

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA**



**PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE ACTUALIZACIÓN DEL
COSTO DE CAPITAL EN EL NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN GUATEMALA Y SU INCIDENCIA FINANCIERA**

Alex Mauricio Morales Batz

Guatemala, Octubre de 2009

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA**

**PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE ACTUALIZACIÓN DEL
COSTO DE CAPITAL EN EL NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN GUATEMALA Y SU INCIDENCIA FINANCIERA**

Informe final de Tesis para la obtención del grado de Maestro en Ciencias, con base en el "Normativo de Tesis para Optar al Grado de Maestro en Ciencias", aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ciencias Económicas, en el punto SÉPTIMO inciso 7.2 del Acta 5-2005 de la sesión celebrada el veintidós de febrero de 2005.

Profesor Consejero:

Ingeniero Pablo Álvarez

Postulante:

Ingeniero Alex Mauricio Morales Batz

Guatemala, Octubre de 2009

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
ESCUELA DE CIENCIAS ECONÓMICAS
HONORABLE JUNTA DIRECTIVA**

Decano: Lic. José Rolando Secaida Morales
Secretario: Lic. Carlos Roberto Cabrera Morales
Vocal Primero: Lic. MSc. Albaro Joel Girón Barahona
Vocal Segundo: Lic. Mario Leonel Perdomo Salguero
Vocal Tercero: Lic. Juan Antonio Gómez Monterroso
Vocal Cuarto: P. C. Edgar Arnoldo Quiché Chiyal
Vocal Quinto: P. C. José Antonio Vielman

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL DE TESIS

Presidente: MSc. Santiago Alfredo Urbizo Guzmán
Secretario: MSc. Juan de Dios Alvarado López
Vocal I: MSc. Edgar Laureano Juárez Sepúlveda
Prof. Consejero: MSc. Pablo Roberto Álvarez López



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

ACTA No. 0019-2009

En el salón No. 1 del Edificio 5-11 de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de San Carlos de Guatemala, nos reunimos los infrascritos miembros del Jurado Examinador, el 3 de agosto del año en curso, a las 19:00 horas, para practicar el EXAMEN GENERAL DE TESIS del Ingeniero Alex Mauricio Morales Batz Carné No. 100010232, estudiante de la Maestría en Administración Financiera, como requisito para optar al grado de Maestro de la Escuela de Estudios de Postgrado. El examen se realizó de acuerdo con el Normativo de Tesis, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ciencias Económicas en el punto SÉPTIMO inciso 7.2 del Acta No. 05-2005 de la sesión celebrada el veintidós de febrero de 2005.-----

Se evaluaron de manera oral los elementos técnico-formales y de contenido científico del informe final de la tesis elaborada por el postulante, denominada "**PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE ACTUALIZACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL EN EL NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA Y SU INCIDENCIA FINANCIERA**".-----

El examen fue APROBADO por MAYORIA de votos, CON ENMIENDAS por el Jurado Examinador.-----
Previo a la aprobación final de la tesis, el postulante debe incorporar las recomendaciones emitidas por el Jurado Examinador, las cuales se le entregan por escrito y las presentará en el plazo máximo de 30 días a partir de la presente fecha.-----

En fe de lo cual firmamos la presente acta en la Ciudad de Guatemala, a los tres días del mes de agosto del año dos mil nueve.-----


Lic. MAI. Santiago Alfredo Urbizo Guzmán
Presidente


MSc. Juan de Dios Alvarado López
Secretario


MSc. Edgar Laureano Juárez Sepúlveda
Vocal I


MBA. Fabio Roberto Álvarez López
Profesor Consejero


Ing. Alex Mauricio Morales Batz
Postulante



Claudia Ramos
Control Académico



FACULTAD DE
CIENCIAS ECONOMICAS


Edificio "S-8"
Ciudad Universitaria, Zona 12
Guatemala, Centroamérica

DECANATO DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS.
GUATEMALA, VEINTIUNO DE SEPTIEMBRE DE DOS MIL NUEVE.

Con base en el Punto QUINTO, inciso 5.6, Subinciso 5.6.2 del Acta 19-2009 de la sesión celebrada por la Junta Directiva de la Facultad el 10 de septiembre de 2009, se conoció el Acta Escuela de Estudios de Postgrado No. 19-2009 de aprobación del Examen Privado de Tesis, de fecha 3 de agosto de 2009 y el trabajo de Tesis de Maestría en Administración Financiera denominado: "PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE ACTUALIZACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL EN EL NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA Y SU INCIDENCIA FINANCIERA", que para su graduación profesional presentó el Ingeniero ALEX MAURICIO MORALES BATZ, autorizándose su impresión.

Atentamente,

"ID Y ENSEÑAD A TODOS"


LIC. OSCAR ROLANDO ZETINA GUERRA
SECRETARIO EN FUNCIONES




LIC. JUAN ANTONIO GOMEZ MONTERROSO
DECANO EN FUNCIONES



Smp.


REVISADO

AGRADECIMIENTO A:

DIOS

Por darme la vida y todo lo que he alcanzado.

MIS PADRES

Por haberme educado y por toda la paciencia que me tienen.

MI ASESOR

Por su colaboración incondicional para la elaboración del presente trabajo.

MI GRUPO DE ESTUDIO Y AMIGOS

Por su amistad y apoyo para la finalización de esta carrera.

CONTENIDO

RESUMEN	i
INTRODUCCIÓN	iii
1. ANTECEDENTES	1
2. MARCO TEÓRICO	5
2.1. <i>Distribución de energía eléctrica</i>	6
2.2. <i>Tasa de costo de capital.</i>	6
2.3. <i>El Método del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)</i>	7
2.3.1. Modelo de capitalización de dividendos	9
2.3.2. Modelo de valuación de los activos de capital (CAPM)	9
2.4. <i>Análisis de sensibilidad</i>	11
2.5. <i>Distribución de probabilidad</i>	12
2.5.1. Variable aleatoria	13
2.5.2. Valor Esperado	13
2.6. <i>El método Grossing-up</i>	13
2.7. <i>Datos de referencia</i>	14
3. METODOLOGÍA	15
3.1. <i>Hipótesis</i>	16
3.2. <i>Especificaciones del problema</i>	17
3.2.1. Delimitación del problema	17
3.2.2. Ámbito geográfico	17
3.2.3. Período histórico	18
4. CONDICIONES EN LA APLICACIÓN DE TARIFAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA	19
4.1. <i>Ley General de Electricidad y su Reglamento</i>	23
4.2. <i>Organismos de regulación y control</i>	24
4.3. <i>Regulación aplicable al estudio</i>	25
5. CÁLCULO DE LA TASA DE COSTO DE CAPITAL PARA EL NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA	28
5.1. <i>Tasa Libre de Riesgo K_{rf}</i>	29
5.2. <i>Coeficiente de riesgo sistemático β (Beta)</i>	31
5.3. <i>Tasa de rendimiento esperada K_m</i>	35

5.4.	Riesgo país K_{rc}	37
5.5.	Estructura de Capital $\frac{D}{D + E}$	39
5.6.	Costo de la deuda K_d	39
5.7.	Cálculo de la tasa de actualización (WACC)	40
5.8.	Proyección de la Inflación de EUA	42
5.9.	Tasa de actualización real	42
6.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y APLICACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS	44
6.1.	Análisis de sensibilidad	44
6.1.1.	Tasa Libre de Riesgo K_{rf}	45
6.1.2.	Coefficiente de riesgo sistemático β (Beta)	51
6.1.3.	Tasa de rendimiento esperada K_m	52
6.1.4.	Riesgo país K_{rc}	54
6.1.5.	Estructura de Capital $\frac{D}{D + E}$	57
6.1.6.	Costo de la deuda K_d	58
6.1.7.	Cálculo de la tasa de actualización real.	58
6.2.	Resultados de la simulación de Monte Carlo.	60
6.3.	Aplicación de resultados	64
6.3.1.	Fórmula para calcular la anualidad del costo de capital	64
6.3.2.	Tasa a aplicar en el cálculo de la Anualidad	65
6.3.3.	Cálculo de la Anualidad	69
6.4.	Análisis de resultados	69
	CONCLUSIONES	73
	RECOMENDACIONES	75
	BIBLIOGRAFÍA	77
	ANEXOS	79
	CÁLCULO DE LA BETA	81

BASE DE DATOS DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZADA EN EL ESTUDIO.	85
RESULTADOS PROPORCIONADOS PARA LA PROYECCION DE LA TASA LIBRE DE RIESGO, POR EL SOFTWARE <i>CB PREDICTOR</i>	89
ÍNDICE DE FIGURAS	93
ÍNDICE DE TABLAS	94

RESUMEN

En Guatemala como en muchos países el negocio de distribución de energía eléctrica es regulado, es decir, que las tarifas de distribución de electricidad son aprobadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (ente regulador).

Debido a que uno de los componentes que integran las tarifas del servicio de distribución de electricidad es el Valor Agregado de Distribución (VAD), y el VAD está formado por los costos medios de capital y operación del sistema de distribución económicamente adaptado, es necesario calcular una tasa de costo de capital, precisamente para determinar estos costos medios a los que hace referencia la Ley General de Electricidad

Esta tasa del costo de capital la define la Ley General de Electricidad (LGE) como la tasa de actualización la cual debe prever el riesgo de la actividad en el país. Dada la importancia que tiene esta tasa de actualización, en esta investigación se analizó el marco regulatorio de Guatemala, y se determinó que no se hace referencia a ningún método en particular para calcularla, aunque se indica claramente que debe considerar el riesgo de actividades similares en el país.

Se buscó información de estudios de tasas de actualización realizados en Guatemala, así como también estudios realizados en países latinoamericanos con regulación semejante a la de Guatemala, y se pudo determinar que en la práctica internacional el método para calcular la tasa de actualización es el del costo promedio ponderado de capital (*WACC*, por sus siglas en inglés), en la mayoría de casos se utiliza información de los Estados Unidos de América (EUA).

También se recopiló información de la metodología del costo promedio ponderado de capital para comprender cada una de las variables que intervienen en el

cálculo, conocer las distintas fuentes de información de cada una de las variables (si es el caso), determinar la mejor fuente de información para su posterior utilización en el cálculo de la tasa de actualización. Cabe mencionar que son los EUA quienes disponen de una gran cantidad de información e indicadores financieros de empresas de varios sectores.

Con la información obtenida se calculó ésta tasa, y después se procedió a realizar la sensibilización de las variables más importantes que intervienen en su cálculo, por medio de simulaciones de Monte Carlo, con el *software Crystal Ball*. Finalmente se calculó la anualidad del valor nuevo de reemplazo (VNR) de los activos de una empresa modelo, para las tasas de actualización resultantes del análisis de sensibilidad ($X-1\sigma$, X , $X+1\sigma$).

Cabe resaltar que al aplicar la metodología del WACC para el cálculo estático de la tasa con la información disponible a mayo de 2009 se obtuvo un valor de 9.21% el cual posteriormente fue cotejado contra los resultados del análisis de sensibilidad, lo que permitió determinar que de acuerdo con los criterios utilizados en la investigación la probabilidad de ocurrencia de este valor durante los próximos cinco años es de 34.17%. Por otro lado, estos resultados arrojan un valor medio, para el mismo periodo de tiempo, de la tasa de actualización de 8.62% y una probabilidad de ocurrencia de 47.18%.

Por último se determinó que la relación entre la tasa de actualización y la anualidad del costo de capital, que forma parte del VAD, describe un comportamiento exponencial. Esto debido a que una modificación en la tasa de actualización produce un cambio en el mismo sentido en el margen de una empresa distribuidora de energía eléctrica. Este impacto es del orden de de 0.84% en el margen, para variaciones en la tasa de actualización de 1%, mientras que para un cambio en la tasa de 70.18%, el impacto en el margen es de 62.17%.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación desarrolla un modelo de cálculo de la tasa de actualización que debe utilizarse para determinar la anualidad del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones de distribución de energía eléctrica; es decir, el costo de capital de las empresas que se dedican a la actividad de distribución de energía eléctrica en Guatemala.

En el sector eléctrico de Guatemala, el ente regulador (Comisión Nacional de Energía Eléctrica) tiene dentro de sus funciones determinar la tasa de actualización que deberá utilizarse para la realización de estudios tarifarios, tal como lo establece la Ley General de Electricidad en su artículo 73 que en su parte conducente señala que *“...La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas...”*

Así mismo, el artículo 79 de la Ley General de Electricidad en su parte conducente establece que *“...La tasa de actualización a utilizar en la presente ley para la determinación de tarifas será igual a la tasa de costo del capital que determine la Comisión, mediante estudios contratados con entidades privadas especialistas en la materia, debiendo reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país... En cualquier caso, si la tasa de actualización resultare inferior a siete por ciento real anual o bien superior a trece por ciento realⁱ anual, se aplicarán estos últimos valores, respectivamente”*.

Derivado de lo anterior, una empresa distribuidora de energía eléctrica puede hacer las siguientes consideraciones:

ⁱ Para el cálculo de remuneración anual por gastos de capital se requiere una tasa real, pues estos costos de capital son ajustados posteriormente por la inflación pertinente, de no ser así se estaría considerando doblemente la inflación, generando un costo adicional a los usuarios finales.

- La empresa distribuidora de energía eléctrica debe realizar una estimación de la tasa de actualización, la cual pueda utilizar como parámetro de comparación con la tasa que aprueba el ente regulador.
- La tasa de actualización que se aplica al cálculo de tarifas quinquenales debería considerar las posibles variaciones en los parámetros que intervienen en el cálculo de la misma durante su período de aplicación.
- La metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital (*WACC*) es la adecuada para el cálculo de la tasa de actualización definida en la Ley General de Electricidad.

Si bien la Ley define qué es la tasa de actualización, no hace referencia al método de cálculo que deberá utilizarse para determinarla. Por tal motivo, se ha construido un modelo, el cual hace uso de la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital (*WACC*, por las siglas en inglés de *Weight Average Cost of Capital*), tal como se realiza comúnmente en la práctica internacional, para determinar la tasa de actualización. Así mismo, se realizó un análisis de sensibilidad que contemple las futuras variaciones en los indicadores financieros que intervienen en el cálculo de la *WACC*.

La hipótesis que se plantea para la presente investigación es la siguiente: “Para utilizar la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital (*WACC*) en el cálculo de la tasa actualización, es necesario tomar en cuenta los posibles cambios de las variables que intervienen en su cálculo, durante el período de vigencia de la tasa”.

Como objetivo general del trabajo se ha establecido el cálculo de la tasa de actualización definida en el marco regulatorio vigente de Guatemala, por medio del uso de la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital (*WACC*, por las siglas en inglés de *Weight Average Cost of Capital*).

Así mismo, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Analizar el resultado de la aplicación de la metodología del *WACC*, para el cálculo de la tasa de actualización, para una fecha en particular.
- Hacer uso del *software Crystal Ball* para el análisis de escenarios, con la finalidad de considerar las posibles variaciones futuras de los parámetros que intervienen en el cálculo de la tasa de actualización.
- Determinar el impacto financiero que se producen en el margen antes de impuestos de una empresa distribuidora de energía eléctrica, originado por la variación en la tasa de actualización, mediante el análisis de escenarios.

El presente trabajo consta de 6 capítulos. Los capítulos 1 al 3 desarrollan los antecedentes, marco teórico y metodología utilizada para llevar a cabo la investigación. Dentro del marco teórico, en el numeral 2.3, se explica la metodología de cálculo de la tasa de actualización, es decir, la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital (*WACC* por las siglas en inglés de *Weight Average Cost of Capital*). Este costo de capital es de suma importancia para las empresas distribuidoras del fluido eléctrico, ya que corresponde a la rentabilidad que el regulador le permitirá obtener a la empresa, sobre las inversiones que la distribuidora realice en activos de distribución de energía eléctrica.

El capítulo 4 describe la historia y reestructuración del sector eléctrico de Guatemala y las condiciones actuales en la aplicación de tarifas del servicio de distribución de energía eléctrica en el país. Así mismo, describe la regulación vigente y aplicable al negocio de distribución de energía eléctrica.

El capítulo 5 describe la información necesaria para el cálculo de la *WACC*, así mismo, se indican las fuentes donde pueden obtenerse los datos necesarios para el cálculo de la misma, y finalmente se calcula la tasa de actualización.

Por último, en el capítulo 6 se realiza un análisis de sensibilidad de las variables clave que intervienen en el cálculo de la WACC, por medio del *software* “*Crystal Ball*”. Esta sensibilización se realiza debido a que la tasa de actualización se calcula para aplicarla en el pliego de tarifas con vigencia de cinco años, tal como lo establece la Ley General de Electricidad, y lo que se pretende conseguir es que la tasa de actualización considere las posibles variaciones en los parámetros financieros, que intervienen en el cálculo de la misma, de los próximos cinco años.

Además la sensibilización permite a un inversionista saber cuáles son las variables críticas que afectan al negocio, así como también saber cuáles serán los resultados que podrían obtenerse para diferentes condiciones.

En este último capítulo también se presenta el análisis del impacto financiero, en términos del margen, que provoca la variación en la tasa de actualización. Esto debido a que la tasa de actualización es utilizada en el cálculo de la anualidad del valor nuevo de reemplazo de los activos de distribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Este análisis se plantea ya que la tasa de actualización del costo de capital debe calcularse para un momento determinado en el tiempo, y esta tasa debe ir asociada al pliego tarifario que se plantea, el cual tiene una vigencia de cinco años.

Esto obedece a que las empresas distribuidoras de energía eléctrica cambian su pliego tarifario en diferente fecha. Por tal motivo, el estudio de la tasa de actualización del costo de capital debería realizarse anualmente (para el caso del sector eléctrico), para que la tasa de actualización refleje de la mejor forma posible las condiciones económicas del sector.

1. ANTECEDENTES

En el sector eléctrico de Guatemala, el Estado jugaba el papel de regulador y de empresario, lo que originó que se conformara un monopolio estatal, es decir, el Estado realizaba las actividades de generación transmisión y distribución del servicio eléctrico. Bajo estas condiciones no se incentivaba la competencia ni la inversión privada, por lo que no se observaba un desarrollo o crecimiento de dicho sector eléctrico.

Resultado de esta situación en el año de 1996 se estableció un régimen regulatorio, por la necesidad de prestar un servicio eléctrico con exigencias eficientes de calidad de producto¹, y para eliminar todo tipo de empresa que funcionaba de manera vertical², y promover la introducción de la industria y la competitividad en el país.

Como primer medida se promulgó la Ley General de Electricidad (LGE), a través del Decreto del Congreso de la República 93-96, la cual enmarca y define cada una de las actividades de los distintos actores que forman el mercado eléctrico. En esta ley también se definieron los encargados de normar y regular el sector, y se designó para ello a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), para que se encargue de fijar tarifas sujetas a regulación, velar por que no existan políticas anticompetitivas dentro del sector y por que se cumpla la Ley y su Reglamento.

Luego de realizar la reestructuración del sector se notó la aparición de distintos actores, estos son los generadores, transportistas, distribuidores,

¹ Esta calidad de producto se evalúa por la cantidad de cortes y la duración de los mismos, a través de indicadores, los cuales al ser excedidos provocan el pago de indemnización a los usuarios por parte del distribuidor.

² En el sector eléctrico, una empresa verticalmente integrada es aquella que desarrolla simultáneamente las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

comercializadores, cogeneradores y grandes usuarios. Se puede decir que el sector fue abierto, pues ya contaba con inversión privada, además de contar con un marco legal y normativo y de instituciones regulatorias y operativas; se descentralizó la transmisión y distribución de energía eléctrica con la finalidad de agilizar el crecimiento de la oferta y satisfacer las necesidades sociales y productivas de los habitantes.

Debido a que la distribución de energía eléctrica es un monopolio natural³, dentro de las medidas regulatorias implementadas con la emisión de la LGE, se estableció que las tarifas a usuarios de distribución final serán las calculadas por la CNEE como la suma del precio ponderado de todas las compras de energía eléctrica del distribuidor, referidas a la entrada de la red del distribuidor y del Valor Agregado de Distribución (VAD).

Así mismo, la Ley estableció que el VAD deberá contemplar al menos los costos asociados al usuario, las pérdidas medias de distribución y los costos de capital, operación y mantenimiento asociados a la distribución. Adicionalmente, en la Ley se estableció el período de fijación de tarifas, las cuales tienen vigencia por períodos de cinco años. Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes.

Los costos medios de capital o anualidad, deben calcularse con la vida útil típica de las instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el

³ Este término es muy utilizado en actividades reguladas. Un monopolio natural se presenta cuando los costos de producir un bien o servicio son tales que para los demandantes del mercado es más barato obtener la producción de una sola empresa, que de muchas. En esta situación es óptimo desde el punto de vista de costos, que exista una empresa y no que existan dos o más. Tomado de Bergara, Mario. La Regulación de Servicios Públicos. Departamento de Economía – Facultad de Ciencias Sociales – Universidad de la República.

No debe confundirse el monopolio natural, generalmente presente en los servicios públicos, con el oligopolio ya que en este tipo de negocios, si bien es cierto, pueden existir más de una empresa que provea el fluido eléctrico, cada empresa tiene determinada área de concesión.

cálculo de tarifas (definida en la LGE), y son estos costos el objeto de análisis en el presente estudio.

Para determinar los costos de capital, a los que hace referencia el VAD, es necesario contar con la tasa de actualización, misma que también fue definida en la Ley, y que debe ser autorizada por la CNEE. La importancia del correcto cálculo de la tasa de actualización es alta debido a que el costo de capital es la retribución que recibe el inversionista por invertir en las redes de distribución de energía eléctrica.

La Ley General de Electricidad (LGE) definió la tasa de actualización que se utilizará para calcular la anualidad del valor nuevo de reemplazo (VNR) de las instalaciones a una tasa de costo de capital que prevea el riesgo de la actividad (aunque limitada a un rango entre el 7% y el 13% real⁴ anual).

No obstante, la Ley no establece la metodología para el cálculo de la tasa de actualización, es decir, el costo de capital. El uso de la metodología del Costo Promedio Ponderado del Capital (*WACC*, por las siglas en inglés de *Weight Average Cost of Capital*) se plantea, como resultado que la ley contempla que la tasa de actualización debe reflejar el costo de capital para actividades de riesgo similar en el país.

Por lo anteriormente expuesto, se calculó la tasa de actualización, y se realizó el análisis de sensibilidad de la misma, para que esta tasa considere las posibles variaciones que experimentarían los parámetros que intervienen en su cálculo. También se analizó cómo afectan las variaciones de la tasa de actualización en el cálculo de los costos medios de capital de una empresa modelo.

⁴ Para el cálculo de remuneración anual requerida por gastos de capital se requiere una tasa real, pues estos costos de capital son ajustados posteriormente por la inflación pertinente, de no ser así se estaría considerando doblemente la inflación, generando un costo adicional a los usuarios finales

El análisis se realizó para una empresa modelo debido a que para cualquier distribuidora de energía eléctrica que opere en Guatemala, el procedimiento de cálculo del costo de capital es el mismo, puesto que únicamente varían los VNR de cada empresa, de acuerdo con el tamaño de las redes, y la tasa de costo de capital que varía según la fecha en la que se lleve a cabo el estudio tarifario.

Este análisis se realizó con el objetivo de calcular una tasa de retorno adecuada, que incentive las inversiones en esta actividad del sector eléctrico, porque, en la medida que la tasa de actualización sea atractiva, los inversionistas tendrán mayor confianza.

Esto debe ir de la mano de un marco de legalidad transparente, donde se respeten las leyes, ya que por muy atractiva que parezca la tasa de inversión, si hay desconfianza en las leyes el inversionista no se arriesgará o bien subirá su expectativa de ganancia (TREMA, por las siglas de Tasa de Rendimiento Mínima Aceptada) ante una legislación que no le brinde seguridad; lo que se refleja en una tasa mayor para paliar la aversión al riesgo, y que se traduce en un mayor costo para el usuario final, por el servicio de distribución de la energía eléctrica.

Cabe mencionar que un inversionista no tendrá la misma disposición de invertir, en la misma actividad económica, en países diferentes, ya que el riesgo país entre ellos es diferente. Esta diferencia origina que los inversionistas requieran una prima adicional de retorno, por el mayor riesgo entre un país y otro.

2. MARCO TEÓRICO

Para el correcto entendimiento de este trabajo de investigación, en este apartado se expone el conjunto de leyes y conceptos que se considera tienen relación entre sí, y que facilitan la comprensión del tema tarifario.

Ley General de Electricidad (LGE). Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala. Ley que norma el desarrollo del conjunto de actividades del sector eléctrico.

Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE). Acuerdo Gubernativo No. 256-97, reformado por el Acuerdo Gubernativo No. 68-2007. El reglamento contiene las disposiciones que se aplican a las actividades del sector eléctrico.

Ministerio de Energía y Minas (MEM). Órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al sector eléctrico y aplicar la ley y su reglamento.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). Es el órgano técnico del MEM, responsable de:

- Cumplir y hacer cumplir la LGE y su reglamento.
- Proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- Definir tarifas de distribución y transmisión, así como la metodología de cálculo de las mismas.
- Dirimir controversias entre agentes del sector eléctrico.
- Emitir normas técnicas relativas al sector eléctrico.

Empresa distribuidora. Empresa de capital privado, público o mixto, dedicada a la distribución de energía eléctrica a los usuarios finales.

WACC. Costo Promedio Ponderado de Capital (*WACC*, por las siglas en inglés de *Weight Average Cost of Capital*).

VAD. Valor agregado de distribución. El VAD está definido en el artículo 71 de la LGE. El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa económicamente adaptada.

VNR. Valor nuevo de reemplazo. Es el costo de reponer a nuevo un activo al momento de realizar el análisis, con la tecnología disponible.

Tasa de actualización. Es la tasa del costo de capital. Esta tasa está definida en el artículo 79 de la LGE.

2.1. Distribución de energía eléctrica

La distribución de energía eléctrica es la actividad de comprar la energía eléctrica en bloque a los generadores y distribuirla a cada uno de los usuarios finales por medio del sistema de distribución dentro de la zona de concesión. Para realizar esta actividad es necesario contar con la autorización del Ministerio de Energía y Minas.

En Guatemala esta actividad puede desempeñarla cualquier persona individual o jurídica que posea instalaciones (sistema de distribución) destinadas a distribuir comercialmente la energía eléctrica, en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

El sistema de distribución es el conjunto de instalaciones utilizado para la entrega del fluido eléctrico a los usuarios finales, es decir, es el conjunto subestaciones, conductores (cables) de media y baja tensión, transformadores, postes, elementos de protección, accesorios, sistemas de información en tiempo real, etc.

2.2. Tasa de costo de capital.

A continuación se muestran algunas definiciones del costo de capital:

- El costo de capital es la rentabilidad que un inversionista exige a determinada inversión por renunciar a un uso alternativo de esos recursos, en proyectos con niveles de riesgos similares, también conocido como el costo de oportunidad.
- El costo de capital es el rendimiento requerido sobre los distintos tipos de financiamiento para determinado proyecto. La determinación del costo de capital implica la necesidad de estimar el riesgo del emprendimiento, analizando los componentes que conformarán el capital (como la emisión de acciones o la deuda).
- El costo de capital supone la retribución que recibirán los inversores por aportar fondos a la empresa, es decir, el pago que obtendrán los accionistas y los acreedores. En el caso de los accionistas, recibirán dividendos por acción, mientras que los acreedores se beneficiarán con intereses por el monto desembolsado

Se puede concluir entonces que la tasa de costo de capital es el valor mínimo aceptable por un inversionista para dedicarse a determinada actividad (TREMA, por las siglas de Tasa de Rendimiento Mínima Aceptada).

2.3. El Método del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)

En el apartado anterior se mencionó que la Ley General de Electricidad definió la tasa de actualización con la que deberá calcularse la anualidad del costo de capital del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones económicamente adaptadas. También se comentó que la tasa de actualización debe reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país.

Si bien la ley no dice estrictamente que se debe usar la WACC para calcular la tasa de actualización, prevé que la tasa de actualización debe ser la

correspondiente a actividades de riesgo similar. En ese sentido existe consenso internacionalmente para el uso del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC, por las siglas en inglés) para el cálculo de la tasa de actualización, esto originado por que la metodología del WACC considera el riesgo de la actividad para la que se realiza el cálculo.

La importancia que la tasa de actualización tiene, obedece a que un pequeño error en su determinación puede originar que la Distribuidora no obtenga los ingresos suficientes por dedicarse a la actividad de distribución de electricidad (no sea rentable), o por el contrario, la distribuidora perciba ingresos extraordinarios.

El Costo Promedio Ponderado del Capital⁶ (WACC, por las siglas en inglés) de una empresa se encuentra al combinar el costo de las acciones de la empresa (capital propio) con el costo de la deuda en proporción al peso relativo de cada uno en la estructura financiera a largo plazo óptima para la empresa, de forma numérica se puede expresar como se muestra:

$$K_{WACC} = K_e \frac{E}{V} + K_d (1-t) \frac{D}{V}$$

Donde:

K_{WACC} = Costo promedio ponderado del capital después de impuestos

K_e = Costo de las acciones ajustado por el riesgo

K_d = Costo de la deuda antes de impuestos

t = Tasa de impuestos marginal

E = Valor en el mercado de las acciones de la empresa

D = Valor en el mercado de la deuda de la empresa

V = Valor total en el mercado de los valores de la empresa ($E + D$)

⁶ Eiteman, DK; Stonehill, AL; Moffett, MH. 2000. Las Finanzas en las Empresas Multinacionales. Trad. M de Anta. 8 ed. México, DF, PEARSON EDUCACIÓN.

Las acciones de una empresa se pueden medir como mínimo de dos formas diferentes, el enfoque tradicional llamado modelo de capitalización de dividendos, y el enfoque del modelo para la valuación de los activos de capital (*CAPM*, por las siglas en inglés de *Capital Asset Pricing Model*), a continuación se describirán cada uno de ellos.

2.3.1. Modelo de capitalización de dividendos

El modelo de capitalización de dividendos⁷, supone que el rendimiento requerido por acción está determinado por el *trade-off*⁸ preferido del mercado entre riesgo y rendimiento. El riesgo se define como desviación estándar, o como coeficiente de variación de los rendimientos de la acción. El costo de las acciones se calcula de la siguiente forma:

$$K_e = \frac{D_1}{P_0} + g$$

Donde:

K_e = Rendimiento requerido por acción

D_1 = Dividendos esperados por acción durante un año

P_0 = Valor en el mercado por acción en el tiempo cero (inicio del año uno)

g = Índice de crecimiento esperado de los dividendos o del precio de mercado de una acción

2.3.2. Modelo de valuación de los activos de capital (*CAPM*)

⁷ Eiteman, DK; Stonehill, AL; Moffett, MH. 2000. Las Finanzas en las Empresas Multinacionales. Trad. M de Anta. 8 ed. México, DF, PEARSON EDUCACIÓN.

⁸ La traducción es: Relación de, pero la Teoría del *Trade-Off* tiene sus orígenes en las teorías de la toma de decisión, que conduce al concepto de tasa de intercambio (o *Trade-Off*) entre dos criterios. El *Trade Off* indica en cuánto varía un criterio para lograr un incremento unitario en otro criterio.

El modelo de valuación de los activos de capital⁹ (*CAPM*, por las siglas en inglés de *Capital Asset Pricing Model*) requiere que se defina el costo de las acciones para una empresa (valores) por medio de la siguiente fórmula:

$$K_e = K_{rf} + (K_m - K_{rf})\beta$$

Donde:

K_e = Tasa de rendimiento esperada (requerida) por acción

K_{rf} = Tasa de interés en bonos libres de riesgo (p. e. bonos del tesoro)

β = Coeficiente de riesgo sistemático de la empresa

K_m = Tasa de rendimiento esperada (requerida) para la cartera (o portafolios) de acciones del mercado (p. e. índice *Standard & Poor's* 500)

La diferencia principal entre los dos métodos, para el cálculo del costo de las acciones, es que el modelo de capitalización de dividendos pone énfasis en el riesgo total de los rendimientos esperados, en tanto que el modelo para la valuación de activos de capital recalca sólo el riesgo sistemático de los rendimientos esperados.

El riesgo sistemático es el riesgo del mercado mismo, el que no puede eliminarse. El riesgo sistemático está en función de la variabilidad total de los rendimientos esperados para la empresa en relación con un índice de mercado y del grado en el que la variabilidad de los rendimientos esperados de la empresa se correlacionan con los rendimientos esperados del mercado.

⁹ Eiteman, DK; Stonehill, AL; Moffett, MH. 2000. *Las Finanzas en las Empresas Multinacionales*. Trad. M de Anta. 8 ed. México, DF, PEARSON EDUCACIÓN.

Por lo tanto, el costo de las acciones es la tasa exenta de riesgo K_{rf} más una prima por el riesgo mayor en el mercado $(K_m - K_{rf})$, más un factor para ajustar la prima del mercado por el riesgo de un valor específico β .

Los estudios empíricos muestran que ambos enfoques tienen cierta validez, dependiendo de la muestra y del período probado. De cualquier modo, el punto importante es que el costo de las acciones es algún tipo de función de la preferencia del mercado sobre rendimiento y riesgo, independientemente de la forma en que se defina el riesgo.

Una vez que se cuenta con los datos anteriores se promedian los costos por intereses de los diferentes componentes de la deuda de acuerdo con su proporción en la estructura de la deuda (promedio ponderado). Este promedio antes de impuestos K_d , se ajusta entonces por los impuestos por ingreso corporativo multiplicándolo por la expresión $(1 - \text{índice impositivo})$, es decir, $K_d(1-t)$, para calcular el costo de la deuda promedio ponderado después de impuestos.

2.4. Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad es un término financiero, muy utilizado en el mundo de la empresa a la hora de tomar decisiones. Consiste en realizar simulaciones de escenarios mediante los cuales se busca observar los cambios en los resultados del modelo, obtenidos con base en variaciones de sus principales variables

En este trabajo se realiza el análisis de sensibilidad al cálculo de la WACC. Se utilizará el software *Excel*, de *Microsoft*, con el complemento *Crystal Ball*,

desarrollado por *Oracle*, el cual es una herramienta utilizada internacionalmente para realizar proyecciones y simulaciones de Monte Carlo.

El modelo Monte Carlo consiste en crear escenarios a través de la generación de números aleatorios al considerar el movimiento de las variables como movimiento geométrico Browniano¹⁰, es decir, de caminata aleatoria, para posteriormente observar el comportamiento del resultado simulado.

En otras palabras el modelo Monte Carlo simula los resultados que puede asumir la tasa de actualización, mediante la asignación aleatoria de un valor a cada parámetro relevante que interviene en el cálculo. La selección de valores aleatorios da la posibilidad de que, al repetirse muchas veces, se obtengan resultados de prueba para que se aproxime a la forma de distribución estimada. Cada parámetro asume valores aleatorios determinados por una distribución de probabilidades asignada a cada uno de ellos.

2.5. Distribución de probabilidad

La distribución de probabilidad describe el rango de valores de la variable aleatoria, así como la probabilidad de que el valor de la variable aleatoria esté dentro de un subconjunto de dicho rango.

La distribución de probabilidad se puede entender como una distribución teórica de frecuencia, es decir, es una distribución que describe como se espera que varíen los resultados. Dado que esta clase de distribuciones se ocupan de las expectativas, son modelos de gran utilidad para hacer inferencias y tomar decisiones en condiciones de incertidumbre.

¹⁰ El movimiento browniano es el movimiento aleatorio que se observa en algunas partículas microscópicas que se hallan en un medio fluido. Robert Brown lo describe en 1827.

2.5.1. Variable aleatoria

Es aquella que asume diferentes valores a consecuencia de los resultados de un experimento aleatorio. Estas variables pueden ser discretas o continuas.

- Si se permite que una variable aleatoria adopte sólo un número limitado de valores, se le llama variable aleatoria discreta.
- Por el contrario, si se le permite asumir cualquier valor dentro de determinados límites, recibe el nombre de variable aleatoria continua.

2.5.2. Valor Esperado

El valor esperado es un concepto fundamental en el estudio de las distribuciones de probabilidad. Desde hace muchos años este concepto ha sido aplicado ampliamente por profesionales que casi siempre toman decisiones en condiciones de incertidumbre. El valor esperado o esperanza matemática (o simplemente esperanza) de una variable aleatoria es la suma de la probabilidad de cada suceso multiplicado por su valor.

2.6. El método *Grossing-up*

El método “*grossing-up*” significa que se debe practicar una retención sobre la suma de la ganancia neta y el impuesto respectivo. La fórmula matemática es la que se muestra a continuación.

$$k_{ai} = \frac{k_{di}}{(1-t)}$$

Donde:

k_{ai} : tasa de actualización antes de impuestos.

k_{di} : tasa de actualización después de impuestos.

t : tasa del impuesto sobre la renta (31%).

2.7. Datos de referencia

En la práctica internacional el uso de la metodología del *WACC* para el cálculo de la tasa de actualización, está muy difundido. Puede decirse que es el único método empleado para calcular la tasa de actualización.

Dado que la regulación guatemalteca es muy similar a la de otros países latinoamericanos, se dispone de información previa de cálculos de tasas de costo de capital a través de la metodología del *WACC*.

3. METODOLOGÍA

Para obtener los resultados que se plantearon dentro de los objetivos del presente trabajo de investigación como primer paso se analizó el marco regulatorio de Guatemala, para determinar si dentro del mismo se indicaba la metodología a utilizar para el cálculo de la tasa de actualización. *Se determinó que no se hace referencia a ningún método en particular, aunque se indica claramente que debe considerarse el riesgo de actividades similares en el país.*

Seguidamente se buscó información de estudios de tasas de actualización realizados en Guatemala, así como también estudios realizados en países latinoamericanos (Colombia, Argentina, El Salvador, etc.) con regulación semejante a la de Guatemala, y se pudo determinar que en la práctica internacional el método para calcular la tasa de actualización del negocio de distribución de energía eléctrica es el del costo promedio ponderado de capital (WACC), y únicamente se utiliza para este cálculo, información histórica y en la mayoría de casos se utiliza información de los Estados Unidos de América.

Para la realización del presente trabajo se contó con el apoyo de consultores¹¹ expertos en la materia y de gran experiencia internacional en este tipo de estudios, dado que durante el año 2008 realizaron el estudio tarifario de empresas distribuidoras de energía eléctrica de Guatemala.

También se recopiló información de la metodología del costo promedio ponderado de capital para comprender cada una de las variables que intervienen en el cálculo, conocer las distintas fuentes de información de cada una de las variables

¹¹ Quantum S. A. | Derechos Reservados, es una empresa internacional, expertos en regulación de servicio públicos. Realizaron el estudio tarifario de las Distribuidoras DEOCSA y DEORSA durante el año 2008. Durante la realización del estudio tarifario, se hicieron consultas a cerca de la experiencia internacional en estudios de tasas de actualización.

(si es el caso), determinar la mejor fuente de información para su posterior utilización en el cálculo de la tasa de actualización.

En esta etapa fue de gran importancia el uso del *internet* para la recopilación de información financiera de empresas distribuidoras de energía eléctrica. Cabe mencionar que son los Estados Unidos de América quienes disponen de una gran cantidad de información e indicadores financieros de empresas de varios sectores. No obstante, actualmente se dispone de información financiera de mercados emergentes.

Una vez obtenida toda la información necesaria para el cálculo del Costo Promedio Ponderado del Capital (*WACC*) se realizó el cálculo de la misma, y después se procedió a realizar la sensibilización de las variables más importantes que intervienen en su cálculo, por medio de simulaciones de Monte Carlo, con el *software Crystal Ball*.

Finalmente se calculó la anualidad del valor nuevo de reemplazo de los activos de una empresa modelo, por medio de la aplicación de la fórmula PAGO del *software Excel* de *Microsoft*, para las tasas de actualización obtenidas del análisis de sensibilidad ($X-1\sigma$, X , $X+1\sigma$). También se obtuvo un gráfico en el que se muestra la relación existente entre los cambios porcentuales de la anualidad respecto de las variaciones porcentuales en la tasa de actualización, es decir, el impacto financiero que provocan los cambios en la tasa de actualización.

3.1. Hipótesis

Dado que las empresas distribuidoras de energía eléctrica que operan en Guatemala tienen la obligación de realizar el proceso de revisión tarifaria cada cinco años, surge la necesidad de calcular la tasa de actualización, misma que

debe utilizarse en el cálculo de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de los activos fijos de la empresa distribuidora de electricidad.

En consecuencia, la hipótesis que se plantea para la presente investigación es:

- “Para utilizar la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital (*WACC*) en el cálculo de la tasa actualización, es necesario tomar en cuenta los posibles cambios de las variables que intervienen en su cálculo, durante el período de vigencia de la tasa”.

Los métodos y técnicas utilizadas para comprobar la hipótesis anterior, son los que se indican a continuación.

3.2. Especificaciones del problema

Punto de vista

La investigación se realizó desde el punto de vista financiero.

3.2.1. Delimitación del problema

Unidad de análisis

Una empresa modelo, de giro comercial distribución de energía eléctrica. La investigación se realizó para una empresa modelo, ya que la regulación es aplicable por igual a todas las empresas distribuidoras que operan en Guatemala.

3.2.2. Ámbito geográfico

El ámbito geográfico está comprendido por todo el país (Guatemala).

3.2.3. Período histórico

Se realizarán proyecciones (5 años) de los indicadores que intervienen en el cálculo de la *WACC*, a partir de series históricas de por lo menos 10 años.

4. CONDICIONES EN LA APLICACIÓN DE TARIFAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA

Para facilitar la comprensión de esta investigación es necesario hacer una reseña histórica de los cambios que ha sufrido el sector eléctrico en Guatemala, lo que justifica por qué ahora se debe calcular la tasa de actualización con la que se obtiene el costo de capital en el negocio de distribución.

Al inicio el sector eléctrico fue administrado por el sector privado, la distribución de electricidad era llevada a cabo por la EEGSA, la cual obtuvo una concesión de 50 años para distribuir energía eléctrica en los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez. Es en el año de 1945 cuando se origina el Departamento de Electrificación en la Dirección General de Obras Públicas, y se inicia la construcción de algunas plantas hidroeléctricas. En 1959 el Estado asume el papel de regulador y de empresario, para tal efecto se crea el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), quien a partir de ese entonces fue el encargado del control general del sector eléctrico. Además, el Estado adquiere el control mayoritario de EEGSA, ya que la concesión ha vencido.

Desde que el Estado asume el papel de regulador y de empresario en el año de 1959 se empieza a desarrollar un monopolio estatal, ya que era éste quien se dedicaba a la generación, transmisión y distribución del servicio eléctrico. En este periodo (1959-1990) aumenta considerablemente el suministro de energía debido a la construcción de las presas de Chixoy y Aguacapa por el apoyo multilateral de créditos que ofrecen los bancos.

Todo parecía marchar bien pero como resultado de las crisis petroleras (años 1973 y 1979), la depreciación de la moneda y el atraso en la construcción de las

plantas hidroeléctricas, el Gobierno presenta renuencia al aumento de tarifas lo que termina en una política de tarifa subsidiada, que a la fecha se mantiene.

A principios de 1986 el INDE congela sus programas de inversión, el financiamiento internacional se reduce, lo que lleva a esta institución a limitarse a realizar estudios de factibilidad de proyectos geotérmicos y de energía hidroeléctrica. La inversión sectorial se reduce y fallas en la hidroeléctrica de Chixoy, la generadora más grande de Guatemala, así como también las múltiples acusaciones de corrupción en el INDE, hace que esta institución del Estado se debilite.

Para el periodo de los años 1990 a 1996 se da inicio a la reforma del sector eléctrico, se observa un aumento considerable de la demanda, pero se mantiene el suministro de energía (generación) constante. En 1991 se inician apagones programados en toda la República debido a que el INDE y EEGSA son incapaces de suplir la creciente demanda, todo esto por un manejo insostenible de las finanzas de las empresas del sector eléctrico. Es entonces cuando se inicia un cambio en las políticas públicas por medio de las primeras discusiones sobre cogeneración y análisis de experiencias en otros países (reformas de segunda generación), es decir, estudiar la factibilidad de aplicar dichas reformas en Guatemala.

El Ministerio de Energía y Minas realizó estudios para promover la generación privada, especialmente por medio del uso del bagazo de la caña de azúcar, pero todo el proceso se suspendió en 1993 debido al autogolpe del presidente Jorge Serrano Elías, con lo que nuevamente el INDE y la EEGSA se ven estancados, ya que persiste la frágil situación económica. Además, esta situación de incertidumbre política afecta directamente a los negocios, ya que se tiene incertidumbre financiera e institucional.

Para el año de 1992 se vislumbran los cambios, esto se debe a que empieza a funcionar la planta de ENRON y ésta firma un contrato con la EEGSA por 110 MW. El gobierno, una vez estabilizado luego del autogolpe, empieza a realizar negociaciones con el sector privado, por otro lado, la inversión internacional también empieza a buscar grupos de inversión local.

Mientras se realizaba la preparación de la nueva estructura regulatoria de electricidad del país, la EEGSA y el INDE firmaron contratos de generación, ya que la participación del sector privado aumentó considerablemente. En 1995, se suscribió la nueva Ley Orgánica del INDE, y finalmente en 1996, se aprobó la Ley General de Electricidad de Guatemala.

La Ley General de Electricidad se aprueba, justificada por la incapacidad del gobierno de satisfacer las necesidades del país en materia de energía eléctrica. Con la aprobación de la ley se creó un mercado, el cual pretendía bajar el costo de la electricidad y hacerla accesible a la mayoría de la población. Esto se conseguiría con la competencia que se generaría en el mercado recién creado, pero lo que no fue tomado en cuenta, para lograr el objetivo principal de la ley fueron los contratos que las empresas habían firmado para ese entonces.

Otro aspecto importante es el impacto que tuvo la ley en la oposición, aunque promovía liberar la industria e introducir la competitividad, sin mencionar la privatización, ésta se percibió como tal, y como el tema de vender las propiedades del Estado era nuevo, hubo sectores que se opusieron a la privatización. El Ministerio de Energía y Minas contaba con el apoyo de algunas organizaciones internacionales, pero también contó con la oposición de los sindicatos del INDE y de la EEGSA, así como del cuestionamiento de la prensa y una gran desconfianza hacia la privatización.

Todo esto originó que el gobierno no contara con el apoyo suficiente en el Congreso, para crear a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como una entidad autónoma, lo que obligó a dejarlo como una dependencia del Ministerio de Energía y Minas.

Otros logros de esta etapa fueron: aumento de la generación de energía privada, respaldada por los acuerdos de compra de energía (PPA, de sus siglas en inglés *Power Purchase Agreements*), lo que representó una disminución en las suspensiones del servicio eléctrico y aumento en la estabilidad y seguridad de la entrega del mismo.

Como resultado de la aprobación de la Ley General de Electricidad, decreto 93-96 del Congreso de la República, dentro de la cual, el artículo 44 determina que la administración del Mercado Mayorista estará a cargo de un administrador, es así como en 1998, surge éste.

Una vez formadas las dos instituciones, Comisión Nacional de Energía Eléctrica y Administrador del Mercado Mayorista, se da inicio a una nueva etapa en el desarrollo del sector eléctrico en Guatemala. Luego de la aprobación de la nueva ley, se pueden mencionar algunos aspectos importantes como lo son.

- El gobierno decide convertir en política de Estado el no invertir en generación de energía; por otra parte, el gobierno decide no abordar el tema de venta o concesiones de activos en la generación hidroeléctrica bajo el control del INDE.
- Se venden los activos y acciones de las compañías distribuidoras EEGSA y del INDE.
- El INDE expande el sistema de transmisión. Esto es porque se ha comprometido en algunos PPAs a construir líneas de interconexión.
- Vuelven a realizarse inversiones privadas en Guatemala.

4.1. Ley General de Electricidad y su Reglamento

El 15 de noviembre de 1996, el Congreso de la República de Guatemala emitió la Ley General de Electricidad, con el objetivo de establecer las principales normativas para el desarrollo de las actividades de transmisión, comercialización, distribución y generación del sector eléctrico, para evitar que una empresa opere de manera verticalmente integrada, es decir, que realice las operaciones de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía simultáneamente. Posteriormente el 21 de marzo de 1997, el Ministerio de Energía y Minas emitió el Reglamento de la Ley General de Electricidad. El objeto de esta nueva regulación del sector se puede resumir en los siguientes puntos.

- Que la industria eléctrica se realice en un ámbito abierto y de competencia, de donde surjan precios que reflejen costos económicos eficientes.
- Que el servicio eléctrico se preste con calidad y se beneficie de los precios que surjan de la competencia en el mercado.
- Que la industria eléctrica de Guatemala se pueda insertar en Centro América, dentro de un mercado regional.

La base de la reestructuración es la segmentación vertical y horizontal de las actividades de generación, comercialización, transmisión y distribución. Es necesario aclarar que, si bien una misma empresa no puede participar al mismo tiempo en la actividad de generación y/o transmisión y/o distribución, una misma persona natural o jurídica puede participar simultáneamente en la propiedad accionaria de empresas generadoras, transmisoras y/o distribuidoras.

Las actividades de generación y comercialización se han organizado en un Mercado Mayorista de electricidad, con ingreso abierto a nuevos participantes y

fronteras abiertas con los mercados mayoristas de otros países, principalmente con la región centroamericana y recientemente con México.

El ingreso de generación por importación beneficia al mercado al incrementar la competencia y la seguridad de abastecimiento para el usuario final. A su vez, la posibilidad de vender excedentes de generación. De este modo, el régimen de fronteras abiertas incrementa el tamaño y diversidad del mercado y permite aprovechar los mejores precios de la región, acceder a excedentes de otros países e incrementar el factor de utilización de la capacidad instalada a través de ventas a otros países.

Es importante aclarar que en la Ley General de Electricidad y su Reglamento se establecen normativas de autorizaciones, calidad de la energía, peajes, tarifas y otras actividades, pero a efecto de este estudio se hará énfasis únicamente en lo concerniente al cálculo de la tasa de actualización para calcular la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de distribución, trasladable a tarifas de distribución de energía eléctrica.

4.2. Organismos de regulación y control

El Ministerio de Energía y Minas es el órgano del Estado encargado de la aplicación de la Ley General de Electricidad y su reglamento, de formular y coordinar las políticas del sector eléctrico y de otorgar las autorizaciones para realizar las actividades de comercialización, distribución, transmisión y generación.

Tal como lo indica la Ley General de Electricidad, La Comisión Nacional de Energía Eléctrica es el organismo técnico del Ministerio que actúa como agente regulador de las actividades del sector eléctrico en general. Algunas de las responsabilidades principales son: controlar el cumplimiento de la ley y su

reglamento; controlar la provisión de servicios y obligar a su cumplimiento adecuado a los reglamentos vigentes, sin perder de vista los derechos de los usuarios. Definir las tarifas sujetas a regulación; prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias entre participantes del sector e imponer penalidades ante el incumplimiento de las disposiciones del marco regulatorio.

Por último se tiene al Administrador del Mercado Mayorista, quien es el responsable de garantizar la transparencia y operación objetiva de este Mercado. Tiene la responsabilidad de programar centralizadamente la operación de la red de transmisión; realizar el despacho económico y administrar los recursos energéticos buscando minimizar el costo de operación, incluyendo el costo de falla de acuerdo con las ofertas de generación y dentro de las restricciones que imponen la red de transmisión y los requerimientos de calidad de servicio. En la dirección del Administrador del Mercado Mayorista participan los agentes a través de representantes.

4.3. Regulación aplicable al estudio

Cada cinco años las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben realizar un estudio tarifario en el que se defina el pliego tarifario a aplicar durante los cinco años siguientes y las respectivas fórmulas de ajuste. Estos estudios son realizados por empresas consultoras especializadas en el tema (precalificadas por la Comisión) tal como lo estipulan el artículo 79 de la Ley General de Electricidad, y el artículo 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Las tarifas a consumidores finales de Servicio de Distribución final, deben ser calculadas como la suma del precio ponderado de todas las compras del

distribuidor, referidas a la entrada de la red de distribución, y del Valor Agregado de Distribución –VAD- (artículo 71 de la Ley General de Electricidad).

Se establece el Valor Agregado de Distribución –VAD-, el cual, tal como lo indica el artículo 72 de la Ley General de Electricidad que en su parte conducente dice *“... deberá contemplar al menos los siguientes componentes básicos: ... c) Costos de capital, operación y mantenimiento...”*.

El artículo 73 de la Ley General de Electricidad define el costo de capital como sigue: *“El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de Distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilicen en el cálculo de las tarifas...”*.

En el artículo 79 de la Ley General de Electricidad se hace referencia a la tasa de actualización para el cálculo de las tarifas, como sigue: *“La tasa de actualización a utilizar en la presente Ley para la determinación de tarifas será igual a la tasa de costo de capital que determine la Comisión, mediante estudios contratados con entidades privadas especialistas en la materia, debiendo reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país. En cualquier caso, si la tasa de actualización resultare inferior a siete por ciento real anual o bien superior a trece por ciento real anual, se aplicarán estos últimos valores, respectivamente”*.

Finalmente en el artículo 82 del Reglamento de la Ley General de Electricidad se indica que: *“... Los costos de suministro se calcularán en forma anual para el horizonte de proyección que se requiera, y comprenden: costos de compras de electricidad, costos de instalaciones, costos de consumidores, impuestos y tasas arancelarias, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, y otros costos que tengan relación con el suministro y que sean aprobados por la*

Comisión e incluidos por ésta en el Sistema Uniforme de Cuentas, de acuerdo con el detalle siguiente:...

- b) Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios en el instante en que se calculan las tarifas. Estos costos se obtendrán de acuerdo al concepto de empresa eficiente. Se calculará la anualidad de inversión con la tasa de actualización que calcule la Comisión en base a estudios contratados con empresas especializadas, y deberá basarse en la rentabilidad de actividades realizadas en el país con riesgo similar...*

- d) Los impuestos y tasas a considerar, serán aquellos que conforme a Ley graven a la actividad de Distribución y que constituyan un costo para el Distribuidor, a excepción del Impuesto Sobre la Renta.*

Como ya se mencionó, antes de la reestructuración del sector eléctrico no existía la inversión privada, pero una vez realizada la reestructuración se observa una respuesta favorable por parte de los inversionistas. Es ahora cuando se hace necesario utilizar controles financieros para determinar la rentabilidad de las inversiones realizadas y poder determinar si es atractivo invertir en el sector. Por tal motivo es evidentemente necesario realizar estudios de esta actividad económica regulada.

5. CÁLCULO DE LA TASA DE COSTO DE CAPITAL PARA EL NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA

En el apartado 2.3 se describió la metodología y fórmula (ver página 8) del Costo Promedio Ponderado del Capital (*WACC*), para calcular la tasa de actualización. Dado que el uso de esta metodología no está tan difundida en Guatemala, puede parecer complicada la obtención de información para el uso de esta fórmula, pero en este capítulo se explica cada uno de los componentes del cálculo de la *WACC*, así como también las posibles fuentes de información de cada uno de los componentes, para posteriormente realizar el cálculo de la misma.

Como primer paso se debe definir el método por medio del cual se calculará el costo de las acciones de la empresa K_e . Para este estudio se utilizará el modelo de valuación de los activos de capital (*CAPM*, por las siglas en inglés de *Capital Asset Pricing Model*). Éste presenta una ventaja sobre el modelo de capitalización de dividendos, ya que puede aplicarse a cualquier empresa sin necesidad que la información financiera de la empresa que se analiza sea proporcionada por la misma, ya que se basa en información pública.

Una vez que se ha definido el modelo *CAPM*, para calcular el costo de las acciones de la empresa, se debe tener en cuenta que la literatura del *CAPM* está concebida para realizar inversiones en países económicamente desarrollados como los Estado Unidos de América, Por lo tanto, ya que el estudio se realiza para inversiones en Guatemala, es necesario ajustar el modelo del *CAPM*, con una prima adicional que considere el riesgo local por invertir en Guatemala.

Esta prima adicional, conocida en el ámbito internacional como riesgo país K_{rc} , se origina debido a que los inversionistas exigen mayores rendimientos a las

inversiones realizadas en países de economías con poca estabilidad política, social y económica y que se encuentran en vías de desarrollo. Por tal motivo la fórmula del *CAPM* queda de la siguiente forma:

$$K_e = K_{rf} + (K_m - K_{rf})\beta + K_{rc}$$

Donde:

K_e = Tasa de rendimiento esperada por acción

K_{rf} = Tasa de interés en bonos libres de riesgo

β = Coeficiente de riesgo sistemático de la empresa

K_m = Tasa de rendimiento esperada para la cartera de acciones del mercado

K_{rc} = Tasa de rendimiento esperada por el riesgo país

Substituyendo la fórmula para calcular el costo de capital propio (*CAPM*), la fórmula del *WACC* queda de la siguiente forma:

$$K_{WACC} = (K_{rf} + (K_m - K_{rf})\beta + K_{rc}) \frac{E}{D+E} + K_d(1-t) \frac{D}{D+E}$$

A continuación se explica cada uno de los factores que intervienen en el cálculo de la tasa de actualización.

5.1. Tasa Libre de Riesgo K_{rf}

La tasa libre de riesgo es aquel rendimiento de una inversión en la que prácticamente el riesgo es cero (0). En la práctica internacional existe consenso en utilizar como indicador de tasa libre de riesgo al rendimiento de los bonos del Tesoro de Estados Unidos de América (EUA), para este estudio se utilizan los bonos a 20 años.

Uno de los aspectos que es importante considerar para calcular la tasa libre de riesgo a utilizar en la WACC es la serie de datos históricos con la que se calculará la misma, ya que si se toman series muy cortas se corre el riesgo de considerar un ciclo temporal de tasa muy bajas o tasas muy altas. Por tal motivo, se recomienda tomar series históricas con plazos entre 10 y 15 años.

La fuente de datos de este valor es el sitio *web* de la *Federal Reserve of United States of America* (<http://www.federalreserve.gov/>). En este sitio se presenta toda la información financiera concerniente a variables económicas del gobierno federal de Estados Unidos, en este caso interesa únicamente la información relacionada con los rendimientos de los bonos del tesoro a 20 años.

La información de los bonos está disponible en el siguiente vínculo <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Choose.aspx?rel=H.15>. Acá se debe seleccionar como se desea la información. A continuación se muestra la información que será utilizada en el estudio (Datos obtenidos en Abril de 2009).

Tabla 1 Rendimiento de Bonos del Tesoro de los EUA a 20 años

H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	Description	Market yield on U.S. Treasury securities at 20-year constant maturity
H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	Unit	Percent: Per Year
UniqueID	Time Period	Value
H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	31/12/1993	6.29
H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	31/12/1994	7.49
H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	31/12/1995	6.95
H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	31/12/1996	6.83
H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	31/12/1997	6.69
H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	31/12/1998	5.72
H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	31/12/1999	6.2
H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	31/12/2000	6.23
H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	31/12/2001	5.63
H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	31/12/2002	5.43
H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	31/12/2003	4.96
H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	31/12/2004	5.04
H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	31/12/2005	4.64
H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	31/12/2006	5
H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	31/12/2007	4.91
H15/H15/RIFLGFCY20_N.A	31/12/2008	4.36

Fuente:

http://www.federalreserve.gov/datadownload/Preview.aspx?pi=400&rel=H15&preview=H15/H15/RIFLGFCY20_N.A

A los datos de la figura anterior se aplica el promedio aritmético y se obtiene un valor medio del rendimiento de los bonos del tesoro de EUA a 20 años de 5.77%

5.2. Coeficiente de riesgo sistemático β (Beta)

El coeficiente de riesgo sistemático mide la sensibilidad del negocio que se analiza en relación a los movimientos del mercado. Este coeficiente puede obtenerse a través de una regresión lineal entre rentabilidad del mercado y la rentabilidad de la acción de la empresa que se analiza, la pendiente resultante de esta regresión es el coeficiente Beta¹² β .

¹² En el anexo 1 se presenta con detalle el cálculo de la Beta β .

Dado que en Guatemala no existe un mercado de valores desarrollado, es necesario recurrir a las entidades financieras internacionales¹³ para obtener información financiera de empresas que se dediquen a actividades similares (distribución de energía eléctrica).

La Beta a utilizar en este estudio se obtendrá del siguiente sitio <http://www.stern.nyu.edu/>¹⁴. Este sitio se recomienda debido a que generalmente la información financiera que se puede obtener de las firmas financieras internacionales puede tener algún costo, o la obtención de la misma puede ser complicada.

Este sitio hace pública información financiera de todos los continentes, sin costo¹⁵ y además la presenta procesada de fácil acceso y entendimiento. En el siguiente vínculo http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/ se encuentra el índice de la información disponible, así como la descripción de todas las variables utilizadas en el cálculo de los indicadores que allí se presentan.

Las betas por sector apalancadas y sin apalancamiento, así como la relación Deuda/Capital entre otros puede ser consultada en el vínculo siguiente: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html.

En este punto es necesario aclarar la diferencia entre una beta apalancada y una sin apalancamiento. Todas las empresas tienen en mayor o menor cantidad un porcentaje de deuda de largo plazo, en relación al capital, es decir, una estructura deuda/capital (D/E, por las siglas en inglés *Debt/Equity*). Esta deuda utilizada para

¹³ www.moody.com, www.standardandpoors.com, www.bloomberg.com, www.ibbotson.com, www.cnnfn.com, etc.

¹⁴ Este es el sitio de internet del New York University, Leonard N. Stern School of Business.

¹⁵ En este sitio se indica que dentro de las fuentes de información que utilizan para la publicación de este sitio se encuentran Value Line, Bloomberg, Moody's, Morningstar, Capital IQ.

la operación de la actividad de la empresa, es conocida como apalancamiento financiero.

Al momento de calcular la beta de una empresa a través de los rendimientos de las acciones, esta beta tiene implícita la estructura deuda/capital de la empresa. Lo mismo ocurre al calcular la beta de una industria o sector en particular, este coeficiente también contiene de forma inherente la estructura de capital del sector analizado.

La expresión matemática para encontrar la beta sin apalancamiento financiero es la que se muestra a continuación:

$$\beta_u = \frac{\beta_l}{[1 + (1-t)(D/E)]}$$

Donde:

β_u = Beta sin apalancar

β_l = Beta apalancada

t = Tasa de impuesto sobre la renta.

E = Valor en el mercado del capital de la empresa

D = Valor en el mercado de la deuda de la empresa

Para este estudio interesa la beta sin apalancar, ya que únicamente interesa el riesgo de la actividad sin considerar el riesgo financiero. Además, la empresa que se desea analizar está en Guatemala y tiene su propia estructura de capital. La información disponible de betas para el sector distribución de energía eléctrica se resume en la siguiente tabla (Datos obtenidos en Abril de 2009):

Tabla 2 Beta sin apalancamiento sector distribución de energía eléctrica

Sector de la Industria	No. de empresas	Beta promedio	Relación D/E	Tasa de impuesto	Beta sin apalancar
Electric Util. (Central)	24	0.82	107.83%	33.02%	0.48
Electric Utility (East)	26	0.74	73.30%	32.09%	0.50
Electric Utility (West)	16	0.79	90.70%	30.47%	0.48

Fuente: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

De la tabla anterior obtenemos el beta sin apalancar, (*Unlevered Beta*¹⁶) como el promedio simple de los datos mostrados, lo que resulta en 0.49.

Para utilizar la beta en este estudio es necesario apalancarla con los datos de la empresa modelo, a la cual se desea calcular la tasa de actualización. Este apalancamiento requiere conocer la estructura deuda/capital (D/E) de la empresa bajo análisis, y la tasa de impuesto sobre la renta. El apalancamiento se realiza por medio de la fórmula mostrada en la página anterior, pero en este caso se ha despejado la variable beta apalancada, quedando la fórmula como se muestra a continuación. .

$$\beta_l = \beta_u * [1 + (1-t)(D/E)]$$

La estructura D/E obtenida de la base de datos del año 2009, descargada del sitio http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/, como la relación “valor acumulado de la deuda del sector/valor acumulado del capital del sector” es equivalente a 125.36%.

Otro aspecto a tomar en cuenta para el cálculo de la beta, es que en EUA, las empresas distribuidoras de electricidad están bajo un régimen regulatorio diferente al de la mayoría de países latinoamericanos, por tal motivo, debe considerarse un diferencial de beta adicional, por el riesgo regulatorio de cada país.

¹⁶ La información de las empresas utilizadas para calcular la beta puede ser consultado en el Anexo 2.

Este diferencial de beta se calcula a partir del estudio “*Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms. An International Comparisson*” elaborado por Alexander, Mayer y Weeds para el Banco Mundial. Del anterior documento se presenta la siguiente tabla, de la que se desprende que el diferencial de beta, por régimen regulatorio, entre un sistema con bajo riesgo como lo es el de EUA con respecto a un sistema con alto riesgo como el de Guatemala, es de 0.22¹⁷.

Tabla 3 Valores medios de Beta sin apalancamiento, por régimen regulatorio y por sector

Incentivos	Electricidad	Gas	Generación de Energía	Agua	Telecomunicaciones
Alto	0.57	0.84		0.67	0.77
Intermedio	0.41	0.57	0.64	0.46	0.70
Bajo	0.35	0.20	0.25	0.29	0.47

Tabla 4 Cálculo de beta a utilizar en la determinación de la tasa de actualización

Descripción	Variable/Fórmula	Valor
Beta sin apalancamiento promedio del sector	β_u	0.49
Estructura D/E del sector	D/E	125.36%
Tasa del impuesto sobre la renta	t	31.00%
Beta apalancada	$\beta_l = \beta_u * [1 + (1-t)(D/E)]$	0.91
Beta por sistema regulatorio	β_{rr}	0.22
Beta Total	$\beta = \beta_l + \beta_{rr}$	1.13

El cálculo de la beta a utilizar en la fórmula del WACC, es el que se muestra en la tabla anterior y es equivalente a 1.13¹⁸.

5.3. Tasa de rendimiento esperada K_m

Esta tasa corresponde al rendimiento propio de la actividad o sector en el cual se desea realizar la inversión. Para este estudio es el sector eléctrico. Una vez más,

¹⁷ El valor de 0.22 se obtiene de la diferencia entre 0.57 y 0.35, que son los betas para el sector electricidad.

¹⁸ Este es un coeficiente adimensional.

se hace necesario obtener información financiera de mercados desarrollados, que dispongan de este tipo de información para las empresas del sector eléctrico.

Cabe mencionar que el problema de Guatemala, o bien de los países latinoamericanos, no es que los mercados sean malos y por eso la información no se pueda utilizar. El problema es que la información no es pública; si la información de las empresas de economías emergentes fuera pública (y por consiguiente confiable) no sería necesario utilizar la información de los Estados Unidos de América.

Información del rendimiento del sector bajo estudio se encuentra en el sitio http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/divfund.htm.

Para este estudio interesan los datos del ROE (por las siglas en inglés *Return on Equity*) que significa el retorno sobre el patrimonio de la empresa. La tabla que sigue resume la información relacionada al estudio y de la que se desprende que el promedio aritmético de la rentabilidad esperada del sector electricidad es de 11.26% (Datos obtenidos en Abril de 2009).

Tabla 5 Rendimiento (ROE) del patrimonio del sector electricidad

Sector de la Industria	No. de empresas	Dividendo por acción	Dividendo del sector	Valor de mercado	ROE
Empresas de Electricidad (zona central)	24	4.56%	31.65%	\$152,352	10.71%
Empresas de Electricidad (zona este)	26	4.26%	29.52%	\$427,762	12.87%
Empresas de Electricidad (zona oeste)	16	4.04%	24.77%	\$117,907	10.22%

Fuente: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/divfund.htm

En la práctica internacional a la expresión $(K_m - K_{rf})$ se le conoce como prima por riesgo del mercado. Las firmas financieras internacionales generalmente publican

el valor de la prima por riesgo de mercado y no la tasa de rendimiento esperada de las actividades.

5.4. Riesgo país K_{rc}

Al inicio de este capítulo se comentó que los inversionistas que están dispuestos a invertir en países que no presentan economías desarrolladas, requieren una prima adicional por el riesgo local, y se conoce en el ámbito internacional como riesgo país.

Una forma de calcular esta prima es por diferencia¹⁹ entre las tasas de interés de los bonos de deuda emitidos por el país para el que se realiza el análisis, y los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América para el mismo período de tiempo. No obstante, al igual que para los parámetros discutidos en los numerales anteriores, esta prima por riesgo país se puede encontrar en las páginas financieras mundiales.

Otra forma de obtener esta prima es por medio de la calificación riesgo país o *credit rating*²⁰, la cual es una opinión sobre el riesgo crediticio (de no-pago) basada en una evaluación cuantitativa y cualitativa del emisor, en cuanto a su capacidad e intención de honrar sus obligaciones según los términos y condiciones pactadas, así como su capacidad para afrontar eventuales problemas o cambios en el entorno.

La calificación riesgo país incorpora toda fuente de incertidumbre que juegue un rol en las transacciones comerciales y financieras. Representa una opinión sobre el desempeño del país en el largo plazo, observando aspectos políticos, sociales,

¹⁹ En el ámbito financiero, a las diferencias entre rendimientos se le conoce como *spread*

²⁰ Tomado de la dirección <http://www.banguat.gob.gt/publica/conferencias/mejorando-calific-guate-131005.pps>, del banco de Guatemala

económicos e internacionales, así como las fuerzas (internas y externas) que afectan dicho desempeño. Esta calificación la hacen²¹:

- *Standard & Poor's*
- *Moody's*
- *FitchRatings*

A continuación se muestra la escala de calificaciones del riesgo país.

Figura 1 Escala de calificación del riesgo país

		S&P y Fitch	Moody's	interpretación
Grado de Inversión	1	AAA	Aaa	<i>La más alta calidad crediticia</i>
	2	AA	Aa	<i>Muy alta calidad crediticia</i>
	3	A	A	<i>Alta calidad crediticia</i>
	4	BBB	Baa	<i>Buena calidad crediticia</i>
Grado especulativo	5	BB	Ba	<i>Especulativo</i>
	6	B	B	<i>Altamente especulativo</i>
	7	CCC	Caa	<i>Alto riesgo de incumplimiento</i>
	8	CC	Ca	
9	C	C		
Riesgo comprometido	10	Ds	Ds	<i>Incumplimiento</i>

Para cada calificación mostrada en la figura anterior, existe un *spread*²² que es calculado por las firmas financieras internacionales mencionadas en el párrafo anterior.

²¹ Las tres son las agencias reconocidas por la SEC (*Securities and Exchange Commission* de USA) y por la "NRSRO" (*Nationally Recognized Statistical Rating Organization*)

²² Diferencia entre el rendimiento de una cartera de bonos locales y el rendimiento de los bonos del tesoro de los EUA

Las primas de riesgo país pueden ser consultadas en el vínculo http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html, y son calculadas por medio de la calificación riesgo país publicada por Moody's, adicionando el 50%²³ al spread; por lo que se obtiene el valor de 4.5% de prima por riesgo país para Guatemala (Datos obtenidos en Abril de 2009).

5.5. Estructura de Capital $\frac{D}{D+E}$

La estructura de capital será la que refleje la empresa en su contabilidad, pero dado que este análisis se realiza para una empresa modelo, es necesario contar con una estructura de capital que refleje los valores que comúnmente mantienen las empresas del sector (*Benchmarking*). Por tal motivo, para determinar una estructura de capital para este estudio, se utilizará el promedio reflejado en el sector de electricidad obtenido de la base de datos disponible en la sección The Data Page del sitio <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>, el cual corresponde a 55.63%²⁴.

5.6. Costo de la deuda K_d

Para calcular el costo de la deuda de una empresa en particular se requiere un pronóstico de las tasas de interés para los años siguientes, las proporciones de las diferentes clases de deuda que la empresa espera utilizar (nacional y extranjera).

En este caso que el análisis se realiza para una empresa modelo, este valor puede calcularse como el costo de capital de un banco a través de la fórmula de la

²³ La industria es aproximadamente en promedio 1.5 veces más volátil que el mercado de los bonos. Este promedio es para los mercados emergentes.

²⁴ El detalle de las empresas utilizadas para calcular la estructura de capital puede ser consultado en el Anexo 2.

valuación de los activos de capital (*CAPM*) definida en el numeral 2.3.2 y se adiciona la prima por riesgo país.

$$K_e = K_{rf} + (K_m - K_{rf})\beta + K_{rc}$$

Esta fórmula es la misma que se ha utilizado para calcular el costo de capital de la empresa distribuidora de electricidad. Dado que ahora se desea calcular el costo de capital para un banco, los datos tasa libre de riesgo K_{rf} y riesgo país K_{rc} encontrados anteriormente, son válidos para la determinación del costo de la deuda; y es necesario determinar la beta β y la tasa de rendimiento esperada K_m del sector bancario.

De la información contenida en el sitio de internet citado en el numeral 5.2²⁵ se obtiene la beta sin apalancar del sector bancario que es de 0.43. De igual forma, la tasa esperada de retorno se extrae de la información contenida en vinculo indicado en el numeral 5.3²⁶, la cual corresponde a 10.58% (Datos obtenidos en abril 2009).

5.7. Cálculo de la tasa de actualización (*WACC*)

Con la información obtenida en los apartados 5.1 al 5.6, ahora se puede calcular la tasa de actualización de la siguiente forma:

²⁵ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

²⁶ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/divfund.htm

Tabla 6 Cálculo de la tasa de actualización nominal (WACC)

Cálculo CAPM _(deuda)		
Descripción	Variable/Fórmula	Valor
Tasa libre de riesgo	K_{rf}	5.77%
Coefficiente de riesgo sistemático	β	0.43
Tasa de rendimiento esperada	K_m	10.58%
Riesgo país	K_{rc}	4.50%
Tasa de Costo de la Deuda	$K_d = K_{rf} + \beta(K_m - K_{rf}) + K_{rc}$	12.34%

Cálculo CAPM _(Distribución Eléctrica)		
Descripción	Variable/Fórmula	Valor
Tasa libre de riesgo	K_{rf}	5.77%
Coefficiente de riesgo sistemático	β	1.13
Tasa de rendimiento esperada	K_m	11.26%
Riesgo país	K_{rc}	4.50%
Tasa de Costo Capital Propio	$K_e = K_{rf} + \beta(K_m - K_{rf}) + K_{rc}$	16.48%

Cálculo WACC _(Distribución Eléctrica)		
Descripción	Variable/Fórmula	Valor
Tasa de Costo Capital Propio	K_e	16.48%
Estructura de capital	$E/(D+E)$	44.37%
	$D/(D+E)$	55.63%
Tasa de Costo de la Deuda	K_d	12.34%
Tasa de impuesto sobre la renta	t	31.00%
Tasa de Costo promedio de Capital	$WACC = K_e \frac{E}{D+E} + K_d(1-t) \frac{D}{D+E}$	12.05%

La tasa de actualización de 12.05% mostrada en la tabla anterior, corresponde a una tasa nominal después de impuestos. Para convertirla a una tasa real se debe utilizar la formula siguiente, en donde se observa que es necesario utilizar la inflación de los EUA, esto debido a que para el cálculo de esta tasa se ha utilizado únicamente información de los EUA.

$$WACC_r = \frac{1 + WACC}{1 + IPC_{USA}} - 1$$

Donde:

$$WACC_r = WACC_{real}$$

$$WACC = WACC_{\text{nominal}}$$

$$IPC_{USA} = \text{Inflación de los Estados Unidos de América}$$

5.8. Proyección de la Inflación de EUA

El objetivo de utilizar una proyección de la inflación es la de considerar el valor esperado durante el período de aplicación de las tarifas. La proyección de la inflación de los EUA, puede obtenerse de distintas formas, una de ellas es calculará a través de la variación en las proyecciones del índice de precios al consumidor de ese país.

Otra forma es la de calcular una proyección de la inflación por medio del diferencial de los históricos de los rendimientos de los bonos del tesoro de los EUA, indexados por inflación y los bonos sin indexar para el mismo período de tiempo.

Para este estudio, se utiliza la proyección del “*Consumer price index*” contenida en la hoja de cálculo “*Annual Forecast*” del sitio <http://www.economicforecaster.com>, la cual es de 2.6%²⁷ para el periodo 2009-2013.

5.9. Tasa de actualización real

Al utilizar la fórmula del apartado 5.7, se obtiene la tasa de actualización²⁸ real después de impuestos, que deberá utilizarse en el cálculo de la anualidad del

²⁷ <http://www.economicforecaster.com/otherfeatures/index.php?PHPSESSID=200905011223501667110064>. Datos obtenidos en Abril 2009.

²⁸ Tasa de costo de capital establecida en la Ley General de Electricidad, y se ha definido en el apartado 2 MARCO TEÓRICO y con mayor detalle en el apartado 4.3 Regulación aplicable al estudio

costo de capital del Valor Agregado de Distribución (VAD²⁹) de energía eléctrica y que se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 7 Cálculo de la tasa de actualización real

Cálculo WACC_(real)		
Descripción	Variable/Fórmula	Valor
WACC _{nominal}	WACC	12.05%
Inflación _{USA}	IPC _{USA}	2.60%
WACC _{real}	$WACC_r = \frac{1+WACC}{1+IPC_{USA}} - 1$	9.21%

²⁹ El Valor Agregado de Distribución se establece en la Ley General de Electricidad, y se ha definido en el apartado 2 MARCO TEÓRICO y con mayor detalle en el apartado 4.3 Regulación aplicable al estudio

6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y APLICACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS

En el capítulo anterior se calculó la tasa de actualización por medio de la metodología del WACC. Como se pudo observar, para cada uno de los parámetros que intervienen en el cálculo, la información puede ser obtenida de distintas fuentes, o bajo diferentes criterios (distintos periodos de tiempo, diferente forma de estimar la beta, etc), según el analista que realiza el estudio.

En este capítulo se presenta un modelo de análisis de sensibilidad a través de simulaciones de Monte Carlo, todo esto con la finalidad de minimizar el efecto del sesgo, que podría introducirse debido a la fuente de datos utilizada, o los criterios asumidos para el cálculo de la tasa de actualización. Para realizar las simulaciones de Monte Carlo se hace el uso del software *Crystal Ball*³⁰, desarrollado por Oracle, el cual es un complemento de la hoja de cálculo *Microsoft Excel*.

6.1. Análisis de sensibilidad

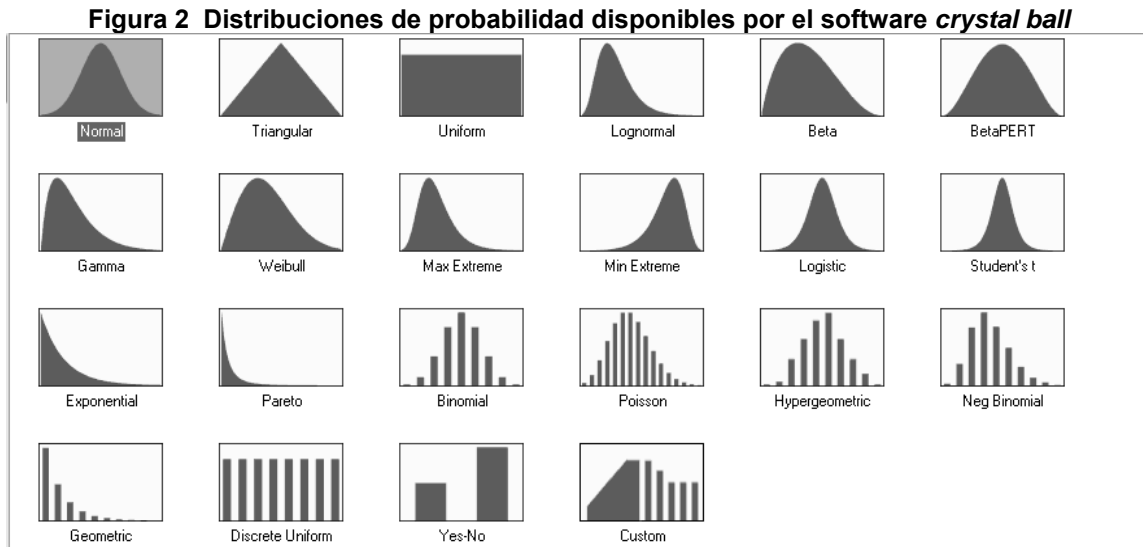
A continuación se analiza y determina para cada uno de los parámetros relevantes que intervienen en el cálculo de la tasa de actualización, la distribución de probabilidad³¹ que el *crystal ball* utilizará para la generación de los números aleatorios.

La distribución de probabilidades a utilizar debe seleccionarse dentro de las opciones que ofrece el *crystal ball*, y son las que se presentan en la siguiente

³⁰ Para el presente estudio se obtuvo la versión para evaluación gratuita la cual puede descargarse fácilmente de la página http://www.oracle.com/technology/software/products/bi/performance-management/111110/crystalball_111110.html.

³¹ En el numeral 2.5 se explica que es distribución de probabilidad.

figura; también pueden definirse distribuciones por el usuario. Otra opción para determinar la distribución de probabilidades es utilizar una serie de datos y utilizar el *crystal ball* para que seleccione la distribución de probabilidad que mejor se ajuste a los datos.



Fuente: *software crystal ball*

6.1.1. Tasa Libre de Riesgo K_{rf}

Como se comentó en el numeral 5.1, para determinar la tasa libre de riesgo se recomienda utilizar series históricas de los bonos del tesoro de los EUA, de 10 o 15 años para calcular el valor medio esperado de esta tasa, durante los próximos 5 años. Esto debido a que la tasa de actualización se utiliza en el cálculo de las tarifas que tendrán vigencia por los próximos cinco años.

De los registros históricos presentados en la Tabla 1 Rendimiento de Bonos del Tesoro de los EUA a 20 años se obtiene la proyección de la tasa de rendimiento por medio del uso de la función *CB Predictor*. Esta proyección se obtiene por medio de los pasos mostrados en la siguiente figura.

Figura 3 Metodología para la proyección de la tasa libre de riesgo (CB Predictor)

The image displays two screenshots of the 'CB Predictor' software interface, showing the methodology steps for projecting the risk-free rate.

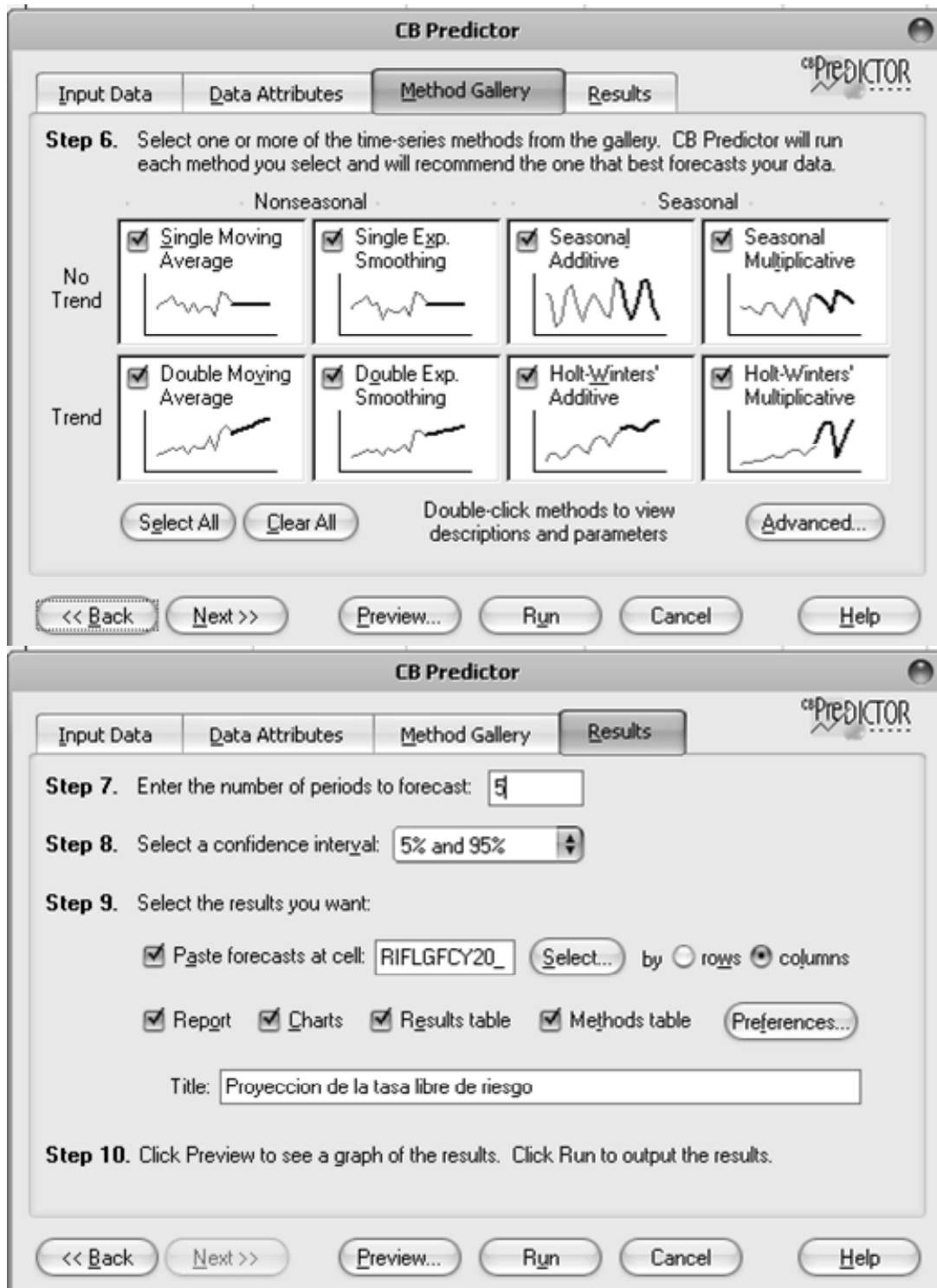
Top Screenshot (Step 1 and 2):

- Step 1:** Enter a cell range on your spreadsheet that contains one or more data series. The 'Range' field is set to '\$B\$6:\$C\$22'.
- Step 2:** Show how your data is arranged.
 - Data in rows
 - Data in columns
 - First row has headers
 - First column has dates

Bottom Screenshot (Step 4 and 5):

- Step 4:** Indicate the type of data you have and its seasonality.
 - Data is in 'years' with seasonality of [] years
 - no seasonality (all seasonal methods skipped)
- Step 5:** Optional -- check here if you have dependencies within your data and you would like to use linear regression to forecast the dependent variables.
 - Use multiple linear regression: [Select Variables...]
 - Method: Standard [Stepwise Options...]
 - Include constant in regression equation

Fuente: módulo *CB Predictor* del software *Crystal Ball*.



Fuente: módulo *CB Predictor* del software *Crystal Ball*.

Secuencia:

1. Seleccionar la serie de datos histórica a partir de la cual se desea calcular la proyección.
2. Seleccionar la disposición de los datos (filas/columnas) y si dentro de la selección realizada en el paso 1 se incluyen fechas y títulos de fila o columna.
3. Este paso es opcional, y permite graficar la serie de datos seleccionada en el paso 1.
4. Debe indicarse el periodo de tiempo en el que se encuentra la serie de datos seleccionada. Existe la opción de indicar si los datos presentan alguna estacionalidad.
5. Paso opcional, que permite realizar la proyección a través de regresiones múltiples.
6. El programa ofrece 8 tipos diferentes de métodos de series de tiempo para realizar la proyección. El programa ejecuta cada una de las series y recomienda la mejor proyección.
7. Definir el número de periodos que se desea proyectar.
8. Seleccionar el intervalo de confianza.
9. Seleccionar los reportes de resultados que se desean.
10. Ejecutar el *CB Predictor*.

Dentro de los informes que proporciona el programa *CB Predictor*, se encuentra la información mostrada en la siguiente figura.

Figura 4 Reporte Generado por el CB Predictor para la proyección de la tasa libre de riesgo³²

Reporte para Proyección de la tasa libre de riesgo

Creado: 06/05/2009 at 11:36:16 a.m.

Resumen:

Numero de series: 1
 Periodos a proyectar: 5
 Estacionalidad: ninguna
 Medida de error: RMSE (error cuadrático medio)

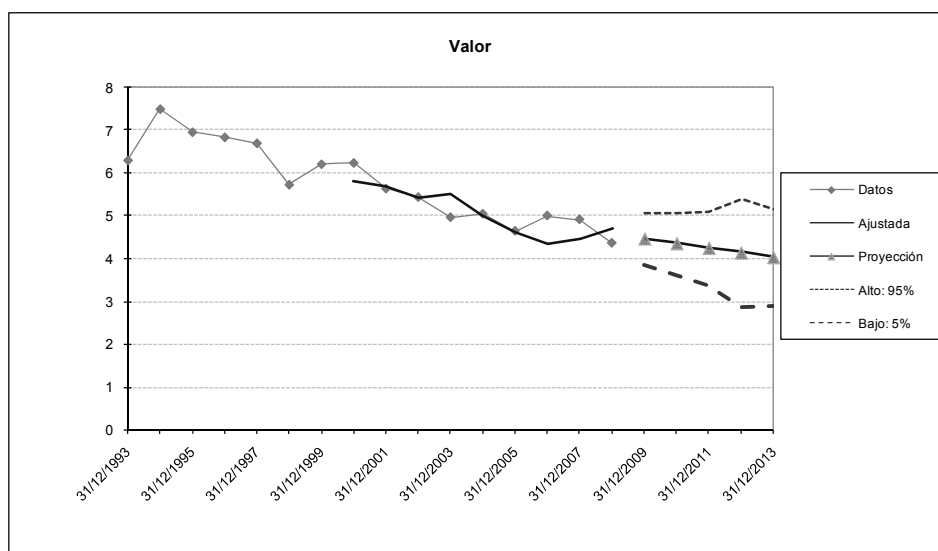
Series: Valor

Metodo: Promedio Móvil Doble
 Parametros:
 Periodos: 4
 Error: 0.3732

Series Estadísticas:
 Media: 5.773125
 Desviación Estandar: 0.927783874
 Mínimo: 4.36
 Máximo: 7.49
 Ljung-Box: 23.3202

Proyección

Fecha	Bajo: 5%	Proyección	Alto: 95%
31/12/2009	3.858937115	4.459791667	5.060646219
31/12/2010	3.631177372	4.352708333	5.074239295
31/12/2011	3.387978104	4.245625	5.103271896
31/12/2012	2.87721437	4.138541667	5.399868963
31/12/2013	2.904072021	4.031458333	5.158844646



³² El total de reportes aparecen en el ANEXO 3.

Con la proyección de la tasa libre de riesgo que se muestra en la figura anterior, se calcula el promedio aritmético, lo que resulta en 4.25%, este valor será la media de la distribución de probabilidad que se utilice para la generación de números aleatorios.

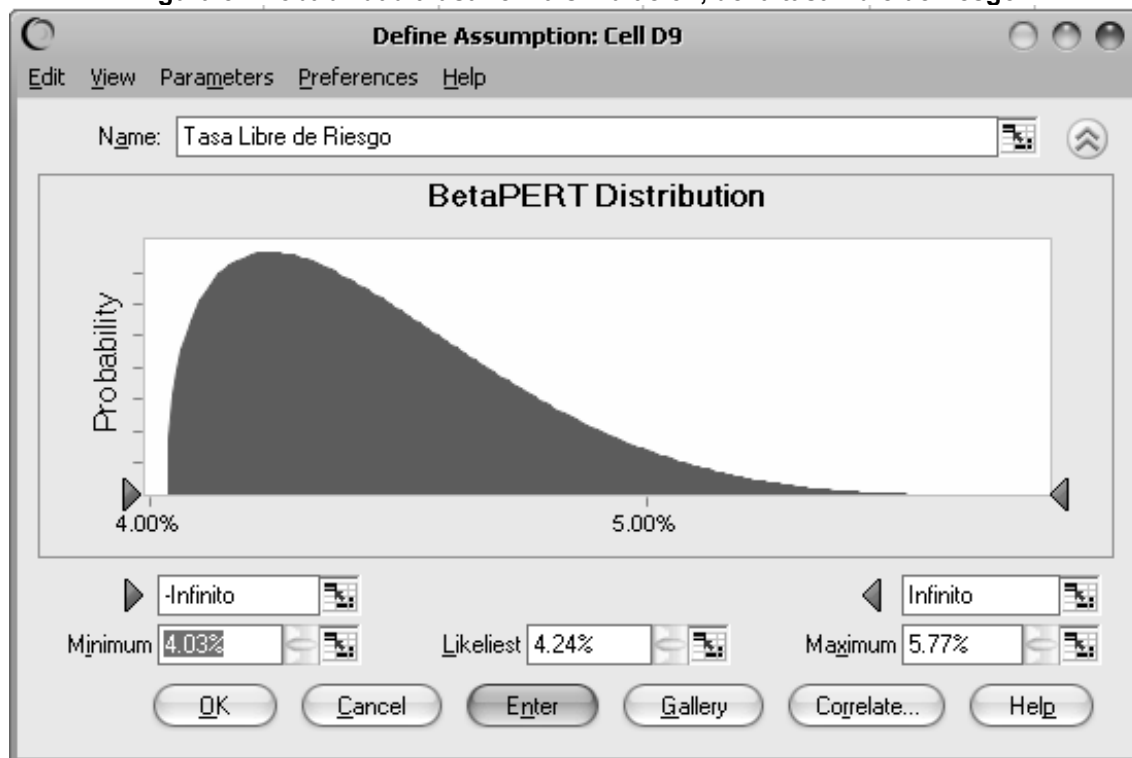
Para el parámetro tasa libre de riesgo se utiliza la distribución de probabilidades Beta PERT, ya que esta distribución presenta sesgo hacia el lado que se desee. Los límites se han seleccionado de acuerdo con los siguientes criterios:

- Mínimo. El menor valor de la proyección de los cinco años.
- Máximo. El valor medio de la serie histórica ya que se considera que el valor esperado de la tasa libre de riesgo es poco probable que aumente, dada la crisis financiera y económica mundial³³.

Todo lo anterior se refleja en la siguiente figura.

³³ La crisis mundial desencadenada en el 2007. Se origina por el crecimiento inmobiliario de los Estados Unidos de América durante los años 2005-2007 a raíz de la baja en el costo del dinero de 6.5% a 1%, por la Reserva Federal. Lo que originó que los bancos hicieran préstamos hipotecarios más riesgosos a fin de cobrar más intereses. En el 2007 cuando el valor de las viviendas bajó, y los clientes no quisieron o no tuvieron capacidad de pago, los bancos de EUA empezaron a tener problemas de liquidez. Dado que estos bancos vendieron instrumentos financieros, respaldados con estas hipotecas a otros bancos en todo el mundo, el problema se globalizó.

Figura 5 Probabilidad a usar en la simulación, de la tasa libre de riesgo



6.1.2. Coeficiente de riesgo sistemático β (Beta)

La beta apalancada se calcula en función de una estructura deuda/capital. Esta estructura se obtuvo como la relación del total deuda/total capital de las empresas del sector. Pero una empresa puede tener la relación deuda/capital que decida³⁴, bajo el supuesto que la banca estaría dispuesta a financiar hasta el 100% de las operaciones de la empresa.

La sensibilidad que se realiza sobre este parámetro, es el asociado a la estructura de capital utilizada para apalancar la beta, y no a la variación del parámetro en sí.

³⁴ Para más información de estructura D/E consultar: Carbonell, O y Duarte, J. 2005. Nota técnica de publicación interna. Área de Dirección Financiera del Instituto Panamericano de Alta Dirección de Empresa (IPADE), México, D.F. Derechos Reservados por Sociedad Panamericana de Estudios Empresariales, A.C. (IPADE).

Esto se debe a que el valor de la beta no presenta cambios significativos entre los distintos valores disponibles por las firmas financieras internacionales.

Para calcular la relación D/E se utiliza el siguiente desarrollo matemático, a partir de la estructura de capital $D/(D+E)$, que será abordada en el numeral 6.1.5, donde x corresponde al valor de la estructura $D/(D+E)$ que se utilice en el cálculo de la tasa de actualización.

$$x = \frac{D}{D+E}$$

$$(D+E) * x = D$$

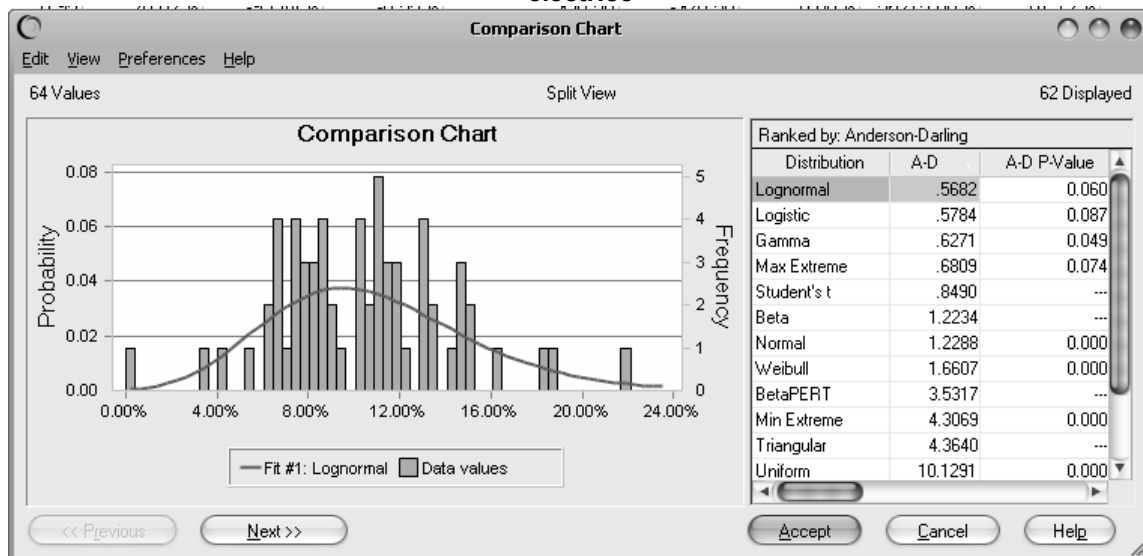
$$E * x = D(1-x)$$

$$\frac{D}{E} = \frac{x}{(1-x)}$$

6.1.3. Tasa de rendimiento esperada K_m

En la base de datos que se utiliza en este estudio, se observa que los rendimientos (ROE) de las empresas se ajustan de mejor forma a la distribución de probabilidades Log-normal. Como puede apreciarse en la figura siguiente.

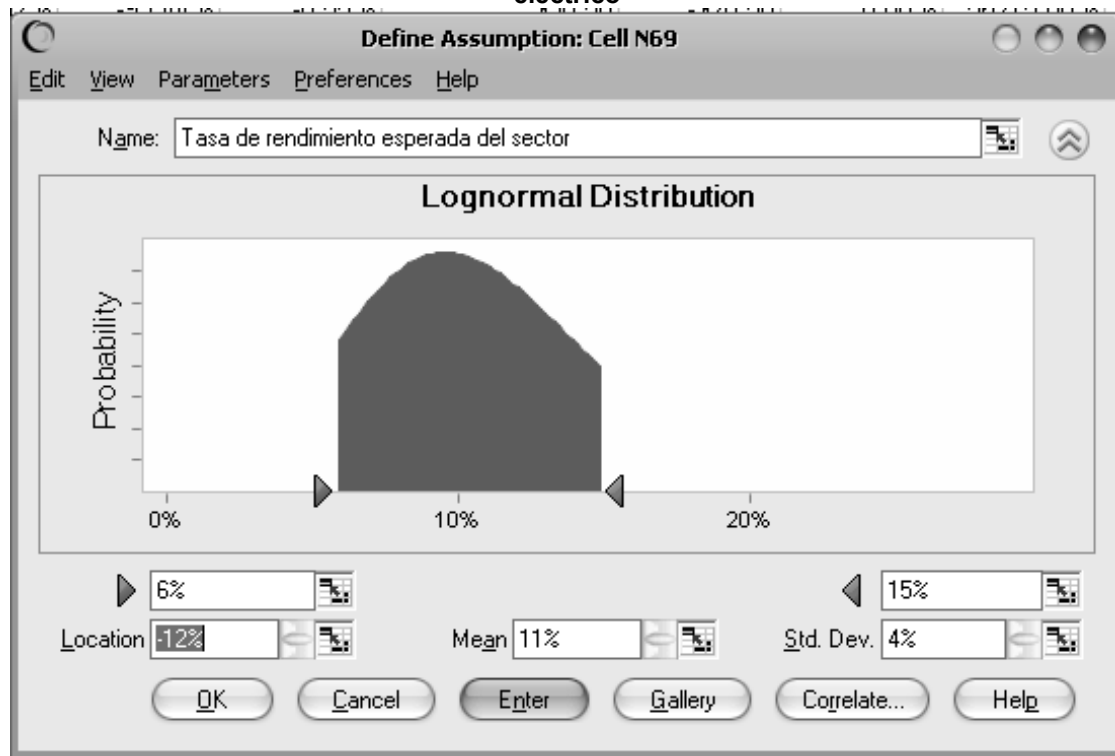
Figura 6 Selección de distribución de probabilidad, con datos del rendimiento del sector eléctrico



Los límites a utilizar para este parámetro se consideran de la siguiente forma, el mínimo será el valor máximo utilizado para la tasa libre de riesgo (5.77%), así se evita que pudieran presentarse valores negativos, y el máximo se establece como el valor promedio de los rendimientos utilizados para determinar la distribución a utilizar, mas una desviación estándar. Cabe mencionar que el rendimiento promedio de la totalidad del sector, equivalente a 12.12%³⁵, está incluido dentro de estos límites, como se muestra en la figura a continuación.

³⁵ Calculado como la relación "Ingreso Neto acumulado del sector/Capital Contable acumulado del sector".

Figura 7 Probabilidad a usar en la simulación, de la tasa de rendimiento esperada del sector eléctrico



6.1.4. Riesgo país K_{rc}

Tal como se comentó en el numeral 5.4, la calificación riesgo país es una opinión sobre el desempeño del país en el largo plazo, observando aspectos políticos, sociales, económicos e internacionales, así como las fuerzas (internas y externas) que afectan dicho desempeño.

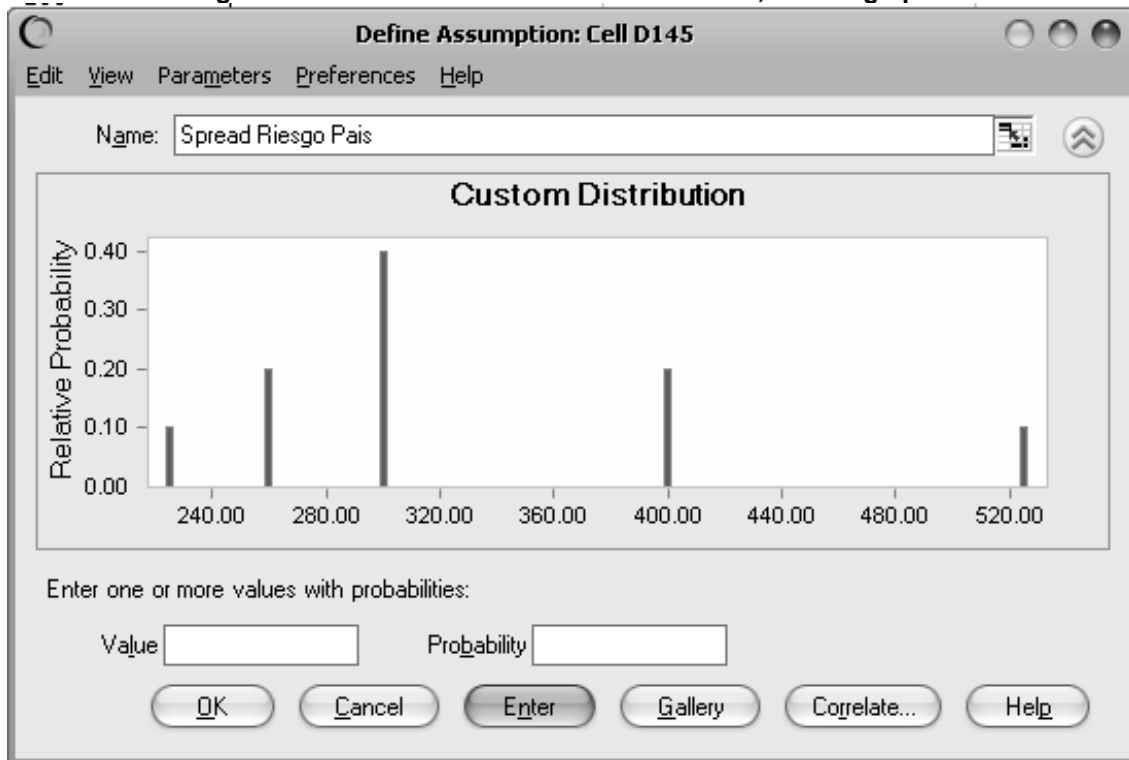
Por tal motivo, la variación de este parámetro en el largo plazo no es continua. Este parámetro presenta cambios discretos en su valor, por tal motivo, se simulará un cambio de calificación de riesgo país, hacia arriba y hacia abajo, en función de los valores mostrados en la siguiente tabla tomada de la hoja de cálculo ctryprem.xls disponible en el sitio <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.

Tabla 8 Categorías y calificación asociada del riesgo país

<i>Rating</i>	<i>Default spread in basis points</i>
Aaa	0
Aa1	70
Aa2	100
Aa3	120
A1	140
A2	160
A3	175
Baa1	200
Baa2	225
Baa3	260
Ba1	300
Ba2	400
Ba3	525
B1	650
B2	750
B3	900
Caa1	1200
Caa2	1350
Caa3	1500

Se simularan saltos en dos escalones de la calificación de riesgo país, queda entonces la distribución de probabilidades como se muestra en la figura siguiente, donde se ha dado la misma probabilidad que baje o que suba para la misma cantidad de escalones en la calificación de riesgo; siempre se considera que es más probable que se mantenga con la calificación actual, y que la probabilidad de bajar o subir dos escalones es menor que bajar o subir un escalón.

Figura 8 Probabilidad a usar en la simulación, del riesgo país



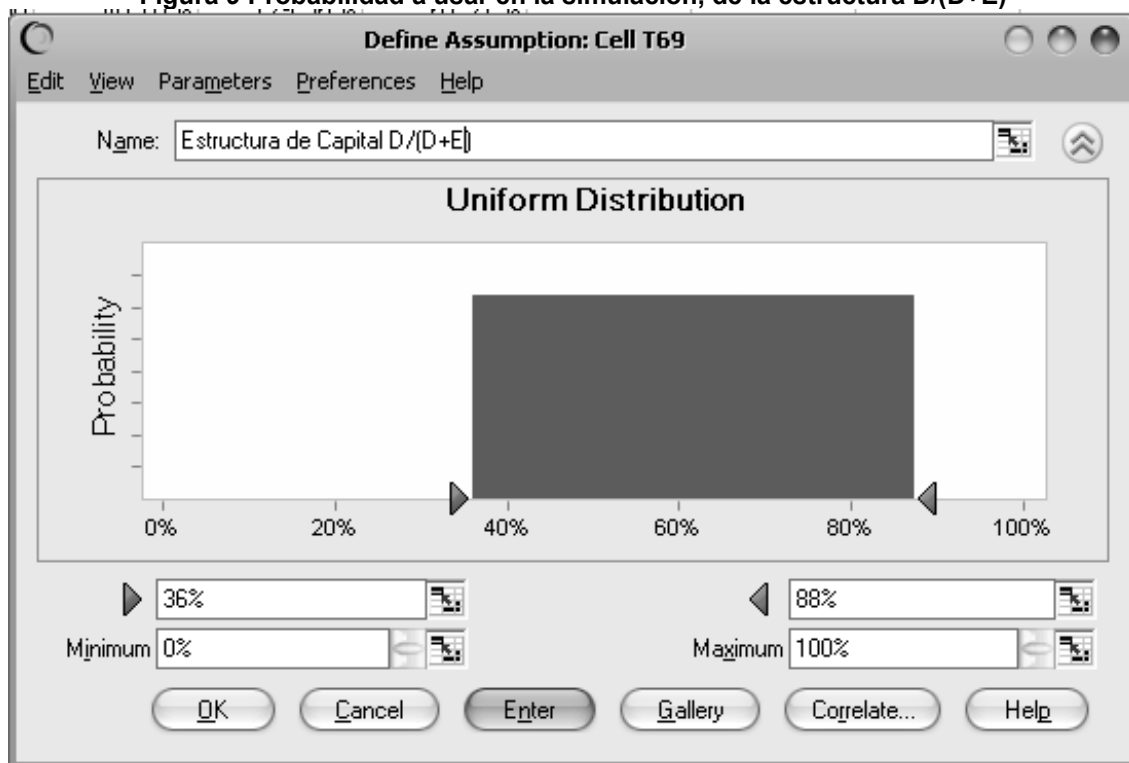
Como puede apreciarse en la figura anterior, la probabilidad de no presentar cambio en la calificación riesgo país es de 40%, la probabilidad de subir o bajar un escalón en esta calificación es la misma y corresponde a 20%, y se asigna la probabilidad de 10% para subir o bajar 2 escalones en la calificación.

De acuerdo con la forma de cálculo de la tasa del riesgo país del sitio <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>, los números aleatorios generados serán multiplicados por 1.5, debido a que la industria es aproximadamente en promedio 1.5 veces más volátil que el mercado de los bonos. Este promedio es calculado para los mercados emergentes.

6.1.5. Estructura de Capital $\frac{D}{D+E}$

La distribución de probabilidad a utilizar es la uniforme o rectangular³⁶, ya que al ser la empresa la que decide cual es la estructura deuda/capital que desea mantener³⁷, todas las relaciones tienen la misma probabilidad de ser seleccionadas. Los límites establecidos para esta sensibilidad corresponden con el máximo y mínimo de la relación $D/(D+E)$ de las empresas, encontrados en la base de datos³⁸ de empresas distribuidoras de electricidad que se utiliza para este estudio.

Figura 9 Probabilidad a usar en la simulación, de la estructura $D/(D+E)$



³⁶ En este tipo de distribución continua, todos los valores contenidos dentro los límites mínimo y máximo, poseen la misma probabilidad de ser seleccionados.

³⁷ Tal como se indicó en el numeral 6.1.2, una empresa podría mantener el nivel de estructura Deuda/Capital, bajo el supuesto que la banca estaría dispuesta a financiar hasta el 100% de las operaciones de la empresa.

³⁸ Ver ANEXO 2.

6.1.6. Costo de la deuda K_d

Al igual que en el numeral 5.6, la tasa del costo de la deuda se obtendrá por medio del uso de la fórmula de la valuación de los activos de capital (*CAPM*, por las siglas en inglés de *Capital Asset Pricing Model*). La sensibilización de esta tasa se realiza al hacer uso de las mismas simulaciones de la tasa libre de riesgo y la tasa del riesgo país mencionadas en los numerales 6.1.1 y 6.1.4, respectivamente, y la beta de 0.43 definido en el numeral 5.6.

Para este parámetro no se realiza una simulación del rendimiento esperado del sector bancario. Se utiliza el valor medio de 10.58%³⁹ del sector (Dato obtenido en abril de 2009), que se obtiene de la información indicada el numeral 5.3, debido a que este análisis se hace para una empresa modelo de distribución de energía eléctrica, y generalmente este tipo de empresas son operadas por firmas internacionales que pueden conseguir créditos bancarios relativamente fácil y a tasas competitivas.

6.1.7. Cálculo de la tasa de actualización real.

Una vez definidas las distribuciones de probabilidades, y los límites mínimo y máximo, para que el software *crystal ball* genere los números aleatorios de los parámetros relevantes que intervienen en el cálculo de la *WACC*, se puede proceder a generar los “n” escenarios. A continuación se muestra la tabla que resume el cálculo de la *WACC*, y al lado derecho se señalan los parámetros que se sensibilizan, y sus respectivos límites.

³⁹ Fuente: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/divfund.htm.

Tabla 9 Cuadro de sensibilización de la tasa de actualización

Calculo CAPM <small>(deuda)</small>			Parámetro	Límites	
Descripción	Variable/Fórmula	Valor	Valor	Min	Max
Tasa libre de riesgo	K_{rf}	4.25%	4.25%	4.03%	5.77%
Coefficiente de riesgo sistemático	β	0.43	0.43		
Tasa de rendimiento esperada	K_m	10.58%	10.58%		
Riesgo país	K_{rc}	4.50%	3.00%	2.25%	5.25%
Tasa de Costo de la Deuda	$K_d = K_{rf} + \beta(K_m - K_{rf}) + K_{rc}$	11.47%			

Calculo CAPM <small>(Distribución Eléctrica)</small>			Parámetro	Límites	
Descripción	Variable/Fórmula	Valor	Valor	Min	Max
Tasa libre de riesgo	K_{rf}	4.25%	4.25%	4.03%	5.77%
Coefficiente de riesgo sistemático	β	1.13	1.13		
Tasa de rendimiento esperada	K_m	11.00%	11.00%	5.77%	15.00%
Riesgo país	K_{rc}	4.50%	3.00%	2.25%	5.25%
Tasa de Costo Capital Propio	$K_e = K_{rf} + \beta(K_m - K_{rf}) + K_{rc}$	16.38%			

Calculo WACC <small>(Distribución Eléctrica)</small>			Parámetro	Límites	
Descripción	Variable/Fórmula	Valor	Valor	Min	Max
Tasa de Costo Capital Propio	K_e	16.38%			
Estructura de capital	$E/(D+E)$	44.37%	44.37%	64.31%	12.28%
	$D/(D+E)$	55.63%	55.63%	35.69%	87.72%
Tasa de Costo de la Deuda	K_d	11.47%			
Tasa de impuesto sobre la renta	t	31.00%			
Tasa de Costo promedio de Capital	$WACC = K_e \frac{E}{D+E} + K_d(1-t) \frac{D}{D+E}$	11.67%			

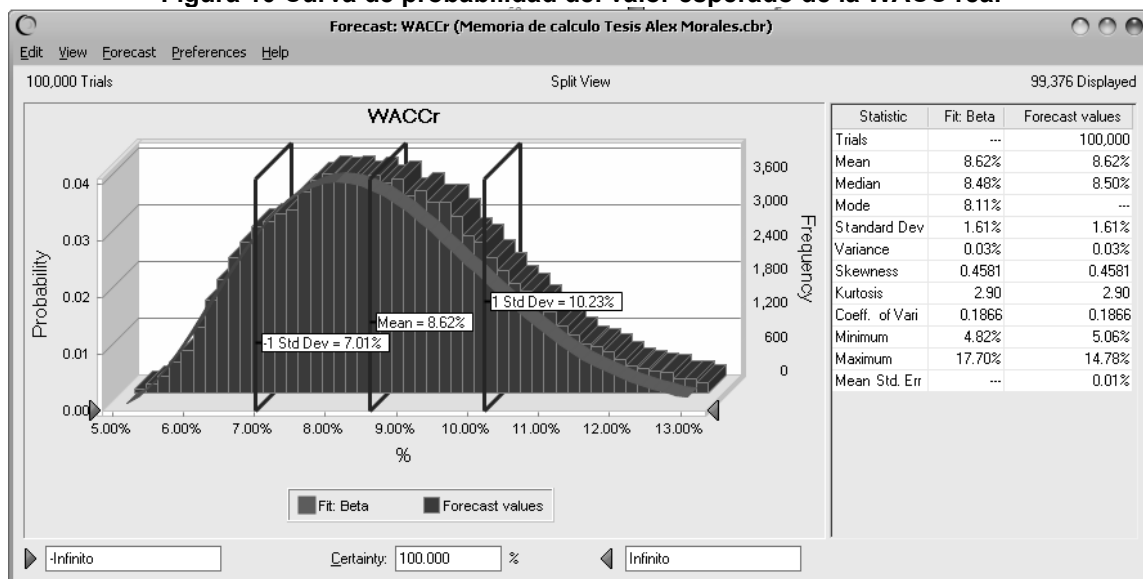
Calculo WACC <small>(real)</small>		
Descripción	Variable/Fórmula	Valor
WACC _{nominal}	WACC	11.67%
Inflación _{USA}	IPC _{USA}	2.60%
WACC _{real}	WACC _r	8.62%

Tal como se indicó en el numeral 5.9, la tasa de actualización calculada corresponde a una tasa después de impuestos.

6.2. Resultados de la simulación de Monte Carlo.

En las siguientes figuras se muestran los resultados generados por el *crystal ball*, luego de correr 100,000 escenarios diferentes con los criterios indicados en la tabla anterior.

Figura 10 Curva de probabilidad del valor esperado de la WACC real

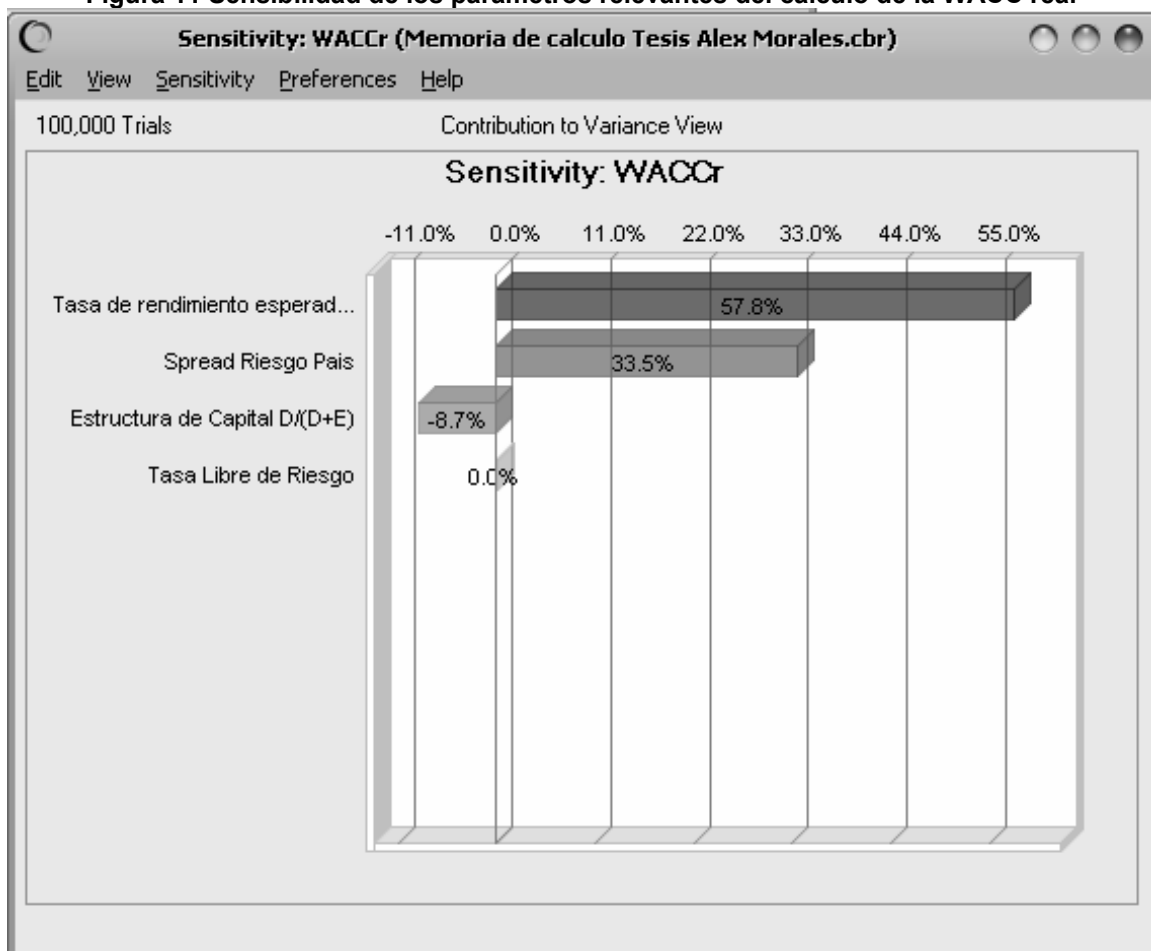


La interpretación de la figura anterior es: el software generó un número aleatorio, el cual respetó la distribución de probabilidad asignada para cada una de los parámetros (4) que se definieron en la hoja de cálculo, es decir, el programa generó 100,000 tasas de actualización diferentes.

Los 100.000 resultados obtenidos fueron ordenados y se determinó la distribución de probabilidades que mejor se ajustara a estos, y fue la distribución Beta la que el programa eligió. Adicionalmente el software calcula y presenta los resultados estadísticos más conocidos y utilizados como la media, mediana, moda, desviación estándar, variancia entre otros.

Así mismo, el programa presenta el cuadro de sensibilidad, en el que se muestra cual es el parámetro que produce mayor impacto en el cálculo de la tasa de actualización (por medio de la metodología del WACC). Los cuales resultan ser la tasa de rendimiento esperada del sector eléctrico, y la tasa del riesgo país aunque en menor medida que la anterior, como se puede apreciar en la figura a continuación.

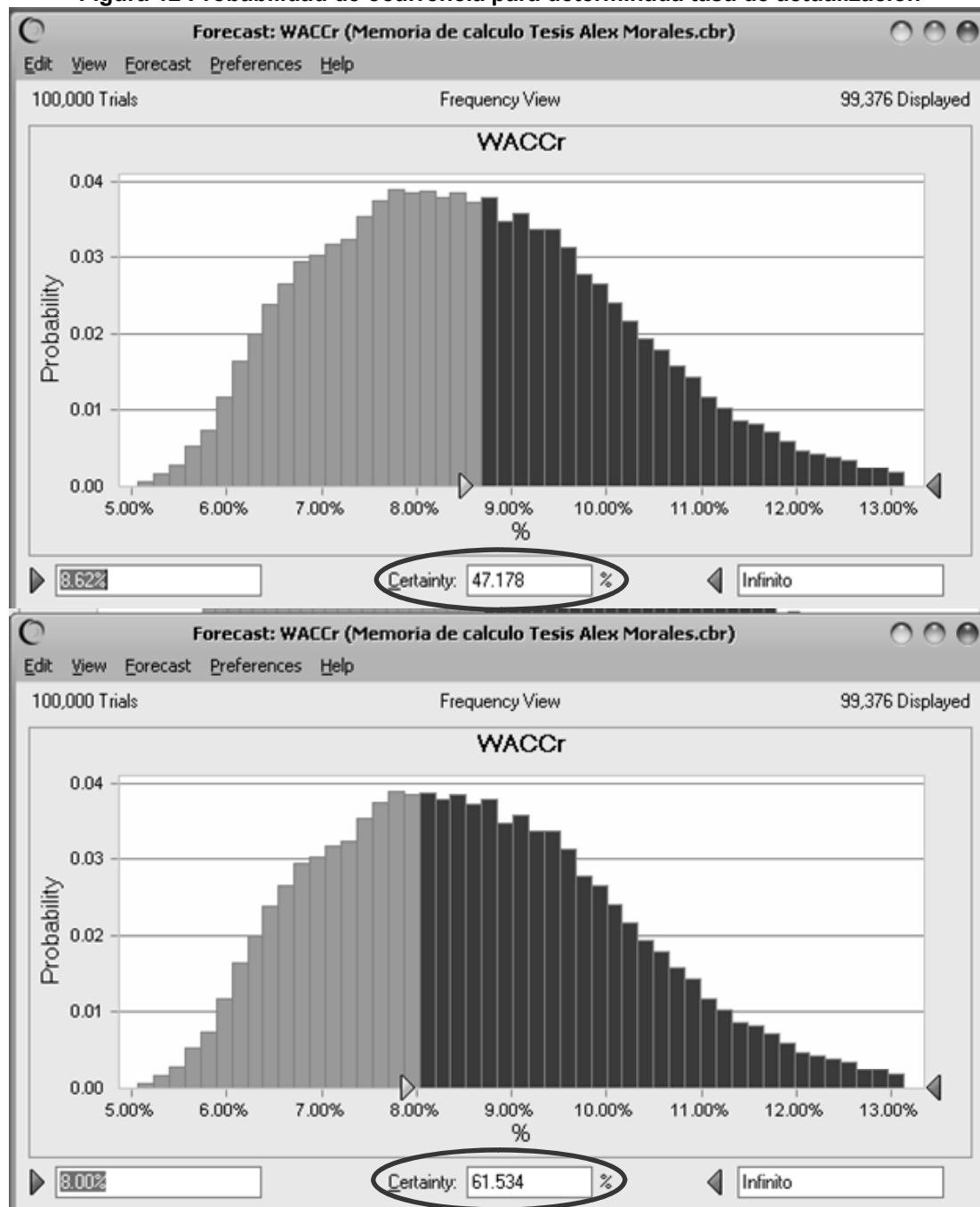
Figura 11 Sensibilidad de los parámetros relevantes del cálculo de la WACC real



El valor negativo que se muestra en la figura anterior, se debe a que la estructura $D/(D+E)$ presenta un efecto inversamente proporcional en el resultado de la

WACC, es decir, al incrementarse el valor de la estructura $D/(D+E)$, el valor de la WACC se disminuirá.

Figura 12 Probabilidad de ocurrencia para determinada tasa de actualización



En la figura anterior, se muestra la probabilidad de 47.18% de ocurrencia de una tasa de actualización de 8.62%, que corresponde al valor medio de las simulaciones realizadas. Cabe mencionar que la probabilidad no es 50%, al valor medio, ya que la distribución de probabilidades resultantes es la Beta, y no una Normal. La probabilidad de una tasas de actualización esperada del 8% es de 61.53%.

Como ejemplo en la siguiente tabla se muestran tres distintas tasas de actualización con su respectiva probabilidad de ocurrencia, los límites han sido seleccionados como el valor medio \pm una desviación estándar.

Tabla 10 Resultado de la sensibilización de la tasa de actualización

Tasa de actualización real sensibilizada	X -	X	X +
WACC_{di}	7.01%	8.62%	10.23%
Probabilidad de ocurrencia	82.92%	47.18%	16.27%

Con los resultados de la tabla anterior, surge la interrogante: ¿Cual valor de tasa de actualización debe utilizarse? Esta pregunta no es sencilla de responder. El regulador puede argumentar que debe utilizarse el valor mínimo (7.01%) porque la probabilidad de ocurrencia es bastante alta (82.92%). Por su parte, la empresa distribuidora quisiera que se utilizara el valor máximo (10.23%).

Pero para determinar la tasa de actualización a utilizar, no es el número que mejor le parezca a uno u otro, debe ser el que mejor refleje las condiciones de rendimiento económico durante el periodo de aplicación de esta tasa, y para esto es necesario que el analista que realiza el cálculo de la tasa de actualización posea un alto grado de conocimiento de las condiciones económicas, tanto a nivel nacional como internacional.

Es necesario que el analista disponga de este conocimiento, ya que de esta forma se podrá representar de la mejor manera posible la sensibilización de los parámetros sujetos al análisis y también se podrán realizar consideraciones del tipo cualitativas, como por ejemplo, que a la fecha en que se realiza el análisis exista inestabilidad política o regulatoria (nivel nacional) o peor aún que se empiece a desatar una crisis mundial (nivel internacional).

Esto es muy importante considerar y poder representar estas consideraciones cualitativas de una forma cuantitativa, para evitar que posteriormente cuando se disponga de los resultados del modelo de cálculo, se dependa del análisis cualitativo para la toma de decisiones. Si los parámetros han sido representados y sensibilizados correctamente, el valor medio obtenido es una buena estimación del valor esperado de la tasa de actualización que se utilizará en el cálculo de tarifas.

6.3. Aplicación de resultados

6.3.1. Fórmula para calcular la anualidad del costo de capital

En el numeral anterior se presentó el valor medio calculado para la tasa de actualización, definida en el artículo 79 de la Ley General de Electricidad, que se utiliza en el cálculo de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo -VNR-, definido en el artículo 73 de la Ley General de Electricidad.

En este apartado se calcula la anualidad (VNR) para una suma de dinero equivalente a 10 millones dólares de los EUA, ya que el análisis se realiza para una empresa modelo. En la práctica internacional los estudios de tarifas se realizan en moneda dura, es decir en dólares de los Estados Unidos de América, y posteriormente son actualizados semestralmente por el tipo de cambio, Índice de

Precios del Productor e Índice de Precios al Consumidor, en las proporciones que correspondan.

De acuerdo con el artículo 73 de la Ley General de Electricidad, debe calcularse una anualidad constante con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se use en el cálculo de tarifas. De esta forma, para calcular la anualidad del costo de capital se hace uso del método francés de amortización, por medio de la fórmula siguiente⁴⁰

$$A = VNR \times \frac{k \times (1+k)^n}{(1+k)^n - 1}$$

Donde:

A : Anualidad del costo de capital.

VNR : Valor Nuevo de Reemplazo una red de distribución dimensionada económicamente.

k : Tasa de actualización real.

n : Vida útil típica de las instalaciones de distribución (30 años⁴¹).

Antes de utilizar la tasa de actualización, calculada en el numeral 6.2, en la fórmula anterior surge la duda en cuanto a utilizar la tasa de actualización antes o después de impuestos, por lo que previo a calcular la anualidad se realiza el siguiente análisis.

6.3.2. Tasa a aplicar en el cálculo de la Anualidad

Si bien no está explícitamente indicado en la Ley General de Electricidad si la tasa de actualización que debe determinar la Comisión es un valor expresado antes o

⁴⁰ El Microsoft Excel utiliza esta fórmula para el cálculo de la función "PAGO".

⁴¹ Para calcular la vida útil típica de las instalaciones, debe calcularse un promedio ponderado de la vida útil de los equipos que forman parte del Valor Nuevo de Reemplazo. Para este análisis se aproxima a 30 años, por simplificar los cálculos.

después de impuestos, a continuación se muestran algunas pautas que permiten la correcta definición de la misma.

Tal como lo expresa la Ley General de Electricidad, citado en el numeral 4.3, la tasa de actualización a utilizar para la determinación de tarifas será igual a la tasa de costo del capital, debiendo reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país.

Igualmente, el artículo 82 del Reglamento de la Ley, citado en el numeral 4.3, en el inciso b) es más específico al referirse a que la rentabilidad será la de actividades realizadas en el país con riesgo similar, condición que para que pueda cumplirse requiere que las tarifas se calculen con las tasas antes de impuestos. El inciso d), en forma consistente, procura evitar que el impuesto a la renta esté considerado dos veces, primero en la anualidad del VNR y luego en los costos de distribución.

Además, la metodología utilizada para calcular la tasa de actualización ha sido la del Costo Promedio Ponderado de Capital (*WACC*). Este método, define conceptualmente una tasa después de impuestos, ya que la rentabilidad del capital propio son los dividendos (resultado neto de la empresa después de intereses e impuestos sobre la renta) y a los intereses del endeudamiento se les descuenta el ahorro fiscal que producen ($K_d^*(1-t)$).

Por otro lado, a efecto de analizar los límites establecidos en el artículo 79 de la LGE, si se consideran los límites planteados en términos de tasas después de impuestos, al calcular los mismos como tasas antes de impuestos, y con la tasa actual del Impuesto a la Renta (31%), estos quedan expresados como se muestra a continuación:

Tabla 11 Límites del art. 79 de la LGE considerados después de impuestos

Tasa de actualización real	Después de impuestos	Antes de Impuestos
Límite inferior	7.00%	10.14%
Límite superior	13.00%	18.84%

Por el contrario, si se consideran los límites establecidos como tasas antes de impuestos, las referencias después de impuestos serían las siguientes:

Tabla 12 Límites del art. 79 de la LGE considerados antes de impuestos

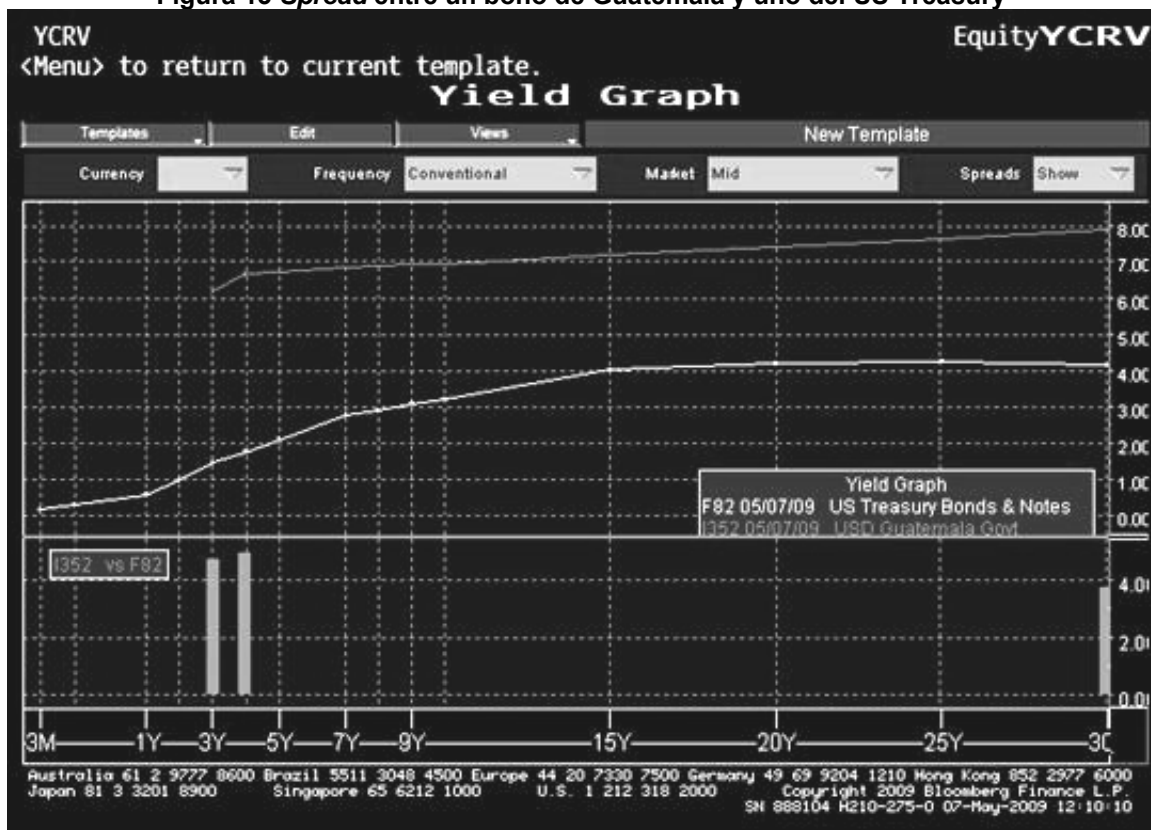
Tasa de actualización real	Después de impuestos	Antes de Impuestos
Límite inferior	4.83%	7.00%
Límite superior	8.97%	13.00%

En función a los límites después de impuestos mostrados en la tabla anterior, se puede hacer el siguiente análisis:

El límite inferior es equivalente a 4.83%, valor muy por debajo de la tasa libre de riesgo promedio del año 1996 de 6.83% (año en que fue promulgada la Ley General de Electricidad), lo que haría económicamente inviable algún tipo de financiamiento externo para una empresa que realice operaciones en Guatemala.

En el otro extremo, el límite superior presenta un *spread* de aproximadamente 1% en relación al rendimiento de los bonos soberanos de Guatemala, que como puede apreciarse en la siguiente figura es de 8% a 30 años (información obtenida en mayo de 2009).

Figura 13 Spread entre un bono de Guatemala y uno del US Treasury



Fuente: Bloomberg

En resumen, de ser los límites establecidos en la Ley como se muestran en la Tabla 12, no existirían incentivos para atraer capitales externos al sector de distribución de energía eléctrica en Guatemala.

Por último, si la tasa de actualización calculada en el numeral 6.2 no se convirtiera a una tasa antes de impuestos, no se podría cumplir con la Ley en lo referente a que represente el costo de capital de actividades de similar riesgo en el país. No tendría sentido que la Ley planteara una condición que es imposible de cumplirse si se considera que los límites del 7-13% son antes de impuestos.

Estas consideraciones planteadas confirman que los valores del rango previsto en la regulación deben ser considerados después de impuestos y aportan indicios

acerca del nivel que debería alcanzar la tasa de actualización (o costo de capital) antes y después de impuestos.

Por lo tanto, para determinar la tasa a utilizar en el cálculo de la anualidad del valor nuevo de reemplazo (VNR), de este estudio, que forma parte de las tarifas, es necesario agregar el efecto de la tasa del impuesto sobre la renta, mediante la técnica denominada *grossing-up* que se explicó en el numeral 2.6

6.3.3. Cálculo de la Anualidad

Con el objeto de calcular el impacto en el margen antes de impuestos, en el presente estudio se calculan las anualidades con las tasas de descuento presentadas en la Tabla 10 y la fórmula del apartado 6.3.1, lo que da como resultado los valores que se muestran en la tabla siguiente.

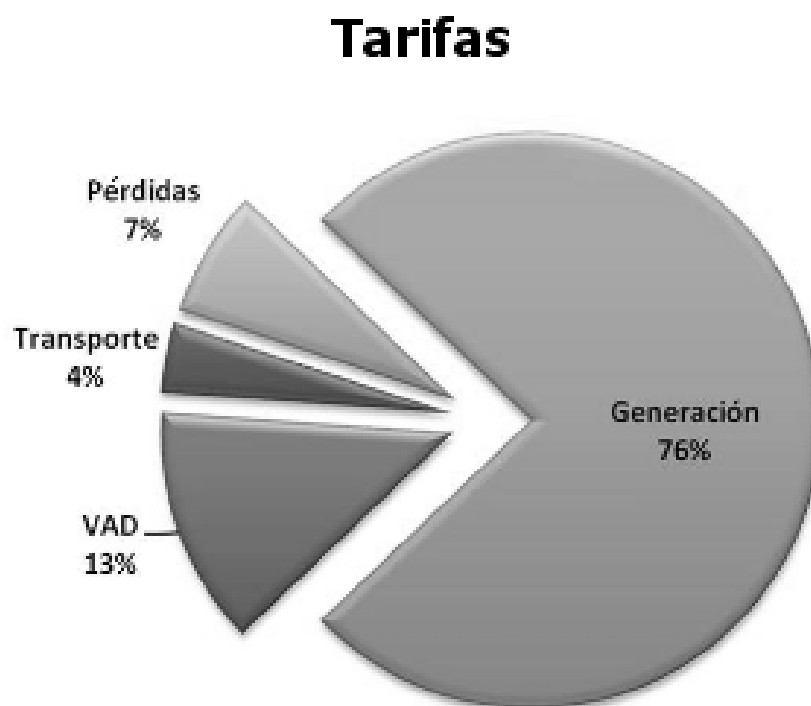
	$X - \sigma$	X	$X + \sigma$
WACC_{di}	7.01%	8.62%	10.23%
t	31.00%	31.00%	31.00%
WACC_{ai}	10.16%	12.49%	14.83%
VNR (miles de USD)	10,000.00	10,000.00	10,000.00
Anualidad (miles de USD)	Q1,074.93	Q1,286.93	Q1,506.42
Variación porcentual en la tasa de actualización		22.97%	18.68%
Variación porcentual en la Anualidad		19.72%	17.06%

6.4. Análisis de resultados

La anualidad que se calcula al hacer uso de la tasa de actualización que se ha encontrado por medio de la metodología del WACC, forma parte del Valor Agregado de Distribución (VAD) de la empresa distribuidora de energía eléctrica.

La tarifa del servicio de distribución final de energía eléctrica está compuesta como se muestra a continuación (Información obtenida en Julio de 2009).

Figura 14 Componentes de la tarifa del servicio de distribución final



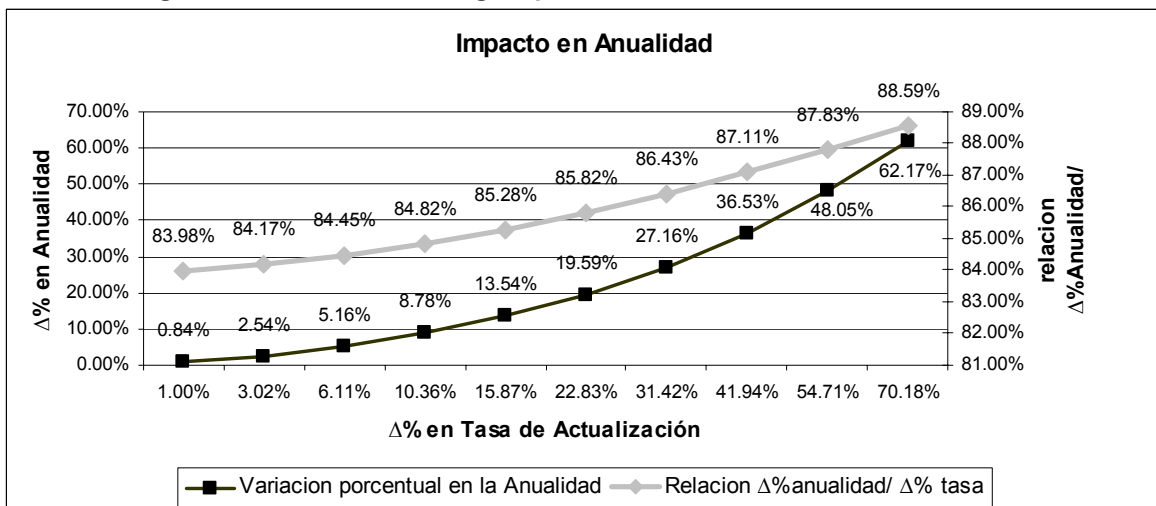
Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica <http://www.cnee.gob.gt/xhtml/estadisti/tarifas/tarifas.html>

De acuerdo con la regulación vigente, una empresa distribuidora de energía eléctrica debe trasladar íntegramente los costos de abastecimiento y transporte, al usuario final. Así mismo, tal como se ha indicado en el numeral 4.3 el VAD está formado por los costos de operación y mantenimiento de una empresa eficiente, y por el costo de capital.

De esta cuenta, bajo el supuesto que la empresa para la que se realiza el estudio, es eficiente y mantiene el nivel de costos de operación y mantenimiento en el valor que le sean aprobados en el pliego tarifario, la rentabilidad de esta empresa será equivalente a la anualidad de la inversión que se ha calculado.

Por lo tanto, a efecto de determinar el impacto que origina en el margen de una empresa distribuidora de electricidad alguna variación porcentual de la tasa de actualización, se ha construido la grafica mostrada en la figura a continuación, en la que se puede apreciar, en la línea obscura (eje principal), que la anualidad es directamente proporcional al valor de la tasa de actualización, aunque la proporcionalidad no es lineal, es decir, que un aumento en la tasa de actualización produce un aumento en la anualidad, y por el contrario, una disminución en la tasa de actualización produce una reducción en la anualidad.

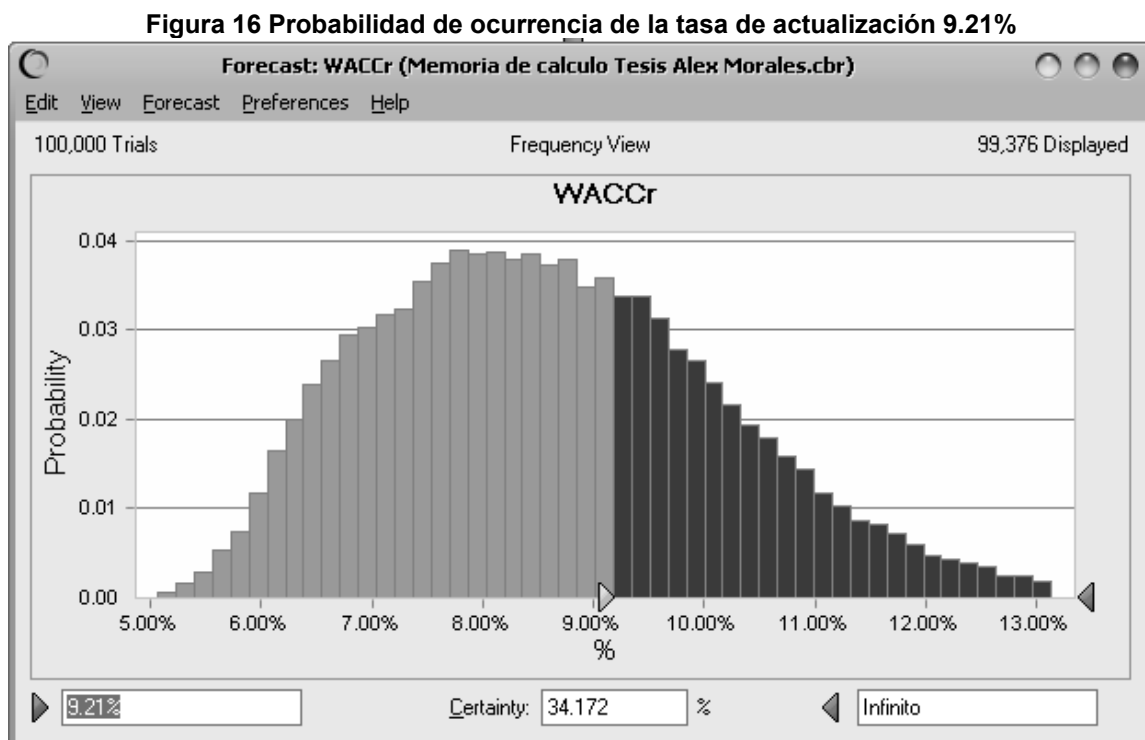
Figura 15 Variación del margen, por cambio en la tasa de actualización



Así mismo, en la figura anterior se muestra por medio de la línea clara (eje secundario) que mientras sea mayor la variación porcentual en la tasa de actualización, la variación porcentual en la anualidad tiende a igualarse con la de la tasa.

Como se indicó en el numeral 6.2, la ventaja de realizar una sensibilización de la tasa de actualización por medio del método de simulaciones de Monte Carlo, es que si los supuestos utilizados para realizar las simulaciones son acertados, se

obtiene un valor medio esperado de esta tasa, que tiene una mayor probabilidad de ocurrencia, comparado con algún valor calculado para determinados criterios de los parámetros. Por ejemplo, el valor calculado en el numeral 5.9 de 9.21% tiene una probabilidad de ocurrencia de 34.17% como se muestra en la Figura 16.



Con la imagen anterior se puede obtener la probabilidad de ocurrencia que se presente cualquier valor de tasa de actualización. Esto brinda una serie de probabilidades de ocurrencia del valor de la tasa de actualización, lo que permite fundamentar la decisión sobre el valor esperado de la tasa de costo de capital a utilizar en la determinación de la anualidad del valor nuevo de reemplazo de una distribuidora de energía eléctrica.

CONCLUSIONES

1. En la práctica internacional, el uso del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) está muy difundido para calcular la tasa de actualización en el negocio de distribución de energía eléctrica. Cabe aclarar que no se consideran los posibles cambios de las variables que intervienen en el cálculo de ésta tasa.
2. Al buscar la información necesaria para el cálculo de la tasa de actualización, se encuentra que en la mayoría de los casos existe más de una fuente de información para la misma variable y los datos no son iguales, lo que dificulta la estandarización. Por ejemplo, la beta⁴² de las empresas distribuidoras de energía eléctrica está disponible en las firmas financieras internacionales⁴³. Esto origina que los datos que se utilizan para calcular ésta tasa varíen según la fuente de información consultada. Por lo que generalmente se aplican los datos basados en el criterio del responsable del estudio.
3. Para el cálculo de la tasa de costo de capital en el negocio de distribución de energía eléctrica, existe consenso internacionalmente en utilizar información del rendimiento de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América (EUA), como la tasa libre de riesgo. También se requiere información de betas y rendimientos de empresas distribuidoras de energía eléctrica, la cual generalmente es obtenida de empresas de los EUA⁴⁴, aunque es necesario tomar en cuenta algunas particularidades del mercado que se analiza⁴⁵. Con

⁴² El coeficiente de riesgo sistemático. Beta es una medida del riesgo que un activo añade al portafolio de mercado; en la práctica suele considerarse un índice del mercado bursátil como una buena aproximación de este portafolio de mercado.

⁴³ Value Line, Bloomberg, Ibbotson, entre otros.

⁴⁴ En Guatemala no existe un mercado bursátil desarrollado, por lo tanto, es necesario recurrir a mercados bursátiles en los que la información sea pública y fiable, para obtener información de empresas que pueda ser utilizada en análisis de compañías que operan en mercados emergentes.

⁴⁵ En esta investigación se consideró un ajuste en la beta por diferentes sistemas regulatorios.

la información disponible⁴⁶, y la aplicación de la metodología de la WACC se obtiene una tasa de actualización de 9.21% real⁴⁷ anual.

4. El uso del análisis de sensibilidad⁴⁸, para las variables que intervienen en el cálculo de la tasa de actualización, permite reducir el sesgo que se presenta al utilizar únicamente una fuente de información⁴⁹. Adicionalmente, por medio de éste análisis pueden considerarse los posibles cambios que se presentarán en las variables, al hacer uso de un gran número de simulaciones de escenarios por medio de la generación aleatoria de éstas variables que se sensibilizan. Por ejemplo, de acuerdo con los supuestos utilizados en esta investigación la probabilidad de obtener una tasa de actualización de 8.62%⁵⁰ real anual es de 47.18%. Sin embargo, de acuerdo con el análisis de sensibilidad realizado la probabilidad de ocurrencia de una tasa de 9.21%⁵¹ es de 34.17%. Si los criterios del analista son correctos, y han sido modelados de una forma correcta, puede utilizarse el valor medio obtenido por el análisis de escenarios como una buena estimación del valor esperado de la tasa de actualización.
5. Una modificación en la tasa de actualización produce un cambio en el mismo sentido, aunque en menor magnitud, del margen que una empresa distribuidora de energía eléctrica percibirá durante los siguientes cinco años. Para variaciones en la tasa de actualización del orden del 1% el impacto en el margen de la distribuidora es de 0.84%, mientras que para un cambio de la tasa de 70.18%, la variación del margen es de 62.17%. Cabe mencionar que esta relación describe un comportamiento exponencial.

⁴⁶ Información obtenida en mayo de 2009 de los siguientes sitios de internet <http://www.federalreserve.gov/> y http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/

⁴⁷ Para el cálculo de remuneración anual por gastos de capital se requiere una tasa real, pues estos costos de capital son ajustados posteriormente por la inflación pertinente, de no ser así se estaría considerando doblemente la inflación, generando un costo adicional a los usuarios finales.

⁴⁸ Simulaciones de Monte Carlo.

⁴⁹ Para los casos en los que exista más de una fuente de información.

⁵⁰ Valor medio de la distribución de probabilidades ajustada (BETA) por el software crystal ball

⁵¹ Tasa de actualización calculada sin considerar el análisis de escenarios.

RECOMENDACIONES

1. En esta investigación no se encontró información que proporcione indicios que a nivel latinoamericano se consideren los posibles cambios, durante los próximos cinco años, de las variables utilizadas para el cálculo de la tasa de actualización del negocio de distribución de energía eléctrica. Tampoco se evidenció que se realice el análisis de sensibilidad sobre estas variables. Se recomienda que se estandarice que el estudio del cálculo de tasa de actualización contemple los posibles cambios en las variables que intervienen en el cálculo de la WACC, ya que esta tasa que se calcula se utiliza en el cálculo de tarifas que tienen vigencia por cinco años.
2. Para evitar el sesgo que puede introducirse en el cálculo de la tasa de actualización por medio de la metodología de la WACC, originado por las distintas fuentes de información disponibles, se recomienda utilizar la mayor cantidad de datos que se encuentren, es decir, no consultar únicamente una fuente de información. El criterio para seleccionar éstas, es que para el cálculo de los indicadores cuenten con datos de muchas empresas.
3. Como se ha mencionado existe consenso internacionalmente en utilizar información bursátil de los Estados Unidos de América (EUA) para realizar este tipo de estudios para empresas que operan en economías emergentes. No obstante, actualmente hay disponible información financiera de empresas que operan fuera de los EUA. Durante la investigación se encontró información financiera de mercados emergentes⁵² (Asia, Latinoamérica, Europa, África) la cual resultaría interesante utilizar para hacer comparaciones entre indicadores financieros de los distintos mercados.

⁵² En el sitio http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/

4. Hoy en día los modelos informáticos ayudan a obtener resultados de forma más rápida y, si son bien utilizados, de muy buena calidad. Pero esto no quiere decir que los resultados que arrojen los modelos son los que se deben utilizar. El personal que realiza el estudio debe analizar e interpretar los resultados por medio de su mejor criterio, hacer uso del sentido común y sin olvidar la ética.

5. Cuando se calcula la tasa de actualización del negocio de distribución de energía eléctrica se debe tener el cuidado de calcularla de forma que realmente refleje las condiciones económicas de los siguientes 5 años, y así evitar retribuir a los inversionistas insuficientemente, o en exceso.

BIBLIOGRAFÍA

Libros

1. Alexander, I. 1995. Cost of Capital: The application of Financial Model to State Aid. Trad. UADE. Oxford, U.K., Oxera Press.
2. Alexander, Mayer and Weeds, “Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms: An International Comparison”, Policy Research Working Paper 1698,1996, World Bank.
3. Bergara, Mario. La Regulación de Servicios Públicos. Departamento de Economía – Facultad de Ciencias Sociales – Universidad de la República.
4. Carbonell, O y Duarte, J. 2005. Nota técnica de publicación interna. Área de Dirección Financiera del Instituto Panamericano de Alta Dirección de Empresa (IPADE), México, D.F. Derechos Reservados por Sociedad Panamericana de Estudios Empresariales, A.C. (IPADE).
5. Eiteman, DK; Stonehill, AL; Moffett, MH. 2000. Las Finanzas en las Empresas Multinacionales. Trad. M de Anta. 8 ed. México, DF, PEARSON EDUCACIÓN.
6. Eppen, G. D. 2000. Investigación de Operaciones en la Ciencia Administrativa. 5 ed. México, DF, Prentice Hall.
7. Lawrence, JG. 2000. Principios de Administración Financiera. Trad. Jorge Cabrera Arellano. 3 ed. México, DF, Prentice Hall.
8. “Ley General de Electricidad”, Diario de Centroamérica, Guatemala, 21 de noviembre de 1996.

9. Monroy, IE; Fernández Alonso, L. 2006. Nota técnica: Cálculo de la Beta. México DF, Sociedad Panamericana de Estudios Empresariales, A. C. (IPADE).
10. “Reglamento de la Ley General de Electricidad”, Diario de Centroamérica, Guatemala, 2 de abril de 1997.
11. Sampieri Hernández, Roberto; Fernández Collado, Carlos; Baptista Lucio, Pilar. 2003. Metodología de la investigación. 3 ed. México, DF, McGraw-Hill.
12. Sapag Chaín, Nassir. 2007. Proyectos de Inversión. Formulación y Evaluación. 1 ed. México, DF, PEARSON EDUCACIÓN.
13. “Sostenibilidad de las reformas del sector eléctrico de Guatemala”, Fundación Solar, Guatemala, Febrero de 2002.

Sitios de internet

14. <http://www.cnee.gob.gt/xhtml/estadisti/tarifas/tarifas.html>
15. http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/
16. <http://www.federalreserve.gov/>
17. http://www.oracle.com/technology/software/products/bi/performance-management/111110/crystallball_111110.html

ANEXOS

ANEXO 1

CÁLCULO DE LA BETA⁵³

En el Capital Asset Pricing Model (CAPM), la beta es una medida del riesgo que un activo añade al portafolio de mercado; este portafolio debería, en teoría, estar compuesto por todos los activos negociados en el mercado. Esto último, es muy difícil de estimar, en la práctica suele considerarse un índice del mercado accionario⁵⁴ como una buena aproximación de este portafolio de mercado.

El método tradicional para estimar la beta de una inversión es calcular una regresión de los rendimientos del activo con los rendimientos de un índice de mercado.

Estimación de la beta

Se calcula la regresión de los rendimientos de la acción (R_j) con los rendimientos del mercado (R_m) y se obtiene una ecuación de la forma:

$$R_j = a + bR_m$$

Donde:

- a = Intercepto de la regresión (punto donde cruza el eje y)
- b = Pendiente de la regresión = Covarianza (R_j, R_m) / Varianza(R_m)

Como puede verse, la ecuación anterior tiene la misma forma que la ecuación de una línea recta, $y = mx + b$. La pendiente de la línea de regresión es la beta de la acción y es una medida de qué tan riesgoso es el activo dentro de un portafolio bien diversificado.

⁵³ Monroy, IE; y Fernández Alonso, L. 2006. Nota técnica de publicación interna. Área de Dirección Financiera del Instituto Panamericano de Alta Dirección de Empresa (IPADE), México, D.F. Derechos Reservados por Sociedad Panamericana de Estudios Empresariales, A.C. (IPADE).

⁵⁴ Ejemplos de éstos pueden ser el Dow Jones Industrial Average (DJIA), el Standard & Poor's 500 (S&P500), el Índice de Precios y Cotizaciones (IPyC)). etc.

Otro estadístico interesante que resulta de un análisis de regresión es el coeficiente de determinación, R^2 . La interpretación estadística de la R^2 se refiere a la causalidad entre las dos variables y en pocas palabras se entiende como la proporción (porcentaje) de la variación total de la variable dependiente Y que se explica por, o se debe a, la variación en la variable independiente X . La interpretación económica de este estadístico es más útil, pues nos provee un estimado de la proporción del riesgo de una empresa atribuible al mercado (riesgo sistemático); la diferencia $(1 - R^2)$ podría considerarse un aproximado del riesgo propio de la empresa que no es atribuible al mercado (riesgo no sistemático).

Consideraciones en el cálculo de la beta

Hay consideraciones importantes que deben tenerse en cuenta al correr la regresión arriba mencionada.

1. La primera es respecto al periodo de duración de la estimación. La mayoría de las estimaciones de las betas, incluyendo las hechas por servicios de información como Value Line⁵⁵ y Standard & Poor's⁵⁶, utilizan cinco años de información histórica; Bloomberg⁵⁷, por el contrario, utilizada sólo dos años de historia. El balance final es sencillo: un periodo de estimación más largo considera más información y tendería a pensarse que proporciona un estimado más "preciso" de la beta de una empresa; sin embargo, hay que tener en cuenta que utilizar un periodo de tiempo largo, supondría que los fundamentales de riesgo de la empresa no han cambiado durante ese periodo, lo cual podría no ser muy exacto, pues por ejemplo, las fusiones o adquisiciones pueden cambiar la mezcla de negocios de la firma y por ende sus fundamentales de riesgo. **La sugerencia es utilizar 5 años de historia,**

⁵⁵ www.valueline.com

⁵⁶ www.stanardandpoors.com

⁵⁷ www.bloomberg.com

pues este periodo de tiempo, recoge razonablemente la historia reciente de la empresa.

2. La segunda consideración es respecto al intervalo de los rendimientos. Los rendimientos de las acciones están disponibles en una base anual, mensual, semanal, diaria o incluso intradía. Utilizar información intradía o diaria aumenta el número de observaciones de la muestra, pero expone el proceso de estimación de la beta a desviaciones significativas por el efecto que tienen en ella los días no negociados. **La recomendación es utilizar rendimientos mensuales.**
3. La última consideración, es respecto a la elección del índice de mercado a utilizarse en la regresión. **La práctica común, es estimar la beta de una empresa en relación al índice de mercado en el cual se negocia la acción.** Para empresas norteamericanas que cotizan en el New York Stock Exchange (NYSE), el índice que suele utilizarse como referencia es el *Standard & Poor's 500 (S&P 500)*. Aunque esta práctica puede arrojar un estimado razonable de riesgo para el inversionista doméstico, podría no resultar en el mejor estimado para el inversionista global, quien posiblemente mediría mejor su riesgo con una beta estimada respecto a un índice internacional como los *Morgan Stanley Capital International (MSCI)*⁵⁸.

Como puede verse la estimación de la beta puede tener matices subjetivos y pueden existir consideraciones importantes adicionales que no necesariamente justifiquen el uso de las prácticas convencionales. Aquí el comentario sería que el análisis de regresión también arroja un estadístico llamado error estándar, que proporcionará un rango de valor para el estimado de la beta.

Interpretaciones de los resultados de la beta

⁵⁸ www.msci.com

- Si $Beta = 1$, la empresa tiene un comportamiento de riesgo similar al del mercado.
- Si $Beta > 1$, el comportamiento de la empresa es más volátil que el mercado.
- Si $Beta < 1$, el comportamiento de la empresa es menos volátil que el mercado.

ANEXO 2

BASE DE DATOS⁵⁹ DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZADA EN EL ESTUDIO.

Company Name	Industry Name (Electric Utility)	Exchange Code	Stock Price	Market Cap	Total Debt	3-yr Regression Beta	Value Line Beta	ROE	Book Value of Equity	Net Income	Eff Tax Rate	Market D/E	Book Debt to Capital D(D+E)
ALLETE	(Central)	NYS	\$32.27	\$979.30	\$422.70	0.79	0.75	11.80%	\$742.60	\$87.60	34.77%	43.16%	36.27%
Alliant Energy	(Central)	NYS	\$29.18	\$3,041.80	\$1,655.90	0.55	0.7	11.96%	\$2,681.20	\$320.80	44.36%	54.44%	36.15%
Amer. Elec. Power	(Central)	NYS	\$33.28	\$12,811.40	\$15,654.00	0.72	0.75	11.38%	\$10,079.00	\$1,147.00	31.08%	122.19%	60.69%
Ameren Corp.	(Central)	NYS	\$33.26	\$6,725.60	\$7,384.00	0.77	0.8	9.32%	\$6,752.00	\$629.00	33.47%	109.79%	51.47%
CenterPoint Energy	(Central)	NYS	\$12.62	\$4,139.60	\$9,911.00	0.84	0.9	22.04%	\$1,810.00	\$399.00	32.83%	239.42%	84.56%
Cleco Corp.	(Central)	NYS	\$22.83	\$1,309.40	\$869.10	0.59	0.8	7.88%	\$1,010.30	\$79.60	24.31%	66.37%	46.22%
CMS Energy Corp.	(Central)	NYS	\$10.11	\$2,068.80	\$6,511.00	0.91	0.95	7.89%	\$2,130.00	\$168.00	37.63%	314.72%	72.87%
DPL Inc.	(Central)	NYS	\$22.84	\$2,521.70	\$1,642.20	0.57	0.65	24.27%	\$872.70	\$211.80	36.64%	65.12%	64.71%
DTE Energy	(Central)	NYS	\$35.67	\$5,704.20	\$8,509.00	0.63	0.7	7.74%	\$5,853.00	\$453.00	25.08%	149.17%	59.25%
ELECTRIC UTIL.- CEN	(Central)	INDE	\$29.58	\$76,175.80	\$82,137.10	0.65		10.96%	\$55,381.60	\$6,069.90	33.20%	107.83%	59.17%
Empire Dist. Elec.	(Central)	NYS	\$17.60	\$570.20	\$575.10	0.67	0.75	6.16%	\$539.20	\$33.20	30.33%	100.86%	51.61%
Entergy Corp.	(Central)	NYS	\$83.13	\$15,469.30	\$10,749.90	0.8	0.75	14.75%	\$7,862.70	\$1,160.00	30.72%	69.49%	56.81%
Evergreen Energy Inc	(Central)	AMS	\$0.28	\$51.80	\$98.00	2.78	2.15	-175.59%	\$46.70	-\$82.00	0.00%	189.19%	67.73%
G't Plains Energy	(Central)	NYS	\$19.33	\$2,210.00	\$1,511.00	0.62	0.65	10.15%	\$1,567.90	\$159.20	30.73%	68.37%	48.46%
Integrus Energy	(Central)	NYS	\$42.98	\$3,113.10	\$2,788.50	0.47	0.7	5.60%	\$3,235.80	\$181.10	32.20%	89.57%	45.90%
ITC Holdings	(Central)	NYS	\$43.68	\$1,962.30	\$2,243.40	1.12	0.95	13.02%	\$563.10	\$73.30	33.34%	114.33%	79.94%
MGE Energy	(Central)	NDQ	\$33.00	\$709.70	\$365.80	0.16	0.7	11.41%	\$427.70	\$48.80	36.33%	51.54%	46.10%
NorthWestern Corp	(Central)	NDQ	\$23.47	\$775.30	\$846.40	NA		6.46%	\$823.00	\$53.20	37.85%	109.17%	50.70%
OGE Energy	(Central)	NYS	\$25.78	\$2,279.70	\$1,641.40	0.76	0.75	14.53%	\$1,680.90	\$244.20	32.34%	72.00%	49.41%
Otter Tail Corp.	(Central)	NDQ	\$23.33	\$817.00	\$440.70	1.23	0.9	10.31%	\$523.90	\$54.00	34.14%	53.94%	44.96%

⁵⁹ Extracto de la base de datos obtenida del sitio http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/

Company Name	Industry Name (Electric Utility)	Exchange Code	Stock Price	Market Cap	Total Debt	3-yr Regression Beta	Value Line Beta	ROE	Book Value of Equity	Net Income	Eff Tax Rate	Market D/E	Book Debt to Capital D(D+E)
Vectren Corp.	(Central)	NYS	\$25.01	\$2,025.80	\$1,802.70	0.24	0.85	11.60%	\$1,233.70	\$143.10	34.67%	88.99%	59.37%
Westar Energy	(Central)	NYS	\$20.51	\$2,059.90	\$2,070.40	0.65	0.8	9.22%	\$1,827.00	\$168.40	27.50%	100.51%	52.83%
Wilmington Capital Management	(Central)	TSE	\$0.60	\$4.80	\$18.90	-0.1	0.5	0.00%	\$20.00	\$0.00	60.00%	393.75%	48.59%
Wisconsin Energy	(Central)	NYS	\$41.98	\$4,825.20	\$4,426.00	0.47	0.65	10.90%	\$3,099.20	\$337.70	39.05%	91.73%	58.58%
Allegheny Energy	(East)	NYS	\$33.86	\$5,375.90	\$4,049.30	1.03	1.1	16.29%	\$2,535.40	\$412.90	37.61%	75.32%	61.50%
Cen. Vermont Pub. Serv.	(East)	NYS	\$23.86	\$227.50	\$179.70	1.02	0.9	8.37%	\$188.80	\$15.80	29.93%	78.99%	47.46%
CH Energy Group	(East)	NYS	\$51.39	\$757.70	\$446.40	0.24	0.7	8.33%	\$523.10	\$43.60	33.49%	58.92%	45.06%
Consol. Edison	(East)	NYS	\$38.93	\$10,492.50	\$9,260.00	0.23	0.65	10.56%	\$8,863.00	\$936.00	32.57%	88.25%	50.50%
Constellation Energy	(East)	NYS	\$25.09	\$4,446.10	\$5,055.10	1.06	0.75	14.91%	\$5,340.20	\$796.40	33.67%	113.70%	47.76%
Dominion Resources	(East)	NYS	\$35.84	\$20,160.90	\$16,469.00	0.57	0.7	15.03%	\$9,406.00	\$1,414.00	33.43%	81.69%	63.02%
Duke Energy	(East)	NYS	\$15.01	\$18,480.10	\$11,766.00	NA	0.6	7.18%	\$21,199.00	\$1,522.00	31.87%	63.67%	35.69%
ELECTRIC UTIL.- EAST	(East)	INDE	\$32.70	\$213,880.80	\$156,668.50	0.59		13.19%	\$128,437.10	\$16,940.10	33.55%	73.25%	54.37%
Exelon Corp.	(East)	NYS	\$55.61	\$34,534.30	\$13,687.00	0.8	0.9	26.93%	\$10,137.00	\$2,730.00	34.63%	39.63%	57.24%
FirstEnergy Corp.	(East)	NYS	\$48.58	\$13,998.00	\$11,786.00	0.75	0.85	14.58%	\$8,977.00	\$1,309.00	40.28%	84.20%	56.76%
Florida Public Utilities	(East)	AMS	\$10.55	\$62.60	\$61.90	0.44	0.55	6.75%	\$48.90	\$3.30	33.95%	98.88%	55.57%
Fortis Inc.	(East)	TSE	\$24.59	\$3,732.50	\$5,534.00	-0.08	0.6	7.45%	\$2,601.00	\$193.80	13.72%	148.27%	64.52%
FPL Group	(East)	NYS	\$50.33	\$20,501.70	\$13,698.00	0.67	0.8	12.22%	\$10,735.00	\$1,312.00	21.91%	66.81%	56.06%
Maine & Maritimes Corp	(East)	AMS	\$37.00	\$50.00	\$39.60	0.8	0.55	6.06%	\$42.90	\$2.60	43.66%	79.20%	48.00%
Northeast Utilities	(East)	NYS	\$24.06	\$3,578.60	\$4,634.30	0.7	0.75	8.63%	\$2,913.80	\$251.50	30.32%	129.50%	60.47%
NSTAR	(East)	NYS	\$36.49	\$3,789.50	\$3,003.30	0.27	0.7	13.12%	\$1,703.80	\$223.50	37.38%	79.25%	63.23%
Pepco Holdings	(East)	NYS	\$17.76	\$3,409.20	\$5,371.00	0.8	0.75	7.38%	\$4,018.40	\$296.50	39.33%	157.54%	57.20%
PPL Corp.	(East)	NYS	\$30.69	\$10,871.30	\$7,660.00	0.66	0.8	18.56%	\$5,556.00	\$1,031.00	20.71%	70.46%	56.67%
Progress Energy	(East)	NYS	\$39.85	\$10,134.20	\$9,815.00	0.44	0.6	8.23%	\$8,422.00	\$693.00	32.52%	96.85%	53.55%

Company Name	Industry Name (Electric Utility)	Exchange Code	Stock Price	Market Cap	Total Debt	3-yr Regression Beta	Value Line Beta	ROE	Book Value of Equity	Net Income	Eff Tax Rate	Market D/E	Book Debt to Capital D(E)
Public Serv. Enterprise	(East)	NYS	\$29.17	\$14,135.20	\$9,850.00	0.67	0.85	18.13%	\$7,299.00	\$1,323.00	44.48%	69.68%	57.17%
SCANA Corp.	(East)	NYS	\$35.60	\$4,166.00	\$3,739.00	0.62	0.7	11.05%	\$2,960.00	\$327.00	29.17%	89.75%	54.89%
Southern Co.	(East)	NYS	\$37.00	\$27,660.30	\$16,593.00	0.37	0.55	14.39%	\$12,385.00	\$1,782.00	31.91%	59.99%	55.20%
TECO Energy	(East)	NYS	\$12.35	\$2,466.40	\$3,190.50	0.82	0.75	13.18%	\$2,017.00	\$265.80	40.70%	129.36%	61.27%
U.S. Energy Sys Inc	(East)	NDQ	\$0.02	\$0.40	\$225.10	2.11	1.3	-93.44%	\$30.50	-\$28.50	0.00%	56275.00%	87.72%
UIL Holdings	(East)	NYS	\$30.11	\$734.90	\$598.60	0.57	0.7	10.06%	\$464.30	\$46.70	39.52%	81.45%	56.32%
UNITIL Corp.	(East)	AMS	\$20.25	\$115.00	\$181.70	0.22	0.45	8.67%	\$100.40	\$8.70	34.09%	158.00%	64.41%
Avista Corp.	(West)	NYS	\$19.38	\$1,001.40	\$1,062.20	0.66	0.7	4.21%	\$914.00	\$38.50	38.74%	106.07%	53.75%
Black Hills	(West)	NYS	\$26.96	\$990.50	\$744.60	1.08	0.8	10.32%	\$969.90	\$100.10	31.31%	75.17%	43.43%
Edison Int'l	(West)	NYS	\$32.12	\$10,132.70	\$9,534.00	0.85	0.8	13.63%	\$8,444.00	\$1,151.00	29.95%	94.09%	50.46%
EI Paso Electric	(West)	NYS	\$18.09	\$797.00	\$673.90	0.72	0.85	11.22%	\$666.50	\$74.80	31.56%	84.55%	50.28%
ELECTRIC UTIL.- WEST	(West)	INDE	\$27.14	\$58,953.30	\$53,473.30	0.72		10.53%	\$49,404.70	\$5,201.20	32.41%	90.70%	51.22%
Hawaiian Elec.	(West)	NYS	\$22.14	\$1,829.20	\$1,333.90	0.21	0.7	7.34%	\$1,275.40	\$93.60	35.45%	72.92%	50.46%
IDACORP Inc.	(West)	NYS	\$29.45	\$1,318.70	\$1,354.80	0.38	0.8	6.82%	\$1,207.30	\$82.30	14.30%	102.74%	52.88%
NV Energy Inc.	(West)	NYS	\$9.89	\$2,189.30	\$4,248.20	0.85	1	6.58%	\$2,996.60	\$197.30	30.74%	194.04%	58.64%
PG&E Corp.	(West)	NYS	\$38.71	\$13,812.10	\$8,690.00	0.52	0.65	11.76%	\$8,553.00	\$1,006.00	34.89%	62.92%	49.67%
Pinnacle West Capital	(West)	NYS	\$32.13	\$3,095.00	\$3,631.50	0.55	0.7	8.46%	\$3,531.60	\$298.80	33.56%	117.33%	50.70%
PNM Resources	(West)	NYS	\$10.08	\$873.20	\$2,347.00	0.93	0.9	3.54%	\$1,692.40	\$59.90	5.12%	268.78%	57.94%
Portland General	(West)	NYS	\$19.47	\$1,144.80	\$1,313.00	NA	0.65	11.02%	\$1,316.00	\$145.00	33.79%	114.69%	49.94%
Puget Energy Inc.	(West)	NYS	\$27.27	\$2,996.90	\$3,118.90	0.71	0.85	7.33%	\$2,522.00	\$184.80	28.20%	104.07%	55.27%
Sempra Energy	(West)	NYS	\$42.63	\$9,808.40	\$5,624.00	0.85	0.95	13.63%	\$8,325.00	\$1,135.00	33.59%	57.34%	39.77%
UniSource Energy	(West)	NYS	\$29.36	\$965.40	\$1,729.10	0.95	0.75	8.46%	\$690.10	\$58.40	40.10%	179.11%	71.47%
Xcel Energy Inc.	(West)	NYS	\$18.55	\$7,998.80	\$8,068.30	0.57	0.7	9.14%	\$6,301.00	\$575.90	33.83%	100.87%	55.74%
Total				\$698,020.00	\$584,782.90	0.70	0.78	12.12%	\$466,380.10	\$56,504.70	32.04%	125.39%	55.63%

Columna	Descripción
Company Name	Nombre de la Empresa
Industry Name (Electric Utility)	Industria (Distribución de electricidad)
Exchange Code	Código en mercado bursátil
Stock Price	Precio de acción
Market Cap	Capital en el mercado
Total Debt	Deuda Total
3-yr Regression Beta	Coefficiente Beta calculado con información de 3 años.
Value Line Beta	Coefficiente Beta calculado con información de 5 años.
ROE	Retorno sobre el capital contable (después de impuestos)
Book Value of Equity	Valor en libros del capital contable
Net Income	Ingreso Neto
Eff Tax Rate	Tasa de impuesto.
Market D/E	Relación Deuda/Capital
Book Debt to Capital D(D+E)	Relación Deuda/(Deuda + Capital en libros)

ANEXO 3

RESULTADOS PROPORCIONADOS PARA LA PROYECCION DE LA TASA LIBRE DE RIESGO, POR EL SOFTWARE *CB PREDICTOR*

Report for Proyeccion de la tasa libre de riesgo

Created: 06/05/2009 at 11:36:16 a.m.

Summary:

Number of series: 1
 Periods to forecast: 5
 Seasonality: none
 Error Measure: RMSE

Series: Value

Method: Double Moving Average

Parameters:

Periods: 4

Error: 0.3732

Series Statistics:

Mean: 5.773125

Std. Dev.: 0.927783874

Minimum: 4.36

Maximum: 7.49

Ljung-Box: 23.3202

Forecast:

Date	Lower: 5%	Forecast	Upper: 95%
31/12/2009	3.858937115	4.459791667	5.060646219
31/12/2010	3.631177372	4.352708333	5.074239295
31/12/2011	3.387978104	4.245625	5.103271896
31/12/2012	2.87721437	4.138541667	5.399868963
31/12/2013	2.904072021	4.031458333	5.158844646

Method Errors:

	Method	RMSE	MAD	MAPE
Best:	Double Moving Average	0.3732	0.2861	5.66%
2nd:	Double Exponential Smoothing	0.42	0.3398	6.24%
3rd:	Single Moving Average	0.4479	0.3557	6.63%
4th:	Single Exponential Smoothing	0.5142	0.3964	6.95%

Method Statistics:

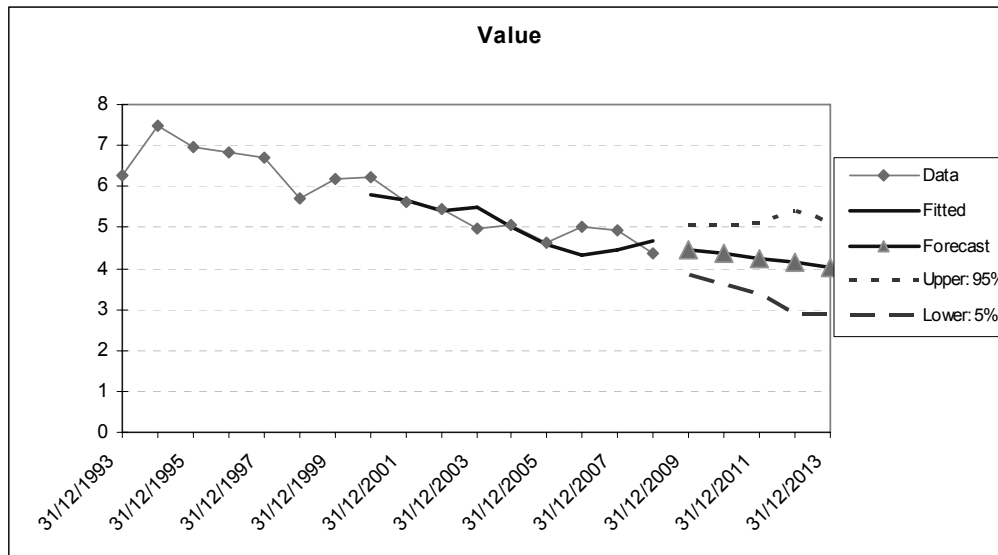
	Method	Durbin-Watson	Theil's U
Best:	Double Moving Average	1.558	1.059
2nd:	Double Exponential Smoothing	1.639	0.942
3rd:	Single Moving Average	1.35	1.017
4th:	Single Exponential Smoothing	1.584	0.979

Method Parameters:

	Method	Parameter	Value
Best:	Double Moving Average	Periods	4
2nd:	Double Exponential Smoothing	Alpha	0.711
		Beta	0.078
3rd:	Single Moving Average	Periods	2
4th:	Single Exponential Smoothing	Alpha	0.78

Charts for Proyeccion de la tasa libre de riesgo

Created: 06/05/2009 at 11:36:16 a.m.



Series: Value					
Date	Data	Fitted	Forecast	Upper: 95%	Lower: 5%
31/12/1993	6.29				
31/12/1994	7.49				
31/12/1995	6.95				
31/12/1996	6.83				
31/12/1997	6.69				
31/12/1998	5.72				
31/12/1999	6.2				
31/12/2000	6.23	5.798541667			
31/12/2001	5.63	5.681875			
31/12/2002	5.43	5.410625			
31/12/2003	4.96	5.498541667			
31/12/2004	5.04	5.004166667			
31/12/2005	4.64	4.604583333			
31/12/2006	5	4.331041667			
31/12/2007	4.91	4.445416667			
31/12/2008	4.36	4.689166667			
31/12/2009			4.459791667	5.060646219	3.858937115
31/12/2010			4.352708333	5.074239295	3.631177372
31/12/2011			4.245625	5.103271896	3.387978104
31/12/2012			4.138541667	5.399868963	2.87721437
31/12/2013			4.031458333	5.158844646	2.904072021

Results Table for Proyeccion de la tasa libre de riesgo

Created: 06/05/2009 at 11:36:16 a.m.

Series	Value				
		Datos			
Date	Historical Data	Lower: 5%	Fit & Forecast	Upper: 95%	Residuals
31/12/1993	6.29				6.29
31/12/1994	7.49				7.49
31/12/1995	6.95				6.95
31/12/1996	6.83				6.83
31/12/1997	6.69				6.69
31/12/1998	5.72				5.72
31/12/1999	6.2				6.2
31/12/2000	6.23		5.798541667		0.431458333
31/12/2001	5.63		5.681875		-0.051875
31/12/2002	5.43		5.410625		0.019375
31/12/2003	4.96		5.498541667		-0.538541667
31/12/2004	5.04		5.004166667		0.035833333
31/12/2005	4.64		4.604583333		0.035416667
31/12/2006	5		4.331041667		0.668958333
31/12/2007	4.91		4.445416667		0.464583333
31/12/2008	4.36		4.689166667		-0.329166667
31/12/2009		3.858937115	4.459791667	5.060646219	
31/12/2010		3.631177372	4.352708333	5.074239295	
31/12/2011		3.387978104	4.245625	5.103271896	
31/12/2012		2.87721437	4.138541667	5.399868963	
31/12/2013		2.904072021	4.031458333	5.158844646	

Methods Table for Proyeccion de la tasa libre de riesgo

Created: 06/05/2009 at 11:36:16 a.m.

Series	Value								
		Table Items							
Methods	Rank	RMSE	MAD	MAPE	Durbin-Watson	Theil's U	Periods	Alpha	Beta
Double Exponential Smoothing	2	0.42	0.3398	6.236	1.639	0.942		0.711	0.078
Double Moving Average	1	0.3732	0.2861	5.659	1.558	1.059	4		
Single Exponential Smoothing	4	0.5142	0.3964	6.946	1.584	0.979		0.78	
Single Moving Average	3	0.4479	0.3557	6.626	1.35	1.017	2		

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura No.	Descripción	Página No.
1	Escala de calificación del riesgo país	38
2	Distribuciones de probabilidad disponibles por el software crystal ball	45
3	Metodología para la proyección de la tasa libre de riesgo (CB Predictor)	46
4	Reporte Generado por el CB Predictor para la proyección de la tasa libre de riesgo	49
5	Probabilidad a usar en la simulación, de la tasa libre de riesgo	51
6	Selección de distribución de probabilidad, con datos del rendimiento del sector eléctrico	53
7	Probabilidad a usar en la simulación, de la tasa de rendimiento esperada del sector eléctrico	54
8	Probabilidad a usar en la simulación, del riesgo país	56
9	Probabilidad a usar en la simulación, de la estructura D/(D+E)	58
10	Curva de probabilidad del valor esperado de la WACC real	61
11	Sensibilidad de los parámetros relevantes del cálculo de la WACC real	62
12	Probabilidad de ocurrencia para determinada tasa de actualización	63
13	Spread entre un bono de Guatemala y uno del US Treasury	69
14	Componentes de la tarifa del servicio de distribución final	71
15	Variación del margen, por cambio en la tasa de actualización	72
16	Probabilidad de ocurrencia de la tasa de actualización 9.21%	73

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla No.	Descripción	Página No.
1	Rendimiento de Bonos del Tesoro de los EUA a 20 años	31
2	Beta sin apalancamiento sector distribución de energía eléctrica	34
3	Valores medios de Beta sin apalancamiento, por régimen regulatorio y por sector	35
4	Cálculo de beta a utilizar en la determinación de la tasa de actualización	35
5	Rendimiento (ROE) del patrimonio del sector electricidad	36
6	Cálculo de la tasa de actualización nominal (WACC)	41
7	Cálculo de la tasa de actualización real	43
8	Categorías y calificación asociada del riesgo país	55
9	Cuadro de sensibilización de la tasa de actualización	59
10	Resultado de la sensibilización de la tasa de actualización	63
11	Límites del art. 79 de la LGE considerados después de impuestos	67
12	Límites del art. 79 de la LGE considerados antes de impuestos	67
13	Anualidad del costo de capital	69