

MERCADO DE BONOS DE CARBONO: UNA OPORTUNIDAD PARA LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN COLOMBIA

Eduardo Alexander Duque Grisales, Institución Universitaria ESUMER

John Dairo Ramírez Aristizábal, Institución Universitaria ESUMER

Juan Pablo Valencia Ocampo, DINAMICA

RESUMEN

El mundo cuestiona la generación eléctrica con combustibles fósiles por la emisión de dióxido de carbono que tiene incidencia en el efecto invernadero y en el cambio climático. Esta preocupación ha llevado a la creación de un nuevo mercado: el Mercado de Carbono. Este otorga un tipo de bonos llamados “certificados de reducción de emisiones” a los proyectos que por su actividad reducen la cantidad de gases de efecto invernadero. Los proyectos hidroeléctricos se encuentran entre los más susceptibles de recibir este tipo de incentivos debido a que dentro del Mecanismo de Desarrollo Limpio son consideradas una fuente de energía limpia con mínimos impactos en el ambiente. Este artículo presenta una revisión de las metodologías existentes para la valoración de emisiones de gases efecto invernadero y la aplicación de la metodología ACM0002 en una pequeña central hidroeléctrica en Colombia, calculando un factor de emisión actualizado para el país.

PALABRAS CLAVE: Mercados de Carbono, Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH)

CARBON MARKET: A CHANCE FOR SMALL HYDROELECTRIC POWER STATIONS IN COLOMBIA

ABSTRACT

The world utilizes power generation by fossil fuel involving the emission of carbon dioxide. This has an impact on the greenhouse effect and climate change. The concern has led to creation of a new market: the Carbon market. This market issues a type of credit called "Certified Emission Reduction" to projects reducing the amount of greenhouse gases. Hydropower projects are among the most likely to receive this type of incentive because they are considered a source of clean energy with minimal impact on the environment by the Clean Development Mechanism. This article presents a review of the existing methodologies for assessing greenhouse gas emissions and the implementation of the ACM0002 methodology in small hydroelectric plants in Colombia. We calculate an emission factor updated for the country.

JEL: Q42, Q43, Q51, Q54

KEYWORDS: Carbon Market, Clean Development Mechanism (CDM), Small Hydroelectric Plant (SHP)

INTRODUCCIÓN

En las últimas tres décadas, el mundo ha venido sufriendo las consecuencias del cambio climático, debido al uso excesivo de combustibles de origen fósil y a la alta emisión de gases efecto invernadero (GEI). Este efecto ha generado la firma de tratados, como el Protocolo de Kioto (PK), con objetivos claros en la limitación de emisiones de GEI para los países desarrollados, incluso para países en vía de desarrollo (UNFCCC, 2013). Desde el punto de vista del cambio climático, es irrelevante donde se reduzcan las emisiones, porque los efectos del cambio climático se producen, y sus causas se combaten, a escala global. Sin embargo, desde el punto de vista económico, es más rentable reducir las emisiones donde salga más económico hacerlo. Estas variaciones ambientales que se producen a nivel global han planteado la responsabilidad que deben asumir las naciones, y en especial los actores del sector industrial y empresarial como principales agentes de este cambio (UNFCCC, 2013).

Con este planteamiento, el protocolo de Kioto ha impulsado el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) con dos objetivos claros: el primero de ellos consiste en que un país dentro del Anexo I (listado de países desarrollados y con economías en transición de mercado que firmaron el protocolo de Kioto) reciba una ayuda para cumplir con su compromiso del PK; y el segundo establece que, a través de los proyectos que se lleguen a realizar en países en desarrollo, estos últimos se vean beneficiados con la transferencia de tecnologías ambientalmente racionales suministradas por los países más avanzados y por ende, se propicie un desarrollo sostenible para dichos países. Los bonos generados a través de este mecanismo son conocidos como “Certificados de Emisiones Reducidas” o CER por su nombre en inglés (Lokey, 2009) y son otorgados a los proyectos que por su actividad reducen las emisiones de GEI, que pueden ser vendidos a actores industrializados como “permisos” para emitir más GEI del autorizado y comercializarlos en la bolsa de valores como bonos de carbono (PNUMA & UNFCCC, 2002).

Colombia, y más específicamente Antioquia, tienen un potencial hidroeléctrico abundante y de buena calidad, gracias a la afortunada combinación de aguas ricas en caudal y regulación natural, caídas topográficas abundantes y condiciones geológicas estables en el subsuelo (BIRD, 2011; Morales et al., 2015). Así mismo, cuenta con aceptable infraestructura de conectividad tanto vial como eléctrica para facilitar acceso a zonas de proyectos y permitir el transporte de la energía producida. Estas características permiten que las centrales hidroeléctricas en Antioquia presenten las condiciones necesarias para desarrollarse sustentablemente y beneficiarse de la emisión de bonos de carbono sin impactar negativamente el ambiente, a través de la venta de bonos de carbono.

El objetivo de este trabajo consiste en la revisión y aplicación de algunas metodologías existentes para la valoración económica de las emisiones reducidas en la central hidroeléctrica Generadora Alejandría y su impacto en el sector eléctrico colombiano. El artículo se ha estructurado de la siguiente manera: una primera parte correspondiente a esta introducción. Posteriormente, se presenta una revisión literaria en la que se abordan los conceptos básicos de mercados de carbono y el uso de centrales hidroeléctricas en los Mecanismos de Desarrollo limpio. Posteriormente se presenta la metodología de estudio, en donde se describe el procedimiento para calcular las variables del modelo y su aplicación en en la central hidroeléctrica Generadora Alejandría. Seguidamente se presentan los resultados de la investigación. Finalmente, el artículo se concluye con unos comentarios.

REVISIÓN LITERARIA

El mercado de carbono a través del MDL funciona de la siguiente manera: los Estados miembros del Anexo I del Protocolo de Kioto suelen elaborar Planes Nacionales de Asignación (PNA) de acuerdo a los cuales se establecen límites de emisiones a sus empresas. Dentro de este límite, las empresas pueden comprar y vender derechos de acuerdo a sus necesidades para, a fin de año, entregar una cantidad de derechos equivalentes a sus emisiones. De esta manera, las emisiones se reducen allí donde resulta más rentable

(Watts et al., 2015). Varios autores han discutido el uso de sistemas de energía renovables en lugar de sistemas de energía convencionales en proyectos MDL y sus impactos sociales, económicos y ambientales, mostrando tendencias a la reducción total de las emisiones como producto de la instalación de sistemas de energía renovable en zonas remotas (Akella, Saini, & Sharma, 2009; Devault, Merlina, Lim, Probst, & Pinelli, 2007) (Mol, 2012; PNUMA & UNFCCC, 2002).

Por su parte, otros trabajos (Abril et al., 2005; Martins, Seiffert, & Dziedzic, 2013; Van Vuuren et al., 2003) han evaluado proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) como candidatos para la reducción de emisiones GEI. Se ha mostrado que tecnologías de energía renovable, tales como PCH, pueden contribuir a la sostenibilidad global a través de la mitigación de GEI (BIRD, 2011; Mol, 2012). Además, estudios en países en desarrollo muestran que la inversión en tecnologías más eficientes, el uso racional de la energía y la sustitución de combustibles fósiles por renovables, reducen las emisiones de gases de efecto invernadero. Dado que las PCH representan una fuente de energía renovable, con una reducción de las emisiones de GEI, es probable que el mercado MDL sea una fuente de oportunidad para su desarrollo, aumentando el interés de los inversores en este tipo de fuentes de energía (Watts et al., 2015).

Las centrales hidroeléctricas con potencia menor de 20 megavatios se denominan Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH). Este tipo de unidades de generación constituyen una alternativa interesante para el sector eléctrico de Colombia dado que, de acuerdo con la regulación vigente en Colombia, no pagan prima de respaldo por potencia y pueden colocar libremente su energía en el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) (IPCC, 2011). Estos proyectos suelen tener beneficios adicionales para el desarrollo sustentable, y son favorecidos por algunos compradores de bonos de carbono, debido a la facilidad con la que se puede determinar la línea base y el cumplimiento de requisitos establecidos en 2001 por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (Whittington, 2007). Por otra parte, las pequeñas centrales hidroeléctricas son consideradas como energía renovable con cero emisiones de GEI (Martins, Seiffert, & Dziedzic, 2013; Xingan et al., 2012). Además, Abbasi & Abbasi (2011) han encontrado a partir de estudios, que los impactos de las pequeñas centrales hidroeléctricas son propensos a ser pequeños y localizados, a diferencia de las consecuencias que trae la implementación de grandes centrales hidroeléctricas. Sachved et. al (2015) han determinado que las pequeñas centrales hidroeléctricas presentan menores efectos ambientales comparadas con los grandes proyectos hidroeléctricos, siendo consideradas tecnologías amigables con el ambiente y especiales para implementar en zonas rurales no interconectadas.

METODOLOGÍA

A partir de una exploración de las metodologías aprobadas por la Convención Marco de las Naciones Unidas Contra el Cambio Climático (UNFCCC) para la valoración de emisiones, se identificaron 66 metodologías por tipos de proyectos y tecnologías elegibles como Mecanismo de Desarrollo Limpio. Las áreas de aplicación incluyen al sector energético (generación, distribución y consumo), las industrias manufactureras, la construcción, transporte, minería, metales, manejo de residuos y reforestación. En la revisión se encontró que los proyectos más populares para ser aprobados bajo el esquema MDL son los de energías renovables, con un 56% del volumen transado en el mercado. Dentro de estos últimos, los aprovechamientos hidroeléctricos son uno de los más frecuentes, con el 26% del total de proyectos registrados hasta principios de 2014. Para el caso específico de proyectos hidroeléctricos, la UNFCCC cuenta con unas Metodologías de gran escala Consolidadas Aprobadas (ACM) para calcular las reducciones de emisiones para un proyecto. En este trabajo se desarrolla un caso de estudio en Antioquia, con la metodología ACM0002 para el proyecto hidroeléctrico Generadora Alejandría, con el fin de determinar la viabilidad de este tipo de mercados de carbono en Colombia.

Debido a la actividad del proyecto, la metodología ACM0002 versión 13.0.0 es aplicable debido a las siguientes razones: i) El proyecto propuesto es de generación eléctrica que utiliza fuente de energía

renovable y que suministra la electricidad generada a una red eléctrica. ii) El proyecto no implica el cambio de combustibles fósiles por energía renovable en el sitio de la actividad del proyecto. iii) Los límites geográficos y el sistema de la red eléctrica del Sistema Interconectado Colombiano pueden ser claramente identificados y la información sobre las características de la red está disponible (Sathaye et al., 2004; Sharma & Shrestha, 2006). Debido a que el proyecto es una central hidroeléctrica la metodología determina que el proyecto presenta “cero” emisiones de CO₂ (UNEP, 2013; UNFCCC, 2012). Cálculo de las reducciones de emisiones previas a la ejecución del proyecto (ex – ante)

Las emisiones del escenario de línea base corresponden a las emisiones de CO₂ asociadas al consumo de combustibles fósiles que hubiese sido utilizado por las centrales de generación de energía que son desplazadas por el proyecto MDL. Para estos efectos, la UPME en su página oficial reporta un valor del factor de emisión de CO₂ del sistema eléctrico interconectado colombiano de 0.2849 tCO₂/MWh, calculado con la información disponible del año 2008 (UPME, 2010). Para este caso de aplicación, este factor de emisión se recalculará con la información disponible del mercado con el fin de llevar a cabo un estudio con valores actualizados, como se ilustra en el desarrollo de esta sección. Las emisiones de la línea de base se calculan como el producto del factor de emisión (tCO₂/MWh) de la red y la energía neta despachada por la actividad de proyecto.

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y} \quad (1)$$

Donde:

- BE_y = Emisiones de la línea base en el año y (t CO₂/yr)
- $EG_{PJ,y}$ = Cantidad neta de generación de electricidad que se produce y se transmite a la red como resultado de la implementación de la actividad de proyecto MDL en el año y (MWh/yr)
- $EF_{grid,CM,y}$ = Factor de emisión de la red, calculado como el promedio ponderado del factor de emisión del Margen de Operación ($EF_{OM,y}$) y el factor de emisión del Margen de Construcción ($EF_{BM,y}$), (t CO₂/MWh)

Se continúa con el cálculo del factor de emisión, mediante el siguiente procedimiento:

Paso 1. Identificación del sistema eléctrico relevante

Se utiliza el Sistema Interconectado Nacional.

Paso 2. Decidir si se incluyen las plantas de generación que no están conectadas a la red (opcional)

Se decide incluir sólo plantas de energía en el sistema eléctrico del proyecto.

Paso 3. Seleccionar el método para determinar el margen de operación

El cálculo del factor de emisión del margen de operación está basado en el método OM Simple Ajustado. Los datos seleccionados para este cálculo corresponden a un promedio de los últimos tres años de generación, con base en los datos más recientes disponibles.

Paso 4. Calcular el factor de emisión del margen de operación de acuerdo al método seleccionado.

El factor de emisión OM Simple Ajustado se calcula como la emisión de CO₂ por unidad de generación de electricidad neta (tCO₂/MWh) de una combinación de plantas low-cost/must-run (este término es ampliamente utilizado en la literatura y se refiere a plantas de bajo costo que deberían entrar al sistema) potencia (k) y otras plantas de energía (m), como se muestra continuación:

$$EF_{OM-Adj,y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_m EG_{m,y} * EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \frac{\sum_k EG_{k,y} * EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}} \quad (2)$$

Donde,

- $EF_{OM-Adj,y}$ = Factor de emisión del margen de operación simple ajustado en el año y (t CO₂/MWh)
- λ_y = Factor que expresa el porcentaje de veces en que las unidades de potencia low-cost/must-run se encuentran en el margen en el año y
- $EG_{m,y}$ = Cantidad neta de electricidad generada y entregada a la red por la unidad m en el año y (MWh)
- $EG_{k,y}$ = Cantidad neta de electricidad generada y entregada a la red por la unidad k en el año y (MWh)
- $EF_{EL,m,y}$ = Factor de emisión de CO₂ por unidad de potencia m en el año y (t CO₂/MWh)
- $EF_{EL,k,y}$ = Factor de emisión de CO₂ por unidad de potencia k en el año y (t CO₂/MWh)
- m = Todas las unidades conectadas a la red excepto las unidades de potencia low-cost/must-run
- k = Todas las unidades de potencia low-cost/must-run conectadas en el año y

El parámetro λ_y se define de la siguiente manera:

$$\lambda_y = \frac{\text{horas plantas low - cost / must - run en margen en año } y}{8760 \text{ horas por año}} \quad (3)$$

Para calcular el valor de lambda se debe realizar el siguiente procedimiento (UNFCCC, 2012):

Recoger datos de carga cronológicos para cada hora del año y , y ordenar los datos de carga desde el más alto nivel hasta el más bajo y trazarlos en una curva en orden descendente.

Calcular la generación total anual (kWh) de plantas de energía / unidades low-cost/must-run.

Trazar una línea horizontal a través de la curva de duración de carga tal que el área bajo la curva sea igual a la producción total (en kWh) de las unidades low-cost/must-run.

Determinar el número de horas que las fuentes low-cost/must-run están en el margen en el año y .

Para calcular los factores de emisión de CO₂ $EF_{EL,m,y}$ y $EF_{EL,k,y}$ se aplica la siguiente ecuación:

$$EF_{EL,m,y} = EF_{CO2,i,m,y} * \eta_{m,y} * CONV \quad (4)$$

Donde:

- $EF_{CO_2,i,m,y}$ = Factor de emisión de CO₂ del tipo de combustible i usado por la planta m en el año y (t CO₂/TJ)
- $\eta_{m,y}$ = Eficiencia del combustible de la planta m en el año y (MBTU/MWh)
- $CONV$ = Factor de conversión 1 MBTU = 0.001055 TJ
- i = Tipo de combustible usado por la planta m

El conjunto de los factores de emisión de la unidad de potencia n calculado *ex-ante* se deberá revisar al inicio del próximo período de acreditación basado en los datos oficiales y la disposición del público.

En la Tabla 1 se presentan los resultados obtenidos a partir de la ecuación 2, para el cálculo de los factores de emisión de CO₂ por unidad de potencia.

Tabla 1: Factores de Emisión Por Fuente de Combustible

Variable	2008	2009	2010
Generación Low cost/Must run (kWh)	45,984,245,807	40,677,087,860	40,503,285,282
Emissiones Low cost/Must run (tCO ₂)	16,355	33,180	73,224
OM Low cost/Must run (tCO ₂ /MWh)	0.0003	0.0008	0.0018
Generación No Low cost/Must run (kWh)	8,128,306,238	14,964,392,812	16,068,818,044
Emissiones No Low cost/Must run (tCO ₂)	5,326,893	10,951,971	10,338,353
OM No Low cost/Must run (tCO ₂ /MWh)	0.6553	0.7318	0.6433

En la tabla 1 se muestran los datos obtenidos para el cálculo del factor de emisión del Margen de Operación (OM) a partir de los datos de generación de energía eléctrica de las diferentes plantas en Colombia. Para ello se utilizan las ecuaciones 2, 3 y 4 del presente documento. Este factor nos indica la emisión de CO₂ por unidad de generación de electricidad neta (tCO₂/MWh, resaltando el bajo nivel de emisión que se genera con fuentes de bajo costo como pequeñas centrales hidroeléctricas (Low cost/Must run).

Paso 5. Identificar el conjunto de unidades de generación que serán incluidas en el margen de construcción

La muestra de las plantas de generación más usadas para calcular el margen de construcción corresponden al conjunto de las adiciones de capacidad en el sistema eléctrico que comprende el 20% de la generación (en MWh) y que han sido construidas recientemente (UPME, 2013). Con la muestra se determinó el factor de emisión del margen de construcción, obteniendo un resultado para este factor de 0.24422 t CO₂/MWh.

Paso 6. Calcular el factor de emisión del margen de construcción

El factor de emisión del margen de construcción es el factor de generación promedio ponderado de emisiones (tCO₂/MWh) de todas las unidades de potencia m durante el último año y del que hay datos disponibles de generación de energía, calculado de la siguiente manera:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} * EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \tag{5}$$

Donde:

- $EF_{BM,y}$ = Factor de emisión del margen de construcción en el año y (t CO₂/MWh)

- $EG_{m,y}$ = Cantidad neta de electricidad generada y entregada a la red por la unidad m en el año y (MWh)
- $EF_{EL,m,y}$ = Factor de emisión de CO₂ por unidad de potencia m en el año y (t CO₂/MWh)
- m = Todas las unidades conectadas a la red excepto las unidades de potencia low-cost/must-run

En la Tabla 2 se presentan los resultados obtenidos para este cálculo.

Tabla 2: Resultados Obtenidos Para el Cálculo del Factor de Emisión del Margen de Construcción (BM)

Variable Para el Cálculo	Resultado
Generación total 2010 kWh	56,897,333,441
20 % Generación total 2010 kWh	11,379,466,688
Generación de las últimas 5 Plantas kWh	205,723,335
20% Generación de las últimas 5 Plantas kWh	11,748,551,458
BM 2010	0.2442

En la tabla 2 se muestran los datos obtenidos para el cálculo del factor de emisión del Margen de Construcción (BM) a partir de los datos de generación de energía tanto eléctrica como térmica. Para ello se utiliza la ecuación 5.

Paso 7. Calcular el factor del margen combinado

A partir de la ecuación 1 se obtienen los resultados del cálculo del factor de emisión como se presenta a continuación en la Tabla 3.

Tabla 3: Resultados Obtenidos Para el Cálculo del Factor del Margen Combinado

VARIABLE	2008	2009	2010
OM No Low cost/Must run	0.6554	0.7319	0.6434
OM Low cost/Must run	0.0004	0.0008	0.0018
Lambda	0.3113	0.0451	0.0203
EF _{OM} Simple ajustado; y	0.4514	0.6989	0.6303
Generación [MWh]	54,112,552	55,641,481	56,572,103
EF _{OM} Simple ajustado 10,09,08 [tCO ₂ /MWh]		0.4558	
EF _{BM 10} [tCO ₂ /MWh]		0.2442	
EF _{CM} [tCO ₂ /MWh]		0.35005	

En la tabla 3 se muestran los datos obtenidos para el cálculo del factor de emisión del Margen de Combinado (BM) a partir de los la ecuación 1 y los resultados obtenidos en las tablas 1 y 2. Este valor obtenido corresponde a las emisiones de CO₂ que se generan con una fuente convencional de generación de energía en Colombia. A partir de este dato se pueden estimar la reducción de emisiones de cada proyecto de fuentes de energía alternativa.

El valor obtenido para el factor de emisión del margen combinado es 0,35005 tCO₂/MWh. A partir de este dato se pueden estimar la reducción de emisiones del proyecto.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para un primer período de acreditación de 7 años, con la implementación del proyecto MDL se obtiene una reducción de emisiones de 385.818 toneladas de CO₂ que permitirían obtener unos ingresos adicionales en el mercado de bonos de carbono, como pago por los servicios ambientales. A continuación, se muestran, de manera simplificada, los datos obtenidos de reducciones estimadas para el proyecto hidroeléctrico. En la Tabla 4 se presenta el resumen de la estimación de la reducción de emisiones para el proyecto Hidroeléctrico Generadora Alejandría, a partir de los datos obtenidos anteriormente.

Tabla 4: Cálculo de las Emisiones Reducidas Estimadas Para el Proyecto Hidroeléctrico Generadora Alejandría a 21 Años

CER (Tco2e)	Generación Anual de Electricidad (MWH/Y)	Emisiones de la Línea Base (TCO2E)	CER
7 AÑOS	693,000	242,592	242,592
14 AÑOS	1,386,000	485,184	485,184
21 AÑOS	2,079,000	727,776	727,776

En la tabla 4 se muestran los datos de generación de energía anual del proyecto hidroeléctrico Generadora Alejandría y su estimación de reducción de emisiones para un primer período de acreditación ante la junta directiva del MDL de 7 años. Se estima una reducción de emisiones de 34,656 tCO2e por año, lo que representa 242.592 tCO2e para un primer período de acreditación.

Existe consenso que con la venta de certificados de reducción de emisiones de GEI incrementa la Tasa Interna de Retorno (TIR) de los proyectos y al mismo tiempo puede facilitar la financiación del mismo dada la alta calidad del flujo de caja generada por la venta de los certificados. En forma simplificada, los ingresos netos de un proyecto MDL por venta de CER están dados por la siguiente ecuación:

$$I = V * P - T \quad (6)$$

Donde:

V = Volúmen de CER (t CO₂)

P = Precio del mercado (US\$/ t CO₂)

T = Costos de transacción

Dadas las características actuales del mercado, cada una de estas variables puede cambiar de forma importante en el tiempo, debido a factores tanto internos como externos al proyecto mismo. De manera que cualquier estimación respecto de los ingresos será, inevitablemente, absolutamente referencial. De acuerdo con estos resultados, para un primer período de acreditación de 7 años del proyecto se obtendrían unas emisiones reducidas de 242.592 tCO₂e y se generarían ingresos por venta de CER de USD \$774.332 en un escenario conservador, considerando el menor precio de CER obtenido en el mercado. Cabe destacar, que de acuerdo al a la destinación de este tipo de ingresos adicionales, se puede obtener un valor mayor del CER en el mercado a partir de una propuesta inversión de los recursos en la comunidad a intervenir por el proyecto hidroeléctrico. Por ende, la aplicación de la metodología ACM0002 en la pequeña central hidroeléctrica Generadora Alejandría resulta en una propuesta, que, desde el punto de vista económico, aumenta la rentabilidad financiera del proyecto. Además, este tipo de ingresos adicionales pueden ser destinados para suplir la inversión requerida en los planes de manejo ambiental, de acuerdo a la legislación colombiana. Estos datos serían diferentes para el caso en el que se hubiera usado el Factor de Emisión calculado por la UPME. Según esto, el proyecto hidroeléctrico obtendría unos certificados de emisiones reducidas de 169.244 tCO₂e, lo que significaría una reducción del 30.23% de los ingresos proyectados a recibir por el proyecto, comparado con los datos calculados con el factor de emisión actualizado en este trabajo.

CONCLUSIONES

Este artículo presenta una revisión de las metodologías existentes para la valoración de emisiones de gases efecto invernadero bajo el mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) aprobadas por la UNFCCC según lo establecido en el protocolo de Kioto. Dentro de esta revisión se hace un especial énfasis en las metodologías relacionadas con la generación de energía a partir de fuentes renovables, y particularmente, con las que se refieren a la operación de las centrales hidroeléctricas. Dicha revisión muestra la ventaja comparativa existente entre la certificación de pequeños proyectos hidroeléctricos (menor a 19 MW) en el MDL con respecto a las grandes centrales hidroeléctricas, debido a una mayor factibilidad del cumplimiento de los

requisitos establecidos. Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) son una alternativa conveniente para la generación de energía eléctrica en Colombia debido a las condiciones favorables en su operación y al menor impacto ambiental que generan comparada con otras fuentes disponibles en la canasta energética en Colombia. Teniendo en cuenta el resultado de la aplicación de la metodología ACM0002 en la Generadora Alejandría, se puede decir que existen grandes posibilidades para Colombia de participación en el Mercado de Carbono, a través de las pequeñas centrales hidroeléctricas. A su vez, los proyectos hidroeléctricos que busquen contribuir a la sostenibilidad local pueden encontrar en el MDL una manera de complementar fuentes de financiación estables para el desarrollo de los mismos.

Es necesario establecer un fuerte marco de políticas e incentivos regulatorios con el fin de atraer a los inversores y explotar el enorme potencial hidroeléctrico disponible en el país para favorecer su implementación en zonas rurales no interconectadas a la red. Al mismo tiempo, se espera que estos proyectos puedan certificarse mediante el Mecanismo de Desarrollo Limpio con el fin de aportar al desarrollo sustentable de las regiones del país.

REFERENCIAS

- Abbasi, T., & Abbasi, S. A. (2011). Small hydro and the environmental implications of its extensive utilization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(4), 2134-2143.
- Abril, G., Guérin, F., Richard, S., Delmas, R., Galy-Lacaux, C., Gosse, Matvienko, B. (2005). Carbon dioxide and methane emissions and the carbon budget of a 10-year old tropical reservoir (Petit Saut, French Guiana). *Global Biogeochemical Cycles*, 19(4), n/a–n/a. <http://doi.org/10.1029/2005GB002457>
- Akella, A. K., Saini, R. P., & Sharma, M. P. (2009). Social, economical and environmental impacts of renewable energy systems. *Renewable Energy for Sustainable Development in the Asia Pacific Region*, 34(2), 390-396. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2008.05.002>
- BIRD. (2011). *Potencial Hidroeléctrico de Antioquia Inventario, perspectivas y estrategias* (p. 112). Medellín: Banco de Iniciativas Regionales para el Desarrollo de Antioquia.
- Devault, D. A., Merlina, G., Lim, P., Probst, J.-L., & Pinelli, E. (2007). Multi-residues analysis of pre-emergence herbicides in fluvial sediments: application to the mid-Garonne River. *J. Environ. Monit.*, 9(9), 1009-1017. <http://doi.org/10.1039/B708454B>
- IPCC. (2011). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. (O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, ... C. von Stechow, Eds.). United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.
- Lokey, E. (2009). *Renewable Energy Project Development Under the Clean Development Mechanism (Sustainable Future)*. London: Earthscan.
- Martins, D. E. C., Seiffert, M. E. B., & Dzedzic, M. (2013). The importance of clean development mechanism for small hydro power plants. *Renewable Energy*, 60(0), 643-647. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2013.06.021>
- Mol, A. P. J. (2012). Carbon flows, financial markets and climate change mitigation. *Environmental Development*, 1(1), 10-24. <http://doi.org/10.1016/j.envdev.2011.12.003>

- Morales, S., Álvarez, C., Acevedo, C., Diaz, C., Rodriguez, M., & Pacheco, L. (2015). An overview of small hydropower plants in Colombia: Status, potential, barriers and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50, 1650-1657. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.026>
- PNUMA, & UNFCCC. (2002). Para comprender el Cambio Climático: Guía Elemental de la Convención Marco de las Naciones Unidas y el Protocolo de Kioto. Denmark. Recuperado a partir de www.cd4cdm.org
- Purohit, P. (2008). Small hydro power projects under clean development mechanism in India: A preliminary assessment. *Energy Policy*, 36(6), 2000-2015. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.02.008>
- Rahman, S. M., & Kirkman, G. A. (2015). Costs of certified emission reductions under the Clean Development Mechanism of the Kyoto Protocol. *Energy Economics*, 47(0), 129-141. <http://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.10.020>
- Sachdev, H. S., Akella, A. K., & Kumar, N. (2015). Analysis and evaluation of small hydropower plants: A bibliographical survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 1013-1022. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.065>
- Sathaye, J., Murtishaw, S., Price, L., Lefranc, M., Roy, J., Winkler, H., & Spalding-Fecher, R. (2004). Multiproject baselines for evaluation of electric power projects. *Energy Policy*, 32(11), 1303-1317. [http://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00098-3](http://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00098-3)
- Sharma, S., & Shrestha, R. M. (2006). Baseline for electricity sector CDM projects: Simplifying estimation of operating margin emission factor. *Energy Policy*, 34(18), 4093-4102. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.09.023>
- UNEP. (2013). CDM Methodology BOOKLET (Fifth). Germany. Recuperado a partir de <https://cdm.unfccc.int/methodologies/>
- UNFCCC. (2012). ACM0002: “Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources” V 13.0.0.
- UNFCCC. (2013). United Nations: Framework Convention on Climate Change. Recuperado 1 de noviembre de 2013, a partir de <http://unfccc.int/2860.php>
- UPME. (2010). Cálculo del factor de emisión de CO2 del sistema eléctrico interconectado nacional para determinar la línea base de proyectos MDL (Papers) (p. 18). Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética. Recuperado a partir de <http://www.siam.gov.co>
- UPME. (2015). Registro de Proyectos de Generación. Recuperado a partir de http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Generacion/PROYECTOS_2015_JUL.pdf
- Van Vuuren, D., Fengqi, Z., Vries, B. de, Kejun, J., Graveland, C., & Yun, L. (2003). Energy and emission scenarios for China in the 21st century—exploration of baseline development and mitigation options. *Energy Policy*, 31(4), 369-387. [http://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00070-8](http://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00070-8)
- Watts, D., Albornoz, C., & Watson, A. (2015). Clean Development Mechanism (CDM) after the first commitment period: Assessment of the world's portfolio and the role of Latin America. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41(0), 1176-1189. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.146>

Whittington, R. (2007). Hydro and the CDM: The role of hydroelectricity in meeting Kyoto obligations. *Refocus*, 8(1), 54-56. [http://doi.org/10.1016/S1471-0846\(07\)70031-8](http://doi.org/10.1016/S1471-0846(07)70031-8)

Xingang, Z., Lu, L., Xiaomeng, L., Jieyu, W., & Pingkuo, L. (2012). A critical-analysis on the development of China hydropower. *Renewable Energy*, 44, 1-6.

BIOGRAFÍA

Eduardo Alexander Duque Grisales es Ingeniero Químico y Magister en Ingeniería Administrativa de la Universidad Nacional, Medellín, Especialista en Formulación y Evaluación de proyectos de la Institución Universitaria ITM, Medellín, Colombia. Docente investigador de tiempo Completo de la Institución Universitaria ESUMER. Miembro del grupo de investigación GIDE. Correo electrónico eduardo.duque@esumer.edu.co.

John Dairo Ramírez Aristizábal es Ingeniero Industrial y Magister en Ingeniería de la Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia. Coordinador del Programa académico Administración Financiera de la Institución Universitaria ESUMER. Miembro del grupo de investigación GIDE. Correo electrónico john.ramirez99@esumer.edu.co.

Juan Pablo Valencia Ocampo es Ingeniero Industrial de la Universidad de Antioquia e Ingeniero de Control y Especialista en Gestión Empresarial de la Universidad Nacional de Colombia, Medellín. Trabaja en Dinámica IPS, organización especializada en servicios de ayudas diagnósticas con dedicación de tiempo completo como coordinador de planificación nacional. Correo electrónico: jpvalenc@gmail.com