

**Cálculo de un WACC diferenciado por región para proyectos  
de generación de electricidad con fuentes renovables en  
Colombia**

**Jorge Barrientos Marín  
Fernando Villada Duque**

Este documento es el resultado de la investigación Costos nivelados de generación de electricidad en Colombia, financiada por Colciencias, la Unidad de Planeación Minero-Energética y la Universidad de Antioquia.



**UNIVERSIDAD  
DE ANTIOQUIA**

1 8 0 3

**FACULTAD DE CIENCIAS  
ECONÓMICAS**

**DEPARTAMENTO DE  
ECONOMÍA**

**Medellín - Colombia**

*Cálculo de un WACC diferenciado por región para proyectos de generación de electricidad con fuentes renovables en Colombia<sup>1</sup>*

**Jorge Barrientos Marín<sup>2</sup>**  
**Fernando Villada Duque<sup>3</sup>**

*Introducción. – I. Costo promedio ponderado del capital – II. Benchmarking internacional costo de capital en empresas del sector eléctrico III. Ccosto ponderado del capital para energías renovables IV. Propuesta de un wacc diferenciado para renovables V. Cálculo de un índice delta de riesgo región VI. Cálculo de un WACC por región VII. Conclusiones – Bibliografía*

## **Resumen**

En este trabajo estamos interesados en proponer una metodología para estimar la tasa de descuento para proyectos de generación de electricidad divididos en renovables y no-renovables (convencionales) y diferenciado por región. Esto requiere estimar adicionalmente un parámetro riesgo para cada región, en este caso para cada departamento del país, que tendría el efecto inmediato de regionalizar directamente la tasa de descuento o el WACC para ambos tipos de tecnologías. En la medición del riesgo-región se consideraron variables asociadas al riesgo de corrupción y a la violencia en cada departamento. Nuestros resultados sugieren que los departamentos de Antioquia y Valle del Cauca son las regiones con más riesgo de violencia y en consecuencia donde debe exigirse una rentabilidad mínima mayor.

**Palabras clave:** generación de energía eléctrica, fuentes renovables, WACC, riesgo país, riesgo región.

## **Abstract:**

In this paper we are interested in proposing a methodology to estimate the discount rate for electricity generation projects divided into renewable and non-renewable (conventional) and differentiated by region. This requires estimating a risk parameter for each region, in this case for each department of the country, which would have the immediate effect of directly regionalizing the discount rate or the WACC for both types of technologies. In the region-

<sup>1</sup> "Los autores agradecen la asistencia de Melissa Villada (Negocios Internacionales-EAFIT) y Mónica Toro (Economista Universidad de Antioquia).

<sup>2</sup> Profesor Departamento de Economía, Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Antioquia.

<sup>3</sup> Profesor Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingenierías de la Universidad de Antioquia.

risk measurement, variables associated with the risk of corruption and violence in each department were considered. Our results suggest that departments of Antioquia and Valle del Cauca are the regions with the highest risk of violence and consequently where a higher minimum profitability should be demanded.

**Keywords:** electric power generation, renewable sources, WACC, irrigation country, irrigation region

**Clasificación JEL:** D42, G11, G31, M21, R53, Z18

## Introducción

El desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica en Colombia en años recientes, así como para los próximos años, son de diferentes tamaños y diferentes tecnologías, desde los enormes centrales hidroeléctricas como Hidrosogamoso (Santander, Isagen) y Hidroituango (Antioquia, EPM) hasta medianas y pequeñas centrales de generación (PCH) como Porvenir II, Alto Tuluá (Valle del Cauca) o Hidromontañas (Antioquia), por ejemplo, estos últimos desarrollados por agentes privados como Celsia (filial de Argos). De igual manera las tecnologías implementadas hidráulica, térmica, solar, fotovoltaica, geotérmica, etc) varían según los incentivos gubernamentales, la capacidad financiera de los agentes y el modelo de negocios de las firmas involucradas.

Es importante anotar que, aunque el mercado colombiano tiene una cierta concentración de firmas generadoras, cada planta hace una oferta (de precios por KWh) y una cantidad de energía eléctrica para cada una de las horas del día, así cada planta opera desde este punto de vista como una firma separada de las demás en una competencia estimulada y vigilada por la legislación. En consecuencia, los activos cada planta pueden eventualmente ser valorados para conocer su precio de mercado en caso de ser ofrecida al público.

La valoración de firmas requiere determinar con un nivel importante de precisión, la tasa interna de retorno (TIR), el valor presente neto del proyecto (VPN) y la tasa de descuento – rentabilidad mínima exigida por los inversionistas–, conocido como el Costo Promedio Ponderado de Capital o WACC (por sus siglas en inglés). A partir de una revisión detallada de trabajos publicados a nivel internacional se encontró que la metodología más recomendada para el cálculo de la tasa de descuento aplicable a la evaluación financiera de proyectos de generación, transmisión o distribución de electricidad es el WACC.

La metodología del Costo Promedio Ponderado del Capital permite determinar si el nuevo proyecto es una buena inversión; para lo cual se hace necesario que sea, primero un proyecto lo suficientemente rentable para pagar, después de impuestos, el interés de la deuda utilizada para financiarlo y que, genere además una tasa extraordinaria de rentabilidad esperada sobre el capital propio invertido en él, lo que se refiere a una tasa que supera la rentabilidad esperada exigida por los inversionistas de la empresa.

Un punto importante que debemos resaltar en este trabajo, es que el cálculo del WACC requiere, además de la determinación del *equity* y la deuda disponible para financiar el proyecto, la estimación del beta (riesgo sistemático) y el riesgo país. No obstante, diferentes plantas con diferentes tecnologías requieren en principio aprovechar todas las posibilidades climáticas y pisos térmicos del país, ubicados en las diferentes regiones, en consecuencia, el WACC global país puede ser impreciso para un cálculo apropiado de la tasa de descuento, de modo que regionalizar el WACC (uno para cada departamento del país) podría ser más apropiado para evaluar la rentabilidad de diferentes tecnologías en diferentes regiones.

En este documento de trabajo proponemos una metodología para estimar la tasa de descuento para proyectos de generación de electricidad divididos en renovables y no-renovables (convencionales) y diferenciado por región. Esto requiere estimar un riesgo-región (similar al riesgo país) que tendría el efecto inmediato de regionalizar directamente la tasa de descuento o el WACC para ambos tipos de tecnologías.

Este trabajo está dividido en seis secciones, además de esta introducción. La sección I explica la metodología de cálculo del WACC; en la segunda, presenta un benchmarking internacional sobre el valor del WACC en empresas del sector eléctrico; en la tercera sección se presenta las características de un WACC para energías renovables. La cuarta sección presentamos nuestra propuesta de un WACC diferenciado por tipo de tecnología (para renovables y no renovables) en Colombia. La sección quinta muestra el cálculo del índice riesgo-región, llamado *índice delta*. La sección seis, se presenta el cálculo del WACC para cada tecnología y para cada región de Colombia. Finalmente concluimos.

## I. Costo promedio ponderado del capital

Las empresas utilizan varios tipos de capital y debido a que cada uno tiene un nivel de riesgo propio, el costo de capital o las tasas de rentabilidad requeridas difieren en los distintos componentes del capital. De aquí se deriva el método del Costo Promedio Ponderado del Capital, también conocido como “Weighted Average Cost of Capital” (WACC); el cual establece que el costo de capital de un proyecto debe ser un promedio ponderado de los costos de los componentes, es decir, de la tasa que se requiere a cada componente ([Brealey & Myers, 1992](#); [Ehrhardt & Brigham, 2007](#)).

Los dos grandes componentes del costo promedio ponderado del capital son, el costo de la deuda y, el costo de las acciones o del capital propio, también conocido como “equity”.

El costo de la deuda, denominado como  $r_D$ , está determinado por el tipo de interés del endeudamiento que posee la empresa. Para las empresas reguladas como es el caso del sector eléctrico, se recomienda calcular el costo de la deuda a partir del promedio entre el costo de endeudamiento de la empresa y el costo de endeudamiento promedio del mercado. De esta forma se estarían repartiendo entre la firma y los consumidores los potenciales beneficios de eficiencia, reflejados en una tasa de endeudamiento de la empresa inferior a la del mercado ([Ruzzier, 2003](#)).

El segundo componente hace referencia al costo de las acciones o del capital propio,  $r_E$ , y para su estimación se utiliza el modelo “Capital Asset Pricing Model” (CAPM), conocido en español como la teoría del equilibrio de activos financieros y representado en la fórmula:

$r_E = r_{LR} + (PRM) \beta_i$ , donde:

- $r_E$  = tasa de rentabilidad esperada de las acciones de la empresa
- $r_{LR}$  = tasa libre de riesgo

- PRM = prima por riesgo de mercado
- $\beta_i$  = riesgo de la acción medida con base en su coeficiente Beta

Para aplicar este modelo se hace necesario estimar en primer lugar la tasa libre de riesgo que, tal como su nombre lo indica, corresponde a la tasa de retorno de los activos con cero riesgo, o bien, con un riesgo casi nulo. En la práctica no es posible encontrar activos exentos de todo riesgo; sin embargo, las empresas emplean por lo general, la tasa de retorno de los bonos de tesorería de Estados Unidos a largo plazo, o bien, con un plazo similar al plazo de duración del proyecto dado que el riesgo de incumplimiento o pérdidas de capital cuando se trata de estos activos es bastante cercano a cero.

Por su parte, la prima por riesgo de mercado, también conocida como prima por riesgo de capital o prima por capital, es definida por Ehrhardt y Brigham como “el rendimiento esperado de mercado menos la tasa libre de riesgo”. Dada la generalizada aversión de los inversionistas al riesgo, se hace necesario un rendimiento cada vez mayor (prima por riesgo) en la medida en que aumenta el riesgo de la acción; de lo contrario no existiría ningún incentivo para estimular a los inversionistas a que inviertan en acciones riesgosas y no en una deuda de poco riesgo.

Una alternativa para la calcular la prima por riesgo de mercado es estimar la tasa esperada de mercado ( $\check{r}_M$ ) mediante el modelo de flujos de efectivos descontados (FED). Bajo este modelo, se reconoce que si los mercados están en equilibrio la tasa esperada de mercado será equivalente a la tasa requerida ( $r_M$ ); a la cual posteriormente se le resta la tasa libre de riesgo ( $r_{LR}$ ) para calcular la prima por riesgo de mercado ( $PR_M$ ). De donde se obtiene:

$$\text{Tasa de rendimiento esperada} = \check{r}_M = D_1/P_0 + g = r_{LR} + PR_M = r_M$$

El modelo de flujos efectivos descontados establece que la tasa de rendimiento esperada se puede calcular sumando el rendimiento esperado de los dividendos ( $D_1/P_0$ ) y la tasa esperada de crecimiento ( $g$ ). A su vez, el rendimiento esperado de dividendos ( $D_1/P_0$ ) se obtiene multiplicando el rendimiento actual de dividendos y la tasa esperada de crecimiento. La estimación de la tasa esperada de crecimiento de los dividendos se puede realizar con base en la tasa histórica, o bien, según “los pronósticos del crecimiento de las utilidades como aproximación del crecimiento de los dividendos” Lo anterior se puede expresar en la ecuación:

$$D_1/P_0 = D_0 (1 + g) / P_0$$

Como paso final para la aplicación del modelo CAPM se encuentra la estimación del coeficiente beta, el cual hace referencia al nivel de riesgo que una acción introduce en la cartera de mercado. Por lo general se usa un beta histórico, es decir, que está fundado en datos históricos y se calcula “como el coeficiente de pendiente en una regresión, con los rendimientos de las acciones de la compañía sobre el eje y y los de mercado sobre el eje x”

([Ehrhardt & Brigham, 2007](#)). Un coeficiente beta igual a 1 representa a una acción con riesgo promedio, y entre más volátil sea la acción en relación con el mercado mayor será su beta.

El cálculo del coeficiente beta a partir de datos históricos genera inquietudes en cuanto a cambios de la empresa en el futuro (nueva estrategia o adquisición de negocios adicionales) que alterarían su perfil de riesgo. De otro lado se encuentra no homogeneidad en su cálculo reflejado en diferencias notables dependiendo de la fuente que lo calcula. En la tabla 1 se presentan diferentes estimativos de beta para tres compañías de acuerdo a diferentes bases de datos, encontrándose una gran dispersión en los resultados.

Los dos datos correspondientes a  $r_D$  y  $r_E$ , previamente obtenidos, se aplican a la siguiente fórmula para calcular el Costo Promedio Ponderado del Capital:

$$WACC = w_d r_D (1 - T) + w_e (r_E + r_P)$$

Donde  $w_d$  y  $w_e$  corresponden a los pesos de la deuda y del capital propio, respectivamente,  $T$  corresponde a la tasa impositiva y  $r_P$  se refiere al riesgo país definido como el spread entre los bonos de largo plazo emitidos por el gobierno nacional y los bonos del tesoro de los Estados Unidos. Este último parámetro lo calcula diariamente el JP Morgan mediante un índice conocido como EMBI+ (Emerging Market Bond Index).

*Tabla 1. Estimativo de beta para tres compañías según fuentes más usadas*

FUENTE	COCA-COLA	WALT DISNEY	WAL-MART
Bloomberg	0.79	1.06	0.58
Cnbc	0.60	1.00	0.30
Damodaran	0.61	0.88	0.19
Datastream	0.31	0.72	0.13
Ft.com	0.80	1.06	0.57
Google Finance	0.60	1.03	0.26
Hoovers	0.60	1.00	0.20
Infomercados	0.33	1.39	0.31
Msn Moneycentral	0.54	1.03	0.16
Quote	0.54	1.13	0.19
Reuters	0.53	1.01	0.17
Smartmoney	0.61	1.03	0.26
Thomson Banker	0.55	1.09	0.38
Value Line	0.55	1.00	0.60
Vernimmen	-	1.08	0.71
Yahoo Finance	0.63	0.99	0.28
<b>Máx.</b>	0.80	1.39	0.71
<b>Mín.</b>	0.31	0.72	0.13

Tomado de: ([Fernández, 2009](#))

Se hace necesario aclarar que para la aplicación del método del Costo Promedio Ponderado del Capital se asume que las empresas han determinado previamente su estructura óptima de

capital, es decir, la mezcla de la deuda y de acciones que maximizan el precio de sus acciones; por lo que esta estructura ha sido fijada como meta y es financiada con el fin de mantenerla en el tiempo.

## II. Benchmarking internacional costo de capital en empresas del sector eléctrico

En forma global, el costo promedio ponderado del capital varía dependiendo del riesgo país y de la naturaleza del inversionista (agencia del estado o empresa privada). A continuación, se resume la revisión bibliográfica realizada del cálculo del WACC para proyectos energéticos de tal manera que se constituya en un referente para el caso colombiano.

El análisis financiero de una de las principales compañías de generación en Chile se presenta en el Manual para la modelación financiera de activos de generación eléctrica en Chile ([Lira, 2011](#)). A partir de la metodología descrita en el numeral anterior obtienen un beta promedio apalancado para este sector de 0.90 y un WACC en el rango de 8.4% a 9.5% bajo las condiciones económicas del país para el año 2011 y un nivel de deuda del 25%.

El cálculo diferenciado del WACC para cinco sectores energéticos (generación de electricidad, distribución de electricidad, minas de carbón, producción de gas y distribución de gas) en el estado de Nueva Gales del Sur, Australia, es detallado en “Draft Report on Regulated Retail Electricity Prices 2012-13” ([AGL, 2012](#)). Frente a la discusión entre tomar las condiciones actuales del mercado o los promedios de largo plazo para el cálculo de la tasa de descuento, se toma de la decisión de calcularla a partir del promedio entre los anteriores obteniendo los resultados en tasas de interés real mostrados en la tabla 2.

*Tabla 2. Costo de capital propio, costo de deuda y WACC para 5 industrias.*

Sector Industrial		Costo de capital	Costo de deuda	WACC
Generación electricidad	Rango	8.2 - 8.6	2.6 - 4.9	6.0 - 7.1
	Promedio	8.4	3.7	6.5
Distribución electricidad	Rango	7.8 - 8.3	2.6 - 4.9	6.8 - 7.6
	Promedio	8.1	3.7	7.2
Minas de carbón	Rango	7.8 - 8.3	2.6 - 4.9	6.5 - 7.5
	Promedio	8.1	3.7	7
Producción gas	Rango	7.5 - 8.0	2.6 - 4.9	6.3 - 7.2
	Promedio	7.8	3.7	6.8
Transmisión gas	Rango	7.1 - 7.8	2.6 - 4.9	4.8 - 6.2
	Promedio	7.4	3.7	5.5

Tomado de: ([AGL, 2012](#))



El documento analiza las preocupaciones de los agentes en cuanto al uso de las condiciones actuales del mercado para estimar el costo esperado de la deuda y la información de largo plazo para estimar el costo del capital propio, los cuales pueden ser problemáticos bajo condiciones de incertidumbre y de mercados dinámicos. Para el análisis de los generadores y distribuidores de electricidad, tomaron una muestra de las 78 principales compañías del sector listadas en las bolsas de Estados Unidos (64), Reino Unido (6) y Australia (8).

El reporte “Price Indices and Discount Factors for Life-Cycle Cost Analysis – 2013” ([Rushing, Kneiffel, & Lippiatt, 2013](#)), establece que en Estados Unidos, son utilizadas dos fuentes federales diferentes para el cálculo de factores de descuento e índices que sean útiles para el cálculo del valor presente de los costos de los proyectos futuros, y especialmente para aquellos relacionados con costos operacionales de la energía. La primera fuente es la tasa de descuento del Departamento de Energía (DOE), concerniente a proyectos federales relacionados con la conservación de la energía y el agua, y a proyectos de energía renovable. La segunda fuente son las tasas de descuento de la Oficina de Administración y Presupuesto (OMB), las cuales son usadas en proyectos federales generales de inversión del capital, es decir, que no están relacionados con el agua o la energía.

Las tasas de descuento nominales del DOE están basadas en un promedio de las tasas de interés de los últimos 12 meses de los bonos del Tesoro de Estados Unidos de largo plazo; dando como resultado una tasa de descuento del 2,5% (incluyendo la inflación general de precios). Para el cálculo de la tasa de descuento real se hace necesario, en primer lugar, obtener un promedio de las tasas de inflación de largo plazo, para lo cual se toman como base las tasas proyectadas de inflación general publicadas en el “Report of the President’s Economic Advisors, Analytical Perspectives”, que llevan a la estimación de una tasa promedio de inflación de -0,5%. Es así como, finalmente, se obtiene una tasa de descuento real del 3%.

Por su parte, la OMB determinó dos tipos básicos de tasas de descuento: una tasa de descuento para inversión pública y análisis regulatorios, y una tasa de descuento para análisis relacionados con la efectividad de costos y con leasings.

En lo relacionado con el cálculo de las tasas de descuento para el estudio de la efectividad de costos y de los leasings, se toman como referencia las tasas de interés de las Notas y Bonos del Tesoro con vencimientos de 3, 5, 7, 10, 20 y 30 años, equivalentes al -1,4%, -0,8%, -0,4%, 0,1%, 0,8% y 1,1%; respectivamente. Para análisis económicos con períodos de duración diferentes a estos seis, la OMB sugiere que se realicen interpolaciones de las seis tasas de descuento dadas.

El reporte “Mapping power and utilities regulation in Europe” ([Perrin, 2013](#)) establece que la estrategia genérica de regulación, predominante en el sector de la electricidad en Europa, es la estructura basada en el RAB (Regulated Asset Base), que consiste en determinar la cantidad aproximada de dinero que las compañías invirtieron y pagar un retorno sobre esa inversión. Según el RAB, la ganancia autorizada debe ser equivalente a, la suma del OPEX

autorizado, es decir, la estructura de costos de un operador de sistema eficiente; más la remuneración de los activos compuesta de dos elementos, el RAB y la tasa de retorno: en primer lugar, los reguladores calculan el RAB usando el valor contable de los activos fijos o un valor estándar de la inflación y, en segundo lugar, le aplican una tasa de retorno que puede ser nominal o real, antes o después de impuestos; más la depreciación.

Esta estructura ha servido de referencia para los cuatro tipos principales de regulación empleados en los países europeos: el “cost-plus”, utilizado en Bélgica y, a través del cual los reguladores pagan a las empresas con base en sus costos en adición a un retorno adicional para compensar su actividad; el incentive-based, empleado en República Checa, Francia, Alemania y los Países Bajos; el modelo de Ganancias/Precio/Capitalización de ingresos, utilizado en Polonia, Rumania, Eslovaquia, Suecia y Turquía; y, finalmente, en países como Finlandia, Grecia, Italia, España, Suiza y el Reino Unido se emplea una combinación de los modelos anteriormente mencionados.

En la tabla 3 se muestra la tasa de retorno permitida para actividades de distribución y/o transmisión de electricidad en diferentes países de Europa, la cual varía según la clase de regulación empleada.

*Tabla 3. Tasa de retorno permitida para actividades de distribución y/o transmisión de electricidad.*

	Distribución		Transmisión	
<b>Bélgica</b>	4,63% - 8,28%		N/D	
<b>República Checa</b>	7,923% Nominal antes de impuestos (2010)			
<b>Finlandia</b>	DSO: 3,19% Real	TSO: 3,06% Real	DSO: 3,19% Real	TSO: 3,06% Real
<b>Francia</b>	7,25% Nominal antes de impuestos		7,25% Nominal antes de impuestos	
<b>Alemania</b>	9,29% Nominal antes de impuestos		9,29% Nominal antes de impuestos	
<b>Grecia</b>	8%		8% Nominal antes de impuestos (2011)	
<b>Italia</b>	7,60% y 1,5% - 2% adicional para inversiones con incentivos		7,4% y 1% adicional para inversiones con incentivos	
<b>Países Bajos</b>	6,2% Nominal antes de impuestos			
<b>Polonia</b>	8,889% Nominal antes de impuestos (2014)		8,889% Nominal antes de impuestos (2014)	
<b>Rumania</b>	10% Nominal antes de impuestos		N/D	
<b>Eslovaquia</b>	WACC*RAB		WACC*RAB	

España	WACC Anual para nuevas inversiones	WACC Anual para nuevas inversiones
Suiza	3,83%	3,83%
Turquía	9,35% Nominal antes de impuestos	
Reino Unido	4,7% antes de impuestos	

Tomado de: ([Perrin, 2013](#))

En lo relacionado con el WACC, se hace evidente que el costo de la deuda y la tasa de impuestos empleada están determinados por condiciones financieras y tributarias locales, establecidas por autoridades nacionales y locales; así como, el beta de los activos y el nivel de apalancamiento, los cuales responden a parámetros propios de los reguladores nacionales y locales. En la tabla 4 se muestran los componentes del WACC para la electricidad en 6 países europeos.

**Tabla 4. Componentes del WACC para la electricidad.**

	Alemania	Finlandia	Polonia	República Checa	Francia	Eslovaquia
	Transmisión & Distribución	Distribución	Transmisión	Transmisión & Distribución	Transmisión & Distribución	Transmisión & Distribución
Tasa libre de riesgo	3,80%	1,82%	1,82%	5,421%	4,60%	4,20%
Margen de deuda	0,60%	1%	1%	N/A	N/A	0,60%
Beta activos	0,32	0,4	0,4	0,4	0,35	0,33
Beta capital propio	0,79	0,529	0,853	0,69	N/A	0,66
Prima riesgo de mercado	4,55%	5%	5%	4,80%	6,40%	4,50%
Apalancamiento	60%	30%	60%	42%	40%	60%
Tasa de impuestos	15,82%	24,50%	24,50%	19%	19%	34,43%
Costo de la deuda	3,80%	1,82%	1,82%	6,42%	4,91%	4,80%
Costo del capital propio	9,05%	3,97%	5,59%	8,73%	8,05%	10,92%
WACC	5,9% Nominal	3,19% Real	3,06% Real	8,95% Nominal	7,923% Nominal	7,25% Nominal
						6,04%

Tomado de: ([Perrin, 2013](#))

En el caso particular de Suiza, el WACC correspondiente a la remuneración por los costos de utilización de la electricidad es calculado según el procedimiento establecido por la sociedad IFBC AG. A continuación se muestra detalladamente la manera cómo fue calculado el WACC para el año 2014 ([OFEN, 2013](#)).

El factor beta desapalancado a aplicar en el cálculo del WACC es establecido según cuatro valores límite: 0.25, 0.35, 0.45 y 0.55; y sus dominios. Este beta es determinada con base en, un grupo de pares, que se mantiene estable durante tres años y se define utilizando los rendimientos mensuales de las empresas; o bien, un grupo de empresas comparables, el cual

se actualiza cada año y está compuesto por las empresas europeas de explotación de redes de transporte y distribución de electricidad; que, además, estén listadas en bolsa y presenten un volumen mínimo de intercambio. El valor determinado por la IFBC para el año 2014 fue de 0.42. Como este valor se encuentra entre los valores límites de 0.35 y 0.45, se tomó la decisión de asignar al beta desapalancado el valor de 0.4.

Por su parte, el beta apalancado se calcula utilizando la fórmula:  $\text{Beta apalancado} = \text{Beta desapalancado} * (1 + (1 - \text{Tasa impositiva promedio de las empresas}) * \text{Proporción de capital extranjero} / \text{Proporción de fondos propios})$ . Dado que la tasa impositiva promedio para el 2014 es de 21.17% y que, los fondos propios corresponden a un 40% del valor total y el capital extranjero a un 60%; se estimó un beta apalancado de 0.87.

La tasa de interés libre de riesgo para los fondos propios corresponde al rendimiento promedio de las obligaciones de la Confederación Suiza con una duración de diez años y debe estar acorde con unos valores límites definidos por la IFBC, dando como resultado un valor de 2.5%. La diferencia entre la tasa de interés libre de riesgo y el rendimiento anual del mercado Suizo, de acciones para el período de 1926 a 2012, permite obtener la prima de riesgo del mercado. Sin embargo, se hace necesario calcular esta prima de riesgo utilizando tanto el método del promedio aritmético, cuyo valor equivale a 5.71%, como el del promedio geométrico, que da como resultado 3.77%. La media de ambos promedios permite obtener un valor de 4.74% que, según el IFBC, al estar entre 4.5% y 5.5%, se aproxima al resultado final de 5%.

Posteriormente, se calcula el costo de los fondos propios y el del capital extranjero para obtener el WACC. El primero, se estima utilizando todos los datos obtenidos anteriormente y la fórmula del modelo CAPM, dando como resultado un valor de 6.86%. La tasa libre de riesgo para capitales extranjeros corresponde al promedio aritmético mensual de las obligaciones de la Confederación Suiza de una duración de cinco años y debe estar en conformidad con los valores límites establecidos por la IFBC, dando como resultado un valor de 2%. Asimismo, se calcula una prima de riesgo de insolvencia, que es el resultado de la diferencia entre los rendimientos mensuales de las obligaciones de la Confederación Suiza con una calificación AAA y los rendimientos mensuales de las obligaciones de las empresas industriales y de servicios suizos con una calificación AA o A. El promedio aritmético de las diferencias calculado, es aumentado en 50 puntos de base para compensar también los costos de emisión y de adquisición. Por lo tanto, se obtiene un valor de 131.6 (13.16%) puntos de base, el cual se aproxima a un valor de 125 puntos de base (12.5%) por estar dentro del rango de 112.5 a 137.5 puntos de base. Al sumar los dos datos obtenidos, es decir, la tasa de interés libre de riesgo y la prima de riesgo; se calcula que el costo del capital extranjero equivale a un valor final de 3.25%.

Finalmente, el costo de los fondos propios se pondera a un 40% y el del capital extranjero a un 60%, para obtener un WACC para Suiza de 4.70% para el año 2014.

En lo concerniente a Kosovo, el informe “Indicative values of WACC” ([ERO, 2011](#)) da a conocer la metodología utilizada para la estimación del WACC de la actividad de distribución de electricidad en este país para el año 2011; la cual utiliza como base la metodología introducida en el año 2006 por la Oficina de Regulación de Energía (ERO por sus siglas en inglés), y tiene en cuenta además la posible entrada de participantes del sector privado en el mercado de la electricidad.

En primer lugar, el porcentaje de apalancamiento se calcula alrededor de un 50%, pero su valor final es determinado por el regulador según un balance de la mezcla de financiamiento inicial o actual de la compañía y la mezcla de financiamiento que se espera alcanzar en el futuro, incluyendo también una comparación con los niveles internacionales de las mezclas de financiamiento. En segundo lugar, el costo de la deuda obtenido es del 9.3%, como resultado de la suma de la tasa de libre de riesgo, estimada en un 6.5%; la prima de riesgo de la deuda, estimada en 2.3% aproximadamente, pero la cual oscila en un rango entre 2 y 2.5%; y, una prima adicional del 0.5% que refleja la inhabilidad de las empresas pequeñas de obtener préstamos a las mismas tasas de interés de las grandes empresas. En tercer lugar, el costo del capital propio se obtiene utilizando el modelo CAPM, y sus datos de entrada se estimaron en un beta igual a 1 y una prima de riesgo del capital del 5.8%; lo cual da como resultado un costo del capital propio de 12.3%. Finalmente, con base en los datos anteriores se obtuvo un WACC nominal antes de impuestos de 14.5%, que se traduce en un WACC real antes de impuestos de 11.5%.

Cabe aclarar que, los parámetros utilizados para calcular la tasa de retorno del capital propio, solo aplica cuando los inversionistas no son compañías públicas, dado que el gobierno de Kosovo es el único encargado de determinar cuál es la tasa de retorno apropiada para las compañías públicas.

### III. Costo ponderado del capital para energías renovables

En los últimos años se ha observado un crecimiento exponencial de la inversión de instituciones financieras en el sector de las energías renovables. A pesar de que este sector no fue ajeno a la crisis financiera de 2008, en el 2009 tuvo un repunte volviendo a tomar la senda del crecimiento sostenido. A continuación, se revisan algunos trabajos enfocados a la inversión en energías renovables en los principales países y la forma de calcular el WACC para este sector.

El informe “WACC the dog: the effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power” ([Ondraczek, Komendantova, & Patt, 2013](#)) analiza la generación solar fotovoltaica a nivel mundial, el decrecimiento en los costos de instalación y su efecto en los costos nivelados, hasta el punto de llegar a la paridad con la electricidad a partir de energías convencionales en algunos mercados. Concluye que algunos países del norte no son los apropiados para el subsidio de esta fuente de generación, pero sugiere que para la expansión en economías emergentes se requieren mayores esfuerzos en políticas destinadas a lograr menores costos de financiación.

En este trabajo se calcula el WACC aproximado y los costos nivelados de generación fotovoltaica para 160 países; a partir de los cuales se estima el subsidio requerido para promocionar esta tecnología. Para el caso colombiano, calcularon un WACC aproximado de 12.6% y unos costos nivelados entre 0.331 y 0.583 USD/kWh.

En el reporte “Discount rates for low-carbon and renewable generation technologies” ([Oxera, 2011](#)), presentado al Comité de Cambio Climático se parte del hecho de que una gran variedad de factores afectan las tasas de descuento de tecnologías de generación con bajas emisiones de carbono, algunos de los cuales se encuentran fuera del área de control de los desarrolladores de estas tecnologías, tales como los precios mayoristas de la electricidad y las políticas del gobierno. Existen otros factores que conciernen a una clase particular de energía, como lo es el factor de capacidad, la estructura de costos o el tiempo de maduración de la tecnología; y es este último factor el que tiene más preponderancia a la hora de determinar la percepción general de riesgo de una tecnología dada.

Es necesario tener en cuenta que las expectativas y percepciones de riesgo de los inversionistas y patrocinadores de los proyectos difieren notablemente, y que existe un amplio rango de tasas de descuento viables para los proyectos de generación con bajas emisiones de carbono. Con el propósito de obtener el rango estimado de las tasas de descuento, se siguió una metodología compuesta por cuatro etapas. En la primera etapa se realizó una recolección de datos correspondientes a tasas de descuento para diferentes tecnologías, mediante una revisión bibliográfica y, discusiones con inversionistas, patrocinadores de proyectos y analistas financieros que, posteriormente serían incluidos en una encuesta. En una segunda etapa se promediaron los datos previamente obtenidos, según cada tecnología, para calcular rangos preliminares de tasas de descuento (antes de impuestos). En la tercera etapa, fueron calculados los rangos finales de las tasas de descuento, combinando los rangos preliminares con las percepciones de riesgo obtenidas con base en las respuestas de las encuestas y con la opinión de Mott MacDonald acerca del despliegue actual de las diferentes tecnologías. En la cuarta y última etapa, las tasas de descuento fueron ajustadas con base en, una prima de plazo que refleja el incremento esperado de la tasa libre de riesgo, una prima de despliegue y, un cambio en la estructura de capital y una prima de deuda.

En la revisión bibliográfica se tuvieron en cuenta estudios que mostraron que la tasa promedio de descuento mínima real utilizada por los gerentes de *US Fortune 1000* era superior en un 3% al costo real del capital propio; o bien, que las compañías solían usar tasas de descuento mínimas superiores al costo de capital en un 5%; lo cual se debía, en parte, a la compensación requerida por el riesgo no sistemático.

En lo relativo a los factores de riesgo para las tecnologías de generación con bajas emisiones de carbono, se encuentran tanto factores extrínsecos, es decir, que son aplicables a cualquier inversión nueva en una jurisdicción particular; como factores intrínsecos, los cuales conciernen exclusivamente a inversiones en tecnologías de generación con bajas emisiones de carbono. Los factores extrínsecos, identificados en las encuestas realizadas, que tienen

cierta relevancia con el sector eléctrico abarcan, entre otros, los niveles de precios al por mayor de la electricidad y los niveles de precios del carbono, y su volatilidad. Dado que, los precios de la electricidad afectan los ingresos anuales que pueden ser generados por las plantas de generación, los precios del carbono se ven reflejados en los precios de la electricidad y podrían crear un incentivo para las tecnologías de generación con bajas emisiones de carbono y, la volatilidad de estos niveles de precios, hace más difícil a los inversionistas el manejo de los riesgos y la estimación de la viabilidad de las inversiones.

Dentro de la categoría de factores extrínsecos también se encuentran aspectos como, la demanda de electricidad; cuyo incremento, en conjunto con la adopción de medidas de ahorro de energía, se espera que tenga un efecto directo en los precios al por mayor de la electricidad. El riesgo derivado de la incertidumbre acerca de la dirección futura de las políticas de energía, el cual podría tener un impacto significativo en las percepciones de riesgo; el riesgo asociado con los cambios en los mecanismos actuales de soporte, que afectaría los grupos de tecnologías que dependen, o se ven beneficiados de ellos; y, finalmente, la percepción pública de las diferentes tecnologías de generación, la cual podría resultar en un cambio en las políticas de energía del gobierno.

Los factores intrínsecos a las características de las tecnologías de generación con bajas emisiones de carbono incluyen; el factor de carga de la planta, que tiene impacto en la percepción del riesgo, al permitir que los costos fijos sean repartidos entre una mayor o menor cantidad de energía generada; la disponibilidad de la planta de generación en épocas de alta demanda, y su capacidad de responder a requerimientos derivados de variaciones en la demanda, que permitirían a la planta la captura de precios más altos que, a su vez, afectarían el retorno de las inversiones; la estructura de costos, que incluye la inversión en bienes de capital y los costos operativos, al tener en cuenta que las inversiones en tecnologías caracterizadas por altos costos fijos son más sensibles a choques de costos o ingresos; los tiempos de construcción de la planta, puesto que tiempos de construcción más prolongados incrementan el riesgo de que los movimientos del mercado afecten la viabilidad de las plantas de generación; y, por último, se encuentran el despliegue y la madurez de la tecnología, al considerar que tecnologías que se encuentren en etapas tempranas de desarrollo y que no han sido desplegadas exitosamente, suelen ser percibidas como inversiones riesgosas con altas tasas de retorno mínimo.

La tabla 5 muestra, con base en los resultados de las encuestas, la importancia de cada uno de los factores previamente descritos; según la medida en que cada uno de ellos afecta las diferentes tecnologías de generación con bajas emisiones de carbono.

**Tabla 5.** *Influencia de cada factor de riesgo en las diferentes tecnologías de generación.*

FACTORES DE RIESGO	Convencionales, maduras (Ej. Ciclo combinado de turbina de gas)	Alto costo de capital/Bajo costo marginal, intermitentes (Ej. Viento)	Alto costo de capital/Bajo costo marginal, inversiones aleatorias (Ej. Nuclear)	Etapas tempranas (Ej. Olas)
<b>Extrínsecos</b>				
Nivel de precio al por mayor de la electricidad y su volatilidad	Media	Media	Alta	Media
Nivel de precio del carbono y su volatilidad	Media	Baja	Media	Baja
Demanda de electricidad	Media	Baja	Media	Baja
Riesgo de las políticas de energía	Media	Alta	Alta	Alta
Valor de los subsidios y otros soportes	Baja	Alta	Baja	Alta
Percepción pública	Baja	Alta	Alta	Media
<b>Intrínsecos</b>				
Factor de carga de la planta	Media	Baja	Media	Baja
Disponibilidad técnica para la demanda	Media	Media	Media	Baja
Inversión en bienes de capital	Media	Alta	Alta	Alta
Costos operativos	Media	Media	Media	Media/Baja
Tiempos de construcción de la planta	Media	Media	Alta	Alta
Despliegue y madurez	Baja	Media	Media	Alta

Tomado de: ([Oxera, 2011](#))

El factor relacionado con la propiedad de la compañía entra a jugar también un papel importante. En teoría, las preferencias de los dueños de la compañía no deberían influenciar las decisiones de inversión de la misma y la forma de financiamiento de la empresa y sus políticas de dividendos no deberían afectar su estructura de capital ni su valor; sin embargo, en la práctica los dueños de la compañía influyen en la estructura de capital, al tener acceso a financiamiento con diferentes plazos o tasas; así como, en la estrategia de inversión, al intervenir en la orientación de la empresa a largo plazo en lo relacionado con la inversión en bienes de capital.

En la tabla 6 se encuentran los rangos de tasas de descuento para diferentes tecnologías de generación, obtenidos con base en los resultados de la encuesta. Se puede observar cómo la incertidumbre acerca del nivel preciso de la tasa de descuento se incrementa con la percepción de riesgo.



**Tabla 6.** Rangos de tasas de descuento para diferentes tecnologías de generación (real, antes de impuestos).

TECNOLOGÍA	PERCEPCIÓN DE RIESGO	TASA DE DESCUENTO (%)	
		MÍNIMA	MÁXIMA
<b>Generación Convencional</b>			
Ciclo combinado de turbina de gas	Baja	6	9
<b>Bajas emisiones de carbono y generación renovable</b>			
Hídrica (río)	Baja	6	9
Solar fotovoltaica	Baja	6	9
Biogas	Baja	7	10
Viento onshore	Baja	7	10
Biomasa	Media	9	13
Nuclear	Media	9	13
Viento offshore	Media	10	14
Olas (fija)	Media	10	14
Corrientes de marea	Alta	12	17
Presas de marea	Alta	12	17
CCS, carbono	Alta	12	17
CCS, gas	Alta	12	17
Olas (flotante)	Alta	13	18

Tomado de: ([Oxera, 2011](#))

Cabe resaltar que, en el reporte de Oxera, se demuestra que las tasas de descuento presentadas en la tabla 6 son consistentes con la evidencia obtenida en la revisión bibliográfica. Ernst & Young presenta una tasa de descuento del 12% (nominal, después de impuestos) para viento offshore, que podría traducirse en una tasa real antes de impuestos de aproximadamente 12-14%. El estudio “Analysis of Financial Incentives for Early CCS Deployment” ([Al Juaeid, 2010](#)), reporta un costo de capital propio del 19,5% (nominal, después de impuestos) y un costo de la deuda del 7% (nominal, después de impuestos), lo cual equivaldría a un WACC real antes de impuestos de aproximadamente 14-16%. Asimismo, los rangos de la tasa de descuento para nuclear coinciden con los rangos usados en estudios de la Universidad de Chicago en el año 2004 y el MIT en el año 2009, que se traducen en tasas de descuento reales antes de impuestos de aproximadamente 10-11%.

#### IV. Propuesta de un wacc diferenciado para renovables

Dado que en Colombia apenas se acaba de aprobar una ley que incentiva el uso de energías renovables y por lo tanto unas escasas iniciativas privadas para centrales de generación con este tipo de recursos, se hace necesario diferenciar el nivel de riesgo propio de un proyecto de generación con recursos renovables del que acarrea un proyecto de generación convencional. Por esta razón se propone el cálculo de un WACC diferenciado para renovables y no renovables que permita evaluar de forma objetiva los diferentes proyectos de generación.

Como antecedentes en Colombia se tiene la resolución CREG 083 de 2008 ([CREG, 2008](#)), en la cual se calculó el WACC para remunerar la actividad de transmisión tomando como referencia las empresas agrupadas en el sector servicios eléctricos de los Estados Unidos (SIC 4911) y a partir de ellas determinar el Beta del sector. Al buscar el grupo de empresas agrupadas en la SIC 4911, se encuentra que están divididas en subsectores entre los cuales se encuentra la generación hidroeléctrica, la generación con combustibles fósiles y las energías renovables; por lo tanto, proponemos tomar una muestra de la información de las empresas de los dos primeros subsectores para calcular un WACC para generación convencional y una muestra del tercer subsector para calcular el WACC para generación renovable.

Ante la propuesta de la UPME de calcular un WACC regionalizado, encontramos inconvenientes por la dificultad de diferenciar niveles de riesgo financiero por regiones, dado que no se dispone de información suficiente. El cálculo del WACC para el país involucra un parámetro objetivo conocido como riesgo país, el cual es calculado diariamente a partir del índice EMBI+ y publicado por el JP Morgan. Llevar el WACC a las regiones requeriría encontrar un índice similar que midiera el efecto del riesgo de la región en la rentabilidad exigida por un inversionista, para el cual no hemos encontrado referencia alguna hasta el momento.

De todas formas, este es un proyecto de investigación y por esta razón estamos abiertos a explorar las diferentes propuestas y alternativas. Por ello queremos anotar que en la revisión bibliográfica se encontró un reporte donde se proponía un WACC diferenciado por tecnologías renovables en Inglaterra a partir de encuestas a inversionistas, patrocinadores de proyectos y analistas financieros partiendo del hecho que sus expectativas y percepciones de riesgo difieren notablemente, y que existe un amplio rango de tasas de descuento viables para los proyectos de generación con bajas emisiones de carbono.

Creemos que esta metodología de encuestas podría ser aplicable en Colombia, pero perdería toda la objetividad que tiene el cálculo del WACC a partir del CAPM, con el riesgo adicional de una sobrevaloración de esta tasa de descuento dada la falta de experiencia en proyectos renovables en Colombia. Por eso nuestra sugerencia sigue siendo utilizar los dos WACC propuestos inicialmente utilizando la metodología del CAPM.

De todas formas, en caso de tener que adoptar la metodología de las encuestas, hacemos la salvedad de que nuestro grupo de investigación puede diseñar la encuesta a seguir y procesar la información, pero en caso le pediríamos el favor a la UPME que sea el gestor y realizador de la encuesta. La razón de ello es que la información solicitada puede ser considerada como confidencial para las empresas del sector y por experiencias anteriores en otros proyectos con estas empresas, los hemos encontrado muy reactivos al suministro de este tipo de información.

El cálculo de un WACC diferenciado para tecnologías de generación convencionales y renovables, implica en primera instancia la estimación de un beta promedio para cada tipo de

generación. Para el cálculo del WACC correspondiente a las tecnologías convencionales, se empleó el beta apalancado promedio de las empresas pertenecientes al sector de generación de Estados Unidos equivalente a 0,680. Éste fue calculado por el profesor Aswath Damodaran con base en los datos de 106 empresas recolectados a través de S&P IQ Capital, Bloomberg y la Reserva Federal ([Damodaran, 2014a](#)).

Por su parte, el beta empleado para el cálculo del WACC de las tecnologías renovables, se obtuvo con base en una muestra de las empresas incluidas en el SIC 4911 en el subsector de energías renovables. Los betas apalancados de estas empresas fueron obtenidos de la plataforma Bloomberg Professional, teniendo en cuenta un período de tiempo de 5 años, desde el 9 de mayo de 2009 hasta el 9 de mayo de 2014, y una periodicidad mensual. Posteriormente, se estimó un promedio de los datos recolectados, dando como resultado un beta apalancado de 0,849 para las tecnologías de generación renovables.

La tasa libre de riesgo obtenida fue del 3,12% y ésta se calculó con base en el promedio de las tasas de rendimiento de los bonos del tesoro de Estados Unidos con vencimiento a 10, 20 y 30 años; cuyas tasas equivalen al 2,67%, 3,22% y 3,47%, respectivamente ([US-Department-Of-The-Treasury, 2014](#)). La prima por riesgo de mercado incluida fue de 6,29%, la cual es también el resultado de los cálculos de Aswath Damodaran ([Damodaran, 2014b](#)).

Con base en los datos anteriores y aplicando el modelo CAPM, se obtuvo el costo del capital propio para las tecnologías de generación convencionales y para las tecnologías de generación renovables, equivalente al 7,40% para las primeras y 8,46% para las segundas. Sin embargo, es necesario que este costo de capital se ajuste a las condiciones del mercado colombiano, para lo cual se le adicionó el riesgo país calculado a través del índice EMBI+ y que, al cierre de la primera semana de mayo, era del 1,46% ([JP-Morgan, 2014](#)). Por lo cual, se obtuvo finalmente un costo del capital propio de 8,86% para las tecnologías de generación convencionales en Colombia y de 9,92% para las renovables.

El costo de la deuda para ambas tecnologías se obtuvo con base en la tasa de interés de colocación de créditos comerciales preferenciales a más de 5 años, establecidas por el Banco de la República. Para la primera semana de mayo, esta tasa equivalía al 8,05% ([Banco-República-Colombia, 2014](#)).

En última instancia, se aplicó la fórmula previamente descrita para calcular el WACC, con un nivel de endeudamiento del 40% y una tasa impositiva del 34%, para tecnologías tanto convencionales como renovables. De esta forma, se estimó un WACC nominal después de impuestos de 7,44% para las tecnologías de generación convencionales y de 8,08% para las tecnologías de generación renovables, para la primera semana de mayo del presente año.

## V. Cálculo de un índice delta de riesgo región

La actividad económica en Colombia involucra diferentes riesgos, en especial para la inversión en proyectos en las regiones diferentes a las grandes zonas urbanas. Esto es

especialmente cierto en proyectos de generación de energía, pues involucra grandes inversiones en zonas que por su naturaleza son especialmente propensas a los problemas de corrupción, violencia, homicidios, desplazamiento, combates entre el Ejército y grupos irregulares, etc. Los efectos negativos de estos hechos constituyen información importante para potenciales inversionistas al momento de evaluar el ambiente para promover.

Un inversionista potencial evaluara la rentabilidad mínima exigida para invertir su capital en un proyecto de generación, esta es una función del riesgo inherente al negocio, también conocido como el riesgo sistemático y que no puede ser evitado mediante diversificación al negocio, del riesgo país (generalmente medido por el EMBI+) y otros riesgos, entre ellos el riesgo región derivado de la corrupción y la violencia en las zonas rurales.

Este capítulo diseña una propuesta de medición del riesgo regional para incluir en el cálculo del costo de capital, necesario para estimar la tasa de descuento apropiada, para evaluar la viabilidad financiera de proyectos de generación de energía. En las secciones 6.1 y 6.2 se describe la información estadística utilizada. En la sección 6.3 se describe la metodología y se proveen algunos resultados preliminares.

## 1. Datos sobre el conflicto en Colombia

### Cifras situación de derechos humanos por departamento

El Observatorio de Derechos Humanos de la Vicepresidencia contiene datos para los años 2008 y 2009 ([Vicepresidencia, 2008-2009](#)) incluyendo su respectivo comparativo, por departamento para las siguientes variables<sup>4</sup> relacionadas con el conflicto en Colombia:

- Homicidios
- Casos de masacres
- Víctimas de masacres
- Homicidios de Alcaldes y ex - alcaldes
- Homicidios de Concejales
- Homicidios de Indígenas
- Homicidios de Maestros No Sindicalizados
- Homicidios de Maestros Sindicalizados
- Homicidios de sindicalistas de otros sectores
- Homicidios de Periodistas
- Secuestro
- Personas desplazadas (Por fecha expulsión)
- Personas desplazadas (Por fecha declaración)
- Eventos por MAP y MUSE<sup>5</sup>
- Civiles Heridos por MAP y MUSE

<sup>4</sup> Procesado: Observatorio del Programa Presidencial de DH y DIH, Vicepresidencia de la República  
Datos extraídos del sistema de información IDH, enero 26 de 2010.

<sup>5</sup> Víctimas de Minas Antipersonal o Municiones Sin Explotar (*MAP/MUSE*).

- Civiles muertos por MAP y MUSE
- Militares Heridos por MAP y MUSE
- Militares Muertos por MAP y MUSE

La base de datos sobre el conflicto armado que proporciona el CERAC (CERAC, 1988-2009) para los años 1988- 2009 contiene las siguientes variables de interés<sup>6</sup>:

- Combates
- Combates sin ataques
- Ataques
- Acciones unilaterales (Ataques sin combate)
- Combates Fuerzas estatales – Guerrilla
- Combates Fuerzas estatales - Paramilitares /Neo paramilitares
- Combates Paramilitares/Neo paramilitares – Guerrilla
- Muertes totales
- Muertes civiles
- Muertes guerrilleras
- Muertes paramilitares/neo paramilitares
- Muertes fuerzas estatales

## 2. Datos de Corrupción

### Índice de Transparencia Departamental- ITD

Este índice fue diseñado por Transparencia por Colombia (ITD, 2008-2009) y es aplicado desde el año 2003 con el fin de identificar condiciones institucionales y prácticas de los actores gubernamentales que favorecen la transparencia o incrementan los riesgos de corrupción en la gestión de las entidades públicas. Debido a los cambios en la legislación colombiana con la ley 1150 de 2007 sobre contratación pública se realizaron ajustes a la medición del índice, en los cuales los factores que son utilizados tuvieron un cambio en su composición al adaptarse nuevos indicadores y sub indicadores.

En la nueva medición se distribuyen de manera más equitativa los factores de evaluación: 33.3% para cada factor; al interior de cada factor se asigna una ponderación diferenciada a cada indicador teniendo en cuenta dos criterios, primero la relevancia del tema evaluado en relación con la transparencia y la prevención de riesgos de corrupción en los procesos de gestión pública y segundo las innovaciones y esfuerzos en procesos de gestión pública que señalen un interés especial en la transparencia y la lucha contra la corrupción. Los indicadores se agrupan en indicadores *tipo 1* que son los que más peso tienen en la calificación final, le siguen los indicadores *tipo 2* y por último los indicadores *tipo 3*.

---

<sup>6</sup> La información no es censal y está sujeta a revisiones y actualizaciones.

Esta nueva medición es más precisa para medir los riesgos de corrupción administrativa en departamentos y en contralorías municipales y departamentales. Los factores utilizados para la medición del índice son:

**A. Factor de visibilidad:** comprendidos aspectos como: entrega de información a Transparencia por Colombia, Gobierno electrónico, rendición de cuentas a la ciudadanía, publicidad de planeación, publicidad de recursos humanos, trámites, publicidad en la contratación y atención al ciudadano.

**B. Factor institucionalidad:** evalúa los componentes centrales de la gestión: planeación, contratación, administración del personal y sistemas de información para realizar la gestión. Lo comprenden: sistemas de información para la gestión, estructura de planeación, gestión del talento humano y gestión de la contratación.

**C. Factor de control y sanción:** mide los tres aspectos de control con los que cuentan las Gobernaciones: control interno, control externo y el control social. Compuesto por: sanción en el giro de regalías, entrega de información a organismos de control y sanción, promoción de la participación ciudadana, gestión disciplinaria y responsabilidad fiscal.

Indicadores de medición y su respectivo peso (cada uno incluye sub indicadores):

### **A. Factor visibilidad**

**Tipo 1:** Publicidad de la contratación- 6.67%, Rendición de cuentas a la ciudadanía- 6.67%, Entrega de información a Transparencia por Colombia- 6.67%.

**Tipo 2:** Publicidad del recurso humano-3.33%, Publicidad de la planeación- 3.33%, Sistema de atención al ciudadano – 3.33%, Sistema de atención al ciudadano-3.33%.

**Tipo 3:** Trámites- 1.67%, Gobierno electrónico-1.67%.

### **B. Factor institucionalidad**

**Tipo 1:** Gestión de la contratación- 12.12%, Gestión del talento humano – 12.12%.

**Tipo 2:** Estructura de la planeación- 6.07%.

**Tipo 3:** Sistemas de información para la gestión- 3.03%

### **C. Factor control y sanción**

**Tipo 1:** Promoción de espacios para la participación ciudadana – 13.33%.

**Tipo 2:** Gestión disciplinaria – 6.67%, Entrega de información a organismos de regulación y control – 6.67%.

**Tipo 3:** Responsabilidad Fiscal- 3.33% Sanción en el giro de regalías – 3.33%

La versión más reciente del índice es la correspondiente al período 2008-2009 publicada en 2010 en donde se evaluaron dichos factores en 32 gobernaciones departamentales y 59 Contralorías Territoriales de todo el país.

La metodología propone una nueva escala de rangos en los niveles de riesgos de corrupción administrativa, los cuales se muestran en la figura 1.

*Figura 1. Niveles de riesgo de corrupción administrativa.*

Niveles de Riesgo de Corrupción Administrativa	Rango de Calificaciones
<b>Riesgo BAJO</b>	Entre 89.5 y 100
<b>Riesgo MODERADO</b>	Entre 74.5 y 89.4
<b>Riesgo MEDIO</b>	Entre 60.0 y 74.4
<b>Riesgo ALTO</b>	Entre 44.5 y 59.9
<b>Riesgo MUY ALTO</b>	Entre 0 y 44.4

Fuente: Transparencia por Colombia.(ITD, 2008-2009)

Por los ajustes de la nueva medición, los resultados 2008 - 2009 no son técnicamente comparables con los resultados de las mediciones anteriores. La información del ITD 2008 - 2009 fue recogida durante el año 2009 y el primer semestre de 2010; esta proviene de las siguientes fuentes: La entidad evaluada, verificación por parte de Transparencia por Colombia y entidades de control y regulación.

En esta última medición podemos observar que la gobernación que obtuvo el menor nivel de riesgo fue Santander (moderado), seguido de Caldas y Boyacá, mientras que, en los últimos lugares se ubicaron Amazonas, Chocó y con nivel de riesgo muy alto, Guaviare. Referente a las contralorías departamentales las mejor evaluadas fueron las de Valle, Antioquia y caldas y las peor evaluadas Chocó, Vaupés y Vichada.

A pesar de los grandes riesgos de corrupción en asuntos de apertura informativa y gestión de los recursos humanos en los diferentes departamentos, el ITD muestra avances en la institucionalidad de algunas gobernaciones al obtener un promedio de 66.2/100.(ITD, 2008-2009).

### 3. Metodología

Para el cálculo del riesgo región se definieron las siguientes variables:

$$\delta_i = \frac{\#Comb_i}{Tot. Comb} \oplus \frac{\#Sec_i}{Tot. Sec} \oplus \frac{\#Desp_i}{Tot. Desp.} \oplus \frac{\#Hom_i}{Tot. Hom} \oplus \dots$$

El símbolo  $\oplus$  denota un operador binario que indica producto o multiplicación, donde  $\#Comb$ : Número de combates,  $\#Sec$ : Número de secuestros,  $\#Desp$ : número de desplazados y  $\#Hom$ : número de homicidios. Sea también,

$$\eta_i = \frac{N_i}{N} \quad \text{donde} \quad \sum_i^M \eta_i = 1$$

Donde  $N_i$  es la población en la región  $i \in M$ , de modo que  $\eta_i$  es la proporción de la población en la región  $i$ . Definamos el riesgo por el Conflicto Armado (CA) para la región  $i \in M$ , como:

$$\Delta_i^1 = \delta_i \eta_i$$

Definamos el riesgo por Corrupción Administrativa (RCA) para  $i \in M$ , como:

$$\Delta_i^2 = \frac{\gamma_i}{100} \eta_i$$

Donde  $\gamma_i$  es el índice de riesgo o riesgo de nivel de corrupción administrativa. Note que los índices construidos para cada región inducen vectores  $M \times 1$ :

$$\Delta^1 = (\Delta_1^1, \dots, \Delta_M^1)' \quad \text{y} \quad \Delta^2 = (\Delta_1^2, \dots, \Delta_M^2)'$$

El riesgo en la región  $i$  es la suma ponderada de los riesgos específicos de cada región:

$$\Delta_i = \rho_1 \Delta_i^1 + \rho_2 \Delta_i^2, \quad 0 \leq \rho_j \leq 1 \quad j = 1,2$$

#### Selección (automática) de la ponderación

En principio la selección del  $\rho_i$   $i = 1,2$  se puede hacer de varias maneras. En este caso la selección se hace con base en el análisis cuidadoso de la correlación que existe entre  $\Delta^1$  y  $\Delta^2$  y la actividad económica, en particular el PIB per cápita de los departamentos del año 2009. En este sentido el  $\rho_i$  estimado es el coeficiente de determinación en una regresión del PIB per cápita regional sobre  $\Delta_i^1$  y  $\Delta_i^2$  separadamente. La tabla 7 muestra los resultados obtenidos.



*Tabla 7. Cálculo del Índice Delta*

Departamentos/Región	$\Delta_i$	$\Delta_i * 100$ (%)
Amazonas	0,0002	0,0157
Antioquia	0,0203	2,0333
Arauca	0,0008	0,0820
Atlántico	0,0083	0,8328
Bolívar	0,0062	0,6219
Boyacá	0,0047	0,4703
Caldas	0,0037	0,3692
Caquetá	0,0014	0,1396
Casanare	0,0010	0,0964
Cauca	0,0040	0,4020
Cesar	0,0023	0,2300
Chocó	0,0011	0,1086
Córdoba	0,0052	0,5210
Cundinamarca	0,0090	0,8953
Guainía	0,0001	0,0100
Guaviare	0,0002	0,0192
Huila	0,0033	0,3340
La Guajira	0,0022	0,2167
Magdalena	0,0039	0,3873
Meta	0,0027	0,2768
Nariño	0,0059	0,5832
Norte de Santander	0,0047	0,4658
Putumayo	0,0008	0,0776
Quindío	0,0020	0,1989
Risaralda	0,0033	0,3347
San Andrés y Providencia	0,0002	0,0230
Santander	0,0078	0,7794
Sucre	0,0024	0,2483
Tolima	0,0044	0,4467
Valle del Cauca	0,0149	1,4792
Vaupés	0,0001	0,0095
Vichada	0,0002	0,0161
$\rho_1$ Riesgo Conflicto Armado	0,006	
$\rho_2$ Riesgo Corrupción Admin,	0.2	

Fuente: CERAC, Transparencia por Colombia, Observatorio de Derechos Humanos, DANE.

Cálculos propios.

## VI. Cálculo de un wacc por región

Con base en el Índice Delta calculado en la sección 6.3, finalmente se estimó un WACC por región. Para su cálculo se sumó el Índice Delta de cada departamento al valor del costo del capital hallado en el capítulo 5, para tecnologías de generación tanto convencionales como renovables; y se realizó un nuevo cálculo del WACC con estos valores de Ke. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 8.

*Tabla 8. WACC nominal después de impuestos, por región, para tecnologías de generación convencionales y renovables.*

Departamentos	Ke Convencionales	Ke Renovables	WACCdi Convencionales	WACCdi Renovables
Amazonas	8,87%	9,94%	7,449%	8,088%
Antioquia	10,89%	11,95%	8,660%	9,298%
Arauca	8,94%	10,00%	7,489%	8,127%
Atlántico	9,69%	10,75%	7,939%	8,578%
Bolívar	9,48%	10,54%	7,813%	8,451%
Boyacá	9,33%	10,39%	7,722%	8,360%
Caldas	9,23%	10,29%	7,661%	8,300%
Caquetá	9,00%	10,06%	7,523%	8,162%
Casanare	8,95%	10,02%	7,497%	8,136%
Cauca	9,26%	10,32%	7,681%	8,319%
Cesar	9,09%	10,15%	7,577%	8,216%
Chocó	8,97%	10,03%	7,505%	8,143%
Córdoba	9,38%	10,44%	7,752%	8,391%
Cundinamarca	9,75%	10,82%	7,977%	8,615%
Guainía	8,87%	9,93%	7,445%	8,084%
Guaviare	8,88%	9,94%	7,451%	8,090%
Huila	9,19%	10,25%	7,639%	8,277%
La Guajira	9,08%	10,14%	7,570%	8,209%
Magdalena	9,24%	10,31%	7,671%	8,310%
Meta	9,13%	10,19%	7,602%	8,240%
Nariño	9,45%	10,51%	7,793%	8,432%
Norte de Santander	9,32%	10,39%	7,720%	8,359%
Putumayo	8,94%	10,00%	7,486%	8,125%
Quindío	9,06%	10,12%	7,559%	8,197%
Risaralda	9,19%	10,26%	7,641%	8,279%
San Andrés y Prov.	8,88%	9,94%	7,453%	8,091%
Santander	9,64%	10,70%	7,908%	8,547%
Sucre	9,10%	10,17%	7,586%	8,225%
Tolima	9,30%	10,36%	7,704%	8,343%

Valle del Cauca	10,35%	11,41%	8,333%	8,971%
Vaupés	8,87%	9,93%	7,446%	8,084%
Vichada	8,87%	9,94%	7,449%	8,088%

Fuente: Cálculos propios.

## VII. Conclusiones

El costo promedio ponderado del capital (WACC por sus siglas en inglés) es el método utilizado para calcular la tasa de descuento de proyectos de generación de electricidad en todos los países y referencias consultadas. Para el componente del WACC correspondiente al costo de capital propio se recomienda el modelo de equilibrio de activos de capital (CAPM por sus siglas en inglés), ya que este es el que más se ajusta a este grupo de empresas cuyos ingresos son generalmente regulados.

En los diversos trabajos consultados se encuentran diferentes variantes para el cálculo del CAPM, que van desde utilizar las tasas de corto plazo, las tasas de largo plazo o un promedio entre ambas. También se encontraron distintas formas de calcular el beta, la tasa libre de riesgo y el riesgo país, lo cual es corroborado por Villareal (2014) en su informe sobre estudio sobre variantes para cálculo de la tasa de descuento presentado a Andesco.

En el caso colombiano, se calculó la tasa de descuento para tecnologías de generación convencionales y renovables siguiendo la metodología utilizada en la resolución CREG 083 de 2008, donde se especifican las fuentes de información de las variables y los períodos de tiempo de las tasas utilizadas en su cálculo.

Dado el desarrollo incipiente de proyectos de generación con energías renovables en Colombia, se propone establecer un WACC diferenciado para estas tecnologías que tenga en cuenta su mayor riesgo producto de la poca experiencia local y la ausencia de incentivos regulatorios hasta el momento. Siguiendo la metodología propuesta se encontró un WACC nominal después de impuestos de 8,08% para energías renovables, levemente superior al 7,44% correspondiente a las tecnologías convencionales en Colombia.

Es importante destacar que la propuesta de un WACC regional como se ha expuesto en este documento, es un paso inicial para poner sobre el debate la necesidad diseñar mejores metodologías para estimar el costo de oportunidad de proyectos de generación de electricidad, pues es importante reconocer que las características observables de las regiones son muy variadas, en consecuencia, el uso de un WACC para las mismas regiones resulta en información imprecisa para los agentes del mercado.

## Bibliografía

AGL. (2012). Draft Report on Regulated Retail Electricity Prices 2012-13. New South Wales, Austria.

Al Juaeid, M. (2010). Analysis of Financial Incentives for Early CCS Deployment. *Energy Technology Innovation Policy Discussion Paper Series*: Harvard Kennedy School.

Banco-República-Colombia. (2014). Tasas de colocación. Retrieved Mayo, 2014, from [http://www.banrep.gov.co/es/economia/tasas\\_colo4.htm](http://www.banrep.gov.co/es/economia/tasas_colo4.htm)

Brealey, R., & Myers, S. (1992). *Principios de finanzas corporativas*. (M. Espitia & M. d. C. Ansotegui, Trans. Segunda ed.). México D.F.: McGraw-Hill.

CERAC. (1988-2009). *Base de datos sobre Conflicto Armado Colombiano*.

Damodaran, A. (2014a, Febrero 20). Cost of Capital by Sector. Retrieved Febrero, 2014, from [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/wacc.htm](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/wacc.htm)

Damodaran, A. (2014b). Country Default Spreads and Risk Premiums. Retrieved Mayo, 2014, from [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/ctryprem.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html)

Durán, I. M. L. F., Laura; Restrepo, Jorge A. (2009). Guerra y violencias en Colombia: herramientas e interpretaciones: Pontificia Universidad Javeriana de Colombia.

Ehrhardt, M. C., & Brigham, E. F. (2007). *Finanzas Corporativas*. (Segunda ed.). México D.F.: Cengage Learning.

ERO. (2011). Indicative values of WACC. Pristina: Oficina de Regulación de la Energía (ERO).

Fernández, P. (2009). Beta used by professors: A survey with 2,500 answers. *Working Paper WP-822*. Barcelona: Universidad de Navarra.

ITD, T. p. C.-. (2008-2009). Índice de Transparencia Departamental.

JP-Morgan. (2014). EMBI - Riesgo País. Retrieved Mayo, 2014, from <http://www.ambito.com/economia/mercados/riesgo-pais/info/?id=1>

Lira, R. (2011). *Manual para la modelación financiera de activos de generación eléctrica en Chile*. (Magister en Ingeniería), Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile.

Metodología para calcular el WACC para remunerar la actividad de transmisión en Colombia., Resolución CREG 083 de 2008 C.F.R. (2008).

OFEN. (2013). Explications relatives au calcul du taux d'intérêt calculé conformément à l'art. 13, al. 3bis, let. b, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl) pour l'année 2014. Suiza: Departamento federal del medio ambiente, de los transportes y de la energía de la comunicación (DETEC).

Ondraczek, J., Komendantova, N., & Patt, A. (2013). WACC the dog: the effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power. *Working Paper FNU-201*. Alemania: Universidad de Hamburgo.

Oxera. (2011). Discount rates for low-carbon and renewable generation technologies. Oxford: Oxera Consulting Ltd.

Perrin, L.-M. (2013). Mapping power and utilities regulation in Europe: EY.

Rushing, A. S., Kneiffel, J. D., & Lippiatt, B. C. (2013). Energy Price Indices and Discount Factors for Life-Cycle Cost Analysis - 2013. *Annual Supplement to NIST Handbook 135 and NBS Special Publication 709*. Washington D.C.: Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST).

Ruzzier, C. A. (2003). Introducción al cálculo del costo de capital en empresas reguladas. Buenos Aires: Universidad Argentina de la Empresa.

US-Department-Of-The-Treasury. (2014). Daily Treasury Yield Curve Rates. Retrieved Mayo, 2014, from <http://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yield>

Vicepresidencia, O. d. D. H. d. I. (2008-2009). *Estadísticas del conflicto por departamento*. Retrieved from: <http://www.derechoshumanos.gov.co/Observatorio/Paginas/EstadisticasDepartamento.aspx>

Villarreal, N. (2014). El CAPM - WACC en la práctica. Andesco. Bogotá.

## Borradores del CIE

No.	Título	Autor(es)	Fecha
01	Organismos reguladores del sistema de salud colombiano: conformación, funcionamiento y responsabilidades.	Durfari Velandia Naranjo Jairo Restrepo Zea Sandra Rodríguez Acosta	Agosto de 2002
02	Economía y relaciones sexuales: un modelo económico, su verificación empírica y posibles recomendaciones para disminuir los casos de sida.	Marcela Montoya Múnera Danny García Callejas	Noviembre de 2002
03	Un modelo RSDAIDS para las importaciones de madera de Estados Unidos y sus implicaciones para Colombia	Mauricio Alviar Ramírez Medardo Restrepo Patiño Santiago Gallón Gómez	Noviembre de 2002
04	Determinantes de la deserción estudiantil en la Universidad de Antioquia	Johanna Vásquez Velásquez Elkin Castaño Vélez Santiago Gallón Gómez Karoll Gómez Portilla	Julio de 2003
05	Producción académica en Economía de la Salud en Colombia, 1980-2002	Karem Espinosa Echavarría Jairo Humberto Restrepo Zea Sandra Rodríguez Acosta	Agosto de 2003
06	Las relaciones del desarrollo económico con la geografía y el territorio: una revisión.	Jorge Lotero Contreras	Septiembre de 2003
07	La ética de los estudiantes frente a los exámenes académicos: un problema relacionado con beneficios económicos y probabilidades	Danny García Callejas	Noviembre de 2003
08	Impactos monetarios e institucionales de la deuda pública en Colombia 1840-1890	Angela Milena Rojas R.	Febrero de 2004
09	Institucionalidad e incentivos en la educación básica y media en Colombia	David Fernando Tobón Germán Darío Valencia Danny García Guillermo Pérez Gustavo Adolfo Castillo	Febrero de 2004
10	Selección adversa en el régimen contributivo de salud: el caso de la EPS de Susalud	Johanna Vásquez Velásquez Karoll Gómez Portilla	Marzo de 2004
11	Diseño y experiencia de la regulación en salud en Colombia	Jairo Humberto Restrepo Zea Sandra Rodríguez Acosta	Marzo de 2004
12	Economic Growth, Consumption and Oil Scarcity in Colombia: A Ramsey model, time series and panel data approach	Danny García Callejas	Marzo de 2005
13	La competitividad: aproximación conceptual desde la teoría del crecimiento y la geografía económica	Jorge Lotero Contreras Ana Isabel Moreno Monroy Mauricio Giovanni Valencia Amaya	Mayo de 2005
14	La curva Ambiental de Kuznets para la calidad del agua: un análisis de su validez mediante raíces unitarias y cointegración	Mauricio Alviar Ramírez Catalina Granda Carvajal Luis Guillermo Pérez Puerta Juan Carlos Muñoz Mora Diana Constanza Restrepo Ochoa	Mayo de 2006
15	Integración vertical en el sistema de salud colombiano: Aproximaciones empíricas y análisis de doble marginalización	Jairo Humberto Restrepo Zea John Fernando Lopera Sierra Sandra Rodríguez Acosta	Mayo de 2006
16	Cliometrics: a market account of a scientific community (1957-2005)	Angela Milena Rojas	Septiembre de 2006
17	Regulación ambiental sobre la contaminación vehicular en Colombia: ¿hacia dónde vamos?	David Tobón Orozco Andrés Felipe Sánchez Gandur Maria Victoria Cárdenas Londoño	Septiembre de 2006

18	Biology and Economics: Metaphors that Economists usually take from Biology	Danny García Callejas	Septiembre de 2006
19	Perspectiva Económica sobre la demanda de combustibles en Antioquia	Elizeth Ramos Oyola María Victoria Cárdenas Londoño David Tobón Orozco	Septiembre de 2006
20	Caracterización económica del deporte en Antioquia y Colombia: 1998-2001	Ramón Javier Mesa Callejas Rodrigo Arboleda Sierra Ana Milena Olarte Cadavid Carlos Mario Londoño Toro Juan David Gómez Gonzalo Valderrama	Octubre de 2006
21	Impacto Económico de los Juegos Deportivos Departamentales 2004: el caso de Santa Fe De Antioquia	Ramón Javier Mesa Callejas Ana Milena Olarte Cadavid Nini Johana Marín Rodríguez Mauricio A. Hernández Monsalve Rodrigo Arboleda Sierra	Octubre de 2006
22	Diagnóstico del sector deporte, la recreación y la educación física en Antioquia	Ramón Javier Mesa Callejas Rodrigo Arboleda Sierra Juan Francisco Gutiérrez Betancur Mauricio López González Nini Johana Marín Rodríguez Nelson Alveiro Gaviria García	Octubre de 2006
23	Formulación de una política pública para el sector del deporte, la recreación y la educación física en Antioquia	Ramón Javier Mesa Callejas Rodrigo Arboleda Sierra Juan Francisco Gutiérrez Betancur Mauricio López González Nini Johana Marín Rodríguez Nelson Alveiro Gaviria García	Octubre de 2006
24	El efecto de las intervenciones cambiarias: la experiencia colombiana 2004-2006	Mauricio A. Hernández Monsalve Ramón Javier Mesa Callejas	Octubre de 2006
25	Economic policy and institutional change: a context-specific model for explaining the economic reforms failure in 1970's Colombia	Angela Milena Rojas	Noviembre de 2006
26	Definición teórica y medición del Comercio Intraindustrial	Ana Isabel Moreno M. Héctor Mauricio Posada D	Noviembre de 2006
<b>Borradores Departamento de Economía</b>			
27	Aportes teóricos al debate de la agricultura desde la economía	Marleny Cardona Acevedo Yady Marcela Barrero Amortegui Carlos Felipe Gaviria Garcés Ever Humberto Álvarez Sánchez Juan Carlos Muñoz Mora	Septiembre de 2007
28	Competitiveness of Colombian Departments observed from an Economic geography Perspective	Jorge Lotero Contreras Héctor Mauricio Posada Duque Daniel Valderrama	Abril de 2009
29	La Curva de Engel de los Servicios de Salud En Colombia. Una Aproximación Semiparamétrica	Jorge Barrientos Marín Juan Miguel Gallego Juan Pablo Saldarriaga	Julio de 2009
30	La función reguladora del Estado: ¿qué regular y por qué?: Conceptualización y el caso de Colombia	Jorge Hernán Flórez Acosta	Julio de 2009
31	Evolución y determinantes de las exportaciones industriales regionales: evidencia empírica para Colombia, 1977-2002	Jorge Barrientos Marín Jorge Lotero Contreras	Septiembre de 2009
32	La política ambiental en Colombia: Tasas retributivas y Equilibrios de Nash	Medardo Restrepo Patiño	Octubre de 2009
33	Restricción vehicular y regulación ambiental: el programa "Pico y Placa" en Medellín	David Tobón Orozco Carlos Vasco Correa Blanca Gómez Olivo	Mayo de 2010

34	Corruption, Economic Freedom and Political Freedom in South America: In Pursuit of the missing Link	Danny García Callejas	Agosto de 2010
35	Karl Marx: dinero, capital y crisis	Ghislain Deleplace	Octubre de 2010
36	Democracy and Environmental Quality in Latin America: A Panel System of Equations Approach, 1995-2008	Danny García Callejas	Noviembre de 2010
37	Political competition in dual economies: clientelism in Latin America	Angela M.Rojas Rivera	Febrero de 2011
38	Implicaciones de Forward y Futuros para el Sector Eléctrico Colombiano	Duvan Fernando Torres Gómez Astrid Carolina Arroyave Tangarife	Marzo de 2011
39	Per Capita GDP Convergence in South America, 1960-2007	Danny García Callejas	Mayo de 2011
40	Efectos del salario mínimo sobre el estatus laboral de los jóvenes en Colombia	Yenny Catalina Aguirre Botero	Agosto de 2011
41	Determinantes del margen de intermediación en el sector bancario colombiano para el periodo 2000 – 2010	Perla Escobar Julián Gómez	Septiembre de 2011
42	Tamaño óptimo del gasto público colombiano: una aproximación desde la teoría del crecimiento endógeno	Camilo Alvis Cristian Castrillón	Septiembre de 2011
43	Estimación del stock de capital humano bajo la metodología Jorgenson-Fraumeni para Colombia 2001-2009	Juan David Correa Ramírez Jaime Alberto Montoya Arbeláez	Septiembre de 2011
44	Estructura de ingresos para trabajadores asalariados y por cuenta propia en la ciudad de Ibagué	José Daniel Salinas Rincón Daniel Aragón Urrego	Noviembre de 2011
45	Identificación y priorización de barreras a la eficiencia energética: un estudio en microempresas de Medellín	Juan Gabriel Vanegas Sergio Botero Botero	Marzo de 2012
46	Medición del riesgo sistémico financiero en estudios de historia económica. Propuesta metodológica y aplicación para la banca libre en Antioquia, 1888	Javier Mejía Cubillos	Mayo de 2012
47	El tiempo, el éter que lo cubre todo: Un análisis de la temporalidad en la economía política de Karl Marx	Germán Darío Valencia Agudelo	Septiembre de 2012
48	Características de la Población Ocupada en Colombia: Un análisis del perfil de los formales e informales	José Daniel Salinas Rincón Sara Isabel González Arismendy Leidy Johana Marín	Octubre de 2012
49	Desarrollo económico Territorial: El caso del Cluster TIC, Medellín y Valle de Aburrá. Propuesta de fomento y consolidación de la industria de Contenidos Digitales	Felipe Molina Otálvaro Pablo Barrera Bolaños Tulio Montemiranda Aguirre	Noviembre de 2012
50	Análisis de la interacción entre las autoridades monetaria y fiscal en Colombia (1991-2011). Una aplicación desde la teoría de juegos	Sebastián Giraldo González Edwin Esteban Torres Gómez Ana Cristina Muñoz Toro	Enero de 2013
51	Tangible Temptation in the Social Dilema: Cash, Cooperation, and Self Control	Kristian Ove R. Myrseth Gerhard Riener Conny Wollbrant	Mayo de 2013
52	Análisis de las disparidades regionales en Colombia: una aproximación desde la estadística espacial, 1985 – 2010	Jhonny Moncada Osmar Leandro Loaiza Quintero	Octubre de 2013
53	Modelo VECM para estimar relaciones de largo plazo de un indicador de liquidez y sus determinantes	Wilman A. Gómez John F. Lopera	Noviembre de 2013
54	Informality and Macroeconomic Volatility: Do Credit Constraints Matter?	Catalina Granda Carvajal	Enero de 2015



55	¿Debería la Historia del Pensamiento Económico ser incluida en los Planes de Estudio de Economía en Pregrado?	Alessandro Roncaglia	Junio de 2015
56	A Comparative Analysis of Political Competition and Local Provision of Public Goods: Brazil, Colombia and Mexico (1991-2010)	Ángela M. Rojas Rivera Carlos A. Molina Guerra	Octubre de 2015
57	Economía, gestión y fútbol: de la pasión a la sostenibilidad financiera	Ramón Javier Mesa Callejas Jair Albeiro Osorio Agudelo Carlos Eduardo Castaño Ríos	Julio de 2016
58	Desarrollo económico y espacial desigual: panorama teórico y aproximaciones al caso colombiano	Angela Milena Rojas Rivera Juan Camilo Rengifo López	Noviembre de 2016
59	Extent of Expected Pigouvian Taxes and Permits for Environmental Services in a General Equilibrium Model with a natural capital constraint	David Tobón Orozco Carlos Molina Guerra John Harvey Vargas Cano	Noviembre de 2016
60	Riesgo idiosincrático y retornos en el mercado accionario de Colombia	Carlos Andrés Barrera Montoya	Enero de 2017
61	Incidencia de los flujos de capital en la política monetaria de Colombia, 1996-2011	Deivis Agudelo Hincapié Alexis Arias Saavedra Julián Jiménez Mejía	Enero de 2017
62	Sobre los fundamentales del precio de la energía eléctrica: evidencia empírica para Colombia	Jorge Barrientos Marín Monica Toro Martínez	Marzo de 2017
63	Desarrollo económico local y género en ámbitos territoriales rurales: el caso de la zona Liborina-Sabanalarga, Antioquia, Colombia	Harold Cardona Trujillo Jorge Lotero Contreras Paula Andrea Galeano Morales Alix Bibiana Gómez Robinson Garcés Marín	Mayo de 2017
64	Recursos y capacidades para el desarrollo económico local en Buriticá Antioquia	Tatiana María Colorado Marín Juan David Franco Henao Yesica Rangel Villada	Junio de 2017
65	Panel de VAR: Una aplicación en la movilidad de factores de producción en la integración económica Alianza del Pacífico	Carlos Andrés Villarreal Restrepo	Junio de 2017
66	Cálculo de un WACC diferenciado por región para proyectos de generación de electricidad con fuentes renovables en Colombia	Jorge Barrientos Marín Fernando Villada Duque	Agosto de 2017

LECTURAS  
DE  
ECONOMÍA

Perfil  
de Coyuntura  
Económica