

al diecisiete (17) de septiembre de dos mil veintiuno (2021), las funciones, potestades y atribuciones, comprendidas en los artículos 27 y 28 del Reglamento de Organización, Funcionamiento y Competencia del Poder Ejecutivo, contenido en Decreto Ejecutivo No. PCM-008-97 (publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 7 de Junio de 1997).

SEGUNDO: Delegar asimismo durante el período antes indicado al Abogado **CESAR FERNANDO VIGIL MOLINA**, la facultad de autorizar con su sola firma las providencias de impulso procesal o de mero trámite, de los procedimientos administrativos que se tramitan ante la Secretaría de Energía; conforme a la delegación de éstos a la Secretaría General mediante Acuerdo No. SEN-14-2018 del 2 de noviembre de 2018.

TERCERO: El delegado es responsable de la función delegada y presentará al finalizar el periodo de la delegación para archivo de Secretaría General y del Despacho Ministerial un informe detallado de los actos ejecutados.

ACUERDO: El presente Acuerdo es efectivo a partir del nueve (9) de septiembre de dos mil veintiuno (2021) y debe publicarse en el Diario Oficial La Gaceta. **COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE.**

Tegucigalpa, M.D.C., tres (03) de septiembre de dos mil veintiuno (2021).

ROBERTO A. ORDOÑEZ WOLFOVICH
SECRETARIO DE ESTADO EN EL DESPACHO DE
ENERGIA

ERICKA LORENA MOLINA A.
SECRETARIA GENERAL

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica **CREE**

ACUERDO CREE-42-2021

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. Tegucigalpa, Municipio de Distrito Central a los dieciocho días de agosto de dos mil veintiuno.

RESULTANDO:

- I. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (“LGIE”) establece que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (“CREE” o “Comisión”) establecerá la tasa de actualización que se usará para el cálculo de tarifas, misma que será determinada mediante estudios realizados por firmas consultoras especializadas en la materia.
- II. Que mediante la Resolución CREE-148 publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 24 de junio de 2019, la CREE aprobó el Reglamento de Tarifas, que establece las metodologías, criterios y procedimientos necesarios para el cálculo tarifario en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley.

La Gaceta

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

ABOG. THELMA LETICIA NEDA
Gerente General

JORGE ALBERTO RICO SALINAS
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

- III. Que el Banco Centroamericano de Integración Económica (“BCIE”), con el fin de coadyuvar en el fortalecimiento del sector eléctrico de Honduras apoyó a la Comisión con la contratación de una consultoría para realizar un estudio para determinar la tasa de actualización aplicable a las actividades de transmisión y distribución (la “Tasa de Actualización”).
- IV. Que mediante Acuerdos CREE-21-2021 y CREE-24-2021 la CREE instruyó un proceso de consulta pública CREE-CP-03-2021 denominada “Tasa de Actualización para las actividades de transmisión y distribución”; dicha consulta inició a las 15:00 horas del 25 de mayo y finalizó a las 15:00 horas del lunes 14 de junio de 2021.
- V. Que aunado a lo anterior, el 03 de junio de 2021 se socializó la propuesta de la Tasa de Actualización a través de un evento virtual en el cual se contó con la participación de distintos actores, durante el evento se explicó detalladamente la metodología que se utilizó para obtener la referida tasa y se contó con una serie de consultas que fueron contestadas por la CREE y el consultor que realizó el estudio para obtener la Tasa de Actualización.
- VI. Que en fecha 18 de junio de 2021 la CREE remitió al BCIE los comentarios recibidos por los participantes de la consulta pública a fin de que el consultor Adrián G. Ratner revisará los comentarios y realizara las modificaciones necesarias al estudio de la Tasa de Actualización.
- VII. Que en fecha 05 de julio de 2021 el consultor Adrián G. Ratner remitió a la CREE el informe final denominado “Cálculo de la Tasa de Actualización de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica” y propuestas de respuestas a los comentarios recibidos en la consulta pública.
- VIII. Que en fecha 16 de julio de 2021 la CREE aprobó mediante Acuerdo CREE-34-2021 el “Informe de Resultados” del proceso de consulta pública CREE-CP-03-2021 de la cual formó parte el informe del consultor Adrián G. Ratner “Cálculo de la Tasa de Actualización de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica” que contiene la metodología para el cálculo de la referida tasa.
- IX. Que en el estudio para obtener el valor de la tasa de actualización aplicable a las actividades de distribución y transmisión, el consultor especializado determinó lo siguiente:
- Para la actividad de transmisión como para la de distribución la tasa libre de riesgo resultó en 2.12%, la prima riesgo de mercado en 6.43%, la prima de riesgo país en 3.52%, la prima de riesgo corporativo en 0.76%, el costo de estructuración de deuda en 0.87%, la relación entre la deuda y capital en 1.17, la inflación esperada en Honduras en 3.50% y la inflación esperada en EEUU en 2.35%;
 - El Beta Equity apalancado es de 0.69 para transmisión y 0.85 para distribución;
 - La Tasa de Actualización para transmisión es de 4.92% y de 5.38% para distribución; y, conforme con lo establecido en la LGIE la tasa aplicable para dichas actividades debe de ser por un valor de 7%.
- X. Que previo a la aplicación de la Tasa de Actualización debe tomarse en cuenta que las empresas distribuidoras y transmisoras deben culminar los procedimientos

formales establecidos en el Reglamento de Tarifas relativos al cálculo de los costos de distribución y transmisión.

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, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica tiene

dentro de sus funciones la de expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de esta Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

Que de conformidad a la Ley General de la Industria Eléctrica, 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 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 deberá contratar con firmas consultoras especializadas en la materia.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica 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 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 real después de impuestos será determinada por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica mediante

estudios contratados con entidades privadas especialistas en la materia.

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-30-2021 del 18 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 el artículo 1 literales A y B, artículo 3 primer párrafo, literal F romano III y VI, literal I, artículo 8, artículo 19 y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica; artículo 61 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica; artículo 130 del Reglamento de Tarifas; 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: 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.

SEGUNDO: 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.

TERCERO: 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”.

CUARTO: Publíquese y comuníquese.

GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA

JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA

LEONARDO ENRIQUE DERAS VÁSQUEZ

1. Metodología de Cálculo de la Tasa de Actualización

La práctica generalizada entre los entes reguladores en la mayoría de los países para la determinación del costo de capital de los sectores de transmisión y distribución de energía eléctrica es seguir la metodología del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC). En América Latina, se aplica dicha metodología en forma efectivo y/o potencial en los siguientes países:

- Con aplicación efectiva: en Brasil, Colombia, Argentina (hasta 2001); la tasa - tanto en los segmentos de distribución como de transmisión - se determina en cada proceso tarifario.

- Con aplicación potencial:
 - En Guatemala – tanto en distribución como en transmisión –, la tasa se calcula con un método CAPM / WACC y se compara con una banda de valores de referencia (establecidos en la Ley). Si la tasa calculada se encuentra dentro de la banda, se utiliza la misma; en caso contrario se utiliza el límite inferior o superior de la banda, según corresponda (el límite inferior si la tasa calculada es menor al mismo; y el límite superior si la tasa calculada es mayor al mismo).
 - En Panamá, tanto en los segmentos de distribución como de transmisión, la tasa se calcula con la metodología CAPM / WACC y se compara con un valor surgido de un método por comparación establecido en la Ley (la tasa definida por el regulador no podrá diferir en más de 2 puntos porcentuales de la tasa resultante de sumarle 800 puntos básicos al rendimiento de los bonos del Tesoro de Estados Unidos a 30 años en el caso de la actividad de distribución; y 700 puntos básicos en el caso de la actividad de transmisión).
 - En Chile, con el reciente cambio a la Ley General de Servicios Eléctricos, se pasó de una tasa fijada en la Ley anterior en 10% antes de impuestos, a una tasa de mercado calculada por la autoridad con un piso de 6% y un techo de 8% después de impuestos, previendo utilizar como metodología de cálculo el método CAPM / WACC.

La metodología WACC pondera el costo financiero promedio de mercado de cada fuente de financiamiento por la participación que tiene la misma en el total del activo. En términos generales, el financiamiento proviene tanto de capital propio de los accionistas como de la deuda. En esta

formulación se ha considerado la estructura de financiamiento promedio de mercado de las empresas de transmisión y distribución y la definición de cómo se generan los costos en que la empresa debe incurrir por cada uno de dichos conceptos.

1.1. Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC)

De acuerdo con lo expuesto, el WACC se define como:

$$WACC = r_e * w_e + w_d * R_D * (1 - \tau_c), \text{ donde}$$

WACC = Costo Promedio Ponderado del Capital, representa el costo de financiamiento de los activos de la empresa (en términos nominales antes de impuestos)

w_e = ponderación del capital propio o "equity" en la estructura de capital de la empresa, definiendo como tal; $E / (E + D)$, donde

E = Capital Propio o "equity"

D = Deuda

$E + D$ = Valor de los Activos.

r_e = Costo del Capital Propio o equity en términos nominales, después de impuestos

w_D = Ponderación de la deuda en la estructura de capital, siendo WD ; $D/(E + D)$

R_D = Costo de la deuda, es una tasa nominal

τ_c = Tasa "marginal" de Impuesto a las Ganancias, pagado por la empresa

El costo de oportunidad del capital representa el rendimiento que los accionistas y los acreedores exigen a la empresa para aportar el capital necesario para la operación de la empresa. El costo del capital tiene entonces dos componentes: uno el del capital propio o de los accionistas y otro el de la deuda.

1.2. Costo Promedio Ponderado en Términos Nominales y Reales

Si las tarifas se indexan periódicamente no corresponde incorporar en la TA la expectativa inflacionaria. Debido a que la fórmula de cálculo que se utiliza para el cálculo del WACC es nominal, arroja valores en términos nominales, a los fines de obtener una TA en términos reales debe extraerse la expectativa inflacionaria.

Con lo cual la tasa real puede calcularse partiendo del WACC nominal a través de la siguiente fórmula:

$$WACC_{Real} = \frac{WACC - \pi}{1 + \pi}$$

donde:

$WACC_{Real}$ Costo Promedio Ponderado del Capital, en términos reales

π Tasa anual de inflación en los EE.UU.

WACC Costo Promedio Ponderado del Capital, en términos nominales

1.3 Costo del Capital Propio (r_e)

En la actualidad la metodología de mayor aplicación para la determinación del (r_e) se basa en el modelo denominado Capital Asset Pricing Model (CAPM)¹.

Este modelo sostiene que el rendimiento que se le exige a un activo con riesgo es equivalente al rendimiento esperado de una inversión en un activo libre de riesgo más un componente que mide el riesgo del activo en cuestión. Para calcular este riesgo se determina el riesgo del portafolio que contiene todos los activos del mercado y se mide el mayor o menor riesgo relativo del activo comparado con el del mercado. En mercados emergentes como Honduras, se adiciona a esta formulación, el riesgo propio del país para el cual se está calculando el costo de capital:

$$r_e = r_f + \beta_e * (r_m - r_f) + riesgo_{país}$$

donde:

r_f tasa de retorno libre de riesgo

$\beta_e = \frac{Cov(r_e, r_m)}{\sigma_m^2}$: Beta; se determina como el cociente entre la covarianza del rendimiento del activo que se trata de medir (el negocio distribución de energía eléctrica en este caso), con relación al de la cartera de mercado y la varianza de la cartera de mercado².

r_m : tasa de retorno de una cartera de acciones representativa del mercado de activos de riesgo.

$riesgo_{país}$: cuando se calcula el r_e para ser aplicado en un país que no tiene un mercado de capitales lo suficientemente desarrollado como para determinar las variables r_f , β_e y r_m , es necesario calcular r_e a partir de información de un país con un mercado de capitales maduro. En ese caso, es necesario ajustar el r_e para tener en cuenta la diferencia de riesgo entre ambos países. Esta variante ajustada del CAPM se denomina “Country Spread Model”.

¹ Este modelo fue desarrollado por varios autores, siendo los principales: William F. Sharpe (1964), John Lintner (1965), Jan Mossin (1966) y E. F. Fama (1968).

² Una explicación detallada del concepto de beta se puede consultar en “Modern Portfolio Theory and Investment Analysis”, Edwin J. Elton y Martin J. Gruber, 3ra edición, capítulo 5.

1.3.1. Determinación de variables del modelo

1.3.2. Tasa Libre de Riesgo

La tasa libre de riesgo es el punto de partida cuando usamos el modelo CAPM, e incluso sus variantes del modelo. Como vimos anteriormente, es la tasa mínima que se requiere para invertir fondos en activos financieros, por ende, es la tasa mínima de oportunidad que un inversionista en infraestructura de transmisión y distribución requeriría.

Para que una inversión sea “libre de riesgo” tiene que cumplir con la condición es que no exista riesgo de impago o “default” en los flujos de fondos esperados del activo financiero (es decir el retorno actual tiene que ser igual al retorno esperado; alternativamente, el retorno se considera “cierto”). Asimismo, se requiere que no exista riesgo de reinversión, el cual indica que los plazos de los flujos estén “calzados”; esto es, que la duración del bono sea similar al plazo promedio de la inversión en el activo de riesgo.

La experiencia en la práctica regulatoria internacional es la elección de títulos soberanos de diferente duración de emisores que, a lo largo de la historia, no han incurrido en impagos. Asimismo, siendo que el único riesgo sería el riesgo inflacionario, este también estará mitigado por ser emisores que siguen políticas monetarias y fiscales sólidas, no afectando la tasa de rentabilidad real esperada de los instrumentos que emiten. Siguiendo estos lineamientos en conjunto con la práctica regulatoria internacional se opta por un instrumento de deuda emitidos por el gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica, específicamente el “10-year Treasury Note (US10Y)”.

Una consideración importante, es que la tasa la duración promedio ponderada de los flujos del instrumento libre de riesgo debe ser consistente con la duración de los flujos del negocio para el cual se desea determinar la tasa de retorno.

Asimismo, la decisión de inversión del accionista no es únicamente por la duración del Ciclo Tarifario, de hecho, hundir capital en infraestructura significa trabajar con presupuestos de capital y riesgo extendidos en el tiempo.

Algunas entidades regulatorias se han apartado de este principio básico y se han concentrado en los términos de duración de las licencias y concesiones (bonos a largo plazo de hasta 30 años) o simplemente en la duración del Ciclo Tarifario (bonos de corta duración).

Dada la duración de los flujos de fondos de derivada de la actividad regulada de transmisión y distribución no sería correcto tomar un instrumento con vencimiento corto, asimismo, la elección de un instrumento con duración prolongada (e.g. bono a 30 años) resultaría poco prudente ya que si bien un bono de largo plazo tiene un horizonte “acorde” al del negocio que se evalúa, ellos tienen incorporado un riesgo asociado a la expectativa de inflación de largo plazo; pueden incluir una prima por liquidez y su precio puede ser (más fácilmente) influenciado por la dinámica de la oferta y la demanda temporaria dada su menor liquidez.

El US10Y es el bono con mayor liquidez en el mercado, significando que su tasa de retorno refleja la dinámica de oferta y demanda en un mercado con un elevado número de agentes, en consecuencia, su precio tenderá a asumir la mayor cantidad de información disponible en el mercado y elimina sobre tasas por riesgos inflacionarios o incertidumbre que se asocian a horizontes muy extensos. Adicionalmente, es el instrumento recomendado por varios analistas para estimar la tasa de costo de oportunidad del capital (e.g. Aswath Damodaran).

En cuanto a la experiencia regulatoria internacional podemos citar que el US10Y es usado ampliamente, a modo de ejemplo, citamos a la CREG de Colombia, la ANEEL en Brasil, la ASEP de Panamá y ENARGAS en Argentina.

Uno de los típicos puntos de discusión a la hora de la elección de la tasa libre de riesgo es si tomar las tasas actuales (o “spot”) versus la consideración de algún tipo de promedio histórico del rendimiento de los títulos libres de riesgo. Como principio general “prospectivo”, habría que adoptar la tasa spot del correspondiente bono al momento de realizar la

inversión o fijar la tarifa. Un argumento válido y en contra de esta posición es que el “punto en el tiempo” en el que se toma la tasa puede estar representado por períodos del ciclo económico que representan situaciones “especiales”; a modo de ejemplo, podemos encontrarnos en un período de crisis financiera global o bien en un escenario como el actual en el que la pandemia del COVID 19 y la recesión mundial haya conllevado a los bancos centrales a incentivar la caída en las tasas de interés. En el siguiente gráfico se presenta el valor registrado por dicha tasa en los últimos 54 años.

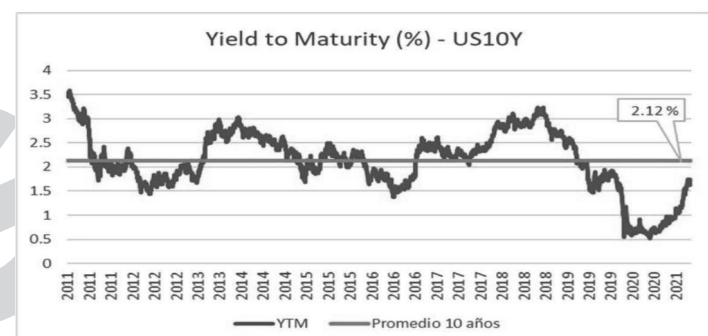
Gráfico 1: 10 Year Treasury Rate - 54 Year Historical Chart



Fuente: Macrotrends

A los fines de eliminar efectos puntuales, algunos autores sugieren tomar series de datos históricas más o menos prolongadas en el tiempo. Por ese motivo, para determinar la tasa libre de riesgo se tomó el promedio aritmético de rendimientos del bono a 10 años durante el período entre marzo de 2011 y marzo de 2021, igual a 2.12%.

Gráfico 2: US10Y YTM Treasury Rate



Fuente: Macrotrends

Fuente: Macrotrends

1.3.3. El Beta

Los inversores aversos al riesgo que mantienen un portafolio de activos buscan maximizar sus rendimientos y minimizar el

riesgo al que están expuestos. Cuando los inversores invierten en acciones de una empresa enfrentan dos tipos de riesgos. El riesgo específico a la empresa, a diferencia del riesgo del mercado, puede ser eliminado con la diversificación del portafolio porque los cambios en el precio de una empresa, o activo, pueden ser compensados por movimientos opuestos en otros. Sin embargo, todos los activos mantienen algún grado de riesgo que no puede ser reducido por la diversificación. Este tipo de riesgo responde a factores económicos generales que afectan simultáneamente a todos los activos y/o empresas, aunque en magnitudes distintas. Por ejemplo, la mayoría de las empresas tienden a estar afectadas cuando la economía entra en una recesión, aunque sus efectos sobre los beneficios varían entre firmas e industrias. Como este riesgo sistemático no puede ser reducido por la diversificación, los inversores demandan un mayor rendimiento cuando el riesgo de mercado es mayor, lo cual aumenta el costo del capital.

La medida más común de riesgo sistemático o no diversificable asociada con una inversión en activos es el Beta del rendimiento de esos activos, un parámetro que mide como varían esos rendimientos con respecto a los del mercado. El Beta mide el riesgo relativo que el mercado asigna a las actividades en análisis (transmisión y distribución de electricidad en este caso), según se refleja en la variación del precio de las acciones de estas actividades con relación al comportamiento del mercado en su conjunto. Es decir, se requiere la existencia de un mercado y de la transacción de acciones de la industria en estudio. El resultado obtenido corresponde al Beta del equity, es decir de la parte del financiamiento efectuada con capital propio. Dicho Beta refleja tanto el riesgo relativo de la industria en cuestión con respecto al del mercado, como así también el riesgo que asumen las empresas por la estructura de financiamiento que ellas tienen.

Las transacciones de acciones en dichos mercados proveen entonces los datos para el cálculo de los Betas históricos en los cuales se basa la estimación de betas de equity esperados. En el presente caso, ante la carencia de un mercado de valores desarrollado en Honduras, se recurrirá a los datos del mercado de los EE.UU.

1.3.4. Beta y endeudamiento

Los Betas del equity de las empresas americanas, capturan el riesgo que esas empresas asumen por el nivel de endeudamiento que tienen. Por lo tanto, no es posible asumir que la estructura de endeudamiento de las empresas americanas es factible de extrapolarse a las empresas de transmisión y distribución

de Honduras. Entonces, es necesario determinar el Beta del equity de las empresas de transmisión y distribución según la estructura de financiamiento que sea definida para ellas. Esto se logra con un cálculo en tres etapas³

- :
- Obtención del Beta del equity de las empresas americanas;
 - Cálculo del Beta del activo de las empresas americanas (“desapalancamiento” de los betas de equity);
 - Cálculo del Beta del equity de las empresas de transmisión y distribución de Honduras, en base a los Beta del activo de las empresas estadounidenses y la estructura de capital objetivo u óptima para las actividades de transmisión y distribución. (“re-apalancamiento” a la estructura de capital óptima definida);

Las siguientes expresiones matemáticas describen el proceso a seguir:

$$\beta_A^{USA} = \beta_e^{USA} / \left[1 + \frac{D}{E} (1 - T_G^{USA}) \right]$$

donde:

- β_e^{USA} corresponde al beta del activo en EE.UU.
- β_A^{USA} corresponde al beta del equity en EE.UU.
- T_G^{USA} tasa efectiva del impuesto a las ganancias en EE.UU.
- D Pasivo total de las empresas americanas
- E capitalización de mercado de las empresas americanas

El Beta del activo de las empresas americanas obtenido mediante este procedimiento es limpio del efecto del endeudamiento de cada una de ellas. Una vez calculado el Beta para cada empresa, se obtiene el valor promedio de la industria ponderándolo por la capitalización de mercado. Para el cálculo del Beta del equity en la empresa de destino se procede con la siguiente ecuación:

$$\beta_e^H = \beta_A^{USA} * \left[1 + \frac{D^*}{E^*} (1 - T_G^H) \right] \text{ donde, en adición a los conceptos anteriores se definen:}$$

- β_e^H Beta del equity a aplicar en Honduras
- T_G^H Tasa “marginal” del Impuesto Sobre la Renta en Honduras
- $\frac{D^*}{E^*}$ Es la relación de endeudamiento determinada como óptima

1.3.5 Ajuste por diferentes sistemas de regulación

³ Este procedimiento fue derivado por Hamada R.S., “Portfolio Analysis, Market Equilibrium and Finance Corporation”, Journal of Finance, Marzo 1969 y en “The Effect of the Firm’s Capital Structure on Systematic Risk of Common Stocks”, Journal of Finance, Mayo 1972.

Las empresas reguladas bajo los sistemas por Precio Tope asumen más riesgo que las reguladas por el sistema Costo del Servicio (técnica aplicada en EE.UU). Como el procedimiento sugerido para la determinación del Beta se realiza a partir de empresas norteamericanas y se aplica en Honduras, donde predomina el sistema Precio Tope con períodos tarifarios de 3 años para la Transmisión y 5 años para la Distribución, es necesario practicar un ajuste al Beta para tener en cuenta este aspecto.

El sistema de regulación de precios tope (o price cap) establece precios por un periodo largo de tiempo (generalmente cinco años) en niveles que permitan a las compañías obtener una tasa de rendimiento razonable, pero con la oportunidad de obtener mayores beneficios si la eficiencia en la operación es mejorada, o con la amenaza de obtener pérdidas si no lo hace. El establecimiento de precios razonables por un periodo prolongado de tiempo requiere proyecciones precisas de costos para que los mayores beneficios se originen en los esfuerzos de las empresas por reducir los costos razonables que se proyectaron. Este atractivo del sistema de precios tope expone a las empresas a un mayor riesgo porque la falta de un ajuste automático en los precios implica que la compañía se enfrente a cambios exógenos o endógenos en los costos o en la demanda. Estos riesgos se reflejan así en el costo del capital porque los inversores desearan un mayor rendimiento por el riesgo adicional que soportan.

En el extremo opuesto, un sistema de regulación de Tasa de Retorno garantiza a las empresas un rendimiento sobre el capital invertido y sus precios se ajustan de manera que ese rendimiento sea obtenido. Esto implica que las compañías enfrentan riesgos muy bajos, pues cambios imprevistos en los costos o en la demanda son trasladados rápidamente a los usuarios en forma oportuna. Esta disminución en el riesgo implica que la tasa del costo del capital sea baja, aunque la compañía aún enfrenta el riesgo de que el regulador efectivamente autorice los cambios en los precios originados en mayores costos o menor demanda de energía.

En síntesis, los regímenes regulatorios afectan el costo de capital en varias formas, pero probablemente la más importante sea la forma en que los incentivos provistos en la determinación de precios afectan los beneficios de las compañías. En un extremo están los sistemas de precios tope, que imponen altos incentivos, mientras que en el otro

se encuentra el de tasa de rendimiento, que impone bajos incentivos. Así, suponiendo que todo lo demás permanece constante, una compañía regulada por el sistema de precios tope debería esperar una tasa de rendimiento mayor a la de una compañía regulada por el sistema de tasa de rendimiento, donde el riesgo es menor.

A los fines de determinar el ajuste del Beta por riesgo regulatorio, se utilizaron las mediciones realizadas a nivel académico como las metodologías aplicadas por otras Agencias de Regulación a nivel Latinoamericano y Mundial, específicamente Gran Bretaña. Se destaca que considerando que el mecanismo regulatorio aplicado en Honduras para la transmisión presenta un nivel de riesgo inferior al de distribución, principalmente por tener un período tarifario más corto (3 años la transmisión vs. 5 años la distribución), la prima por riesgo regulatorio de la actividad de transmisión será inferior a la de la actividad de distribución.

El sistema de regulación predominante en los Estados Unidos es el de “Costo del Servicio” o “Regulación por tasa de Retorno”, caracterizado por generar bajos incentivos a la reducción de costos o presentar menores riesgos ante fluctuaciones de costos no controlables, así también como variaciones en la demanda efectiva. Así, se puede esperar, que los beta de los activos de estas compañías sean menores que los betas de las compañías que están sujetas a esquemas de regulación por incentivos, principio regulatorio predominante en Europa y principalmente en Gran Bretaña.

El Reglamento de Tarifas aprobado en Honduras tiene claros elementos que lo caracterizan como una aproximación a un sistema de regulación por incentivos (e.g. revisiones tarifarias cada 5 y tres años, para distribución y transmisión respectivamente; precios máximos de distribución y transmisión; base de activos regulada compatible con valoraciones de mercado al momento de las revisiones, factores de eficiencia, entre otros). Consecuentemente, el coeficiente beta de los activos, obtenido del mercado de Estados Unidos, debe ser corregido por el riesgo regulatorio adicional que se observa en Honduras bajo un sistema de regulación por incentivos.

La aproximación tomada para medir este riesgo es la misma que ha sido utilizada observando la regulación comparada y la literatura que ha abarcado el riesgo regulatorio. Con relación

a los trabajos académicos se puede citar el trabajo realizado por Alexander, Mayer y Weeds en “Regulatory Structure And Risk: An International Comparison”, 1996. En este estudio, los autores obtienen coeficientes beta de activos correspondientes

Tabla 1: Beta de Activos Promedio por sector y país

	Electricity	Gas	Energy	Water	Telecoms
UK	0.60	0.84	-	0.67	0.87
United States	0.30	0.20	0.25	0.29 [†]	0.72 (AT&T) 0.52 (others)
Canada	-	-	0.25	-	0.31
Japan	0.43	-	-	-	0.62
Argentina	0.81 *	-	-	-	0.86 *
Chile	0.95 *	-	-	-	1.20 *
Germany	-	-	0.66	-	-
Spain	0.43	0.81	-	0.57	-
Sweden	-	0.34	-	-	0.50
Australia	-	0.38	-	-	-
New Zealand	-	-	-	-	0.97
Other European	0.41	0.49	0.46	0.42	0.70

Key: [†] Monthly beta, * Equity (not asset) beta.

Fuente: Alexander, Mayer y Weeds - 1996

Estos resultados fueron ampliamente utilizados por los reguladores en Latinoamérica ya que muestra evidencia robusta de que los betas correspondientes a regímenes de precio tope conllevan un riesgo mayor que aquellos sectores regulados por sistemas de “costo plus” o “tasa de retorno”, siendo la diferencia entre ellos una medida del riesgo regulatorio intrínseco. El Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) y de la electricidad (ENRE) en Argentina utilizaron estos “premios por riesgo” sumándolos a los beta de los activos obtenido de muestras de empresas del sector en los EE.UU.

La Comisión Reguladora de Energía de Colombia (CREG), que regula la distribución de gas en ese país con un esquema similar al originalmente previsto para Argentina, computa el beta del activo y considera una prima por riesgo regulatorio en la distribución de gas natural por redes de 0,335. El valor de ese parámetro es calculado en base a un modelo que predice cuan sensible es el flujo de fondos de la empresa frente a una serie de eventos exógenos – cambios en los precios de insumos o desastres naturales, por ejemplo – no contemplados en el cálculo tarifario (y no capturados por completo en el CPI). Con una lógica similar, el regulador de la industria en Nueva Zelanda incorpora una prima por riesgo regulatorio de 0,20. La lógica de capturar las variaciones en los flujos de fondos vs. variaciones ante eventos generalizados y no controlados es un concepto similar al medido por el parámetro beta.

a diferentes sectores, países y esquemas de incentivos. El siguiente cuadro muestra los resultados obtenidos por ellos, mientras que en el otro se destacan las características de los sistemas regulatorios.

Tabla 2: Sistemas Regulatorios por País

	Electricity	Gas	Energy	Water	Telecoms
UK	RPI - X / revenue cap	RPI - X	-	RPI - X	RPI - X
United States	RoR	RoR	RoR	RoR	AT&T: RPI - X Others: RoR
Canada	-	-	RoR	-	RoR
Japan	RoR	-	-	-	RoR
Argentina	RPI - X	RPI - X	-	-	RPI - X
Chile	RPI - X / hybrid	-	-	-	-
Germany	-	-	Discretionary	-	-
Spain	Tariffs based on standard costs	Discretionary	-	-	-
Sweden	Discretionary	Discretionary	-	-	RPI - X
Australia	-	-	-	-	-
New Zealand	-	-	-	-	Anti-competitive rules, no price control
Other European	Discretionary	Discretionary	-	Discretionary	-

Key: RoR = rate-of-return regulation.

Fuente: Fuente: Alexander, Mayer y Weeds - 1996

Siguiendo la lógica del estudio citado, la ASEP de Panamá calcula el beta de los activos en base a información de empresas de “utilities” de EEUU y los compara con los beta obtenido por la OFGEM en Gran Bretaña.

La metodología propuesta en este estudio consiste en comparar el beta de los activos obtenido para un conjunto de empresas reguladas de EEUU y compararlas con los beta de los activos estimados en las revisiones tarifarias de Gran Bretaña. Para este fin, se tomó como punto de partida los estudios recientes de Frontier Economics⁴ realizados en el ámbito de la revisión tarifaria de la OFGEM que tendrá vigencia a partir de abril de 2021.

Tabla 3: Beta de Activos GB vs. USA – Regulated Utilities

GB Regulated	US Regulated	European Regulated	Water Utilities	Unregulated
NG 0.40	Center-Point Energy 0.40	Enagas 0.37	Iren 0.31	A2A 0.42
Pennon Group 0.40	Consolidated Edison 0.19	Endesa 0.47	Pennon Group 0.40	Centrica 0.67
Severn Trent 0.37	Dominion 0.25	Enel 0.47	Severn Trent 0.37	EDP 0.42
SSE 0.55	DGBE Energy 0.20	Hera 0.30	United Utilities 0.36	EVN 0.22
United Utilities 0.36	Ever-source Energy 0.25	REN 0.27		E.ON 0.70
	NextEra 0.28	Snam 0.31		Gas Natural 0.46
	Public Service 0.33	Trans-electrica 0.73		GDF Suez 0.64
	TC Pipeline 0.55			Iren 0.31
				RWE 0.58
				UGI Corp. 0.41
Avg. 0.42	0.31	0.42	0.36	0.48

Fuente: Frontier Economics en base a Bloomberg - 2020

⁴ Beta Decomposition. Frontier Economics. January 2020.

Como puede observarse, la evidencia actual para betas entre esquemas de altos incentivos y bajos incentivos refuerza los descubrimientos de Alexander, Meyer y Weeds. Como se verá en la sección 5.3.7 el beta del activo estimado para este estudio, utilizando empresas de EEUU, es de 0.28, por lo que la prima por riesgo regulatorio será la diferencia entre el beta de activo promedio para Gran Bretaña (GB) y la estimada para EE.UU. Así, basados en la metodología de la OFGEM de Gran Bretaña se obtendría un beta de activos promedio de 0.42, mayor al 0.31 observado en la muestra de Frontier Economics y al 0.28 estimado en este reporte.

Sin embargo, el valor promedio de 0.42 propuesto por Frontier Economics para Gran Bretaña y basado en la metodología de la OFGEM contiene 3 empresas de servicios públicos de agua y dos utilities eléctricas (NG-National Grid y SSE) que operan también en EEUU y poseen una porción de ingresos no regulados. Los autores descomponen la información de esas empresas y comparan finalmente empresas eléctricas reguladas en Gran Bretaña con empresas energéticas de EEUU.

Tabla 4: Beta de activos de EEUU – Energy Regulated Utilities

Time Period	5-year	10-year
CenterPoint Energy	0.40	0.41
Consolidated Edison	0.19	0.26
DGBe Energy	0.20	0.26
Eversource Energy	0.25	0.35
NextEra	0.28	0.34
TC Pipeline	0.55	0.42
Average	0.31	0.34

Fuente: Frontier Economics en base a Bloomberg - 2020

Tabla 5: Beta de activos de GB – Energy Regulated Utilities

	5-year	10-year
Ofgem's method - simple average of five GB betas	0.42	0.35
Average of only the pure-play energy network betas derived from our NG and SSE direct decomposition	0.47	0.37
Average of the three water companies	0.38	0.33

Fuente: Frontier Economics en base a Bloomberg - 2020

Entonces, para estimar puramente la prima por riesgo regulatorio en el sector energético y regulado, la comparación correcta es 0.47 vs. 0.24 (sección 5.3.7), lo que arroja una

prima por diferencia entre sistemas de regulación de 0.23. Así podemos determinar que el beta del activo para el sector eléctrico en Honduras es de $0.24+0.23=0.47$.

Asimismo, consideramos oportuno, determinar un beta para la transmisión en Honduras, reflejando el menor riesgo regulatorio que este segmento posee basándonos puramente en la menor duración del ciclo tarifario (3 años vs. 5 años). Así, podemos determinar la prima de riesgo para la transmisión en función de una extrapolación de la duración de los ciclos tarifarios. De esta manera el beta del activo para el sector de transmisión eléctrica es determinado como $0.24+0.14=0.38$

Los beta del equity para resultantes serán determinados por las estructuras óptimas de capital, la tasa marginal de impuesto a las ganancias y utilizando las fórmulas de transformación presentadas en la sección 1.3.4.

1.3.6. Estructura de Capital

Existen básicamente dos enfoques para definir la estructura de capital a utilizar en el cálculo del WACC:

- Estructura de capital de la empresa regulada promedio proyectada durante el siguiente período tarifario.
- Estructura de capital promedio de la industria observada en las empresas de transmisión y distribución de electricidad, las cuales podrían tomarse como un proxy de la estructura de capital óptima u objetivo. Este enfoque es el que ha prevalecido en la práctica regulatoria reciente.

La teoría financiera que se deriva del modelo Modigliani-Miller, establece que la estructura de capital óptima de una empresa es aquella que maximiza el valor de empresa, considerando un equilibrio entre el ahorro impositivo por los intereses pagados y los costos de insolvencia financiera.

De esta forma el nivel de endeudamiento óptimo depende la volatilidad de ingresos, el grado de apalancamiento operativo y el nivel de incertidumbre regulatoria. En la práctica es necesario apoyarse en evidencias de trabajos empíricos que señalan los determinantes del proceso optimizador. En líneas generales, esas observaciones sugieren que:

- Firmas que enfrentan mayores riesgos tienen un menor endeudamiento
- Empresas con mayores escudos fiscales generalmente tienen un nivel de endeudamiento mayor
- Empresas con flujos de fondos más predecibles pueden generalmente sostener un mayor nivel de endeudamiento
- El nivel de endeudamiento adecuado para una firma debería estar por debajo de su nivel máximo de endeudamiento, pues así mantiene una capacidad de reserva de endeudamiento adicional
- La estructura de capital está condicionada por la facilidad de acceso a diferentes fuentes de recursos

Consecuentemente, dado que el objetivo es definir una Tasa de Actualización que sea consistente con una gestión eficiente de las empresas, el cálculo del WACC debería considerar en su cálculo una estructura de capital óptima, la cual conforme la práctica regulatoria internacional se toma del promedio observado en empresas del mismo sector que se encuentran reguladas por mecanismos comparables. Esta última metodología es la que ha sido más aplicada por los diferentes Reguladores a nivel mundial para empresas de transmisión y distribución de energía eléctrica. En el caso de Honduras, se propone considerar muestras de empresas de transmisión y distribución de América Latina y Europa con mecanismos de regulación por incentivos y los valores adoptados por las Agencias de Regulación de dichos países.

En el año 2018 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de España publicó, en base a información de reguladores europeos, los ratios de apalancamiento utilizados para el cálculo de las tasas de retribución financiera de las actividades reguladas del sector energético. Dichos datos se obtuvieron del Council of European Energy Regulators en base a información de 2017.

Tabla 6: Ratio de apalancamiento óptimo estimado por reguladores europeos

	Transporte electricidad	Distribución electricidad	Transporte gas	Distribución gas
Alemania	60%	60%	60%	60%
Austria	60%	60%	60%	60%
Bélgica	67%	60% - 52.5% - 40%*	67%	60% - 52.5% - 40%*
Dinamarca	N.A.	N.A.	N.A.	70%
España	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Finlandia	50%	40%	40%	40%
Francia	60%	N.A.	50%	50%
Gran Bretaña	55% - 60%	65%	62.5%	65%
Holanda	50%	50%	50%	50%
Irlanda	55%	55%	55%	55%
Italia	44,40%	44,40%	44,40%	37,50%
Noruega	60%	60%	N.A.	N.A.
Portugal	55%	55%	50%	50%
Suecia	50%	50%	47%	47%

* Región flamenca: 55%. Región valona: 52.5%. Región Bruselas: 40%.

Fuente: Council of European Energy Regulators - 2017

Como puede observarse, la frecuencia de ratios de apalancamiento se encuentra mayormente concentrada en el rango del 50% al 60%. A priori, se puede concluir que la estabilidad económica y existencia de mercados de capitales desarrollados en Europa permiten a las firmas alcanzar estructuras de capital que favorecen el uso de financiamiento por deuda dada la previsibilidad de los flujos de fondos y el coste de esta con relación al coste del capital propio. En definitiva, los reguladores asumen que las firmas que están sub apalancadas pueden aumentar el valor de la firma asumiendo más deuda. Cabe destacar que cuando la regulación es independiente y los mercados previsibles, estos niveles de apalancamiento son más comunes y cercanos a los que se observan en el ámbito de las finanzas estructuradas, en donde se busca que los flujos sean estables, previsibles y las empresas (o proyectos) sustentables económica y financieramente para poder hacer frente a niveles de apalancamiento más elevados.

De la observación de los ratios adoptados por los reguladores latinoamericanos se puede concluir que la aproximación es un benchmarking financiero, al igual que lo realizado en Europa. Este sesgo hacia la observación empírica recae indirectamente en que el nivel de apalancamiento observado es el mejor que se puede obtener por los directivos financieros, quienes, tratando de maximizar el valor de la firma para los accionistas toman deuda en las proporciones observadas. La alternativa, sugiere explorar caso por caso, cuál podría ser la estructura óptima para cada empresa sobre la base de definir valoraciones de la firma asumiendo diferentes tasas de descuento. Esto último es un enfoque con muchas limitaciones, es recursivo en el cálculo y complejo en términos de costes y beneficios regulatorios.

El próximo cuadro resume las decisiones tomadas por diferentes reguladores en revisiones tarifarias recientes.

Tabla 7: Ratios de apalancamiento óptimo utilizados por reguladores en Latam

País	Ente y Sector	Deuda / Equity (x)	Deuda/Activo
Panamá	ASEP (Electricidad – Transmisión y Distribución)	1x	50%
Guatemala	CREE (Electricidad – Distribución)	1.38x	58%
Brasil	ANEEL (Electricidad)	1.30x (Dist.) 1.52 (Trans.)	56% (Dist.) 60% (Trans.)
Colombia	CREG (Gas – Distribución)	0.66x	40%
Mediana		1.3x	57%
Promedio		1.17x	54%

Fuente: Elaboración propia

En función de las decisiones tomadas en las revisiones tarifarias mencionadas en el cuadro anterior, se propone una relación deuda a capital propio (D/E) de 1.17x o (Deuda/Capital Total) de 54%.

1.3.7. Cálculo del parámetro Beta:

En primer término, se tomó una muestra representativa de Betas para empresas del sector Transmisión y Distribución, en un mercado de capitales maduro y líquido como el de Estados Unidos. Para ello se recurrió a las estimaciones realizadas por Aswath Damodaran a enero de 2021.

Tabla 8: Beta de activos de EEUU - Regulated Utilities

Industry Name	Number of firms	2016	2017	2018	2019	2020	Average (2016-20)
Utility (General)	16	0.36	0.25	0.20	0.17	0.19	0.24

Fuente: Damodaran, A. - 2021

Como se observa, utiliza una muestra de 16 empresas reguladas y obtiene un beta del activo promedio a cinco años de 0.24. Sobre la base de lo desarrollado anteriormente procedemos a estimar los parámetros beta para el segmento de distribución y transmisión en Honduras.

Tabla 9: Cálculo de los coeficientes Beta del equity para distribución y transmisión

Concepto	Distribución	Transmisión
Beta Activo	0.24	0.24
Prima por Riesgo Regulatorio	0.23	0.14
Beta Activo-Modificada	0.47	0.38
Relación Deuda/Equity	1.17x	1.17x
Tasa marginal Impuesto a la Renta en Honduras	30%	30%
Beta Equity (apalancado)	0.85	0.69

Fuente: Elaboración propia

1.3.8. Prima de riesgo de mercado

El modelo CAPM supone que los inversores diversifican eficientemente su cartera, y que cuando invierten en acciones lo hacen considerando el retorno esperado y el desvío estándar resultante, asignando su riqueza en activos de riesgo en un portafolio diversificado, el portafolio de mercado. Al calcular el rendimiento que los inversores esperan de esta inversión en una cartera diversificada es necesario estimar el premio (i.e. rendimiento por encima de la tasa libre de riesgo) requerido para compensar por el mayor riesgo que asumen por invertir en títulos con riesgo. Este concepto se suele denominar “Precio del Riesgo” debido a que representa el premio – por encima del retorno de un activo libre de riesgo – que los inversores han aceptado por mantener su portafolio diversificado de títulos con riesgo. El precio del riesgo (Equity Risk Premium o Market Risk Premium) es uno de los conceptos más controvertidos a la hora de estimar el costo de oportunidad del capital y también uno de los que más confusión genera. Gran parte de la confusión se debe a que el término “Prima de Riesgo del Mercado” (PRM) designa cuatro conceptos y realidades muy diferentes entre sí (Fernández, Pablo. 2017).

1. **PRM Histórica (PRMH):** diferencia entre la rentabilidad histórica de la bolsa (de un índice bursátil) y un activo libre de riesgo.
2. **PRM Esperada (PRME):** valor esperado de la rentabilidad futura de la bolsa por encima de la de activos del activo libre de riesgo.
3. **PRM Exigida (PRMX):** rentabilidad incremental que un inversor exige al mercado bursátil (a una cartera diversificada) por encima de la renta fija sin riesgo (required equity premium). Es la que se debe utilizar para calcular la rentabilidad exigida a las acciones.
4. **PRM Implícita (PRMI):** la prima de riesgo del mercado exigida que surge de suponer que los precios de mercado son correctos. Esta metodología se construye a partir del “Dividend Growth Model”, utilizando un “consenso” sobre los flujos de fondos de dividendos de las acciones pertenecientes a un índice bursátil (e.g. S&P500) y una

tasa de crecimiento para los mismos (g). Dado estos inputs y el precio del índice, se obtiene la TIR que es la tasa de retorno esperada del mercado y luego se la compara con la tasa de un activo libre de riesgo. Este método de estimación prospectiva está siendo utilizado por Damodaran, KPMG, entre otros, y constituye una aproximación netamente “forward looking” pero “spot” o “point in time”, pudiendo distorsionar el costo de capital del capital propio frente a condiciones particulares “fuera del promedio”.

Con respecto a la prima que se expone en la teoría CAPM; textualmente, (Fernández, Pablo. 2017) expone: “Es imposible determinar “la” PRMX “del mercado” porque tal número no existe debido a las heterogéneas expectativas de los inversores. Para un inversor, la PRMX es la respuesta a la pregunta: ¿Qué rentabilidad adicional exijo a una inversión diversificada en acciones (un índice bursátil, por ejemplo) por encima de la que ofrece la renta fija? **Es un parámetro crucial para toda empresa porque la respuesta a esta pregunta es una referencia clave para determinar la rentabilidad exigida a las acciones de la empresa (K_e) y la rentabilidad exigida a cualquier proyecto de inversión.** Es este parámetro el relevante en el modelo CAPM ya que **representa el “precio del riesgo” que se pondera por beta, que a su vez indica cómo contribuye al riesgo a la cartera diversificada la inclusión de un activo “incremental”.**

Asimismo, el autor concluye, “...no podemos hablar de “la verdadera” prima de riesgo del mercado. Distintos inversores pueden tener distintas PRMXs y distintas PRMEs. Una única PRMI requiere expectativas homogéneas para el crecimiento esperado de los dividendos (g), pero existen muchos pares de valores de (PRMI, g) que justifican los precios de las acciones actuales. Podríamos hablar de “la” PRME = PRMX = PRMI sólo si todos los inversores tuvieran las mismas expectativas”.

Ante esta realidad, tanto Damodaran como Fernández coinciden en que se podría estimar el Equity Risk Premium a través de encuestas a especialistas (Académicos, CFOs,

Asset Managers, Private Equity Firms, entre otras) o bien inclinarse por la práctica más generalizada que es la de acudir a los datos históricos para comparar la rentabilidad de la inversión en acciones con la rentabilidad de la renta fija sin riesgo. Algunos concluyen que la diferencia entre la rentabilidad histórica de la bolsa (de un índice bursátil) y la rentabilidad histórica de la renta fija es un buen indicador de la prima del mercado. Para sostener esta afirmación se suele argumentar que el mercado “en promedio” acierta.

Este método, a veces denominado método de Ibbotson, supone que la rentabilidad exigida por los inversores en el pasado fue igual a la rentabilidad que recibieron, y que el mercado es la cartera eficiente de todos los inversores. Muchos libros

de texto sugieren primas de riesgo utilizando este método. Brealey y Myers sugerían 8.4% en la cuarta edición de su libro en 1993; en la página 155. Ross, Westerfield and Jaffe (1999) utilizan un risk premium de 9,2% porque es, según ellos, la rentabilidad histórica diferencial del mercado sobre la renta fija desde 1926 hasta 1997. Van Horne (1992) recomienda 3-7%, Weston, Chung y Siu (1997) recomiendan un 7,5%. En los ejemplos de sus libros Bodie y Merton (2000) utilizan un 8% para USA. Damodaran (1994, tabla 3.1, pag. 22) calcula la rentabilidad diferencial sobre los T-bonds geométrica para el periodo 1926-1990, que resulta 5,5% y ese es el número que utiliza en todo su libro como prima del mercado estadounidense.

Tabla 10: Prima de Riesgo de Mercado

	Rentabilidad diferencial de las acciones sobre los T-Bills		Rentabilidad diferencial de las acciones sobre los T-Bonds	
	aritmético	geométrico	aritmético	geométrico
1926-2004	8,6%	6,8%	7,1%	5,5%
1951-2004	8,0%	6,7%	7,3%	6,3%
1961-2004	6,3%	5,0%	5,3%	4,4%
1971-2004	6,7%	5,3%	4,6%	3,6%
1981-2004	8,0%	6,9%	3,9%	3,2%
1991-2004	9,4%	7,9%	6,7%	5,3%

Fuente: Fernandez, Pablo - 2019

Por su parte (Damodaran, 2020) en su actualización anual del estudio de las primas de riesgo expone la siguiente tabla.

Tabla 11: Prima de Riesgo de Mercado

Tabla 11: Prima de Riesgo de Mercado

	Arithmetic Average		Geometric Average	
	Stocks - T. Bills	Stocks - T. Bonds	Stocks - T. Bills	Stocks - T. Bonds
1928-2019	8.18%	6.43%	6.35%	4.83%
Std Error	2.08%	2.20%		
1970-2019	7.26%	4.50%	5.93%	3.52%
Std Error	2.38%	2.73%		
2010-2019	13.51%	9.67%	12.93%	9.31%
Std Error	3.85%	4.87%		

Fuente: Damodaran, A - 2020

Los reguladores latinoamericanos coinciden en el método de promedios en diferenciales históricos: ANEEL y ARSESP (Brasil) estimando 5,8%-5,9%, mientras que ANTAQ (Brasil) calcula 7,6%, URSEA (Uruguay) 6,71%, ASEP (Panamá) 6,38%, la CREG de Colombia propone 7.1%, ENARGAS (Argentina) 6.4%, variando en la duración de los períodos para las mediciones.

Conforme la práctica regulatoria habitual, que sigue las recomendaciones académicas, se propone considerar la serie de rendimientos más larga disponible, que en la práctica es aquella que mide los rendimientos en los mercados de capitales americanos desde 1928 hasta 2019. Siguiendo también la práctica regulatoria habitual y las recomendaciones académicas, se propone calcular ese premio de mercado empleando la media aritmética, porque al considerar toda la

información de rendimientos de cada uno de los años en el período bajo análisis y por su formulación estadística, ofrece una mejor estimación de valores esperados, como se explica más adelante. El valor que arroja dicha prima es de 6.43%.

A continuación, se expone por qué se opta por los promedios aritméticos en vez de promedios geométricos.

La media geométrica es la verdadera medida del ERP histórico promedio, pero si se la utilizara para estimar la prima esperada se asumiría que ERP es igual para cada período de tiempo. Por el contrario, si bien la media aritmética no representa el ERP histórico, es mejor estimador de la prima esperada⁵.

A modo de ejemplo, en la siguiente tabla se muestra la variación en los precios de dos acciones (A y B):

Tabla 1: Retornos aritméticos y geométricos

Año	Precio A	Retorno A	Precio B	Retorno B
0	100		100	
1	130	30.0%	113	12.7%
2	70	-46.2%	127	12.7%
3	140	100.0%	143	12.7%
4	195	39.3%	161	12.7%
5	129	-33.8%	182	12.7%
6	98	-24.0%	205	12.7%
7	198	102.0%	231	12.7%
8	182	-8.1%	260	12.7%
9	235	29.1%	293	12.7%
10	330	40.4%	330	12.7%
Desvío estandar		51.7%		0.0%
Media aritmética		22.9%		12.7%
Media geométrica		12.7%		12.7%

Fuente: Elaboración Propia

La acción A presenta una alta volatilidad durante el período (desvío estándar de 51.7%), mientras que la acción B tiene un desvío estándar de cero. Por tanto, el riesgo de ambas acciones no es el mismo, B es menos riesgosa ya que tiene un comportamiento estable a lo largo de los años.

Se observa que el promedio geométrico indica que ambas series son igualmente riesgosas mientras que la media aritmética considera que la acción A es más riesgosa que la B.

Todos los modelos utilizados para determinar el costo de capital reconocen que los inversores son “aversos al riesgo”

y evitan la volatilidad al menos que sean adecuadamente compensados. Por lo tanto, es más consistente utilizar la media que considera el desvío y por ende, el riesgo de la serie de retornos, esto es, la media aritmética.

1.3.9. Riesgo País

La prima por riesgo país es el precio por el riesgo que un inversor requeriría para operar en un país más riesgoso que los Estados Unidos, es decir, un inversor racional (como

⁵ Para estudiar la justificación del uso de medias aritméticas, ver “Equity Risk Premium”, Michael Annin and Dominic Falaschetti”, Valuation Strategies, January/February 1998.

el que se asume en el modelo CAPM) demandará una prima adicional por asumir riesgo por una inversión en una geografía diferente que presente más riesgos. Entre estos riesgos se incluyen factores como inestabilidad política, controles, seguridad jurídica, transparencia, política fiscal y monetaria, riesgo de tipo de cambio, entre otros.

Esta variante ajustada del CAPM se denomina “Country Spread Model” o “Local CAPM”. Estos tipos de modelos son útiles en el contexto de la imposibilidad de reproducir el CAPM en mercados “locales” dada la ausencia de mercados de capitales desarrollados en término de tamaño, liquidez, e información. Es decir, es no resulta posible “emular” las hipótesis del CAPM en donde el mercado es competitivo, el inversor marginal está altamente diversificado a través de una cartera “de mercado” o por la mera existencia de un activo local “libre de riesgo” en los términos definidos anteriormente (repago cierto y no riesgo de reinversión).

A pesar de que se han propuesto modelos (“CAPM Global”) para tratar de incorporar la prima por riesgo por medio de la estimación de betas en diferentes mercados que pueda aplicarse para inversiones en cualquier país del mundo (“riesgo país como riesgo simétrico”), todavía permanece una parte residual del riesgo país (“componente asimétrica”) y que únicamente debería incluirse dentro de la prima por riesgo del equity.

En conclusión, el riesgo país no es del todo diversificable y por lo tanto se debe realizar una medición de este y considerar su inclusión en la prima por riesgo del equity en forma aditiva.

Damodaran plantea el término “default spread” para incorporar el riesgo país y presenta formas alternativas y consistentes entre sí para su estimación. La primera consiste en comparar un bono soberano emitido bajo condiciones similares de moneda y duración (en este caso, en Honduras) con bono libre de riesgo del tesoro de Estados Unidos (preferentemente, el mismo utilizado para la tasa libre de riesgo). La diferencia entre las tasas de retorno o “yields to maturity” será un indicativo representativo de cuánto más rendimiento se exige por invertir en un instrumento de deuda

cuya fuente de repago son flujos que se determinarán bajo ciertas condiciones en Honduras. Esas “ciertas condiciones” son las percepciones de riesgo que se revelan en el precio (y rentabilidad) del instrumento de deuda hondureño al momento de la comparación. Así, esta medida es netamente “point in time”. En términos de propiedades prospectivas del modelo este método es adecuado, aunque como dijimos antes para otros componentes del CAPM, la medida puede estar influenciada por condiciones especiales al momento de estimación. Un argumento razonable es tomar un promedio de este indicador; pero para ello también sería deseable que no haya habido cambios estructurales en las economías que perduren en el tiempo.

El enfoque de primas entre bonos (en la versión “spot” o “suavizada mediante promedios”) solo es posible llevarla a cabo si, al estar usando un “Local CAPM”, en el mercado objetivo se comercializan bonos comparables con el bono libre de riesgo (duration y moneda).

La segunda alternativa para determinar el “default spread” es acudir al creciente mercado de “Credit Default Swaps” o “CDS”. Un CDS es un contrato bajo el cual el tenedor del bono paga una prima para que, en el caso de impago por parte del emisor del bono, el tenedor del CDS, a través de diferentes mecanismos, es compensado. La prima de un CDS se denomina “CDS Spread” y se expresa en puntos básicos sobre el valor facial del bono. Un CDS Spread de 852 bps., quiere decir que el costo de asegurar un millón de dólares sobre la deuda de ese gobierno sería de 85 mil 200 dólares por año, expresado en términos de tasa, 850 puntos básicos es equivalente a 8.5% anual. Así, la prima o spread del CDS es una representación directa del riesgo o precio requerido para cubrir un default por parte de un emisor.

La tercera alternativa planteada es acudir a un “Spread Sintético”, es decir, si Honduras goza de una calificación B1 y existe un país con la misma calificación el cual tenga bonos con primas de CDS adosadas, entonces, se puede tomar el default spread del país con riesgo equivalente como un proxy del default spread para Honduras.

La cuarta y última alternativa planteada es usar la medición del índice EMBI+ para Honduras elaborada por JP Morgan

Chase, el cual es calculado basado en el comportamiento de la deuda externa emitida por cada país. El índice refleja el spread entre las tasas de interés que pagan los bonos denominados en dólares, emitidos en este caso por Honduras, y bonos del tesoro de Estados Unidos, considerados libres de riesgo.

Con relación a la primera alternativa planteada para medir el Riesgo País, se analiza información sobre el “yield to maturity” o “tasa interna de retorno” de instrumentos de deuda soberana emitidos por el gobierno de Honduras y se la compara con el rendimiento de bonos libre de riesgo emitidos por el tesoro norteamericano. Para esto se han seleccionado dos emisiones, que por su horizonte de vencimiento pueden ser comparadas con bonos del tesoro con vencimientos a 5 años y a 10 años, respectivamente.

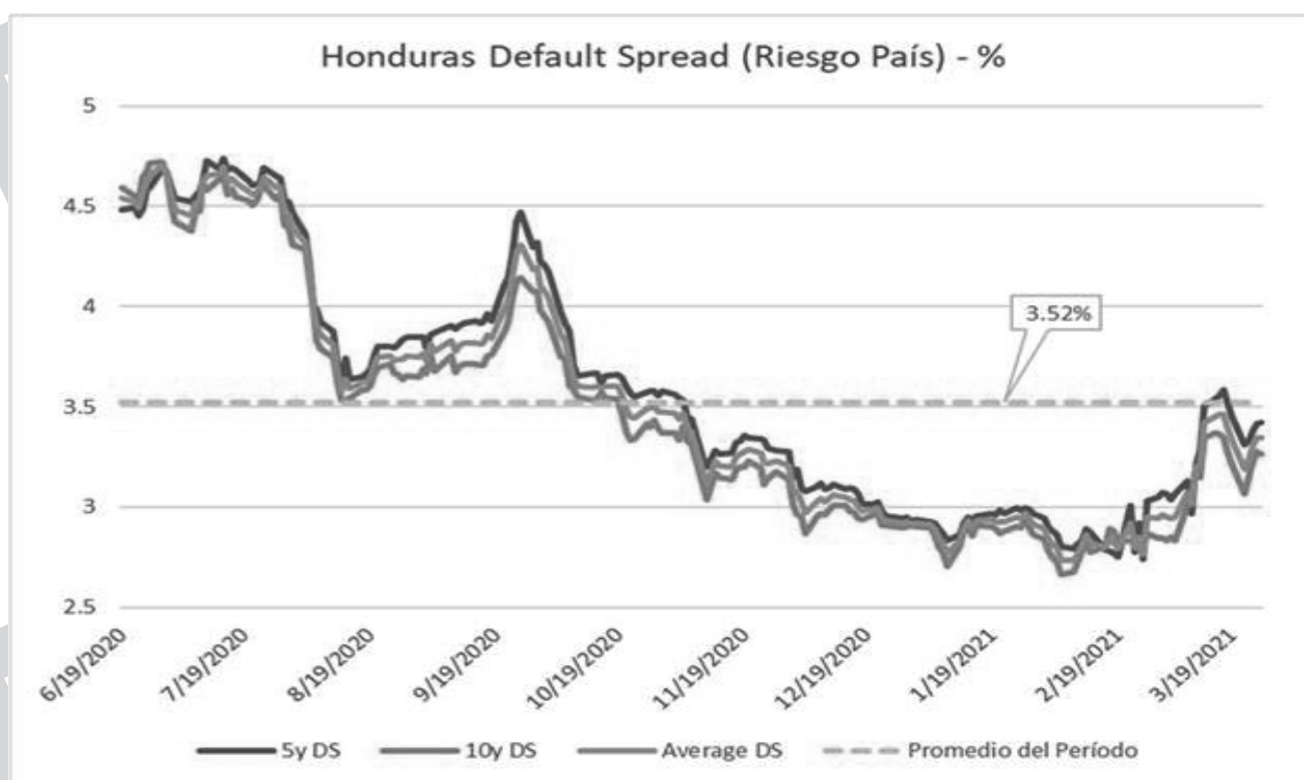
El primer caso es un bono emitido el 19 de enero de 2017 por un monto de US\$700M y una tasa cupón anual de 6.250% y con vencimiento el 19 de enero de 2027 mientras que el segundo bono es una emisión de US\$600M realizada el 24 de junio de 2020 y con vencimiento el 24 de junio de 2030; la tasa cupón anual de este bono es de 5.625%. El primer bono

es mayormente comparable con un bono del tesoro a 5 años mientras que el segundo es adecuado para ser comparado con el bono utilizado para estimar la tasa libre de riesgo, el bono del tesoro a 10 años.

En cuanto al uso de estos bonos soberanos, se los considera adecuados por ser las emisiones más recientes realizadas por el tesoro hondureño y por el hecho que el uso de fondos fueron y son destinados para realizar la gestión de pasivos de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (“ENEE”) en el marco de la reforma del sector eléctrico con el objeto de sanear y transformar financieramente al sector.

Analizando el diferencial de rendimientos entre junio de 2020 y fines de marzo de 2021 (fecha en que se pueden comparar las cotizaciones de ambos bonos) vs. los bonos del tesoro estadounidense se obtienen las siguientes curvas de “spread” para bonos con una duración de 5 años y de 10 años. Asimismo, se grafica el promedio entre ambos spreads y se calcula el promedio aritmético del período. Bajo esta aproximación al Riesgo País, se concluye que la medida adecuada para el mismo de es de **352bps o 3.52%**.

Gráfico 3: Spread Soberano - Honduras



Fuente: Elaboración propia en base a Bloomberg

La segunda alternativa para calcular el Riesgo País en base a cotización de CDS no es posible ya que no se han encontrado instrumentos de cobertura de default para los bonos emitidos por el gobierno de Honduras.

En cuanto a la metodología planteada por Damodaran basada en spreads sintéticos; a enero de 2021, la tabla de equivalencias presentada por el autor es la siguiente.

Tabla 13: Spreads soberanos y calificaciones de riesgo

Rating	Default spread in basis points
A1	62
A2	75
A3	106
Aa1	35
Aa2	44
Aa3	53
Aaa	0
B1	398
B2	486
B3	575
Ba1	221
Ba2	265
Ba3	318
Baa1	141
Baa2	168
Baa3	195
C	1750
Ca	1060
Caa1	663
Caa2	796
Caa3	883

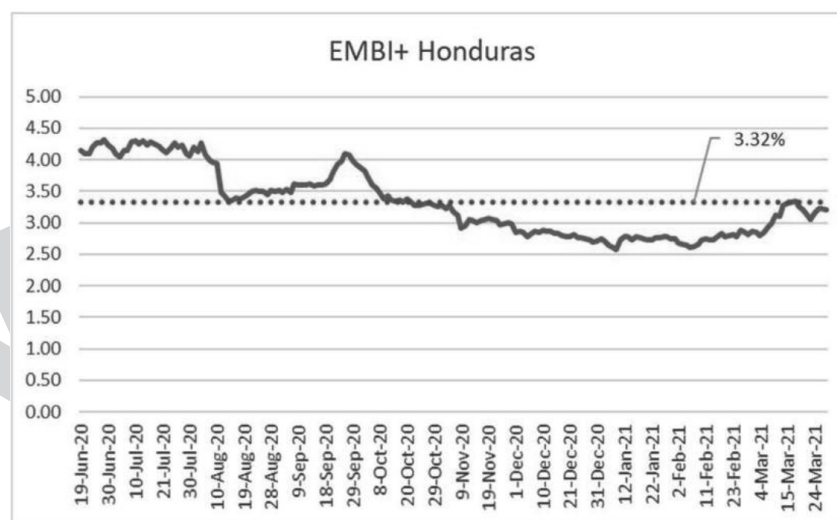
Fuente: Damodaran, A. - 2021

En este sentido, para Honduras (con calificación B1) la medida “point in time” a enero 2021 de riesgo país sería de 3.98%.

En cuanto al uso del índice EMBI+ Honduras, el promedio observado en el período analizado en el caso de los bonos soberanos es de 3.32%.

Gráfico 4: Emerging Markets Bonds Index - Honduras

Gráfico 4: Emerging Markets Bonds Index - Honduras



Fuente: Elaboración propia en base a J.P. Morgan Chase - 2021

El resumen de las alternativas planteadas es el siguiente:

Tabla 14: Resumen de primas de riesgo país – Diferentes metodologías

Alternativa	Prima de Riesgo País (%)
Spread de Bonos Soberanos	3.52
CDS	N.A.
Riesgo Sintético	3.98
EMBI+ Honduras	3.32
Promedio	3.60

Fuente: Elaboración propia

La posición del consultor es tomar la información de mercado que arrojan los bonos soberanos analizados vs. los bonos del tesoro americano. Así, para este estudio, se toma como prima de Riesgo País el valor de 3.52%.

1.4. Determinación del Costo de la Deuda

De acuerdo con el principio prospectivo del costo de oportunidad del capital, el costo de la deuda (la tasa de interés retribuida al capital de terceros) debería reflejar el costo de tomar nueva deuda, es decir, el costo marginal o incremental del endeudamiento. La tasa de interés deberá reflejar al menos la tasa de rentabilidad del instrumento libre de riesgo y el premio por riesgo atribuible a la firma. Idealmente, si la firma ha emitido bonos corporativos y estos instrumentos cotizan en mercados de capitales líquidos, se podría determinar que la tasa de rendimiento (“yield to maturity”) es exactamente el costo de la deuda para la firma en cuestión.

La condición de transabilidad del bono, no es una condición que generalmente se da en Latinoamérica ya que la mayoría de las emisiones se concentran en pocos compradores; incluso, es práctica común que un banco estructurador de un instrumento emita un bono en el mercado de capitales local para una firma determinada y luego coloque estos

instrumentos entre sus clientes, así el mercado de capitales termina siendo un vehículo para emitir deuda aprovechando ciertas ventajas que puedan ofrecer estas emisiones vía mercados de capital “bursátil”.

Otra desventaja de usar la “TIR” de un bono corporativo es que una compañía riesgosa puede estar emitiendo un bono sin riesgo, ya que la estructuración tiene un “paquete de colateral” adecuado y separado al riesgo corporativo. La ventaja que puede tener esta metodología es que, si la emisión posee un rating, las entidades de calificaciones crediticias suelen separar el rating de la corporación y el rating de la “colocación”. De esta manera, si tenemos un rating para la corporación y un rating para el instrumento libre de riesgo, la estimación del “Company Default Spread” es directa y específica para la firma.

Sin embargo, el 90% de las compañías en el mundo no tienen bonos transables ni calificaciones de riesgo. Consecuentemente, y conforme el método utilizado por diferentes Agencias de Regulación de América Latina, fondos de inversión y deuda y recomendado por académicos de finanzas corporativas se propone utilizar el enfoque “apilación” de costos o “building blocks”, también conocido como CAPM de la deuda. Así, el costo de la deuda va a estar determinado por:

$$r_D = r_f + riesgo_{país} + Company\ Default\ Spread + CE$$

donde:

r_D :	Costo de la Deuda
r_f :	tasa de rentabilidad libre de riesgo (ya calculada).
$riesgo_{país}$:	riesgo país (ya calculado)
<i>Company Default Spread</i> :	es el adicional por riesgo de crédito corporativo (Tabla 13)
<i>CE</i> :	Costos de Estructuración de Deuda

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 soberano estadounidense y estimando la prima adicional por riesgo crediticio.

En las secciones anteriores hemos definido dos de los componentes de la aproximación planteada, la tasa libre de Riesgo y la tasa de Riesgo País. Resta estimar el “company default spread” y para ello se ha acudido a la tabla de equivalencias actualizada por Damodaran a julio de 2020.

Tabla 15: Spreads corporativos y calificaciones de riesgo

S&P Rating	Moody's Equivalent Rating	Corporate Spread	Default
AAA	Aaa	0.76%	
AA+	Aa1	0.81%	
AA	Aa2	0.86%	
AA-	Aa3	0.91%	
A+	A1	1.08%	
A	A2	1.19%	
A-	A3	1.34%	
BBB+	Baa1	1.42%	
BBB	Baa2	1.81%	
BBB-	Baa3	2.49%	
BB+	Ba1	2.32%	

Fuente: Damodaran, A. - 2020

Dado que la calificación de los bonos del tesoro de EEUU es de AAA el Company Default Spread aplicable para el cálculo del costo de la deuda es de 0.76%.

El término “Costo de Estructuración de Deuda – CE”, busca incorporar una serie de costos que usualmente se omiten al calcular el costo de endeudamiento pero que tienen incidencia en la determinación de la tasa efectiva que enfrentan los prestatarios. Usualmente, las instituciones financieras 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”). Utilizando información del mercado financiero, se procedió a estimar el sobre costo financiero que implica el devengamiento de los costos de estructuración y requerimientos de reserva para un préstamo a 10 años de duración⁶. El costo adicional determinado para una tasa de interés de 6.40% (suma de los tres primeros términos de la tabla 16) es de 0.87%.

Así, el Costo de la deuda para Honduras puede ser estimado de la siguiente forma.

Tabla 16: Determinación del costo de la deuda

Concepto	Tasa y Spreads (%)
Tasa Libre de Riesgo	2.12
Riego País	3.52
Prima de Riesgo Corporativo	0.76
Costos de Estructuración de Deuda	0.87
Costo de la Deuda	7.27

Fuente: Elaboración propia

1.5. Determinación de la Tasa de Actualización

1.5.1. Condiciones de no Arbitraje

Hasta ahora hemos presentado los parámetros que permiten calcular una Tasa de Actualización nominal en Dólares Estadounidenses (US\$) y hemos presentado la relación que existe entre la tasa nominal y la real. Resta establecer el marco conceptual a partir del cual podemos transformar la tasa nominal en US\$ a una tasa nominal en Lempiras (HNL) para luego transformarla en una tasa real en HNL.

Una condición esencial de los mercados de capitales globales es que los retornos esperados de los activos deben ser iguales. Bajo condiciones de plena movilidad de capitales entre activos en diferentes monedas, si todos los inversionistas tienen las mismas expectativas, y si sólo le interesan los retornos esperados (pero no el riesgo) la condición básica de equilibrio en el mercado de capitales está dada por la teoría de paridad descubierta de tipos de interés.

$$(1 + i_{HNL}) = (1 + i_{US\$}) \times E_{+1}^e$$

⁶ Se utilizó una tasa de 2.75% sobre el principal para devengar Costos o “fees” de estructuración y una tasa anual de 2.45% con el fin de dar cobertura líquida a los requerimientos de reserva para el servicio de la deuda; a través de una garantía líquida.

La rentabilidad de un activo denominado en HNL será igual a la rentabilidad de un activo denominado en US\$ multiplicado por la relación entre la tasa de cambio esperada o a plazo $(E_{+1})^e$ y la tasa de cambio al contado o spot (E).

Asimismo, introduciendo al análisis la Teoría de la Paridad del Poder Adquisitivo (PPA) podemos afirmar que, bajo ciertas condiciones, los precios de los bienes deberían ser iguales cuando son expresados en la misma moneda. Una versión más “débil” o relativa de esta afirmación expresa que el diferencial entre las tasas de inflación entre dos países es igual al diferencial entre el tipo de cambio esperado o a plazo y el tipo de cambio al contado o spot.

$$(1 + \pi_{HNL}) = (1 + \pi_{US\$}) \times \frac{E_{+1}^e}{E}$$

Dónde π_{HNL} es la tasa de inflación esperada en Honduras mientras que $\pi_{US\$}$ es la tasa de inflación esperada en EEUU. Combinando ambas ecuaciones tenemos que

$$(1 + i_{HNL}) = (1 + i_{US\$}) \times \frac{(1 + \pi_{HNL})}{(1 + \pi_{UD\$})}$$

Lo anterior implica la paridad de tasas de rentabilidad reales. Es decir, la tasa de actualización en US\$ real será igual a la tasa de rentabilidad real en HNL.

Es importante destacar que el esquema de no arbitraje presentado para activos financieros y activos reales

(bienes), no supone consideraciones de riesgo diferentes al mero cambio en los precios relativos (incluyendo el precio relativo entre monedas). Por ende, las relaciones presentadas sólo significan mecanismos de conversión de tasas entre monedas más no expresiones de riesgo adicional al mero cambio esperado entre las tasas esperadas y spot vs. las efectivas o en la inflación esperada y la inflación real.

1.5.2. Tasas de inflación esperada en Honduras y EE.UU.

Para determinar la conversión entre la tasa de actualización en US\$ y HNL (dada por la tercera ecuación de la sección anterior) es necesario estimar las tasas de inflación esperada.

Para el caso de Honduras, nos centraremos en la tasa de inflación objetivo de la política monetaria determinada por el Banco Central de Honduras y la inflación proyectada por organismos internacionales. En el caso de EE.UU. se utilizará la misma aproximación, con la adición de que se puede también estimar la inflación implícita mediante el spread entre bonos del tesoro y aquellos bonos del tesoro (TIPS⁷) que cuentan con una protección a la tasa de inflación.

Tabla 17: Tasas de inflación históricas y esperadas

País	2018	2019	2020	2021	2022
Honduras	4.34%	4.38%	3.47%	3.5%(E)	3.5%(E)
EE.UU.	2.4%	1.8%	1.5%	2.8%	2.1%

Fuente: Fondo Monetario Internacional y Banco Central de Honduras - 2021

⁷ Treasury Inflation-Protected Security

Para el caso de Honduras nos basaremos en la información del programa monetario del Banco Central de Honduras que indica que las tasas “meta” de inflación se encontrarán dentro del rango 4%+/- 1%, por ende, tomaremos el valor de 3.5%.

Para el caso de EE.UU. comparando la rentabilidad del bono del tesoro a 10 años vs. el bono a diez años con cobertura inflacionaria con la misma duración, encontramos que el spread a finales de marzo es de 2.35% vs. 2.8% esperado por el FMI. Dado que la información derivada del mercado es más deseable, tomaremos el valor de inflación esperada para EE.UU. de 2.35%.

1.5.3. Cálculo de las Tasas de Actualización

Tabla 18: Tasas de Actualización para Transporte y Distribución en Honduras

Cálculo del WACC	Distribución	Transmisión
Tasa Libre de Riesgo	2.12%	2.12%
Beta Activo EEUU	0.24	0.24
Prima Riesgo Regulatorio y otros	0.23	0.14
Beta Activo EEUU Ajustada	0.47	0.38
Beta Equity	0.85	0.69
Prima de Riesgo de Mercado	6.43%	6.43%
Prima de Riesgo País	3.52%	3.52%
Costo nominal del Capital Propio (Re)	11.11%	10.08%
Costo nominal de la Deuda (Kd) - Antes de imp.	7.27%	7.27%
Tasa Marginal Impuesto a la Renta en Honduras	30%	30%
Apalancamiento Objetivo (D/A)	54%	54%
Relación D/E	1.17	1.17
WACC Nominal (US\$) - Después de Imp.	7.86%	7.38%
Inflación Esperada EEUU	2.35%	2.35%
WACC Real (Lempiras y US\$) - Después de Impuestos	5.38%	4.92%

Fuente: Elaboración propia

Se concluye que la Tasa de actualización correspondiente al segmento de Distribución es de 5.38%, valor que está por debajo del rango inferior definido en el Artículo 19 de la Ley General de la Industria Eléctrica (“LGIE”); por lo tanto, el valor a aplicar resulta de 7%.

Con respecto al segmento de Transmisión eléctrica, se ha calculado una tasa real después de impuestos de 4.92%, valor que está por debajo del rango inferior definido en el Artículo 19 de la LGIE, por lo tanto, el valor a tomar es del 7%. Considerando que el valor a aplicar en el cálculo de tarifas de transmisión es un valor real antes de impuestos, la tasa a aplicar es igual a 10% (7%/0.70).

Tabla 18: Tasas de Actualización para Transporte y Distribución en Honduras

Cálculo del WACC	Distribución	Transmisión
Tasa Libre de Riesgo	2.12%	2.12%
Beta Activo EEUU	0.24	0.24
Prima Riesgo Regulatorio y otros	0.23	0.14
Beta Activo EEUU Ajustada	0.47	0.38
Beta Equity	0.85	0.69
Prima de Riesgo de Mercado	6.43%	6.43%
Prima de Riesgo País	3.52%	3.52%
Costo nominal del Capital Propio (Re)	11.11%	10.08%
Costo nominal de la Deuda (Kd) - Antes de imp.	7.27%	7.27%
Tasa Marginal Impuesto a la Renta en Honduras	30%	30%
Apalancamiento Objetivo (D/A)	54%	54%
Relación D/E	1.17	1.17
WACC Nominal (US\$) - Después de Imp.	7.86%	7.38%
Inflación Esperada EEUU	2.35%	2.35%
WACC Real (Lempiras y US\$) - Después de Impuestos	5.38%	4.92%

Fuente: Elaboración propia

Se concluye que la Tasa de actualización correspondiente al segmento de Distribución es de 5.38%, valor que está por debajo del rango inferior definido en el Artículo 19 de la Ley General de la Industria Eléctrica (“LGIE”); por lo tanto, el valor a aplicar resulta de 7%.

Con respecto al segmento de Transmisión eléctrica, se ha calculado una tasa real después de impuestos de 4.92%, valor que está por debajo del rango inferior definido en el Artículo 19 de la LGIE, por lo tanto, el valor a tomar es del 7%. Considerando que el valor a aplicar en el cálculo de tarifas de transmisión es un valor real antes de impuestos, la

tasa a aplicar es igual a 10% (7%/0.70).

1.5.4. Comparación Regional entre Tasas de Actualización

A continuación, se realiza una comparación regional de cálculos de Tasas de Actualización por parte de diferentes entes regulatorios para diferentes segmentos regulados. Si bien hay cálculos que corresponden a diferentes coyunturas macroeconómicas, se puede observar que para los cómputos más contemporáneos existe cercanía en el valor de los parámetros utilizados.

Tabla 19: Comparación de Tasas de Actualización

Cálculo del WACC	Honduras 2021		Guatemala 2012	Panamá 2018	Panamá 2017
	Distribución	Transmisión	Distribución	Distribución	Transmisión
Tasa Libre de Riesgo	2.12%	2.12%	4.20%	2.94%	2.76%
Beta Activo EEUU	0.24	0.24	0.47	0.19	0.23
Prima Riesgo Regulatorio y otros	0.23	0.14	0.004	0.333	0.233
Beta Activo EEUU Ajustada	0.47	0.38	0.474	0.523	0.463
Beta Equity	0.85	0.69	0.96	0.89	0.79
Prima de Riesgo de Mercado	6.43%	6.43%	5.60%	6.38%	4.65%
Prima de Riesgo País	3.52%	3.52%	2.65%	1.28%	1.66%
Costo nominal del Capital Propio (Re)	11.11%	10.08%	12.23%	9.90%	8.09%
Costo nominal de la Deuda (Kd) - Antes de imp.	7.27%	7.27%	9.98%	6.12%	5.02%
Tasa Marginal Impuesto a la Renta en Honduras	30%	30%	26%	30%	30%
Apalancamiento Objetivo (D/A)	54%	54%	58%	50%	50%
Relación D/E	1.17	1.17	1.38	1	1
WACC Nominal (US\$) - Después de Imp.	7.86%	7.38%	9.42%	7.09%	5.80%
Inflación Esperada EEUU	2.35%	2.35%	2.39%	2.30%	2.40%
WACC Real (Lempiras y US\$) - Después de Impuestos	5.38%	4.92%	6.86%	4.68%	3.32%

Fuente: Elaboración propia