipo. La parte sólida de la aislación de un transformador en baño de aceite es la que debe resistir las sollicitaciones mecánicas a las que éste se ve sometido a lo largo de su vida útil (fundamentalmente esfuerzos electrodinámicos originados por cortocircuitos externos).

Esta parte sólida de la aislación es papel (celulosa), un polímero cuya resistencia mecánica depende del grado de polimerización (DP) o longitud de las cadenas de glucosa que constituyen sus moléculas.

Esta longitud, se va degradando acumulativamente con el transcurso del tiempo a una velocidad inversamente proporcional a la temperatura de operación, hasta reducirse a valores a los que el papel ha perdido ya toda resistencia mecánica, no pudiendo en consecuencia cumplir ya adecuadamente una de sus funciones básicas.

Dado que por tal razón la vida de un transformador no es sino la de su aislación sólida, midiendo el grado de polimerización (DP) del papel de la aislación se puede conocer, con bastante precisión, su vida remanente. Es además conocida la correlación entre el DP del papel y el nivel de furanos en el aceite del transformador, ya que los furanos son precisamente producto de la descomposición de las moléculas de glucosa que se liberan al cortarse las cadenas de celulosa. Esto posibilita, mediante un análisis químico, determinar el estado de la aislación de cada unidad.

Finalmente, el otro tipo de activos relevantes en una red de distribución son los medidores, donde la determinación de la vida útil y la remanente podría evaluarse a partir de la estadística de altas y bajas que disponga la empresa para las distintas tecnologías presentes en los equipos (electromecánicos y electrónicos).

3.15 Valuación de las instalaciones eléctricas

3.15.1 Análisis de Quantum

El capítulo 9 (que en el RT dice 96) hace referencia a la valuación de los ARE.

El título del capítulo dice “VALUACIÓN DE MÁQUINAS Y EQUIPOS” cuando en realidad por el detalle que se menciona, es abarcativo de los distintos componentes de red del distribuidor (ya que se incluyen las redes y transformadores, además de los equipos y máquinas), por lo que correspondería hablar de “VALUACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA”

Dentro del capítulo 9, el artículo 97 plantea el método de valuación. Al respecto indicamos lo siguiente:

Respecto de la valorización de las unidades constructivas, base del cálculo del VNR a utilizar para la fijación de tarifas, consideramos que se debe eliminar toda posibilidad de trasladar ineficiencias a las mismas, minimizando para ello los costos a determinar como “...porcentajes obtenidos del análisis de la totalidad de los proyectos ejecutados por la Empresa Distribuidora” (artículo 97, literales b y c).

Un punto importante es tener claridad en el alcance dado a “Unidad Constructiva”. Se desconoce hasta el momento qué interpreta la ENEE como Unidades Constructivas:

Si las define a nivel de componentes de red (líneas de BT, líneas de MT, subestaciones MT/BT y acometidas y medidores), valorizando UUCC tales como:

- Un kilómetro de línea rural trifásica de 13,8 kV con conductores desnudos de aleación de aluminio de 50 mm² sobre apoyos de madera.
- Una subestación transformadora biposte trifásica 13.8/0.11 kV de 250 kVA sobre estructura de concreto completa.
- Un kilómetro de línea urbana monofásica con conductores preensamblados de aluminio de 2x25 mm² sobre apoyos de concreto.
- etc.

O si, por el contrario, y como sería de desear para permitir una mayor precisión en la determinación de costos, las define a nivel de conjuntos o tipos constructivos necesarios para el armado de los componentes de red antes citados, valorizando UUCC tales como:

- Un apoyo de alineación (o terminal, o de desvío, etc.) de madera de MT para línea trifásica rural de 3x50 mm².
- Un kilómetro de cable subterráneo aislado en XLPE para 13,8 kV de 3x185 mm² de cobre con sus protecciones tendido en acera a 1,3 m de profundidad.
- Una estructura monoposte de concreto para transformadores de hasta 63 kVA, incluyendo seccionadores fusibles de MT, pararrayos y elementos de puesta a tierra.
- etc.

De ser esta última la filosofía adoptada, valen las siguientes reflexiones:

a. EP, Equipamientos principales

Estos equipos (entendemos que para subestaciones deberían comprender como mínimo los transformadores, pararrayos, seccionadores y demás equipamiento eléctrico, y para líneas los postes, conductores, aisladores, etc.) deben ser taxativamente determinados y cubrir la mayor cantidad posible de componentes, de manera de minimizar la imprecisión del cálculo.

b. COM; Componentes Menores

De definirse las UCC a nivel de tipos constructivos no es necesario dividir los materiales en **Equipamientos Principales** y **Componentes Menores**, ya que es de esperar que la ENEE dispone de planos de sus típicos constructivos normalizados, cada uno con su respectivo listado de materiales, que puede en consecuencia ser valorizado al detalle a partir del banco de precios unitarios.

c. CA, costos adicionales

Respecto de éstos, creemos conveniente una mayor apertura, de manera de acotar sobrecostos por ineficiencia.

Creemos que se deberían al menos valorizar por separado los restantes costos directos (fundamentalmente fletes y costo de montaje) y los distintos costos indirectos a reconocer.

Para los costos de montaje la ENEE debería informar, según sea su modalidad de construcción de obras (con personal propio o por contrato):

- la composición de las cuadrillas que utiliza para ejecutar cada tipo de tarea típica con sus respectivos rendimientos, de manera de poder valorizarlos con los costos horarios locales de mano de obra y de equipos, o
- Los costos típicos de sus Contratistas para cada tarea típica

De esta manera se podrían comparar los costos de la ENEE con los de empresas homólogas de otros países de la región y detectar posibles ineficiencias.

Respecto de los costos indirectos (gastos generales y beneficio de los contratistas, costos de ingeniería básica y de detalle, costos de inspección de obra, costos administrativos de la ENEE, etc.), éstos están bastante estandarizados entre las empresas distribuidoras de otros países de la región, lo que facilitaría la auditoría de lo que presente la ENEE.

d. IOC, (Intereses por Obra en Curso)

Respecto de los **IOC**, creemos más conveniente no utilizar la Tasa de Actualización (*Tasa anual de costo del capital, determinada por la CREE, que se usa para el cálculo de las tarifas*, según las definiciones), que es una tasa que refleja (artículo 130) la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar (al del negocio de distribución eléctrica) en el país, sino la tasa propuesta en el artículo 40 para pagos con mora (tasa de interés activa del sistema bancario nacional publicada por el Banco Central de Honduras), que refleja más cabalmente el real costo financiero del constructor de la obra.

3.16 Ajuste de las BAR Bruta y Neta a la fecha de referencia (Art. 90)

3.16.1 Análisis de la ENEE

El Artículo 90 - Punto c. Especifica que las bases de activos bruta y neta debe ser ajustadas por índices generales de precios para estar expresadas en unidades monetarias homogéneas a la Fecha de Referencia. También se hace referencia a ello en el párrafo final del Artículo 86 y en Artículo 91.

Lo especificado es muy general e indefinido.

En primer lugar, en la práctica esto resulta imposible pues al momento de realizar los estudios no se conocen los índices generales de precios a la Fecha de Referencia (fecha de inicio del nuevo ciclo tarifario).

En segundo lugar, ¿que son índices generales de precios?

Como suele ser usual habría que utilizar índices desplazados un año respecto de la fecha de referencia. Nuestra propuesta es que las BAR Bruta y Neta blindadas, en cuanto a precios, sean ajustadas aplicando a los activos los precios unitarios actualizados según los prevé el Artículo 95. Consideramos esto debe quedar claro en el RT no solo para su aplicación en el primer cálculo tarifario sino en los siguientes, a fin de evitar el uso de criterios distintos en cada caso. De utilizar índices de precios debe quedar claro a que índices se refiere y la fuente.

Nuestra opinión es que las BAR Bruta y Neta blindadas, en cuanto a precios, deben ser ajustadas aplicando a los activos ajustados los precios unitarios actualizados según los prevé el Artículo 95.

Consideramos esto debe quedar claro en el RT no solo para su aplicación en el primer cálculo tarifario sino en los siguientes, a fin de evitar el uso de criterios distintos en cada caso.

3.16.2 Artículos involucrados en la observación

“Artículo 90. Las bases de activos bruta y neta deben ser ajustadas por índices generales de precios para estar expresadas en unidades monetarias homogéneas a la Fecha de Referencia.”

3.16.3 Análisis de Quantum

En el artículo 95 se especifican los índices de precios que deben utilizarse para actualizar la BAR a la fecha de referencia.

“Artículo 95. La actualización de los costos de las Unidades Constructivas se realizará mediante un índice que considera la evolución de:

- *Índice de Precios al Consumo*
- *Evolución del tipo de cambio*
- *Costo del cobre*
- *Costo del aluminio*

La formulación matemática de la paramétrica de ajuste del valor de las Unidades Constructivas es la siguiente:

$$FAUC = \partial_1 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + \partial_2 \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_3 \times \frac{IPcu_t}{IPcu_0} \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_4 \times \frac{IPal_t}{IPal_0} \times \frac{TC_t}{TC_0}$$

Donde:

FAUC : Factor de ajuste del valor de las Unidades Constructivas.

∂_1 : Coeficiente de participación de los insumos domésticos en el factor de ajuste de las Unidades Constructivas

∂_2 : Coeficiente de participación de los insumos importados en el factor de ajuste de las Unidades Constructivas

∂_3 : Coeficiente de participación del cobre en el factor de ajuste de las Unidades Constructivas

∂_4 : Coeficiente de participación del aluminio en el factor de ajuste de las Unidades Constructivas

IPC_t : Índice de precios al consumo del período *t*

IPDC₀ : Índice de precios al consumo del período base (0)

TC_t : Tipo de cambio del período *t*

TC₀ : Tipo de cambio del período base (0)

IPcu_t : Índice de precios del cobre del período *t*

IPcu₀ : Índice de precios del cobre del período base (0)

IPal_t : Índice de precios del aluminio del período *t*

IPal₀ : Índice de precios del aluminio del período base (0)

Las ponderaciones de cada índice en la fórmula serán aprobadas por la CREE con base en una propuesta presentada por la Empresa Distribuidora.”

Considerando que la fecha de referencia es la fecha de publicación del nuevo cuadro tarifario, coincidimos con la observación realizada por la consultora de la ENEE en cuanto a que los valores de esos índices se desconocen al momento de realizar el estudio. En general los estudios definen un año base y la fecha de referencia (para valuación de activos y costos), la cual suele ser diciembre de ese año base. Esto da certeza sobre los montos con los cuales se hace todo el cálculo tarifario y luego queda librado a la fórmula de ajuste del VAD la actualización de la tarifa a lo largo del tiempo y por ende la de los componentes que se encuentran contenidos en ella, inclusive con este mecanismo se reexpresan los cargos tarifarios a fecha de publicación del cuadro tarifario inicial de cada ciclo tarifario.

Por otro lado, consideramos y es nuestro entender que el Artículo 90 debería estar dentro del CAPITULO 7 – VALUACIÓN DE LA BASE BLINDADA.

3.17 Costo de capital reconocido en tarifas de distribución

3.17.1 Análisis de Quantum

De acuerdo a lo establecido en la LGIE, en su art 21 indica (se colocan los párrafos de interés):

CÁLCULO DE COSTOS. El cálculo de los costos de generación, transmisión, operación y distribución se sujetará a lo siguiente:

D. CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN. El Valor Agregado de Distribución (VAD) de cada distribuidora se calculará suponiendo una empresa modelo eficiente operando en el mismo entorno que la empresa real, e incluirá los siguientes componentes:

II. Las anualidades de las inversiones de distribución, calculadas con base en el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones, su vida útil, y la tasa de actualización establecida; y,

La definición dada en la LGIE supone el reconocimiento de una anualidad. La anualidad se corresponde con la existencia de cuotas constantes a lo largo de la vida útil del activo regulatorio.

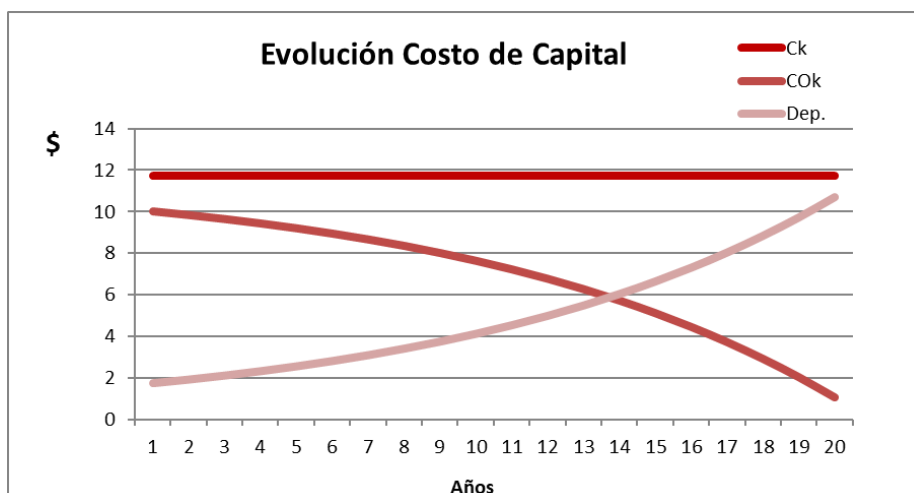
En fórmula:

$$CK = AFB \times FRC$$

Donde:

- CK: Costo de capital del activo regulatorio
- AFB: Valor bruto del activo regulatorio (valorizado según metodología correspondiente)
- $FRC = TA / (1 - 1/(1 + TA)^n)$
- TA: Tasa de actualización
- n: vida útil del activo o conjunto de activos

En el siguiente gráfico se ilustra el comportamiento del costo de capital calculado a partir del AFB y el FRC.



Puede observarse que independientemente de la vida útil transcurrida del activo, siempre el costo de capital es una cuota constante (anualidad). En su composición, hay un aumento en el tiempo de la depreciación económica del activo (Dep.) y una disminución del costo de oportunidad del capital (COk) al irse depreciando el bien, sin embargo, la suma siempre da un valor constante.

Esta metodología de determinación del costo de capital, es aplicada por ejemplo en países como Chile, Perú y Argentina.

Cuando se analiza el RT, se observa que los artículos que refieren al costo de capital por reconocer, plantean una metodología que no responde al espíritu de la LGIE. Lo mencionado se encuentra en los artículos 31 y 41.

A partir de lo indicado en el RT, dado un activo regulatorio, su costo de capital resulta lo siguiente:

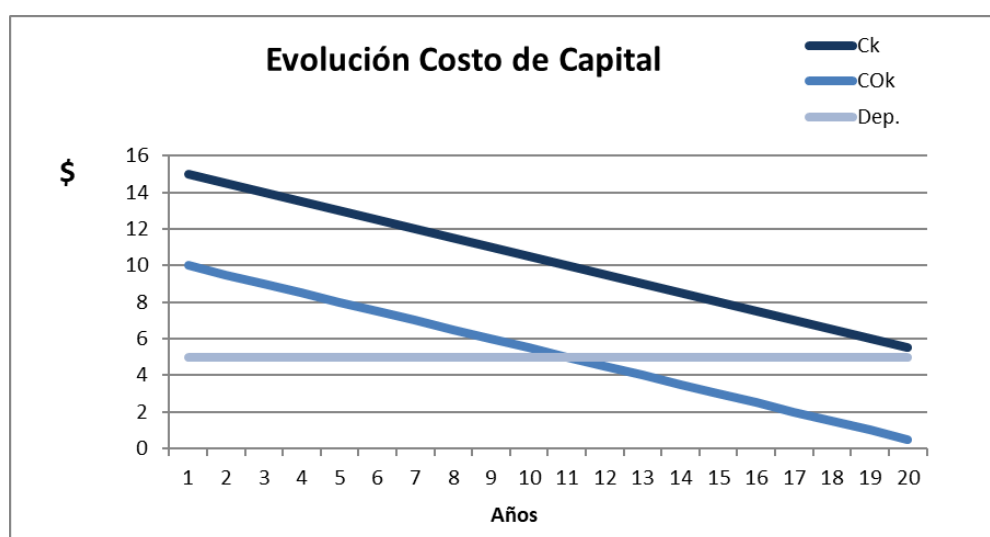
En fórmula:

$$CK = AFN \times TA + AFB \times TasaDep$$

Donde:

- CK: Costo de capital del activo regulatorio
- AFB: Valor bruto del activo regulatorio (valorizado según metodología correspondiente)
- AFN: Valor neto o depreciado del activo regulatorio
- Tasa: Tasa de actualización
- TasaDep = $1 / n$
- n: vida útil del activo o conjunto de activos

Gráficamente:



En función de lo planteado en el RT, lo que se reconoce es un costo de capital que linealmente se va reduciendo a lo largo del tiempo, a medida que se deprecia el activo regulatorio. Este método de cálculo del costo de capital es el aplicado en Brasil.

Los métodos, aunque arrojan un costo de capital diferente (si se hiciera una comparación año por año), puede demostrarse que el valor presente del costo de capital generado por ambos métodos es igual, y además igual al capital invertido.

3.18 Vidas útiles regulatorias

3.18.1 Análisis de Quantum

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 201 del RT, para el 1er ciclo tarifario se ha establecido las vidas útiles a considerar para determinados tipos de activos, a saber:

- a. Transformadores de Distribución: 28 años
- b. Redes y Líneas de Distribución: 28 años
- c. Sistemas de Medición: 22 años
- d. Infraestructura y Equipamiento de Administración y Distribución: 15 años
- e. Intangibles (estudios): 5 años

De acuerdo a comparaciones que Quantum ha podido realizar en relación a vidas útiles regulatorias reconocidas en otros países de la región, los valores establecidos son razonables, salvo el caso de “Sistemas de Medición”. Asumimos que los “Sistemas de medición” abarcan los típicos constructivos tanto de medidores como de acometidas. En otros países de la región para este conjunto de activos suele reconocerse una vida útil entorno a los 18 años. Cabe destacar en el caso particular de los medidores que hay una brecha en vida útil entre aquellos electro-mecánicos (20 a 25 años) y los electrónicos (10 a 15 años).

Debería aclararse qué abarca “Infraestructura y Equipamiento de Administración y Distribución”. Por otra parte, algunos activos por ver donde se encuadran o a los que debe generárseles un rubro y asignación de vida útil, son los siguientes (se coloca entre paréntesis una vida sugerida):

- Equipos de protección y maniobra (20 a 25 años)
- Equipos de laboratorio (10 años)
- Equipos de comunicación (5 – 7 años)
- Equipos informáticos (5 – 7 años)
- Vehículos (5 – 10 años según vehículo)
- Edificios (50 años)
- Terrenos (0 años)

3.19 Índice de Aprovechamiento de transformadores (Art. 91)

3.19.1 Análisis de la ENEE

El Artículo 91, punto d propone, como una medida de la prudencia en las inversiones realizadas, calcular un Índice de Aprovechamiento (IA) para los transformadores de distribución.

No se comprende porque solo aplica a transformadores y no al resto de inversiones, excepto por una facilidad de cálculo. Tampoco si se aplica solo a los transformadores incorporados en el anterior ciclo tarifario o a todos los existentes en a la fecha.

Luego, una vez determinado el factor IA, no queda claro cómo se aplica. Tampoco, en caso de aplicarse solo a los transformadores incorporados en el anterior ciclo tarifario, si esto es válido solo para el nuevo ciclo tarifario o se extiende en el tiempo.

Qué pasaría si resulta IA mayor que 1.0?

Creemos hay que revisarlo o eliminarlo. La posibilidad de que la empresa se sobre invierta en transformadores es muy poco probable dado que ello le ocasionaría un incremento de pérdidas en el hierro no reconocidas.

Artículo 91, punto d: Como una medida de la prudencia en las inversiones realizadas propone calcular un Índice de Aprovechamiento (IA) para los transformadores de distribución (no queda claro si a todos los de la Base Blindada o solo a los incorporados en el anterior ciclo tarifario). Pretende, al parecer, tratar de evitar que la ED se sobre invierta. En primer lugar, no se comprende porque solo aplica a transformadores y no al resto de inversiones, excepto por una facilidad de cálculo. Tampoco si se aplica solo a los transformadores incorporados en el anterior ciclo tarifario o a todos los existentes en a la fecha.

En segundo lugar, una vez determinado el factor IA, no queda claro cómo se aplica. Tampoco, en caso de aplicarse solo a los transformadores incorporados en el anterior ciclo tarifario, si esto es válido solo para el nuevo ciclo tarifario o se extiende en el tiempo. Qué pasaría si la empresa coloca transformadores muy ajustados que den como resultado un IA mayor que 1.0, con lo cual se le estaría reconociendo una inversión mayor a la efectivamente realizada?

Hay que analizar el efecto que este factor IA pueda tener en la política de inversiones de la ED en cuanto a transformadores de distribución.

Creemos hay que revisarlo o eliminarlo. La posibilidad de que la empresa se sobre invierta en transformadores es muy poco probable dado que ello le ocasionaría un incremento de pérdidas en el hierro no reconocidas.

3.19.2 Artículos involucrados en la observación

“Artículo 91. Punto d. Índice de aprovechamiento (IA). A los efectos de analizar el cumplimiento del criterio de prudencia en las inversiones realizadas, a los transformadores de distribución se aplica el IA. El IA surge del producto entre el factor de uso de cada transformador, por la expectativa de crecimiento de la carga de dicho transformador.”

3.19.3 Análisis de Quantum

De acuerdo a lo establecido en el art. 91 inc. d, la capacidad a reconocer en transformación resulta de afectar la potencia total instalada por un índice de aprovechamiento.

$$IA = ECC \times FUS \times 100$$

Donde:

$$FUS = DM / PTI$$

DM: Demanda máxima del transformador

PTI: Potencia total instalada

$$ECC = (1+TCA_1) \times (1+TCA_2) \times \dots \times (1+TCA_{10})$$

ECC es el crecimiento estimado de la carga para los próximos 10 años

TCA es la tasa de crecimiento anual de la carga del transformador

Con respecto a la tasa de crecimiento a considerar, la misma debería ser la tasa de crecimiento vertical que se esté previendo tener en el área servida (o sub área donde se encuentre el transformador bajo análisis). Es conveniente efectuar la discriminación entre crecimiento vertical y crecimiento horizontal de la demanda, de manera que el crecimiento vertical sea aquel determinante de la necesidad de capacidad de las instalaciones existentes, mientras que el crecimiento horizontal debería atenderse a través del plan de inversiones con incorporación de nuevos centros de transformación.

La posibilidad de que en el periodo de proyección surjan transformadores con un IA > 1 (mencionado por la ENEE) es un indicador que dicho transformador debe ser reemplazado por otro de mayor capacidad o que en el banco de transformación se deban agregar nuevos transformadores.

La revisión de la capacidad a reconocer en transformación debería realizarse en cada ciclo tarifario, habilitando así, en la base que se vaya blindando, la posibilidad de que estos equipos tengan cambios a lo largo del tiempo en materia de reconocimiento, como así también en bajas, altas y ampliaciones (en el plan de inversiones que presente la empresa).

Debe aclararse que tanto DM como PTI deben estar expresados en KVA, por lo tanto, si DM estuvo pensado en kW, habría que dividirlo por un coseno phi (valores usuales 0.85 ó 0.90). Por lo tanto, el IA debería responder a la siguiente formulación:

$$IA = ECC \times FUS \times 100 = ECC \times DM / \text{Coseno phi} / PTI \times 100$$

3.20 Actualización de costos de las UC (Art. 95)

3.20.1 Análisis de la ENEE

Artículo 95: Para la actualización de los costos de las UC especifica un conjunto de índices de actualización.

El RT debería especificar la fuente de consulta de estos índices y aclarar su aplicación. El identificar las fuentes es importante no solo para un cálculo tarifario sino para todo el proceso de revisión tarifaria a lo largo del tiempo.

3.20.2 Análisis de Quantum

Consideramos apropiado especificar en el RT las fuentes de consulta de los índices de precios y el procedimiento que se utilizará para determinar los índices acumulados a aplicar en la instancia de actualización de costos.

Para el caso del Índice de Precios al Consumo y la Evolución del Tipo de Cambio la fuente a utilizar es la del Banco Central de Honduras (BCH). Considerando la demora con la que normalmente este tipo de datos son publicados, de acuerdo a lo observado en otros mercados lo usual es, si *m* es el mes de publicación del cuadro tarifario o fecha a la cual se quiere efectuar una actualización, el índice a considerar es el del mes *m-2*, siendo que al momento del cálculo se está transitando el mes *m-1*.

Para las componentes de Precio del Cobre y Precio del Aluminio, en caso de no contarse con una fuente propia de consulta, proponemos tomar como referencia lo planteado en el “Informe-Tecnico-503-2019-GRT” de la legislación peruana en la que se indica lo siguiente:

- IPCu: Índice del precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el segundo mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas. Para la obtención de este indicador se tomarán en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. US\$/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú “Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)”.
- IPAl: Índice del precio del aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del segundo mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt’s Metals Daily.

3.21 Definición Deudores Incobrables (Art. 116)

3.21.1 Análisis de la ENEE

El RT menciona el % a reconocer por deudores incobrables.

No se explicita la definición y cómputo de ese %. Se propone definición y procedimiento.

Los costos eficientes por deudores incobrables (**art. 116 del RT**) será un porcentaje anual obtenido a partir de:

- Un porcentaje o punto de partida: valor eficiente determinado como meta en el Cálculo Tarifario precedente (**art. 118 del RT**). Para el primer Cálculo Tarifario será el porcentaje registrado por la empresa en el año inmediato anterior al primer Cálculo Tarifario (**art. 196 del RT**).
- Un porcentaje u objetivo meta. Será el promedio de deudores incobrables del quintil de empresas más eficientes que se considera para el CAOM (**art. 117 del RT**).

- Un sendero de convergencia entre ambos valores, obtenido a partir de la tasa geométrica de crecimiento entre ambos extremos (**art. 119 del RT**).

El RT no indica cómo se calcula el porcentaje de deudores incobrables. Ese porcentaje habitualmente corresponde al porcentaje de clientes con morosidad comprendida entre determinada cantidad de meses (por ejemplo, 48 a 60 meses). Este porcentaje debe ser consistente con la definición empleada en la muestra de empresas de referencia internacional.

Por otro lado, este porcentaje se aplica a la facturación total que incluye VAD y costos no controlables. El primer componente de la facturación se proyecta para el Ciclo Tarifario por lo que se puede determinar ex ante y forma parte del mecanismo de incentivo regulatorio. Sin embargo, el segundo componente debe ser neutral para la empresa distribuidora (art. 151 del RT). Por ello se entiende que este componente debe ajustarse de acuerdo a la evolución del Costo Base de Generación (CBG). Este Consultor entiende que debería desdoblarse los CDI:

- Componente asociado al VAD debe incluirse en P0 tal como lo define el art. 30 del RT y que será ajustado de acuerdo al mecanismo de ajuste del P0 definido en **art. 56 del RT**.
- Componente asociado a costos transferibles debe conformar un P0 específico asociado a estos costos y que será ajustado periódicamente según la evolución de los costos no controlables.

3.21.2 Artículos involucrados en la observación

“Artículo 116. El procedimiento para la determinación del porcentaje de costos eficientes por deudores incobrables a reconocer en el Cálculo Tarifario consta de las siguientes etapas:

- Determinación del punto de partida;*
- Cálculo del porcentaje meta u objetivo de incobrabilidad; y,*
- Definición de la senda de convergencia a la meta.*

Artículo 117. La CREE determinará el porcentaje meta de DI con base en el porcentaje promedio de los tres años previos a la Fecha de Referencia de deudores incobrables de la muestra de empresas distribuidoras de energía eléctrica que se considera para determinar los CAOM. Se considerará como referencia al quintil (20%) más eficiente de la muestra.

Artículo 118. El punto de partida será el valor eficiente definido en el Cálculo Tarifario precedente.

Artículo 119. La convergencia hacia la meta se calculará como la reducción anual que se aplica al porcentaje de incobrabilidad, de manera tal que al finalizar el Ciclo Tarifario se alcance el porcentaje meta.”

3.21.3 Análisis de Quantum

Se sugiere mantener un único porcentaje (anual) a aplicar sobre el requerimiento de ingresos que se proyecte para el quinquenio para la distribuidora. Este porcentaje aplica sobre todo el costo del servicio a reconocer en tarifas, sin discriminar entre VAD y costos no controlables (costos de abastecimiento y transporte). Es decir, evitar el desdoblamiento mencionado por la ENEE.

Metodología para la determinación del porcentaje de deudores incobrables (DI) eficientes. Se describe en el art. 116. Se basa en el porcentaje promedio de los tres años previos a la fecha de referencia de la muestra considerada para determinar los CAOM eficientes. Se toma como referencia el quintil más eficiente. No se define cómo se calcula operativamente el porcentaje, tal como lo menciona la ENEE.

Definida la muestra de empresas de referencias (la cual debe ser consistente con la muestra de empresas que se emplee en los demás módulos que el RT menciona que basan los resultados en una muestra de empresas), es altamente probable que resulte imposible efectuar una discriminación de la morosidad en función de rangos de días de retraso en el pago (parámetro mencionada por la ENEE), por lo que el porcentaje a calcular sugerimos considere los montos de la cuenta “incobrables” por sobre el total de ingresos que informe cada distribuidora de la muestra.

Consideramos adecuado mantener una trayectoria de incobrabilidad a reconocer como está explicitado actualmente en el RT. Es importante entender que la incobrabilidad no necesariamente depende de la capacidad de gestión de la empresa, sino que se ve afectada por la situación socioeconómica del mercado donde opera (variables ambientales), lo que lleva a que en algunos mercados las empresas deban trabajar en conjunto con la autoridad de turno en la implementación de medidas que conduzcan a mitigar la incobrabilidad, algo que también ocurre con otros indicadores de gestión como lo es el combate de pérdidas no técnicas y por ende el nivel de pérdidas.

3.22 Pérdidas a reconocer (Art. 120)

3.22.1 Análisis de la ENEE

En el Capítulo 3, los Artículos 120 a 125 establecen la forma de determinar los porcentajes de PT y PNT a incluir en las tarifas.

Lo definido en el RT tiene algunas imprecisiones que deberían ser corregidas.

En el Artículo 120 creamos la palabra eficientes esta demás. Son definiciones.

El artículo 121 menciona que el valor regulatorio de PT será el porcentaje que surja del BEP establecido en el Artículo 10 inciso d. Lo establecido en el Artículo 10 corresponde a las pérdidas reales para el día de máxima del año previo. No es un valor regulatorio objetivo para el periodo tarifario.

En el artículo 123 debería quedar claro cómo se define el término α_{bench} . No queda claro cómo puede resultar de las referencias internacionales. Se realiza propuesta en 5.3.2.3.

En el artículo 125 hay que multiplicar la formula por 100 para que el resultado sea porcentaje. También convendría aclarar que el valor de PT_{meta} lo es para el final del ciclo tarifario y lineamientos para su especificación. Adicionalmente hay que definir los términos de manera congruente: PT son pérdidas técnicas, no pérdidas totales; PD son pérdidas totales, etc. El artículo solo se refiere a pérdidas técnicas.

5.3.2.3. Pérdidas en la red

De manera similar a los deudores incobrables, los porcentajes de costos eficientes por pérdidas eficientes de energía se obtienen a partir de:

- Un porcentaje o punto de partida: porcentaje de pérdidas totales reales de la empresa al inicio del Ciclo Tarifario, definido como PT_{real} en el art. 125 del RT.
- Un porcentaje eficiente meta (art. 124 del RT). Este porcentaje resulta de la suma de:
 - Nivel regulatorio de pérdidas técnicas obtenido del BEP que debe presentar la empresa de distribución (art. 121 del RT).
 - Nivel meta de pérdidas no técnicas (PNT) según lo establecido en arts. 122 y 123 del RT.
- Un sendero de convergencia entre ambos valores, obtenido a partir de la tasa geométrica entre ambos extremos denominado porcentaje de reducción anual (art. 125 del RT).

De acuerdo al RT el nivel regulatorio de pérdidas técnicas surge del BEP según lo establecido en el art. 10 de dicho reglamento.

Como se ha mencionado en oportunidad de analizar el Artículo 10, este Consultor considera que el BEP allí determinado es, o debería ser, el real del año previo al inicio del ciclo tarifario y debe reflejar la demanda máxima en el año previo a la fecha de referencia. A partir de estas pérdidas y de las obras incluidas en el plan de inversiones, tanto generales como específicas para reducir las pérdidas, se establecerá un valor de pérdidas técnicas objetivo para cada año del ciclo tarifario incluido el ultimo el cual sería el valor objetivo de pérdidas para el fin del ciclo tarifario.

La meta de PNT (art. 123 del RT) surge del promedio ponderado de las PNT reales de la empresa (PNT_{emp}) y las PNT que surge de las empresas de referencia o benchmark (PNT_{bench}) según la siguiente fórmula:

$$PNT_{meta} = \alpha_{bench} \times PNT_{bench} + (1 - \alpha_{bench}) \times PNT_{emp}$$

Siendo:

α_{bench} : Porcentaje de la meta que se define a partir de las referencias internacionales (benchmark) y actúa como ponderador.

Con relación a este ponderador, α_{bench} , el RT no da mayores precisiones sobre su cálculo, en particular cómo debe emplearse la información de las empresas internacionales de referencia para obtenerlo. Puede considerarse como referencia internacional las decisiones tomadas al respecto por otros organismos reguladores, es decir, el porcentaje de reconocimiento en tarifas de las PNT reales de la empresa.

En cuanto a la nomenclatura empleada en el articulado referido se observa cierta confusión entre pérdidas técnicas y pérdidas totales. Aparentemente, la nomenclatura PT denota las pérdidas técnicas (art. 121 del RT). Sin embargo, esta nomenclatura se emplea en el art. 125 para denominar a las pérdidas totales.

Este Consultor considera que las pérdidas totales referidas en el art. 125 deberían denominarse PPD siguiendo la definición establecida en el inciso h del art. 120 del RT. Por otro lado, este Consultor entiende que el valor reconocido de las pérdidas tiene dos componentes cruciales:

- La cantidad de pérdidas reconocidas que depende del porcentaje reconocido (y que fuera analizado en los puntos anteriores) y de las proyecciones de consumo.
- La valorización de este porcentaje, que obedece a los Costos No Controlables. Como se indicó para el caso de los CDI, este componente debe ser neutral para la empresa distribuidora y debe ajustarse periódicamente de acuerdo a la evolución de los Costos No Controlables.

En consecuencia, este Consultor considera que los costos por pérdidas en la red deben ser recogidos en un PO específico que englobe estos costos que deben ser ajustados de acuerdo a la evolución de los costos no controlables.

Artículo 121: Pérdidas Técnicas: Establece que el valor regulatorio de PT será el porcentaje que surja del BEP establecido en el Artículo 10, inciso c.

Como se ha mencionado en oportunidad de analizar el Artículo 10, en primer lugar, el BEP allí determinado es el real del año previo al inicio del ciclo tarifario. A partir de él, y de las obras incluidas en forma específica para reducir las pérdidas del Plan de Negocios, deberá establecerse un valor de pérdidas técnicas objetivo para cada año del ciclo tarifario. Esos valores deberán ser una transición entre los valores reales y el valor objetivo en una situación de régimen. El RT no especifica, ni da lineamientos, respecto a cómo determinar el valor objetivo final ni la transición.

Artículos 122 y 123: Pérdidas No Técnicas: Si bien estos dos artículos se refieren a las PNT no queda claro el procedimiento a seguir.

El Artículo 122 establece como se debe determinar el valor meta de PNT. Hasta allí parecería claro entendiendo como valor meta el valor objetivo de PNT al final del ciclo tarifario. Sin embargo, el Artículo 123 establece una fórmula para determinarlo que utiliza, como insumo el valor determinado en el Artículo 122, al que, al parecer, ahora denomina PNT_{bench} . Por otro lado, en la fórmula introduce un factor α_{bench} que dice que se obtiene de la muestra de empresas internacionales, pero no dice cómo ni que es.

Una interpretación razonable es que el valor objetivo, o meta, como porcentaje es el que se determina de la muestra de empresas internacionales según el Artículo 122. Sería un valor objetivo a largo plazo, no para el final del ciclo tarifario. Luego, en cada año del ciclo tarifario (durante uno o varios ciclos) se definen valores del factor α , que no salen del benchmarking de empresas internacionales, sino de fijar un sendero para pasar de los valores actuales a los valores meta u objetivo. Ese sendero debe tener en cuenta las acciones previstas por la empresa para reducir el porcentaje de PNT, incluidas en el Plan de Negocios.

Se cree se debe aclarar todo el tema relacionado con los porcentajes de PNT a adoptar en el cálculo tarifario.

Artículo 125: Se refiere a como determinar la convergencia hacia los valores objetivo de Pérdidas de Distribución (PD).

Una primera observación es que el contenido del Artículo es inentendible. En primer lugar, habla de PD que, como se ha definido, es la suma de PT y PNT. Sin embargo, en la formula utiliza el término PT que, según se ha definido son pérdidas técnicas, pero para la formula son pérdidas totales. Por otro lado, el valor que calcula lo define como porcentaje cuando en realidad es un valor en p.u. Para que resulte porcentaje habría que multiplicar por 100.

Por otro lado, el valor que define como meta, u objetivo, entendemos lo debe ser solo para el final del ciclo tarifario. Según nuestro criterio debería entenderse:

1. Las pérdidas no técnicas (PNT) tanto reales como objetivo y el sendero de paso de una a otra, son definidas aparte según lo establecen los Artículos 122 y 123.
2. El contenido del Artículo 125 debería referirse solo a pérdidas técnicas (PT) y eliminar las menciones en él a PD y Pérdidas Totales. PT son solo pérdidas técnicas.
3. Debería aclararse en el Artículo 125, tanto la formula como la definición de los términos en ella contenidos.

El Artículo podría redactarse así:

La formulación matemática para la reducción anual de pérdidas técnicas es la siguiente:

$$PRA = \sqrt[5]{\frac{PT_{real\ inicio\ ciclo}}{PT_{meta\ fin\ ciclo}}} - 1$$

Donde:

- PRA: Es el factor anual de reducción de pérdidas técnicas durante el ciclo tarifario. Si se lo multiplica por 100 sería el porcentaje de reducción anual a aplicar.
- $PT_{inicio\ ciclo}$: Es el valor (en p.u. o porcentaje) de pérdidas de técnicas reales existentes al inicio del ciclo tarifario.
- $PT_{meta\ fin\ ciclo}$: Es el valor (en p.u. o porcentaje) de pérdidas técnicas fijadas como meta para el fin del ciclo tarifario.

Luego, los valores resultantes para cada año del ciclo tarifario resultaran de la expresión:

$$PT_i = \frac{PT_{real\ inicio\ ciclo}}{(PRA + 1)^i}$$

Siendo i cada año del ciclo tarifario (i=1, 2, 3, 4 o 5) y por supuesto $PT_5 = PT_{meta\ fin\ ciclo}$

3.22.2 Artículos involucrados en la observación

“Artículo 120. Con el objetivo de estimar los niveles de pérdidas regulatorias eficientes, en megavatio-hora (MWh) y en porcentaje, se definen los siguientes conceptos:

- a. **Energía Vendida – EV.** Representa toda la energía vendida por la Empresa Distribuidora más su consumo propio, excluyendo los Usuarios conectados en AT.
- b. **Energía Entregada - EE.** Energía que circula por el sistema de Distribución con facturación sólo por el Cargo por Uso de las Redes de Distribución, calculada como la suma de la energía entregada a Consumidores Calificados que compran de Empresas Comercializadoras, Empresas Generadoras o Agentes del MER.
- c. **Energía Inyectada. – EI:** Suma de toda la energía inyectada en la red de distribución de la Empresa Distribuidora en los Puntos de Entrega de transmisión (menos la energía exportada para la red de transmisión) más la inyección de generación conectada a la red de distribución de la Empresa Distribuidora (propia o de Usuarios Autoprodutores).
- d. **Punto de Entrega.** Se establece como Punto de Entrega entre la Red de Transmisión y la Red de Distribución la salida de la barra de AT.
- e. **Pérdidas de Distribución – PD** – Diferencia entre la EI y la suma de la EV más la EE, expresada en megavatio-hora MWh.

$$PD = EI - (EV + EE)$$

donde:

PD: Pérdidas en Distribución

EI: Energía Inyectada

EV: Energía Vendida

EE: Energía Entregada

- f. **Pérdidas Técnicas – PT;** Porción de las pérdidas de distribución inherente al proceso de distribución, transformación de tensión y medición de la energía en la red de la Empresa Distribuidora, expresada en megavatio-hora – MWh.
- g. **Pérdidas No Técnicas. – PNT.** Representa todas las demás pérdidas asociadas a la distribución de energía eléctrica, tales como hurtos de energía, errores de medición, errores en el proceso de facturación, usuarios sin lectura de medidores, entre otros. Corresponde a la diferencia entre las PD y las PT.
- h. **Porcentaje de Pérdidas en Distribución – PPD:** porcentaje de pérdidas en la red de la Empresa Distribuidora en relación con la energía inyectada en la red:

$$PPD = \frac{PD}{EI} \times 100$$

Donde:

- PPD: Porcentaje de Pérdidas en Distribución
- PD: Pérdidas en Distribución (en MWh)
- EI: Energía Inyectada en Distribución (en MWh)

Artículo 121. Pérdidas Técnicas. El valor regulatorio de PT será el porcentaje que surja del BEP establecido en el Artículo 10 inciso d. En el caso que la Empresa Distribuidora no presente dicho estudio, la CREE definirá el valor con base a la información disponible.

Artículo 122. El nivel meta de PNT reconocido en tarifas se determinará con base a la muestra de empresas definida en el Artículo 115 inciso a, considerando el promedio de los tres años previos a la Fecha de Referencia.

Artículo 123. La determinación de las metas de PNT surge a partir de la ponderación entre las PNT eficientes de la muestra considerada de empresas de referencia y las PNT propias de la Empresa Distribuidora.

$$PNT_{meta} = \alpha_{bench} \times PNT_{bench} + (1 - \alpha_{bench}) \times PNT_{emp}$$

Donde:

- PNT_{meta} : porcentaje de PNT eficientes objetivo para la empresa
- α_{bench} : porcentaje de la meta que se define a partir de las referencias internacionales (benchmark)
- PNT_{bench} : PNT de las empresas de referencia o benchmark
- PNT_{emp} : PNT reales de la empresa bajo análisis

Artículo 124. Las pérdidas totales eficientes de energía surgen de la suma de las pérdidas definidas en el Artículo 121 y en el Artículo 123.

Artículo 125. La trayectoria de convergencia hacia la meta de PD eficientes es el porcentaje de reducción anual a aplicar a las PD de la Empresa Distribuidora de manera tal de alcanzar el nivel de pérdidas eficientes. La formulación matemática para la reducción anual es la siguiente:

$$PRA = \sqrt[5]{\frac{PT_{real}}{PT_{meta}}} - 1$$

Donde:

- PRA: Porcentaje de reducción anual
- PT_{real} : porcentaje de pérdidas totales reales de la Empresa Distribuidora a inicio del Ciclo Tarifario
- PT_{meta} : porcentaje de pérdidas totales eficientes objetivo para la Empresa Distribuidora,

5: es la cantidad de años de duración de un Ciclo Tarifario.”

3.22.3 Análisis de Quantum

El reglamento de tarifas, no especifica cómo deben ser calculadas las pérdidas técnicas. Podría entenderse que, para el primer año del periodo tarifario, las pérdidas a reconocer en tarifas, sean las pérdidas reales. El plan quinquenal, impactará en pérdidas, consecuentemente para el último año del periodo tarifario, el nivel de las mismas debería ser más reducido ($PT_{meta \text{ fin ciclo}}$). La trayectoria de las pérdidas, podría ser tomada de la fórmula:

$$PRA = \sqrt[5]{\frac{PT_{real \text{ inicio ciclo}}}{PT_{meta \text{ fin ciclo}}}} - 1$$

Donde:

- PRA: Es el factor anual de reducción de pérdidas técnicas durante el ciclo tarifario. Si se lo multiplica por 100 sería el porcentaje de reducción anual a aplicar.
- $PT_{\text{inicio ciclo}}$: Es el valor (en p.u. o porcentaje) de pérdidas de técnicas reales existentes al inicio del ciclo tarifario.
- $PT_{\text{meta fin ciclo}}$: Es el valor (en p.u. o porcentaje) de pérdidas técnicas fijadas como meta para el fin del ciclo tarifario.

Luego, los valores resultantes para cada año del ciclo tarifario resultarán de la expresión:

$$PT_i = \frac{PT_{\text{real inicio ciclo}}}{(PRA + 1)^i}$$

Siendo i cada año del ciclo tarifario ($i=1, 2, 3, 4$ o 5) y por supuesto $PT_5 = PT_{\text{meta fin ciclo}}$.

Con respecto a las PNT, en el artículo 122 del RT consta que el nivel meta a alcanzar al final del periodo se basará en la muestra de empresas de referencia utilizada para los CAOM eficientes, utilizando información promedio de los últimos tres años disponibles de cada una de las empresas seleccionadas.

Cabe destacar que en la determinación de las PNT admisibles entendemos no se estarían considerando variables ambientales las cuales inciden en el nivel de las PNT. Diversos trabajos demuestran que las PNT no solamente dependen de la gestión de la empresa distribuidora. En tal caso, deberían involucrarse variables socioeconómicas como niveles de pobreza e indicadores sociales, como índices de criminalidad, a los fines de lograr modelos mas apropiados en la aplicación de la PNT objetivo.

3.23 Desdoblamiento en componentes según forma de ajuste periódico (Art. 121)

3.23.1 Análisis de la ENEE

Se propone desdoblamiento de P0: para componentes que se ajustan por IPC-X y componentes que se ajusta según costos no controlables

De manera similar a los deudores incobrables, los porcentajes de costos eficientes por pérdidas eficientes de energía se obtienen a partir de:

- Un porcentaje o punto de partida: porcentaje de pérdidas totales reales de la empresa al inicio del Ciclo Tarifario, definido como PT_{real} en el **art. 125 del RT**.
- Un porcentaje eficiente meta (**art. 124 del RT**). Este porcentaje resulta de la suma de:
 - Nivel regulatorio de pérdidas técnicas obtenido del BEP que debe presentar la empresa de distribución (**art. 121 del RT**).
 - Nivel meta de pérdidas no técnicas (PNT) según lo establecido en **arts. 122 y 123 del RT**.
- Un sendero de convergencia entre ambos valores, obtenido a partir de la tasa geométrica entre ambos extremos denominado porcentaje de reducción anual (**art. 125 del RT**).

De acuerdo al RT el nivel regulatorio de pérdidas técnicas surge del BEP según lo establecido en el art. 10 de dicho reglamento.

Como se ha mencionado en oportunidad de analizar el Artículo 10, este Consultor considera que el BEP allí determinado es, o debería ser, el real del año previo al inicio del ciclo tarifario y debe reflejar la demanda máxima en el año previo a la fecha de referencia. A partir de estas pérdidas y de las obras incluidas en el plan de inversiones, tanto generales como específicas para reducir las pérdidas, se establecerá un valor de pérdidas técnicas objetivo para cada año del ciclo tarifario incluido el ultimo el cual sería el valor objetivo de pérdidas para el fin del ciclo tarifario.

La meta de PNT (**art. 123 del RT**) surge del promedio ponderado de las PNT reales de la empresa (PNT_{emp}) y las PNT que surge de las empresas de referencia o benchmark (PNT_{bench}) según la siguiente fórmula:

$$PNT_{meta} = \alpha_{bench} \times PNT_{bench} + (1 - \alpha_{bench}) \times PNT_{emp}$$

Siendo:

α_{bench} : Porcentaje de la meta que se define a partir de las referencias internacionales (benchmark) y actúa como ponderador.

Con relación a este ponderador, α_{bench} , el RT no da mayores precisiones sobre su cálculo, en particular cómo debe emplearse la información de las empresas internacionales de referencia para obtenerlo. Puede considerarse como referencia internacional las decisiones tomadas al respecto por otros organismos reguladores, es decir, el porcentaje de reconocimiento en tarifas de las PNT reales de la empresa.

En cuanto a la nomenclatura empleada en el articulado referido se observa cierta confusión entre pérdidas técnicas y pérdidas totales. Aparentemente, la nomenclatura PT denota las pérdidas técnicas (art. 121 del RT). Sin embargo, esta nomenclatura se emplea en el art. 125 para denominar a las pérdidas totales.

Este Consultor considera que las pérdidas totales referidas en el art. 125 deberían denominarse PPD siguiendo la definición establecida en el inciso h del art. 120 del RT. Por otro lado, este Consultor entiende que el valor reconocido de las pérdidas tiene dos componentes cruciales:

- La cantidad de pérdidas reconocidas que depende del porcentaje reconocido (y que fuera analizado en los puntos anteriores) y de las proyecciones de consumo.
- La valorización de este porcentaje, que obedece a los Costos No Controlables. Como se indicó para el caso de los CDI, este componente debe ser neutral para la empresa distribuidora y debe ajustarse periódicamente de acuerdo a la evolución de los Costos No Controlables.

En consecuencia, este Consultor considera que los costos por pérdidas en la red deben ser recogidos en un PO específico que englobe estos costos que deben ser ajustados de acuerdo a la evolución de los costos no controlables.

3.23.2 Análisis de Quantum

Se coincide con la propuesta del consultor de la ENEE en cuanto a que el costo de las pérdidas reconocidas debería retirarse como costo dentro del VAD y del P_o.

Las pérdidas reconocidas, y por ende su costo a trasladar a tarifa debería venir dado a través de los factores de expansión de pérdidas que incrementan el costo de abastecimiento que debe pagar el usuario en función de su nivel de conexión en la red.

Dado el valor real de la PNT que tiene la empresa en el año base y la PNT meta que resulte definida a partir del benchmarking que se realice sobre la muestra de empresas de referencia, queda por atender la observación de la ENEE en cuanto a que no encuentra definición del porcentaje ALFA del bench (ponderador para el cálculo de la PNT a reconocer en cada año). Este Alfa, es un factor a colocar discrecionalmente en cada año, debiendo estar alineado con el plan de reducción de la PNT, siendo que el plan que presente la empresa debería mostrar una trayectoria de la PNT desde el nivel real al nivel que se establezca como meta para el próximo quinquenio.

3.24 Fórmula de ajuste periódico del P_o

3.24.1 Análisis de Quantum

Artículo 56) Ajustes anuales del Precio Máximo autorizado

“El precio máximo permitido por el servicio de distribución de energía eléctrica de la Empresa Distribuidora será ajustado por la CREE cada 12 meses de la Fecha de Vigencia de acuerdo a la siguiente fórmula:”

$$TM_t^A = TM_{t-1}^A \times (1 + \Delta IPC) \times (1 - \text{Factor } X) + \text{Factor } K_t$$

Esta fórmula prevé, para cada año del ciclo tarifario, un reajuste del precio máximo permitido, sobre la base de tres factores:

- Las variaciones anuales experimentadas en los costos controlables de prestación del servicio, los cuales dan sustento al P_o que se calcule en cada revisión tarifaria
- La mejora esperada en la eficiencia de la ED
- La diferencia entre el precio promedio realizado y el precio máximo autorizado (en caso que el primero resulte superior al máximo autorizado)

En lo que respecta a la componente que busca capturar las variaciones en los precios de la economía, consideramos que el uso solamente del IPC acumulado podría no reflejar adecuadamente el efecto que se está buscando, pudiendo existir, para algunos componentes del costo, apartamientos que la tarifa no estará luego absorbiendo.

Considerando el cálculo a detalle de los costos que conforman el P_o, entendemos que están dadas las condiciones para que lo definido conceptualmente en la fórmula como IPC, adopte el formato de una polinómica que incluya con su peso correspondiente a distintos índices de precios que permitirán satisfacer mejor el objetivo buscado.

Las variaciones en los costos de prestación del servicio, quedarían mejor reflejadas, a los efectos de estos reajustes anuales, por una fórmula polinómica que incorpore índices que se mencionan en el artículo 95 del RT, es decir:

- Índice de Precios al Consumo
- Evolución del tipo de cambio
- Costo del cobre
- Costo del aluminio

Donde lo que deberá oportunamente establecerse es el peso relativo de cada uno de ellos, considerando que estos índices deben reflejar las variaciones que podrán experimentar los insumos que dan origen al costo de capital y a los costos operativos, componentes principales del P_o .

3.25 Actualización del CENS (Art. 129)

3.25.1 Análisis de la ENEE

El artículo 129 refiere a como actualizar el CENS para los siguientes periodos tarifarios.

Debería aclararse la fecha a la cual corresponde el CENS establecido para el primer periodo tarifario y la fecha a la cual se debe referenciar para los siguientes.

Artículos 128 y 129: Se refiere al valor a considerar para el CENS.

En el Artículo 128 se fija el valor del CENS para el primer estudio tarifario. En el Artículo 129 se establece que, para los siguientes estudios tarifarios, de no mediar un estudio específico de la CREE al respecto, se debe actualizar el valor fijado en el Artículo 128 haciendo uso del índice de precios al consumidor de Estados Unidos de América que publica la Reserva Federal.

Dado que para actualizar mediante índices hacen falta fechas de referencia, sería importante aclarar que el valor del Artículo 128 es válido para la fecha de referencia del primer estudio tarifario. También, en el Artículo 129, que para la actualización en los siguientes estudios tarifarios se debe utilizar la fecha de referencias de cada uno de ellos.

3.25.2 Artículos involucrados en la observación

“Artículo 129. Ajustes en el CENS. Para los siguientes Cálculos Tarifarios, el CENS será ajustado por la variación del índice de precios al consumo de los Estados Unidos de América que publica la Reserva Federal de ese país, en tanto la CREE no realice o cuente con un estudio que justifique modificar el CENS.”

3.25.3 Análisis de Quantum

Para aportar más precisión en la fuente de consulta del CPI, a continuación, se sugiere lo siguiente:

- Fuente: U.S. Bureau of Labor Statistics (<https://www.bls.gov/cpi/data.htm>)
- Índice de precios al consumo de los Estados Unidos de América: CPI All Urban Consumers (CUUS0000SA0 – Not Seasonally Adjusted)

3.26 Costos no controlables

3.26.1 Análisis de la ENEE

La RT no establece el tratamiento de los costos de generación en el caso de que la distribuidora cuente con centrales de generación.

Se considera que la CREE debe analizar si amerita alguna modificación el RT.

Costo base de generación, costos de participación en el MER y cargos de transmisión

De acuerdo al art. 21 de la LGIE, el ODS calculará anualmente el Costo Base de Generación sujeto a aprobación de la CREE. Trimestralmente, la CREE ajustará el Costo Base de Generación a fin de que reflejen los costos reales de generación. Estos costos incluirán los costos de los contratos de compra de energía y potencia suscritos por la distribuidora y los costos proyectados de la energía en el mercado eléctrico de oportunidad.

En base a lo anterior, el Costo Base de Generación (CBG) es calculado por el ODS y aprobado por la CREE a fines de diciembre de cada año (art. 133 del RT). Este costo se compone de:

- Costo Base de Energía (CBE) previsto. Compuesto por:
 - Costo de compra de energía en contratos (CEC) previsto. Compuesto por:
 - Costo de compra de energía en contratos transferibles (CECT) previsto
 - Costo de compra de energía en contratos no transferibles (CECNT) previsto
 - Costo de compra de energía de oportunidad (CEO) previsto
- Costo Base de Potencia (CBP) previsto. Formado por:
 - Costo de compra de potencia en contratos (CPC) previsto. Compuesto por:
 - Costo de compra de potencia firme en contratos transferibles (CPCT) previsto
 - Costo de compra de potencia firme en contratos no transferibles (CPCNT) previsto
 - Costo del desvío de potencia (CDP) previsto

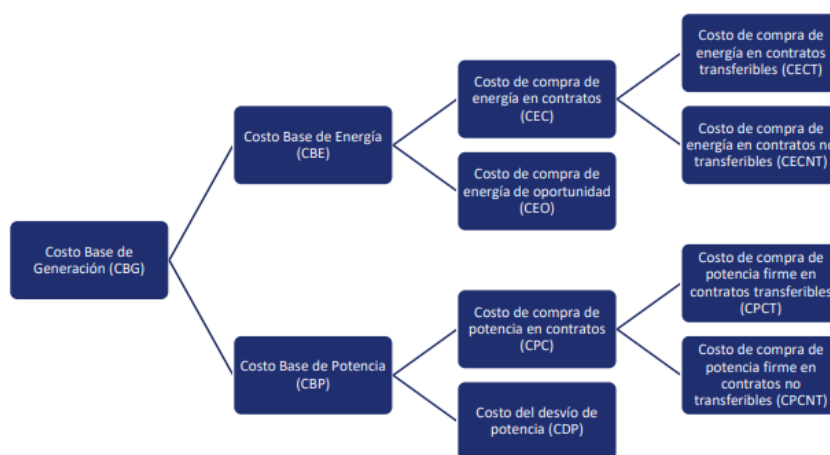


Figura No. 9
Composición de Costo Base de Generación

De acuerdo al art. 14 de la LGIE, la empresa distribuidora no puede poseer centrales generadoras salvo en casos excepcionales que deberán ser certificados por la CREE y con el límite de que la capacidad instalada de generación no supere el 5% de la demanda máxima de potencia de la distribuidora. Al respecto, no está previsto ni en la LGIE ni en el RT el tratamiento que se le dará a estos costos en la conformación de los costos no controlables.

Más aún, si estas centrales correspondieran a las inversiones permitidas en el artículo 11 de la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables (LPEERR), la empresa está facultada según el art. 13 a incluir en sus pliegos tarifarios los ahorros por la generación de energía con recursos renovables nacionales o en su defecto las variaciones adicionales en que pueda incurrir por la aplicación de la presente Ley. Este consultor entiende que la CREE debería analizar si corresponde introducir alguna modificación en el RT.

3.26.2 Artículos involucrados en la observación

Según LGIE:

“CAPÍTULO I EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

ARTÍCULO 14.- EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.

Las empresas distribuidoras no pueden poseer centrales generadoras, salvo en casos excepcionales que deberán de ser certificados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), pero sin que la capacidad instalada total de generación propiedad de una distribuidora exceda de un cinco por ciento de su demanda máxima de potencia.

Se exceptúa de esta regla a las empresas distribuidoras que sirven sistemas aislados, las cuales podrán tener sus propias centrales generadoras.

Las empresas distribuidoras que dispongan de generación propia, si forman parte del Sistema Interconectado Nacional, estarán obligadas a constituir una o más empresas separadas para realizar la actividad de generación.

Si se trata de distribuidoras que sirven sistemas aislados, deben llevar contabilidades separadas para las actividades de generación y de distribución.”

3.26.3 Análisis de Quantum

Del análisis planteado por el consultor de la ENEE, entendemos que el Artículo 148 debería considerar dentro de los ítems del inciso b. Los costos de generación propia y el costo de las compras a autoprodutores detalladas en el CAPÍTULO 4 – COMPRA DE ENERGÍA A AUTOPRODUCTORES.

La LGIE en su artículo 14 establece lo siguiente: ***“Las empresas distribuidoras no pueden poseer centrales generadoras, salvo en casos excepcionales que deberán de ser certificados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), pero sin que la capacidad instalada total de generación propiedad de una distribuidora exceda de un cinco por ciento de su demanda máxima de potencia.”***

De la lectura de este artículo se puede interpretar que existe la posibilidad de que la distribuidora posea generadoras propias, previa certificación de la CREE. En este caso, sería necesario aclarar dentro del RT cómo se debe calcular el precio de la energía y de la potencia que la generación propia.

A continuación, presentamos lineamientos generales para la determinación del precio de la energía y de la potencia correspondientes a generación propia:

Precio de la Potencia

Para la determinación del Precio de la Potencia a la entrada de la red de distribución se deben tener en consideración los costos fijos de la unidad generadora.

El costo fijo de la unidad generadora está compuesto por el costo de inversión más el costo fijo de operación, mantenimiento y administración.

El costo de inversión se determina como la anualidad de la inversión correspondiente, calculada considerando el periodo de vida útil de la unidad generadora y el equipo de transformación y la tasa de actualización correspondiente. La inversión corresponde al precio FOB del generador, equipo de protección, maniobra y control, equipo de transformación, costo de transporte, costos de importación, costos de instalación, terreno, obras civiles y cualquier otro costo necesario para que la unidad generadora se encuentre en condiciones operativas.

El costo fijo de operación, mantenimiento y administración comprende los costos fijos de materiales, repuestos, mano de obra, costos fijos de administración, impuestos y otros necesarios para la operación de la unidad generadora.

Precio de la Energía

Para la determinación del Precio de la Energía a la entrada de la red de distribución se deben tener en consideración los costos asociados a los siguientes aspectos:

- Costo de combustible
- Costo variable de operación, mantenimiento y administración.

El costo del combustible se calcula multiplicando el precio del combustible puesto en la planta de generación por el consumo específico de la unidad generadora correspondiente a un nivel de carga de 90%.

El costo variable de operación, mantenimiento y administración comprende los costos variables de materiales, lubricantes, mano de obra, costos variables de administración, impuestos y otros necesarios para la operación de la unidad generadora.

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 148 y habiendo conformado de acuerdo a lo sugerido, los costos no controlables transferibles a tarifas, restaría incrementar dichos costos por los factores de expansión de pérdidas (energía y potencia) en caso se acepte la recomendación del retirar el costo de las pérdidas del cálculo del VAD.

3.27 Capital de Trabajo

3.27.1 Análisis de la ENEE

El RT no incluye en el VAD la remuneración por el capital de trabajo que requiere la empresa.

Se considera que la CREE debe analizar si amerita alguna modificación el RT.

3.27.2 Análisis de Quantum

A partir de la revisión del RT no se encuentra algún punto referido al reconocimiento como parte de la base de capital, del capital de trabajo que normalmente requiere una empresa para su funcionamiento.

El Capital de Trabajo debe formar parte de la Base de Capital de la empresa eficiente, base a partir de la cual se calcula el costo de capital a reconocer en tarifas. La principal razón es que el Capital de Trabajo es imprescindible para la operación eficiente de las empresas, tal como lo es un transformador o una línea de distribución.

El Capital de Trabajo se constituye en aquel Activo Financiero en poder del distribuidor que le permite cubrir cualquier descalce que exista en el día a día entre los fondos que principalmente recibe de parte de los usuarios por el pago de sus facturas y los compromisos que la empresa tiene en lo que respecta principalmente al pago de la compra de energía y potencia, los servicios de terceros e impuestos.

Quantum realizó un relevamiento en la región con el fin de identificar en qué países la regulación reconoce Capital de Trabajo y en cuales no, obteniéndose lo siguiente:

- Se reconoce: Argentina, Bolivia, Chile, Perú, El Salvador, República Dominicana y Jamaica
- No se reconoce: Brasil, Guatemala y Panamá

Con respecto a las metodologías posibles de implementar con el fin de su determinación, en caso la CREE resuelva aceptar su inclusión como parte de la base de capital, se tiene lo siguiente:

- Activo Corriente – Pasivo Corriente
- Modelo basado en simular el ciclo de pagos y cobros de la empresa
- Determinación como 1/12 de los ingresos previstos

3.28 Característica del servicio de conexión a solicitar

3.28.1 Análisis de Quantum

En el Reglamento a la LGIE, en su art 32 se indica:

Artículo 32. Solicitud del servicio y requisitos que deben cumplir los solicitantes del servicio eléctrico
...

E. Tipo de conexión (monofásico; trifásico: estrella, delta, delta abierta).

Consideramos que de las solicitudes de conexión que cada solicitante del servicio eléctrico debe presentar a la Empresa Distribuidora (literal e del artículo 32) se debe eliminar la opción de tipo de red trifásica (estrella, delta, delta abierta) preferida.

No creemos factible que los potenciales clientes trifásicos puedan elegir tipo de conexión (estrella, delta, delta abierta), ya que la red es única en cada área servida y común a todos los usuarios, y sus características técnicas deben ser elegidas por parámetros ajenos a las preferencias individuales de cada cliente.