

La primera imprenta llegó a Honduras en 1829, siendo instalada en Tegucigalpa, en el cuartel San Francisco, lo primero que se imprimió fue una proclama del General Morazán, con fecha 4 de diciembre de 1829.



Después se imprimió el primer periódico oficial del Gobierno con fecha 25 de mayo de 1830, conocido hoy, como Diario Oficial "La Gaceta".

AÑO CXLVI TEGUCIGALPA, M. D. C., HONDURAS, C. A.

LUNES 8 DE ENERO DEL 2024.

NUM. 36,428

Sección A

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE

ACUERDO CREE-140-2023

**“APROBACIÓN DEL INFORME DE RESULTADOS
DE LA CONSULTA PÚBLICA NÚMERO CREE-
CP-06-2023 Y DETERMINACIÓN DE TASAS DE
ACTUALIZACIÓN PARA LAS ACTIVIDADES DE
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN”**

**Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.
Tegucigalpa, municipio de Distrito Central, a los trece
días de diciembre de dos mil veintitrés.**

Resultando:

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) tiene por objeto, entre otros, regular las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el territorio de la República de Honduras.
2. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) establece que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) aprobará la tasa de actualización que se usará para el cálculo de tarifas, misma que será determinada mediante estudios realizados por firmas

SUMARIO

Sección A
Decretos y Acuerdos

**COMISIÓN REGULADORA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA CREE**
Acuerdo CREE-140-2023

A. 1 - 20

Sección B
Avisos Legales
Desprendible para su comodidad

B. 1 - 36

consultoras especializadas en la materia, que deben de ser contratadas por la CREE.

3. Que mediante el Acuerdo CREE-42-2021 de fecha 18 de agosto de 2021 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) estableció la tasa de actualización real después de impuestos para las actividades de transmisión y distribución por un valor del 7%.
4. Que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) mediante Acuerdo CREE-32-2023 de fecha 16 de marzo de 2023 aprobó los términos de referencia del proceso No. CPRI-CREE-01-2023 denominada “Consultoría para el Estudio para el Cálculo de tasas de Actualización según el artículo 19 de la Ley General de la Industria Eléctrica” bajo la modalidad de Concurso Privado Internacional. Lo anterior para actualizar el valor previamente establecido mediante el Acuerdo CREE-42-2021.

5. Que mediante Acuerdo CREE-52-2023 de fecha 15 de junio de 2023 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) aprobó la adjudicación para el proceso No. CPRI-CREE-01-2023 denominada “*Consultoría para el Estudio para el Cálculo de tasas de Actualización según el artículo 19 de la Ley General de la Industria Eléctrica*” a favor de CONSORCIO EEC-M&S.
6. Que mediante Acuerdo CREE-126-2023 de fecha 13 de noviembre de 2023 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) ordenó el inicio del proceso de consulta pública CREE-CP-06-2023 denominada “*Tasas de Actualización según el artículo 19 de la Ley General de la Industria Eléctrica*”.
7. Que durante el proceso de consulta pública antes mencionado se recibió un total de dos (2) comentarios.
8. Que en diciembre de 2023 la Dirección de Regulación emitió el Informe de Resultados de la Consulta Pública CREE-CP-06-2023 mediante el cual se dio respuesta a los comentarios recibidos durante el transcurso de la consulta pública.
9. Que en fecha 13 de diciembre de 2023 la Dirección de Asesoría Jurídica emitió el dictamen legal correspondiente.
10. Que en el estudio para obtener el valor de las tasas de actualización aplicables a las actividades de distribución y transmisión, el consultor especializado determinó lo siguiente:
 1. El periodo de análisis para el estudio es de 10 años, tomando la información disponible de los años 2013 a noviembre del 2023;
 2. Para la actividad de transmisión como para la de distribución la tasa libre de riesgo resultó en 2.31%, la prima riesgo de mercado en 6.64%, la prima de riesgo país en 4.05%, la prima de riesgo corporativo en 0.66% y el costo de estructuración de la deuda en 0.67%, el costo de la deuda después de impuestos es de 5.37% y la inflación esperada en EE. UU. en 1.96%. Siendo la relación entre la deuda y capital en 0.9 para la actividad de transmisión y en 1.14 para la actividad de distribución;
 3. El Beta Equity apalancado es de 0.79 para transmisión y 1.04 para distribución y el costo del equity nominal de 11.60% para transmisión y 13.26% para distribución;
 4. La tasa de actualización para transmisión es de 6.55% y de 6.95% para distribución; y,
 5. Estas tasas resultan superiores a las obtenidas en el estudio realizado en el año 2021, no obstante, nuevamente son inferiores al límite establecido en la LGIE, por lo cual la tasa aplicable para dichas actividades debe ser de un valor de 7%.

La Gaceta

DIARIO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS
DECANO DE LA PRENSA HONDUREÑA
PARA MEJOR SEGURIDAD DE SUS PUBLICACIONES

EDIS ANTONIO MONCADA
Gerente General

ARIEL ISAAC RODRIGUEZ PAGOAGA
Coordinador y Supervisor

EMPRESA NACIONAL DE ARTES GRÁFICAS
E.N.A.G.

Colonia Miraflores
Teléfono/Fax: Gerencia 2230-2520, 2230-1821
Administración: 2230-3026

CENTRO CÍVICO GUBERNAMENTAL

Considerando:

Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) fue aprobada mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014 y reformada mediante Decretos Legislativos números 61- 2020, 2-2022 y 46-2022.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) el Estado supervisará la operación del subsector eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) tiene la facultad de Contratar la asesoría profesional, consultorías y peritajes que requiera para sus funciones.

Que de conformidad a la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica tiene dentro de sus funciones establecer la tasa de actualización a ser utilizada en el cálculo de tarifas.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) establece que la tasa de actualización que se usará para el cálculo de las tarifas será la tasa real anual de costo del capital, determinada mediante estudios que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) deberá contratar con firmas consultoras especializadas en la materia.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) manda a que la tasa de actualización refleje la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país y en todo caso,

si la tasa de actualización resultare inferior a siete por ciento (7%) real anual o bien superior a trece por ciento (13%) real anual, se aplicará el límite inferior de siete por ciento (7%) para el primer caso y el límite superior del trece por ciento (13%) para el segundo caso.

Que el Reglamento de la Ley General de la Industria establece que el Reglamento de Tarifas debe desarrollar las metodologías que permitan calcular cada uno de los costos incluidos, así como los de aquellos parámetros que complementan su cálculo, tales como el de la Tasa de Actualización.

Que el Reglamento de Tarifas establece que la tasa de actualización a utilizar en el cálculo del valor agregado de distribución unitario máximo permitido o precio máximo de distribución (Po) es una tasa real después de impuestos.

Que el Reglamento de Tarifas establece que la tasa de actualización real después de impuestos será determinada por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) mediante estudios contratados con entidades privadas especialistas en la materia.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) 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 Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-69-2023 del 13 de diciembre de 2023 el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente Acuerdo.

Por tanto

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los artículos 1, 3 primer párrafo, literal D romano XV; 8; 19 y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE); artículo 19 y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica; artículo 130 del Reglamento de Tarifas; artículos 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE); por unanimidad de votos de los Comisionados presentes.

Acuerda:

PRIMERO: Aprobar el informe intitulado “Informe de Resultados Consulta Pública CREE-CP-06-2023 Tasas de actualización para las actividades de transmisión y distribución”, emitido por la Dirección de Regulación en ocasión de la consulta pública CREE-CP-06-2023.

SEGUNDO: Establecer, sobre la base de la metodología utilizada por el consultor y que forma parte integral del presente acuerdo, la tasa de actualización real después de impuestos aplicable a las actividades de transmisión y distribución en un 7%, que será utilizada para los estudios tarifarios que deben realizarse y aprobarse de conformidad con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, su reglamento y el Reglamento de Tarifas y que podrá ser utilizada para los efectos del literal A del artículo 28 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica referente a las licitaciones de obra.

2.1 Enfoque Metodológico General

De acuerdo con el análisis de la literatura sobre el costo de capital y siguiendo con la metodología actualmente vigente, el enfoque aplicado es la combinación del Modelo de Fijación de Precio de los Activos de Capital (CAPM) para calcular el costo del capital propio o costo del Equity y el modelo de Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC) para determinar la tasa de actualización.

Al tratarse de industrias de países en vías de desarrollo y a los fines de subsanar las limitaciones de los mercados de capital regionales, se adopta el modelo country spread model, que realiza esta adaptación mediante la incorporación de una prima por riesgo país.

2.2 Costo del capital propio

El costo de capital propio se calcula mediante la aplicación del modelo CAPM que, para el caso de los países en vías de desarrollo, presenta la siguiente especificación matemática:

$$E(r_{CAPM}) = r_f + r_c + \beta_l \times [E(r_m) - r_f] \quad [1]$$

Dónde:

$E(r_{CAPM})$ es la tasa de retorno esperada o costo de oportunidad del capital propio.

r_f es la tasa de retorno de un activo libre de riesgo.

r_c es la tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión.

β_l es el riesgo sistemático de la industria en cuestión. Este coeficiente incluye un suplemento por riesgo regulatorio.

$E(r_m)$ es el retorno esperado de una cartera diversificada.

En términos simplificados, la ecuación anterior expresa que el rendimiento esperado de una acción con riesgo se compone de la tasa libre de riesgo más una prima por el riesgo de invertir en el mercado de capitales, más una prima por riesgo del país receptor de la inversión.

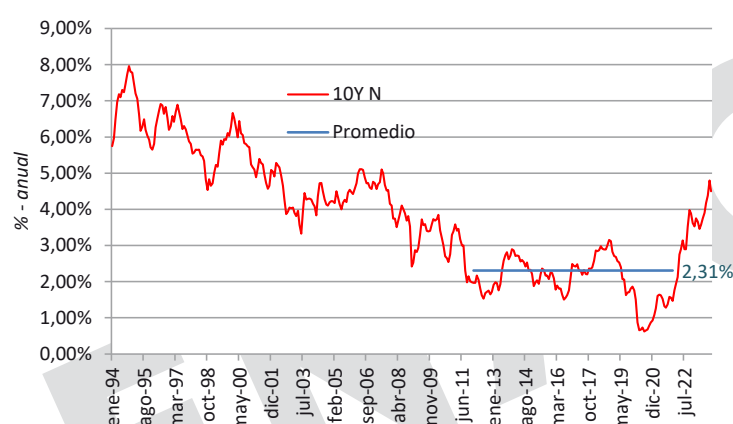
Cada uno de los elementos que componen la fórmula anterior son detallados y cuantificados en las subsecciones siguientes.

2.2.1 Tasa Libre de Riesgo (TLR)

Conforme la metodología propuesta en el Informe Preliminar, la tasa libre de riesgo es calculada como el promedio aritmético de los promedios mensuales del rendimiento del bono del Tesoro de Estados Unidos a 10 años (US10Y) de los últimos 10 años, considerando información disponible en el sitio web de la Reserva Federal de Estados Unidos. Específicamente la información de los títulos FRB.

Conforme se muestra en la figura siguiente, la tasa libre de riesgo calculada como el promedio aritmético de los rendimientos del bono US10Y, para el período comprendido entre noviembre de 2013 y noviembre de 2023 es **2.31%**.

Figura 1 – Tasa libre de riesgo



Fuente: Elaboración con base en Federal Reserve Bank.

Se puede ver también que la serie del rendimiento del bono considerado presenta una tendencia continuamente decreciente en el período de más de 25 años comprendido entre 1994 y 2020. A partir de dicho año y como consecuencia de la situación inflacionaria registrada en la economía estadounidense, se da un cambio de tendencia.

Como una metodología alternativa se plantea la opción de calcular la tasa libre de riesgo mediante el método de suma de dígitos en lugar de aplicar la media aritmética. Este método de ponderación por suma de dígitos o creciente consiste en asignar mayor participación o peso a las observaciones más recientes, de esta forma, los eventos coyunturales recientes tienen mayor impacto en la determinación de la tasa libre de riesgo. La formulación matemática es la siguiente:

$$TLR_{\tau} = \sum_{i=1}^n \left[\left(\frac{i}{n(n+1)/2} \right) \cdot TLR_i \right] \quad [2]$$

Donde

- i representa el período i -ésimo (mes).
- n total de períodos analizados (10 años, 120 meses).
- TLR_i es el rendimiento del bono US10Y en el mes i -ésimo.

2.2.2 Prima por Riesgo de Mercado

La metodología propuesta determina este parámetro, premio por riesgo de mercado, como la media aritmética del spread “Stocks - T.Bonds”, publicado por el Profesor Damodaran de Stern NYU, considerando como fuente oficial el siguiente sitio web: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.

Cabe destacar que el índice de Stocks seleccionado es el índice Standard & Poor's 500 (S&P 500), que es la referencia

y el consenso internacional. En tanto que la serie de T-bonds corresponde al rendimiento del bono del Tesoro de los Estados Unidos, US TBond, a 10 años, lo que garantiza la consistencia al usar el mismo instrumento que el empleado para determinar la tasa libre de riesgo.

Por último, en lo que se refiere al período seleccionado, se considera el período más extenso disponible, es decir, desde 1928 a la actualidad (año 2022).

Con base en las especificaciones antes descriptas y la fuente citada, el premio por riesgo de mercado es 6.64%.

2.2.3 Riesgo Sistemático (Coeficiente Beta)

El coeficiente beta desapalancado, o beta del activo, es obtenido a partir del promedio aritmético de los últimos 10 años de los coeficientes betas de la categoría Utility que agrupa empresas de Estados Unidos, considerando como fuente de información, los valores beta disponible en la página web del profesor Damodaran de Stern NYU. Fuente: Betas (nyu.edu).

Una vez determinado este coeficiente beta desapalancado se procede a ajustar dicho parámetro adicionando un término que represente la diferencia en los esquemas regulatorios del tipo cost plus, propio de los EE.UU, y el esquema regulatorio por incentivos de Honduras. (Ver sección siguiente).

Una vez determinado el coeficiente Beta del activo correspondiente a un esquema regulatorio de Price-cap se procede a calcular el coeficiente beta del Equity o beta apalancado aplicando la ecuación de Hamada.

a) Coeficiente beta desapalancado

La tabla siguiente presenta el coeficiente beta desapalancado publicado por Damodaran de Stern NYU, calculado sobre una muestra de empresas de la categoría industrial “utilities” de los Estados Unidos, para los últimos 10 años.

Tabla 1 – Beta de los Activos

Fecha	Beta Activos	# Empresas
2022	0,41	15
2021	0,59	16
2020	0,48	16
2019	0,19	16
2018	0,17	18
2017	0,19	18
2016	0,25	18
2015	0,36	20
2014	0,42	21
2013	0,38	20

Fuente: Damodaran Stern NYU

El promedio aritmético de dichos coeficientes para los últimos 10 años genera un coeficiente beta desapalancado de **0.34**.

El coeficiente beta antes calculado se obtuvo a partir de una muestra de utilities de los Estados Unidos, las cuales son reguladas bajo un esquema cost plus, por lo tanto para determinar el riesgo sistémico de invertir en Honduras (con esquema de regulación por incentivos o Price-cap) es necesario incorporar un ajuste al coeficiente beta que tenga en cuenta el efecto de los diferentes esquemas regulatorios. El ajuste por diferencia en los esquemas regulatorios es **0.23** para la Distribución de energía eléctrica y **0.14** para la Transmisión.

En la sección 2.2.4 se detalla la metodología de cálculo del coeficiente de ajuste por riesgo regulatorio que da como resultado los valores antes mencionados.

b) Coeficiente beta apalancado

El coeficiente beta que corresponde utilizar en el cálculo de la tasa de actualización es el beta “apalancado” que incluye dos tipos de riesgos, el riesgo sistémico o no diversificable de la industria y el riesgo financiero o de default derivado de una estructura de apalancamiento adecuada.

Partiendo de los coeficientes betas del activo para distribución y transmisión de energía eléctrica ajustados por la diferencia en el esquema regulatorio y aplicando la ecuación de Hamada se obtienen los siguientes valores de coeficientes del Equity.

Beta Distribución: 1.04

Beta Transmisión: 0.79

La ecuación de Hamada, mencionada anteriormente, se basa en Modigliani y Miller y, asumiendo que el coeficiente beta de la deuda es nulo, $\beta_D = 0$, permite obtener el beta apalancado de la siguiente manera:

$$\beta_L = \hat{\beta}_U \cdot (1 + ((1 - t))\phi) \quad [3]$$

Donde:

$\hat{\beta}_L$ = coeficiente beta estimado apalancado

$\hat{\beta}_U$ = coeficiente beta estimado desapalancado

$\phi = \frac{D}{E}$ = apalancamiento real de la empresa considerada

t = Tasa impositiva

2.2.4 Premio por Riesgo Regulatorio

Este riesgo identificado a partir del estudio de (Alexander et al., 1996a) cobra relevancia para los países emergentes, dado que el riesgo sistémico se estima o bien se importa a partir de estudios con base en empresas de los EE.UU regulado bajo cost plus, en tanto que los países destino generalmente aplican algunas variantes de la regulación británica de alto incentivo.

La metodología para calcular dicho coeficiente de ajuste es mediante la comparación de betas de empresas de las mismas industrias que operan bajo regímenes regulatorios diferentes. Generalmente, se toman como casos extremos de regulación a los Estados Unidos (Rate of Return) y Gran Bretaña (Price cap).

En esta línea de razonamiento, la metodología para determinar el ajuste por diferencia en el esquema regulatorio consiste en la comparación de betas calculados para empresas reguladas de EE.UU y de Gran Bretaña, para ello se toma como fuente de información la publicación de Damodaran Stern NYU, así el riesgo regulatorio se determina comparando el coeficiente Beta de la categoría utility general para los EE.UU vs el beta de la misma categoría para Europa.

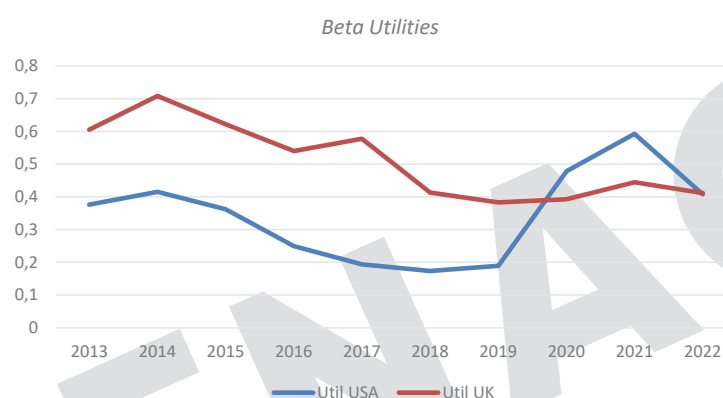
La tabla siguiente presenta el coeficiente beta del activo o desapalancado para las empresas de la categoría “utilities” tanto de Estados Unidos como de Gran Bretaña, el riesgo regulatorio se define como la diferencia entre el coeficiente beta de UK regulado por Price-cap y el beta de EE.UU regulado por Cost-plus. Tomando la “mediana” para los diez años de la muestra se arriba al valor de 0.23. Se considera la mediana para eliminar el efecto distorsivo de los años de crisis sanitaria de Covid-19.

Tabla 2 – Prima por Riesgo Regulatorio

Fecha	B USA	B UK	RR Util
2022	0,41	0,41	0,00
2021	0,59	0,44	-0,15
2020	0,48	0,39	-0,09
2019	0,19	0,38	0,19
2018	0,17	0,41	0,24
2017	0,19	0,58	0,38
2016	0,25	0,54	0,29
2015	0,36	0,62	0,26
2014	0,42	0,71	0,29
2013	0,38	0,61	0,23

Fuente: Damodaran Stern NYU

En cuanto al período de análisis cabe destacar que los efectos de la reciente crisis sanitaria global de COVID-19 marcó una situación extraordinaria que afectó, en forma generalizada el desarrollo de toda actividad comercial, y los negocios alrededor del mundo, en tal sentido Duff & Phelps (2020) recomienda la utilización de valores “normalizados” en lugar de valores Spot, por valores normalizados se entienden a parámetros estimados a partir de un horizonte temporal suficientemente largo como para morigerar los efectos del COVID.

Figura 2 – Coeficientes Betas desapalancados *Utilities*

Fuente: Elaboración propia con base en Damodaran Stern NYU

Una característica específica del esquema regulatorio de Honduras es que la duración del ciclo tarifario para distribución es de cinco años, en tanto que para la transmisión es de tres. Esta característica nos permite calcular coeficientes de riesgo regulatorio diferenciados para distribución y para transmisión.

Considerando que durante todo el ciclo tarifario las empresas de la industria enfrentan el riesgo de no poder trasladar a tarifas las variaciones de costos, dado que bajo esquemas de incentivos las tarifas son determinadas en cada revisión tarifaria y tienen vigencia para todo el ciclo tarifario. Se concluye que la exposición al riesgo regulatorio de las empresas de distribución es mayor que la exposición de las empresas de transmisión, dado que la frecuencia de las revisiones tarifarias es menor en distribución que en transmisión.

Con base en este razonamiento se puede asumir que toda la diferencia en los esquemas regulatorios corresponde a riesgo regulatorio de distribución, y aproximar el riesgo de transmisión en forma proporcional a la duración de los respectivos ciclos tarifarios.

Así, para los últimos 10 años de análisis se tiene que el riesgo regulatorio de distribución es **0.23**, en tanto que el riesgo regulatorio de transmisión es definido como un 60% del riesgo regulatorio de distribución, es decir **0.14**.

(El porcentaje de 60% se obtiene de la duración relativa de los ciclos tarifarios de transmisión (3 años) y distribución (5 años)).

2.2.5 Premio por Riesgo País

EL CAPM fue diseñado para los mercados de los países desarrollados, por lo tanto, es necesario desarrollar mecanismos que permitan aplicar dicho modelo a países emergentes.

Los distintos mecanismos para Internacionalizar el modelo CAPM definido en el mercado internacional consisten básicamente en la incorporación de una prima por riesgo país.

Para estimar el riesgo país hay diferentes opciones. La propuesta metodológica consiste en estimar la prima por riesgo país a partir del Indicador **EMBI+País (Emerging Market Bond Index Plus)** que mide la evolución de los bonos de un país con relación al mercado de los Estados Unidos. Este indicador es estimado por JP Morgan Chase basado en el comportamiento de

la deuda externa emitida por cada país y es de amplia utilización y reconocimiento en el ambiente regulatorio.

Para determinar la prima por riesgo país se toma como fuente el Indicador EMBI+ calculado por JP Morgan, se considera el mismo período de análisis de 10 años, a los fines de ser consistente con el de la tasa libre de riesgo, y la metodología de cálculo debe estar dado por la media aritmética.

Adicionalmente se pueden desarrollar sensibilidades utilizando el método de ponderación de suma de dígitos.

El riesgo país calculado a partir de la media aritmética para el período noviembre 2013 – noviembre 2023, es **4.05%**.

2.2.6 Costo del capital propio total

La tabla siguiente presenta el valor del costo del capital propio nominal después de impuestos para ambos sectores, distribución y transmisión respectivamente:

Tabla 3 – Costo de capital propio

Costo de Capital Propio	Sigla	Distribución	Transmisión
TLR -Tbond Inf Index	<i>Rfr</i>	2,31%	2,31%
Premio Riesgo País	<i>CRP</i>	4,05%	4,05%
Premio Riesgo de Mercado	<i>PRM</i>	6,64%	6,64%
Beta USA desapalancado	<i>B USA (desap)</i>	0,34	0,34
Ajuste por esquema regulatorio	<i>Aj Esq R</i>	0,23	0,14
Beta desapalancado Ajustado	<i>Brr (desapal)</i>	0,58	0,48
Beta Apalancado	<i>Brr (apal)</i>	1,04	0,79
Costo Capital Propio Nominal USD	<i>KeUSD</i>	13,26%	11,60%

2.3 Costo de la deuda

La metodología propuesta para determinar el costo de la deuda se basa en el mercado internacional, y consiste en la aplicación de un enfoque CAPM de la deuda a través de la siguiente especificación:

$$r_D = r_f + r_c + \text{Company Default Spread} \quad [4]$$

Donde:

r_D es el costo de la deuda.

r_f es la tasa de rendimiento de un activo libre de riesgo.

r_c es la tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión.

Company Default Spread es el adicional por riesgo corporativo (calculado en base a la calificación crediticia de empresas de los EE.UU).

Al recurrir a un enfoque de CAPM pero de la deuda implica que los parámetros tasa libre de riesgo y riesgo país ya fueron calculados en oportunidad de la determinación del costo del equity, por lo que sólo resta incluir el cálculo del premio por riesgo corporativo, el cual es calculado con base en la calificación crediticia de empresas de los EE.UU).

2.3.1 Prima por riesgo corporativo

La metodología propuesta para el cálculo del Company Default Spread o riesgo adicional corporativo es considerar el premio por riesgo crediticio que empresas estadounidenses pagan por encima de la tasa libre de riesgo. Esto se puede obtener comparando compañías con la misma calificación del riesgo soberano estadounidense y estimando la prima adicional por riesgo crediticio.

Así, con base en la información de Stern NYU, sobre los spread crediticios (corporate default spread) asociados a cada rating de calificación crediticia, se selecciona el spread de empresas con igual calificación crediticia que los bonos del Tesoro de los EE.UU.

La prima de riesgo crediticio se calcula como el promedio del spread de los bonos corporativos de los EE.UU sobre la tasa libre de riesgo, para el período de análisis de nueve años. (Para ser consistentes con el resto de las variables, el horizonte a considerar es 10 años, pero debido a la falta de información este período debió recortarse a 9 años)).

Tabla 4 – Spread riesgo crediticio

Año	Spread AAA
2023	0,87%
2022	0,67%
2021	0,69%
2020	0,63%
2019	0,75%
2018	0,54%
2017	0,60%
2016	0,75%
2015	0,40%

Fuente: Damodaran Stern NYU

La serie de spreads publicada por Damodaran está disponible desde el año 2015, por lo tanto se consideró el período 2015-2023, el promedio de spread de las empresas de la misma calificación crediticia que los bonos de los EE.UU es **0.66**.

2.3.2 Costo de estructuración de la deuda

Como resultado de la Audiencia Pública 06/2023 se recibió la observación de la necesidad de incluir como un componente de la tasa de costo de capital de terceros al costo de estructuración de la deuda, en virtud de que las instituciones devengan

costos de estructuración y, además, exigen el mantenimiento de saldos de caja inmovilizados para reducir el riesgo de incobrabilidad ante potenciales deficiencias en el servicio de la deuda (“Cuentas de Reserva para el Servicio de la Deuda – CRSD”).

Atendiendo a esta observación y aplicando la misma metodología utilizada en el Acuerdo CREE 42/2021 y con base en información del mercado financiero, se procedió a estimar el sobrecosto financiero que implica el devengamiento de los costos de estructuración y requerimientos de reserva

para un préstamo a 10 años de duración. El costo adicional determinado para una tasa de interés de 7.006% (tasa de deuda considerando el valor corregido de la Tasa Libre de Riesgo de 2.306%, prima por riesgo país de 4.045% y prima de riesgo corporativo de 0.655%), el costo de estructuración se situaría en **0.666%**, este valor redondeado a dos dígitos es **0.67%**.

2.3.3 Costo del capital de terceros total

La tabla siguiente presenta el valor del costo del capital de terceros nominal antes de impuestos, el cual es idéntico para ambos sectores, distribución y transmisión respectivamente:

Tabla 5 – Costo de capital de terceros

Costo de Capital de Terceros	Sigla	Distribución	Transmisión
Prima Riesgo Corporativo	<i>CorpR</i>	0,66%	0,66%
TLR -Tbond Inf Index	<i>Rfr</i>	2,31%	2,31%
Premio Riesgo País	<i>CRP</i>	4,05%	4,05%
Costo de Estructuración	<i>CED</i>	0,67%	0,67%
Costo Deuda Nominal USD (antes Imp)	<i>KdUSDa.i.</i>	7,67%	7,67%

Los valores consignados en la tabla anterior corresponden a valores redondeados a dos dígitos.

Considerando cuatro dígitos se tienen los siguientes valores: prima de riesgo corporativo 0,655%; tasa libre de riesgo 2,306%; riesgo país 4,045% y costo de estructuración 0,666%. Así, el costo de la deuda nominal en dólares es 7,672%.

2.4. Estructura de capital

Desde el punto de vista teórico, la estructura de capital debe obedecer a un proceso de optimización por parte de las empresas, de manera de minimizar el costo total de las distintas fuentes de financiamiento de la inversión.

Desde el punto de vista empírico existen dos enfoques principales para determinar la estructura de capital:

- Benchmarking financiero: consiste en la comparación de la estructura real del capital de empresas de la industria, esta comparación puede hacerse a nivel local, regional o a nivel global.
- Definición endógena: se define una estructura óptima u objetivo que surge de despejar el nivel de apalancamiento a partir de la definición de los niveles o ratios de cobertura de intereses de deuda en el flujo de caja de cada empresa.

La metodología propuesta para el cálculo de la estructura de capital consiste en la realización de un benchmarking regional (Latinoamérica) respecto del nivel de endeudamiento de mediano/largo plazo de empresas del sector, reconocido en las resoluciones tarifarias correspondientes.

Las tablas siguientes presentan la estructura de capital definidas por los reguladores de la región para aplicar en las tasas de actualización de las actividades de distribución y transmisión de energía respectivamente.

Tabla 6 – Estructura de Capital Distribución

País	Brasil	Colombia	Panamá	Guatemal	Promedio
				a	
Documento/Año	NT 189/2017	Res. 004/2021	IMP 2017- 2021	Res. 263/2012	
Capital Propio	43,82%	58,20%	42,50%	42,00%	46,63%
Capital Terceros	56,18%	41,80%	57,50%	58,00%	53,37%

Fuente: Elaboración propia con base en Autoridades regulatorias de cada país

Tabla 7 – Estructura de Capital Transmisión

País	Brasil	Colombia	Panamá	Guatemal	Promedio
				a	
Documento/Año	AP 09/2019	Res. 004/2021	IMP 2017- 2021	Res. 263/2012	
Capital Propio	60,20%	58,20%	50,00%	42,00%	52,60%
Capital Terceros	39,80%	41,80%	50,00%	58,00%	47,40%

Con base en las tablas anteriores la estructura de capital a considerar es D/A 53.37% para la Distribución y D/A 47.40% para la transmisión de energía eléctrica.

2.5. Ajuste por expectativa de devaluación (teoría de arbitraje)

Los cálculos desarrollados permiten determinar la tasa de actualización real en dólares ya que los principales parámetros fueron obtenidos a partir del mercado internacional, sin embargo, bajo el supuesto de paridad cambiaria (Purchasing Power Parity de ahora en adelante ppp), e integración perfecta de Honduras al mercado internacional, la tasa de actualización en moneda doméstica debe ser igual a la tasa de actualización en dólares. Si la expectativa es que en el período tarifario el supuesto de ppp se sostenga, entonces las tasas reales arbitran; si, por el contrario, la expectativa es que el país pase por un proceso de depreciación (apreciación) de su moneda, entonces el retorno real en Lempiras debe ser superior (menor) al retorno real en dólares.

Tomando en consideración el efecto de la expectativa de devaluación sobre la tasa de actualización, (teoría de no arbitraje), se desarrolla la siguiente fórmula para obtener la tasa de actualización en moneda doméstica:

$$(1 + i_{HNL}) = (1 + i_{USD}) \times \frac{(1 + \pi_{HNL})}{(1 + \pi_{USD})} \quad [5]$$

Donde:

i_{HNL} es la tasa de actualización en Lempiras.

i_{USD} es la tasa de actualización en dólares (obtenida del cálculo con base en el mercado internacional).

π_{HNL} es la tasa de inflación doméstica.

π_{USD} es la tasa de inflación de los EE.UU

La formulación anterior implica la paridad de tasas de rentabilidad reales es decir, la tasa de actualización en dólares

real es igual a la tasa de actualización real en Lempiras (HNL). Esta igualdad se deduce operando convenientemente la ecuación anterior

$$\frac{(1 + i_{HNL})}{(1 + \pi_{HNL})} = \frac{(1 + i_{USD})}{(1 + \pi_{USD})} \quad [6]$$

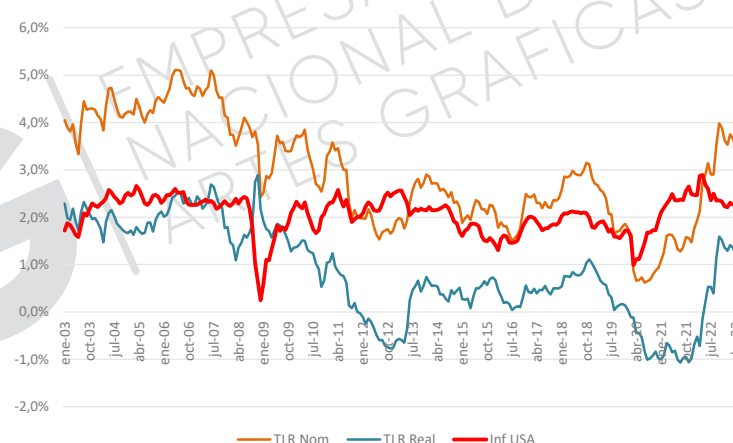
Por lo tanto, si se verifican los supuestos antes descriptos de la teoría de paridad de poder adquisitivo, la tasa real doméstica es igual a la tasa real en dólares, en consecuencia, la variable que resta por calcular es la tasa de inflación de los Estados Unidos.

2.5.1 Inflación de los Estados Unidos

La inflación de EE.UU es calculada a partir de la diferencia de tasas de interés de títulos nominales e indexados por inflación, del Tesoro a 10 años (US10Y). Se calcula el promedio del spread para el mismo período de análisis del resto de las variables analizadas (10 años).

Como se ve en la figura siguiente, la tasa de inflación de los EE.UU para el período considerado es **1.96%**.

Figura 3 – Inflación USA – Diferencia tasa nominal vs tasa real



Fuente: Elaboración Propia con base en Banco de la Reserva Federal (FED)

2.6. Costo promedio ponderado del capital

2.6.1 Escenario Base

El costo promedio ponderado del capital o WACC surge de la combinación de los tres elementos antes descritos, es decir la tasa de actualización surge de “ponderar” el costo del capital propio y el costo de la deuda por la estructura de capital.

Tabla 8 – Costo promedio ponderado del capital – Escenario Base

Componentes	Sigla	Distribución	Transmisión
Estructura de Capital			
Capital Propio	(P/V)	46,63%	52,60%
Capital de Terceros	(D/V)	53,37%	47,40%
Costo Capital Propio Nominal USD	$KeUSD$	13,26%	11,60%
Costo Deuda Nominal USD (antes Imp)	$KdUSD_{a.i.}$	7,67%	7,67%
Impuesto a la Renta	T	0,30	0,30
WACC Nominal Después Imp (USD)	$WACC_{Nom d.i.}$	9,05%	8,64%
Expectativa Inflación USA	$InfUSA-Exp$	1,96%	1,96%
WACC Real Después Imp (USD)	$WACC_{Real d.i.}$	6,95%	6,55%

Como se puede ver en la tabla anterior, la tasa de actualización real después de impuestos, para las actividades de Distribución y Transmisión de energía eléctrica, se determinaron en 6.95% y 6.55% respectivamente. Ambos valores se encuentran por debajo del límite inferior consignado en el Artículo 19 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), por lo tanto, la tasa que corresponde aplicar es dicho límite inferior (7%).

2.7 Metodología Integrada Fuentes y Resultados

Las tablas siguientes compilan los criterios metodológicos aplicados a cada variable y los resultados obtenidos:

Tabla 9 – Metodología Cálculo Costo de Capital Propio

Capital Propio	Sigla	Fórmula	Distribución	Transmisión	Fuente y Criterio
Tasa Libre de Riesgo en USD	r_f		2.31%	2.31%	<i>Fuente:</i> Rendimiento del UST10 (FED) <i>Período:</i> 10 años (nov 2013- nov 2023) <i>Metodología:</i> Media Aritmética
Prima por Riesgo País	r_c		4.05%	4.05%	<i>Fuente:</i> EMBI+ Honduras. JP Morgan <i>Período:</i> 10 años (nov 2013 – nov 2023) <i>Metodología:</i> Media Aritmética
Beta sin apalancamiento	$\beta_{USA_{unl}}$		0.34	0.34	<i>Fuente:</i> Damodaran - Beta (Value Line) <i>Metodología:</i> Media aritmética Beta empresas de Utility de USA <i>Período:</i> 10 años (2013 – 2022 – serie anual)
Ajuste Esquema Regulatorio	$\beta_{USA_{Reg\ unl}}$		0.23	0.14	<i>Fuente:</i> Damodaran - Beta (Value Line) <i>Metodología:</i> Diferencia $B(EE.UU) - B(Europa)$. Transmisión ajuste por ciclo tarifario 60% (3/5) respecto Distribución. <i>Período:</i> 10 años (2013 – 2022 – serie anual - MEDIANA)
Beta ajustado y apalancamiento	$\beta_{HN_{Reg\ lev}}$	$\beta_{USA_{unl}} * [1 + (1 - t) * D/E]$	1.04	0.79	<i>Criterio:</i> Ecuación de Hamada

Capital Propio	Sigla	Fórmula	Distribución	Transmisión	Fuente y Criterio
Premio por riesgo de Mercado	p_m	$r_m - r_f$	6.64%	6.64%	Metodología: Promedio (SP500 - UST-10). Período: 1928-2022 Fuente: Damodaran
Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos, en USD	r_e	$r_f + r_c + \beta * p_m$	13.26%	11.60%	Aplicación CAPM [%]

Tabla 10 - Metodología Cálculo Costo de Capital de Terceros (Deuda)

Capital de Terceros (Deuda)	Sigla	Fórmula	Distribución	Transmisión	Fuente y Criterio
Tasa Libre de Riesgo en USD	r_f		2.31%	2.31%	Fuente: Rendimiento del UST10 (FED) Período: 10 años (nov 2013- nov 2023) Metodología: Media Aritmética
Prima por Riesgo País	r_c		4.05%	4.05%	Fuente: EMBI+ Honduras. JP Morgan Período: 10 años (nov 2013 – nov 2023) Metodología: Media Aritmética
Adicional por riesgo crediticio	r_s		0.66%	0.66%	Criterio: Spread Calificación Crediticia EE.UU Fuente: Damodaran Metodología: Media Aritmética (2015-2023)
Estructuración de Deuda	E_dD		0.67%	0.67%	Metodología: Cómputo del costo de constitución de deuda para un T-bond 10 years.
Costo Nominal de la Deuda antes de impuestos, en USD	r_d	$R_d = r_f + r_c + r_s + E_dD$	7.67%	7.67%	Aplicación CAPM Deuda [%]

Capital de Terceros (Deuda)	Sigla	Fórmula	Distribución	Transmisión	Fuente y Criterio
Tasa impositiva	t		0.3	0.3	Alícuota Impuesto a las Ganancias
Costo Nominal de la Deuda después de impuestos, en USD	r'_d	$r_d*(1-t)$	5.37%	5.37%	Aplicación CAPM Deuda [%]

Tabla 11 - Metodología Cálculo Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC)

WACC	Sigla	Fórmula	Distribución	Transmisión	Características
Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos, en USD	r_e	$r_F + r_L + \beta_L * r_M$	13.26%	11.60%	Aplicación CAPM [%]
Costo Nominal de la Deuda después de impuestos, en USD	r'_d	$r_d*(1-t)$	5.37%	5.37%	Resultado [%]
Estructura de capital	$D/(D+E)$		53,37%	47,40%	<i>Benchmarking Financiero</i>
Costo Nominal del Capital después de impuestos, en USD	$WACC$	$r_E*(1-W_D) + r'_D*W_D$	9,05%	8,64%	Aplicación WACC [%]
Inflación en USD	π_{USA}		1.96%	1.96%	<i>Criterio: Spread Bonos (UST y TIPS) a 10Y</i> <i>Período: nov 2013 – nov 2023</i> <i>Metodología: Promedio</i>
Costo Real del Capital después de impuestos, en USD y HNL	$WACC_{CR}$	$[(1+WACC)/(1+\pi_{USA})]-1$	6,95%	6,55%	Aplicación WACC [%]

2.8 Comparación Resultados Obtenidos

2.8.1 Respecto Valores Vigentes en Honduras

La tabla siguiente presenta la comparación de los valores de tasa de actualización obtenidos mediante la metodología antes descrita y los valores consignados en el Acuerdo CREE N°. 42/2021.

Tabla 12 – Comparación Resultados Obtenidos

Concepto/Segmento	Acuerdo 42/2021		Cálculo GME 2023	
	Distribución	Transmisión	Distribución	Transmisión
Tasa libre	2,12%	2,12%	2,31%	2,31%
Beta Act USA	0,24	0,24	0,34	0,34
Riesgo Regulatorio	0,23	0,14	0,23	0,14
Beta Ajustado	0,47	0,38	0,58	0,48
Beta del Equity	0,85	0,69	1,04	0,79
Prima de Riesgo de Mercado	6,43%	6,43%	6,64%	6,64%
Prima de riesgo país	3,52%	3,52%	4,05%	4,05%
Costo Equity Nominal	11,11%	10,08%	13,26%	11,60%
Costo Deuda Nominal	7,27%	7,27%	7,67%	7,67%
Impuesto a las rentas	0,30	0,30	0,30	0,30
D/A	54,00%	54,00%	53,37%	47,40%
D/E	1,17	1,17	1,14	0,90
Costo de deuda después de impuestos	5,09%	5,09%	5,37%	5,37%
WACC Nominal - Después impuestos	7,86%	7,38%	9,05%	8,64%
Inflación USA	2,35%	2,35%	1,96%	1,96%
WACC Real	5,38%	4,92%	6,95%	6,55%

Fuente: Elaboración Propia

Como se puede apreciar, los resultados obtenidos presentan una tasa de actualización significativamente superior para ambos segmentos (Distribución y Transmisión), sin embargo, estos valores resultan menores al límite inferior establecido por el Artículo 19 de la LGIE, en consecuencia, dicho límite continúa vigente.

Un aspecto importante a destacar es que, con la presente metodología para determinar la estructura de capital se recurrió a un benchmarking regional, que permitió considerar estructuras diferenciadas para transmisión y distribución.

2.8.2 Referenciamiento Regional

En las tablas siguiente se presentan un resumen del enfoque metodológico de los países analizados y los resultados obtenidos:

Tabla 13 – Resumen comparativo metodologías

Concepto	Brasil	Colombia	Guatemala	Panamá
Metodología General	CAPM/WACC-Híbrido	CAPM/WACC-Híbrido	CAPM/WACC-Country Spread Model	CAPM/WACC-Country Spread Model
Período de Análisis	Largo Plazo	Spot	Largo Plazo	Spot
Mercado de Referencia	< 2019 = EE.UU > 2019 = híbrido (EE.UU, Brasil)	< 2021 = EE.UU > 2021 = híbrido (EE.UU, Colombia)	Estados Unidos	Estados Unidos
Costo Capital Propio	CAPM	CAPM	CAPM	CAPM
Tasa Libre de Riesgo	< 2019 = UST-10Y (promedio 30 años) > 2019 = NTN- (media móvil 10 años)	< 2021 = UST-10Y (promedio 12 meses) > 2021 = Cero Cupón Col.- (media ponderada 60 meses)	UST-20Y (promedio 8 años)	UST-30Y (promedio 12 meses)
Premio Riesgo País	< 2019 = Embi+ (mediana 15 años) > 2019 = implícito en deuda local	< 2021 = diferencia Credit Default Swaps (promedio diario 1 año) > 2021 = implícito en deuda local	diferencia títulos domésticos y títulos de USA (en USD) (promedio 8 años)	Embi+ (promedio 12 meses)
Riesgo Sistémico	- MCO empresas de USA (EEI) - Promedio 5 años - Apalancamiento: Hamada	- MCO empresas de USA - Promedio 5 años - Apalancamiento: Hamada	- Base empresas de USA - Fuente: Value Line - Ibbotson, etc. - Apalancamiento: Hamada	- Beta calculado por Damodaran - Apalancamiento: Hamada
Riesgo Regulatorio	No considera	No considera	Diferencia B (UK) - B (USA)	Diferencia B (UK) - B (USA)
Premio Riesgo de Mercado	- Índice: S&P 500 - Fuente: JP-Morgan - D&P - Período: 30 años / 1928-actualidad	- Índice: S&P 500 - Fuente: JP-Morgan - D&P - Período: 1928-actualidad	- Índice: S&P 500 - Fuente: JP-Morgan - D&P - Período: 1926-actualidad	- Índice: S&P 500 - Fuente: Damodaran - Período: 1928-2017 y 1977-2017
Costo Deuda	CAPM deuda / Costo Medio Endeudamiento (CME) Local	Costo Medio Endeudamiento (CME) Local	CAPM deuda	CAPM deuda
CME Local	- Debentures empresas Brasil - Promedio 10 años.	- Tasa Créditos Comerciales - Promedio 12 meses	no aplica	no aplica
Riesgo de Crédito	- spread empresas de Brasil de la industria - promedio 15 años		- spread riesgo corporativo Ba1/BB+ - Fuente Reuters	- spread riesgo corporativo BBB - Fuente Reuters - Damodaran
Estructura de capital	- Benchmarking empresas del sector (3 años) - Objetivo: covenant D/EBITDA = 3	- Objetivo: covenant D/A = 0.4 - D&P	- Benchmarking internacional	- Escenario D/A = 0.5 - Benchmarking - Escenario D/A = 0.65 Offgem

Tabla 14 – Comparación valores obtenidos

Caso	Fecha	Costo Equity n.d.i.	Costo Deuda d.i.	Estructura de Capital (D/A)	WACC r.d.i.
Brasil Dist	2017	12.22%	7.84%	56.18%	7,71%
Brasil Dist*	2019	9.23%	4.69%	42.18%	7,32%
Brasil Trans*	2020	8.57%	4.34%	38.03%	6,96%
Colombia Dist	2018	8.58%	6.45%	40.00%	7,91%
Colombia Trans	2008	12.22%	5.58%	40.00%	7,70%
Guatemala D + T	2012	12.24%	7.38%	58.00%	6,88%
Panamá Dist	2018	9.89%	4.28%	50.00%	5,36%
Panamá Transmisión	2017	7.55%	3.51%	50.00%	3,76%
CREE Acuerdo 42/21 D	2021	11.11%	5.09%	54.00%	5,38%
CREE Acuerdo 42/21 T	2021	10.08%	5.09%	54.00%	4,92%
CREE- GME Dist	2023	13.26%	5.37%	53.37%	6,95%
CREE- GME Trans	2023	11.60%	5.37%	47.40%	6,55%

Nota: * valores reales

Aún cuando se puede ver que los valores de tasa wacc real después de impuestos, están en el rango medio de los valores regionales (la media regional es 6.35%), cabe destacar que no es correcto realizar una comparación directa de los valores obtenidos. Esta imposibilidad se fundamenta en motivos metodológicos y en consideraciones temporales.

3. Consideraciones Finales

En el presente Informe se cubren los alcances de la Tarea 3, de los Términos de Referencia, cuyo objetivo de esta tarea es realizar el cálculo preliminar de la tasa de actualización de las actividades del sector eléctrico: Transmisión y distribución, considerando para ello la metodología propuesta durante el desarrollo de la Tarea 2.

Cabe recordar que durante la Tarea 2, se realizó una evaluación de la metodología actualmente vigente que dio por resultado una propuesta metodológica para el cálculo de la tasa de actualización. Esta propuesta metodológica desarrollada cumple con una serie de atributos como ser integralidad, estandarización y estar basada en fuentes oficiales de libre acceso y que perduren en el tiempo, a los fines de garantizar la replicabilidad de los cálculos en cualquier período presente y futuro.

Los valores de tasa de actualización resultantes de la aplicación de dicha propuesta metodológica resultaron en tasas de actualización real después de impuestos de 6.95% y 6.55% para los segmentos de distribución y transmisión respectivamente.

Estos valores resultan superiores a los vigentes (aprobados mediante Acuerdo CREE 42/2021), no obstante son inferiores al límite establecido en la LGIE.

Respecto de la comparación regional, dichos valores están en el rango medio, adicionalmente la dispersión a nivel regional no resulta significativa.

Por último, cabe destacar que, forma parte de la presente actividad el desarrollo de un modelo de cálculo en soporte MS Excel, el cual se adjunta a este Informe. Dicho modelo fue desarrollado con base en información internacional, pública y de libre acceso, considerando todos los aspectos metodológicos desarrollados en la Tarea 2. Adicionalmente el modelo incluye parametrización de la metodología de cálculo y del período de análisis de los principales elementos que conforman la tasa de actualización, de esta forma se pueden desarrollar escenarios alternativos.

TERCERO: Instruir a la Secretaría General para que de conformidad con el artículo 3, Literal D, romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), el presente Acto Administrativo.

CUARTO: Instruir a la Secretaría General y a las unidades administrativas a que procedan con la publicación del presente Acuerdo aprobado en el Diario Oficial “La Gaceta”.

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE.

RAFAEL VIRGILIO PADILLA

WILFREDO CÉSAR FLORES CASTRO

LEONARDO ENRIQUE DERAS VÁSQUEZ