



**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**REVISIÓN DE LOS PARÁMETROS  
APLICABLES A LA METODOLOGÍA  
UTILIZADA PARA DETERMINAR EL COSTO  
PROMEDIO PONDERADO DE CAPITAL PARA  
REMUNERAR LAS ACTIVIDADES DE  
GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO  
INTERCONECTADAS**

**DOCUMENTO CREG-050**

**22 de Mayo de 2009**

**CIRCULACIÓN:  
MIEMBROS DE LA COMISIÓN  
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y  
GAS**

## TABLA DE CONTENIDO

- 1. INTRODUCCIÓN**
- 2. ANTECEDENTES**
- 3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO**
  - 3.1. Consideraciones generales
  - 3.2. Estructura de capital
  - 3.3. Costo de la deuda
  - 3.4. Costo del capital propio
    - 3.4.1. Tasa libre de riesgo
    - 3.4.2. Prima por riesgo del negocio
      - 3.4.2.1. Cálculo del factor beta
      - 3.4.2.2. Prima por riesgo del mercado
    - 3.4.3. Prima por riesgo país
  - 3.5. Cálculo del costo promedio ponderado de capital
- 4. RESULTADOS**
- 5. PROPUESTA**

57

## **REVISIÓN DE LOS PARÁMETROS APLICABLES A LA METODOLOGÍA UTILIZADA PARA DETERMINAR EL COSTO PROMEDIO PONDERADO DE CAPITAL PARA REMUNERAR LAS ACTIVIDADES DE GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS**

### **1. INTRODUCCIÓN**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG – expidió la Resolución CREG 091 de 2007, por la cual definió las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas, y las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en dichas regiones del país. Esta resolución fue publicada en el Diario Oficial No. 46.881 del 24 de enero de 2008.

*El artículo 45 de la citada resolución señala “Costo de Capital Invertido. El costo de capital invertido para remunerar los activos de la actividad de generación y de distribución de energía eléctrica en las ZNI, es de 12,18% en pesos constantes antes de impuestos. Una vez la Comisión defina el costo de capital invertido para la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN para el próximo período tarifario, podrá ajustar la tasa establecida en este artículo”.*

Posteriormente, mediante la Resolución CREG 097 de 2008, la CREG desarrolló una nueva metodología para la determinación del Costo Promedio Ponderado de Capital para la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, la cual fue publicada en el Diario Oficial No. 47.134 del 6 de octubre de 2008.

Por lo anterior, la CREG adelantó un análisis para determinar si es necesario ajustar la tasa definida en el Artículo 45 de la Resolución CREG 091 de 2007, mediante la revisión de los parámetros aplicables a la metodología utilizada para determinar el costo promedio ponderado de capital para las actividades de generación y distribución de energía eléctrica de las Zonas No Interconectadas. Este análisis es presentado en este documento.

### **2. ANTECEDENTES**

La CREG tiene la función de expedir la regulación para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas – ZNI, de conformidad con las disposiciones contenidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 y aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.

La regulación del servicio de electricidad en dichas zonas contempla la definición del marco tarifario mediante la determinación de las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica.

Para lo anterior, mediante la Resolución CREG 093 de 2003, la CREG sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios conceptuales

generales sobre los cuales se efectuaría el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las ZNI, contenidos en el Documento CREG 073 de 2003.

Entre los aspectos contenidos en dicha resolución se encuentran los relacionados con el reconocimiento de los costos del capital requerido por los agentes para financiar las actividades propias de la prestación del servicio. Para ello se propuso utilizar la metodología de Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC<sup>1</sup>), cuya aplicación se sujetó a la metodología general para remunerar la actividad de distribución en el Sistema Interconectado Nacional – SIN.

Posteriormente, en la Resolución CREG 091 de 2007, que desarrolló el marco tarifario del servicio de electricidad en las ZNI, se fijó una tasa de 12,18% en pesos constantes antes de impuestos como el costo del capital invertido para adelantar las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en dichas zonas. Igualmente, en esa resolución se señaló que la CREG podría ajustar esa tasa una vez definiera el costo de capital invertido para la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN, para el próximo período tarifario.

Teniendo en cuenta lo anterior y dado que la Comisión expidió una nueva metodología para la determinación del Costo Promedio Ponderado de Capital para la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN (Resolución CREG 093 de 2008), la CREG adelantó un análisis para determinar la necesidad de ajustar la tasa definida en el Artículo 45 de la Resolución CREG 091 de 2007.

A continuación se presentan los resultados de este análisis.

### 3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

En este capítulo se presenta la metodología que se propone ajustar para determinar el costo de capital a reconocer a los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las ZNI. Esto es, la revisión de los parámetros aplicables a la metodología utilizada para determinar el costo de capital a reconocer a las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las ZNI y así estimar una tasa de retorno promedio sobre el capital invertido de acuerdo con el riesgo de las actividades.

La tasa de retorno adecuada para retribuir una inversión riesgosa es el costo de oportunidad del capital, es decir el retorno que se obtendría sobre el capital invertido en una actividad alternativa de riesgo similar.

El capital invertido en una empresa proviene de dos fuentes principales: i) capital de terceros puesto en la empresa a través de créditos otorgados por entidades financieras, con condiciones establecidas de tasas de interés y plazos de pago; y ii) capital propio de los accionistas o propietarios de la compañía.

Generalmente, el pago del servicio de la deuda tiene prioridad sobre el pago de los rendimientos a los accionistas; por lo tanto hay mayor riesgo para estos últimos y el costo del capital propio es superior al costo de la deuda.

<sup>1</sup> Iniciales de Weighted Average Cost of Capital.

Para el cálculo de la tasa de retorno se propone utilizar el modelo denominado *Weighted Average Cost of Capital (WACC)* o Costo Promedio Ponderado del Capital (CPPC), definido como:

$$WACC_{d.i.} = w_d r_d * (1 - \tau) + w_e r_e$$

Donde:

- WACC<sub>d.i.</sub>: Costo promedio ponderado de capital, después de impuestos.
- w: Denota el peso de cada componente en la estructura de capital - deuda (d) o capital propio (e).
- r<sub>d</sub>: Costo de la deuda.
- r<sub>e</sub>: Costo del capital propio (*equity*).
- τ: Tasa de impuesto.

En la anterior ecuación se tiene en cuenta el beneficio generado por la deuda contratada por la empresa ya que los pagos de intereses son deducibles de la base gravable.

Con el propósito de no incursionar en los sistemas contables de los prestadores de las ZNI, se propone calcular la tasa de retorno antes de impuestos. Una tasa de retorno antes de impuestos se obtiene dividiendo la anterior fórmula por (1-τ), resultando en:

$$WACC_{a.i.} = w_d r_d + w_e r_e / (1 - \tau)$$

Donde:

- WACC<sub>a.i.</sub>: Denota el costo promedio ponderado de capital, antes de impuestos.

### 3.1 Consideraciones generales

Es importante mencionar que el artículo 45 de la Resolución CREG 091 de 2007 definió un solo costo de capital para las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las ZNI, dadas las características de estas empresas y las condiciones de prestación del servicio en estas regiones del país. Estos criterios se mantienen en este nuevo análisis.

También es importante resaltar que el artículo 45 de la Resolución CREG 091 de 2007 previó el posible ajuste del costo de capital aplicable a las ZNI, sujeta a la definición del costo de capital de la actividad de distribución de energía eléctrica del SIN. Esto responde a los criterios mencionados en el párrafo anterior y al principio de simplicidad consagrado en la Ley 142 de 1994. En este sentido, los ajustes a los parámetros tenidos en cuenta para determinar el costo de capital, presentados en este documento, son consistentes con la metodología adoptada mediante la Resolución CREG 093 de 2008.

Por lo anterior, los análisis de la CREG se centraron en el estudio de aquellas variables utilizadas en el modelo WACC que puedan ser diferentes entre el SIN y las ZNI y por tanto puedan llevar a reconocer un costo de capital diferente al utilizado para retribuir el capital empleado para llevar a cabo la actividad de distribución en el Sistema Interconectado Nacional. Los análisis de dichas variables determinaron que la revisión se enfocara en el estudio de las siguientes variables:

- Participación de la deuda ( $w_d$ ) y del capital propio ( $w_e$ ) en la estructura de capital.
- Costo de la deuda ( $r_d$ ).
- Coeficiente beta ( $\beta$ ).

### 3.2 Estructura de capital

Para determinar la estructura de capital de los prestadores del servicio en las ZNI, la Comisión tomó en consideración el nivel de endeudamiento actual de estos agentes y previsiones sobre las operaciones de endeudamiento que podrían realizar en el corto y mediano plazo.

En este sentido, la Comisión analizó los estados financieros reportados al Sistema Único de Información – SUI – por parte de los prestadores del servicio. De acuerdo con esta información, durante el período 2004 – 2007 se registraron pasivos financieros de largo plazo que representaron entre el 0% y el 16% de sus estructuras de capital<sup>2</sup>, con un promedio ponderado cercano al 0,37%.

Estas cifras indican que el nivel de endeudamiento actual de estos agentes es muy bajo. Sin embargo, la CREG debe motivar a los prestadores del servicio de estas regiones a una optimización gradual de su estructura de capital, dado que a ésta le corresponde generar incentivos para que los prestadores realicen una gestión eficiente.

Por lo anterior, con el objeto de estimar el nivel de endeudamiento que se puede alcanzar durante la vigencia del período tarifario, la Comisión analizó las características de los prestadores del servicio en las ZNI, las particularidades del servicio en estas regiones del país y el papel del Gobierno Nacional en la financiación de la infraestructura eléctrica y en el otorgamiento de subsidios a la demanda.

Por una parte, a diferencia del SIN, entre los prestadores del servicio en las ZNI se encuentran diferentes tipos de personas jurídicas, como departamentos, municipios, empresas asociativas de trabajo y empresas de servicio públicos, entre otros. Esta situación genera diferentes incentivos para el desarrollo de inversiones en obras de infraestructura y para la toma de decisiones sobre la financiación con capital propio o a través de recursos de deuda.

<sup>2</sup> En la muestra no se incluyeron las empresas con niveles de endeudamiento igual o superior al 100% de su estructura de capital, por considerar que no reflejan las condiciones típicas de este grupo de empresas y teniendo en cuenta los riesgos que puede generar tal nivel de endeudamiento. Adicionalmente, en la muestra no se incluyó la información de aquellas empresas que le informaron a la CREG que los pasivos de largo plazo registrados en sus balances no correspondían a pasivos financieros, como fue el caso de Empresa de Energía del Amazonas S.A. ESP.

Adicionalmente, la gestión del servicio por parte de estos prestadores se ha caracterizado por ser deficiente<sup>3</sup>, condición que puede afectar la percepción de riesgo de la banca e incluso puede limitar el acceso de estos agentes a algunas fuentes de crédito.

Por otra parte, los costos de prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI superan la capacidad de pago de los usuarios de estas regiones del país. En efecto, la generación de energía eléctrica en el 96% de los centros poblados de las ZNI se realiza con plantas térmicas que utilizan combustibles de origen fósil, razón por la cual los costos de generación suelen ser elevados.

Además, las ZNI corresponden al 66% del territorio nacional, en el que habitan alrededor de 1.800.000 personas, lo que evidencia una alta dispersión de los usuarios. Esta condición, sumada a las restricciones para el transporte terrestre entre estas regiones y entre ellas y el interior del país, dificulta o hace inviable la interconexión de estas regiones al SIN y eleva los costos de expansión de las redes de distribución de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta lo anterior, el Gobierno Nacional ha venido adelantando actividades orientadas a aumentar la cobertura y mejorar la calidad del servicio, buscando que esto no implique mayores tarifas al usuario final. De un lado, el Gobierno Nacional ha venido financiando inversiones en expansión y en reposición de la infraestructura existente; buena parte de estas inversiones no han sido capitalizadas para no generar incrementos en los costos de prestación del servicio. De otro lado, ha venido otorgando crecientes sumas de dinero para subsidiar la demanda de energía eléctrica en estas regiones del país.

La situación descrita impone limitaciones para que los prestadores del servicio contraigan obligaciones crediticias considerables en el corto y mediano plazo. Es preciso tener en cuenta que el desarrollo de nuevas inversiones con recursos de los prestadores o con recursos de deuda podrían implicar aumentos en las tarifas al usuario final, requiriéndose subsidios adicionales a la demanda, otorgados por el gobierno nacional o local, para mitigar los efectos sobre la población. En este sentido, el endeudamiento orientado a financiar aumentos en la cobertura del servicio está acotado por la disponibilidad de recursos del Presupuesto General de la Nación y del presupuesto de las entidades territoriales para subsidiar la demanda.

De acuerdo con lo anterior, la CREG propone asumir que durante el período tarifario actual los prestadores pueden contraer obligaciones financieras de largo plazo que, en promedio, representen el 10% de su estructura de capital. De continuarse con este ritmo de endeudamiento, los prestadores tomarían tres períodos tarifarios más para alcanzar un nivel de deuda igual al considerado adecuado para los operadores del SIN. En consecuencia, se asume una estructura deuda/capital propio (D/E) para las ZNI de 1/9, es decir  $w_d = 0.1$  y  $w_e = 0.9$ .

### 3.3 Costo de la deuda

El costo de la deuda ( $r_d$ ) se refiere a la tasa promedio de interés de los créditos de largo plazo contratados por las empresas, la cual depende de la valoración particular de la solvencia del tomador del crédito y del riesgo de su flujo de ingresos.

<sup>3</sup> En la muestra sólo se incluyeron las empresas que habían reportado información completa durante el período 2003 – 2007.

Para determinar el costo de la deuda a incorporar en el modelo WACC, la Comisión consultó la información recopilada por el Banco de la República, entidad que cuenta con la información reportada por los establecimientos de crédito y relacionada con las tasas de interés de los préstamos que ellos otorgan. Estos préstamos están clasificados en cuatro modalidades de crédito: consumo, ordinario, microcrédito y preferencial.

Teniendo en cuenta el grado de bancarización de las ZNI y los indicadores financieros y el perfil de riesgo de los prestadores del servicio de energía eléctrica en estas regiones, en las cuales la gestión de cobro de los prestadores y la disposición a pagar por parte de los usuarios han llevado a las empresas a tener bajos niveles de facturación y carteras elevadas, la Comisión considera que el costo de la deuda aplicable es el correspondiente a la tasa para créditos ordinarios reportada por los establecimientos de crédito.

En este sentido, para estimar el costo de la deuda se propone utilizar el promedio de las tasas para créditos ordinarios con duración mayor o igual a cinco (5) años, publicadas por el Banco de República. Así, con datos a diciembre de 2008 se obtiene una tasa en términos reales de 10,41%<sup>4</sup>.

Teniendo en cuenta los actuales niveles de endeudamiento y el ritmo de las inversiones realizadas<sup>5</sup> por los prestadores del servicio en las ZNI, no es previsible que en el corto plazo contraten créditos con plazos muy superiores a cinco años. En este sentido, la Comisión no considera apropiado hacer un ajuste por plazo similar al realizado para determinar el costo de la deuda de la actividad de distribución en el SIN. De acuerdo con lo anterior, se reconocería un costo de la deuda de 10,41%, en términos reales.

### 3.4 Costo del capital propio (equity)

El modelo *Capital Asset Pricing Model (CAPM)* es el utilizado con mayor frecuencia para el cálculo del costo de capital propio ( $r_e$ ) y viene dado por la siguiente expresión:

$$r_e = r_f + \beta(r_m - r_f)$$

Donde:

$r_f$ : Representa la tasa libre de riesgo.

$\beta(r_m - r_f)$ : Prima por riesgo del negocio.

Cuando se toma como referencia la información de un mercado diferente al local, además de los factores de riesgo relevantes del negocio se considera un riesgo adicional: el riesgo país. En definitiva, el costo de capital propio se calcula así:

$$r_e = r_f + \beta(r_m - r_f) + r_p$$

Donde:

$r_p$ : Prima por riesgo país.

<sup>4</sup> Ajuste a la tasa presentada en el Documento CREG 020 de 2009.

<sup>5</sup> Fuente: SUI. Variaciones anuales del rubro propiedad, planta y equipos.

### 3.4.1 Tasa libre de riesgo

Como tasa libre de riesgo ( $r_f$ ) se escoge una referencia para la cual los inversionistas en general consideran que no existe riesgo o es casi nulo. Comúnmente se toman las tasas de los bonos emitidos por el gobierno de los Estados Unidos con un plazo similar a la duración del negocio a evaluar.

Como referencia se propone utilizar el rendimiento de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos con duración de 20 años. El promedio de este valor entre enero de 2004 y diciembre de 2008 fue de 4,79%, expresado en dólares.

### 3.4.2 Prima por riesgo del negocio

La prima por riesgo del negocio corresponde al retorno esperado por encima de la tasa libre de riesgo, requerido para compensar el riesgo de invertir en un negocio determinado. Se obtiene al multiplicar la prima por riesgo del mercado ( $r_m - r_f$ ) por el factor beta ( $\beta$ ) que mide la sensibilidad de la rentabilidad de un negocio relativa al comportamiento del mercado<sup>6</sup>.

Para la determinación del factor beta ( $\beta$ ) suele tomarse como referencia la información de mercados de capitales más desarrollados que el mercado local; por lo general se utiliza la información del mercado de capitales de los Estados Unidos. Diferentes firmas ofrecen servicios de cálculo de este parámetro para cada industria, clasificada de acuerdo con el *Standard Industrial Classification (SIC)*; entre estas firmas se pueden citar: *Value Line*, *Morningstar (Ibbotson)*, *Bloomberg* y *Compustat*, entre otras.

#### 3.4.2.1 Cálculo del factor beta

Los valores del factor beta dependen del grado de apalancamiento de las compañías. Por esta razón, de ser necesario, se debe hacer un ajuste sobre dicho factor: i) en primer lugar para quitarle el efecto del apalancamiento de las empresas tomadas como referencia para su cálculo; se obtiene así, un factor denominado beta desapalancado ( $\beta_u$ ); y ii) en segundo para tener en cuenta el nivel de endeudamiento de las empresas analizadas; esto es, el beta desapalancado se ajusta de acuerdo con la composición deuda/capital a utilizar y el resultado, denominado beta apalancado ( $\beta_l$ ), es el que se utiliza en el cálculo de la prima por riesgo del negocio. Para el ajuste del beta se utiliza la siguiente fórmula:

$$\beta_l = \beta_u * \left( 1 + \frac{w_d}{w_e} * (1 - \tau) \right)$$

La CREG ha utilizado como fuente de información en sus diferentes análisis a *Morningstar*, anteriormente *Ibbotson*. Para determinar el factor beta para la actividad de generación y distribución de energía eléctrica en las ZNI, la Comisión tomó la mediana de los últimos cuatro trimestres, con fecha de corte a diciembre de 2008, para las empresas del código "SIC 4911 Electricity Sector", valor denominado "SIC Composite" por *Morningstar*. Con la información disponible a esa fecha se obtuvo un Beta desapalancado de 0,43.

<sup>6</sup> Puesto de otra forma, el factor beta ( $\beta$ ) mide la contribución de un negocio al riesgo de un portafolio adecuadamente diversificado. Esto es, el riesgo sistémico o no diversificable.

Como esta información proviene de empresas de los Estados Unidos, para su utilización en Colombia se propuso hacer una revisión de los riesgos del negocio que enfrentan los agentes en el mercado local. Una diferencia está relacionada con la metodología de remuneración, dado que la regulación de los Estados Unidos utiliza principalmente la metodología de tasa de retorno.

Por lo tanto, se propuso aplicar un ajuste al factor beta que reconozca los riesgos adicionales propios de una metodología de remuneración diferente a la de tasa de retorno. Sobre este tema se conoce el documento "*Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms. An International Comparison*", publicado en 1996 [Alexander et al. (1996)], en el que se muestra que para una misma industria existen diferencias en los betas según se trate de regulación con altos incentivos o con bajos incentivos<sup>7</sup>. De acuerdo con el estudio realizado por Alexander et al. (1996), la diferencia en betas para el sector de electricidad, entre regulación con altos incentivos y bajos incentivos, es de 0,22<sup>8</sup>.

Teniendo en cuenta lo anterior, para efectos de la estimación del costo de capital de los prestadores del servicio de energía eléctrica en las ZNI se propone utilizar un beta desapalancado ( $\beta_u$ ) de 0,65. En este sentido y tomando en consideración la estructura de capital propuesta, el beta apalancado ( $\beta_l$ ), es de 0,70.

Es preciso mencionar que la Comisión analizó la información de *Morningstar* y de otras fuentes alternativas, con el ánimo de identificar un factor beta que correspondiera a empresas del sector eléctrico con características similares a las de las ZNI o que operaran en un mercado similar a las ZNI. Sin embargo, no fue posible identificar alguna referencia que pudiera ser considerada apropiada.

#### 3.4.2.2 Prima por riesgo del mercado

Como aproximación de la tasa de retorno del mercado generalmente se toma el índice accionario S&P 500 o el *New York Stock Exchange Index* para un período suficientemente largo que incluya varios ciclos económicos. En este sentido se propone utilizar los datos disponibles desde 1926.

Para el cálculo de la prima de mercado se utiliza la siguiente fórmula:

$$(r_m - r_f) = \frac{1}{a} * \sum_{i=1}^a (r_{m,i} - r_{f,i})$$

Donde:

a: número de años desde 1926 hasta 2008.

De acuerdo con lo anterior, la prima por riesgo del mercado es 6,47%, expresada en dólares.

<sup>7</sup> Ver: Alexander, I., C. Mayer and H. Weeds (1996), 'Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms, An International Comparison', Policy Research Working Paper 1698, The World Bank, Washington, D.C.

<sup>8</sup> Ver Alexander et al. (1996), Tabla 6.4 página 29. Corresponde a la diferencia entre el beta del negocio de electricidad para países con altos incentivos (high-powered) y países con bajos incentivos (low-powered). Es decir, es la diferencia entre 0,57 y 0,35.

CG

### 3.4.3 Prima por riesgo país

La prima por riesgo país ( $r_p$ ) se puede estimar a partir de los *spreads* de los bonos de deuda soberana colombiana respecto a los del tesoro de los Estados Unidos. Para definir este valor se tienen los *spreads* de cada uno de los bonos emitidos por el estado colombiano y también se cuenta con un índice calculado por J.P. Morgan para los bonos de los mercados emergentes, entre los cuales se incluye a Colombia.

Para estimar el riesgo país se propone utilizar los valores del índice denominado *Emerging Markets Bond Index Plus* (EMBI Plus), calculado por J.P. Morgan. El promedio de este valor entre enero de 2004 y diciembre de 2008 fue de 2,78%, expresado en dólares.

### 3.5 Cálculo del costo promedio ponderado de capital

Reemplazando los valores de las primas en la fórmula de cálculo del costo de capital propio (equity), se obtiene el valor de 12,09% expresado en dólares<sup>9</sup>.

Se puede asumir que en el largo plazo no hay devaluación real entre dos monedas, lo que a su vez conduce a que las tasas de interés expresadas en términos constantes sean iguales.

Con los anteriores supuestos se convierte el costo de deuda a una tasa en dólares, para lo cual se utiliza la tasa de inflación de los Estados Unidos proyectada para los siguientes diez años, que corresponde a 2,5%<sup>10</sup>. El resultado de este ejercicio<sup>11</sup> es un costo de deuda de 8,82%<sup>12</sup> después de impuestos.

Con lo anterior, el costo promedio ponderado de capital (WACC) después de impuestos resulta en 11,76%<sup>13</sup>, expresado en dólares, cifra equivalente a una tasa real antes de impuestos de 14,69%<sup>14</sup>.

## 4. RESULTADOS

En la Tabla 1 se muestran las fuentes consultadas para definir los valores de cada una de las variables utilizadas en el cálculo del costo promedio ponderado de capital (WACC):

<sup>9</sup> De acuerdo con las normas vigentes, la tasa de impuesto de renta para el año 2007 fue del 34% y para los años posteriores será del 33%.

<sup>10</sup> "The Livingston Survey" Federal Reserve Bank of Philadelphia, Estados Unidos, junio de 2008

<sup>11</sup> El ejercicio consiste en aplicar el procedimiento para obtener una tasa de interés inflada, así:

$$i_t = i + f + i \times f$$

Donde:

i: Tasa de interés.

f: Tasa de inflación.

$i_t$ : Tasa de interés inflada.

<sup>12</sup> Ajuste a la tasa presentada en el Documento CREG 020 de 2009.

<sup>13</sup> Ajuste a la tasa presentada en el Documento CREG 020 de 2009.

<sup>14</sup> Ajuste a la tasa presentada en el Documento CREG 020 de 2009.

Tabla 1. Fuentes Consultadas para las Variables del Cálculo

VARIABLE	FUENTE	PERÍODO
$\beta_u$	Morningstar (Ibbotson) SIC 4911	12 meses anteriores a diciembre de 2008
A	"Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms, An International Comparison" Alexander y otros, 1996	
$Inf_C$	DANE	60 meses anteriores a diciembre de 2008
$Inf_{EU}$	The Livingston Survey Federal Reserve Bank of Philadelphia. Consumer Price Index Long-Term Outlook	Encuesta más reciente publicada
$r_d$	Banco de la República. (Tasas de Crédito Ordinario, agrupadas en plazos)	60 meses anteriores a diciembre de 2008
$r_f$	Reserva Federal de los Estados Unidos. Bonos a 20 años.	60 meses anteriores a diciembre de 2008
$r_m - r_f$	Morningstar (Ibbotson), Reserva Federal de Estados Unidos y cálculos CREG.	Desde 1926 hasta diciembre de 2008
$r_p$	J.P. Morgan Spread de los bonos de la República estimado con base en el EMBI plus de Colombia.	60 meses anteriores a diciembre de 2008
$\tau$	Estatuto Tributario. Tarifa de impuesto de renta.	Actual

En la Tabla 2 se muestra el resultado de aplicar la metodología propuesta con base en la información disponible a diciembre de 2008.

**Tabla 2. Costo Promedio Ponderado de Capital**

Parámetros	CREG
Inflación USD =	2,50%
Tasa de Impuestos =	33,00%
<b>ESTRUCTURA DE CAPITAL</b>	
Deuda =	10,00%
Capital Propio =	90,0%
<b>COSTO DE LA DEUDA</b>	
Costo Real =	10,41%
Costo Nominal =	13,17%
Costo después imptos. =	8,82%
Tasa libre de riesgo =	4,79%
Beta (SIC 4911) =	0,43
Ajuste de Beta =	0,22
Prima riesgo mercado =	6,47%
Prima riesgo país =	2,78%
<b>COSTO DEL CAPITAL PROPIO</b>	
Beta desapalancado =	0,65
Beta apalancado =	0,70
Prima riesgo negocio =	4,52%
Costo Capital desp. imp. =	12,09%
Costo Capital antes imp. =	18,04%
<b>COSTO PROMEDIO PONDERADO</b>	
WACC USD desp. imp. =	11,76%
WACC USD antes imp. =	17,56%
<b>WACC real antes imp. =</b>	<b>14,69%</b>