

Concepto de implementación del
mecanismo sectorial de mitigación en
los sectores industrial y energético de

Colombia



Título: Concepto de implementación del mecanismo sectorial de mitigación en los sectores industrial y energético de Colombia

Depósito legal

DC2019000310

ISBN

978-980-422-138-5

Editor

CAF

Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible,

Julián Suárez

Vicepresidente Corporativo

Autor

POCH Colombia S.A.

Colaboradores

Ministerio de Minas y Energía; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, UPME, IDEAM, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, IPSE, ANDI, ASOCAÑA, FEDEPALMA, ACOGEN, CCEE, ICONTEC y empresas del sector privado

Las ideas y planteamientos contenidos en la presente edición son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no comprometen la posición oficial de CAF.

Diseño gráfico e impresión

Good;)

Comunicación para el desarrollo sostenible

La versión digital de este libro se encuentra en: scioteca.caf.com

© 2018 Corporación Andina de Fomento Todos los derechos reservados

Aviso importante:***Descargo de responsabilidad
de contenido***

La presente publicación ha sido elaborada con la asistencia de la Unión Europea (UE). El contenido de la misma es responsabilidad exclusiva de los autores y en ningún caso debe considerarse que refleja los puntos de vista de la Unión Europea. Los contenidos fueron entregados por POCH Colombia S.A. y otras fuentes.

Ni el Banco Alemán de Desarrollo Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), la UE, CAF y el Ministerio de Minas y Energía (MME) ni ninguno de sus directores, funcionarios, empleados, asesores o agentes representan, garantizan o tienen cualquier tipo de compromiso, expresión o implicación, sobre la actualidad, adecuación, precisión, fiabilidad o integridad de cualquier información contenida en este documento, o asume cualquier compromiso de complementar dicha información aun cuando haya más información disponible o a la luz de las circunstancias cambiantes. Se exime cualquier responsabilidad por parte de KfW, la UE, CAF y el MME o cualquiera de sus directores, funcionarios, empleados, asesores o agentes en relación con cualquier información contenida en este documento.

La publicación ha sido elaborada con base en el documento de CAF: Informe Final de los Servicios de Consultoría para Desarrollar el Concepto de Implementación del Mecanismo Sectorial de Mitigación en los Sectores Industrial y Energético de Colombia.

Índice de contenido

1	Introducción	6
2	Descripción del alcance del msm	8
2.1	LÍMITES DEL MSM	9
2.2	Potencial de reducción de emisiones de cada sector	11
2.2.1	Subsector biomasa ingenios azucareros	12
2.2.2	Subsector biomasa palma de aceite	13
2.2.3	Subsector biomasa pecuario	13
2.2.4	Subsector eólico	14
2.2.5	Subsector solar fotovoltaico	15
2.2.6	Subsector pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH)	15
2.2.7	Subsector geotérmico	16
2.2.8	Subsector energías renovables en ZNI	16
2.2.9	Resumen del potencial de reducción de emisiones de cada sector	17
2.3	RESULTADOS DEL ALCANCE DEL MSM	21
3	Concepto del mecanismo sectorial de mitigación	24
3.1	ESTRUCTURA DEL MSM	25
3.2	Ciclo del MSM	27

3.2.1	Esquema de implementación del MSM	27
3.2.2	Necesidades de asistencia técnica	32
3.3	ASPECTOS TÉCNICOS	33
3.3.1	Adicionalidad	33
3.3.2	Criterios de elegibilidad	34
3.3.3	Criterios de priorización	36
3.3.4	Consideraciones para definir la línea base, escenarios de proyecto y reducción de emisiones	38
3.3.5	Lineamientos del monitoreo, reporte y verificación del MSM	39
3.4	ASPECTOS INSTITUCIONALES	42
3.4.1	Etapas del Componente Institucional del MSM	44
3.5	ASPECTOS FINANCIEROS	45
3.5.1	Análisis financiero del MSM, incentivos y escenarios de estructuración	45
3.5.2	Análisis del impacto del incentivo	50
4	Conclusiones	56
4.1	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES ASPECTOS TÉCNICOS	57
4.2	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES ASPECTOS INSTITUCIONALES	58
4.3	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA ASPECTOS FINANCIEROS	59
5	Bibliografía	62

01

Introducción

Con el propósito de incentivar la pronta implementación de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero (GEI), integradas en programas sectoriales en América Latina, CAF en colaboración con KfW estableció la Facilidad de Financiamiento Climático basado en desempeño (PBC, por sus siglas en inglés¹), para establecer estrategias e implementar las primeras actividades piloto de un Mecanismo Sectorial de Mitigación (MSM) en Colombia.

El MSM permitirá eliminar las barreras de inversión debidos a los altos costos de implementación y disminuir riesgos asociados a tecnologías definidas. La facilidad PBC incluye tres componentes:

1. Esquema de financiamiento no-reembolsable basado en desempeño.
2. Soporte técnico para apoyar el diseño e implementación de las actividades de mitigación.
3. Esquemas de financiamiento de inversión para pilotos.

Los primeros dos componentes son financiados a través del programa Facilidad de Inversión para Latinoamérica LAIF² y el tercero por los bancos KfW y CAF. La fecha prevista de inicio de la implementación del MSM correspondía al año 2017 y se consideraba un periodo de ejecución de cinco años, es decir, hasta el año 2021. En cuanto a la reducción de emisiones de GEI, el Mecanismo consideraba una meta de reducción de 500.000 toneladas de CO₂ acumuladas al año 2021.

Para definir el alcance y desarrollar los componentes del MSM en Colombia, se contrató una empresa consultora para elaborar el concepto de implementación detallado del MSM para los sectores preseleccionados: el Sector Industrial, a través de eficiencia energética (co-generación) y el Sector Energético, con la generación de energía renovable (ER).

Este informe presenta de manera resumida los resultados de la consultoría, abarcando la descripción de los límites del MSM, el potencial de reducción para los sectores preseleccionados, y el diseño detallado del MSM que incluye la definición de los tipos de tecnología elegibles, criterios de elegibilidad, viabilidad técnica y financiera, enfoques para la determinación de línea base, sistema de medición, reporte y verificación (MRV) y definición del incentivo e identificación de necesidades de asistencia técnica.

Se agradece la participación y aportes del Ministerio de Minas y Energía en particular, así como la participación del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), Ministerio Comercio, Industria y Turismo, Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE) y otras entidades gubernamentales, junto con las entidades gremiales: ANDI, ASOCAÑA, FEDEPALMA, ACOGEN, CCEE, ICONTEC, y las empresas privadas que suministraron valiosos insumos de información, experiencia y criterios para el logro de los objetivos del estudio.

1 Siglas en idioma inglés: The Performance Based Climate Finance

2 Latin America Investment Facility ejecutado con fondos de la Unión Europea

02

Descripción del alcance del msm

2.1

Límites del MSM

Colombia presenta actualmente oportunidades para reducir emisiones de GEI, a través de eficiencia energética en el sector industrial (la co-generación es una de las tecnologías relevantes) y por medio de generación de energía eléctrica renovable (ER) en el sistema energético nacional, aumentando el porcentaje de participación de estas fuentes de generación en la matriz eléctrica nacional.

En diciembre de 2015 se publicó en Colombia el documento de Contribución Prevista Determinada a nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés), que propone incentivar la reducción de GEI, a través de instrumentos de mercado, con el fin de lograr la reducción de emisiones con un enfoque de costo-eficiencia que asegure una mitigación real, permanente, adicional, verificable y evite la doble contabilidad (Gobierno de Colombia, 2015). El Mecanismo Sectorial de Mitigación que se desarrolló sigue dicho enfoque al brindar opciones de financiamiento e incentivos económicos por desempeño en mitigación de GEI, a través de él se espera incentivar la creación de nuevos proyectos que agreguen mitigación adicional, con un sistema implementado de medición, reporte y verificación, lo que permite tener un seguimiento del nivel de GEI realmente emitidos.

En Colombia, a través del decreto 298 de 2016 se estableció el Sistema Nacional de Cambio Climático SISCLIMA³, conformado por la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono

3 Ver CONPES 3700 de 2011 y Decreto 298 del 24 de febrero de 2016.

(ECDBC), el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, la Estrategia Nacional REDD+ y la Estrategia para la Gestión Nacional de Riesgos y Protección Financiera ante Desastres. Estos aspectos son importantes para comprender y optar por tomar lineamientos de la política, instrumentos de gestión y financiamiento para el desarrollo del concepto del MSM, tanto en el sector industrial, como energético, de los cuales el que se considera como más cercano a este propósito es la ECDBC.

Los sectores preseleccionados por CAF y KfW para el MSM fueron el sector industrial, a través de eficiencia energética (co-generación) y el sector energético, con la generación de energía renovable (ER). El primer paso para definir el alcance del MSM fue examinar los sectores preseleccionados en detalle, para definir los tipos de tecnología elegibles para participar como Actividades de Mitigación. En el sector industrial, se analizaron la co-generación con biomasa en ingenios azucareros, con biomasa de palma de aceite y en el sector pecuario; además, en el sector energético, se analizaron la energía eólica, la energía solar fotovoltaica, las pequeñas centrales hidroeléctricas, y las centrales geotérmicas conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), en adición a las energías renovables en las Zonas No-Interconectadas (ZNI). Para todas la tecnologías, se consideró el contexto del sector, la capacidad instalada y potenciales proyectos en el país, la madurez de la tecnología y barreras. Considerando todo lo anteriormente expuesto, se desarrolló el alcance posible del MSM. En primer lugar, se consideró que los proyectos elegibles son únicamente de los sectores de eficiencia energética (especialmente co-generación) en industria colombiana o de generación con energías renovables. Dentro de estos sectores, deben ser proyectos en un estado avanzado de planificación.

Dentro de los requisitos financieros exigidos a los proyectos se encuentran obtener financiamiento a través de una línea de crédito de CAF y un monto mínimo de USD\$ 15 millones para este préstamo. Dado este último requerimiento se fijan potencias mínimas aproximadas por tecnología que equivalen a dicho monto. Estas aproximaciones se realizaron con inversión promedio por MW instalado, por lo que son aproximaciones preliminares. En complemento a lo anterior, se exige que los proyectos presenten beneficios colaterales en las localidades en que se instalarán.

ACTUALIZACIÓN

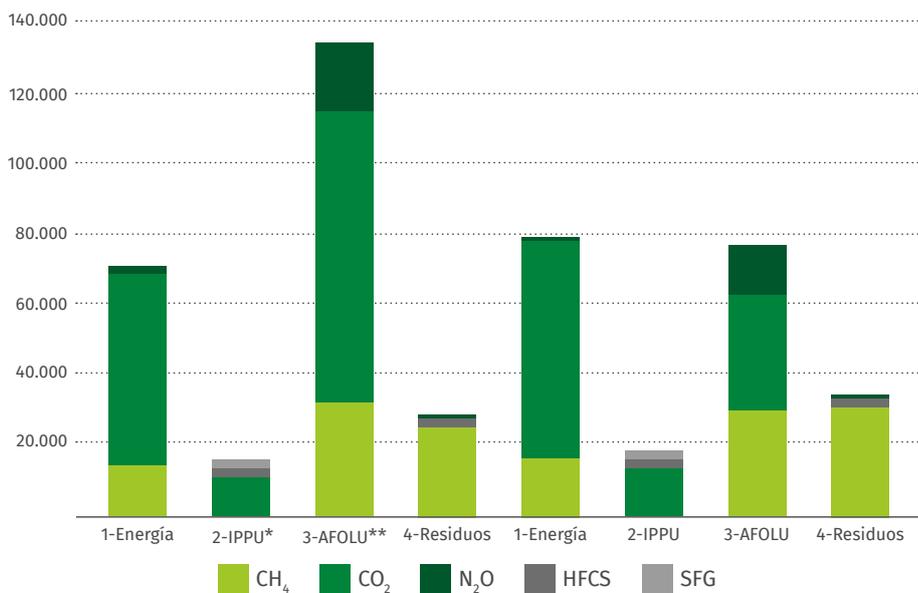
Estrategia de Política de Gestión Financiera Pública ante el Riesgo de Desastres por Fenómenos de la Naturaleza planteada en el Plan Nacional de Desarrollo, “Prosperidad para Todos 2010-2014” y el Plan Estratégico del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP). Fue continuada en el PND “Todos por un nuevo país 2014-2018”. En el decreto de establecimiento de SISCLIMA se denota como Estrategia de Protección Financiera ante Desastres.

2.2

Potencial de reducción de emisiones de cada sector

Respecto del perfil de emisiones de gases de efecto invernadero, en la Ilustración 2-1 se muestran los resultados publicados por IDEAM en el contexto del primer reporte bienal de actualización. La distribución sectorial es la siguiente:

ILUSTRACIÓN 2-1. Emisiones de gases de efecto invernadero de Colombia



*Industrial Processes and Product Use (IPPU)

**Agriculture, Forestry and Other Land Use (AFOLU)

Fuente: IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA. 2015. Primer Informe Bienal de Actualización de Colombia. Bogotá D.C., Colombia. Página 75.

Durante 2012, el sector de energía emitió un total de 77.784 t CO₂. Las principales emisiones se producen por la quema de combustibles, en especial, en el subsector de transporte (terrestre, fluvial y aéreo para viajes nacionales) que genera un 38 % de las emisiones de la categoría, la industria de la energía en tanto produce un 23 % de estas, es decir, 17.890 t CO₂. Dentro de la industria de la energía se encuentra contemplado generación de energía, refinación de petróleo, manufactura de combustibles sólidos y centros de tratamiento de gas.

A continuación se presentan las mitigaciones esperadas por cada tecnología analizada. Este cálculo tiene como objetivo determinar el nivel de reducciones que es posible lograr en el periodo del mecanismo, considerando que este tiene una meta de 500.000 toneladas mitigadas para el 2021. Se espera determinar si es posible o no alcanzar dicha meta con la expansión prevista dentro de los próximos años.

En los cálculos realizados en esta sección, se considera que los nuevos proyectos de energía renovable conectados al SIN desplazan a la generación marginal, es decir, en la mayor parte del tiempo, la generación fósil. Con esta suposición, se considera que el factor de mitigación corresponde al factor del margen combinado del SIN, que es de 0,388 t CO₂/MWh, de acuerdo con la Resolución 857 del 2015 (UPME, 2015).

2.2.1 SUBSECTOR BIOMASA INGENIOS AZUCAREROS

Los factores de emisión para los cogeneradores PROVIDENCIA, INCAUCA y PROENCA se establecieron en 0,286 kg de CO₂/kWh, valor que debe ser utilizado para todos los cogeneradores de ingenios azucareros conectados al SIN (UPME, 2008). Por tanto, el factor de mitigación de esta tecnología estará dado por la resta del factor de emisión del SIN y de la tecnología en sí, es decir, 0,102 t CO₂/MWh. Considerando que los proyectos de próxima ejecución tendrán en conjunto una potencia de 155 MW y un factor de planta promedio de 70 %, entonces se logra una generación anual de 950 GWe h/año. Con este nivel de energía y tomando en cuenta el factor de mitigación ya expuesto se obtiene una mitigación aproximada de 97.000 t CO₂/año.

En el subsector de Ingenios Azucareros se espera que llegue a crecer en 80 MW adicionales a los 155 MW recién

considerados, los cuales ya se encuentran identificados y próximos a ejecución. Considerando esta generación adicional, la energía generada anual podría llegar a alcanzar los 1,44 TWh /año, por lo que la mitigación sería de aproximadamente 147.000 t CO₂/año.

Un proyecto promedio de esta tecnología tiene 40 MW de potencia instalada, considerando un factor de planta promedio de 70 % se obtiene una generación anual esperada de 242 GWh/año aproximadamente. Esto se traduce en una mitigación promedio de 25.000 t CO₂/año.

2.2.2 SUBSECTOR BIOMASA PALMA DE ACEITE

Hasta el momento de la redacción se habían identificado 5 MW a ser instalados con esta tecnología entre los años 2016 y 2017. Considerando un factor de planta de 60 % esto se traduce en una generación de 26 GWh/año. Con esta cantidad de energía se logra una mitigación de 10.200 t CO₂/año aproximadamente al suponer que las emisiones de esta tecnología son nulas. Para obtener un valor más real es necesario estimar las emisiones que se obtienen, a partir de este método de generación.

A largo plazo, se ha identificado una probable instalación de 133 MW. Considerando las mismas suposiciones que en el cálculo anterior, se obtiene que la generación anual será cercana a los 700 GWh/año. Este valor se traduce en una mitigación de 271.000 t CO₂ anuales.

Un proyecto promedio de esta tecnología tiene 1,5 MW de potencia instalada y se consideran dos tecnologías distintas a evaluar. La primera es co-generación con biomasa por biogás y motores a pistón en plantas extractoras de aceite de palma; la segunda, co-generación con biomasa y turbinas o motor a vapor en plantas extractoras de aceite de palma. Para calcular la generación esperada de la primera tecnología se considera un factor de planta de 60 %, con este valor obtenemos 7,8 GWh/año de generación. Esto se traduce en una reducción de 3.000 t CO₂/año para cada tecnología.

2.2.3 SUBSECTOR BIOMASA PECUARIO

Aunque el factor de emisión para el metano, principal componente del biogás es alto, las potencias de los

proyectos de co-generación son bajas. En el caso de desarrollar un potencial identificado de 10 MW, se tendrían 69,1 GWh/año, que para un factor de emisión por sustitución de energía en red de 0,388 t CO₂/MWh (UPME, 2015), se reduciría 26.811 t CO₂/ año.

2.2.4 SUBSECTOR EÓLICO

Para el subsector eólico se identificó una central que se espera que entre en operación en el periodo de operación del mecanismo con un tamaño esperado de 32 MW, lo que considerando un factor de planta del 30 % se traduce en una generación anual de 84.096 MWh. Por tanto, la mitigación esperada es de 32.629 t CO₂/año, al aplicar la suposición de reemplazo al margen combinado.

A continuación se calcula el potencial de mitigación del subsector eólico, siguiendo las estimaciones del escenario 11 del plan de expansión de generación y transmisión 2015-2029 (UPME, 2015), y asumiendo que hacia 2021 se podría contar con los 3.100 MW instalados en energía eólica. Se contaría con una generación variable cíclica anual entre 500 GWh-mes y 1.200 GWh-mes. Asumiendo una generación promedio cercana a los 913 GWh-mes, se podría calcular un potencial de mitigación cercano a 4.250.000 t CO₂/año. Es necesario recordar que para estos cálculos se está suponiendo reemplazo al margen combinado, lo que podría no ser el caso al momento de operar y en esa situación el potencial de mitigación desciende. Sin embargo, este es el método más utilizado y aceptado para el cálculo de reducción de emisiones.

Adicionalmente, se considera que una planta tipo para esta tecnología debería tener una potencia instalada de 100 MW y un factor de potencia de un 30 %. Con estos datos, su generación esperada es de 262.800 MWh/año y considerando el factor de mitigación ya descrito se logra una reducción de 102.000 t CO₂/año aproximadamente para cada planta de estas características.

Además del potencial de reducción, es importante mencionar que, según las gráficas de generación y por la variabilidad cíclica anual de la generación hídrica contra la generación eólica es evidente la complementariedad entre las dos fuentes de generación, factor que aporta a la seguridad energética del país.

ACTUALIZACIÓN:

Nueva versión del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016–2030. Se estima la siguiente expansión total por sector:

1427 MW de generación hidroeléctrica

147 MW con plantas térmicas que utilizan gas natural como recurso principal

970 MW térmicos a base de carbón

1456 MW eólicos

569.2 MW con fuentes renovables no convencionales de energía, específicamente geotermia, biomasa y solar fotovoltaica distribuida.

2.2.5 SUBSECTOR SOLAR FOTOVOLTAICO

Para el subsector solar fotovoltaico no se habían identificado centrales generadoras que entren en operación en el periodo de operación del Mecanismo Sectorial de Mitigación (2017-2021) al momento de la redacción, por lo que la mitigación esperada de este subsector durante este periodo es nula.

Se identificó la instalación de 50 MW posteriores al 2021, esta instalación se traduce en una generación de 87,6GWh / año. Al considerar un factor de planta de 20 %, el potencial de reducción corresponde a 34.000 t CO₂/año aproximadamente.

Adicionalmente, se calcula la mitigación potencial del sector, de acuerdo con el escenario 11 del plan de expansión de generación y transmisión 2015-2029 (UPME, 2015), donde se plantea que para el 2024 se podría llegar a instalar 239 MW. Por esta razón, posterior a esta fecha se contaría con una generación eléctrica de baja variabilidad interanual de cerca de 18,9 GWh-mes y se calcula un potencial de mitigación cercano a las 85.000 t CO₂/año.

Para el cálculo de la mitigación de una planta tipo en el sector fotovoltaico, se considera que esta tiene una potencia promedio de 5 MW y un factor de potencia de un 20 %. Con estas características se llega a una generación anual de 8.760 MWh, lo que se traduce en una mitigación de 3.400 t CO₂/año, al considerar el factor de mitigación anterior.

2.2.6 SUBSECTOR PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (PCH)

Para el subsector de PCH, se espera que se instalen 20 MW en el periodo de operación del mecanismo. Considerando un factor de planta de 40 % esto se traduce en una producción de 70.080 MWh anuales, logrando una mitigación de 27.200 t CO₂/año aproximadamente al considerar el factor de emisión del SIN.

En el plano futuro, se espera una instalación cercana a los 20 MW instalados por año, por lo que al 2021 se podrían instalar un total de 100 MW, considerando un factor de planta usual para esta tecnología del 40 %, se podría llegar a una generación de 350 GWh. Esto implica una mitigación de 136.000 t CO₂/año aproximadamente al término del mecanismo.

Se calcula la mitigación esperada por esta tecnología, de acuerdo con el plan de expansión asumiendo que toda la instalación del tipo “menores” corresponde a recurso hídrico. Con esta suposición, se presume una inserción de 1.504 MW de esta tecnología al 2029, con un factor de planta del 40 % y tomando el factor de emisión del SIN. Entonces la mitigación esperada para el año 2029 por PCHs es 2.044.000 t CO₂/año, aproximadamente.

En esta tecnología, se considera que una planta promedio tiene una potencia instalada de 19,5 MW y un factor de planta del 40 %. Entonces, anualmente se espera que genere cerca de 68.300 MWh/año, producción que se traduce en una reducción de 26.500 t CO₂/año.

2.2.7 SUBSECTOR GEOTÉRMICO

Según la capacidad asumida de 50 MW para ser instalada desde 2020, y con un alto factor de planta cercano al 90 %, representativo de este tipo de tecnologías, se logra una generación de 394 GWh/año, con lo que se calcula una mitigación cercana a las 153.000 t CO₂/año. Esta planta se toma como modelo para la comparación de proyectos tipo por tecnología.

Se supone que hasta el 2023 se instale una segunda planta de generación geotérmica de 130 MW, por lo que el potencial futuro de esta tecnología es de 180 MW. Considerando el factor de planta ya mencionado se alcanza una generación de 1,4 TWh/año, por lo que la mitigación puede llegar a alcanzar las 550.000 t CO₂/año.

2.2.8 SUBSECTOR ENERGÍAS RENOVABLES EN ZNI

Para el cálculo de mitigaciones de las energías renovables en ZNI se utilizó un factor de mitigación de 0,77 t CO₂/MWh. Este valor se obtuvo a partir de los trabajos que ha venido desarrollando el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para la formulación de la NAMA Zonas No Interconectadas, en el marco de la energización rural baja en carbono y la ECDBC. A partir de los datos de consumo obtenidos de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y el sistema único de información de servicios públicos (SUI), se obtuvieron datos totales de

demanda eléctrica en departamentos ZNI de 442 GWh, a partir de la generación a diésel y renovables. De estos totales, se calcularon los consumos promedios de diésel, a partir de la diferenciación de las plantas diésel en cada departamentos sumando un total de 33,6 millones de galones de diésel para el 2014. De esta cantidad, se obtiene por factor de emisión del diésel, la cantidad de GEI producidos, es decir, un total de 341.513 t CO₂. Dividiendo la cantidad de GEI entre la energía producida se obtiene un Factor de emisión en las ZNI de 0,77 t CO₂/MWh. (Ver Tabla 2-1.).

TABLA 2-1. Cálculo del factor de emisiones de las ZNI.

Generación	Energía y Emisiones ZNI 2014	
	(kWh)	(tCO ₂)
Diésel	428.995.844	341.513
Otras Fuentes	13.297.419	0
Importación	125.112	0
Total	442.418.375	341.513
Factor emisiones ZNI	0,772	kgCO ₂ /kWh

Fuente: Cálculo del autor según descripción numeral 2.2.8.

Dentro de la generación en zonas no interconectadas, se identificó la instalación de 7,8 MW en centrales del tipo PCH. Este aumento se traduce en una generación de 27.331 MWh anuales, al considerar el factor de mitigación ya expuesto, las reducciones de GEI alcanzan las 21.865 t CO₂/año.

2.2.9 RESUMEN DEL POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CADA SECTOR

A continuación se presentan tablas que resumen las mitigaciones esperadas por tipo de tecnología de generación. Estas tablas permiten determinar y delimitar los sectores en los cuales es posible aplicar el MSM. La Tabla 2-2 permite obtener una referencia sectorial, de acuerdo con la estimación del escenario 11 del plan de expansión de generación-transmisión 2015-2029, donde se considera una instalación de 3.700 MW aproximadamente de energías renovables no convencionales. La Tabla 2-3

otorga información respecto a los proyectos que ya han sido identificados y permite ver el alcance, en relación con la reducción de GEI real que podría tener el mecanismo. Por último, la Tabla 2-4 muestra la mitigación que se puede esperar de un proyecto tipo para cada sector estudiado.

TABLA 2-2. Mitigación esperada para potencia instalada de acuerdo al escenario 11 del plan de expansión 2015-2029.

Tecnología	Factor de Mitigación (t CO ₂ /MWh)	Factor de planta ⁴	Potencia instalada esperada (MW)			Energía Generada esperada (GWh/año)			Mitigación esperada anual (t CO ₂ /año)		
			2016-2017	2018-2021	2022-2029	2016-2017	2018-2021	2022-2029	al 2017	al 2021	al 2029
Co-generación Caña	0,102*	70 %	92	107	0	561	1.217	1.217	57.230	124.155	124.155
Co-generación Palma	0,388**	60 %	195	373	0	1.025	2.985	2.985	397.669	1.158.338	1.158.338
Eólica	0,388**	30 %	0	3131	0	0	8.228	8.228	-	3.192.568	3.192.568
Geotérmica	0,388**	90 %	0	50	0	0	394	394	-	152.950	152.950
Solar	0,388**	20 %	14	54	239	25	118	538	9.517	45.953	208.555
PCH ⁵	0,388**	40 %			1.504	0	0	5.270	-	-	2.044.766
Total			301	3.715	1.743	1.611	12.944	18.633	464.416	4.673.963	6.881.332

*Documento "Cálculo del factor de emisión de CO₂ del sistema eléctrico interconectado Colombiano", UPME, versión 2009.3, resultado de la resta del factor de la red 0,388 menos el factor de emisión de los ingenios 0,286.

**Documento "Cálculo del factor de emisión de CO₂ del sistema eléctrico interconectado Colombiano", UPME, versión 2009.3.

Fuente: Cálculo del autor a partir de datos del plan de expansión 2015-2029 (UPME, 2015)

4 El factor de planta integra la eficiencia del sistema energético con la estacionalidad de la fuente.

5 En el plan de expansión no se habla de PCH directamente, solo hay una categoría de generadores menores, para la creación de esta tabla se asumió que toda esa generación era a través de recursos hídricos. En esta tecnología no se indica la inserción por año, solo la global esperada al 2029.

Tabla 2-3. Mitigación esperada para potencia instalada de acuerdo a los proyectos identificados.

Tecnología	Factor de Mitigación (t CO ₂ /MWh)	Factor de planta ⁶	Potencia instalada esperada (MW)			Energía generada esperada (GWh/año)			Mitigación Esperada Anual (t CO ₂ /año)		
			2016-2017	2018-2021	>2021	2016-2017	2018-2021	>2021	al 2017	al 2021	>2021
Co-generación Caña	0,102	70 %	155	80	0	950	1.441	1.441	96.947	146.984	146.984
Co-generación Palma	0,388	60 %	5	128	0	26	699	699	10.197	271.231	271.231
Eólica	0,388	30 %	0	32	0	0	84	84	-	32.629	32.629
Geotérmica	0,388	90 %	0	50	130	0	394	1.419	-	152.950	550.619
Solar	0,388	20 %	0	0	50	0	0	88	-	-	33.989
PCH	0,388	40 %	20	80	0	70	350	350	27.191	135.955	135.955
Total			180	370	180	1.047	2.969	4.081	134.335	739.749	1.171.406

Fuente: Autor

⁶ El factor de planta integra la eficiencia del sistema energético con la estacionalidad de la fuente.

TABLA 1-9. Potencial de mitigación de proyecto tipo por tecnología.

Tecnología	Tamaño (Potencia Promedio) MW	Factor de Planta ⁷	Energía Esperada (MWh/año)	Factor de Mitigación (ton CO ₂ /MWh)	Mitigación Esperada (t CO ₂ e /año)	Inversión Promedio MM USD (CAPEX)	Costos USD/año (OPEX)
Co-generación con biomasa y turbinas a vapor en ingenios azucareros	40	70 %	245.280	0,102	25.019	\$ 46.000.000	\$ 2.698.080
Co-generación con biomasa por biogás y motores a pistón en plantas extractoras de aceite de palma	1,5	60 %	7.884	0,388	3.059	\$ 675.000	\$ 118.260
Co-generación con biomasa y turbinas o motor a vapor en plantas extractoras de aceite de palma	1,5	60 %	7.884	0,388	3.059	\$ 1.800.000	\$ 86.724
Eólica	100	30 %	262.800	0,388	101.966	\$ 167.000.000	\$ 2.400.000
Geotérmica	50	90 %	394.200	0,388	152.950	\$ 300.000.000	\$ 11.116.750
Solar	5	20 %	8.760	0,388	3.399	\$ 12.050.000	\$ 300.000
PCH	19,5	40 %	68.328	0,388	26.511	\$ 27.300.000	\$ 292.539

Fuente: Autor.

Fuente de precios: World Energy Perspective Cost of Energy Technologies, World Energy Council Copyright © 2013 World Energy Council.

⁷ El factor de planta integra la eficiencia del sistema energético con la estacionalidad de la fuente.

2.3

Resultados del alcance del MSM

Como resultado de la definición del alcance del MSM, se concluye que:

1. Los sectores de co-generación y energías renovables en Colombia presentan importantes potenciales de mitigación estimados en 4,6 Mt CO₂/año en el 2021, de los cuales se identificaron más de cinco potenciales proyectos específicos con 739.749 t CO₂/año (ver Tabla 2-3), por lo cual parece viable la aplicación del mecanismo PBC si se incorporan de tres a cinco de estos proyectos como Actividades de Mitigación en el PBC.
2. La incertidumbre de desabastecimiento e incremento en el costo del gas natural limita la realización de proyectos de co-generación industrial a corto plazo, que resultaban viables con valores hasta 5,5 USD/MBTU, por lo que se descartó esta fuente para el MSM.
3. La co-generación a partir de biomasa en el subsector azucarero presenta un alto grado de desarrollo, experiencia y probabilidad de ejecución de proyectos para exportación de energía al SIN, con un potencial de 155 MWe, que son aplicables al MSM.
4. La co-generación a partir de residuos del proceso de extracción de aceite de palma indica un gran potencial futuro cercano a los 373 MW, pero con muy pocos proyectos

maduros para su inicio en los próximos dos años, que escasamente llegarían a los 5 MWe.

5. Para el subsector solar fotovoltaico se ha identificado una central generadora que entrará en operación en el periodo de operación del Mecanismo Sectorial de Mitigación (2017-2021).
6. La energía eólica también presenta un potencial muy importante, superior a los 1.174 MWe, pero las barreras de licenciamiento y consulta previa, junto con la carencia de infraestructura de interconexión retrasarán la entrada en operación de proyectos y solo se contarían con 32 MWe para la fase piloto del MSM.
7. La energía hidráulica ha sido tradicionalmente la fuente energética de mayor uso en Colombia, con una capacidad instalada que no llega al 20 % del potencial evaluado; igualmente las PCHs han demostrado su aplicabilidad, incluso en las ZNI. En el SIN, se identificaron algunos proyectos maduros para su ejecución, por lo que se considerará esta tecnología en la fase piloto del MSM.
8. A la fecha de hoy, y con la mejor información obtenida en el marco de esta consultoría, no existen proyectos que actualmente se estén llevando a cabo para zonas no interconectadas de un tamaño tal que le permita ser elegible para el MSM. Por lo expuesto, no se considerarán las ZNI como posibles fuentes de proyectos para el MSM. En caso de que desde el gobierno se den las señales para la implementación de nueva capacidad en ZNI, a partir de fuentes renovables de energía, y con programas que abarquen a usuarios de diferentes localidades o centros poblados, se podría considerar la inclusión de proyectos de ZNI para el MSM.
9. Colombia cuenta con un grupo de políticas, estrategias y programas, desarrollados en un marco legal que favorece la aplicación del MSM y la promoción de mecanismos financieros como el PBC, fortalecidos con la suscripción del acuerdo de París COP21, como lo es el Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA), reglamentado en el decreto 298 de febrero de 2016, con el fin coordinar, articular, formular, hacer seguimiento y evaluar las políticas, normas, estrategias, planes,

ACTUALIZACIÓN A FEBRERO DE 2018:

La resolución MADS 1312 de 2016 se emitió, “por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental requerido para el trámite de la licencia ambiental de energía eólica continental.”

ACTUALIZACIÓN A FEBRERO DE 2018:

A finales de 2016, la UPME anunció la apertura de una convocatoria para la interconexión del primer grupo de proyectos de generación eólica del país al SIN en el departamento de La Guajira, que permitirá conectar al menos 1.250 MW.

programas, proyectos, acciones y medidas, en materia de adaptación al cambio climático y de mitigación gases efecto invernadero, cuyo carácter intersectorial y transversal implica la necesaria participación y corresponsabilidad las entidades públicas del orden nacional, departamental, municipal o distrital, así como de entidades privadas y entidades sin ánimo lucro.

10. La oferta de alternativas de financiación de proyectos de eficiencia energética y energías renovables abarca fondos públicos, privados, multilaterales e internacionales que facilitan la realización del MSM, al igual que los incentivos tributarios establecidos por el gobierno colombiano, que se han integrado en la Ley 1715 del 2014.
11. Por último, de acuerdo con el análisis sectorial, se definen las siguientes actividades de mitigación elegibles para el MSM:
 - Proyectos nuevos de generación de electricidad con Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER): solares fotovoltaicos, eólicos y pequeñas centrales hidroeléctricas que inyectan la electricidad generada al SIN.
 - Proyectos de co-generación con biomasa: implementación de proyectos de co-generación en los subsectores de ingenios azucareros y de extractoras de palma de aceite:
 - Subsector de ingenios azucareros: proyectos nuevos y de repotenciación, para inyectar electricidad al SIN y proyectos de repotenciación para aumentar la energía inyectada al SIN (en caso de instalaciones que en ausencia de la actividad de mitigación estén inyectando electricidad al SIN). Para este subsector se consideran sistemas de co-generación, con biomasa o con una mezcla de biomasa (combustible principal) y combustible fósil.
 - Subsector de extractoras de palma de aceite: proyectos de co-generación nuevos para el autoabastecimiento de electricidad y proyectos de co-generación nuevos para el autoabastecimiento de electricidad y para exportar al SIN el excedente de electricidad generada. Para este subsector se consideran sistemas de co-generación con biomasa como combustible exclusivo.

03

Concepto del
mecanismo
sectorial de
mitigación

3.1

Estructura del MSM

El Mecanismo Sectorial de Mitigación (MSM) es una iniciativa que se diseña en el marco de la Facilidad de Financiamiento Climático basado en el Desempeño, la cual ejecuta CAF, en cooperación con el KFW, con recursos de la Facilidad de Inversiones en América Latina (LAIF, por sus siglas en inglés) de la Comisión Europea y que tiene como objetivo fomentar el desarrollo sostenible y bajo en carbono de la región. Además, la iniciativa cuenta con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía (MME), para lo cual firmó un Memorando de Entendimiento con CAF.

El MSM considera lograr la mitigación real y medible de emisiones de GEI, a través de financiamiento climático basado en desempeño en Colombia. El programa apunta a reducir las emisiones de GEI mediante dos mecanismos: en primer lugar, reducción de la demanda de combustibles fósiles, a través del aumento de la eficiencia de la energía eléctrica y térmica usada en el sector industrial, y en segundo lugar, reducción del uso de combustibles fósiles usados para generar electricidad para entregar al SIN. La fecha prevista de inicio de la implementación del MSM corresponde al año 2017 y se considera un periodo de cinco años, es decir, hasta el año 2021. En cuanto a la reducción de emisiones de GEI, el Mecanismo considera una meta de reducción de 500.000 toneladas de CO₂ acumuladas al año 2021.

En eficiencia energética en industria, se considera la mitigación de emisiones de GEI por generación de electricidad, mediante la implementación de sistemas

de co-generación, específicamente las tecnologías consideradas para la mitigación son:

- Co-generación a biomasa en ingenios azucareros (caña)
- Co-generación a biomasa en plantas extractoras de palma de aceite

En el caso del sector de energías renovables, las tecnologías consideradas para la mitigación son:

- Eólico conectado al SIN
- Solar fotovoltaico conectado al SIN
- Pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) conectado al SIN

Por su parte, la estructura preliminar de MSM considera tres aspectos: técnicos, institucionales y financieros. A su vez, cada uno de estos aspectos contiene diferentes componentes los cuales se presentan en la siguiente ilustración.

ILUSTRACIÓN 31: Componentes del Mecanismo Sectorial de Mitigación

El contenido de este capítulo corresponde al desarrollo



de los aspectos antes mencionados y de las respectivas componentes de cada uno de estos.

3.2

Ciclo del MSM

3.2.1 ESQUEMA DE IMPLEMENTACIÓN DEL MSM

El presente numeral se desarrolló con el propósito de facilitar la comprensión de la Implementación del Mecanismo Sectorial de Mitigación y su relación con la implementación de los proyectos.

En la siguiente ilustración se muestra la relación entre ambos procesos:

ILUSTRACIÓN 32: Flujoograma de Implementación del MSM





A continuación se presenta la descripción de cada etapa estableciendo:

- **Objetivo:** señala los propósitos de la actividad dentro del MSM.
- **Alcance:** señala los responsables del desarrollo de las actividades descritas en la etapa.
- **Actividades:** menciona en forma cronológica las actividades que componen cada etapa y las responsabilidades asociadas.
- **Registros/Evidencia:** señala los documentos que deben ser archivados para demostrar el cumplimiento de la actividad.

TABLA 3 1. Etapas implementación MSM

Etapa	Objetivo	Alcance	Actividades	Registro/ Evidencias
1. Solicitud de ingreso al MSM	Generar la información necesaria para evaluar una solicitud de ingreso al MSM.	Las actividades descritas a continuación son aplicables al Desarrollador de Proyectos.	<p>1. Generación de expresión de interés y PIN (Project Information Note) preliminar del proyecto</p> <p><u>El Desarrollador del Proyecto que desee postular al MSM debe:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Generar una expresión de interés. - Generar PIN preliminar del proyecto <p>Esta documentación se debe presentar a CAF.</p> <p><u>El PIN preliminar del proyecto:</u></p> <p>Establece la identificación del proyecto y del potencial de reducción de emisiones que tiene la actividad de mitigación.</p> <p>Contiene la información suficiente para evaluar la objetividad de cada proyecto, según los criterios de elegibilidad presentes en el punto 3.3.2.</p>	<p>Manifestación de Interés de Participación en el MSM</p> <p>PIN Preliminar</p>
2. Evaluación de la solicitud y priorización del portafolio de proyectos	<p>Evaluar cada solicitud de ingreso al MSM</p> <p>Priorizar el portafolio de proyectos en evaluación</p>	Las actividades descritas a continuación, son aplicables a CAF	<p>1. Evaluación de las Solicitudes de Ingreso al MSM</p> <ul style="list-style-type: none"> -CAF deberá revisar el PIN preliminar de los proyectos y seleccionar aquellos que cumplan todos los criterios de elegibilidad establecidos en el punto 3.3.2 del presente informe. - En el caso de contar con un portafolio de proyectos cuyas reducciones emitidas de GEI excedan la meta de reducción del mecanismo (500 mil toneladas) o el monto máximo de € 4 millones, CAF debe desarrollar la priorización de proyectos. - Se debe desarrollar la priorización considerando la metodología descrita en el numeral 3.3.3 del presente informe. - Tanto el proceso de selección como priorización de proyectos será desarrollado por CAF. <p>2. Información de los resultados de la evaluación</p> <p>CAF debe informar a los desarrolladores de proyectos, el resultado del proceso de evaluación, para lo cual debe utilizar la Carta Modelo para aprobar o descartar proyectos.</p>	<p>PIN Preliminar</p> <p>Carta Modelo para aprobar o descartar proyectos</p>
3. Formalización de la participación en el MSM	Generar los contratos que regulen la participación del promotor en el Mecanismo Sectorial de Mitigación.	Las actividades descritas a continuación son aplicables a CAF y al Desarrollador de Proyecto	<p>1. Desarrollo de Carta de Intención</p> <p>La <u>Carta de Intención</u> confirma formalmente el interés manifestado por el Desarrollador del Proyecto para diseñar, implementar y operar la Actividad de Mitigación dentro del MSM.</p> <p>Por lo cual la Carta de Intención debe contener:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Los términos y las condiciones, así como las actividades que se deben desarrollar para el diseño y la implementación de la actividad de mitigación. - Los roles y las responsabilidades que debe asumir el desarrollador del proyecto. <p>CAF debe generar la Carta de Intención, que presente al desarrollador de proyectos seleccionado para la formalización de participación en el MSM.</p> <p>La carta de intención deber ser firmada por el desarrollador de proyectos y CAF, en los plazos fijados por CAF.</p> <p>2. Generación del Documento de Diseño de Actividad de Mitigación (DDAM)</p> <ul style="list-style-type: none"> - El DDAM es el documento informativo que será elaborado por el desarrollador de proyectos, de acuerdo con el formato y los requisitos exigidos por CAF. - Para generar este documento, el desarrollador de proyectos puede solicitar el apoyo de CAF. <p><u>Nota 1: Ver Tabla 3-2.</u></p>	<p>Carta de intención</p> <p>Documento de actividad de mitigación</p>

Etapa	Objetivo	Alcance	Actividades	Registro/ Evidencias
4. Acuerdo de desempeño	Generar los contratos que regulen la participación del Promotor en el MSM.	Las siguientes actividades son aplicables a la Corporación Andina de Fomento (CAF), al Desarrollador de Proyectos y al Banco de Desarrollo Alemán (KfW)	<p>1. Redacción de acuerdo de desempeño El acuerdo de desempeño es el contrato que será firmado entre CAF y el desarrollador de proyectos y establecerá los términos y las condiciones, para su participación en el MSM, incluyendo entre otros:</p> <ul style="list-style-type: none"> - El detalle de los incentivos basados en desempeño a proporcionarse al desarrollador del proyecto - Las obligaciones del desarrollador del proyecto, en relación con la implementación y el desempeño de la actividad de mitigación a su cargo - Los reportes de monitoreo correspondientes <p>CAF tiene la responsabilidad de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Generar el acuerdo de desempeño - Enviar a KfW el Acuerdo de Desempeño y solicitar la no objeción para su firma <p>2. Revisión y firma de acuerdo del desempeño KfW debe revisar el acuerdo de desempeño. A partir de la aprobación de KfW, CAF podrá proceder a la firma del Acuerdo de Desempeño con el desarrollador de proyecto.</p>	Carta o mensaje electrónico de aprobación de KfW Acuerdo de desempeño firmado
5. Implementación del sistema de monitoreo	Generar el plan de monitoreo y verificación definitivo	Las siguientes actividades son aplicables al desarrollador de proyecto y a la Corporación Andina de Fomento (CAF)	<p>1. Implementación del plan de monitoreo durante la puesta en marcha del proyecto El desarrollador de proyecto debe desarrollar, al menos, las siguientes acciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Generar e implementar el Plan MRV, con base en los lineamientos establecido en el MSM. - Generar la estructura organizacional y los canales de comunicación de los resultados de implementación del plan de monitoreo. <p>2. Validación y aprobación del Plan MRV Definitivo Durante el proceso de generación del Plan MRV, CAF tendrá las siguientes responsabilidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Entregar asesoría técnica, en caso de que sea requerido por el desarrollador de proyectos. - Revisar y aprobar el plan MRV definitivo, en un plazo previamente definido. <p><u>Nota 1: Ver Tabla 3-2.</u></p>	Plan MRV según tipo de proyecto Carta de Aprobación del Plan MRV definitivo
6. Desarrollo de monitoreo y reporte	Realizar mediciones y generar los reportes según lo establecido en el Plan de Monitoreo y Verificación Definitivo	Las siguientes actividades son aplicables al desarrollador de proyectos y a la Corporación Andina de Fomento (CAF)	<p>1. Ejecución de monitoreo y reporte Durante la ejecución del monitoreo y reporte, el desarrollador de proyecto tendrá las siguientes responsabilidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cumplir lo establecido en el Plan MRV aprobado por CAF - Enviar los resultados del monitoreo a CAF, a través del formato de Reporte de Monitoreo - Informar cualquier desviación del plan MRV a CAF. <p>2. Recepción y aprobación del reporte de monitoreo Durante la ejecución del monitoreo y reporte, CAF tendrá las siguientes responsabilidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Revisar y aprobar, de ser el caso, los reportes de monitoreos recibidos del desarrollador de proyectos. - Entregar asistencia técnica, en caso de desviaciones en el sistema de monitoreo que la ameriten. <p><u>Nota 1: Ver Tabla 3-2.</u></p>	Reporte de Monitoreo y anexos Carta de Aprobación del Reporte de Monitoreo

Etapa	Objetivo	Alcance	Actividades	Registro/ Evidencias
7. Auditoría de verificación	Verificar el cumplimiento del Reporte de Monitoreo por parte de una empresa de verificación independiente	Las siguientes actividades las debe cumplir el desarrollador de proyectos, a CAF y a la empresa verificadora	<p>1. Programación de la verificación CAF tendrá la responsabilidad de generar el contacto entre la empresa verificadora y el desarrollador de proyectos.</p> <p>2. Planificación de la verificación - La empresa verificadora tendrá la responsabilidad de revisar los antecedentes de los desarrolladores de proyectos (Plan MRV y Contactos de los desarrolladores de proyectos) y desarrollar el plan de verificación preliminar. - El Plan de verificación será informado a CAF y coordinado con el desarrollador de proyecto.</p> <p>3. Verificación La empresa de verificación desarrollará la verificación, que puede ser <i>in situ</i>, según lo establecido en el plan de verificación acordado previamente. El Plan de verificación debe contener la siguiente información: - Objetivo y alcance - Criterios de verificación - Programación de actividades de verificación</p> <p>El desarrollador de proyectos tendrá la responsabilidad de facilitar el proceso de verificación, también si esta se realiza <i>in situ</i>. El proceso de verificación debe cumplir el protocolo de verificación acordado con CAF. Este protocolo debe contener al menos las siguientes etapas: - Reunión de apertura, desarrollada para revisar el plan de verificación y aclarar los alcances de la verificación - Desarrollo de verificación (<i>in situ</i>) - Reunión de clausura, desarrollada para comunicar los resultados generales de la verificación</p> <p>Los resultados finales de la verificación se documentarán, a través del Reporte de Auditoría de Verificación que el desarrollador de proyectos enviará a CAF.</p>	Reporte de Auditoría de Verificación, Certificado
8. Pago por desempeño (desembolso del incentivo)	Generar los desembolsos asociados a los proyectos participantes del MSM.	Las siguientes actividades son aplicables al desarrollador de proyectos, a CAF y a KfW.	<p>1. Recepción y revisión de Reporte de Verificación CAF tiene las siguientes responsabilidades: - Revisar el informe de verificación emitido por la entidad de verificación. En el caso que el resultado sea favorable, debe enviar a KfW una solicitud de desembolso. - Informar el resultado de la verificación al desarrollador de proyecto, para lo cual deberá utilizar la Carta de información de resultados de verificación. El desarrollador de proyectos debe emitir la factura correspondiente al incentivo.</p> <p>2. Gestión de desembolso KfW tiene la responsabilidad de desarrollar la transferencia o pago al desarrollador de proyecto.</p>	Carta de información de resultados de verificación Solicitud de desembolso Factura

Fuente: Autor

3.2.2 NECESIDADES DE ASISTENCIA TÉCNICA

En la siguiente Tabla se detallan las instancias de asistencia técnica identificadas en el Contexto del MSM, las cuales podrían ser apoyadas por CAF.

Las actividades 1 a la 3 presentes a continuación, se pueden visualizar directamente en el flujograma del MSM, y son consideradas estratégicas para el éxito del MSM, mientras que las actividades 4 a la 6, si bien están relacionadas con el MSM, se pueden considerar opcionales y dependerán de la pertinencia temporal y del interés particular en alguna de los proyectos en evaluación, donde la asistencia técnica de CAF pueda justificarse. Por su parte, la actividad 7 es obligatoria.

TABLA 3-2: Asistencia técnica de CAF

ACTIVIDAD/DESCRIPCIÓN	ESTIMACIÓN DE COSTOS ⁸
<p>1. Apoyo en el Desarrollo del Documento de Actividad de Mitigación</p> <p>Esta actividad se encuentra asociada a la etapa “Formalización de Participación en el MSM” del Flujograma de implementación del MSM.</p>	8.000 – 12.000 USD ⁹
<p>2. Implementación del Sistema de Monitoreo</p> <p>Esta actividad se encuentra asociada a la etapa “Implementación del Sistema de Monitoreo y Reporte” del flujograma de implementación del MSM.</p> <p>Contempla asistencia técnica durante la implementación del Plan de Monitoreo y Reporte, a través de visitas presenciales a las instalaciones en las cuales se revisará el cumplimiento del Plan de monitoreo y reporte y se guiará en caso de detectar desviaciones que pudiesen afectar los resultados.</p>	6.000 – 10.000 USD ¹⁰
<p>3. Desviaciones durante la Etapa de Monitoreo y Reporte</p> <p>Esta actividad se encuentra asociada a la etapa “Desarrollo de Monitoreo y Reporte” del flujograma de implementación del MSM.</p> <p>Esta actividad comprende apoyar al desarrollador del proyecto en la implementación de los planes de acción necesarios, en caso de detectar desviaciones que afecten el Plan MR.</p>	Sin valor de referencia ¹¹
<p>4. Elaboración de Estudios Adicionales que puedan surgir de la etapa de debida diligencia, previa a la firma del acuerdo de desempeño</p> <p>Comprende la generación de estudios adicionales durante la etapa de evaluación financiera del proyecto. Algunos de estos estudios pueden surgir de la Debida Diligencia efectuado al desarrollador del proyecto.</p>	Sin valor de referencia ¹²
<p>5. Cálculo de factor de emisión por la UPME</p> <p>Esta actividad comprende:</p> <p>Apoyo a la UPME en el cálculo del factor de emisión, en el caso de ser necesario</p> <p>Verificación por una entidad verificadora independiente</p>	8.000 – 10.000 USD (apoyo cálculo) 6.000 – 8.000 USD (verificación)
<p>6. Selección de la entidad verificadora</p> <p>Esta actividad contempla apoyo en el proceso de selección de la entidad verificadora independiente.</p>	8.000 – 12.000 USD
<p>7. Verificación anual de los proyectos participantes del MSM</p> <p>Esta actividad contempla el apoyo en la etapa de verificación anual de cada proyecto.</p>	4.200 – 6.400 USD

8 Valores referenciales basados en estimaciones ver sección 2.3.5.5

9 Depende del tipo de proyecto.

10 Depende del tipo de proyecto.

11 No se puede estimar el costo debido a que no se conoce el alcance de los estudios.

12 No se puede estimar el costo debido a que no se conoce el alcance de los estudios.

3.3

Aspectos técnicos

3.3.1 ADICIONALIDAD

La adicionalidad corresponde al efecto que tiene un proyecto de reducir emisiones de GEI, más allá de la reducción que se produciría de no realizarse dicho proyecto. La adicionalidad es uno de los requisitos más importantes, para definir si un proyecto es o no un proyecto de mitigación de GEI y, por ende, si es elegible para financiamiento climático en el marco del MSM. En este numeral se analiza la adicionalidad de las actividades de mitigación elegibles dentro del MSM.

Se definió el siguiente criterio de adicionalidad para las actividades de mitigación elegibles en el marco del mecanismo: una actividad de mitigación se considerará adicional si la capacidad instalada en el SIN de proyectos del mismo tipo (por ejemplo, eólicos, co-generación en ingenios azucareros, etc.) es menor al 5 % del total de capacidad instalada del SIN.

Para evaluar la adicionalidad de las actividades de mitigación elegibles, considerando la información más reciente disponible, se determinó la participación de estos tipos de proyectos en el SIN, al 31 de diciembre de 2015, la cual se presenta en la siguiente tabla:

TABLA 3-3: Capacidad instalada de cada proyecto en el SIN en el 2015

Tipo de proyecto	Capacidad total instalada (MW) ¹³	Participación en el SIN (%)
Eólicos	18	0,11 %
Solar fotovoltaicos	0	0, %
PCH ≤ 20 MW	610	3,72 %
Co-generación en ingenios azucareros	77	0,47 %
Co-generación en extractoras de palma de aceite	0	0, %
Total SIN	16.373	100, %

Al considerar los datos de participación actual de los proyectos en el SIN, todas las tecnologías analizadas tienen una capacidad instalada, menor al 5 % de la capacidad total el SIN, por tanto, todos los tipos de proyectos elegibles en el MSM son adicionales al momento de la redacción. Para poder evaluar la adicionalidad de cada proyecto nuevo que quiera ingresar al MSM, se deberá actualizar este análisis.

3.3.2 CRITERIOS DE ELEGIBILIDAD

Los criterios de elegibilidad sirven, en parte, para justificar la asignación de fondos y permitir la selección de actividades, de manera transparente e imparcial, permitiendo el cumplimiento de los objetivos del MSM para Colombia y por otro lado los criterios iniciales que se plantearon para la fase piloto.

Los criterios de elegibilidad preliminares con los que evaluarán el posible ingreso de las actividades al MSM consideran aspectos técnicos, financieros y ambientales. Cabe destacar que estos son requisitos que no aseguran el ingreso al MSM, sino que su cumplimiento permite que un proyecto postule a este beneficio, para esto debe estar dentro de una de las categorías mencionadas a continuación y cumplir los requisitos técnicos/financieros y otros asociados al MSM:

¹³ <http://informacioninteligente10.xm.com.co/oferta/Paginas/HistoricoOferta.aspx>. Consultar el archivo: Capacidad_neta_efectiva_2015.xls (valor máximo anual).

Criterios de elegibilidad

Categorías de proyecto

- Electricidad con FNCER:
 - » El mecanismo considera la implementación de proyectos nuevos de generación de electricidad, a través de FNCER: eólicos, solares fotovoltaicos y pequeñas centrales hidroeléctricas para inyectar energía eléctrica al SIN.
- Co-generación con biomasa: se considera como actividades de mitigación la implementación de proyectos de co-generación en los subsectores de ingenios azucareros y de la palma de aceite:
 - » Para el subsector de ingenios azucareros, se considera la implementación de proyectos nuevos o de repotenciación con el objetivo de inyectar electricidad al SIN y proyectos de repotenciación para aumentar la energía inyectada actualmente al SIN. Para este subsector se consideran sistemas de co-generación con biomasa o con una mezcla de biomasa (combustible principal) y combustible fósil no mayor al 20 % de la energía base.
 - » Para el subsector de la extracción de la palma de aceite, se considera la implementación de proyectos de co-generación nuevos para autoabastecimiento de electricidad y proyectos de co-generación nuevos para autoabastecimiento de electricidad y para exportar al SIN el excedente de electricidad generada. Para este subsector se consideran sistemas de co-generación con biomasa como combustible exclusivo.

Técnicos

- Proyectos inicien operación antes del 31 de diciembre del 2019
- Que cuenten con estudios de factibilidad técnica y económica finalizados al solicitar acceso a financiación de CAF

Financieros

- Contar con financiación de CAF para su implementación
- No contar con cierre financiero y estar en el proceso de evaluación para financiación de CAF

Otros

- Tener co-beneficios que reflejen impactos positivos más allá de la reducción de CO₂
- La reducción de emisiones estimada no puede ser mayor a 50.000 t CO₂ anual

3.3.3 CRITERIOS DE PRIORIZACIÓN

Los criterios de priorización permitirán seleccionar los proyectos que más cumplan los objetivos del MSM. Para esto se propone una metodología que selecciona algunos de los criterios de elegibilidad (por ejemplo, fecha de entrada del proyecto). A cada uno de estos se le asigna una serie de rangos (por ejemplo, 2016-2018) y a cada rango un puntaje. Luego se asigna una ponderación a los diferentes criterios de priorización. El resultado será un “Valor” que permitirá comparar los diferentes proyectos. A continuación, se presenta un esquema del enfoque propuesto:

TABLA 3-4: Esquema para criterios de priorización

CRITERIOS DE PRIORIZACIÓN	PONDERACIÓN		VALORIZACIÓN
Criterio 1	Rango A	Puntaje 1	Puntaje por ponderación
	Rango B	Puntaje 2	
	Rango C	Puntaje 3	
Criterio 2	Rango A	Puntaje 1	Puntaje por ponderación
	Rango B	Puntaje 2	
	Rango C	Puntaje 3	
Criterio 3	Rango A	Puntaje 1	Puntaje por ponderación
	Rango B	Puntaje 2	
	Rango C	Puntaje 3	
			Valor Final

A partir de los requisitos de elegibilidad es posible identificar criterios de priorización a los cuales es posible asignar un rango cuya valorización refleje los objetivos del mecanismo. Se seleccionaron los siguientes tres requisitos de elegibilidad para priorizar:

- Fecha de inicio de operación
- Potencial de reducción de emisiones
- Co-beneficios

Al igual que la normativa nacional, no se considera priorizar algún sector o tecnología en específico para mantener el criterio de neutralidad tecnológica.

En la siguiente tabla se presentan los criterios con los rangos propuestos y su valorización, para los criterios de fecha de inicio de operación y potencial de reducción de emisiones.

TABLA 3-5: Rangos para criterios de priorización

CRITERIOS DE PRIORIZACIÓN	RANGO	PUNTAJE
Fecha de inicio de operación	2017	3
	2018	2
	2019	1
Potencial de reducción de emisiones (t CO ₂ /año)	Mayor a 35.000	3
	Entre 20.000 y 35.000	2
	Menor a 20.000	1

La asignación de los rangos y puntajes se hizo considerando que se priorizarán proyectos que tengan implementación temprana en el plazo del MSM. La fecha límite de implementación es el 2019. Respecto a la reducción de emisiones, el rango considera que proyectos con mayor potencial darán más certidumbre del cumplimiento de la meta global.

Para los co-beneficios, se presenta una metodología que permite obtener el puntaje del proyecto, acorde con el impacto que se tiene cada proyecto; la metodología se presenta en la sección 3.3.5.1.

3.3.4 CONSIDERACIONES PARA DEFINIR LA LÍNEA BASE, ESCENARIOS DE PROYECTO Y REDUCCIÓN DE EMISIONES

El escenario de línea base corresponde al escenario que representa las emisiones antropogénicas de GEI, que ocurren en ausencia de la actividad de mitigación. Para poder determinar la reducción de emisiones que ocurre con la implementación de una actividad de mitigación, se debe comparar las emisiones del escenario de línea base con las emisiones ocurridas en el escenario de proyecto. En el marco del MSM, se contempla un incentivo basado en el desempeño, el cual está directamente ligado con la reducción de emisiones de la actividad de mitigación, por lo cual resulta clave contar con una definición adecuada del escenario de línea base.

En este numeral se analiza el contexto colombiano y las distintas opciones para definir el escenario de línea base y sus emisiones. También se analizan los escenarios de proyectos, para poder determinar la reducción de emisiones.

3.3.4.1 Análisis del contexto para la definición de la línea base

Uno de los aspectos a considerar para la definición de la línea base del MSM es la ambición del país en materia de mitigación, es decir, hacia donde apunta llegar el país, considerando la situación actual.

La ambición actual del país se refleja en su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por su sigla en inglés) publicada el 7 de septiembre de 2015, la cual compromete reducir las emisiones de GEI del país en un 20 %, con respecto a las emisiones proyectadas al 2030, especificando también que esta meta puede crecer a un 30 % de reducciones condicionado al recibimiento de apoyo internacional. El punto de referencia para la reducción de emisiones es el escenario *Business As Usual (BAU)*, el cual fue construido durante el 2015 tomando como punto partida el inventario de GEI del 2010. Este escenario BAU es el mismo escenario que se considera como referencia en el marco de la estrategia y de los PAS, y para el sector energía considera el aumento en el nivel de actividad del sector y la mayor participación de energía térmica hacia el final del periodo. La NDC establece que su alcance es una meta del conjunto de la economía nacional, sin especificar metas sectoriales.

3.3.4.2 Opciones de línea base, escenarios de proyecto y reducción de emisiones

A continuación se presenta el escenario de línea base, escenarios de proyecto y el enfoque para determinar la reducción de emisiones, incluyendo las ecuaciones requeridas, para actividades de mitigación conectadas al SIN.

Las emisiones de GEI de la línea base se determinan utilizando un factor de emisión del SIN, el cual representa las emisiones que desplazaría una actividad de mitigación que inyecta energía al SIN. Dada la relevancia de las emisiones de línea base en la determinación del desempeño de una actividad de mitigación en el marco del MSM, debe determinarse un factor de emisión representativo, que más adelante permita reflejar de forma razonable el impacto que tiene, la inclusión de proyectos bajos en emisiones de GEI.

Factor de emisión del SIN para el MSM

Para definir el factor de emisión del SIN para el MSM, se tomó en consideración la información disponible y los distintos enfoques, ex ante y ex post.

Para efectos del MSM se concluye que el factor de emisión del SIN a ser utilizado es el factor de emisión ex post, ya que refleja más fielmente la realidad del sistema y la reducción de emisiones, y para esto se tomará anualmente el valor más reciente que publique la UPME, disponible al momento de calcular las reducciones de emisiones de las actividades de mitigación del MSM.

3.3.5 LINEAMIENTOS DEL MONITOREO, REPORTE Y VERIFICACIÓN DEL MSM

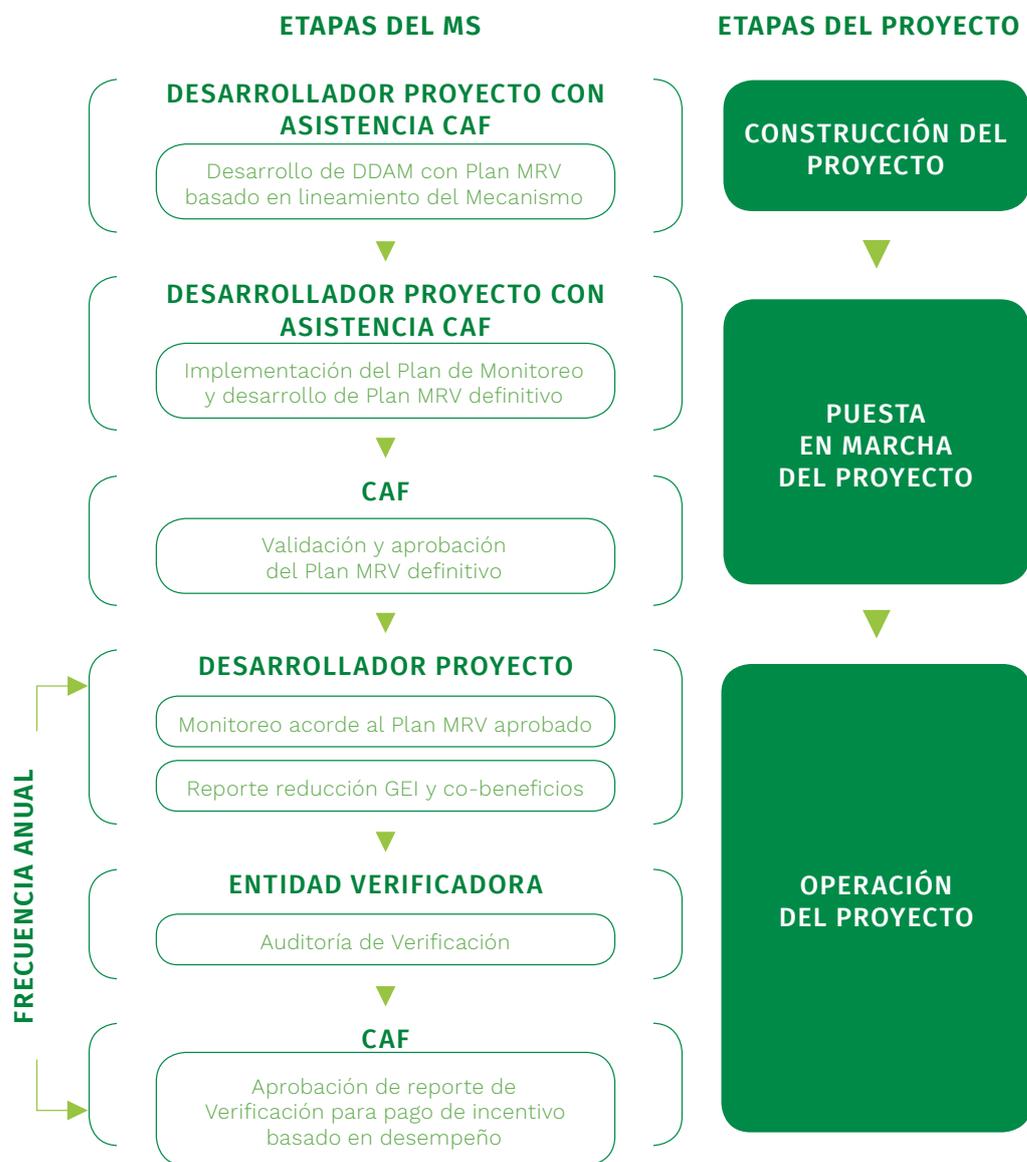
El objetivo del sistema MRV y MSM es hacer seguimiento a la implementación e impactos de las Actividades de Mitigación, para cuantificar la reducción de emisiones lograda y permitir la entrega de los incentivos basados en el desempeño.

El sistema MRV considera el monitoreo del impacto de las actividades de mitigación, en términos de la reducción de emisiones de GEI y también en términos de los co-beneficios (económicos, sociales, y ambientales). El seguimiento de los proyectos incluye lineamientos

generales, que son aplicables para todos los sectores considerados: eólico, solar fotovoltaico, pequeñas centrales hidroeléctricas, co-generación en ingenios azucareros y co-generación en el sector de la palma de aceite. Así como también indicadores específicos para cada tipo de proyecto. Los implementadores de cada proyecto son responsables de realizar este nivel de monitoreo y reporte.

El ciclo de monitoreo y reporte de los proyectos se presenta en la ilustración a continuación. Los actores que interactúan en este ciclo son los desarrolladores de los proyectos, CAF y una Entidad Verificadora Independiente.

ILUSTRACIÓN 3-3: Ciclo MRV de los proyectos



3.3.5.1 Monitoreo de co-beneficios

El monitoreo de los co-beneficios económicos, ambientales y sociales permite establecer los impactos positivos que genera el proyecto por sobre los requisitos ambientales y legales exigidos por la autoridad ambiental. Este monitoreo considera que se realice un seguimiento de los co-beneficios que el proyecto indica que se generarían como resultado de su implementación. Si bien puede haber más co-beneficios al menos se deben considerar:

TABLA 36: Co-beneficios a ser monitoreados

N°	Parámetro	Unidad	Descripción	Procedimiento	Frecuencia
1	Reducción a los impactos de la salud	Alto Medio Bajo	Reducción de contaminantes locales por la implementación del proyecto	Medición indirecta de la reducción de contaminantes locales, asociada a cada MWh de energía generada por el proyecto. La valorización se realiza usando los rangos definidos por el MSM	Anual
2	Favorece desarrollo de comunidades locales	n/a	Contribución del proyecto a la comunidad cercana donde se emplaza	Documentar si se realizó la contribución por parte del proyecto en servicios esenciales como educación, salud, comunicaciones, saneamiento; o contribuye con infraestructura vial que incrementa conectividad; o contribuye con caminos en localización del proyecto	Anual
3	Creación de empleo	Número de empleos totales	Empleos que se generan tanto en la fase de construcción y operación y su evolución en el tiempo.	Identificar y documentar los empleos directos, e identificar y describir los empleos indirectos, según la etapa del proyecto	Anual

3.4

Aspectos institucionales

Como parte del diseño inicial del MSM, se presentan los aspectos y mapeo institucional, de acuerdo con la información recolectada de los principales actores considerados estratégicos. A continuación, se presenta el mapa de actores principales con los roles propuestos de las actores y/o aliados estratégicos para el MSM (Ver la siguiente tabla).

TABLA 3-7: Mapa de Actores y propuesta de Roles Principales MSM

ACTOR O ALIADO	Nombre	Rol Principal	Descripción
CAF	Corporación Andina de Fomento	Administrador	<ul style="list-style-type: none">• Coordinación: se encargará de la articulación entre los diferentes actores del MSM• Evaluación: una vez los proyectos se hayan presentado para ser parte del MSM y siguiendo los lineamientos en el manual de operaciones, CAF evaluará los criterios técnicos, financieros y sociales de cada proyecto para determinar si es elegible al MSM.• Monitoreo y reporte: seguimiento y asistencia técnica a los participantes del MSM.• Verificación y pago por desempeño: una vez los proyectos hayan sido elegidos, CAF dará seguimiento al desempeño de las actividades de mitigación, revisará y aprobará las verificaciones de reducciones certificadas por las entidades de verificación, y solicitará los desembolsos correspondientes (pago por desempeño)• Difusión y comunicación: difundir los avances y los resultados del MSM a los diferentes actores de interés, a los desarrolladores de proyectos, a KfW y a otros bancos de desarrollo y actores interesados al escala internacional

ACTOR O ALIADO	Nombre	Rol Principal	Descripción
MINMINAS	Ministerio de Minas y Energía - MME	Apoyo Facilitación Nacional	<ul style="list-style-type: none"> • Facilitación: MME se encargará de lograr la articulación con las entidades del sector energético como UPME y CREG, para analizar y, según los resultados, trabajar en las necesidades explícitas de superación de barreras descritas en este documento. • Facilitación dentro del MSM, para que los aportes que se hagan desde el sector energía puedan contabilizarse dentro de los compromisos nacionales de reducción de GEI, según las características definidas para el sistema de Medición, Reporte y Verificación que adopte la Nación. • Difusión y comunicación: El MME hará difusión de resultados, comunicación de metas del MSM.
MINAMBIENTE	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS	Apoyo Facilitación Nacional	<ul style="list-style-type: none"> • Facilitación: MADS se encargará de apoyar la articulación con las entidades del sector ambiental especialmente Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y Sistema Nacional Ambiental (SINA) para lograr la superación de las barreras referentes al sector de licenciamiento ambiental descritas en este documento. • Facilitación dentro del MSM, para que los aportes que se hagan desde el sector energía e industria puedan contabilizarse dentro de los compromisos nacionales de <u>reducción de GEI</u>. • Monitoreo y Reporte: MADS podrá apoyar y asesorar la elaboración de los procedimientos y métodos mediante los cuales se verificarán las reducciones en GEI, de tal forma que puedan ingresar a los compromisos de contribución nacional. • Difusión y Comunicación: en conjunto con el MME y el DNP, MADS se encargará de desarrollar una estrategia para promocionar el mecanismo, al nivel de la ECDBC a escala nacional, así como presentarlo como un mecanismo de posible implementación en otros sectores.
	Desarrolladores	Implementador	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoreo y Reporte: implementar el plan de monitoreo requerido como parte de su sistema de gestión, operar el sistema de monitoreo y reporte, reportar. Operar la Actividad de Mitigación. • Verificación: facilitar el desarrollo de la verificación, ser parte de las auditorías de verificación, cumplir los procedimientos de monitoreo en los formatos que permitan asegurar una correcta verificación de las reducciones de emisiones de GEI. • Difusión y Comunicación: difundir y comunicar ante los gremios del sector resultados del MSM.

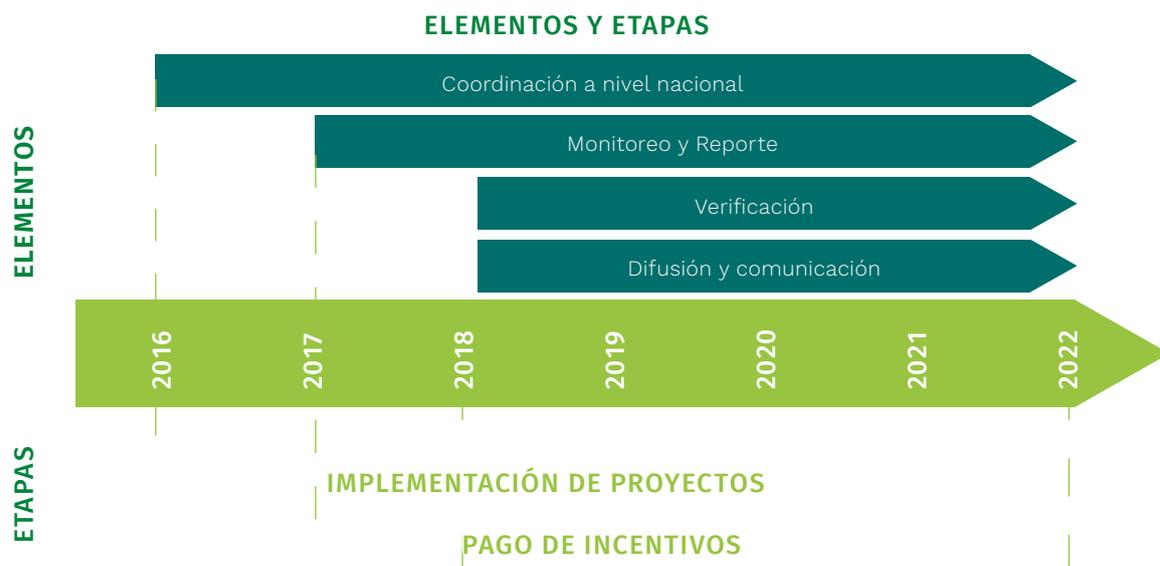
ACTOR O ALIADO	Nombre	Rol Principal	Descripción
	Entidades verificadoras independientes	Verificador	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Realización de actividades de verificación</u> de las reducciones de GEI, conforme a normas.
	Gremios e Instituciones	Divulgación y comunicación	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Difusión y Comunicación</u>: desarrollar la estrategia para promocionar el MSM en las diferentes regiones y otros sectores; difusión de resultados, comunicación de metas del MSM. Participación en eventos, comunidades empresariales y académicas para la divulgación de las experiencias con las tecnologías de mitigación y los incentivos basados en el desempeño. Participación en la definición de políticas, normativa y reglamentación del sector. • <u>Divulgación</u> de los logros y lecciones aprendidas de los proyectos.

Fuente: Autor

3.4.1 ETAPAS DEL COMPONENTE INSTITUCIONAL DEL MSM

Se presenta un resumen del componente institucional del MSM, en una línea de tiempo desde el 2016 al 2021, respecto de los elementos y etapas de implementación, operación y pago por resultados obtenidos.

ILUSTRACIÓN 3-4: Etapas del MSM



Fuente: Autor

3.5

Aspectos financieros

3.5.1 ANÁLISIS FINANCIERO DEL MSM, INCENTIVOS Y ESCENARIOS DE ESTRUCTURACIÓN

Este numeral tiene como propósito efectuar un análisis financiero de distintos proyectos tipo de FNCER, de tal manera que se dé cuenta de los cambios en los indicadores de rentabilidad en los flujos de caja de los proyectos, a partir de la incorporación de incentivos a la reducción de emisiones para cumplir las metas de reducción de emisiones de 500.000 toneladas de CO₂ y la asignación presupuestal de € 4 millones al 2021.

En términos generales, se busca concluir si la incorporación u oferta del incentivo puede convertir a un proyecto en financieramente viable o eventualmente pudiera promover las decisiones de inversión de un promotor de proyecto.

3.5.1.1 Análisis preliminar de costos y de factibilidad económica y financiera de Actividades de Mitigación (AdM)

Con el objeto de analizar el impacto de los incentivos, todos los cálculos y las sensibilizaciones se llevan a cabo con base en el análisis económico de los siguientes tecnologías/proyectos.

- a) Co-generación con bagazo
- b) Co-generación con palma
- c) Solar fotovoltaica
- d) Eólica
- e) Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH).

La tabla siguiente muestra los proyectos tipo y sus características que se están tomando como base para el análisis.

TABLA 3-8: Resumen de características técnicas principales de proyectos tipo analizados

Proyecto	Tecnología	Potencia Total (MW)	Potencia al SIN (MW)	Generación (MWh/año)	Año de entrada	FE (t CO ₂ /MWh)	Reducción emisiones (t CO ₂ /año)
Expansión co-generación Ingenio A	Co-generación caña	25	8	49.056	2017	0,349	17.121
Co-generación nueva Ingenio B	Co-generación caña	25	14	85.848	2017	0,388	33.309
Co-generación de Extractora A	Co-generación palma	6	4	31.536	2019	0,388	12.236
Parque Eólico A	Parque Eólico	20	20	61.320	2018	0,388	23.792
Generación de energía solar fotovoltaico A	Solar FV	70	70	122.640	2018	0,388	47.584
Central PCH A	Pequeña Central Hidroeléctrica	20	20	70.080	2017	0,388	27.191

Supuestos basados en las experiencias tecnológicas

Para la reducción de emisiones se considera solo la energía entregada al SIN

Se asume que de 6 MW el proyecto entrega 4 MW al SIN, la reducción de emisiones es por la totalidad de la energía eléctrica generada.

El Factor de Emisión del Ingenio A tiene supuesto de uso de 5 % de carbón

La tabla siguiente muestra los principales indicadores económicos y de rentabilidad que presentan los proyectos, sin ningún tipo de incentivo y sin tomar los posibles beneficios de la regulación vigente.

TABLA 3-9: Indicadores de rentabilidad financiera de proyectos sin entrega de incentivos¹⁴

Nº	Proyecto	Inversión (USD)	Financiamiento potencial (USD)	TIR %	VPN (USD) ¹⁴	PRD (años)
1	Expansión co-generación Ingenio A	17.800.000	12.460.000	16,34 %	8.168.602	12,37
2	Co-generación nueva Ingenio B	25.000.000	17.500.000	10,78 %	5.404.935	14,12
3	Co-generación de Extractora A	10.000.000	7.000.000	12,74 %	3.034.703	12,61
4	Parque Eólico A	40.000.000	28.000.000	6,23 %	421.745	19,56
5	Generación de energía solar fotovoltaico EA	74.200.000	51.940.000	5,94 %	-189.997	20,5
6	Central PCH A	34.000.000	23.800.000	8,29 %	4.280.000	16,58

Fuente: cálculos a partir de las experiencias tecnológicas (Entre otros, ejemplos tomados de subastas del Perú y México)

Siguiendo los indicadores de rentabilidad financiera bajo el supuesto de que no se entregaran los incentivos, partiendo de una TIR del 6 %, se tiene que la mayoría de los proyectos tipo resultan ser rentables por sí solos. En el margen, un proyecto del tipo de fotovoltaico, tendría limitaciones en su rentabilidad. Por su parte, en un proyecto tipo eólico, podría modificar la rentabilidad de un nivel de indiferente a atractivo, con la incorporación de un incentivo como el que se propone.

3.5.1.2 Análisis del mecanismo de incentivos

Los diferentes esquemas de incentivos que se proponen están basados en función de las reducciones de emisiones que se generan cuando un proyecto específico de mitigación demuestra que reduce GEI en comparación con lo que hubiera ocurrido en ausencia del proyecto. Asimismo, no generan un producto transaccional, que se pueda intercambiar como CER o VER¹⁵, y tampoco tienen relación con los mismos. El incentivo se planea dentro

¹⁴ Los criterios que se usan para determinar la rentabilidad de los proyectos es en función de su TIR, el VPN y el Plazo de recuperación descontado (PRD). La TIR se compara contra la tasa de descuento que representa la rentabilidad media que un inversor exigiría a un proyecto, el VPN debe de ser mayor que cero, y el PRD debe de ser menor a 20 años. Entre mayor sean los valores de TIR y VPN, así como un menor PRD la rentabilidad es mejor.

¹⁵ Certified Emission Reductions (CERs) son unidades de reducciones que están regulados bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio, mientras que los Voluntary Emission Reductions (VERs) no están regulados.

de un acuerdo donde existe un compromiso entre el donante y el ofertante (normalmente el desarrollador de proyecto) que origina las reducciones de emisiones, para reconocer las reducciones de emisiones a través de un incentivo económico.

En otras palabras, el incentivo propuesto ofrece la posibilidad de que el desarrollador de proyectos reciba un incentivo económico, en función de los resultados de reducción de emisiones de GEI y el acuerdo se suscribe en un contrato, donde se establecen los términos y las condiciones para entregar progresivamente dicho incentivo, según el desempeño real en las reducciones de emisiones de GEI generadas en un periodo de tiempo.

El incentivo económico podría entregarse de diversas formas. Las diferentes modalidades de incentivos y sus variantes se resumen en la siguiente tabla.

TABLA 3-10: Resumen de las diferentes modalidades de pago de los incentivos económicos por reducciones de emisiones

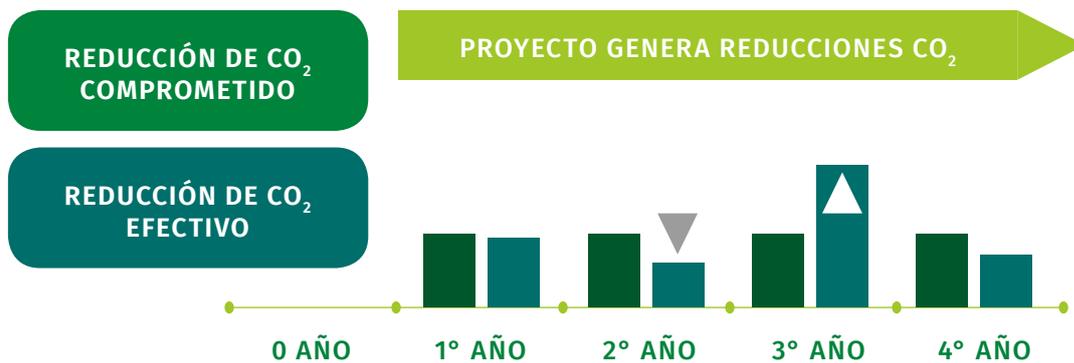
Modalidad de incentivo	Pago en función del cumplimiento (pago por desempeño)	Referencia de pago
Pago contra reducción verificada	a) El incentivo se paga en función de las reducciones de emisiones alcanzadas por el proyecto. Si se generan menos reducciones, el pago del incentivo se reduce en la misma proporción.	ii) Pago del incentivo en forma independiente al crédito del dueño o desarrollador.
Pago de un anticipo correspondiente a un porcentaje del total del incentivo estimado y pago contra reducción verificada.	b) Un porcentaje del incentivo se paga de forma fija y una parte del incentivo se paga de forma variable, en función de las reducciones de emisiones alcanzadas por el proyecto. c) El posible "superávit" de emisiones de reducciones de un periodo puede compensar el "déficit" de reducciones de emisiones generado en unos periodos posteriores o anteriores, y de esta forma también compensa el incentivo no recibido.	i) Pago del incentivo en forma de deducciones de los pagos del principal y/o interés de los pagos de intereses del periodo correspondiente.

De todas las alternativas expuestas, el esquema de entregas de incentivos que más cumple con los objetivos del MSM se describe a continuación. El método seleccionado para el MSM consiste en que el **donante solamente paga las reducciones de emisiones que genera el proyecto, con la posibilidad de que un superávit de reducciones de emisiones se pagaría al final del periodo de compromiso**. En caso de que el proyecto genere más reducciones de las establecidas en el contrato en algún periodo determinado, el donante pagará el incentivo correspondiente al periodo, pero no más de lo establecido en el acuerdo. Las reducciones de emisiones adicionales se pagarían al final del periodo de compromiso y podrán usarse para compensar un “déficit” de reducción de emisiones en alguno de los periodos. El esquema plantea varias condiciones:

- En el caso de que el proyecto no logre la reducción de emisiones estipuladas en algún periodo, el donante sólo pagaría la parte proporcional al pago del incentivo correspondiente al periodo reportado.
- Si alguno de los periodos genera un “superávit” de reducción de emisiones, el desarrollador podrá compensar algún periodo donde hubiera algún un “déficit” de reducción de emisiones. El cálculo de la compensación de emisiones entre periodos con “déficit” y periodos con “superávit”, se llevará a cabo al final del periodo de contrato.
- El donante solo estará obligado a pagar el incentivo estipulado en el contrato aunque el total de las reducciones de emisiones del proyecto sean mayores a lo estipulado en el contrato.

La Ilustración a continuación esquematiza el mismo ejemplo anterior, mostrando el impacto que tiene en la compensación de periodos con “déficit” o “superávit” de emisiones de reducciones. El total de emisiones reducidas por el proyecto equivale a 93 %, y el incentivo recibido por el desarrollador durante los cuatro años reportados equivale a un 83 % del total y adicionalmente recibiría 10 %, al final del contrato correspondiente al “superávit” generado en el tercer año de operación del proyecto. El superávit no lo recibe en el 3er año dado que hay que esperar que el donante tenga seguridad de la disponibilidad de los fondos.

ILUSTRACIÓN 3-5: Esquema general del incentivo compensando déficit o superávit en reducción de emisiones



Reducciones de CO ₂	Comprometido	25 %	25 %	25 %	25 %
	Efectivo	25 %	18 %	35 %	15 %
	Diferencia	-	-7 %	+10 %	-10 %
Pago incentivo por donante		25 %	18 %	25 %	15 %
Retención para pago al final		0 %	0 %	10 %	0 %

Total Incentivo Pagado = 93%

El donante podría evaluar una compensación adicional a los desarrolladores de proyecto, en caso de que el proyecto genere más emisiones de las comprometidas, siempre y cuando hubiera un proyecto con “superávit”, que pueda compensar a algún proyecto con “déficit” de emisiones. Los desarrolladores de proyectos con superávit podrían ser remunerados, en función de la disponibilidad de recursos del incentivo (€ 4 millones) y la capacidad para compensar otros proyectos que presentaron “déficit” de reducción de emisiones. La compensación adicional a los desarrolladores se haría en forma proporcional a la cantidad de emisiones adicionales generadas por todos los proyectos y la cantidad total de “déficit” de reducción de emisiones de los proyectos. Esto significa que la cantidad no distribuida de incentivos a los proyectos con déficit se podrá distribuir a los proyectos que generaron “superávit”, en forma proporcional a la cantidad de emisiones adicionales generadas con respecto al total de emisiones adicionales.

3.5.2 ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL INCENTIVO

El objetivo de este numeral es analizar posibles escenarios de estructuración de los incentivos económicos, en el contexto de un posible portafolio de proyectos de inversión, con el

objetivo de poder usar el incentivo de € 4 millones y poder reducir al menos 500.000 t CO₂. Para poder definir la forma de distribuir el incentivo en una manera equitativa y en función de las reducciones de emisiones de carbono que cada proyecto genere se definen los siguientes parámetros.

- El valor unitario de la reducción de emisión que se pagaría. Es importante poder definir un valor/ t CO₂ reducida en función de la rentabilidad de los proyectos de FNCER.
- El periodo de medición de las reducciones de emisiones que se va a considerar en los proyectos. La cantidad de reducción de emisiones es proporcional al periodo que se defina al desarrollador de proyecto.

Ambos parámetros tienen una influencia, tanto en el total de reducción de emisiones que se esperaría recolectar de los proyectos apoyados, así como en la distribución del monto del incentivo disponible (€ 4 millones) y esto también tiene un impacto directo en la rentabilidad de los proyectos. La siguiente tabla muestra los valores recomendados por tipo de proyecto. Los valores necesarios se deducen del análisis económico y su análisis de sensibilidad donde se puede estudiar su impacto en los indicadores de rentabilidad.

TABLA 3-11: Valores recomendados de incentivo

Nº	Proyecto	Necesario EUR/t CO ₂	Recomendado EUR/t CO ₂
1	Expansión co-generación Ingenio A	0	6
2	Co-generación nueva Ingenio B	0	6
3	Co-generación de Extractora A	0	6
4	Parque Eólico A	0	8
5	Generación de energía solar fotovoltaico A	10	10
6	Central PCH A	0	6

Los proyectos de co-generación con biomasa (proyectos 1, 2 y 3 de la tabla anterior) no necesitan un incentivo que haga viable los proyectos. Sin embargo, un incentivo pequeño de € 6 /t CO₂ podría ayudar a que los inversionistas prioricen y aceleren sus decisiones en este tipo de proyectos sobre otras oportunidades de inversión que tengan y les ayude a diversificar su negocio (sobre todo cuando compite contra proyectos de inversión relacionados al negocio propio de los ingenios o producción de palma).

Se recomienda que el incentivo sea mayor al valor de oferta del mercado voluntario de carbono (VERs¹⁶), con el objeto de que el inversionista perciba que está recibiendo un valor por encima de lo que obtendría en el mercado voluntario. El precio máximo de oferta para las VER de energía renovable estuvo alrededor de € 5.15 /t CO₂ entre enero y abril del 2016¹⁷, por lo que el valor de € 6 /t CO₂ sería algo aceptable.

En relación con un proyecto eólico, los indicadores de rentabilidad (TIR, VPN y PRD) están en el límite de aceptabilidad. Son proyectos donde el incentivo puede acelerar o priorizar la decisión de inversión. Al igual que los proyectos de biomasa, este tipo de proyectos compite por capital con otro tipo de proyectos que pudieran ser más rentables para los inversionistas. El valor recomendado de € 8 /t CO₂ es el valor que alcanza a mejorar 1/2 punto porcentual la TIR, y cuando se empieza a apreciar un cambio en el costo normalizado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) que es cuando pasa de USD\$ 48/MWh (sin incentivo) a USD\$ 47/MWh (con incentivo menor no hay un cambio significativo en el LCOE).

En relación con el proyecto solar, los indicadores de rentabilidad del proyecto sin incentivo están ligeramente por debajo de los valores mínimos de rentabilidad aceptados por los inversionistas. En este caso, en particular el incentivo juega un papel importante al permitir que este proyecto tenga indicadores de rentabilidad aceptables. El valor de € 10 /t CO₂ permite a este proyecto competir contra otros posibles proyectos de inversión, y puede ayudar a acelerar la decisión de los inversionistas en este proyecto. El análisis económico muestra que la TIR mejora un poco más de 1/2 punto porcentual, cuando se tiene el incentivo de € 12/tCO₂, y el periodo de recuperación de la inversión (PRD) se reduce en un poco más de un año (menos de 19 años). Un valor de incentivo menor hará que el periodo de recuperación se reduzca menos de un año y solo sean unos meses.

Un proyecto de pequeña central hidroeléctrica presenta

16 Voluntary Emission Reductions

17 29 de Abril € 5.15 /tCO₂; <http://carbon-pulse.com/19140/>

24 de Marzo € 5.14 /tCO₂; <http://carbon-pulse.com/17459/>

24 de Febrero € 5.17 /tCO₂; <http://carbon-pulse.com/16201/>

29 de Enero € 5.17 /tCO₂; <http://carbon-pulse.com/14901/>

indicadores de rentabilidad competitivos y no requiere un incentivo para ser un proyecto de inversión aceptable para los inversionistas. Sin embargo, el incentivo sí puede tener un impacto en la toma de decisiones para acelerar o priorizar la inversión sobre otras oportunidades de inversión. El incentivo que se recomienda sería de al menos € 6 /tCO₂ para tener un valor por encima del precio máximo de oferta para las VER de energía renovables como se mencionó anteriormente en el caso de los proyectos de biomasa.

A continuación se analizan los indicadores de rentabilidad aplicando los valores unitarios de reducción de emisiones, en función de los proyectos y los valores recomendados de incentivo. La Tabla 3-12: Valores iniciales unitarios de reducción de emisiones muestra los valores unitarios y los periodos de medición propuestos, tomando el año 2021 como fecha límite para poder distribuir el incentivo.

TABLA 3-12: Valores iniciales unitarios de reducción de emisiones

Nº	Proyecto	Tecnología	Valor Unitario del Incentivo (EUR/t CO ₂)	Periodo de Medición de Reducciones (años)	Año de inicio de operación
1	Expansión co-generación Ingenio A	Co-generación caña	6	5	2017
2	Co-generación nueva Ingenio B	Co-generación caña	6	5	2017
3	Co-generación de Extractora A	Co-generación palma	6	3	2019
4	Parque Eólico A	Parque Eólico	8	4	2018
5	Generación de energía solar fotovoltaico A	Solar FV	10	4	2018
6	Central PCH A	Pequeña Central Hidroeléctrica	6	5	2017

Fuente: Autor

En función de estos supuestos, se podría estimar la cantidad de reducción de emisiones que los proyectos generarían, así como el monto de incentivo que se requeriría. La siguiente tabla muestra el análisis del presente escenario propuesto.

TABLA 3-13: Análisis Con Valores Unitarios Por Tecnología

N	Proyecto	Inversión/ CAPEX (USD)	Financiamiento potencial (USD)	Reducción de emisiones Acumuladas al 2021 (t CO ₂)	Valor unitario del Incentivo económico (EUR/t CO ₂)	Total Incentivo económico (EUR)
1	Expansión co-generación Ingenio A	17.800.000	12.460.000	85.603	6	513.616
2	Co-generación nueva Ingenio B	25.000.000	17.500.000	166.545	6	999.271
3	Co-generación de Extractora A	10.000.000	7.000.000	36.708	6	220.247
4	Parque Eólico A	40.000.000	28.000.000	95.169	8	761.349
5	Generación de energía solar fotovoltaico A	74.200.000	51.940.000	190.337	10	1.903.373
6	Central PCH A	34.000.000	23.800.000	135.955	6	815.731
	TOTAL	201,000,000	140,700,000	710.317		5.213.588

Fuente: Autor

En la Tabla 3-14: Indicadores de Rentabilidad de los Proyectos se muestra el valor total de incentivo que estaría recibiendo cada proyecto y el impacto en los indicadores de rentabilidad. Se puede evidenciar que según las estimaciones, el proyecto solar prototipo muestra cómo refleja o se convierte de una situación poco favorable o rentable a unos valores de rentabilidad que pueden considerarse aceptables.

TABLA 3-14: Indicadores de Rentabilidad de los Proyectos

N°	Proyecto	Sin Incentivo				Con Incentivo				
		TIR	VPN (USD)	PRD (años)	LCE (USD/ MWh) z	Valor total del Incentivo económico (EUR) ¹⁸	TIR	VPN (USD)	PRD (años)	LCE (US/ MWh)
1	Expansión co-generación Ingenio A	16,34 %	8.168.602	12,37	32	513.616	17,30 %	8.629,884	11,08	32
2	Co-generación nueva Ingenio B	10,78 %	5.404.935	14,12	44	999.271	11,83 %	6.302,388	13,29	44
3	Co-generación de Extractora A	12,74 %	3.034.703	12,62	48	220.247	13,44 %	3.243.903	12,23	48

¹⁸ Tomando un tipo de cambio de 1,13 USD/EUR a Marzo del 2016.

N°	Proyecto	Sin Incentivo				Con Incentivo				
		TIR	VPN (USD)	PRD (años)	LCE (USD/MWh) z	Valor total del Incentivo económico (EUR) ¹⁸	TIR	VPN (USD)	PRD (años)	LCE (US/MWh)
4	Parque Eólico A	6,23 %	421.745	19,56	48	761.349	6,64 %	1.141.119	18,97	47
5	Generación de energía solar fotovoltaico A	5,94 %	-189.997,80	>20	50	1.903.373	6,48 %	1.567.735	19,34	49
6	Central PCH A	8,29 %	3,540,000	16,58	41	815.731	8,78 %	4.197.073	16,05	40
TOTAL						5.213.588				

Fuente: Autor

Finalmente, las características del financiamiento que se usaron para este ejercicio se describen a continuación:

TABLA 3-15: Variables financieras de referencia para los proyectos

Precio de energía (PPA)	US\$ 0,065 /KWh
Tasa de descuento	6 %
Financiamiento	70 %
Periodo de financiamiento	10 años
Tasa de interés anual	6,0 %

El precio de energía de referencia se toma por un valor de 195 COP/KWh. Esta información del precio se obtiene de los registros de precio de bolsa de la UPME. Respecto a la tasa de interés descuento del 6 %, se toma como referencia o indicativa. En el presente análisis, a partir de las entrevistas con inversionistas o potenciales desarrolladores en Colombia, ello esperan al menos un 10 % (en pesos colombianos). Para este caso de análisis el uso de 6 % de tasa de descuento (en dólares), se justificaría por la diferencia de tasa de interés interbancaria. Los análisis económicos se hicieron en dólares con una tasa de cambio de 3.000 COP/USD (15 de abril y de acuerdo con datos del Banco de la Republica de Colombia¹⁹). El precio del incentivo por t CO₂ se definió en EUR y se convirtió a dólares usando una tasa de cambio de 1,13 USD/EUR (tipo de cambio de 15 Abril 2016²⁰).

¹⁹ <http://www.banrep.gov.co/es/trm>

²⁰ <http://www.xe.com/currencyconverter/>

04

Conclusiones

4.1

Conclusiones y recomendaciones aspectos técnicos

Para analizar la adicionalidad de los proyectos elegibles para el MSM, se definió un criterio de la capacidad instalada en el SIN de proyectos del mismo tipo es menor al 5 % del total de capacidad instalada del SIN. Para la selección final de proyectos para el MSM, es necesario contar con datos sobre la fecha del inicio de operación, factores de planta específicos y co-beneficios que permitan hacer mejor precisión de los análisis.

La línea base asociada a actividades de mitigación que inyectan electricidad al SIN²¹ y de actividades de mitigación que disminuyen el consumo de electricidad de la red de la instalación industrial²², corresponde a la operación de las centrales conectadas al SIN. El escenario de línea base considera emisiones de CO₂ provenientes de la generación de electricidad para el SIN, con combustibles fósiles y no se consideran emisiones de otros GEI (CH₄ y N₂O) producto de la quema de combustibles fósiles debido a que representan una fuente menor de emisiones. Las emisiones de GEI de la línea base se determinarán utilizando un factor de emisión del SIN, el cual representa las emisiones que desplazaría una actividad de mitigación.

21 Actividades de mitigación consideradas: proyectos nuevos de FNCER: eólicos, solares fotovoltaicos, pequeñas centrales hidroeléctricas, proyectos de repotenciación o recambio de calderas y turbinas para co-generación, en el sector de ingenios azucareros y proyectos nuevos de co-generación en el sector de la palma de aceite.

22 Actividades de mitigación consideradas: proyectos nuevos de co-generación en el subsector de la palma de aceite.

En el caso de proyectos de co-generación en ingenios azucareros pueden existir emisiones asociadas a la actividad de mitigación, debido al uso de combustible fósil (carbón). Las emisiones de la actividad de mitigación se determinarán mediante un factor de emisión específico de cada sistema de co-generación, el cual será calculado ex post.

Respecto al Sistema MRV, este será de dos niveles (MRV de Mecanismo y MRV de los proyectos), que estarán coordinados entre sí. El primero de ellos tiene como función dar seguimiento a los objetivos del MSM. El segundo nivel, es el MRV de los Proyectos. El proceso comienza con la descripción inicial del Plan de MRV, de acuerdo con los lineamientos del MSM. Durante la fase de “Implementación del Plan de monitoreo”, al momento de poner en marcha el proyecto, se formaliza el Plan MRV definitivo entre CAF y el responsable de la Actividad de Mitigación.

4.2

Conclusiones y recomendaciones aspectos institucionales

Respecto a acuerdos institucionales, se recomienda fortalecer la participación del MADS, mediante la elaboración de un Memorando de Entendimiento con CAF. Así mismo, se recomienda fortalecer los acercamientos con la UPME, mediante la articulación, a través del MME, que permitiría contar con la asesoría y facilitación de información necesaria para la etapa de monitoreo, reporte y verificación.

El rol del verificador externo independiente es relevante, ya que es el actor responsable de presentar los resultados de la implementación del MSM, mediante la verificación de las reducciones de emisiones de GEI en los proyectos que

serán objeto del pago del incentivo por parte de CAF y KfW por desempeño exitoso. El rol de los gremios e instituciones como mecanismo de divulgación y comunicación del MSM es de gran importancia para promover los resultados.

4.3

Conclusiones y recomendaciones para aspectos financieros

De acuerdo con los diferentes análisis desarrolladas, se puede ver que cada tipo de proyecto refleja diferentes niveles de rentabilidad financiera basados en los supuestos aplicados.

En cuanto al esquemas para entregar el incentivo, la recomendación es usar un esquema que compense los periodos con “déficit” y “superávit”, en reducción de emisiones, de acuerdo con la manera como se explica en el numeral 3.5.1.2 de este reporte. El esquema permite reconocer los periodos donde hubo un excedente (“superávit”), de reducción de emisiones y compensar los periodos, donde el proyecto no alcanzó a generar las reducciones de emisiones comprometidas (“déficit”).

El valor unitario del incentivo, se definió en función de la rentabilidad de los proyectos, y los valores unitarios más bajos serían de € 6 /t CO₂ para los proyectos de co-generación con biomasa donde los proyectos presentan rentabilidades competitivas. Aunque este tipo de proyectos no requiere de un incentivo para hacer estos proyectos atractivos para los inversionistas, el incentivo sí podría tener un efecto importante para acelerar la toma de decisiones de los proyectos identificados y posiblemente priorizarlos.

En el caso de un proyecto eólico, se recomienda que el valor unitario del incentivo para sea de € 8 /t CO₂. Este tipo de proyectos presenta rentabilidades aceptables. Sin embargo, estos proyectos pueden tener dificultades para competir contra otros proyectos de inversión que tenga el inversionista ya que los indicadores de rentabilidad están muy cerca de los límites. El valor propuesto mejora la TIR y los periodos de recuperación de la inversión, así como el costo normalizado de la energía.

En el caso de un proyecto solar, los indicadores de rentabilidad sin incentivo están ligeramente por debajo de los aceptables por los inversionistas y de la posibilidad de estos proyectos de competir contra otros proyectos de inversión. El incentivo tendría un impacto importante en la toma de decisiones del proyecto. El valor propuesto de € 10 /t CO₂ mejora todos los indicadores, de forma tal que los vuelve proyectos aceptables, un valor menor a € 10 /t CO₂ no lograría reducir el PRD del proyecto, en más de un año.

En el caso de un proyecto PCH, el análisis económico que se ha hecho permite concluir que los indicadores de rentabilidad sin incentivo son competitivos para los inversionistas, sin embargo, al igual que los proyectos de co-generación con biomasa, se recomienda ofrecer un pequeño incentivo que acelere y priorice la decisión de inversión, de tal forma que este tipo de proyecto pueda competir contra otras oportunidades de inversión que presente el inversionista.

Si bien los incentivos que se entregarían, aumentan la rentabilidad del negocio de generar energía, en general, en caso de realizarse una evaluación económica de impactos sociales y ambientales de las inversiones, los niveles de las ganancias en bienestar para la sociedad podrían ser mayores, teniendo en cuenta los diferentes cobeneficios derivados de los proyectos de energía con FNCER.

Con respecto a los valores de los incentivos, se recomienda tener en cuenta que, si se tasa en euros, como se ha venido analizado, esto podría tener incidencia también en las inversiones que pudieran efectuar los desarrolladores de proyectos, cuando transen en pesos o dólares dada la volatilidad de las tasas de cambio. En este sentido, el dueño tiene que ser consciente de este riesgo y asumirlo.

En el marco de la Ley 1715 de 2014 y del Decreto 2143 de 2015, se debe reconocer que, para la implementación de los incentivos tributarios, fiscales y contables, se depende en cierta medida de la certificación del beneficio ambiental para las nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energía y gestión eficiente de la energía.

Además de lo anterior, sobre el Cargo por Confiabilidad como una remuneración entregada a los generadores para garantizar el suministro de energía en temporadas de sequía, se debe seguir discutiendo sobre los potenciales de diferentes proyectos de FNCER para entregar energía a la red y participar o beneficiarse del Cargo por Confiabilidad. Si bien, este cargo no se constituye en un ingreso directo, sí es un capital disponible para realizar inversiones que garanticen el suministro de energía en condiciones críticas de desabastecimiento.

Por tanto, basado en las evaluaciones anteriores en relación con el efecto de los incentivos financieros para la reducción de emisiones, este sí podría incentivar o acelerar las decisiones de inversión de los desarrolladores de los proyectos de energía, teniendo en cuenta que, en el margen, los indicadores de rentabilidad financiera tienden a mejorar con el incentivo.

RELACIÓN DE LA LEY CON EL MSM

Los incentivos a la inversión en proyectos de fuentes no convencionales de energía se referencian en la reglamentación de los Artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014 que se encuentran reglamentados por medio de la Resolución UPME 045 de 2016 y Resolución ANLA 1283 de 2016.

Bibliografía

Gobierno de Colombia. (2015). *Contribución Prevista Determinada a Nivel Nacional (INDC)*. Obtenido de <http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published%20Documents/Colombia/1/INDC%20Colombia.pdf>

IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA. (2015). *Primer Informe Bienal de Actualización de Colombia*. Obtenido de http://www.cambioclimatico.gov.co/primer-informe-bienal-de-actualizacion-de-colombia?p_p_id=110_INSTANCE_P3EJZ8QBvVl3&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_110_INSTANCE_P3EJZ8QBvVl3_struts_action

Ley 1715. (2014). Obtenido de http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf

UPME. (2008). *CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO COLOMBIANO*. Bogotá D.C. : Ministerio de Minas y Energía.

UPME. (2015). *Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2015-2029*.

UPME. (2015). *Res. 857 de Diciembre de 2015 - Factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Interconectado Nacional*.