



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

COSTO PROMEDIO DE CAPITAL: METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS COMBUSTIBLE POR REDES

DOCUMENTO CREG-022
MARZO 20 DE 2002

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

COSTO DE CAPITAL

METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS COMBUSTIBLE POR REDES

- Documento para Discusión -

I. Introducción

El Artículo 87 de la Ley 142 de 1994 define los siguientes criterios para determinar las tarifas que se aplican a las actividades bajo el régimen de precios regulados: eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia. En la definición del régimen tarifario la Ley da prioridad a los criterios de eficiencia económica y suficiencia financiera.

“Artículo 87.4. Por suficiencia financiera se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas de la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios”.

Adicionalmente, el Artículo 126 de la Ley 142 establece un período de vigencia de cinco años para las fórmulas tarifarias.

En cumplimiento de lo dispuesto en la Ley, la CREG determina tarifas para las actividades reguladas que prevén el reconocimiento de una tasa de retorno adecuada sobre el capital invertido y de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento asociados con la prestación del servicio.

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. Los riesgos relevantes para el capital invertido son el riesgo del negocio, asociado con la incertidumbre del flujo neto de ingresos y del valor de los activos, y el riesgo financiero, asociado con un determinado nivel de endeudamiento para financiar la inversión.

II. Tasa de Retorno y Determinación de Tarifas

La tasa de retorno sobre el capital invertido definida por la CREG, cuya metodología de cálculo se presenta en este documento, se utiliza en la determinación de las tarifas reguladas para los servicios de distribución de energía eléctrica y gas combustible por redes. En consecuencia, la definición de dicha tasa debe ser consistente con la metodología a utilizar en la definición de las tarifas respectivas y en particular con el período de vigencia y el tratamiento de los valores y flujos de efectivo a los que se asocia, considerando aspectos tales como el tratamiento de los impuestos (vía tasa o vía flujos de efectivo), el valor que se reconoce

regulatoriamente de los activos a remunerar, la vida útil de los mismos y los elementos que componen los costos y gastos eficientes propios de la prestación del servicio.

A este respecto, en la Resolución CREG-080 de 2000 se sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre la remuneración en distribución eléctrica que permitan establecer con posterioridad la metodología para determinar los cargos de dicha actividad. Igualmente, en la Resolución CREG-001 de 2002 se sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible por redes de tubería y las fórmulas generales para el servicio de distribución de gas combustible por redes de tubería.

En general, los principios y criterios establecidos en las mencionadas resoluciones, y que sirven de base a la metodología de cálculo de la tasa de retorno presentada en este documento, responden a una regulación del tipo *price cap* o precio máximo para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias. En la propuesta regulatoria prevista para distribución de energía eléctrica se ha contemplado también, para ciertos activos, la utilización de una metodología de ingreso máximo o *revenue cap* que supone una valoración diferente de la tasa de retorno.

La metodología adoptada por la CREG utiliza un enfoque económico de los ingresos requeridos por las empresas, basado en el flujo de fondos e independiente de las convenciones contables. Una discusión sobre la equivalencia y diferencias con un enfoque contable se encuentra en CEER (*principios tarifarios*, Ref. 15). Para la determinación de los ingresos requeridos en cada tipo de regulación, se calcula el flujo de efectivo (fondos) que reconoce a las empresas ingresos destinados al cubrimiento de los costos y gastos de operación, mantenimiento y administración, al pago de impuestos y a remunerar el capital invertido en los activos, valorados a costo de reposición a nuevo para una vida útil promedio estimada de 20 años.

III. Enfoque Metodológico

A. Costo Promedio Ponderado de Capital - WACC

Para establecer una tasa de retorno apropiada para la determinación de tarifas reguladas es necesario estimar el costo de oportunidad del capital. El capital invertido en una empresa proviene, en general, de dos tipos de fuentes: capital propio y deuda. El capital propio o *equity* es el invertido por los propietarios o accionistas de la empresa, mientras que la deuda representa recursos financieros externos sujetos a condiciones de tasas de interés y plazos de pago.

Una diferencia fundamental respecto al retorno ofrecido es que el servicio de la deuda tiene prioridad sobre los ingresos de la empresa, mientras que el capital propio tiene derechos residuales. Es decir, se paga primero la deuda antes de

determinar el retorno resultante del capital propio. En consecuencia, el capital propio es considerado más riesgoso y su costo es superior al costo de la deuda.

Para efectos de cálculo, se estima el costo de capital como el promedio ponderado del costo de sus fuentes, es decir, del costo de la deuda y del costo del capital propio. El resultado se conoce como costo promedio ponderado de capital ó WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) por sus iniciales en Inglés y se define de la siguiente manera:

$$WACC = w_D \cdot k_D + w_E \cdot k_E \quad (1)$$

Donde k_D : costo de la deuda
 k_E : costo del capital propio o *equity*.

Representando por D el valor de la deuda y por E el capital propio o *equity*, la relación D/E se denomina la estructura de capital y se tiene que:

$$w_D = D/(D+E) : \text{peso ponderado de la deuda}$$
$$w_E = E/(D+E) : \text{peso ponderado del capital propio.}$$

Estrictamente hablando, la fórmula (1) se deriva en un mundo “sin impuestos” o más correctamente, uno donde la Proposición I de Modigliani-Miller se cumple (Brealey and Myers, 1996)¹. Una vez se tienen en cuenta los efectos que los impuestos producen en el costo de capital, junto con el valor del activo reconocido regulatoriamente, la fórmula (1) debe ajustarse de manera consistente con su aplicación. A continuación se discute la manera de tratar los efectos regulatorios y tributarios en el cálculo del costo de capital.

B. Regulación y Costo de Capital

A través de las tarifas reguladas que determina la CREG se reconoce el costo de capital de la industria², es decir, una tasa de retorno promedio sobre el capital invertido de acuerdo con el riesgo característico de la actividad o industria. En consecuencia, no se asegura una rentabilidad determinada para cada empresa en particular, la cual depende de aspectos tales como el comportamiento de la demanda, la eficiencia en la gestión corporativa, la estructura de capital de las empresas y distintos esquemas tributarios y contables aplicables, entre otros.

Esta metodología responde a una regulación por incentivos o precio máximo (*price cap*) durante la vigencia del período tarifario, diferente a una regulación por tasa de retorno (*rate of return*) en la que se asegura una tasa de retorno promedio determinada. Los dos anteriores métodos de regulación de precios presentan

¹ La proposición I de Modigliani-Miller establece que el valor de una empresa es independiente de la manera en que financia sus operaciones.

² Sobre el concepto de costo de capital de la industria ver Brealey and Myers, 1996.

características de riesgo diferentes: en el primer caso el riesgo por variaciones en el costo de capital durante el período tarifario es asumido por las empresas, mientras que en el segundo caso el riesgo es trasladado a los usuarios (Alexander, 1996).

Cálculo y ajustes al costo de capital

El concepto de costo promedio de capital se refiere al retorno medio esperado para una actividad particular durante un período determinado. Por esta razón, el período de aplicación de la tasa de retorno determina la manera en que se calcula. Para formarse una expectativa sobre el retorno esperado se utiliza generalmente un enfoque histórico, tomando los valores promedio observados sobre un período de tiempo representativo de acuerdo con el entorno económico, las condiciones particulares del negocio y la duración del período tarifario en el cual se va a aplicar.

De otro lado, en un esquema de regulación por incentivos y precio máximo, las tarifas se fijan durante el período de vigencia y el riesgo de cambios del costo corriente de capital, hacia arriba o hacia abajo, es absorbido por las empresas. En contraste, una regulación por tasa de retorno, que ajusta periódicamente dicha tasa de acuerdo con cambios en el costo de capital corriente, reduce el riesgo para las empresas a cambio de transferirlo hacia los usuarios. Desde el punto de vista regulatorio, la determinación de quien está en mejores condiciones para asumir dicho riesgo es de gran importancia. En esencia, la regulación debe procurar alcanzar un balance entre el interés de proteger a los usuarios a través de tarifas razonables y estables y la necesidad de brindar viabilidad financiera a las empresas en un entorno de mercado de capitales competitivo (Houston, 2000a).

Como se mencionó anteriormente, el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994 estableció una vigencia de 5 años para las fórmulas tarifarias. En consecuencia, el cálculo de un costo de capital aplicable durante todo el período tarifario es consistente con un esquema regulatorio de precio máximo. No obstante, esta situación puede exponer a las empresas a un riesgo que en buena parte es exógeno a ellas. Esto es especialmente cierto respecto a la variación de ciertos parámetros que influyen en el costo del capital en Colombia, como el llamado riesgo país. La situación anterior podría conducir a efectos no deseables, por ejemplo, el efecto inmediato de no reconocer un aumento significativo del costo de capital sería el desincentivar nuevas inversiones durante el período tarifario, de igual manera, no ajustar reducciones significativas del costo de capital implicaría una sobre remuneración de los activos en uso.

A la luz de las anteriores consideraciones se propone para el cálculo del costo de capital lo siguiente:

- Adoptar un costo de capital promedio esperado para el próximo período tarifario de 5 años calculado con base en valores históricos promedio de los 2 años precedentes a su aplicación.

- Efectuar el cálculo del costo de capital con información disponible al mes de diciembre del año anterior a la entrada en vigencia de las tarifas.
- Prever un ajuste en la mitad del período tarifario de acuerdo con las variaciones de los parámetros de referencia que se definen más adelante.

La estructura óptima de capital

La estructura de capital de una empresa representa el grado de apalancamiento financiero de sus inversiones y operación. En general, se estima que existe una estructura de capital óptima u objetivo y que dicha estructura es una característica de la industria. La relación óptima Deuda/Equity (D/E) para una industria, o grupo de empresas en una misma actividad económica, depende de los incentivos fiscales del endeudamiento, la facilidad de acceso a diferentes fuentes de capital, la capacidad de generación de ingresos estables y el grado de riesgo financiero que es manejable por las empresas (Brealey and Myers, 1996).

El efecto del apalancamiento financiero y por tanto de la estructura de capital sobre el costo de capital no es evidente. En tanto el costo de la deuda es menor, mayor endeudamiento tiende a reducir el primer componente del costo promedio de capital. No obstante, a mayor deuda mayor riesgo financiero, incrementando el costo del capital propio y del segundo componente. En teoría, la manera en que una empresa financie su operación no debe influir sobre el riesgo de su actividad productiva y, dentro de un rango razonable de endeudamiento, la estructura de capital no debe tener un efecto apreciable sobre el costo de capital. Sin embargo, el efecto de los impuestos y otros factores hace que en la práctica la estructura óptima de capital sea aquella que minimiza el costo del capital (Houston, 2000b).

No existen fórmulas exactas para determinar la estructura óptima de capital de una industria. En general se deben tomar los valores de mercado de la deuda y el capital propio, una buena aproximación cuando no se dispone de estimaciones de mercado del valor de la deuda es tomar el valor nominal de la misma. Como referencia se toma usualmente la estructura promedio de un conjunto representativo de empresas del sector. En el caso de los Servicios Públicos o *Utilities* en general, las empresas se caracterizan por el predominio de activos tangibles y flujos de caja estables, consistentes con medianos niveles de endeudamiento. Para determinar una estructura de capital factible debe también considerarse la capacidad de las empresas para servir adecuadamente un cierto nivel de endeudamiento sin entrar en dificultades financieras.

En Colombia existe poca evidencia de que las empresas de servicios públicos hayan efectuado la transición hacia niveles óptimos de endeudamiento. Por tanto, aunque su estructura de capital actual no refleje niveles óptimos, las empresas deberían moverse hacia esos niveles como parte de sus estrategias empresariales.

C. Tratamiento de los impuestos

El impuesto relevante para el cálculo del costo de capital que se presenta en este documento es el impuesto sobre la renta que pagan las empresas, ya que otros impuestos de carácter local y/o particular se reconocen como un *pass-through* dentro de los gastos de operación en la determinación de tarifas. La tarifa nominal del impuesto sobre la renta vigente en Colombia es del 35%. Adicionalmente, dentro del régimen tributario colombiano existen tres efectos principales asociados con el pago del impuesto sobre la renta y que afectan el valor finalmente pagado:

- La protección o “escudo” fiscal, por la deducibilidad de los pagos de intereses de la base gravable.
- Los ajustes por corrección monetaria que pueden acarrear el pago de impuestos.
- La disminución en la base gravable por efecto de la deducción de los gastos causados por depreciación del valor de los activos³.

Como se mencionó anteriormente, la fórmula (1) sólo es aplicable cuando no se consideran los efectos de los impuestos en el cálculo del costo de capital⁴. Para efectos de cálculo, las estimaciones de mercado observables del costo de capital propio k_E consideran la rentabilidad después de impuestos, y por consiguiente tanto el costo del capital propio como el costo promedio de capital se calculan usualmente después de impuestos. Para este fin, la práctica financiera tradicional considera el efecto del escudo fiscal como una reducción en el costo de la deuda después de impuestos.

Adicionalmente, en Colombia debe tenerse en cuenta el efecto tributario de los ajustes por corrección monetaria, el cual se puede representar como un incremento en el costo de la deuda después de impuestos (Robledo, 1992). Se obtienen entonces las siguientes expresiones para el cálculo del costo de la deuda y del WACC después de impuestos ($WACC_{di}$):

$$k_{Ddi} = k_D - \tau \cdot k_D + \tau \cdot i \quad (2)$$

$$WACC_{di} = w_D \cdot [k_D - \tau \cdot k_D + \tau \cdot i] + w_E \cdot k_E \quad (3)$$

Donde τ : tasa de impuestos nominal

i : porcentaje de ajuste del año gravable (PAAG) o tasa de inflación aplicada a los ajustes por corrección monetaria.

Para la determinación de las tarifas reguladas y por conveniencia regulatoria, debido a la mayor simplicidad y transparencia de cálculo ante la diversidad de tasas

³ Los gastos causados por provisiones y amortizaciones también son deducibles para efectos del impuesto sobre la renta, sin embargo su carácter es demasiado particular y no se consideran aquí.

⁴ En ese caso el flujo de efectivo asociado debe contener todos los ingresos y egresos por pago de impuestos.

efectivas de impuestos pagadas por las empresas, se reconocen ingresos destinados al pago de impuestos a través de la tasa de retorno y no como elementos de los gastos a cubrir. Por consiguiente, se utiliza para el cálculo de tarifas el costo promedio de capital de la industria “antes de impuestos” estimando una tasa contributiva uniforme de las empresas.

La regulación por incentivos, tipo *price cap*, utilizando el cálculo del costo de capital antes de impuestos es una práctica regulatoria de la cual existen ejemplos en diversas jurisdicciones. Referencias generales al cálculo del WACC antes de impuestos puede encontrarse en Alexander (2000), Berg (2000), CEER (*principios de finanzas*) e IPaRT (1998). Aplicaciones particulares en el Reino Unido y Australia se encuentran en OFGAS, OFGEM y NECA (1999) respectivamente.

En términos generales, el WACC puede calcularse “antes” o “después” de impuestos, en ambos casos se obtienen resultados equivalentes para la determinación de tarifas siempre que exista consistencia entre la definición del flujo de efectivo y la tasa de impuestos que se van a utilizar. Es decir, debe considerarse tanto la tasa de impuestos nominal como los efectos tributarios explicados anteriormente, de manera que los ingresos adicionales reconocidos a través de uso de una tasa “antes” de impuestos correspondan efectivamente al gasto por este rubro.

El cálculo del costo de capital antes de impuestos debe efectivamente considerar el retorno necesario para generar ingresos, a través de una tasa más alta, destinados a cubrir el pago de impuestos. Una manera sencilla de abordar el problema de convertir una tasa después de impuestos en una tasa equivalente antes de impuestos es dividiendo directamente por el factor impositivo, que es igual a $(1-\tau)$. Una discusión sobre esta aproximación al costo de capital antes de impuestos puede consultarse en Ibbotson (2001), New Zealand Treasury (1997) e IPaRT (1998). Partiendo de la fórmula (3) se obtiene la siguiente expresión⁵:

$$WACC_{ai} = WACC_{di} / (1-\tau) \quad (4)$$

En la fórmula (4), τ es una tasa corregida de impuestos, que toma en consideración la disminución en la base gravable por efecto de la deducción de los gastos causados por depreciación de los activos, y que es consistente con el flujo neto de ingresos antes de impuestos utilizado para la determinación de las tarifas⁶ (ver cuadro Tasas de Descuento y Flujo de Efectivo Asociado).

⁵ La conversión es exacta cuando el flujo de efectivo asociado es una perpetuidad y produce resultados aproximados cuando se trata de anualidades.

⁶ Para el caso de la distribución de energía eléctrica se remunera la base de activos existente al inicio de cada período tarifario, en el caso de la distribución de gas combustible se incluye el valor presente de nuevas inversiones dentro de la base de activos a remunerar durante el período tarifario.

Tasas de Descuento y Flujo de Efectivo Asociado

Como se mencionó anteriormente, para efectos de la determinación de tarifas se obtienen resultados equivalentes al calcular el costo de capital antes de impuestos respecto al cálculo del costo de capital después de impuestos cuando ambos son consistentes con el flujo de efectivo que se va a utilizar, de manera que se generen ingresos adicionales para cubrir efectivamente el gasto de impuestos que se reconoce vía tasa. Para ver esto, a continuación se comparan distintas combinaciones de tasa de descuento y flujos de efectivo que producen los mismos resultados, de acuerdo con el enfoque económico adoptado por la CREG.

TASA (WACC)	FLUJO DE EFECTIVO = Flujo Neto de Ingresos Antes de Impuestos – Impuestos
1. WACC simple Tasa = $w_D \cdot k_D + w_E \cdot k_E$	$FNI_{ai} - \text{Impuestos} = FNI_{ai} - T \cdot (FNI_{ai} - INT + CM - DEP)$
2a. WACC “después” de impuestos (Intl) Tasa = $w_D \cdot [k_D - T \cdot k_D] + w_E \cdot k_E$	$FNI_{ai} - \text{Impuestos} = FNI_{ai} - T \cdot (FNI_{ai} + CM - DEP)$
2b. WACC “después” de impuestos (Col) Tasa = $w_D \cdot [k_D - T \cdot k_D + i \cdot T] + w_E \cdot k_E$	$FNI_{ai} - \text{Impuestos} = FNI_{ai} - T \cdot (FNI_{ai} - DEP)$
3. WACC “antes” de impuestos Tasa = $\frac{\text{WACC después de impuestos}}{1 - T_c}$	FNI_{ai}
<p>Donde FNI_{ai} : Flujo Neto de Ingresos antes de impuestos ^(a) INT : Intereses CM : Corrección Monetaria DEP : Depreciación i : Inflación T : Tasa nominal de impuestos T_c : Tasa corregida por depreciación</p> <p>(a) Los egresos asociados a utilización y ajustes del capital de trabajo se reconocen como parte de la inversión y/o gastos de operación.</p> <p style="text-align: center;">Tasa de impuestos corregida por depreciación, T_c</p> <p>Las tasas de descuento anteriores son equivalentes cuando se utilizan en combinación con los flujos de efectivo indicados. En particular para el cálculo de la tasa “antes” de impuestos (3) a partir de la tasa “después” de impuestos (2b) debe utilizarse la tasa corregida de impuestos, igual a:</p> $T_c = \text{Impuestos} / FNI_{ai} = T \cdot (FNI_{ai} - DEP) / FNI_{ai}$ $T_c = T \cdot (1 - DEP/FNI_{ai})$ <p>Para la estimación de la tasa corregida se toma una depreciación económica de los activos en línea recta durante su vida útil, consistente con la metodología de remuneración de activos a costo de reposición a nuevo.</p>	

IV. Metodología de Cálculo

De acuerdo con lo expuesto en el capítulo anterior, la metodología que se propone en este documento para la determinación del costo de capital a utilizar como tasa de retorno para la definición de tarifas reguladas, consiste en el cálculo del costo promedio ponderado de capital WACC antes de impuestos y en la aplicación de los ajustes mencionados. Para la selección de los parámetros de cálculo se han considerado los siguientes criterios:

- Garantizar la transparencia y verificabilidad del cálculo recurriendo a fuentes de información reconocidas y reproducibles.
- Promover la eficiencia económica a través de la utilización de valores que deben ser alcanzados por las empresas.
- Reflejar la situación observable del mercado asegurando la sostenibilidad financiera de las empresas.
- Incorporar el tipo de regulación adoptado.

Para el cálculo del WACC antes de impuestos se utilizan las fórmulas (3) y (4). A continuación se discuten los valores seleccionados para cada una de las variables de las fórmulas.

A. Costo de la Deuda k_D

El costo de la deuda se refiere a la tasa de crédito promedio obtenible por los inversionistas, la cual depende de la valoración particular de la solvencia del tomador del crédito y del riesgo de su flujo de ingresos. En principio debe tomarse el rendimiento de mercado ofrecido sobre bonos de largo plazo emitidos por las empresas del sector. Aunque el mercado de bonos corporativos está en pleno desarrollo y constituirá una fuente importante de recursos para las empresas en el corto plazo, aún no existe un volumen suficiente de emisiones de bonos de empresas de servicios públicos en Colombia. En la práctica, los recursos de deuda para inversión de las empresas provienen frecuentemente de deuda comercial de largo plazo en pesos y dólares.

Como referencia para la estimación del costo promedio de deuda se tomó el costo promedio histórico de la deuda vigente contratada por empresas de energía eléctrica y gas, de acuerdo con información reportada en sus estados financieros del año 2000, así como datos de emisiones recientes de bonos por parte de empresas de servicios públicos y del sector real. De la información analizada se concluye que el costo de deuda se fija generalmente como una tasa de referencia más una prima de riesgo. Para la deuda en moneda local se encontró en promedio un costo de deuda igual a la tasa DTF + 4% mientras que para la deuda externa se encontró en promedio un costo de LIBOR + 3.5% (Ver Anexo 4).

La proporción entre deuda interna y deuda externa de las empresas es variable, sin embargo el efecto de la devaluación en los últimos años ha hecho que, a las tasas consideradas anteriormente, la deuda externa haya tenido un costo mayor que la deuda en moneda local si no se utilizaron instrumentos de cobertura de riesgo cambiario. Por tanto, para la estimación del costo de deuda que se presenta en este documento, se toma como referencia el promedio - de los 24 meses precedentes al período de cálculo - de la tasa real equivalente a DTF + 4%. Dicha tasa real se convierte a una tasa nominal en dólares equivalente para su aplicación en las fórmulas (2) y (3)⁷.

Como se explicó en el capítulo III, para la estimación del costo de la deuda y del WACC después de impuestos se tiene en cuenta tanto los beneficios tributarios por efecto del escudo fiscal como los costos adicionales por la porción gravable de la corrección monetaria de los activos de acuerdo con la fórmula (2)⁸.

B. Costo del Capital Propio (Equity) k_E

El retorno esperado sobre una inversión está relacionado con el riesgo de la misma. El riesgo relevante para determinar el retorno es aquel sistemático, relacionado con el riesgo general del mercado, y por lo tanto no diversificable a través de un portafolio de inversiones eficiente. Los riesgos no sistemáticos, diversificables, deben reflejarse en las proyecciones de flujos esperados de ingresos y egresos y no en la tasa de retorno (Brealey and Myers, 1996).

Para estimar el costo del capital propio se utiliza una metodología “*build up*”, o de acumulación de primas de riesgo. De esta manera el retorno esperado de un activo se encuentra como la suma de una tasa libre de riesgo y una o más primas por factores de riesgo (Ibbotson, 2001). En primer lugar se determina la tasa libre de riesgo correspondiente y a continuación las primas de riesgo por encima de esa tasa que compensan la incertidumbre de la inversión. Las primas de riesgo se calculan como la diferencia entre el retorno nominal de un activo o valor y la tasa libre de riesgo para un mismo período, es decir:

$$\pi = r - r_f \quad (5)$$

Los factores de riesgo relevantes son el riesgo del negocio o propio de la actividad productiva y el riesgo sistemático de operar en Colombia o riesgo país. En consecuencia, el costo del capital propio o equity viene dado por la siguiente expresión:

$$k_e = r_f + \pi_{rn} + \pi_{rp} \quad (6)$$

⁷ Se asume paridad cambiaria en el mediano plazo.

⁸ Ver cuadro Tasas de Descuento y Flujo de Efectivo.

Donde r_f : tasa libre de riesgo
 π_{rn} : prima por riesgo del negocio
 π_{rp} : prima por riesgo país.

Costo del capital propio en mercados emergentes

Para aplicar la fórmula (6) en mercados emergentes, donde existe poca información disponible o en donde el desarrollo del mercado de capitales es aún escaso, se toma como punto de partida los valores de tasa libre de riesgo y prima de riesgo de negocio en un mercado de capitales desarrollado y eficiente, por ejemplo el de Estados Unidos, y se agrega una prima de riesgo adecuada para reflejar factores adicionales de incertidumbre por las condiciones propias del país.

Este enfoque es usual para estimar el costo de capital en mercados emergentes (Chisari, Rodríguez y Rossi, 2000) y es apropiado para un inversionista extranjero, mientras que para un inversionista local es adecuado en la medida que no existan grandes restricciones al flujo de capitales. En efecto, por razones de arbitraje, los procesos de globalización e integración económica conducen a que el costo de capital en mercados emergentes sea cercano al costo internacional del capital ajustado por inflación, devaluación (si se denomina en moneda local y no existe paridad cambiaria) y por estructura de capital (Copeland, 1995).

Considerando que dichas condiciones se verifican en Colombia, la aplicación de la fórmula (6) tomando valores internacionales es apropiada tanto para inversionistas extranjeros como locales. Otra alternativa sería considerar directamente valores del mercado local sin considerar una prima adicional por riesgo país, no obstante lo reducido del mercado de capitales Colombiano y la falta de información adecuada hacen inaplicable esta opción. Por consiguiente, para el cálculo del capital propio se ha tomado como referencia el costo de capital estimado en los mercados financieros de Estados Unidos y ajustado a las condiciones locales.

Prima de riesgo del negocio π_{rn}

La prima de riesgo del negocio mide el retorno, por encima de la tasa libre de riesgo, requerido para compensar el riesgo de invertir en un negocio determinado. Para su estimación se utiliza el modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) estándar, el cual establece que la prima por riesgo del negocio es proporcional a la prima de riesgo del mercado. De acuerdo con el CAPM, esta prima se calcula de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}\pi_{rn} &= \beta \cdot \pi_{rm} \\ r_n - r_f &= \beta \cdot (r_m - r_f)\end{aligned}\tag{7}$$

Donde π_{rn} : prima de riesgo del negocio
 π_{rm} : prima de riesgo del mercado
 β : (Beta) medida del riesgo de la inversión

r_n : tasa de retorno del negocio

r_m : tasa de retorno del mercado

Es importante resaltar que para el modelo CAPM el riesgo relevante es aquel sistemático, relacionado con la actividad económica general y el comportamiento de los mercados, no diversificable a través de un portafolio eficiente de inversiones.

Prima por riesgo país π_{rp}

El riesgo país puede incluir factores tan diversos como riesgos por incertidumbres macroeconómicas, por inestabilidad jurídica y regulatoria y por riesgos políticos. Varios de estos riesgos son diversificables desde una perspectiva global y de su relación con los movimientos del mercado, y por tanto los riesgos relevantes en la estimación del costo de capital están directamente relacionados con el entorno macroeconómico e institucional general del país.

El riesgo país se estima usualmente utilizando la diferencia o *spread* de los rendimientos de bonos de deuda soberana colombiana, en dólares, respecto a los del tesoro americano. Como existen varias emisiones, para efectos de cálculo se toma el *spread* medio de una canasta de bonos de mediano a largo plazo con liquidez en el mercado secundario de deuda.

Los *spreads* de los bonos de deuda soberana miden esencialmente el riesgo crediticio de default del país y de deterioro de su deuda, el cual no es exactamente igual al riesgo país que es un riesgo de mercado, aunque ambos pueden depender de factores comunes. De otro lado, también se señala como las empresas locales pueden estar expuestas de manera diferente al riesgo país de acuerdo con sus condiciones particulares. Por tal motivo existen diversas opiniones sobre la magnitud de la prima por riesgo país, que van desde el no considerarla ya que representa en su mayoría riesgo diversificable (Mckinsey, 2001) hasta el tomar alguna medida de la exposición a ese riesgo debido a la posible correlación entre mercados internacionales (Damodaran, a).

En la literatura técnica se exponen diversas alternativas para estimar la magnitud de la prima por riesgo país adecuada. Damodaran (a) sugiere tomar el *spread* de los bonos corporativos de empresas del país (según el *rating* de su deuda) con respecto a bonos corporativos comparables de empresas internacionales, ya que la prima sobre la deuda corporativa constituiría un mejor indicador del riesgo país de las empresas. Copeland (1995) sugiere considerar el *spread* medio de la deuda corporativa como estimación del riesgo crediticio que se debe abstraer del *spread* de la deuda soberana para obtener la prima por riesgo país.

Una alternativa más convencional cuantifica la exposición de la actividad económica en general al riesgo país mediante un factor de proporcionalidad de la siguiente manera:

$$\pi_{rp} = \lambda \cdot \text{riesgo país} \quad (8)$$

Donde λ es el factor de exposición al riesgo país, igual a la razón entre las volatilidades de los retornos en el mercado local y del spread de la deuda soberana. Dada la escasez de información para estimar el factor λ en Colombia, en este documento se asume que las empresas están totalmente expuestas al riesgo país ($\lambda = 1$), medido como el *spread* medio de la deuda soberana. Para el cálculo se han considerado las emisiones recientes de deuda soberana en dólares, de acuerdo con el reporte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Las emisiones utilizadas son los bonos Global 04, 06, 09 y 20.

C. El Modelo CAPM

A continuación se discuten los criterios y parámetros utilizados para la aplicación del modelo CAPM.

Tasa libre de riesgo, r_f

La tasa libre de riesgo representa el retorno esperado sobre un activo que los inversionistas perciben de riesgo mínimo o nulo. Cualquier inversión debe remunerar al menos dicha tasa y representa el punto de partida para la estimación del costo de capital. Como referencia se toma el rendimiento ofrecido sobre bonos emitidos por el Tesoro americano que están respaldados por el gobierno de Estados Unidos. El plazo de los bonos debe ser equivalente al horizonte de análisis de la inversión. En consecuencia, se toma como tasa libre de riesgo el rendimiento promedio ofrecido, durante los 24 meses del período precedente al cálculo, sobre bonos del Tesoro Americano de largo plazo (T-Bonds) con vencimiento a 20 años.

Prima de riesgo del mercado, π_{rm}

Como indicador o *proxy* para estimar la tasa media de retorno del mercado se toman normalmente índices accionarios amplios, compuestos por varias industrias de manera que reflejen el comportamiento del mercado en su conjunto. Los índices generalmente usados son el Standard & Poor's S&P500 y el New York Stock Exchange NYSE Composite Index.

La prima de riesgo del mercado se calcula como la diferencia entre el retorno del mercado (rendimiento del índice de mercado) y la tasa libre de riesgo. Para horizontes amplios de inversión se toma la prima de riesgo de mercado de largo plazo, medida respecto a la tasa libre de riesgo de largo plazo. La literatura especializada recomienda tomar el promedio anual de la prima de riesgo del mercado sobre un período lo más amplio posible, de modo que se reduzca el efecto producido por la alta volatilidad de los rendimientos de mercado (Brealey and Myers, 1996)

Para el cálculo del costo de capital se tomó como referencia el índice de mercado S&P500 y la prima de riesgo del mercado calculada sobre el rendimiento de bonos del Tesoro a 20 años. Para estimar la prima media, se tomó el promedio del período 1926-2000, para el cual existe información adecuada. Una discusión amplia sobre la determinación de la prima de riesgo de mercado se puede consultar en Ibbotson (2001) y Damodaran (a).

El parámetro Beta, β

El parámetro Beta cuantifica el riesgo sistemático de la inversión y mide la sensibilidad relativa del negocio respecto a los movimientos del mercado. Para la medición del Beta se utilizan normalmente los resultados de regresiones econométricas sobre los retornos históricos observados en períodos de tiempo determinados. El cálculo de Beta es sensible al período histórico seleccionado, al índice de mercado de referencia y al método específico utilizado.

El valor del parámetro Beta incorpora el riesgo financiero y depende de la estructura de capital de las empresas. Para tener en cuenta las diferencias en estructura de capital se estima un valor de Beta desapalancado (sin endeudamiento) y se reapalanca de acuerdo con la estructura de capital considerada. La relación aproximada entre el Beta apalancado, β_L , y el desapalancado, β_U , es la siguiente⁹:

$$\beta_L = [1 + (1 - \tau + \tau \cdot (i/k_D)) \cdot D/E] \cdot \beta_U \quad (9)$$

En este documento se utilizan valores de Beta provenientes de estimaciones econométricas realizadas por la firma Ibbotson Associates (2001b,c), sobre actividades relacionadas con la distribución de energía eléctrica y gas natural, de acuerdo con la clasificación del Standard Industrial Code (SIC) de los Estados Unidos¹⁰. Las estimaciones utilizadas consideran un período de 60 meses y prevén ajustes por rezagos, reversión a la media, control por el tamaño de las empresas y por integración de actividades¹¹.

Ajuste del Beta

Las estimaciones obtenidas del valor de Beta se refieren al mercado de los Estados Unidos. La utilización de un Beta internacional, reapalancado según la estructura de capital local, representa una medida adecuada del riesgo inherente en la industria para mercados emergentes (Copeland, 1995). Pueden existir razones para considerar valores de Beta más bajos o más altos que tengan en cuenta las diferencias entre el mercado de Estados Unidos y el Colombiano.

⁹ Incluye un ajuste adicional para tener en cuenta el efecto de la corrección monetaria sobre el riesgo financiero (Robledo, 1992)

¹⁰ SIC 491 para energía eléctrica y SIC 4924 para gas natural

¹¹ Se ha preferido esta referencia ya que la metodología de cálculo utilizada por Ibbotson está completamente documentada a diferencia de otros valores disponibles en páginas de internet.

La diferencia principal con respecto a la referencia utilizada radica en el tipo de regulación a la que están expuestas las empresas consideradas, que es predominantemente regulación por tasa de retorno en Estados Unidos. En consecuencia, para el cálculo se realiza un ajuste por diferencias en el tipo de regulación como se explica a continuación.

- En la fuente seleccionada, se han tomado los valores de Beta desapalancados correspondiente a empresas pequeñas para distribución de energía eléctrica (SIC 491) y gas natural (SIC 4924) respectivamente (Ibbotson, 2001)¹², los cuales se ajustan de acuerdo con los siguientes criterios:
- En distribución de energía eléctrica se prevé una remuneración por ingreso máximo (*revenue cap*) para activos en niveles superiores de tensión, en este caso no se realiza ajuste alguno ya que este tipo de regulación define un perfil de riesgo inclusive menor a aquel asociado con una regulación por tasa de retorno.
- Para el ajuste correspondiente a los activos que serán remunerados por precio máximo (*price cap*) se han considerado las diferencias entre tipos de regulación dentro de un mismo sector y en un mismo país. Específicamente un ajuste igual a 0.2, diferencia encontrada en un estudio para empresas de telecomunicaciones en Estados Unidos (Visintini, 1998). Para regulación por precio máximo se ajusta entonces el valor del Beta sumando 0.2 al valor desapalancado.

Debe considerarse que las industrias con tarifas reguladas, como es el caso de los Servicios Públicos o *Utilities*, tienen un riesgo más bajo que el promedio del mercado y por tanto valores de Beta inferiores a 1.0, debido a que no están expuestas a variaciones en el nivel de precios (Alexander, 1996). Una vez se efectúa el ajuste del Beta, la prima por riesgo del negocio se calcula utilizando las fórmulas (9) y (7).

D. Estructura de Capital, w_D y w_E

Para efectos del cálculo del WACC, de acuerdo con valores representativos de la industria a nivel internacional y local, se toma como punto de partida una estructura óptima de capital en un rango de endeudamiento entre 30% y el 60% del valor total de los activos. Para la definición del valor particular, se evalúa el impacto del nivel de endeudamiento sobre los ingresos disponibles para cubrir el pago de la deuda y por tanto la capacidad de las empresas de servir un cierto nivel de endeudamiento. Para este fin se utiliza como índice de cobertura de deuda la razón entre el flujo neto de ingresos después de impuestos y el servicio de la deuda medido como el pago de intereses más amortizaciones (Booz Allen, 2001).

Como referencia, la banca comercial utiliza valores de hasta 1.5 para esta cobertura de servicio de deuda. Sin embargo, este valor no considera diferencias de riesgo

¹² Valores reportados a Junio de 2001.

entre diferentes tipos de negocios y es un valor bastante conservativo dada la poca variabilidad esperada de los ingresos de las empresas de distribución, debida esencialmente a variaciones en la demanda. Es importante señalar, que en los últimos años la máxima variación anual en la demanda eléctrica registrada fue del 6%.

Por lo tanto, para la estimación de una estructura de capital factible, se considera aceptable un nivel de endeudamiento consistente con una razón de cobertura de deuda de alrededor de 1.3, suficiente para atender el servicio de la deuda ante variaciones de ingreso de hasta aproximadamente un 30%. Esto último considerando las volatilidad esperables de la demanda, que es un riesgo exógeno a la gestión de las empresas.

V. Aplicación de la Metodología

A partir de la selección de los parámetros discutidos y su aplicación en las fórmulas (3) y (4), se puede calcular el WACC nominal antes de impuestos. Para estimar la tasa de retorno real se efectúa el ajuste por inflación, utilizando como deflactor el índice de precios al consumidor en dólares, Consumer Price Index (CPI), de la siguiente manera:

$$WACC_r = (1 + WACC_n)/(1 + CPI) - 1 \quad (10)$$

En el anexo 1 se presentan los parámetros seleccionados para el cálculo del WACC utilizados en este documento, con base en información disponible hasta el tercer trimestre del año 2001.

En el anexo 2 se presentan los valores estimados del WACC para las actividades de distribución de energía eléctrica y gas combustible por redes al aplicar la metodología de cálculo expuesta, mientras que en el anexo 3 se presenta el cálculo de los mismos.

Los resultados obtenidos son tasas de 11.9% y 14.0% reales antes de impuestos, para la remuneración de la distribución de energía eléctrica por Ingreso Máximo y por Precio Máximo respectivamente.

Para la distribución de gas combustible por red se obtuvo una tasa real antes de impuestos de 13.3%. Es importante resaltar que este valor se ha calculado tomando como referencia la remuneración adecuada para una industria de penetración madura con riesgo limitado de expansión. Considerando que la fase de desarrollo de la distribución de gas por red en Colombia no ha alcanzado ese estado, se propone conservar la señal de expansión del actual período tarifario y adoptar una tasa real antes de impuestos de 14.0%

En conclusión se propone adoptar lo siguiente para la determinación de tarifas reguladas para la distribución de energía eléctrica y gas por redes:

- a) Definir el costo de capital promedio esperado de acuerdo con la metodología expuesta en este documento y utilizarlo como tasa de retorno.
- b) Efectuar el cálculo respectivo con la información disponible al mes de diciembre del año anterior a la entrada en vigencia de las tarifas.
- c) Realizar un ajuste en la mitad del período tarifario de acuerdo con las variaciones del costo de la deuda, la tasa libre de riesgo y los spreads de la deuda soberana.

VI. Referencias

Libros

1. Brealey, R. and Myers, S. 1996. *Principles of Corporate Finance*. McGraw-Hill Company, New York, 5ª ed.
2. Copeland, T., Koller, T. and Murrin, J. 1995. *Valuation, measuring and managing the value of companies*. McKinsey&Co, 2ª ed.
3. Ibbotson Associates. 2001. *Stocks, Bonds, Bills and Inflation, Valuation Edition 2001 Yearbook*. Ibbotson Associates, Chicago.
4. Ortiz A., Hector. 1996. *Análisis Financiero Aplicado*, con ajustes por inflación. Universidad Externado de Colombia, 9ª ed., febrero.
5. Robledo, A. 1992. *Gestión Financiera bajo Inflación*. Tercer Mundo editores, 3ª ed.

Reportes y Artículos

6. Alexander, I. and Irwin, T. 1996. *Price caps, Rate-of-Return Regulation and the Cost of Capital*. Public Policy for the Private Sector No. 87, The World Bank Group, september.
7. Alexander, I. 2000. Financial Analysis and Asset Valuation for Developing Countries. The World Bank, International Program on Utility Regulation & Strategy, Public Utility Research Center, University of Florida, june.
8. Annin, M. and Falaschetti, D. 1998. *Equity Risk Premium Article*. Valuation Strategies, Ibbotson Associates, january. <http://www.ibbotson.com/>
9. Annin, M. *Ibbotson Associates' Data and Minority Discount Rates*. Ibbotson Associates Valuation website, <http://www.ibbotson.com/>
10. Booz Allen & Hamilton. 2001. Estimación de un WACC Competitivo para Distribución Eléctrica. Septiembre.
11. Banco de la República. 2001. *Deuda Externa de Colombia 1970-2000*. Subgerencia de Estudios Económicos, febrero.
12. Barr, R. 1981. *The Capital Asset Pricing Model and the Market Model*. The Journal of Portfolio Management, pp. 5-16. <http://www.barra.com/>
13. Berg, S. 2000. *Regulation and Risk: An Overview of Financial Issues*. International Program on Utility Regulation & Strategy, Public Utility Research Center, University of Florida, june.
14. CAS. 2000. *Cost of Capital Report*. Crisil Advisory Services. India.
15. CEER. *Principios tarifarios y mecanismos regulatorios para los servicios públicos*. Notas de Economía de la Regulación. Centro de Estudios Económicos de la Regulación, Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa, Buenos Aires.
16. CEER. *Principios de finanzas aplicados a la regulación*. Notas de Economía de la Regulación. Centro de Estudios Económicos de la Regulación, Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa, Buenos Aires.
17. Chisari, O., Rodriguez, M. and Rossi, M. 2000. *The Cost of Capital in Regulated Firms, the Argentine experience*. Working Paper No. 08, CEER

- Centro de Estudios Económicos de la Regulación, Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa, Buenos Aires, mayo.
18. Damodaran, A. a. *Estimating Equity Risk Premiums*. NYU Stern School of Business. <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/>
 19. Damodaran, A. b. *Estimating Risk Free Rates*. NYU Stern School of Business. <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/>
 20. Damodaran, A. c. *Estimating Risk Parameters*. NYU Stern School of Business. <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/>
 21. Gomez-Lobo, A. and Foster, V. 1999. *The 1996-97 Gas Price Review in Argentina*. Public Policy for the Private Sector No. 181, The World Bank Group, april.
 22. Houston, J. 2000a. *Determining the Cost of Capital*. International Program on Utility Regulation & Strategy, Public Utility Research Center, University of Florida, june.
 23. Houston, J. 2000b. *A Survey of Financial Management*. International Program on Utility Regulation & Strategy, Department of Finance, University of Florida, may.
 24. Ibbotson Associates. 2001b. Information about SIC Code 491: Electric Services, august.
 25. Ibbotson Associates. 2001c. Information about SIC Code 4924: Natural Gas Distribution, march.
 26. IPaRT. 1998. *The Rate of Return for Electricity Distribution Networks*. Discussion Paper. Independent Pricing and Regulatory Tribunal of New South Wales, november. <http://www.ipart.nsw.gov.au>
 27. Kaplan, D. and Peterson, J. 1997. *Full-Information Industry Betas*. Ibbotson Associates Valuation website, <http://www.ibbotson.com/>
 28. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. 2001. *Informe de Mercado de Capitales*. Subdirección de Mercado de Capitales Externos. Agosto 10.
 29. McKinsey & Co, Andrade, L. 2001. *Riesgo País y Valoración de Empresas*. Revista Dinero, abril 27.
 30. NECA. 1999. *Estimating the Weighted Average Cost of Capital*. Chapter 6 Network Pricing, Schedule 6.1. The National Electricity Code Authority of Australia.
 31. New Zealand Treasury. 1997. *Estimating the Cost of Capital for Crown Entities and State-Owned Enterprises*. The Treasury of New Zealand, Handbook, october.
 32. OFGAS. 1996. Price Control Review 1997, British Gas Transportation and Storage. Appendix 10: TransCo's Cost of Capital. United Kingdom.
 33. OFGEM. 1999. *Distribution Price Control Review*. Reviews of Public Electricity Suppliers 1998-2000, Final Proposals. United Kingdom, december.
 34. OFGEM. 2000. *The Transmission Price Control Review of the National Grid Company*. United Kingdom, june.
 35. OFGEM. 2001. *Review of Transco's Price Control from 2002, Final Proposals*. United Kingdom, september.
 36. Standard & Poor's. 2002. *Corporate Ratings Criteria*. <http://www.standardandpoors.com/>

37. US Federal Reserve Bank. 2001. *Livingston Survey*. Federal Reserve Bank of Philadelphia, Research Department, June 15.
38. Visintini, Alfredo. 1998. *El Costo del Capital en la Revisión Quinquenal de Tarifas de la Industria del Gas Natural en Argentina*. Universidad Nacional de Córdoba, Córdoba, Argentina.

Sitios de Referencia

39. Banco de la República. <http://www.banrep.gov.co/>
40. Barra website. S&P500 Monthly Returns. <http://www.barra.com/>
41. Damodaran, A. Betas by Industry Sector. <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/>
42. Departamento Nacional de Planeación. <http://www.dnp.gov.co/>
43. Ibbotson Associates. Cost of Capital Center, Industry Analysis. <http://valuation.ibbotson.com/>
44. Marketguide. Betas by Industry Sector. <http://www.marketguide.com/>
45. Superintendencia de Valores. <http://www.supervalores.gov.co/>
46. US Bureau of Labor. 2001. Statistics. <http://stats.bls.gov/blshome.htm>
47. US Federal Reserve. 2001. Statistical Releases. <http://www.federalreserve.gov/>

Anexo 1 Parámetros de Referencia

Variable	Descripción	Criterio	Fuente	Período	Valor
k_D	Costo de la Deuda	DTF + 4%, tasa real equivalente	Banco de la República	Oct 99–Sep 01	7.6%
r_f	Tasa Libre de Riesgo	Bonos del Tesoro a 20 años	US Federal Reserve	Oct 99–Sep 01	6.07%
π_{mm}	Prima Riesgo Mercado	Prima sobre el índice S&P 500	Ibbotson Associates	1926-2000	7.80%
π_{rp}	Prima Riesgo País	<i>Spreads</i> Deuda Bonos Global 04, 06, 09 y 20	Ministerio de Hacienda y Crédito Público	1999-2001 (desde emisión)	6.19%
β	Beta desapalancado	Empresas pequeñas	Ibbotson SIC 491 / SIC 4924	Jun 01 (60 meses)	0.15 / 0.07
CPI	Inflación en Dólares (US)	Crecimiento anual esperado de largo plazo	US Fed. Reserve Livingston Survey	2003 – 2008	2.6%

Anexo 2
 Calculo de Costo de Capital
 - Distribución de Energía Eléctrica y Gas Combustible por Redes -

$\beta_u = 0.15$ Ibbotson, Small Composite, Electric Services - SIC 491

$\beta_u = 0.07$ Ibbotson, Small Composite, Natural Gas Distribution - SIC 4924

WACC			
	Electricidad		Gas
	Ingreso requerido	Precio máximo	Precio máximo
Endeudamiento w_D	40%	40%	40%
Costo Deuda k_D	10.40%	10.40%	10.40%
β ajustado	0.25	0.55	0.45
Costo Equity k_E	14.18%	16.59%	15.75%
WACC_{nominal} (USD)	11.58%	13.02%	12.52%
WACC_{nom} - a. de imp.	14.81%	17.01%	16.24%
WACC_{real} - a. de imp.	11.90%	14.04%	13.29%

Anexo 3

CÁLCULO DEL COSTO DE CAPITAL

Distribución de Energía Eléctrica - Remuneración vía Precio Máximo

Datos de Entrada

Inflación esperada COLP =	7.00%	(DNP Supuestos Macro)	1.0700
Inflación esperada USD =	2.60%	(US Fed Livingston Survey)	1.0260
Tasa de Impuestos =	35.0%		
Costo de Deuda Real =	7.60%		

Costo de la Deuda

Costo Deuda Nom COLP antes de Imp =	15.13%
Costo Deuda Nom COLP desp. de Imp =	12.29%
Costo Deuda eq. USD antes de Imp =	10.40%
Costo Deuda eq. USD después de imp =	7.67%

Estructura de Capital

Porcentaje Deuda =	40%	0.667
Porcentaje Equity =	60%	

Costo del Equity

Tasa Libre de Riesgo =	6.07%	(US Fed, oct99-sep01)
Prima Riesgo Mercado =	7.80%	(Ibbotson, 1926 -2000)
Betas	Unlevered	Levered
Ibbotson 491	0.15	0.23
Ajuste	0.21	0.32
	0.36	0.55
Prima Riesgo Negocio =	4.33%	(Beta x Prima Riesgo Mercado)
Prima Riesgo País =	6.19%	(MHCP - Spreads Global 04/06/09/20)
Costo del Equity USD =	16.59%	

Costo de Capital

WACC USD despues de Imp = **13.02%**

Tasa corregida de Impuestos, T_c = **23.44%**

WACC USD antes de Imp. = **17.01%**

WACC real antes de Imp. = **14.04%**

Servicio de la Deuda

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
ACTIVO	100.0	107.0	114.5	122.5	131.1	140.3
DEUDA	40.0	42.8	45.8	49.0	52.4	56.1
FNI a.imp.	15.13	16.19	17.33	18.54	19.84	21.23
Depreciación		5.35	5.72	6.13	6.55	7.01
Intereses		6.05	6.48	6.93	7.41	7.93
Corrección Monetaria		2.80	3.00	3.21	3.43	3.67
Impuesto de Renta		2.66	2.84	3.04	3.25	3.48
FNI d.imp.	12.65	13.54	14.48	15.50	16.58	17.74
Amortización		4.00	4.28	4.58	4.90	5.24
Servicio Deuda		10.05	10.76	11.51	12.32	13.18
FNlai/Serv Deuda		1.611	1.611	1.611	1.611	1.611
FNldi/Serv Deuda		1.347	1.347	1.347	1.347	1.347

T_c
23.44%

CÁLCULO DEL COSTO DE CAPITAL**Distribución de Energía Eléctrica - Remuneración vía Ingreso Requerido****Datos de Entrada**

Inflación esperada COLP =	7.00%	(DNP Supuestos Marco)	1.0700
Inflación esperada USD =	2.60%	(US Fed Livingston Survey)	1.0260
Tasa de Impuestos =	35.0%		
Costo de Deuda Real =	7.60%		

Costo de la Deuda

Costo Deuda Nom COLP antes de Imp =		15.13%
Costo Deuda Nom COLP desp. de Imp =		12.29%
Costo Deuda eq. USD antes de Imp =		10.40%
Costo Deuda eq. USD después de imp =		7.67%

Estructura de Capital

Porcentaje Deuda =	40%	
Porcentaje Equity =	60%	0.667

Costo del Equity

Tasa Libre de Riesgo =	6.07%	(US Fed, oct99-sep01)
Prima Riesgo Mercado =	7.80%	(Ibbotson, 1926 -2000)
Betas	Unlevered	Levered
Ibbotson 491	0.15	0.23
Ajuste	0.01	0.02
	0.16	0.25
Prima Riesgo Negocio =	1.92%	(Beta x Prima Riesgo Mercado)
Prima Riesgo País =	6.19%	(MHCP - Spreads Global 04/06/09/20)
Costo del Equity USD =	14.18%	

Costo de Capital

WACC USD despues de Imp =	11.58%
Tasa corregida de Impuestos, T_c =	21.85%
WACC USD antes de Imp. =	14.81%
WACC real antes de Imp. =	11.90%

Servicio de la Deuda

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
ACTIVO	100.0	107.0	114.5	122.5	131.1	140.3
DEUDA	40.0	42.8	45.8	49.0	52.4	56.1
FNI a.imp.	13.31	14.24	15.24	16.30	17.44	18.67
Depreciación		5.35	5.72	6.13	6.55	7.01
Intereses		6.05	6.48	6.93	7.41	7.93
Corrección Monetaria		2.80	3.00	3.21	3.43	3.67
Impuesto de Renta		1.97	2.11	2.26	2.42	2.59
FNI d.imp.	11.46	12.27	13.13	14.04	15.03	16.08
Amortización		4.00	4.28	4.58	4.90	5.24
Servicio Deuda		10.05	10.76	11.51	12.32	13.18
FNIai/Serv Deuda		1.416	1.416	1.416	1.416	1.416
FNIdi/Serv Deuda		1.220	1.220	1.220	1.220	1.220

T_c
21.85%

CÁLCULO DEL COSTO DE CAPITAL

Distribución de Gas Combustible por Red - Remuneración vía Precio Máximo

Datos de Entrada

Inflación esperada COLP =	7.00%	(DNP Supuestos Marco)	1.0700
Inflación esperada USD =	2.60%	(US Fed Livingston Survey)	1.0260
Tasa de Impuestos =	35.0%		
Costo de Deuda Real =	7.60%		

Costo de la Deuda

Costo Deuda Nom COLP antes de Imp =	15.13%
Costo Deuda Nom COLP desp. de Imp =	12.29%
Costo Deuda eq. USD antes de Imp =	10.40%
Costo Deuda eq. USD después de imp =	7.67%

Estructura de Capital

Porcentaje Deuda =	40%	0.667
Porcentaje Equity =	60%	

Costo del Equity

Tasa Libre de Riesgo =	6.07%	(US Fed, oct99-sep01)
Prima Riesgo Mercado =	7.80%	(Ibbotson, 1926 -2000)
Betas	Unlevered	Levered
Ibbotson 4924	0.07	0.11
Ajuste	0.22	0.34
	0.29	0.45
Prima Riesgo Negocio =	3.49%	(Beta x Prima Riesgo Mercado)
Prima Riesgo País =	6.19%	(MHCP - Spreads Global 04/06/09/20)
Costo del Equity USD =	15.75%	

Costo de Capital

WACC USD despues de Imp =	12.52%
Tasa corregida de Impuestos, T_c =	22.92%
WACC USD antes de Imp. =	16.24%
WACC real antes de Imp. =	13.29%

Servicio de la Deuda

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
ACTIVO	100.0	107.0	114.5	122.5	131.1	140.3
DEUDA	40.0	42.8	45.8	49.0	52.4	56.1
FNI a.imp.	14.48	15.50	16.58	17.74	18.99	20.32
Depreciación		5.35	5.72	6.13	6.55	7.01
Intereses		6.05	6.48	6.93	7.41	7.93
Corrección Monetaria		2.80	3.00	3.21	3.43	3.67
Impuesto de Renta		2.41	2.58	2.76	2.96	3.16
FNI d.imp.	12.23	13.09	14.00	14.98	16.03	17.15
Amortización		4.00	4.28	4.58	4.90	5.24
Servicio Deuda		10.05	10.76	11.51	12.32	13.18
FNIai/Serv Deuda		1.542	1.542	1.542	1.542	1.542
FNIdi/Serv Deuda		1.302	1.302	1.302	1.302	1.302

T_c
22.92%

Anexo 4

COSTO DE DEUDA

Deuda Comercial (Estados Financieros 2000)

	Moneda Local		Moneda Externa		Empresas
	Porcentaje	Prima	Porcentaje	Prima	
Sector Eléctrico		Sobre DTF		Sobre Libor	
Distribuidores	69.0%	4.17	31.0%	3.50	a)
Transportadores	93.2%	4.28	6.80%	1.96	b)
Generadores	23.9%	4.27	76.1%	2.93	c)
Sector Gas					
Distribuidores	82.1%	4.74	17.9%	1.58	d)
Transportadores	31.5%	6.04	68.5%	3.43	e)

Sector Eléctrico

- a) EPM, Electrocosta, Electrocaribe, Elec. Quindio
- b) ISA, Transelca
- c) Chivor, Epsa, Flores II, Rio Piedras, Tebsa, TermoCartagena, TermoDorada, TermoEmcali, Termotasajero, TermoValle, Urra

Sector Gas

- d) Alcanos, EPM, Gas Natural, Gas Natural del Centro, Gases de Barranca, Gases de la Guajira, Gases de Risaralda, Gases del Caribe, Gases del Norte del Valle, Gases del Quindio, Gas Nacer, Gas Oriente, Madigas, Surtigas
- e) Gas Tolima, PromiGas, Progasur, Transoriente, Trans Metano

Emisiones Bonos

Empresas		Moneda Local		Moneda Local		
		Referencia	Prima	Referencia	Prima	
Emgesa	AAA	DTF	3.46			(Est. Fin. 2000)
		DTF	2.29	IPC	7.25	jul 01 - 5 años
ISA		DTF	3.05			(Est. Fin. 2000)
				IPC	10.00	(Est. Fin. 2000)
Gas Natural	AA+	DTF	2.75			(Est. Fin. 2000)
		DTF	2.90	IPC	8.40	jun 01 - 7 años
Promigas	AAA			IPC	7.49	ago 01 - 10 años
Tibitoc	AA			IPC	8.50	ago 01 - 7 años
Orbitel	AA	DTF	3.50	IPC	8.52	mar 01 - 7 años
Carulla	AA	DTF	3.30			abr 01 - 7 años
Pisa	AA+			IPC	8.50	ago 01 - 10 años
Caracol	AA+	DTF	3.00	IPC	8.20	ago 01 - 7 años
Filmtex	AA+			IPC	8.00	ago 01 - 7 años

ANEXO 5

**Información Depreciación Empresas Distribuidoras de Energía
Estados Financieros de 2000 (Plan Único de Cuentas)**

PUC =>	Clase 1	Grupo 16	Cuenta 1685			
EMPRESA	ACTIVOS (mill \$)	ACT. FIJOS ⁽¹⁾ (mill \$)	DEP. ACUM. (mill \$)	DEP. ACUM %	DEPREC. ⁽²⁾ (mill \$)	vida útil promedio
ARCHIPIELAGO'S POWER AND LIGHT CO.	\$ 26,013	\$ 5,845	\$ 4,000	40.63%	\$ 326	30.18
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P	\$ 1,619,888	\$ 239,413	\$ 58,952	19.76%	\$ 16,686	17.88
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	\$ 150,749	\$ 45,771	\$ 17,386	27.53%	\$ 1,886	33.48
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A. E.S.P	\$ 373,717	\$ 164,331	\$ 16,729	9.24%		
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	\$ 472,214	\$ 122,035	\$ 52,919	30.25%		
CODENSA S.A. E.S.P.	\$ 3,926,314	\$ 2,773,880	\$ 561,290	16.83%	\$ 188,078	17.73
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. ESP.	\$ 96,615	\$ 54,113	\$ 11,607	17.66%	\$ 2,684	24.49
DISTASA S.A. E.S.P.	\$ 21,552	\$ 4,398	\$ 1,400	24.15%		
ELECTRIFICADORA DE LA COSTA ATLANTICA S.A. E.S.P.	\$ 1,249,663	\$ 594,512	\$ 41,070	6.46%	\$ 17,019	37.35
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A.	\$ 673,003	\$ 433,168	\$ 114,162	20.86%	\$ 15,429	35.47
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	\$ 32,515	\$ 30,567	\$ 5,991	16.39%		
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	\$ 1,544,516	\$ 834,541	\$ 63,577	7.08%	\$ 23,983	37.45
ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A. ESP.	\$ 16,038	\$ 8,539	\$ 1,511	15.03%		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	\$ 146,109	\$ 58,906	\$ 20,813	26.11%	\$ 3,174	25.11
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. ESP.	\$ 139,672	\$ 48,167	\$ 18,916	28.20%	\$ 1,749	38.36
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A. ESP.		\$ 90,906	\$ 16,756	15.56%		
EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGIA S.A. E.S.P.	\$ 470,126	\$ 263,156	\$ 82,784	23.93%	\$ 10,932	31.64
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA E.S.P	\$ 48,505	\$ 34,727	\$ 8,051	18.82%	\$ 1,743	24.54
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P		\$ 156,681	\$ 59,320	27.46%		
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P	\$ 167,931	\$ 57,872	\$ 24,608	29.83%	\$ 3,629	22.73
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	\$ 118,020	\$ 53,699	\$ 29,249	35.26%	\$ 2,889	28.71
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	\$ 3,047,028	\$ 1,321,738	\$ 358,534	21.34%	\$ 42,837	39.22
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	\$ 98,028	\$ 63,224	\$ 15,420	19.61%	\$ 1,311	59.98
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	\$ 10,656,336	\$ 6,343,130	\$ 2,164,270	25.44%	\$ 226,429	37.57

(1) Propiedad, Planta y Equipos

(2) Cuentas 5315/7515 ó 5330/7501