

COMENTARIOS DE ENSA

CONSULTA PÚBLICA No. 001-18 - PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS ÁREAS REPRESENTATIVAS, EMPRESAS COMPARADORAS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA A SER UTILIZADAS EN EL CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) A EDEMET, A EDECHI Y A ENSA, PARA EL PERIODO COMPRENDIDO DEL 1° DE JULIO DE 2018 AL 30 DE JUNIO DE 2022

Resolución AN No. 12081-Elec. de 30 de enero de 2018

A continuación, presentaremos nuestros comentarios con relación a la propuesta formulada, en orden por sección.

PARTE I. RESUMEN EJECUTIVO

Comentarios Generales de ENSA

De la valoración realizada de la propuesta, se observa que la comparación se realiza principalmente con empresas maduras, con más de 50 años de constitución y desarrollo, integradas en su mayoría verticalmente y algunas horizontalmente, al estar integradas con el servicio de gas natural, inclusive, encontrándose algunas de estas empresas listadas en el Fortune 500, que muestra el ranking de las compañías más grandes de los Estados Unidos. Si bien se podría aspirar a que una empresa distribuidora panameña alcance esos niveles, considerarlo en estos momentos sería prematuro, más cuando nos encontramos en un país con condiciones políticas, sociales y económicas completamente diferentes a las empresas que sirven de comparación.

Las comparadoras vienen siendo empresas de alta trayectoria en el mercado eléctrico, en donde han logrado consolidarse en niveles de alta eficiencia y calidad con el pasar del tiempo, implementando mejoras tecnológicas, reconocidas a nivel tarifario, que le permiten alcanzar los niveles que se aspiran para las distribuidoras panameñas.

Siendo empresas con alta estabilidad y estructuración financiera, es saludable mantener la comparación y utilizar para ello estos estándares; sin embargo, existen elementos puntales que determinan el mercado local que no deben pasar por alto o bien pretender que en estos momentos las empresas distribuidoras panameñas cuentan con la posibilidad de mantener un nivel de pérdidas, confiabilidad, costos y demás elementos a nivel de estas empresas. Hacerlo sería desconocer la realidad actual e impactar directamente la estabilidad de la distribuidora, ya que este comparativo crudo no reflejaría la realidad del mercado e infraestructura de las empresas de distribución en Panamá.

En este mismo orden de ideas, en el resumen ejecutivo se plantea un ajuste al criterio de eficiencia de 80% a 90% para determinar las empresas comparadoras. A nuestro criterio, aun cuando pretende sustentar su posición en una exigencia de eficiencias mayores para las distribuidoras locales, este ajuste es excesivo y el mismo constituye un cambio radical que excede cualquier escenario razonable dentro de una revisión tarifaria, al solo tolerar niveles de eficiencia mayores al 90% y reduciendo sustancialmente la cantidad de empresas que hacen parte de la muestra.

Lo que se observa con esta determinación, es la simplificación de una muestra que ya de salida no es comparable al no incluir otras variables de análisis, llevando las exigencias al extremo desde el momento en que se pretender retirar una serie de empresas que mantienen un alto grado de eficiencia y pueden claramente ser

utilizadas para esta comparación con el mercado local. Cabe destacar que en las últimas revisiones tarifarias el nivel de eficiencia para determinar las comparadoras se ha mantenido en un 80%, promoviendo sobre esas bases, los planes de negocio y desarrollo de la actividad de distribución y comercialización, por lo que de realizar este ajuste se aplicaría un nuevo esquema que deriva en un desequilibrio claro en perjuicio de la distribuidora.

Un cambio de esta magnitud impactaría de forma directa las proyecciones a mediano y largo plazo y generaría incertidumbre e inestabilidad financiera a las distribuidoras, afectando la confiabilidad de los procesos de revisión tarifaria.

Por otra parte, observamos que se incluye dentro de la comparación a las propias empresas de distribución locales, lo que consideramos una desviación sustancial, ya que el objetivo principal de este estudio, sumado a las especificaciones incluidas en el Reglamento de Distribución y Comercialización (RdDC), es que las empresas comparadoras sean similares a las empresas de Panamá, más no realizar una comparación entre ellas mismas. Lo que se debe buscar es evitar que los costos eficientes sean afectados o dependan de los costos de las propias empresas panameñas, quienes finalmente son el ente sujeto a comparación, más no el referente comparativo.

La incorporación de las distribuidoras locales en la valoración de las empresas comparadoras, es un cambio en la metodología que impacta directamente en los costos reconocidos, en donde se observa que para la determinación de las ecuaciones se utiliza la comparación con la propia empresa a la cual le sería aplicable. Este tipo de criterio no ha sido utilizado en ninguna revisión tarifaria previa para la determinación de las ecuaciones de eficiencia.

De todo lo antes expuesto, resulta necesario solicitar a la ASEP que mantenga los criterios utilizados en revisiones anteriores con el fin de determinar las ecuaciones de eficiencia de costos, así como también, no utilice dentro de la muestra para comparación a las distribuidoras locales.

Aclaraciones puntuales

En el punto **Ecuaciones de Eficiencia**, corresponde realizar un ajuste en el último párrafo de la página 8, específicamente en la ecuación de Activos de Comercialización, ya que en su forma exponencial se indica que la variable es AD y debería ser AC.

Activos de Comercialización:

$$\begin{aligned} \ln(AC_i) &= 5.580019 + 0.976437 * \ln(C_i) + \mu \\ AD_i &= 265.08 * C_i^{0.976437} \end{aligned}$$

Así mismo, en la página 9 en la forma exponencial de la ecuación de Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución, en el segundo término se está usando el símbolo de adición y debería ser símbolo de producto.

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

Activos de Comercialización:

$$\begin{aligned} \ln(OM_i) &= 6.336980 + 0.892970 * \ln(DM_i) - 0.824778 * \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right) \\ \ln(AC_i) &= 5.580019 + 0.976437 * \ln(C_i) + \mu \\ OM_i &= 565.09 * DM_i^{0.892970} + \left(\frac{DM_i}{C_i}\right)^{-0.824778} \end{aligned}$$

Estos mismos errores se repiten en la página 25 del numeral **III.E.1. Ecuaciones de Eficiencia de Costos y Activos**.

PARTE III. EMPRESAS COMPARADORAS

III.A. Selección de empresas e información extraída

Empresas no válidas - Consideramos que no debe incluirse como empresa válida Wisconsin Electric Power Company (Respondent_ID: 193), ya que presenta valores negativos de Planta General (Total General Plant) tanto en 2015 como en 2016.

III. B. Información base recopilada

Valores de Activos y costos operativos de 24-115 kV

En cuanto a la inclusión de información de activos y costos de redes con tensiones entre 24 y 115 kV se deberían realizar los siguientes ajustes:

- The Dayton Power and Light Company (ID: 42):
 - 2016: Falta incluir algunos costos de O&M en tensiones de 34.5 kV.
- Green Mountain Power Corp (ID: 61):
 - 2015 y 2016: Falta incluir activos y costos de O&M en 11 kV.
- South Carolina Electric & Gas Company (ID: 159):
 - 2015 y 2016: Falta incluir activos y costos de O&M en 13.8 kV, así como clasificar como Subterráneos algunos activos que están como aéreos.
- Georgia Power Company (ID: 57):
 - 2015 y 2016: El resumen de activos y costos de O&M por nivel de tensión se encuentran en anexo que puede visualizarse mediante el "Form 1 Data Viewer" provisto por la propia FERC.

Para el caso puntual del **Archivo "proc_inf_ferc_2017_v0.xlsx"**, la información de las empresas de Panamá que se encuentra incluida en la hoja "BD", se evidencia que la misma no coincide con la información que reposa en la hoja "BD Ajust.", siendo correcta la información de esta última.

III. C. Tratamiento de datos de las empresas comparadoras

III.C.1. Actualización del valor de los activos

La ASEP propone ajustar los componentes de los activos y de los costos operativos que no corresponden a mano de obra, mediante el siguiente factor de ajuste:

$$F_{ajuste\ otros} = \frac{\text{promedio}(IPC_{año_base}; IPI_{año_base})}{\text{promedio}(IPC_{fecha_med_act}; IPI_{fecha_med_act})}$$

Esta manera de calcular factor de ajuste consideramos que no es adecuada porque es dependiente de las magnitudes relativas de cada índice (IPC y IPI). La magnitud del índice depende del año base que haya sido considerado en cada caso. Un índice con año base anterior tendrá un valor superior, a igualdad de condiciones, por este simple hecho y por lo tanto tendrá un impacto mayor sobre el factor resultante.

Consideramos que en su lugar, debe elaborarse un nuevo factor en el que el índice resulte del promedio de la variación porcentual mensual de cada uno de los índices (IPC y IPI) y la construcción del índice a partir de esta variación mensual.

III.C.5. Costos de Administración

En la ecuación de Costos de Administración se incluye una variable "CompraComb" y otra de "CostosComercialización" que luego en las definiciones realmente aparecen como "CompraEnergía" y "CostosGeneración", respectivamente. En tal sentido, se debe hacer el cambio para dar claridad a la ecuación.

$$\begin{aligned} \text{CostosAdministración}_i &= \text{CostosAdministración} / ((\text{CostosTotales} - \text{CostosAdministración} \\ &\quad - \text{CompraComb} - \text{Generación}) * (\text{CostosDistribución} \\ &\quad + \text{CostosComercialización})) \end{aligned}$$

Dónde:

CostosAdministración_i = Corresponde a los costos de administración asignados a las actividades de distribución y comercialización.

CostosTotales = Corresponde a los costos totales de explotación de la empresa.

CostosAdministración = Corresponde a los costos totales de administración de la empresa.

CompraEnergía = Corresponde a los costos por compra de combustible para la generación.

Generación = Corresponde a los costos totales por compra de energía.

CostosDistribución y CostosGeneración = Corresponden a los costos correspondientes a las actividades de distribución y comercialización respectivamente tal como se indicó en los numerales III.C.2 y III.C.3.

III.C.6. Participación de la mano de obra

En las Tablas 4 y 5, llama la atención que todos los valores de EDECHI sean mayores que los de EDEMET.

III. D. Eficiencia Económica

III.D.2. Base de Datos

Cantidad de empresas a considerar en DEA

Una vez excluida la empresa 193 (Wisconsin Electric Power Company), el total de empresas a considerar en el DEA es de **106**.

Índices de Calidad

Consideramos que el cálculo realizado por la ASEP de los indicadores de calidad de las empresas de la FERC a partir de información de la EIA, requiere de los siguientes ajustes:

- La EIA recopila información de SAIDI y SAIFI en cada uno de los Estados en los que brinda servicio cada empresa relevada. Sin embargo, la ASEP considera sólo información de un Estado por empresa. El indicador debería obtenerse como un promedio del indicador ponderado por la cantidad de clientes en cada Estado (información suministrada por la misma base de la EIA) en el que interviene la empresa.

- El promedio 2015-2016 del indicador no es calculado correctamente para todas las empresas, ya que en algunos casos se ha considerado sólo el valor correspondiente a 2015, como por ejemplo:
 - Atlantic City Electric Company (ID: 9)
 - Emera Maine (ID: 11)
 - Cleco Power LLC (ID: 22)
- Las variables SAIDI y SAIFI a considerar no deben incluir días de eventos mayores (*without MED -Major Event Days-*), conforme aplica para las empresas comparadoras; sin embargo, ASEP considera la variable *with MED*. Eventos de este tipo deben ser claramente excluidos del indicador, más cuando es una referencia internacional asumida como propia por parte de la regulación aplicable a las empresas comparadoras, las cuales cuentan con una tipología de red totalmente más efectiva frente a interrupciones.

Adicionalmente, revisando la información de la Tabla 8 - *Indicadores de Calidad de las Empresas de Estados Unidos y las de Panamá* -, no hay duda de que el método de cálculo para ambos países no es comparable, en especial en lo que a eventos de fuerza mayor o caso fortuito se refiere. Es decir, si en el caso de las empresas de la FERC estos eventos se restan del indicador, que, de ser así, sería necesario aclarar el concepto.

VARIABLES INCLUIDAS EN EL DEA

El informe que contiene la propuesta, específicamente en su página 22, indica que uno de los productos considerados en el DEA es la **energía inyectada (EI)**; sin embargo, la variable efectivamente empleada en la estimación del DEA fue la **Venta a Usuarios Propios (MWh) -TOTAL Sales to Ultimate Consumers**. Consideramos que ninguna de estas variables es adecuada para reflejar el producto de las empresas, ya que la energía inyectada o de ingreso a la red incluye las pérdidas de energía que son un insumo del modelo DEA, por lo que no podría considerarse estrictamente como un producto.

Por su parte, la Venta a Usuarios Propios no refleja la totalidad del mercado atendido por la empresa, toda vez que las instalaciones y costos están dimensionados para atender también las Ventas para Reventa, por lo que esta imprecisión debe ser corregida. Este concepto en su momento inclusive fue aceptado por la ASEP en la revisión tarifaria anterior.

Por lo anterior, consideramos que conjuntamente con los clientes, se considere como producto las **Ventas Totales de Energía (MWh) -TOTAL Sales of Electricity-**, dado que es consistente con los activos y costos considerados en el análisis DEA e incluye las ventas para reventa.

TRATAMIENTO DE LOS DATOS DE PANAMÁ PARA SU INCLUSIÓN EN EL DEA

Consideramos que para que la inclusión en el análisis DEA de las empresas de Panamá sea consistente con la de las empresas de la FERC, se requieren los siguientes ajustes a imprecisiones contenidas en la información relacionada con las empresas panameñas:

- Ajuste de los activos subterráneos aplicando el factor 0.4. Los activos subterráneos de las empresas de Panamá son:

Empresa	Año	Activos Subterráneos
ENSA	2015	102,635,920

ENSA	2016	114,213,561
EDEMET	2015	88,462,395
EDEMET	2016	99,932,500
EDECHI	2015	3,826,800
EDECHI	2016	4,197,365

- Inclusión de las ventas para reventa y a grandes clientes habilitados.

Empresa	Año	Grandes Clientes habilitados + Venta para Reventa (MWh)
ENSA	2015	414,539
ENSA	2016	394,655
EDEMET	2015	73,839
EDEMET	2016	67,011
EDECHI	2015	0
EDECHI	2016	0

- Inclusión y prorrata de los Activos de Planta General en el caso de EDEMET en 2015.
- Corrección de la Depreciación Anual (D+C+AP) de EDEMET en 2016:

Concepto	Valor	Año	Empresa
Depreciación Anual (D+C+AP)	24,720,243	2016	EDEMET

III.D.2. Selección de las comparadoras en base a su eficiencia

Criterio de Eficiencia

Tal como fue manifestado en nuestras consideraciones iniciales, el incremento del criterio de eficiencia para determinar las empresas comparadoras de 80% a 90% es excesivo. La propuesta de la ASEP implica que sólo se toleran ineficiencias menores al 10%. Al respecto se debe tener en cuenta que en el análisis DEA una empresa de la FERC puede resultar como ineficiente, con scores menores a 0.9, como consecuencia de que no se han tenido en cuenta en el análisis ciertos factores que afectan sus costos: topografía de la red, dispersión de la demanda, factores climáticos, entre otros.

Para controlar estos aspectos se deberían incluir variables adicionales, resultando en un conjunto mayor de empresas eficientes. A los fines de minimizar estos errores y no excluir empresas que tienen scores de eficiencia menores al criterio establecido como consecuencia de que no se han tenido en cuenta otros factores que afectan sus costos, por lo que consideramos que es excesivo establecer un criterio de eficiencia de 90%.

Otro punto que sustenta de manera clara la necesidad de mantener un criterio de eficiencia de 80%, son las modificaciones que se han hecho a las regulaciones nacionales y en específico al Reglamento de Distribución y Comercialización. En el pasado a los promotores se les reembolsaba sus inversiones en infraestructura eléctrica en base a la cantidad de clientes o en base a los consumos que se lograba

alcanzar con sus proyectos, lo que implicaba que el riesgo de una inversión ineficiente quedaba en manos del promotor.

Bajo el escenario antes indicado, clientes y demanda eran las variables econométricas que se utilizaban tradicionalmente para determinar los ingresos asociados a la actividad de distribución, por lo que la metodología del cálculo de ingreso era consistente con los parámetros de eficiencia; no obstante, al cambiar la norma y el distribuidor estar obligado a reembolsar la obra sin importar si se lograra incorporar cierto número de clientes o alcanzar cierta cantidad de MWh de consumo, el riesgo se le transfirió a la tarifa, y por ende a los usuarios finales.

El cambio aplicado a la normativa, introdujo aún mayor ineficiencia, ya que la norma anterior te orientaba a efectuar el reconocimiento (reembolso) de una infraestructura en base a su construcción eficiente, en donde por mencionar un ejemplo, no había necesidad de que se reembolsara una infraestructura que había sido soterrada por razones puramente estéticas. El costo del lujo lo pagaba quien lo solicitaba, tal y como ha ocurrido en el caso de las reubicaciones en cuyo costo incurre quien lo solicita. Ahora, la reglamentación obliga a promotores de proyectos comerciales, industriales o residenciales (que no sean de interés social), a soterrar sus tendidos eléctricos, a pesar de que los clientes pudieran ser servidos de manera eficiente y confiable con infraestructura aérea y determina para la distribuidora la obligación de reembolsar la obra aún si la misma termina siendo ineficiente.

Tomando en consideración lo expuesto, queda claro que este es un cambio sustancial que afecta considerablemente los resultados de este proceso, en especial, la perspectiva de estabilidad financiera de las compañías, más cuando este criterio se ha mantenido constante en las anteriores revisiones. En tal sentido, solicitamos se mantenga el criterio de eficiencia de **80%**.

III. E. ANÁLISIS DE REGRESIÓN Y ESTIMACIÓN DE LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA

III.E.1. Ecuaciones de eficiencia de costos y activos

Conjunto de empresas incluidas en las ecuaciones

Para estimar econométricamente las ecuaciones de eficiencia la ASEP incluye a las empresas de Panamá junto a las empresas de la FERC. Con relación a este tema, el art. 7 del Título IV - Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización del RdDC, las empresas comparadoras deben basarse en "*el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras*" (el subrayado es nuestro). Es decir, las empresas comparadoras deben ser similares a las empresas de Panamá, pero no pueden ser las mismas empresas panameñas. El objetivo de esta especificación del RdDC es evitar que los costos eficientes de las empresas de Panamá sean afectados o dependan de los costos de las propias empresas panameñas.

En consecuencia, y a los fines de respetar lo estipulado por el RdDC es que solicitamos **se excluyan a las empresas de Panamá de la muestra de empresas consideradas en la estimación de las ecuaciones de eficiencia.**

VARIABLES EXPLICATIVAS CONSIDERADAS EN LAS ECUACIONES

La ASEP para la estimación de la ecuación de los *Costos de O&M de Comercialización* (COM), incluye los *Costos de O&M de Distribución* (OM) y para la ecuación de los *Costos de O&M de Administración* (ADM) considera los costos COM, interpretación que consideramos contrarias a los lineamientos regulatorios vigentes.

De acuerdo al Artículo 17 del Título IV - Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización del RdDC, se establece que las variables explicativas son:

- a) *El número total de clientes.*
- b) *La carga máxima total a nivel de puntos de inyección al sistema de la empresa distribuidora.*
- c) *La energía vendida.*

A su vez, el artículo 18 del mismo Régimen, establece las formas funcionales y variables a incluir en las ecuaciones de activos y costos. Estas variables explicativas son: la **cantidad total de clientes** y la **carga máxima**, a nivel punto de inyección. Cada variable de costo puede ser determinada por una o ambas variables explicativas.

Por lo anterior, las funciones de costos COM y ADM deben estimarse a partir de los clientes y la demanda máxima, no pudiendo emplearse otras variables ni las propias variables de costos determinadas en otras ecuaciones.

En consecuencia, solicitamos a la ASEP que las ecuaciones de costos y activos sean estimadas de acuerdo a lo establecido en RdDC considerando como variables explicativas sólo los clientes y la demanda máxima.

III.E.2. Ecuación de eficiencia de pérdidas

Empresas comparadoras consideradas

Para determinar las empresas comparadoras a ser empleadas en la ecuación de pérdidas, la ASEP parte de la base completa de la FERC y remueve aquellas empresas que en 2016 tienen pérdidas inferiores a 6.5% y aquellas que exceden las pérdidas de las empresas de Panamá, y a partir de estas empresas construye un panel con información de empresas de 2015 y 2016.

Al proceder de esta manera, ASEP incluye erradamente empresas que en 2015 presentan pérdidas que se encuentran fuera de los límites propuestos, las cuales se listan a continuación:

ID	Empresa	Año	Energía Ingresada MWh	Energía Pérdidas MWh	Pérdidas %
43	Delmarva Power & Light Company	2015	13,248,240	773,536	5.84%
80	Kansas Gas and Electric Company	2015	11,478,696	1,821,376	15.87%
161	Southern California Edison Company	2015	89,762,099	3,298,628	3.67%
178	Duke Energy Kentucky, Inc.	2015	4,147,555	114,265	2.76%
202	Chugach Electric Association, Inc.	2015	1,202,715	69,288	5.76%
432	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP	2015	2,048,504	130,305	6.36%

Por lo tanto, es necesario solicitarle a la ASEP que excluya de la base de datos empleada para la estimación de la ecuación de eficiencia de pérdidas, la información correspondiente a 2015 de las empresas consignadas en el listado anterior, las cuales exceden el rango porcentual definido.

Por otra parte, si bien el umbral mínimo debe corresponder con un nivel de pérdidas técnicas aceptables, el umbral máximo no es justificado ni resulta razonable toda vez que fuerza a que los porcentajes de pérdidas resultantes se encuentren necesariamente por debajo de los actuales niveles de las empresas de Panamá.

Consideramos que al proceder de esta forma se está declarando de facto a las empresas panameñas como ineficientes en la gestión de pérdidas técnicas y no está tomando en cuenta que algunas empresas comparadoras podrían tener niveles de pérdidas mayores a pesar de cumplir con el porcentaje de eficiencia definido para ser parte de la muestra.

De otro lado, entendiendo que la metodología planteada permite definir el nivel de pérdidas eficientes, es importante que se dé un reconocimiento adicional al determinado por las ecuaciones, que incorpore para el caso de las Pérdidas No Técnicas, sean gestionables o no, las dificultades visibles que existen en áreas denominadas zonas rojas, de alta peligrosidad, con altos niveles de reincidencia en hurtos, vandalismo, conexiones ilegales, entre otras acciones, que derivan en un perjuicio directo y económico para la empresa distribuidora, principalmente por los recursos que demandan estas zonas para gestionar este tipo de pérdidas.

III.E.4. Ajuste de los resultados obtenidos en las ecuaciones de eficiencia

Ajuste a valores del año base

En el documento en consulta, la ASEP propone ajustar los valores monetarios a precios de junio 2017 para llevarlos a valores del año base del estudio tarifario, junio 2018, mediante un factor que considera ajustar solamente los componentes no transables mediante el Índice de Precios al Consumidor Urbano (IPC) publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censo de Panamá. Sin embargo, consideramos que esta propuesta no tiene en consideración la composición real de los costos ni los factores que determinan la variación de sus valores monetarios y, por tanto, proponemos que la apertura de los activos y costos, así como también los índices de ajuste considerados sean los siguientes:

- Para la mano de obra, que es un componente no transable, el incremento debe corresponder al incremento decretado del salario mínimo. Ello considerando que es una realidad del mercado laboral que dicho incremento en la base, salario mínimo, genera un efecto cascada en las demás remuneraciones del mercado.

Como referencia, el incremento bienal que se ha presentado en los cuatro incrementos de salario mínimo más recientes en Panamá muestra un crecimiento promedio del 12%, el cual se detalla en la siguiente tabla:

Tasa Salario Mínimo por Hora	Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica		Incremento, %	
	Región 1	Región 2	Región 1	Región 2
Decreto Ejecutivo 263 (21/Dic/11)	2.00	2.00		
Decreto Ejecutivo 240 (28/Dic/11)	2.36	2.36	18.0%	18.0%
Decreto Ejecutivo 182 (30/Dic/13)	2.72	2.72	15.3%	15.3%
Decreto Ejecutivo 293 (22/Dic/15)	2.95	2.95	8.5%	8.5%
Decreto Ejecutivo 075 (26/Dic/17)	3.14	3.14	6.4%	6.4%

Artículo 5. Para efectos de la aplicación de las tasas de salario mínimo, las regiones en que se ha dividido el territorio nacional, estarán integradas por los siguientes distritos:

REGIÓN 1:	Panamá, Colón, San Miguelito, David, Santiago, Chitré, Aguadulce, Penonomé, Bocas del Toro, La Chorrera, Arraiján, Capira, Chame, Antón, Natá, Las Tablas, Bugaba, Boquete, Taboga, San Carlos, Chepo, Guararé, Los Santos, Pedasí, Dolega, San Félix, Barú, Boquerón, Portobelo, Donoso, Santa Isabel, Santa María, Parita, Pesé, Atalaya, Changuinola, Chiriquí Grande.
REGIÓN 2:	Resto de los distritos del país.

- Para los materiales nacionales, que también es un componente no transable, proponemos considerar para el ajuste, el IPC Panamá, tomando los oficiales a la fecha de la determinación del factor de ajuste y la proporción del proyectado para el período faltante.
- Para los materiales importados, que son un componente transable, sería incorrecto no ajustar este componente bajo el argumento de que el tipo de cambio en Panamá es fijo. El precio de estos componentes seguirá, en mayor o menor medida, la fluctuación de precios de la economía de referencia, en este caso la de los EE.UU. y es por ello que consideramos que debe tomarse como referencia el IPC de dicho mercado. En este caso entonces el valor exacto para el momento *n* debería estimarse empleando una metodología similar a la propuesta en el punto anterior para el caso del IPC de Panamá, pero tomando como base los datos de los EE.UU.

Ajuste por provisión de incobrables o provisión de cartera

La información de costos de las empresas de la FERC considerada para estimar las ecuaciones de eficiencia incluye provisiones por clientes incobrables o provisión de cartera por cuentas malas dentro de la cuenta de gastos por cuentas de clientes, *Customer Accounts Expenses*, incluida en los Costos de Comercialización: (904) *Uncollectible Accounts*.

De acuerdo al Sistema Uniforme de Cuentas, *Part 101—Uniform System Of Accounts Prescribed For Public Utilities And Licensees Subject To The Provisions Of The Federal Power Act*, que emplea la FERC, esta cuenta considera:

This account shall be charged with amounts sufficient to provide for losses from uncollectible utility revenues. Concurrent credits shall be made to account 144, Accumulated Provision for Uncollectible Accounts—Cr. Losses from uncollectible accounts shall be charged to account 144.

A los fines de determinar el peso de estas provisiones es necesario estimar los ingresos netos de las empresas de la FERC. Para ello se sustraen de los Ingresos Totales por Ventas de Electricidad, *Total Sales of Electricity*, los siguientes conceptos:

- Costos de generación, *TOTAL Power Production Expenses*.
- Costos de transmisión, *TOTAL Transmission Expenses*.
- Costos de operación del mercado regional, *TOTAL Regional Transmission and Market Op Expns*.

De esta manera se obtiene el margen de distribución que es equiparable al IMP.

De acuerdo con la información correspondiente a 2015 y 2016 de las empresas de la FERC consideradas como eficientes, el porcentaje de provisión por este tipo de cuentas es:

Rango de Clientes Considerado	% de Incobrables
	Uncollectible Accounts / Margen Distribucion
Promedio General	1.30%
Entre 300-500 mil	1.02%
Entre 200-600 mil	1.21%
Entre 100-900 mil	1.03%

Como puede apreciarse, el porcentaje incluido en las ecuaciones de eficiencia para empresas de tamaño similar a ENSA ronda el 1%, que como se muestra a continuación es considerablemente inferior al de ENSA.

Los ingresos netos de distribución o margen bruto de distribución de ENSA, en Balboas, han sido los siguientes en los últimos 10 años:

	Venta de energía, neta	Compra de energía	Cargos de transmisión	Ajuste al componente de combustible	Margen Bruto Distribución
	a	b	c	d	e = a - b - c - d
Dic-08	509,713,747	419,666,178	9,023,440	5,023,000	76,001,129
Dic-09	391,652,845	309,380,455	9,570,159	-9,978,000	82,680,230
Dic-10	448,274,411	333,533,986	7,988,752	17,689,000	89,062,673
Dic-11	478,474,910	399,298,477	7,802,356	-26,121,341	97,495,418
Dic-12	552,623,033	409,629,710	9,583,356	25,272,598	108,137,369
Dic-13	547,568,631	422,303,899	12,403,603	-1,389,639	114,250,767
Dic-14	671,213,966	534,269,489	16,419,409	-6,700,832	127,225,899
Dic-15	678,207,850	420,604,496	17,111,739	115,772,778	124,718,837
Dic-16	527,761,256	435,836,311	21,154,043	-55,440,309	126,211,211
Dic-17	626,795,596	481,507,265	21,681,225	-11,098,269	134,705,375

Para determinar la provisión por cuentas malas o incobrables debe realizarse un ajuste a los valores contables a los fines de considerar el efecto de cálculo de provisión bajo NIIF. Este ajuste tiene en cuenta el factor de exceso/defecto sobre el ajuste de provisión:

1. Ajuste de provisión 2017 (sin contar otras cuentas): B./ 2,576,812.53.
2. Ajuste de provisión NIIF 2017: B./ 2,616,350.77 (B./ 24,858,318.33 - B./ 22,241,967.56).
3. El factor a aplicar es el cociente entre el segundo y primer valor = +1.53%.

Los valores ajustados de la Provisión por Cartera, en Balboas, son entonces los siguientes:

Período	Provisión Cartera	Ajuste Provisión cartera
Dic-08	3,988,870	4,049,900
Dic-09	2,504,437	2,542,754
Dic-10	1,004,485	1,019,854

Dic-11	1,099,910	1,116,738
Dic-12	983,173	998,215
Dic-13	1,816,187	1,843,975
Dic-14	2,086,741	2,118,668
Dic-15	2,722,995	2,764,657
Dic-16	1,232,351	1,251,205
Dic-17	2,628,232	2,668,444

A partir de estos valores y del margen bruto de distribución se obtiene el porcentaje que la provisión de cartera de incobrables representa en el total de los ingresos de ENSA:

Período	Ajuste Provisión cartera	Margen Bruto Distribución	% Incobrables
	a	b	c = a / b
Dic-08	4,049,900	76,001,129	5.33%
Dic-09	2,542,754	82,680,230	3.08%
Dic-10	1,019,854	89,062,673	1.15%
Dic-11	1,116,738	97,495,418	1.15%
Dic-12	998,215	108,137,369	0.92%
Dic-13	1,843,975	114,250,767	1.61%
Dic-14	2,118,668	127,225,899	1.67%
Dic-15	2,764,657	124,718,837	2.22%
Dic-16	1,251,205	126,211,211	0.99%
Dic-17	2,668,444	134,705,375	1.98%
Promedios			
Último año			1.98%
Últimos 10 años			2.01%

Como se observa, los porcentajes de ENSA son considerablemente superiores a los del conjunto de empresas eficientes de la FERC, alcanzando valores cercanos al 2%, en comparación con los de la FERC que son de 1%, por lo que existe un diferencial real del 1%. Estas diferencias son consecuencias de las diferencias socioeconómicas de los dos mercados, las cuales se derivan de factores como: ingresos medios más bajos, porcentaje que representa la tarifa eléctrica en el total del gasto, marco legal que dificulta el cobro y cultura de pago.

Debido a lo anterior, y ante la imposibilidad de que ENSA pueda alcanzar niveles de incobrabilidad similares a las de las empresas de la FERC, es importante que el regulador incorpore en la metodología un incremento al valor resultante del IMP en un 1% adicional con el fin de reconocer este diferencial de incobrabilidad.