

Proyecto PNUD URU/10/G31

**“Generación de Electricidad a partir de biomasa
(PROBIO)”**

**Relevamiento y análisis de opciones de Medida, Reporte y
Verificación (MRV) aplicadas a las Acciones Nacionales
Apropiadas de Mitigación (NAMAs) en el sector
Generación de Energía en Uruguay, con énfasis en
biomasa**

INFORME FINAL

Parte I

**Relevamiento y análisis de metodologías de MRV
para NAMAs**

y

**Estimación del potencial de reducción de
emisiones de GEIs del subsector Generación de
Energía a partir de biomasa en Uruguay**

16/05/2014

ADRIANA TORCHELO

Acrónimos

AND	Autoridad Nacional Designada
BURs	Informes Bienales de Actualización
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático
COP	Conferencia de las Partes
DOC	Carbono Orgánico Degradable
FMAM	Fondo para el Medio Ambiente Mundial
GEIs	Gases de Efecto Invernadero
IC	Implementación Conjunta
JE	Junta Ejecutiva (del MDL)
LEDS	Estrategias de Desarrollo de Bajas Emisiones
MDL	Mecanismo para un Desarrollo Limpio
MRV	Medición, Reporte y Verificación
MSW	Residuos sólidos municipales
NAMAs	Acciones Nacionales Apropriadas de Mitigación (por su sigla en inglés: National Appropriate Mitigation Actions)
PK	Protocolo de Kioto
PoA	Programa de Actividades
SWDS	Sitio de disposición final de residuos sólidos

Índice

Resumen Ejecutivo	4
Introducción	6
1 Marco conceptual	7
1.1 NAMA	7
1.2 MRV	8
1.3 Reporte de Medidas de Mitigación en los BURs	9
2 Relevamiento de metodologías de MRV para NAMAs	11
2.1 Directrices generales para MRV interna de NAMAs unilaterales de países en desarrollo	12
2.2 Guía para el Diseño de NAMAs - Elaborada en base a la experiencia de los países	13
2.3 MDL	16
2.4 Arreglos Institucionales para MRV	18
2.5 Estándar de Contabilización y Reporte de Política y Acción	19
2.6 MRV para NAMAs: Guía para seleccionar los indicadores de desarrollo sostenible	23
2.7 Conclusiones	25
3 Reducción de emisiones de GEIs del subsector Generación de Energía a partir de biomasa en Uruguay	26
3.1 Introducción	26
3.2 Procedimiento y cálculos	27
3.2.1 Emisiones de la línea de base	28
3.2.2 Emisiones de Proyecto	39
3.2.3 Fugas	46
3.2.4 Reducciones de Emisiones	46
3.2.5 Parámetros no monitoreados (fijados a priori)	49
4 Conclusiones y Recomendaciones	52
Anexo I – Tablas cálculos reducciones de emisiones	53
REFERENCIAS	55

Resumen Ejecutivo

Desde la adopción de la Política Energética 2005-2030 en 2008, Uruguay se ha embarcado en un cambio estructural de su matriz energética impulsando fuertemente la generación a partir de fuentes renovables. En este marco, y dado que el país no cuenta con obligaciones internacionales de mitigación, Uruguay ha asumido voluntariamente el compromiso de combatir el cambio climático. Esto ha quedado explícitamente demostrado a través de la presentación de seis Acciones Nacionales Apropriadas de Mitigación (NAMAs) al registro de NAMAs ("NAMA Registry") de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), todas relacionadas al sector energético¹. Cinco de esas NAMAs corresponden al sector energías renovables, y en particular la NAMA "Promoción de la participación de la energía renovable en la matriz energética primaria uruguaya" menciona entre sus componentes al proyecto de producción de electricidad a partir de biomasa en Uruguay (PROBIO).

A fin de continuar demostrando dicho compromiso, es recomendable comenzar a alinear estas medidas a los requisitos y mejores prácticas en materia de Medición, Reporte y Verificación (MRV) para NAMAs, para así: medir el progreso y logro de los objetivos; reportar dichos avances a las Partes de la CMNUCC a través de los Informes Bienales de Actualización (BURs); y garantizar la transparencia y validez de la información brindada.

A tales efectos, el presente informe contiene el relevamiento y análisis de las diversas metodologías de MRV para NAMAs disponibles a nivel internacional y extrae las principales recomendaciones de las mismas. A saber:

1. "Directrices generales para la medición, notificación y verificación interna de las medidas de mitigación apropiadas para cada país adoptadas por las Partes que son países en desarrollo que reciben apoyo nacional" (Decisión 21/CP.19);
2. "Guía para el Diseño de NAMAs - Elaborada en base a la experiencia de los países" (Secretaría de la CMNUCC, Centro UNEP RISOE y el Programa LECB del PNUD);
3. MDL ((Junta Ejecutiva del MDL):
 - i. Estándar de proyecto MDL;
 - ii. Estándar para la demostración de la adicionalidad, desarrollo de criterios de elegibilidad y aplicación de múltiples metodologías para Programas de Actividades MDL;
 - iii. Metodologías y herramientas aplicables a proyectos de generación de energía a partir de biomasa
4. "Arreglos Institucionales para MRV" (International Partnership on Mitigation and MRV);
5. "Estándar de Contabilización y Reporte de Política y Acción" (GHG Protocol);
6. "MRV para NAMAs: Guía para seleccionar los indicadores de desarrollo sostenible" (CCAP);

Las dos conclusiones principales extraídas del análisis de las mismas son:

- i. Todas las guías son voluntarias, coherentes entre sí y complementarias; y
- ii. Se pueden distinguir 2 niveles de ejecución y monitoreo de las NAMAs, con características y requisitos diferentes:
 - Nivel del programa o política (ligado al sector público);
 - Nivel de los proyectos (ligado al sector privado).

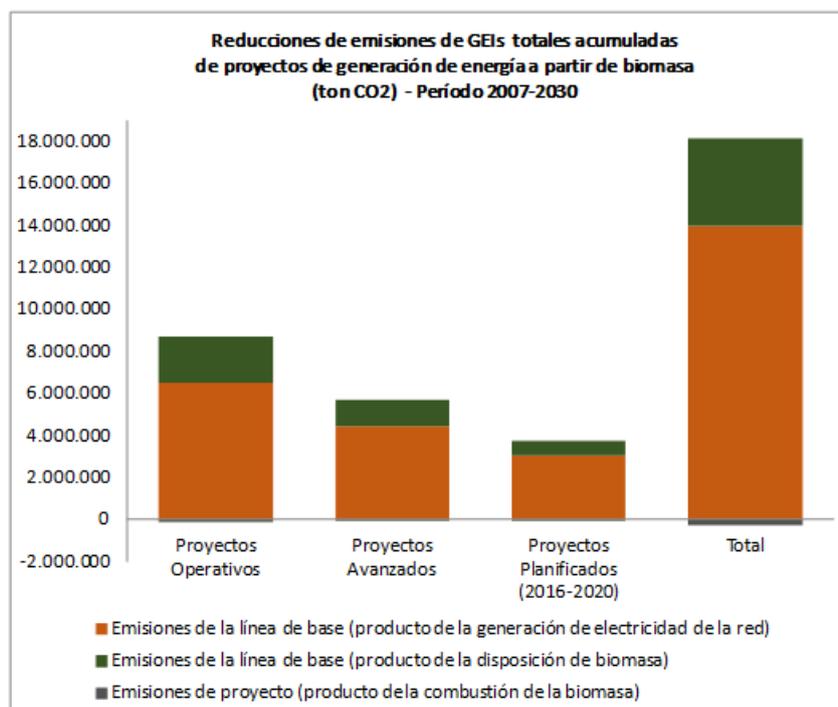
A nivel del programa o política el enfoque está puesto en la estructura y los arreglos institucionales necesarios para garantizar el seguimiento efectivo y eficiente de las NAMAs. Para NAMAs unilaterales

(sin soporte internacional), las Partes de la CMNUCC hacen hincapié en, siempre que sea posible, utilizar los procesos, arreglos y sistemas nacionales existentes a fin de contribuir a la costo-efectividad de las mismas. Por su parte, la Guía para el Diseño de NAMAs recomienda que la implementación y seguimiento de las mismas base, siempre que sea posible, en estructuras organizacionales firmes y confiables, preferentemente ya existentes. Asimismo, la "International Partnership on Mitigation and MRV" señala que el desarrollo de un marco institucional sólido que abarque a las entidades pertinentes, así como al personal, los sistemas y procesos necesarios, es esencial para garantizar un sistema de seguimiento efectivo. En particular destaca la importancia de: i) contar o definir explícitamente una institución líder del proceso; ii) definir un proceso claro y eficiente para el intercambio de datos e información a través de las instituciones y niveles del gobierno; y iii) establecer un procedimiento sistemático para la integración del sistema de seguimiento de la NAMA en los sistemas nacionales de seguimiento de las políticas.

A nivel de los proyectos, las guías se enfocan en la importancia de contar con un monitoreo exhaustivo de los parámetros de cuantificación de las reducciones de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEIs) acorde a reconocidos estándares internacionales. Al respecto, todas ellas hacen hincapié en que las NAMAs pueden beneficiarse de la experiencia adquirida por el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) y recomiendan aplicar las metodologías desarrolladas en el marco del mismo. (MDL).

Por último, este informe contiene el procedimiento y resultados obtenidos al estimar el potencial de reducción de emisiones de GEIs producto de la generación de energía a partir de biomasa en Uruguay, cuantificación que, en base a lo previamente expuesto, fue realizada acorde a las metodologías y herramientas del MDL y en base a proyectos existentes y planificados.

El resultado obtenido indica que este sub-sector tiene el potencial de reducir casi 18 millones de toneladas de CO₂ entre 2007 y 2030. De éstos, 8,5 millones corresponden a proyectos ya operativos, 5,6 millones a proyectos en estado avanzado y 3,7 millones a proyectos planificados para 2016-2020. Por otra parte, el 77% del total de las reducciones de emisiones se deben a la sustitución de la generación de electricidad en centrales térmicas a combustibles fósiles conectadas a la red, mientras que el 23% restante estaría asociado a la eliminación de prácticas de disposición de los residuos de biomasa.



Introducción

El proyecto de Producción de Electricidad a partir de biomasa en Uruguay (PROBIO), iniciativa conjunta del Gobierno Nacional con el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), apunta al desarrollo de generación de electricidad descentralizada conectada a la red de suministro, proveniente de residuos de biomasa de la industria forestal doméstica. Sus dos objetivos principales y concomitantes son: i) implementar medidas que permitan introducir la generación de energía a partir de la gestión sostenible de la biomasa; y ii) reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEIs) del sector eléctrico del país, a través de la disminución del consumo de combustibles fósiles importados para generación de electricidad.

PROBIO se enmarca dentro de las medidas voluntarias llevadas a cabo por el Gobierno uruguayo para aumentar la participación de las energías renovables y mitigar así el cambio climático, y fue mencionado como tal dentro del componente de biomasa de la NAMA "Promoción de la participación de la energía renovable en la matriz energética primaria uruguaya" presentada por Uruguay al registro de NAMAs de la CMNUCC ("NAMA registry")ⁱⁱ para su reconocimiento.

Por lo expuesto, y a efectos de que Uruguay comunique internacionalmente las metas, progresos y logros de estas medidas en el marco de las NAMAs, es aconsejable que las mismas se alineen a los conceptos y requisitos de Medición, Reporte y Verificación (MRV) de las NAMAs, establecidos en los Acuerdos de Cancún y Durban:

- a. Las medidas de mitigación de los países en desarrollo se comunicarán cada dos años a través de los Informes Bienales de Actualización de las Comunicaciones Nacionales (BURs, por sus siglas en inglés). El primer reporte Bienal debe ser presentado en diciembre de 2014 (excepto para los países menos desarrollados y los estados de las pequeñas islas);
- b. El MRV de las NAMAs unilaterales se llevará a cabo en el país, según las directrices generales que se desarrollen y adopten bajo el marco de la Convención; y
- c. Las NAMAs que reciban apoyo (internacional) serán monitoreadas, reportadas y verificadas a nivel nacional de acuerdo con las directrices que elaborará la COP y estarán sujetas a verificación internacionalⁱⁱⁱ.

Asimismo, se sugiere considerar la adopción y adaptación de guías, herramientas y estudios sobre sistemas de MRV para NAMAs desarrollados por reconocidos organismos e instituciones internacionales, con el fin de ayudar a los países a diseñar e implementar los mismos.

El presente informe (Parte I) releva, analiza y extrae las principales recomendaciones contenidas en las diversas metodologías de MRV para NAMAs, disponibles a nivel internacional, a fin de tomarlas en consideración para el diseño de una propuesta de MRV para potenciales NAMAs en el sector generación de energía en Uruguay, en particular a partir de biomasa, que se presenta en la Parte II del presente informe.

Por otra parte, se evalúa el potencial de reducciones de emisiones de GEIs del subsector generación de energía a partir de biomasa en Uruguay, en base a los proyectos existentes y potenciales nuevas incorporaciones, tomando como horizonte de tiempo el año 2030. .

1 Marco conceptual

Previo al análisis de las metodologías, guías y/o protocolos de MRV para NAMAs disponibles, es fundamental describir los conceptos de NAMA y MRV, y los requisitos de reporte de estas medidas a través de los BURs, a fin de sentar las bases sobre las que se desarrollan dichas metodologías.

1.1 NAMA

NAMAs son acciones voluntarias adoptadas por los países en desarrollo para reducir las emisiones de GEIs. Su objetivo es ayudar a los países en desarrollo que desean reducir las emisiones de GEIs a un nivel inferior al del BAU (business as usual), pero no representan una obligación legal bajo la CMNUCC.

Dentro del concepto tan amplio de "acciones de mitigación apropiadas" los gobiernos de los países en desarrollo pueden llevar a cabo un sin número de actividades que, en general, buscan apoyar los esfuerzos hacia el desarrollo sostenible, tal como haya sido interpretado o definido por el país anfitrión. Por tanto, determinar qué acciones tomar bajo una NAMA es el derecho soberano de cada país acorde a las circunstancias nacionales particulares del mismo.

Las NAMAs se clasifican de diferentes maneras en función del criterio utilizado.

a) Según el modo en que son financiadas, se podrían clasificar en:

- **Unilaterales:** el costo de desarrollo es financiado por el país en desarrollo que lo implementa;
- **Asistidos:** financiado por países industrializados, ya sea mediante inversiones externas directas, ayuda oficial para el desarrollo (ODA), préstamos o subvenciones; o

b) Según el modo en que son diseñadas y ejecutadas (de "arriba hacia abajo" o de "abajo hacia arriba"); se clasifican en:

- **NAMAs de políticas:** son acciones a nivel regulatorio o de políticas. Promueven o imponen un cierto cambio en el comportamiento de la inversión mediante la introducción de un conjunto de leyes y reglamentos, planes de promoción y, posiblemente, una estructura de ejecución. Por lo tanto, son medidas lideradas por el gobierno, por lo menos al principio, que han sido o están destinadas a ser incorporadas en la legislación permanente e implementadas a través de instrumentos políticos. Estas NAMAs generalmente buscan implementar una visión de transformación y pueden tener un alcance nacional o sectorial.
Ejemplos: tarifas preferenciales de conexión a red (FITs: feed-in tariff) para las energías renovables; esquemas de comercio de emisiones; códigos de construcción que establecen normas para la eficiencia energética; etc.
- **NAMAs de proyectos:** son inversiones específicas, por lo general en infraestructura o maquinaria "más limpia". Evitan los desafíos involucrados en el establecimiento de una regulación y se centran en inversiones puntuales. Estas NAMAs pueden ocurrir dentro de marcos más amplios, tales como LEDs (Estrategias de desarrollo de bajas emisiones), cuyo fin último es un proceso de arriba hacia abajo mediante el cual los países formulan medidas de mitigación apropiadas.

La diferencia entre las NAMAs de políticas y las NAMAs de proyectos, entonces, es el punto de partida. En muchos casos, la elección "aguas arriba" de una NAMA de política puede ser la opción preferida, ya que promete un cambio transformacional a través de iniciativas políticas. En otros casos, la elección "aguas abajo" de una NAMA de proyecto, que ofrece claras pero limitadas acciones de mitigación, puede preferirse por ser más concreta.

Entre medio de los dos tipos de NAMA descriptos arriba, existen campañas y programas con un propósito temporal específico. Por ejemplo: desinstalar todas las calderas a combustibles fósiles ineficientes o retirar de circulación todos los camiones que no cumplen con ciertos estándares en un período de tiempo limitado (ej.: 2 años). Tales programas a corto plazo pueden ser transformacionales a pesar de su duración limitada y puede ser necesario repetirlos con cierta frecuencia a fin de que sus efectos sean óptimos.

1.2 MRV

Desde el inicio de las negociaciones internacionales sobre cambio climático, la CMNUCC estableció sistemas de medición, reporte y verificación para las Comunicaciones Nacionales e Inventarios Nacionales de GEIs. Más tarde, los mecanismos flexibles gestados en el marco del Protocolo de Kioto (Comercio de Emisiones, Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) e Implementación Conjunta (IC)) continuaron desarrollando y perfeccionando estos sistemas.

Sin embargo, como fue mencionado previamente, no fue hasta el Plan de Acción de Bali que, dentro del concepto de NAMAs, se estableció la necesidad de Medir, Reportar y Verificar (MRV) estas medidas. En este contexto, el concepto de MRV se instauró a fin de:

- i) Reforzar la importancia de mantener constantemente un registro de emisiones y medidas de mitigación de los países que contribuya a la transparencia y confianza en el régimen climático;
- ii) Facilitar la evaluación objetiva de las medidas por parte de los países desarrollados a fin de otorgar ayuda financiera y técnica a los países en vías de desarrollo y realizar un seguimiento de este tipo de apoyo; y
- iii) Determinar el progreso hacia el objetivo de la Convención, esto es, reducir las emisiones de modo tal que la temperatura global del planeta no se incremente en más de 2°C.

Para ello, cada componente del sistema de MRV debe:

- **M (medir):** hacer un seguimiento de: i) las emisiones y reducciones o abatimiento de GEIs gracias a las acciones de mitigación; y ii) el apoyo prestado en forma de financiamiento, creación de capacidades y/o tecnologías, para la realización de las acciones de mitigación. "M" debe recopilar información acerca de si el mundo está en camino de permanecer por debajo de la meta de calentamiento de 2°C y que se está prestando el apoyo adecuado.
- **R (reportar):** representa el compromiso de las Partes de la CMNUCC con las actividades relacionadas con el clima. Si bien la presentación de informes en el marco de la CMNUCC sucede a través de las Comunicaciones Nacionales, éstas no recogen información de manera uniforme sobre las medidas de mitigación, proyecciones de emisiones e inventarios de GEI, especialmente de los países en vías de desarrollo. Dada la creciente proporción de las emisiones de GEIs de estas Partes, informes más frecuentes y robustos son necesarios para crear mayor transparencia. Por ello, los Acuerdos de Cancún establecieron que las Partes que son países en vías de desarrollo deberían presentar, además de las Comunicaciones Nacionales cada cuatro años, informes bienales de actualización (BUR, por su sigla en inglés) con información actualizada sobre los Inventarios Nacionales de GEIs, las medidas de mitigación, las necesidades en esa esfera y el apoyo recibido;
- **V (verificar):** su objetivo consiste en garantizar que la información contenida en los reportes sea correcta y que se hayan aplicado metodologías válidas para monitorear el progreso de las medidas de mitigación. El proceso de verificación podría involucrar a expertos independientes que analicen los informes bienales de actualización o a especialistas sectoriales que verifiquen los resultados de las acciones de mitigación. La verificación también podría dar lugar a mejoras en la calidad de la

información reportada gracias a la generación de recomendaciones y el intercambio de las lecciones aprendidas.

Para alcanzar sus objetivos, los sistemas de MRV deben basarse en seis principios fundamentales:

1. **Relevancia:** asegurar que la evaluación de los GEIs refleja adecuadamente los cambios reales en las emisiones de GEIs y sirve para cubrir las necesidades de toma de decisiones de los usuarios - tanto internos como externos a la entidad que informa.
2. **Exhaustividad:** contabilizar e informar todas las fuentes de emisión de GEIs y actividades dentro del límite de evaluación; incluir toda la información relevante para la estimación de las emisiones de GEI; y divulgar y justificar cualquier exclusión.
3. **Consistencia:** utilizar metodologías consistentes para recabar datos y cambios en las estimaciones de las emisiones de GEIs para permitir un seguimiento significativo de la performance de las emisiones y reducciones a lo largo del tiempo. Cualquier cambio en los datos, límite, métodos, o cualquier otro factor relevante en la serie de tiempo, debería documentarse de forma transparente.
4. **Transparencia:** proporcionar información clara y suficiente para los revisores, para evaluar la credibilidad y fiabilidad de los cambios en las emisiones de GEIs reportados. Revelar todos los métodos pertinentes, cálculos, supuestos e incertidumbres asociadas, y hacer referencias adecuadas a las metodologías y fuentes de datos utilizadas.
5. **Precisión:** asegurar que la estimación de los cambios en las emisiones de GEIs no está sistemáticamente, ni por encima ni por debajo de las emisiones reales, en la medida en que pueda juzgarse, y que las incertidumbres son reducidas en la medida de lo posible. Lograr la suficiente precisión como para permitir a los usuarios tomar decisiones con confianza razonable en cuanto a la integridad de la información reportada. La precisión debe perseguirse en la medida de lo posible, pero una vez que la incertidumbre ya no pueda ser prácticamente reducida, se deben utilizar estimaciones conservadoras.
6. **Comparable (opcional):** garantizar el uso de metodologías comunes, fuentes de datos e hipótesis de tal manera que las estimaciones de las emisiones y remociones de GEIs resultantes de múltiples políticas o acciones sean comparables.

1.3 Reporte de Medidas de Mitigación en los BURs

Los Acuerdos de Cancún (Decisión 1/CP.16)^{iv} establecieron el requisito de presentar información actualizada sobre las medidas de mitigación llevadas adelante por los países en desarrollo a través de los Informes Bienales de Actualización (BURs) de las Comunicaciones Nacionales. Al respecto, el párrafo 60, ítem c) contenido dentro de la sección relativa a la intensificación de la labor relativa a la mitigación, sub-sección “Medidas de mitigación apropiadas para cada país adoptadas por las Partes que son países en desarrollo”, establece que: *“Los países en desarrollo, de conformidad con sus capacidades y con el nivel de apoyo prestado para la presentación de informes, deberían presentar asimismo **informes bienales de actualización**, que contengan información actualizada sobre los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, con inclusión de un informe del inventario nacional y de **información sobre las medidas de mitigación, las necesidades en esa esfera y el apoyo recibido.**”*

Posteriormente la COP17, mediante su Decisión 2^y, estableció que las Partes no incluidas en el Anexo I (excepto las Partes que son países menos desarrollados y los pequeños Estados insulares en desarrollo), de conformidad con sus capacidades y el nivel de apoyo recibido para la presentación de informes,

deberían presentar su primer BUR a más tardar en diciembre de 2014. Asimismo, a través de dicha decisión las Partes aprobaron las ***"Directrices de la Convención Marco para la presentación de los informes bienales de actualización de las Partes no incluidas en el anexo I de la Convención"*** contenidas en su Anexo III.

Las Directrices establecen los siguientes requisitos para el reporte de las medidas de mitigación:

"Las Partes no incluidas en el anexo I deberán proporcionar información, en forma de cuadro, sobre las medidas que hayan adoptado para mitigar el cambio climático y que se refieran a las emisiones antropógenas por las fuentes y la absorción antropógena por los sumideros de todos los GEI no controlados por el Protocolo de Montreal.

Para cada medida de mitigación o grupo de medidas de mitigación, incluidas, según corresponda, las enumeradas en el documento FCCC/AWGLCA/2011/INF.1, las Partes que son países en desarrollo proporcionarán la siguiente información, en la medida de lo posible:

a) Nombre y descripción de la medida de mitigación, con información sobre el carácter de la medida, las esferas que abarca (por ejemplo, sectores y gases), los objetivos cuantitativos y los indicadores sobre los progresos alcanzados;

b) Información sobre metodologías y supuestos;

c) Objetivos de la medida y actividades realizadas o previstas para llevarla a cabo;

d) Información sobre los progresos realizados en la aplicación de las medidas de mitigación y las correspondientes actividades adoptadas o previstas, y los resultados logrados, por ejemplo una estimación de dichos resultados (el sistema de medición dependerá del tipo de medida) y una estimación de las reducciones de las emisiones, en la medida de lo posible;

e) Información sobre los mecanismos de mercado internacionales.

Las Partes deberán proporcionar una descripción de los arreglos de medición, notificación y verificación que se hayan adoptado en el plano nacional."

2 Relevamiento de metodologías de MRV para NAMAs

Esta sección recoge el relevamiento de las metodologías internacionales en materia de MRV para NAMAs disponibles a la fecha y describe las principales recomendaciones contenidas en las mismas a fin de tomarlas en consideración para el diseño de la propuesta de MRV para las NAMAs de energías renovables, con énfasis en biomasa, en Uruguay y el reporte de dichas medidas a las Partes de la CMNUCC a través de las Comunicaciones Nacionales y sus BURs.

Cabe aclarar que todas las guías de MRV disponibles, a excepción de las metodologías para proyectos MDL específicas para un tipo de tecnología (por ejemplo: generación de energía a partir de biomasa), brindan lineamientos genéricos para los sistemas de MRV. Por tanto, a fin de aplicarlos a una NAMA particular, deben ser interpretados y adaptados al tipo de medida, tecnología, infraestructura disponible y país o región que la implementa, es decir, a la realidad de la NAMA y su contexto.

El relevamiento de las metodologías disponibles tuvo como puntos de partida neurálgicos las páginas web de la CMNUCC^{vi} y de la “International Partnership on Mitigation and MRV”^{vii}. La primera contiene toda la información oficial en materia de NAMAs, mientras que la segunda nuclea y brinda acceso a las principales guías y estudios sobre MRV llevados adelante por organismos e instituciones internacionales referentes en materia de mitigación del cambio climático y en particular, en NAMAs.

Las directrices, guías, estándares y protocolos relevados fueron:

7. “Directrices generales para la medición, notificación y verificación interna de las medidas de mitigación apropiadas para cada país adoptadas por las Partes que son países en desarrollo que reciben apoyo nacional” (Decisión 21/CP.19);
8. “Guía para el Diseño de NAMAs - Elaborada en base a la experiencia de los países” (Secretaría de la CMNUCC, Centro UNEP RISOE y el Programa LECB del PNUD);
9. MDL ((Junta Ejecutiva del MDL):
 - Estándar de proyecto MDL;
 - Estándar para la demostración de la adicionalidad, desarrollo de criterios de elegibilidad y aplicación de múltiples metodologías para Programas de Actividades MDL;
 - Metodologías MDL (y herramientas) aplicables a proyectos de generación de energía a partir de biomasa;
10. “Arreglos Institucionales para MRV” (International Partnership on Mitigation and MRV)^{viii}
11. “Estándar de Contabilización y Reporte de Política y Acción” (GHG Protocol)^{ix};
12. “MRV para NAMAs: Guía para seleccionar los indicadores de desarrollo sostenible” (CCAP);

A continuación se presenta un resumen de los principales aspectos de cada una de ellas.

2.1 Directrices generales para MRV interna de NAMAs unilaterales de países en desarrollo^x

Como fue mencionado previamente, las Partes de la CMNUCC han decidido que los sistemas de MRV de las NAMAs deben seguir las directrices generales desarrolladas y adoptadas bajo el marco de la Convención. Al respecto, el Órgano Subsidiario de Asesoramiento Científico y Tecnológico (OSACT o SBSTA por su sigla en inglés) de la CMNUCC en el marco de su 39° período de sesiones recomendó a las Partes la aprobación de las directrices elaboradas por dicho órgano, las cuales fueron oportunamente adoptadas por las Partes en la Decisión 21 de la COP19 en noviembre 2013. Los principales aspectos de las mismas, se comentan a continuación.

Estas directrices remarcan que son generales, voluntarias, pragmáticas, no prescriptivas y no intrusivas, están a cargo de los países, tienen en cuenta las circunstancias y prioridades nacionales, respetan la diversidad de las medidas de mitigación apropiadas para cada país (NAMAs), aprovechan los sistemas y las capacidades nacionales existentes, reconocen los sistemas nacionales de medición, notificación y verificación existentes y fomentan un enfoque costo-efectivo.

Al respecto, las directrices establecen que:

“Se alienta a las Partes que son países en desarrollo a utilizar los procesos, arreglos o sistemas internos existentes, con inclusión de la información, las metodologías, los expertos y otros aspectos disponibles a nivel nacional, para la medición, notificación y verificación interna. Como alternativa, las Partes que son países en desarrollo tal vez deseen establecer de manera voluntaria procesos, arreglos o sistemas nacionales para la medición, notificación y verificación interna de las MMAP¹ adoptadas con cargo a los recursos nacionales.

Las Partes que son países en desarrollo podrán, teniendo en cuenta las circunstancias, la capacidad y las prioridades nacionales, indicar el enfoque general adoptado para:

- a) Establecer, cuando proceda, y/o reconocer, cuando corresponda, las instituciones, las entidades, los arreglos y los sistemas, entre otras cosas, que participarán en la medición, notificación y verificación interna de las MMAP;*
- b) Medir las MMAP adoptadas con cargo a los recursos nacionales, entre otras cosas mediante la recopilación y la gestión de la información pertinente disponible y la documentación de las metodologías; y*
- c) Verificar las MMAP adoptadas con cargo a los recursos nacionales, con inclusión del uso de expertos nacionales que utilicen procesos desarrollados en el país, mejorando así la eficacia en relación con el costo del proceso de verificación.”*

Por lo expuesto, en lo que respecta a las NAMAs domésticas o unilaterales, es decir aquellas que no reciban apoyo internacional, las Partes de la CMNUCC han establecido pautas de carácter muy general, dando potestad a cada país de definir sus propios sistemas de MRV.

¹ MMAP: Medidas de Mitigación Apropriadas para cada País

2.2 Guía para el Diseño de NAMAs - Elaborada en base a la experiencia de los países^{xi}

El pasado 18 de noviembre de 2013, en el marco de la COP19 de Varsovia, Polonia, la Secretaría de la CMNUCC, el Centro UNEP RISOE y el Programa LECB (Low Emissions Capacity Building) del PNUD lanzaron la guía más reciente en materia de NAMAs: “Guía para el Diseño de NAMAs - Elaborada en base a la experiencia de los países”. La misma, como su nombre lo indica, se nutre de las experiencias de variados países en el desarrollo de sus NAMAs, así como de guías elaboradas previamente por diversos organismos internacionales.

Esta guía es la herramienta para NAMAs más completa que existe hasta el momento, abarcando desde la concepción de una NAMA, pasando por la estructuración de su financiación, hasta la cuantificación de sus impactos. Por ello, es un documento de consulta sumamente útil para los desarrolladores de NAMAs. A continuación, sólo se menciona el capítulo de MRV por ser el que atañe al presente trabajo. La guía señala que el MRV es un componente central de las NAMAs de los países en desarrollo y que su objetivo clave es: aumentar la transparencia de los esfuerzos de mitigación realizados por los países en desarrollo, así como construir confianza mutua entre todos los países. Asimismo, hace hincapié en que, el MRV de las NAMAs, ya sean unilaterales o asistidas, es un requisito de la CMNUCC que permite generar información para las Comunicaciones Nacionales y Reportes Bienales de Actualización (BURs). La guía concluye que además, el establecimiento de un sistema de MRV robusto facilita el acceso al financiamiento climático internacional.

En base a ello, la guía realiza las siguientes recomendaciones para cada uno de sus componentes (“M”, “R” y “V”).

1. Medición

- *Parámetros de medición*

Aunque el MRV es un requisito fundamental para las NAMAs, hay muy pocas guías formales en cuanto a cómo se debe estructurar y el resultado esperado del mismo.

Un punto de partida para entender qué medir en el marco de un sistema de MRV son los requisitos de los Informes Bienales de Actualización (BURs), los cuales describen dos tipos de parámetros primarios de medición:

- a) El **progreso de la implementación** de la NAMA; y
- b) Los **resultados logrados**, incluidos los impactos estimados en las emisiones y/o remociones de GEIs.

La medición del progreso se hace en la mayoría de los proyectos/programas, mediante la definición de hitos que deben ser alcanzados.

El reto consiste en definir y medir los datos que documenten los impactos logrados. Estos datos deben definirse en función de las actividades a implementar y dependen de la naturaleza y las metas/objetivos de la NAMA. La medición es generalmente más simple para las NAMAs orientadas a la medición técnica, por ejemplo: una NAMA diseñada para aumentar la generación de energía en un 10% mediante el uso de energías renovables. Puede parecer más difícil medir los impactos de las NAMAs orientadas a políticas, la clave para hacerlo es definir claramente los parámetros de éxito para el logro de los objetivos de la NAMA, es decir, la causalidad entre la actividad y sus impactos. Por ejemplo, en el caso de una NAMA que implementa una política para acelerar la inversión en energías renovables (por ejemplo FITs), su objetivo no es sólo aumentar la capacidad de generación a partir de estas fuentes, sino también diseñar una política que promueva el uso de energías renovables. A modo de ilustración, los siguientes constituyen **ejemplos de parámetros de medición de una NAMA de generación eléctrica a partir de fuentes renovables**, distinguiendo entre la orientada a proyectos de la orientada a política.

Tipo de NAMA	Parámetros de medición
NAMA orientada a proyectos	<ul style="list-style-type: none"> – Capacidad de generación de energía instalada – Factor de emisión de carbono de la red (tipo de combustible, consumo de combustible, factores de emisión de carbono Factor etc.) – Empleo generado, ingresos generados, acceso a energía suministrado – Emisiones de contaminantes locales (SOx, NOx, material particulado, etc.)
NAMA orientada a políticas	<ul style="list-style-type: none"> – La promulgación de la reglamentación y legislación (por ejemplo: contratos de conexión a la red) – Número de proyectos de energía renovable que se presentan a contrato de conexión a red – Electricidad generada por los proyectos de energía renovable que solicitan contrato de conexión a red – Reducción en el costo de generación de energías renovables – Empleo generado, ingresos generados, acceso a energía suministrado – Emisiones de contaminantes locales (SOx, NOx, material particulado, etc.)

- *Metodología y Plan de medición*

Actualmente no existen directrices internacionales o nacionales para el desarrollo de metodologías de medición para NAMAs pero la experiencia de otros programas de reducción de GEIs pueden ayudar a generar experiencias de abajo hacia arriba y al desarrollo de un conjunto de buenas prácticas.

Asimismo, para apoyar el MRV de un NAMA debe desarrollarse un **Plan de medición o monitoreo** que incluya los siguientes datos:

- La frecuencia de medición y reporte de los parámetros;
- Las responsabilidades de los diferentes actores con respecto a la medición y presentación de informes;
- Los valores de supuestos/predeterminados aplicados y las fuentes de los valores;
- Las fuentes de los parámetros medidos, y
- La descripción del almacenamiento de los datos y el plan de archivo.

- *Orientación internacional y mejores prácticas para la medición de los impactos en las emisiones de GEIs*

La medición de los impactos en las emisiones de GEIs puede beneficiarse de la experiencia de las Comunicaciones Nacionales a la CMNUCC y del MDL.

El nivel de precisión y robustez con la que los impactos en las emisiones de GEIs pueden ser estimados dependerá del tipo, la escala y el alcance de la NAMA, así como las circunstancias nacionales. Estos dos elementos, robustez y precisión, deben ser la base para la elección de un enfoque y una metodología de recopilación de datos.

Las metodologías del MDL proporcionan una referencia útil para la identificación de los parámetros y medición de los impactos de GEI con alta precisión. Sin embargo, como los alcances de NAMA y el MDL son diferentes, las metodologías del MDL deben adecuarse, especialmente con el interés de reducir costos. Asimismo, en algunos casos, ciertos enfoques de MRV adoptados para Programas de Actividades MDL pueden ser más relevantes.

2. Reporte

Los reportes del sistema de MRV de una NAMA se deben regir por los requisitos de los financiadores, los responsables de las políticas nacionales y los requisitos internacionales.

Dos elementos clave del reporte son:

- a) Informar periódicamente; e
- b) Identificar claramente la audiencia y diseñar los requisitos de reporte acorde a la misma.

3. Verificación

La verificación se refiere al proceso de chequear independientemente la exactitud y fiabilidad de la información reportada y los procedimientos utilizados para generar dicha información.

Es generalmente realizada por una tercera parte independiente pero en algunos casos se pueden utilizar revisores de primera (auto-verificación) o segunda parte (examen interno de plena competencia).

La verificación es un paso importante para asegurar el uso eficaz de los fondos, la transparencia de las actividades que se están llevando a cabo y sus impactos. También puede desempeñar un papel útil en el control y aseguramiento de la calidad (QA/QC) para mejorar el sistema de MRV.

La verificación es un paso necesario para evaluar la aplicación y los efectos de las actividades de la NAMA, para así llegar a conclusiones adecuadas acerca de su implementación, y, si es necesario, que el desarrollador pueda realizar modificaciones o correcciones.

Un proceso claro de verificación debe ser definido, incluyendo una frecuencia específica de verificación, identificar las entidades encargadas de la verificación y definir un método claro de verificación.

Sistema y procedimientos de MRV

Los sistemas y procedimientos de MRV deben alinearse con los requisitos de la CMNUCC que se resumen a continuación.

Tipo de NAMA	Requisitos MRV esperados
NAMA unilateral (apoyo local)	<ul style="list-style-type: none">– MRV local conforme a las directrices para MRV nacionales desarrolladas por la COP– Requisitos a ser elaborados por el SBSTA de la CMNUCC– Reflejo de las circunstancias y prioridades nacionales esperadas
NAMA asistido (apoyo internacional)	<ul style="list-style-type: none">– MRV local con supervisión internacional sujeto a procedimientos internacionales de MRV realizados acorde al proceso internacional de consulta y análisis (ICA)– MRV internacional puede ser requerido por los donantes/inversores– Seguimiento del apoyo financiero y técnico

En conclusión, el sistema de MRV se percibe como menos complejo para las NAMA unilaterales que para las NAMA asistidas. Para las primeras, el país de aplicación puede decidir sobre las modalidades y procedimientos de MRV a aplicar, los cuales tendrán la prerrogativa de seguir las directrices de la CMNUCC que se fijen en el futuro con el propósito de estandarizar los BURs. Por su parte, para las NAMA asistidas se esperan MRV más estrictos, exigidos por los inversores que asumen la responsabilidad de invertir sus fondos a fin de ver un buen retorno de su inversión, a través de beneficios claros.

2.3 MDL

A la hora de diseñar e implementar un sistema de MRV para NAMAs, tal como menciona la Guía para el diseño de NAMAs, los países se pueden beneficiar de la experiencia ganada con el MDL durante la última década. Al respecto, si bien, el enfoque genérico de las NAMAs (de arriba hacia abajo) difiere del enfoque en proyectos MDL (de abajo hacia arriba), las NAMAs pueden adoptar metodologías muy bien desarrolladas y probadas a nivel de los proyectos para monitorear sus reducciones y/o absorciones de emisiones de CO₂, herramientas para la evaluación de la adicionalidad, principios para el cálculo de líneas de base estandarizadas, y principios y formatos introducidos por los Programas de Actividades (PoAs).

A continuación se destacan los requisitos generales del MDL más relevantes y los particulares aplicables a proyectos de generación de energía a partir de biomasa.

2.3.1 Estándar de proyecto MDL^{xii}

El estándar de proyecto MDL establece los componentes esenciales que debe contener todo sistema de monitoreo de un proyecto individual, el cual es válido extender y adaptar a las NAMAs, a saber:

1. Datos

- Descripción de todos los datos, parámetros e información relacionada requerida por la metodología seleccionada(s);
- Diagramas de flujo de datos que muestren todos los puntos de control pertinentes;
- Frecuencias de medición de cada parámetro;
- Disposiciones para garantizar que los datos monitoreados y necesarios para la verificación se mantendrán y archivarán electrónicamente durante dos años después de finalizado el período del proyecto;

2. Equipos de medición

- Descripción de los equipos utilizados, incluyendo detalles sobre: identificación (marca, modelo, número de serie, etc.); clase de precisión y calibración (frecuencia, fecha de calibración y validez);
- Registros de instalación, roturas, mantenimientos, reparaciones, etc.

3. Gestión

- Estructura organizativa y de gestión necesaria para poner en práctica el plan de monitoreo;
- Definición de las responsabilidades y los arreglos institucionales;
- Procedimientos de recolección, control y aseguramiento de la calidad de datos (flujo de información, incluyendo la generación de datos, la compilación, registro, cálculos y presentación de informes);
- Procedimientos de emergencia para el sistema de monitoreo.

2.3.2 Estándar para Programas de Actividades MDL^{xiii}

Además de los requisitos previos, el Estándar para la demostración de la adicionalidad, desarrollo de criterios de elegibilidad y aplicación de múltiples metodologías para Programas de Actividades (PoAs) MDL, establece la necesidad de contar con una entidad, organización o persona responsable de gestionar o administrar el PoA.

Esta entidad es la encargada de actuar como punto focal para todas las cuestiones relacionadas con el programa, (legales, técnicas y financieras), incluyendo el desarrollo, la operación y el mantenimiento del mismo. No tiene que estar necesariamente directamente involucrada en la implementación de los proyectos individuales, sino que opera la estructura y plataforma para que los mismos sean incluidos en el programa.

En consecuencia, juega un papel crucial de liderazgo, administración y monitoreo del programa bajo una forma de administración paraguas totalmente adoptable y adaptable a un sistema de MRV para NAMAs.

2.3.3 Metodologías aplicables a proyectos de generación de energía a partir de biomasa

A nivel de los proyectos individuales de generación de energía a partir de biomasa en Uruguay, es recomendable que los mismos sigan los requisitos establecidos en las metodologías MDL específicas para este tipo de tecnología y las herramientas mencionadas en las mismas. A saber:

- ACM0006 "Metodología consolidada para la generación de electricidad y calor a partir de biomasa" (versión 12.1.0)^{xiv}; aplicable a proyectos de generación o co-generación de gran escala, es decir aquellos con una capacidad instalada superior a los 15 MW;
- AMS-I.C. "Producción de energía térmica con o sin generación de electricidad"; versión 19.0^{xv}; aplicable a proyectos de co-generación de pequeña escala tipo I (capacidad instalada inferior a 15 MW);
- AMS-I.D. "Producción de electricidad renovable conectada a la red"; versión 17.0^{xvi}; aplicable a proyectos de pequeña escala tipo I, exclusivamente de generación de electricidad (no co-generación);
- AMS-III.E. "Abatimiento de producción de metano debido al decaimiento de biomasa mediante combustión controlada, gasificación o tratamiento mecánico/térmico"; versión 16.0^{xvii}; aplicable a proyectos de pequeña escala tipo III (reducciones de emisiones inferiores a 60,000 ton CO₂eq/año).
- Herramienta para el cálculo del factor de emisión de un sistema eléctrico, versión 04.0^{xviii};
- Herramienta para calcular las fugas del transporte de carga, versión 01.1.0^{xix};
- Herramienta para calcular las emisiones de CO₂ de proyecto o fugas producto de la combustión de combustibles fósiles; versión 02^{xx};
- Herramienta para calcular las emisiones de línea de base, proyecto y/o fugas producto del consumo de electricidad; versión 01^{xxi}

En materia de monitoreo, estas metodologías y herramientas establecen requisitos específicos a nivel de los proyectos, relativos a:

- Parámetros de monitoreo: definición de los mismos, frecuencia de monitoreo y registro de datos, procedimientos de aseguramiento de la calidad y control de calidad de los datos (ej.: cross-check de mediciones), etc.
- Procedimientos de monitoreo: se deben describir y especificar los procedimientos de monitoreo, incluyendo: el tipo de instrumentos de medición utilizados; la identificación única de los mismos; la frecuencia de calibración (según las prácticas de la industria, requisitos nacionales y/o internacionales); el diagrama de flujo de los datos; la estructura y las responsabilidades del sistema de monitoreo; el archivo y conservación de los datos recopilados (se deben archivar electrónicamente y mantener al menos durante dos años después del final del proyecto).

Los parámetros se introducen a continuación en la sección 3 (Evaluación del potencial de reducción de emisiones de GEIs del subsector Generación de Energía a partir de biomasa del país) y los requisitos de monitoreo se detallan en la Parte II del informe en la propuesta del sistema de MRV para la/s NAMA/s de generación de energía en Uruguay.

2.4 Arreglos Institucionales para MRV^{xxii}

El desarrollo de un marco institucional sólido que abarque las entidades institucionales pertinentes, así como el personal, los sistemas y procesos necesarios, es esencial para un sistema de MRV efectivo. Sin embargo, los enfoques que los países han adoptado varían ampliamente, desde sistemas de MRV integrados de "arriba hacia abajo" que cubren múltiples necesidades de información, hasta sistemas de "abajo hacia arriba" que se centran en una política específica, una acción, o una región.

La "International Partnership on Mitigation and MRV" publicó en octubre de 2013 un estudio que explora algunos de los enfoques diferentes que los países han tomado para diseñar sus arreglos institucionales para los sistemas de MRV de sus NAMAs y realiza recomendaciones para mejorar la capacidad institucional, las cuales se presentan a continuación.

Figuras/Instituciones involucradas

Todas las NAMAs analizadas han definido las siguientes figuras/instituciones para gestionar sus sistemas de MRV:

1. **Órgano de coordinación / Institución líder:** En la mayoría de los casos los países han designado a una institución líder, a menudo el Ministerio de Medio Ambiente o su equivalente para coordinar el sistema de MRV y dirigir las actividades de los otros actores en este ámbito.
2. **Órgano interministerial / Comité de control:** Este organismo promueve la coordinación entre las principales partes interesadas y también asegura la entrada a otros procesos y planes nacionales.
3. **Coordinador/es Técnico/s:** Es responsable de los resultados técnicos del sistema de MRV. Puede tomar la forma de un equipo o individual. A menudo se encuentran dentro de la institución líder pero también pueden ser designados para cada una de los grupos de trabajo sectoriales.
4. **Grupos de Trabajo Sectoriales:** Los países también suelen designar grupos de trabajo separados para llevar a cabo actividades de MRV dentro de un sector específico. Estos equipos están formados por una combinación de institutos gubernamentales, organismos de investigación y otras entidades públicas y privadas sectoriales.

Recomendaciones

Si bien existen diferentes arreglos institucionales, hay principios comunes a ser tomados en cuenta para mejorar la capacidad institucional de gestión del sistema de MRV, como ser:

1. **Mandatos institucionales y roles claros**
 - Definir claramente los roles y responsabilidades para la gestión y seguimiento de las emisiones de GEIs, tanto dentro de la institución principal como de las otras entidades.
 - Definir explícitamente una institución líder del proceso.
 - Definir directrices para que las instituciones y sectores informen sobre sus emisiones.
 - Establecer los marcos jurídicos necesarios mientras el sistema de MRV se desarrolla.

Sin estos mandatos, el gobierno encontrará dificultades para asignar recursos (financieros y de personal) a las entidades.
2. **Mecanismos de coordinación institucional**
 - Definir una institución central encargada de compilar los datos e información y garantizar la coordinación entre los ministerios pertinentes.
 - Definir un proceso claro y eficiente para el intercambio de datos e información a través de las instituciones y niveles del gobierno.

- Establecer un procedimiento sistemático para la integración del sistema de MRV en los sistemas nacionales de seguimiento de las políticas.
- Establecer un sistema de gestión de datos/registro integrado.
- Establecer un órgano interministerial para coordinar las actividades de los donantes.

3. Capacidad de los Recursos Humanos

- Definir un número adecuado de personal dedicado exclusivamente a actividades de MRV.
- Hacer el movimiento necesario del personal permanente de un modelo de proyecto a uno de MRV.
- Tener personal capacitado a nivel nacional, sub-nacional y sectorial. La capacitación debe incluir: i) el diseño, implementación y operación de sistemas de MRV; ii) la recopilación y gestión de los datos; y iii) las metodologías de contabilización.
- Establecer un mecanismo institucional para la formación y apoyo sostenido de los recursos humanos.

2.5 Estándar de Contabilización y Reporte de Política y Acción

El GHG Protocol es una asociación multisectorial de empresas, ONGs, gobiernos y otras instituciones, lanzada en 1998 por el Instituto de Recursos Mundiales (WRI, por su sigla en inglés) y el Consejo Empresarial Mundial para el Desarrollo Sostenible (WBCSD, por su sigla en inglés), con la misión de desarrollar estándares y herramientas de contabilización y reporte de GEIs aceptadas internacionalmente y promover su adopción a fin de lograr una economía de bajas emisiones en todo el mundo.

Desde entonces, se ha convertido en una de las herramientas de contabilización y gestión de emisiones de GEIs más utilizada internacionalmente por líderes gubernamentales y empresariales. Además, es la base para casi todos los estándares y programas de GEIs del mundo, por ejemplo, la Organización Internacional de Estandarización (ISO, por su sigla en inglés).

En lo que refiere a NAMAs, desde 2012 ha estado trabajando en los estándares de "Contabilización y Reporte de Política y Acción" (GHG Protocol Policy and Action Standard) y de "Contabilización y Reporte de Metas de Mitigación" (GHG Protocol Mitigation Goals Standard)^{xxiii}. Estos estándares brindan un enfoque coherente, transparente, internacionalmente aceptado y estandarizado para la evaluación de las metas de mitigación, abarcando desde la cuantificación de los efectos en las emisiones de GEIs, hasta el monitoreo, reporte y verificación.

A continuación se detallan los principales requisitos y recomendaciones en materia de MRV contenidas en el estándar de contabilización y reporte de Política y Acción. Cabe señalar que la versión más reciente disponible corresponde al segundo borrador lanzado en Julio de 2013. La versión final sólo estaría disponible entre Abril y Junio de 2014. Por lo expuesto, las guías y recomendaciones presentadas aquí pueden sufrir algunas modificaciones en los próximos meses.

Monitoreo

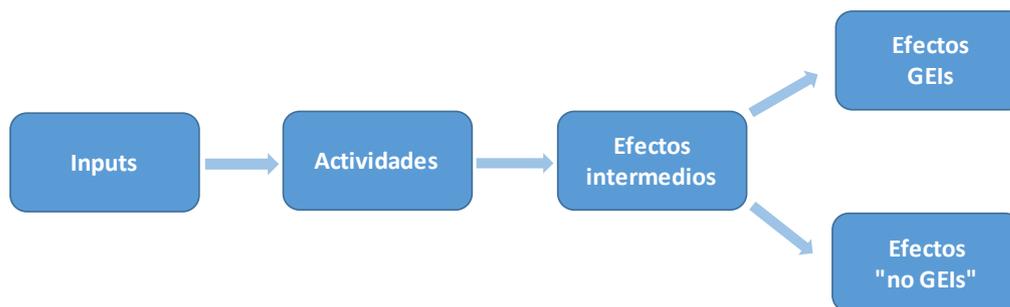
La definición e implementación de un sistema de monitoreo debe consistir de los siguientes 3 pasos:

1. *Definición de los parámetros clave de performance*

Se deben definir los indicadores clave de desempeño que se utilizarán para monitorear el rendimiento de la política o acción a lo largo del tiempo.

Estos indicadores de deben definir en términos de: entradas (insumos o inputs), actividades, efectos intermedios y efectos en las emisiones de GEIs y "no-GEIs" (contribución al desarrollo sostenible)). La lógica de ello se basa en la cadena de causas y efectos, donde los insumos son necesarios para que se

produzcan las actividades y las actividades para que se produzcan efectos, tal como se ilustra a continuación:



La selección de los indicadores debe adaptarse a la política o acción específica, los requisitos de las partes interesadas, la disponibilidad de los datos existentes y el costo de recolección de los datos. Por tanto, para las NAMA de generación de energía a partir de fuentes renovables, con énfasis en biomasa, en Uruguay, se deberán tomar en cuenta dichos aspectos, tal como se ejemplifica a continuación:

Tipo de indicador	Definición	Ejemplos para generación de energía a partir de fuentes renovables, con énfasis en biomasa
Inputs	Recursos utilizados para implementar una política o acción	Dinero invertido en la política o acción
Actividades	Actividades involucradas en la implementación de la política o acción (tomadas por la autoridad o entidad que implementa las mismas)	Proyectos instalados
Efectos Intermedios	Cambios (ejs.: en prácticas, tecnologías o procesos) como resultado de la política o acción	Cantidad de biomasa consumida y electricidad/vapor generados
Efectos GEIs	Cambios en las emisiones o remociones de GEIs como resultado de los efectos intermedios de la política o acción	Reducción de emisiones de CO ₂ y CH ₄ al sustituir la generación eléctrica a partir de derivados de petróleo y la acumulación y/o quema de residuos de biomasa
Efectos no GEIs	Cambios en las condiciones relevantes de medio ambiente, sociales, económicas como resultado de la política o acción.	Generación de empleos, mejora en la calidad del aire, mejora de la seguridad energética, etc.

2. Creación de un plan de monitoreo de los parámetros clave

Se debe crear un plan de monitoreo para el seguimiento de los parámetros clave de rendimiento. Para cada uno de ellos, se deben describir los siguientes elementos:

- Métodos y procedimientos de medición y recolección de datos;
- Fuentes de datos (ya sean fuentes de datos existentes o datos adicionales recopilados específicamente para monitorear los indicadores);
- La frecuencia de monitoreo;
- Las unidades de medida;

- Si los datos se miden, modelan, calculan o estiman, el nivel de incertidumbre de las mediciones o estimaciones y cómo se contabilizará la incertidumbre asociada;
- Los procedimientos de muestreo (si aplica);
- Si los datos se verifican, y en caso afirmativo, los procedimientos de verificación utilizados;
- Cualquier otra información pertinente.

El plan de monitoreo debe también describir los procesos de cómo se recopilarán y almacenarán los datos, por ejemplo:

- Entidad(es) o persona(s) responsable(s) de las actividades de monitoreo y los roles y responsabilidades del personal pertinente;
- Competencias requeridas y capacitación recibida necesaria para garantizar que el personal tiene las habilidades necesarias;
- Métodos para generar, almacenar, cotejar y reportar los datos de los parámetros monitorizados;
- Bases de datos y herramientas (por ejemplo, sistemas de software) que se utilizarán para la recolección y gestión de la información;
- Procedimientos de auditoría interna, control y aseguramiento de la calidad (QA/QC);
- Mantenimiento de registros y procedimientos de documentación internas, incluida el plazo de archivo de los datos.

La precisión de la medición o los enfoques de recolección de datos dependen de los instrumentos utilizados, la calidad de los datos recopilados y el rigor de las medidas de control de calidad. Las fuentes de datos de los indicadores, las posibles hipótesis de cálculo y las incertidumbres relacionadas con los datos deben reportarse.

3. Monitoreo de los parámetros a lo largo del tiempo

Cada uno de los parámetros debe monitorearse a lo largo del tiempo de acuerdo con el plan de monitoreo y se deben reportar los resultados.

El grado de detalle de la información reportada y la frecuencia del reporte debe adaptarse a la audiencia relevante. Por ejemplo: métodos de monitoreo ascendentes (botton-up) puedan implicar la recopilación de datos de muestras representativas de las instalaciones individuales o de otras fuentes, en vez de datos de todas las instalaciones o fuentes afectadas.

Los datos monitoreados proporcionan información muy útil acerca de la validez de los supuestos hechos en la estimación ex ante de la política y la línea de base, incluyendo si la política o acción ha sido implementada como se esperaba y si los supuestos sobre los parámetros clave de la estimación ex-ante siguen siendo válidos. En caso que los datos de monitoreo indiquen que los supuestos utilizados en la evaluación ex-ante no son más válidos, se deben actualizar las estimaciones ex-ante o cuantificar a posteriori las estimaciones.

La frecuencia de monitoreo pueden variar; por ejemplo: mensual, trimestral o anual. En general, se deberían reunir datos con tan alta frecuencia como sea factible y apropiada en el contexto de los objetivos de la política o acción. Así, la frecuencia adecuada de monitoreo debe quedar determinada en base a las necesidades de los responsables de la toma de decisiones y las partes interesadas, siguiendo el principio de relevancia, y puede depender del tipo de indicadores y disponibilidad de los datos.

Reporte

Los componentes y acciones del sistema de MRV que deben ser reportados son:

Monitoreo a lo largo del tiempo

- Los indicadores clave de rendimiento seleccionados y la justificación de su selección;
- Las fuentes de datos de los indicadores;
- El desempeño de la política o la acción a lo largo del tiempo, según lo medido por los indicadores clave de rendimiento y si el desempeño de la política o la acción está alineada a las expectativas;
- Si los supuestos sobre los parámetros clave de la evaluación ex-ante siguen siendo válidos.

Estimación de los efectos ex-post en las emisiones de GEIs

- El total anual y acumulado de emisiones y remociones de GEIs durante el período de evaluación;
- La metodología y los supuestos utilizados para calcular las emisiones del escenario de la política, incluyendo el método de estimación de emisiones (incluidos los modelos utilizados) y todas las fuentes de datos utilizadas, que incluye los datos de actividad, factores de emisión, los valores de PCA (Poder de Calentamiento Atmosférico) y supuestos;
- El/los nivel/es de cálculos que se utiliza para calcular las emisiones del escenario de la política y los efectos ex post en GEI, con la justificación correspondiente;
- Las fuentes o sumideros o los efectos en las emisiones de GEIs que no fueron estimados dentro de los límites del escenario de la política, con su justificación y una descripción cualitativa del cambio de esas fuentes o sumideros;
- Si se calcularon, y cómo se hizo, las interacciones de la política, con la justificación del método utilizado;
- Métodos y supuestos utilizados para corregir los efectos no considerados previamente en la línea de base;
- Si los datos son normalizados, los resultados normalizados informados por separado de los no normalizados, y los métodos de normalización utilizados;
- Descripción de las diferencias entre los resultados de los métodos de arriba hacia abajo y de abajo hacia arriba (si procede).

Evaluación de la incertidumbre

- Una estimación cuantitativa o descripción cualitativa de la incertidumbre de los resultados;
- El rango de resultados del análisis de sensibilidad de los parámetros clave y las hipótesis;
- El/los nivel/es que se utilizan para evaluar la incertidumbre, con la justificación.

Verificación

La verificación es el proceso que evalúa el nivel de seguridad del sistema de MRV, siendo dicha seguridad el nivel de confianza de que la información proporcionada es relevante, completa, exacta, consistente, transparente y sin errores significativos.

El proceso de verificación consiste en una evaluación de si se han cumplido: los requisitos del estándar, los principios de contabilización y reporte de las emisiones de GEIs, y si los métodos y supuestos elegidos son razonables.

La verificación contribuye a:

- Aumentar la confianza en la información reportada como base para las estrategias de mitigación de GEIs y decisiones conexas antes de la aplicación de la política o la acción;
- Aumentar la confianza en el reporte del progreso de una política o acción y su alineamiento con los resultados previstos durante su ejecución;
- Mejorar las prácticas internas de contabilización y presentación de informes (por ejemplo: la recolección de datos, los métodos de estimación y los sistemas de información interna), y facilitar el aprendizaje y transferencia de conocimiento dentro de la organización;
- Mejorar la eficiencia en los procesos posteriores a la actualización de las estrategias de mitigación de GEIs y en la planificación o implementación de nuevas políticas y acciones de mitigación;
- Aumentar la confianza de los interesados en los resultados reportados.

2.6 MRV para NAMAs: Guía para seleccionar los indicadores de desarrollo sostenible^{xxiv}

Aunque la mayoría de las discusiones sobre MRV de las NAMA se han centrado en la reducción de emisiones de GEIs, muchos países en desarrollo consideran que el motor primario de la política y el punto principal de "venta" de la NAMA a los interesados locales es la contribución de la misma al desarrollo sostenible, lo cual, aumenta en gran medida la probabilidad de que este tipo de proyectos y políticas prosigan una vez que la fuente de financiamiento ya no está allí.

Teniendo en cuenta esto, en 2012 el CCAP (Center for Clean Air Policy) elaboró el documento "MRV para NAMAs: Guía para seleccionar los indicadores de desarrollo sostenible", a fin de estimular el uso y monitoreo de parámetros de desarrollo sostenible, profundizando en aquellos específicos para los siguientes cinco sectores clave: Transporte , Generación de Energía Renovable ; Eficiencia Energética en el sector Residencial , Comercial y Edificios públicos; Eficiencia Energética Industrial; y Gestión de Residuos.

A continuación se resumen sus principales recomendaciones, en particular aplicables a proyectos de generación de energía renovable.

Guía general

Existen diversos indicadores que pueden utilizarse para medir la contribución de una NAMA al desarrollo sostenible. Cabe a cada país determinar sus prioridades nacionales y seleccionar los indicadores que considere, miden más convincentemente el efecto de las políticas implementadas en el crecimiento económico, la reducción de la pobreza y la protección del medio ambiente.

Los indicadores deben ser específicos, medibles, costo-efectivos, relevantes, comprensibles y lo más importante, deben tener significado para los responsables políticos y los países que asisten al NAMA, si esto último aplica.

Los países en desarrollo pueden basarse en marcos existentes como punto de partida para desarrollar sus propios sistemas de MRV de los indicadores de desarrollo sostenible. Por ejemplo: aquellos definidos para otorgar la Aprobación Nacional a los proyectos MDL.

El desarrollo de criterios nacionales o programáticos puede servir de guía para la elaboración de parámetros para las acciones específicas que apoyan las prioridades nacionales de desarrollo, y las consultas a los interesados pueden ayudar a asegurar que sus preocupaciones son consideradas y que las actividades impactan positivamente en el desarrollo de las prioridades de la comunidad.

Es importante tomar en consideración que el desarrollo e implementación de un sistema de MRV de los criterios de desarrollo sostenible, aunque voluntario, puede ser potencialmente costoso, requiriendo el desarrollo de capacidades, tecnología y recursos humanos y financieros significativos para la recolección y el análisis datos. Por lo tanto es fundamental que los países que asistan a los NAMAs, incluyan estos costos en los paquetes de financiamiento para asegurar que haya fondos suficientes para ejecutar estas actividades.

Indicadores de desarrollo sostenible para generación de energía renovable

La guía propone, en base a una amplia literatura sobre indicadores de desarrollo sostenible, menús de indicadores para diversos tipos de NAMAs (transporte, eficiencia energética, residuos). A continuación se presentan aquellos definidos para proyectos de generación de electricidad a partir de fuentes renovables. Cada país puede seleccionar de este menú, el conjunto de indicadores que mejor se adapten a su legislación y contexto nacional.

1. Indicadores económicos

- **Seguridad Energética:** Un acceso suficiente y predecible al suministro de energía a un precio dado es vital para el crecimiento económico. La seguridad energética es uno de los principales motores detrás del desarrollo de las energías renovables ya que el mismo reduce la dependencia de los países a las importaciones de combustibles fósiles y sus fluctuaciones de precios. Por tanto, el cambio en la participación (%) de los combustibles fósiles importados para generación eléctrica o el cambio en la participación (%) de las energías renovables es un indicador de la seguridad energética.
- **Creación de empleo:** A partir de 2011, las industrias de energía renovable han empleado aproximadamente 5 millones de personas, directa e indirectamente. Casi la mitad de ellos se encuentran en el sector de la bioenergía, donde el cultivo, cosecha y el transporte de la biomasa es altamente intensiva en mano de obra. Para otras tecnologías, la fabricación de equipos, instalación, operación y mantenimiento son los principales impulsores del empleo.
- **Balanza de Pagos:** la producción de energías renovables autóctonas tiene un efecto positivo en la balanza de pagos al reducir los gastos en moneda extranjera de un país debidos a la importación de combustibles fósiles. Utilizando estadísticas nacionales sobre el volumen de los combustibles y los precios de importación, se puede determinar el valor de los combustibles fósiles importados desplazados por la generación de energía renovable incremental.
- **Transferencia de Tecnología:** el total anual de la inversión y los flujos financieros en nuevas tecnologías para el cambio climático, ya sea de fuentes nacionales, internacionales, sectores públicos y privados, bilaterales y multilaterales, es un posible indicador. Otros pueden ser: el volumen o valor de las actividades de investigación, desarrollo y demostración; el intercambio de conocimientos medido por el número de programas de capacitación, talleres, visitas de campo, etc. y/o el número de participantes en estas actividades.

2. Indicadores Sociales

- **Acceso a la electricidad moderna:** actualmente 1.4 mil millones de personas en todo el mundo no tienen acceso a la electricidad moderna, lo que limita sus posibilidades de escapar de la pobreza y de crecimiento económico. La incorporación de producción de energía a partir de fuentes renovables puede ampliar el acceso a la misma a poblaciones marginadas. Se pueden utilizar las encuestas de hogares para medir la proporción (%) de los hogares o población que tiene acceso a la energía moderna. Desagregar esta información en zonas rurales y urbanas puede proporcionar información sobre el impacto de los esfuerzos de electrificación en comunidades pobres rurales.
- **Capacidad de pagar la electricidad:** no sólo es importante tener acceso técnico a la electricidad sino también económico. La comparación de los precios locales de la electricidad a lo largo de la implementación de la NAMA con la línea de base o situación pre-proyecto, permitirá determinar si el aumento de la producción de energía renovable ha aumentado la disponibilidad a través de un menor costo de la energía para los usuarios finales. Otro parámetro para medir la asequibilidad a la electricidad es evaluando el porcentaje (en \$) de los ingresos de los hogares que se gasta en combustible y electricidad.
- **Salud:** las centrales eléctricas a combustibles fósiles generan contaminantes locales que provocan enfermedades respiratorias. El indicador más comúnmente utilizado son las infecciones respiratorias pero la contaminación del aire es también responsable de la enfermedad pulmonar obstructiva crónica, enfermedad isquémica del corazón, la bronquitis crónica y el daño a los ojos.

3. Indicadores Ambientales

- **Contaminación del aire:** la generación de energía basada en combustibles fósiles producen altos niveles de óxidos de azufre (SOx), óxidos de nitrógeno (NOx), compuestos orgánicos volátiles distintos del metano (COVNM), material particulado (PM) y metales pesados. Las reducciones de contaminación del aire se pueden medir por las *intensidades de las emisiones* (cantidad de contaminante emitido por unidad de energía bruta utilizada), o cambios en las *emisiones anuales de los contaminantes del aire* (toneladas) que consideran el consumo de energía total y la intensidad energética en la red. La concentración de contaminantes en el aire también es un indicador útil y se puede medir a través medición en chimenea, modelado de las emisiones, etc.

2.7 Conclusiones

La descripción previa de las metodologías disponibles en materia de MRV para NAMAs, elaboradas por reconocidas instituciones internacionales, evidencia que todas ellas son coherentes entre sí y complementarias.

Al respecto, cabe señalar que si bien la Guía para el diseño de NAMAs hoy día parece predominar por encima de las otras publicaciones, no sólo por ser la más reciente sino también por las instituciones que la elaboraron (Secretaría de la CMNUCC, Centro UNEP RISOE y PNUD), tal como se menciona en el prefacio de la misma: *"Esta guía no pretende prescribir una trayectoria lineal para el desarrollo de las NAMAs. Más bien, hace hincapié en la naturaleza iterativa de este desarrollo...el objetivo de esta guía es compilar lo que se ha decidido hasta el momento y proporcionar información sobre lo que va a seguir siendo percibido como "Buenas prácticas".*

Por lo expuesto, y dado que, todas las guías son de carácter voluntario, coherentes entre sí y complementarias, las propuestas de sistema de MRV para NAMAs de energía renovable en Uruguay deberán extraer las mejores prácticas y recomendaciones de cada una de ellas, distinguiendo entre los sistemas de seguimiento aguas arriba, es decir a nivel sector público, del sistema de MRV aguas abajo, es decir a nivel de los proyectos o del sector privado.

3 Reducción de emisiones de GEIs del subsector Generación de Energía a partir de biomasa en Uruguay

3.1 Introducción

El objetivo principal de esta sección es estimar el potencial de reducciones de emisiones de GEIs del subsector generación de energía a partir de biomasa en Uruguay. Asimismo, tiene la finalidad de ilustrar los parámetros de cuantificación de las emisiones de GEIs, distinguiendo entre aquellos que son fijados a priori, es decir que no requieren ser monitoreados, de aquellos que deben ser monitoreados, reportados y verificados. Los requisitos de MRV de estos últimos parámetros se recogen en la Parte II del informe.

La evaluación del potencial de reducción de emisiones de GEI del subsector toma en consideración todos los proyectos de generación de energía a partir de biomasa, distinguiendo entre aquellos operativos, en estado avanzado (tramitación de Autorización Ambiental Previa o en construcción) y planificados. Respecto a estos últimos, la meta es alcanzar 100 MW de capacidad instalada entre 2016 y 2020. A tales efectos, la Dirección Nacional de Energía, en diálogo con UTE y otros actores involucrados, se encuentra elaborando una nueva convocatoria para generación de energía eléctrica a partir de biomasa. La misma plantea un nuevo abordaje para la incorporación al sistema de la generación de energía a partir de biomasa, en términos convenientes a nivel de modalidades de contratación y despacho, considerando las externalidades positivas asociadas a su aprovechamiento y la integración de la generación de energía a la cadena de valor forestal. Es importante destacar que la biomasa, para la incorporación al sistema, es un recurso que puede ser gestionado y puede ser un complemento adecuado para la optimización del sistema eléctrico.

El listado de proyectos con sus respectivas capacidades y la incorporación de futura capacidad se ilustra a continuación:

	Potencia (MW)	Año de inicio de operación
Proyectos operativos		
UPM (excedente entregado a la red)	35,0	2007
ERT-Fenirol	10,0	2009
Galófer	14,0	2010
Bioener	12,0	2010
Weyerhaeuser	12,0	2010
Liderdat	5,0	2010
ALUR	10,0	2010
Ponlar	7,5	2012
Sub-total (MW)	105,5	
Proyectos avanzados		
Montes del Plata (excedente entregado a la red)	43,0	2014
Lumiganor	11,0	2014
Bioenergy	43,0	2015
Sub-total (MW)	97,0	
Planificados		
Proyectos no definidos	100,0	2016-2020
Sub-total (MW)	100,0	
Potencia total (MW)	302,5	

El horizonte de tiempo de evaluación del potencial de reducciones de emisiones de GEIs es de 10 años a partir de la instalación de la/s última/s central/es a biomasa la/s que se proyecta/n para 2020. Por tanto, las reducciones de emisiones de GEIs se estiman hasta 2030.

3.2 Procedimiento y cálculos

A continuación se ilustran los procedimientos, fórmulas y cálculos realizados para estimar el potencial de reducciones de emisiones de GEIs de cada proyecto individual de generación de energía a partir de biomasa, para lo cual se tomaron como base a las metodologías (principalmente la ACM0006) y herramientas MDL aplicables a este tipo de proyectos, que fueran descritas previamente. Las reducciones de emisiones del subsector serán el resultado de la suma de las reducciones de emisiones de los proyectos individuales. Por mayor información en los cálculos, consulte el archivo Excel adjunto “PROBIO – Calculador de reducciones de emisiones”.

Las reducciones de emisiones de cualquier proyecto se calculan como:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Dónde:

ER_y = Reducción de emisiones en el año y (tCO₂)

BE_y = emisiones de línea de base en el año y (tCO₂)

PE_y = Emisiones del proyecto en el año y (tCO₂)

LE_y = emisiones de fuga en el año y (tCO₂)

En el caso de los proyectos de generación de energía a partir de biomasa en Uruguay, se distinguen las siguientes fuentes de emisiones de GEIs:

	Fuente	Gas	Justificación / Explicación
LÍNEA DE BASE	Generación de electricidad y calor	CO ₂	Fuente principal de emisiones
	Quema descontrolada o decaimiento de excedente de residuos de biomasa	CH ₄	Los participantes de los proyectos pueden decidir si incluir o no esta fuente de emisiones, en los casos que se haya definido que el escenario más probable de línea de base es la quema descontrolada o la disposición de los residuos de biomasa bajo condiciones anaeróbicas o aeróbicas.
PROYECTO	Consumo de combustibles fósiles en el proyecto	CO ₂	Puede ser una fuente importante de emisiones
	Transporte de biomasa/cenizas fuera del sitio del proyecto	CO ₂	Puede ser una fuente importante de emisiones
	Combustión de biomasa para generación de electricidad y calor	CH ₄	Esta fuente de emisiones debe incluirse en los casos que las emisiones de metano hayan sido consideradas como producto de la quema descontrolada o decaimiento de excedente de residuos de biomasa en la línea de base.
	Cultivo de tierras dedicadas a producir exclusivamente biomasa para uso energético	CO ₂	Sólo debe incluirse en caso que las plantaciones sean exclusivamente para biomasa energética
		CH ₄	Sólo debe incluirse en caso que las plantaciones sean exclusivamente para biomasa energética
		N ₂ O	Sólo debe incluirse en caso que las plantaciones sean exclusivamente para biomasa energética

	Fuente	Gas	Justificación / Explicación
FUGAS	-	-	La principal fuente potencial de fugas es el aumento de las emisiones procedentes de la combustión de combustibles fósiles y otras fuentes debido a la desviación de los residuos de biomasa de otros usos (ej.: producción de celulosa/papel, biocombustibles, etc.) para el proyecto. Si bien habrá que determinar proyecto a proyecto si existen fugas, se considera que la práctica común es que en la línea de base los residuos de biomasa no tuvieran ningún uso. Por ello, no se consideran fugas.

3.2.1 Emisiones de la línea de base

La fórmula genérica establecida por la metodología ACM0006 es:

$$BE_y = EL_{BL,GR,y} \cdot EF_{EG,GR,y} + \sum_f FF_{BL,HG,y,f} \cdot EF_{FF,y,f} + EL_{BL,FF/GR,y} \cdot \min(EF_{EG,GR,y}, EF_{EG,FF,y}) + BE_{BR,y}$$

Dónde:

BE_y = emisiones de línea de base en el año y (tCO₂)

$EL_{BL,GR,y}$ = generación de electricidad de la red (“GR” refiere a “grid” en inglés) en la línea de base en el año y (MWh)

$EF_{EG,GR,y}$ = factor de emisión de la red en el año y (tCO₂/MWh)

$FF_{BL,HG,y,f}$ = demanda de combustibles fósiles para calor de proceso del año y (GJ)

$EF_{FF,y,f}$ = factor de emisión de CO₂ del combustible fósil tipo f en el año y (tCO₂/GJ)

$EL_{BL,FF/GR,y}$ = generación de electricidad de fuente incierta (de la red o propia a partir de combustibles fósiles (“FF”)) consumida en el sitio del proyecto en la línea de base en el año y (MWh)

$EF_{EG,FF,y}$ = Factor de emisión de CO₂ para la generación de electricidad (EG) con combustibles fósiles (FF) en el sitio del proyecto en la línea de base en el año y (tCO₂/MWh)

$BE_{BR,y}$ = Emisiones de línea de base debido a la disposición y/o quema descontrolada de los residuos de biomasa (BR) en el año y (tCO₂e)

y = Año del período considerado

f = tipo de combustible fósil

La línea de base es el escenario más plausible de generación de electricidad y calor y destino final de los residuos de biomasa, en ausencia de la actividad del proyecto. Si bien, cada proyecto individual tendrá su propia línea de base, el relevamiento de los proyectos de co-generación de electricidad a partir de biomasa hoy día operativos, la mayoría de los cuales han sido desarrollados bajo el MDL, permitió observar que la línea de base común a la mayoría de ellos es:

- Consumo de electricidad de la red;
- Generación de vapor/calor a partir de biomasa; y
- Acumulación de residuos de biomasa en pilas o quema a cielo abierto.

De aquí se deduce que la mayoría de las industrias relevadas, no consumen combustibles fósiles para generar ni electricidad, ni vapor/calor en el sitio del proyecto en la línea de base. Es decir, no se generan emisiones de CO₂ de los componentes: $FF_{BL,HG,y,f}$ y $EL_{BL,FF/GR,y}$.

Asimismo, cabe aclarar que, la quema descontrolada o quema a cielo abierto de residuos de biomasa de origen industrial/agroindustrial, ha sido históricamente habitual en nuestro país. No obstante, ha quedado prohibida a través del Decreto 182/013 “Reglamento de gestión de residuos sólidos industriales y asimilados”. Por lo tanto, esta fuente de emisiones no debería considerarse a partir de la entrada en vigor de dicho decreto en 2013.

Por lo tanto, la **fórmula simplificada para calcular las emisiones de la línea de base** es:

$$BE_y = EL_{BL,GR,y} \cdot EF_{EG,GR,y} + BE_{BR,y}$$

Dónde:

$EL_{BL,GR,y}$ = generación de electricidad de la red (GR) en la línea de base (BL) en el año y (MWh)

$EF_{EG,GR,y}$ = factor de emisión de la red en el año y (tCO₂/MWh)

$BE_{BR,y}$ = Emisiones de línea de base debido a la disposición de los residuos de biomasa (BR) en el año y (tCO₂e)

3.2.1.1 Emisiones debidas a la generación de electricidad de la red en la línea de base

De la ecuación previa se desprende que las emisiones producto de este componente dependen de 2 factores:

- La generación de electricidad de la red en un año dado ($EL_{BL,GR,y}$); y
- El factor de emisión de la red eléctrica ($EF_{EG,GR,y}$).

3.2.1.1.1 Estimación de la generación de electricidad de la red en la línea de base

Tal como fue explicado previamente, en lo que refiere a consumo de electricidad en el sitio del proyecto en la línea de base, la práctica común es que las industrias cubran totalmente sus necesidades de electricidad con electricidad de la red. Mientras que, bajo el escenario del proyecto, la generación de electricidad a partir de biomasa no sólo sustituirá totalmente la electricidad consumida de la red en la línea de base, sino que inyectará el excedente generado a la red, desplazando así a las centrales térmicas a combustibles fósiles.

Por lo expuesto, bajo estas condiciones:

$$EL_{BL,GR,y} = EL_{PJ,BR,y}$$

$EL_{BL,GR,y}$ = generación de electricidad de la red (GR) en la línea de base (BL) en el año y (MWh)

$EL_{PJ,BR,y}$ = generación de electricidad del proyecto (PJ) a partir de biomasa (BR) en el año y (MWh)

Fuentes de información

La generación neta de electricidad de los proyectos para el período 2007-2012 se basa en datos reales disponibles en la página web de PROBIO.

Las estimaciones para el período 2013-2030 se realizan en base a las capacidades instaladas, generación bruta, electricidad importada, autoconsumo y factores de despachos contenidos en los proyectos MDL registrados e información proporcionada por PROBIO. Para aquellos casos en los que ninguna de estas informaciones está disponible (ej.: proyecciones de incorporación 2016-2020) se utilizan el valor medio resultante de los datos previos.

El resumen de los resultados se ilustra a continuación. La información detallada se encuentra en el [Anexo I](#).

Año	Generación neta de electricidad		
	[MWh]		
	Proyectos Operativos	Proyectos Avanzados	Proyectos Planificados
2007	254.040	0	0
2008	254.040	0	0
2009	254.040	0	0

2010	632.634	0	0
2011	632.634	0	0
2012	632.634	0	0
2013	680.741	0	0
2014	680.741	407.685	0
2015	680.741	683.499	0
2016	680.741	683.499	128.285
2017	680.741	683.499	256.570
2018	680.741	683.499	384.856
2019	680.741	683.499	513.141
2020 - 2030	680.741	683.499	641.426
Sub-total	14.232.618	10.660.164	7.697.111
Total			32.589.892

Recomendación

A fin de realizar una proyección más acertada de la generación de las centrales a biomasa operativas, se recomienda acceder a datos reales de generación de electricidad de los proyectos durante un año representativo que sirva de referencia. Al respecto, acorde a la información provista por los técnicos de PROBIO, si bien existen proyectos de co-generación a partir de biomasa que están operativos desde hace ya algunos años, debido a diversas dificultades técnicas/tecnológicas, los mismos sólo alcanzaron su operación normal en el año 2013. Por tanto, contar con los datos reales de generación de electricidad de los proyectos en dicho año permitiría tener datos más precisos sobre la performance de los proyectos y por tanto, realizar una estimación más realista de las reducciones de emisiones de GEIs.

3.2.1.1.2 Cálculo del factor de emisión de la red eléctrica uruguaya

El factor de emisión de la red eléctrica nacional, a la que están o estarán conectados los proyectos, se calcula, acorde a los pasos establecidos en la última versión de la herramienta para proyectos MDL "Herramienta para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico" (v04.0)^{xxv}, que se resumen a continuación.

Paso 1: Identificar los sistemas eléctricos relevantes

El sistema eléctrico al que están y estarán conectados los proyectos de generación eléctrica a partir de biomasa es el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Paso 2: Elegir si incluir o no las centrales eléctricas no conectadas al sistema eléctrico (opcional)

No se incluyen las centrales eléctricas no conectadas al sistema eléctrico.

Paso 3: Elegir un método para calcular el factor de emisión del Margen de Operación (OM)

Existen 4 métodos de cálculo:

- 1) OM simple: sólo aplica en los casos que la generación de electricidad de las centrales low-cost/must-run² hayan representado menos del 50% de la generación total del sistema en los últimos 5 años (promedio) o que el promedio a largo plazo de la generación de las centrales hidroeléctricas sea menor a 50%.

² La herramienta define las centrales low-cost/must run como: plantas de energía con bajo costo marginal de generación o aquellas despachadas independientemente de la carga diaria o estacional de la red. Éstas incluyen centrales hidráulicas, geotérmicas, eólicas, biomasa de bajo costo, nuclear y solar. Asimismo, si una central a combustibles fósiles es despachada independientemente de la carga diaria o estacional de la red y si esto puede demostrarse sobre la base de datos públicamente disponibles, esta central se debe considerar como low-cost/must-run.

Acorde a los informes anuales de ADME la generación de las centrales low-cost/must run, que en la red uruguaya están representados por las centrales hidráulicas y de energías renovables no convencionales (eólica, biomasa y solar) ha sido superior al 50% en los últimos 5 años y no se espera que caiga por debajo de dicho porcentaje en el mediano/largo plazo:

Generación/año (MWh/año)	2008	2009	2010	2011	2012
Hidráulica	5.230.312	0	8.227.262	6.331.916	5.159.730
Renovables no convencionales	140.307	202.875	325.805	418.640	572.773
Térmica Fósil	3.453.211	0	1.129.700	2.559.958	3.669.926
TOTAL	8.823.830	202.875	9.682.767	9.310.514	9.402.428
Low Cost-Must run	61%	70%	88%	73%	61%
Promedio 5 años low cost - must run					71%

Por tanto, este método **no es aplicable a la red eléctrica de Uruguay.**

- 2) OM simple ajustado: es aplicable al caso en que la generación de las centrales low-cost/must-run supera el 50% de la generación total del sistema, o dicho de otro modo, en el caso que estas centrales operen en el margen en algunas horas.

Por tanto, **es aplicable a la red eléctrica uruguaya.**

Se puede calcular ex ante o ex post.

La fórmula aplicada para el cálculo es:

$$EF_{red,OM-ajustado,y} = (1 - \lambda_y) * \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y * \frac{\sum_k EG_{k,y} \cdot EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}}$$

Siendo:

$EG_{m,y}$ Generación eléctrica neta de las unidades m (todas las unidades conectadas a la red excluyendo las low-cost/must-run) (MWh)

$EG_{k,y}$ Generación eléctrica neta de las unidades k (todas las unidades low-cost/must-run conectadas a la red) (MWh)

λ_y Factor que expresa el porcentaje de tiempo durante el cual las unidades low-cost/must-run operan en el margen

Para determinar lambda se debe construir la curva de carga de la red eléctrica para las 8760 horas de cada año, ordenadas de modo decreciente y graficarlas para hallar las horas a las cuales las plantas low-cost/must-run operaron u operarán en el margen de operación en dicho año.

No se dispone ni de datos históricos (de los últimos 3 años) ni de proyecciones en base horaria de la generación del sistema. Por ello, para este estudio no se está en condiciones de realizar los cálculos por este método.

- 3) OM por método de despacho: se calcula en base a las centrales/unidades que realmente despachan en el margen durante cada hora (h) en la cual el proyecto desplaza electricidad de la red.

Requiere **cálculo horario y ex-post, es decir, monitoreo anual.**

La fórmula aplicada para el cálculo es:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \times EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}}$$

Siendo:

$EG_{PJ,h}$	Electricidad desplazada por el proyecto en la hora y del año y (MWh)
$EG_{PJ,y}$	Total de electricidad desplazada por el proyecto en el año y (MWh)
$EF_{EL,DD,h}$	Factor de emisión de CO ₂ de las unidades de la red en el tope de orden de despacho en la hora h del año y (tCO ₂ /MWh)

El factor de emisión de CO₂ de las unidades de la red en el tope de orden de despacho en la hora h del año y (tCO₂/MWh) se puede calcular por 2 métodos, acorde a la información disponible:

- a) Si existen datos sobre el consumo horario de combustible de cada unidad:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_{i,n} FC_{i,n,h} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}}{\sum_n EG_{n,h}}$$

$FC_{i,n,h}$	Cantidad de combustible tipo i consumido en la unidad n en la hora h (unidad de masa o volumen)
$NCV_{i,y}$	Poder Calorífico Inferior del combustible tipo i en el año y (GJ/unidad de masa o volumen)
$EF_{CO_2,i,y}$	Factor de emisión de CO ₂ del combustible tipo i en el año y (tCO ₂ /GJ)
$EG_{n,h}$	Electricidad neta generada por la unidad n en la hora h (MWh)

- b) Si no existen datos sobre el consumo horario de combustible de cada unidad.

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_n EG_{n,h} \times EF_{EL,n,y}}{\sum_n EG_{n,h}}$$

$EG_{n,h}$	Electricidad neta generada por la unidad n en la hora h (MWh)
$EF_{EL,n,y}$	Factor de emisión de la unidad n en el año y (tCO ₂ /MWh)

No se dispone de proyecciones horarias de generación de las unidades que están en el tope del orden de despacho. Razón por la cual, para este estudio no se está en condiciones de realizar los cálculos por este método.

- 4) **OM promedio:** se calcula como el promedio ponderado de todas las unidades de generación entregando electricidad a la red, incluyendo las centrales low-cost/must-run.
No se recomienda aplicar este método porque el modo en el que incorpora al cálculo a las unidades low-cost/must-run, no toma en consideración que en la práctica la generación renovable desplaza sólo a las centrales térmicas a combustibles fósiles. Por tanto, este método conduce a una subestimación de las reducciones de emisiones producto de la incorporación de nueva generación renovable.

Paso 4: Calcular el factor de emisión del Margen de Operación acorde al método seleccionado

Del análisis previo, se concluye que los métodos factibles de aplicar para calcular el margen de operación del SIN son el método simple ajustado y el método de despacho. El segundo debe calcularse ex post, mientras que para el primero se puede optar por ex post o ex ante.

Al respecto, acorde a las reglas del MDL, queda a discreción del desarrollador del proyecto optar por calcular el margen de operación ex-ante (según la información disponible al momento de presentar el proyecto a validación), o ex-post (según la información de cada año en que se produce la generación del proyecto).

No obstante, teniendo en cuenta los principios de transparencia y precisión de las NAMAs, **se recomienda realizar el cálculo del factor de emisión de la red ex post** y, más precisamente el cálculo del margen de operación **acorde al método de despacho por ser éste más exacto**. No obstante, la elección del método de cálculo debe también tomar en cuenta la accesibilidad a los datos y la disponibilidad de recursos necesarios para actualizar los cálculos anualmente.

Paso 5: Calcular el factor de emisión del Margen de Construcción (BM)

La herramienta metodológica prevé dos alternativas para el cálculo de BM:

- Factor de emisión promedio de las últimas 5 máquinas incorporadas a la red,
- Factor de emisión promedio de las últimas máquinas incorporadas a la red, correspondientes al 20% de la energía total generada en el año.

Se debe adoptar la alternativa que más energía incluya.

Cabe señalar que, acorde a las reglas del MDL, a priori se deben excluir los proyectos MDL siempre y cuando las máquinas seleccionadas hayan iniciado su operación hace menos de 10 años. Caso contrario, se deberán excluir las máquinas con más de 10 años e incorporar proyectos MDL hasta que la electricidad generada por el conjunto de unidades, represente el 20% de la generación anual de electricidad de la red. Si, pese a incluir los proyectos MDL, no se alcanza el 20% de la generación de la red eléctrica, se deben incluir unidades que comenzaron a operar hace más de 10 años hasta alcanzar el 20% de la generación anual de electricidad del sistema eléctrico.

Esta regla debería hacerse extensiva a los proyectos incluidos en las NAMAs de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, ya que lo que se busca al calcular el factor de emisión del sistema eléctrico, es saber cómo se comportaría éste en ausencia de dichas NAMAs, es decir, en el escenario de "business as usual".

El factor de emisión del margen de construcción se calcula entonces como el promedio ponderado del conjunto de unidades seleccionadas previamente. A saber:

$$EF_{red,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Dónde:

$EF_{red,BM,y}$	Factor de emisión del margen de construcción en el año y (tCO2/MWh)
$EG_{m,y}$	Generación eléctrica neta entregada a la red por la unidad m en el año y (MWh)
$EF_{EL,m,y}$	Factor de emisión de la unidad m en el año y (tCO2/MWh)

Se puede calcular ex ante (en base a información del último año previo al inicio del proyecto) u ex post (se actualiza cada año).

Al igual que para el margen de operación, la **recomendación** es **aplicar el método ex post** por considerarse este más transparente y exacto.

No se dispone de datos de generación anual para cada una de las nuevas unidades que se proyecta se incorporarán a la red al 2030. Razón por la cual, para este estudio no se está en condiciones de realizar los cálculos por este método.

Paso 6: Calcular el Margen Combinado (CM)

El Margen Combinado (CM) de la red que resulta del promedio ponderado del Margen de Construcción (BM) y el Margen de Operación (OM).

$$EF_{red,CM,y} = w_{BM} * EF_{red,BM,y} + w_{OM} * EF_{red,OM,y}$$

w_{BM} y w_{OM} son los factores de ponderación del BM y del OM. La herramienta establece valores por defecto para estos factores de ponderación.

Todos los proyectos de energías renovables, excepto los de fuentes eólicas y solares, deben utilizar:

- $w_{OM} = 0,5$ y $w_{BM} = 0,5$ (para un único período de acreditación de 10 años o para el primer período de acreditación de 7 años);
- $w_{OM} = 0,25$ y $w_{BM} = 0,75$ (después de los 7 años);

Los proyectos de generación de electricidad a partir de fuentes eólicas y solares, debido a su naturaleza intermitente y de no despacho, deben utilizar: $w_{OM} = 0,75$ y $w_{BM} = 0,25$.

Estimación preliminar del factor de emisión de la red

Pese a la recomendación previa de realizar el cálculo de los factores de operación y construcción ex post y la ilustración de los pasos a realizar para tal fin, como se expuso, no se dispone de los datos necesarios para realizar los cálculos en el marco de este estudio.

Por tanto, a fin de contar con una primera aproximación al factor de emisión del SIN, el mismo se extrae del relevamiento y análisis de los proyectos MDL de generación eléctrica a partir de fuentes renovables (biomasa y eólicos) en Uruguay registrados ante la Secretaría de la CMNUCC. Los factores de emisión seleccionados, corresponden a los proyectos que utilizaron el método del margen de operación simple ajustado ex ante (utilizando datos reales de operación el SIN) y aquellos que realizaron las proyecciones más realistas y conservadoras, en particular en lo que refiere a incorporación de generación eólica y a gas natural.

A continuación se ilustran los mismos:

Año	FE (tCO2/MWh)	Referencia / Comentarios
2007	0,5595	Proyecto MDL parque eólico "Sierra de los Caracoles", UTE
2008	0,51926	Proyecto MDL de planta de generación a biomasa Punta Pereira, Montes del Plata
2009	0,484215	
2010	0,37499	
2011	0,642	
2012	0,654	Proyecto MDL de co-generación a partir de residuos forestales, Bioener
2013	0,689	Proyecto MDL de co-generación a partir de biomasa, Fanapel
2014	0,694	
2015	0,648	
2016	0,361	
2017	0,351	
2018	0,354	
2019	0,364	
2020 - 2030	0,364	Se asume el mismo valor que para 2019, último año para el cual se dispone de proyecciones.

3.2.1.1.3 Estimación preliminar

De los pasos previos se desprende que el potencial de **emisiones de la línea de base debida a la generación de electricidad en la red** sería de:

Año	Emisiones de la línea de base debidas a generación de electricidad en la red		
	tCO2/año		
	Proyectos Operativos	Proyectos Avanzados	Proyectos Planificados
2007	142.135	0	0
2008	131.913	0	0
2009	123.010	0	0
2010	237.231	0	0
2011	406.151	0	0
2012	413.743	0	0

2013	469.031	0	0
2014	472.434	282.934	0
2015	441.120	442.907	0
2016	245.747	246.743	46.311
2017	238.940	239.908	90.056
2018	240.982	241.958	136.239
2019	247.790	248.793	186.783
2020 - 2030	247.790	248.793	233.479
Sub-total	6.288.125	4.191.179	2.794.179
Total			13.273.483

3.2.1.2 Emisiones debidas a la disposición de los residuos de biomasa

3.2.1.2.1 Análisis

Acorde a la metodología MDL ACM0006, en la línea de base los residuos de biomasa podrían sufrir cualquiera de los siguientes destinos finales:

- a) Dispuestos en vertederos, dejados en el terreno para que se descompongan o ser quemados sin ser utilizados en fin alguno; o
- b) Usados para otras aplicaciones (Ejs: producción de papel, producción de biocombustibles, etc.)

En cualquiera de las prácticas contempladas en el primer caso, se generan emisiones que la metodología MDL ACM0006 deja a criterio del desarrollador del proyecto incluir y cuantificar. Si se decide incluirlas, entonces se debe seguir alguno de los siguientes dos procedimientos alternativos para demostrar que el escenario de línea de base definido es realista y creíble:

1. Demostrar que existe un excedente abundante del tipo de residuo de biomasa en la región del proyecto que no se utiliza. Para este propósito, demostrar que la cantidad de ese tipo de residuo de biomasa disponible en la región es al menos 25 % mayor que la cantidad del mismo que se utiliza en la región (por ejemplo, para la generación de energía o como materia prima), incluyendo la demanda de la planta del proyecto;
2. Demostrar que en los sitios de donde provienen los residuos de biomasa, los mismos no se han recogido o utilizado (por ejemplo: como combustible, fertilizante o materia prima), sino que han sido desechados y dejados a decaer, llevados a vertedero o quemados sin generación de energía antes de su uso en la actividad del proyecto. Este método es sólo aplicable a las categorías de residuos de biomasa para las cuales se pueden identificar claramente el/los sitios de donde provienen;

Del relevamiento de los proyectos MDL de generación de electricidad a partir de biomasa en Uruguay, se puede concluir que, la práctica habitual de manejo de los residuos de biomasa utilizados por los mismos, a saber: residuos agroindustriales (cáscara de arroz y bagazo de caña de azúcar), foresto-industriales (de aserraderos) y de la industria del papel y la celulosa (licor negro y otros), es la acumulación de una parte de éstos en pilas o su disposición en vertederos o rellenos sanitarios. No obstante, dada la rigurosidad de los procedimientos para demostrar esto, algunos de los proyectos evaluados han optado por excluir dicha fuente de emisiones. La siguiente tabla resume las observaciones:

Proyecto MDL	Tipo de residuo de biomasa	Consideran emisiones de CH4 en la línea de base?	Quema descontrolada o disposición?	% de residuos / total usado para generación de energía
UPM	Licor Negro	No	Ninguna	-

ERT-Fenirol	Cáscara de arroz y forestal	No	Ninguna	-
Galofer	Cáscara de arroz	Sí	Disposición en relleno sanitario	68%
Bioener	Aserrín y chips de madera	Sí	Disposición en relleno sanitario	27%
Weyerhaeuser	Residuos de aserradero	No	Reconocen que un % hubiese ido a relleno sanitario pero no cuantifican las emisiones	-
Liderdat	Residuos industria madera	Sí	Disposición en pilas	74%
Montes del Plata (excedente entregado a la red)	Licor negro y otros residuos (descortezado, aserrín, lodos)	Sí	Disposición en relleno exclusivo	100% (excluyendo licor negro)
Lanas Trinidad (biogás)	Efluente	No aplica	No aplica	No aplica

3.2.1.2.2 Recomendación

La práctica común de manejo de los residuos de biomasa en la línea de base variará proyecto a proyecto, en función del origen y tipo de residuo utilizado. No obstante, del análisis previo e información proporcionada por el equipo de PROBIO, se recomienda asumir la siguiente **línea de base estandarizada para los diferentes tipos de residuos de biomasa**, que:

- El excedente de los residuos de biomasa de origen industrial se acumula en pilas a cielo abierto; y
- Los restos de las cosechas forestales se dejan esparcidas en los campos.

Dado que estas prácticas no sólo generan emisiones de GEIs, sino también otros impactos ambientales (lixiviados, contaminantes del aire locales, riesgos de incendios, etc.), se recomienda incluir estas fuentes de emisiones en la potencial NAMA de generación eléctrica a partir de biomasa, ya que su implementación contribuirá no sólo a mitigar dichas emisiones, sino que traerá aparejados otros beneficios ambientales (co-beneficios y/o contribución al desarrollo sostenible).

3.2.1.2.3 Estimación preliminar

Esta estimación tiene como fin, no sólo ilustrar el potencial de reducciones de emisiones debidas a este componente, sino además los cálculos a realizar durante el monitoreo de este componente.

Supuestos

% de biomasa llevada a disposición final: como se ilustró previamente el porcentaje de residuos de biomasa que en la línea de base serían acumulados en pilas, varía proyecto a proyecto.

A fines de este análisis, se utilizará el modelo de suministro de biomasa para los proyectos de generación de energía definido por PROBIO:

- **30 % raleo de pinos: en la línea de base quedarían esparcidos en el terreno;**

- 40 % madera: en la línea de base se utilizarían para otros fines

- **30 % restos de aserraderos: en la línea de base se acumularían en pilas**

Es decir, del total de residuos de biomasa consumidos por un proyecto de generación de energía, se asume que el 60% generaría emisiones de metano, principalmente bajo condiciones de descomposición aeróbica.

Cálculos

Opción 1 - ACM006

Esta metodología asume conservadoramente, que independientemente del destino final de los residuos de biomasa, dejados en terreno o acumulados en pilas, las emisiones deben calcularse como producto de la quema descontrolada de los mismos.

$$BE_{BR,B1/B3y} = GWP_{CH4} \cdot \sum_n BR_{B1/B3n,y} \cdot NCV_{BR,n,y} \cdot EF_{BR,n,y}$$

Dónde:

GWP _{CH4}	Potencial de Calentamiento Global del metano (tCO ₂ /tCH ₄)
BR _{B1/B3,n,y}	Cantidad de residuos de biomasa de la categoría n usados en el proyecto, que en la línea de base eran dispuestos en el campo/acumulados en pilas (B1) o quemados en condiciones descontroladas (B3) en el año y (toneladas en base seca)
NCV _{BR,n,y}	Poder Calorífico Inferior del residuo de biomasa categoría n en el año y (GJ/ton en base seca)
EF _{BR,n,y}	Factor de emisión de CH ₄ producto de la quema descontrolada de residuos de biomasa en el año y (tCH ₄ /GJ)

Los resultados obtenidos por esta opción fueron:

Año	BE _{BR,B1/B3,y}		
	ton CO ₂		
	Proyectos Operativos	Proyectos Avanzados	Proyectos Planificados
2007	8.235	-	-
2008	8.235	-	-
2009	8.235	-	-
2010	20.508	-	-
2011	20.508	-	-
2012	20.508	-	-
2013	22.067	-	-
2014	22.067	13.216	-
2015	22.067	22.157	-
2016	22.067	22.157	4.159
2017	22.067	22.157	8.317
2018	22.067	22.157	12.476
2019	22.067	22.157	16.634
2020 - 2030	22.067	22.157	20.793
Sub-total	461.373	345.566	249.514
Total			1.056.454

Si bien estas estimaciones cumplen con los principios de conservadurismo, su estimación no refleja el manejo real de los residuos de biomasa en la línea de base. Por ello, a continuación se presenta otra opción que sí considera dicho manejo.

Opción 2 - “Herramienta para emisiones de un sitio de disposición final”

Acorde a la metodología ACM0006, esta herramienta sólo puede utilizarse si los residuos de biomasa en la línea de base se dispusieran bajo claras condiciones anaeróbicas (vertederos/rellenos sanitarios de más de 5 metros de profundidad).

No obstante, la herramienta considera el caso en que los residuos se acumulen en pilas. Por tanto, la misma se aplica para calcular las emisiones de metano generados por el **30% de los residuos utilizados para generación de energía proveniente de los aserraderos.**

$$\left. \begin{matrix} BE_{CH_4,SWDS,y} \\ PE_{CH_4,SWDS,y} \\ LE_{CH_4,SWDS,y} \end{matrix} \right\} = \varphi_y \cdot (1 - f_y) \cdot GWP_{CH_4} \cdot (1 - OX) \cdot \frac{16}{12} \cdot F \cdot DOC_{t,y} \cdot MCF_y \cdot \sum_{x=1}^y \sum_j W_{j,x} \cdot DOC_j \cdot e^{-k_j \cdot (y-x)} \cdot (1 - e^{-k_j})$$

Dónde:

$DOC_{f,y}$	Fracción de contenido de carbono orgánico degradable (DOC) que se descompone bajo las condiciones específicas que ocurren en el sitio de disposición final de los residuos sólidos en el año y (fracción másica)
$W_{j,x}$	Cantidad de residuo sólido tipo j dispuesto o que se previene su disposición en el sitio de disposición final en el año x (ton)
ϕ_y	Factor de corrección del modelo para tomar en cuenta las incertidumbres del modelo en el año y
f_y	Fracción de metano capturado y quemado, usado como combustible u otro uso que previene las emisiones de metano a la atmósfera en el año y
GWP_{CH_4}	Potencial de Calentamiento Global del metano
OX	Factor de oxidación (refleja la cantidad de metano del sitio de disposición final que es oxidado en el suelo u otro material cubriendo el residuo)
F	Fracción de metano en el gas del sitio de disposición final (fracción en volumen)
MCF_y	Factor de corrección de metano en el año y
DOC_j	Fracción de DOC en el residuo tipo j (fracción másica)
k_j	Factor de decaimiento del residuo tipo j (1 / año)
x	Año en el período de tiempo durante los cuales el residuo es dispuesto en el sitio de disposición final, extendiéndose desde el primer año ($x = 1$) hasta el año y ($x = y$).
y	Año para el cual se calculan las reducciones de emisiones

Los factores aplicados y la justificación de su selección se ilustran a continuación:

Parámetro	Valor	Fuente / Explicación
ϕ_y	0,75	Valor por defecto provisto en la herramienta, para condiciones en que la cantidad de residuo es exactamente conocida
f_y	0	No existe captura de metano en las pilas de residuos de biomasa
GWP_{CH_4}	21	IPCC
OX	0,1	Valor por defecto provisto en la herramienta, basado en una extensa revisión de literatura, incluyendo IPCC 2006
F	0,5	Valor por defecto, IPCC 2006 Guías para los Inventarios Nacionales de GEIs
$DOC_{f,y}$	0,5	Valor por defecto, IPCC 2006 Guías para los Inventarios Nacionales de GEIs
MCF_y	0,4	Valor por defecto provisto en la herramienta para pilas de residuos que clasifican como sitio de disposición final
DOC_j	43%	Valor para madera y productos de madera, provisto en la herramienta según IPCC 2006 Guías para los Inventarios Nacionales de GEIs
k_j	0,0200	Valor para madera y productos de madera, en climas templados secos, provisto en la herramienta según IPCC 2006 Guías para los Inventarios Nacionales de GEIs

Los resultados obtenidos por esta opción fueron:

Año	$BE_{BR,SWDSy}$ ton CO ₂		
	Proyectos Operativos	Proyectos Avanzados	Proyectos Planificados
2007	3.202	-	0
2008	6.404	-	0
2009	9.605	-	0
2010	17.579	-	0
2011	25.552	-	0

2012	33.525	-	0
2013	42.105	-	0
2014	50.684	5.138	0
2015	59.264	13.753	0
2016	67.844	22.367	1.617
2017	76.423	30.981	4.850
2018	85.003	39.596	9.701
2019	93.583	48.210	16.168
2020	102.162	56.824	24.252
2021	110.742	65.439	32.336
2022	119.321	74.053	40.421
2023	127.901	82.668	48.505
2024	136.481	91.282	56.589
2025	145.060	99.896	64.673
2026	153.640	108.511	72.757
2027	162.219	117.125	80.841
2028	170.799	125.739	88.925
2029	179.379	134.354	97.009
2030	187.958	142.968	105.094
Sub-total	2.166.435	1.258.904	743.739
Total			4.169.078

Como se puede observar, el cálculo de las reducciones debidas a la disposición de la biomasa por esta opción da en los primeros años un resultado menor que la opción de quema de biomasa, pero el resultado acumulado es mayor. Por tanto, se opta por utilizar esta opción ya que es más representativa de la realidad de los proyectos de generación de energía a partir de biomasa en Uruguay y da resultados mayores.

3.2.2 Emisiones de Proyecto

La fórmula genérica de la metodología ACM0006 es:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GR1,y} + PE_{GR2,y} + PE_{TR,y} + PE_{BR,y} + PE_{WW,y} + PE_{BG2,y} + PE_{BC,y}$$

Donde:

- PE_y = Emisiones de proyecto en el año y (ton CO₂)
- PE_{FF,y} = Emisiones debidas al consumo de combustibles fósiles en el sitio del proyecto
- PE_{GR1,y} = Emisiones debidas a la importación de electricidad de la red
- PE_{GR2,y} = Emisiones debidas a la reducción de la generación de electricidad del proyecto comparado con la línea de base
- PE_{TR,y} = Emisiones debidas al transporte de la biomasa al proyecto
- PE_{BR,y} = Emisiones de metano debidas a la combustión de la biomasa en el proyecto
- PE_{WW,y} = Emisiones de los efluentes generado por el tratamiento de la biomasa
- PE_{BG2,y} = Emisiones de la producción de biogás
- PE_{BC,y} = Emisiones debidas al cultivo de biomasa para uso exclusivo energético

Considerando las circunstancias particulares de los proyectos de generación de energía a partir de biomasa en Uruguay, se determina que:

Fuente	Aplica / Es relevante?	Justificación / Explicación
PE _{FF,y}	Depende del proyecto	<p>Estas emisiones toman en consideración el consumo de combustibles fósiles en el proyecto para la generación de electricidad y calor (ej.: calderas); equipos auxiliares (bombas, ventiladores, torres de enfriamiento, instrumentación y control, etc.) y equipos para la preparación, almacenamiento y transporte de la biomasa (ej.: tratamiento mecánico de la biomasa, cintas transportadoras, secadores, etc.).</p> <p>En general, los proyectos de generación de energía a partir de biomasa en Uruguay :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sólo consumen combustibles fósiles para el “start-up” del sistema de generación de electricidad y calor. - Los equipos auxiliares y de tratamiento, transporte y almacenamiento de biomasa, son eléctricos y sus consumos ya son considerados en el autoconsumo de la línea de base para el cálculo de la generación neta o entregada a la red por lo proyecto. <p>Por tanto, en la mayoría de los casos, esta fuente de emisiones puede despreciarse.</p>
PE _{GRI,y}	No	Ya fueron consideradas en la línea de base al considerar la generación de energía neta de los proyectos, que incluye la importación de electricidad.
PE _{GR2,y}	No	Ningún proyecto reducirá la generación de electricidad comparado con la línea de base
PE _{TR,y}	Depende del proyecto	<p>Estas emisiones sólo se consideran en los casos en que la biomasa no se genere en el sitio del proyecto y en particular, para los casos de plantaciones de biomasa para uso exclusivo energético.</p> <p>Acorde al “Estándar de materialidad bajo el MDL”^{xxvi}, esta fuente sólo debería considerarse y cuantificarse en los casos que represente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 2% o más de las reducciones de emisiones estimadas para proyectos de gran escala de 300,000 tCO₂/año o - 5% o más para proyectos de pequeña escala (menos de 60,00 tCO₂/año).
PE _{BR,y}	Sí	Esta fuente de emisiones debe incluirse debido a que las emisiones de metano producto de la disposición de los residuos de biomasa fueron consideradas en la línea de base.
PE _{WW,y}	No	Ningún proyecto considera el tratamiento de la biomasa a través de un tratamiento de efluentes anaeróbico
PE _{BG2,y}	No	Ningún proyecto considera la generación de biogás como combustible
PE _{BC,y}	Depende del proyecto	Sólo debe incluirse en caso que el cultivo de biomasa sea para uso exclusivo energético.

Por lo tanto, la fórmula simplificada es:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{TR,y} + PE_{BR,y} + PE_{BC,y}$$

3.2.2.1 Consumo de combustibles fósiles en el sitio del proyecto

Para los casos que aplique, estas emisiones deben calcularse, acorde a la “Herramienta para calcular las emisiones de CO₂ de proyecto o fugas producto de la combustión de combustibles fósiles”, del siguiente modo:

$$PE_{FC,i,y} = \sum_i FC_{i,j,y} \times COEF_{i,y}$$

Dónde:

FC_{i,j,y} Es la cantidad de combustible tipo i consumido en el proceso j durante el año y (unidades de masa o volumen/año)

COEF_{i,y} Es el factor de emisión de CO₂ del combustible tipo i en el año y (tCO₂/unidad de masa o volumen)

3.2.2.1.1 Estimación preliminar

Como se expuso previamente, en la mayoría de los proyectos estas emisiones serán despreciables, por tanto, a los efectos del presente estudio, se asume que:

$$PE_{FF,y} = 0$$

3.2.2.2 Transporte de la biomasa/cenizas al/desde el proyecto

La metodología sólo considera las emisiones provenientes del transporte de la biomasa. No obstante, las mismas consideraciones son aplicables al transporte de las cenizas desde el proyecto hasta un sitio de disposición final.

Para el cálculo y posterior monitoreo se adopta la opción B de la versión vigente de la “Herramienta para calcular las fugas del transporte de carga”:

$$PE_{TR,y} = \sum_f D_{f,y} * FR_{f,y} * EF_{CO_2,f} * 10^{-6}$$

Dónde:

$D_{f,y}$ = Distancia de traslado desde el punto de origen de la biomasa hasta el proyecto para la actividad de transporte de carga f en el año y (kms)

$FR_{f,y}$ = Carga total de biomasa/cenizas transportada por la actividad de transporte f en el año y (toneladas)

$EF_{CO_2,f}$ = Factor de emisión por defecto de la actividad de transporte f (gCO₂/ton.km)

f = Cantidad de actividades de transporte de carga realizadas en el año y

3.2.2.2.1 Estimación preliminar

Supuestos

Tal como se expuso en la tabla previa, que estas emisiones sólo deberían considerarse si:

- La biomasa no se genera en el sitio del proyecto y en particular, para los casos de plantaciones de biomasa para uso exclusivo energético; y
- Acorde al “Estándar de materialidad bajo el MDL”, si estas emisiones representan:
- 2% o más de las reducciones de emisiones estimadas para proyectos de gran escala (300,000 tCO₂/año o más); o
- 5% o más de las reducciones de emisiones estimadas para proyectos de pequeña escala (menos de 60,00 tCO₂/año).

En función de ello, a continuación se realiza una estimación preliminar de la distancia a partir de la cual las emisiones de esta fuente serían “materiales” o relevantes (acorde al “Estándar de materialidad bajo el MDL”) para un proyecto tipo de **10 MW**. Esta capacidad corresponde a la media de los proyectos operativos y en desarrollo, excluyendo los “grandes proyectos” (UPM, Montes del Plata y Bioenergy).

Resultados

Supuestos	Valor	Unidades	Comentarios
Capacidad del proyecto	10	MW	
Factor de planta	80%	%	Asumido
Generación bruta de energía	70.080	MWh/año	Calculado
Consumo específico de biomasa	1,299	ton/MWh	Eucaliptus, PROBIO
<i>Carga total de biomasa ($\Sigma FR_{f,y}$)</i>	<i>91.034</i>	<i>ton/año</i>	Calculado
Factor de emisión de la red	0,3510	tCO ₂ /MWh	Conservadoramente se toma el valor más bajo
Autoconsumo	5%	%	Asumido
Emisiones de línea de base por generación de electricidad	23.368	tCO ₂ /año	Calculado

Emisiones de línea de base por disposición de biomasa	-	tCO ₂ /año	Conservadoramente no se consideran
Emisiones de proyecto	-	tCO ₂ /año	Por simplificación
Reducciones de emisiones	23.368	tCO₂/año	Calculado
Materialidad	5%		Estándar de materialidad del MDL, proyectos de pequeña escala
<i>Emisiones materiales producto del transporte de biomasa (PE_{TR,y})</i>	1.168	tCO ₂ /año	Calculado
<i>EF_{CO₂,f}</i>	129	gCO ₂ /ton.km	<i>Factor de emisión por defecto para transporte pesado; Herramienta para calcular las emisiones producto del transporte de carga</i>
<i>Distancia de traslado desde el punto de origen de la biomasa hasta el proyecto para la actividad de transporte de carga f en el año y (Df_y)</i>	99	kms	Calculado

Siendo la distancia de traslado desde el punto de origen de la biomasa hasta el proyecto para la actividad de transporte de carga f en el año y (Df_y), calculada en base a la fórmula previa, como:

$$D_{f,y} = \frac{PE_{TR,y}}{\sum_f FR_{f,y} * EF_{CO_2,f} * 10^{-6}}$$

Del análisis previo se desprende que, para un proyecto tipo de 10 MW, bajo supuestos conservadores (factor de emisión de la red mínimo para el período analizado, no se consideran emisiones debidas a la disposición de la biomasa), la distancia de traslado desde el punto de origen de la biomasa hasta el proyecto debería ser igual o superior a los 99 kms para que las emisiones de esta fuente fuesen relevantes o materiales.

De este análisis y considerando que el volumen de cenizas generadas es inferior a la biomasa consumida por un proyecto, se deduce que la distancia de traslado desde el proyecto hasta el sitio de disposición de las cenizas debería ser incluso superior.

Dado que una distancia de 99 kms excede considerablemente la distancia media de suministro de biomasa y disposición de cenizas de los proyectos de generación de energía a partir de biomasa en Uruguay, a los efectos del presente estudio se asume que:

$PE_{TR,y} = 0$

3.2.2.3 Combustión de la biomasa en el proyecto

Esta fuente de emisiones debe incluirse debido a que las emisiones de metano producto de la disposición de los residuos de biomasa fueron consideradas en la línea de base.

Acorde a la metodología ACM0006 estas emisiones se calculan del siguiente modo:

$$PE_{BR,y} = GWP_{CH_4} \cdot EF_{CH_4,BR} \cdot \sum_n BR_{PJ,n,y} \cdot NCV_{BR,n,y}$$

Dónde

GWP_{CH₄} Potencial de Calentamiento Global del metano (tCO₂/tCH₄)

EF_{CH₄,BR} Factor de emisión de CH₄ producto de la combustión de la biomasa en la planta del proyecto (tCH₄/GJ)

BR_{PJ,n,y} Cantidad de residuos de biomasa de categoría n usados en la planta del proyecto en

el año y (ton en base seca)
 NCV_{BR,n,y} Poder Calórico Inferior del residuo de biomasa categoría n en el año y (GJ/ton en base seca)

3.2.2.3.1 *Estimación preliminar*

Año	PE _{BR,y}		
	ton CO ₂		
	Proyectos Operativos	Proyectos Avanzados	Proyectos Planificados
2007	1.878	-	-
2008	1.878	-	-
2009	1.878	-	-
2010	4.676	-	-
2011	4.676	-	-
2012	4.676	-	-
2013	5.031	-	-
2014	5.031	3.013	-
2015	5.031	5.052	-
2016	5.031	5.052	948
2017	5.031	5.052	1.896
2018	5.031	5.052	2.844
2019	5.031	5.052	3.793
2020 - 2030	5.031	5.052	4.741
Sub-total	105.192	78.789	56.889
Total			240.870

3.2.2.4 *Cultivo de biomasa para uso exclusivo energético*

Como se mencionó previamente, este componente es sólo aplicable en los casos que existan plantaciones dedicadas a producir biomasa para uso exclusivo energético del proyecto.

A continuación se detallan todas las posibles fuentes de emisiones dentro del mismo, y se discute las que aplicarían a los proyectos de generación energía a partir de biomasa en Uruguay. Al respecto, cabe señalar que para este análisis se considera sólo futuros proyectos que realicen plantaciones forestales exclusivas para generación de energía, no agrícolas, razón por la cual, se excluyen las fuentes relativas a esta última práctica (ej.: riego, fertilización, etc.).

Fuente	Aplica / Es relevante?	Justificación / Explicación
Consumo de combustibles fósiles para operaciones agrícolas/forestales	Sí	El manejo, cosecha y potencial recolección de los residuos de biomasa forestales dejados en el terreno requieren el empleo de maquinaria que utiliza combustibles fósiles (motosierra, chipera móvil, harvester, forwarder, etc.)
Consumo de electricidad para operaciones agrícolas/forestales	Depende del proyecto	Debe ser estimado si se utiliza electricidad para las operaciones agrícolas, por ejemplo: riego. No aplica a la mayoría de los proyectos que utilizan residuos forestales pero puede haber alguna excepción. Razón por la cual, no se excluye.
Emisiones de N ₂ O producto de la aplicación de fertilizantes.	No	No se aplica a plantaciones forestales
Emisiones de CO ₂ producto de la aplicación de urea	No	No se aplica a plantaciones forestales
Emisiones de CO ₂ producto de la	No	No se aplica a plantaciones forestales

Fuente	Aplica / Es relevante?	Justificación / Explicación
aplicación de piedra caliza y dolomita		
Emisiones de CH ₄ and N ₂ O producto de la quema de los campos de biomasa	No	Deberían ser considerados si los campos de plantaciones de biomasa son quemados regularmente (ej: luego de la cosecha) No se considera ésta una práctica habitual para campos forestales.
Emisiones de N ₂ O producto del manejo de la tierra	No	No se aplica a plantaciones forestales
Emisiones de la producción de fertilizantes sintéticos usados en las plantaciones	No	No se aplica a plantaciones forestales
Emisiones de CO ₂ debidas al cambio de stock de carbono de los suelos luego de un cambio en el uso de la tierra y prácticas de manejo de la misma	No	Debería ser estimada si se introduce un cambio de uso del suelo o de las prácticas de manejo de la tierra a raíz del proyecto. Para las plantas perennes solamente, si se puede demostrar que en la madurez de la plantación, el stock total de biomasa por encima y por debajo del suelo es mayor en el caso del proyecto que en la línea de base, estas emisiones se pueden considerar insignificantes y que se contabilizan como cero. Se considera que las plantaciones forestales para fines energéticos no generan emisiones asociadas a esta fuente.

Por lo expuesto, las fuentes de emisiones a tomar en consideración serían:

3.2.2.4.1 Consumo de combustibles fósiles para operaciones agrícolas/forestales

Estas emisiones se calculan aplicando la “Herramienta para calcular las emisiones de CO₂ de proyecto o fugas producto de la combustión de combustibles fósiles”.

$$PE_{FC,j,y} = \sum_i FC_{i,j,y} \times COEF_{i,y}$$

Dónde:

$FC_{i,j,y}$ Es la cantidad de combustible tipo i consumido en el proceso j durante el año y (unidades de masa o volumen/año)

$COEF_{i,y}$ Es el factor de emisión de CO₂ del combustible tipo i en el año y (tCO₂/unidad de masa o volumen)

3.2.2.4.2 Consumo de electricidad para operaciones agrícolas/forestales

Estas emisiones se calculan aplicando la “Herramienta para calcular las emisiones de línea de base, proyecto y/o fugas producto del consumo de electricidad”.

$$PE_{EC,y} = \sum_j EC_{PJ,j,y} \times EF_{EL,j,y} \times (1 + TDL_{j,y})$$

Dónde:

$EC_{PJ,j,y}$ Cantidad de electricidad consumida por las operaciones agrícolas/forestales en el año y (MWh/año)

$EF_{EL,j,y}$ Factor de emisión de la electricidad generada por la fuente j en el año y (tCO₂/MWh)

$TDL_{j,y}$ Promedio técnico de las pérdidas de distribución y transmisión de la fuente de electricidad j en el año y

Para los proyectos de generación de energía a partir de biomasa en Uruguay, el factor de emisión podría ser el factor del SIN u el factor de emisión de un generador eléctrico aislado al que estuviesen conectados.

Para las pérdidas de distribución y transmisión, acorde con la herramienta, se puede utilizar datos recientes, precisos y fiables disponibles en el país o un valor por defecto de 20%.

3.2.2.4.3 *Estimación preliminar*

Supuestos

A fin de analizar la relevancia que podría tener esta fuente de emisiones, y acorde a información provista por el equipo de PROBIO, se asume un escenario para un **proyecto de 10 MW** en el que el **30% de su biomasa proviene de cultivos/plantaciones exclusivas para tal fin** y para el cual **sólo se consideran las emisiones provenientes de la quema de los combustibles fósiles en las operaciones forestales**.

Resultado

Supuestos	Valor	Unidades	Comentarios
Capacidad del proyecto	10	MW	
Factor de planta	80%	%	Asumido
<i>Generación bruta de energía</i>	<i>70.080</i>	<i>MWh/año</i>	<i>Calculado</i>
Consumo específico de biomasa	1,299	ton/MWh	Eucaliptus, PROBIO
<i>Consumo total de biomasa</i>	<i>91.034</i>	<i>ton/año</i>	<i>Calculado</i>
3.2.2.4.3.1.1 % de biomasa proveniente de plantación exclusiva para fines energéticos	30%	%	Asumido acorde a información de PROBIO para potenciales proyectos futuros que utilicen esta fuente de biomasa
Biomasa proveniente de plantación exclusiva para fines energéticos	27.310	ton/año	Calculado
Densidad eucaliptus celulosa	0,890	ton/m ³	Eucaliptus celulosa, PROBIO
Biomasa proveniente de plantación exclusiva para fines energéticos	30.686	m ³ /año	Calculado
Consumo específico forwarder (16-19 ton's)	0,5	l gasoil/ m ³ madera	PROBIO
Consumo específico harvester	1,35	l gasoil/ m ³ madera	PROBIO
<i>Consumo total gasoil</i>	<i>57</i>	<i>m³ gasoil /año</i>	<i>Calculado</i>
COEF _{gasoil}	0,0726	tCO ₂ /GJ	Guías para Inventarios Nacionales de GEIs IPCC 2006; Tabla 1.4; Capítulo 1, Vol. 2 (Energía)
PCI _{gasoil}	8.546	kcal/l	BEN 2012, DNE
COEF _{gasoil}	2,597	tCO ₂ /m ³	Calculado
PE_{BC,FC,y}	147	tCO₂/año	Calculado

Reducciones de emisiones			
Factor de emisión de la red	0,3510	tCO ₂ /MWh	Conservadoramente se toma el valor más bajo
Autoconsumo	5%	%	Asumido
<i>Emisiones de línea de base por generación de electricidad</i>	<i>23.368</i>	<i>tCO₂/año</i>	<i>Calculado</i>
Emisiones de línea de base por disposición de biomasa	-	tCO ₂ /año	Conservadoramente no se consideran
Emisiones de proyecto	-	tCO ₂ /año	Por simplificación
Reducciones de emisiones (ER_y)	23.368	tCO₂/año	Calculado

PE_{BC,PC,y} / ER_y	0,63%	%	Calculado
--	--------------	----------	------------------

Materialidad	5%	%	Estándar de materialidad del MDL, proyectos de pequeña escala
--------------	----	---	---

Del análisis previo se desprende que, para un proyecto tipo de 10 MW, bajo supuestos conservadores (factor de emisión de la red mínimo para el período analizado, no se consideran emisiones debidas a la

disposición de la biomasa), y asumiendo con 30% de la biomasa consumida proviene de plantaciones exclusivas para fines energéticos, las emisiones asociadas al consumo de combustibles fósiles en dichas plantaciones son inmateriales o no relevantes.

Incluso en el caso que el 100% de la biomasa provenga de esta fuente, sus emisiones continúan siendo irrelevantes (2.10%).

Por tanto, a los efectos del presente estudio se asume que:

$$\boxed{PE_{BC,PC,v} = 0}$$

3.2.3 Fugas

Acorde a la metodología ACM0006 las fugas serían sólo relevantes para los casos en que en la línea de base los residuos de biomasa se usaran para: generación de energía térmica o eléctrica en sitios diferentes al proyecto, para generación de biocombustibles, o para fines no energéticos (por ejemplo: fertilizantes, para producción de papel, etc.).

Dado que ninguno de estos escenarios ha sido identificado como factible en la línea de base de los proyectos de generación de energía a partir de biomasa en Uruguay, se concluye que no existen fugas debidas a estos proyectos.

$$\boxed{LE_v = 0}$$

3.2.4 Reducciones de Emisiones

Del análisis previo se concluye que, las reducciones de emisiones de GEIs producto de los proyectos de generación de energía a partir de biomasa en Uruguay, estarían en el entorno de:

3.2.4.1 Proyectos operativos

Año	Emisiones de la línea de base		Emisiones de proyecto	Fugas	Reducciones de emisiones
	Generación de electricidad de la red	Disposición de biomasa			
	tonCO2/año	tonCO2/año			
2007	142.135	3.202	1.878	0	143.460
2008	131.913	6.404	1.878	0	136.439
2009	123.010	9.605	1.878	0	130.738
2010	237.231	17.579	4.676	0	250.134
2011	406.151	25.552	4.676	0	427.027
2012	413.743	33.525	4.676	0	442.592
2013	469.031	42.105	5.031	0	506.104
2014	472.434	50.684	5.031	0	518.087
2015	441.120	59.264	5.031	0	495.353
2016	245.747	67.844	5.031	0	308.560
2017	238.940	76.423	5.031	0	310.332
2018	240.982	85.003	5.031	0	320.954
2019	247.790	93.583	5.031	0	336.341
2020	247.790	102.162	5.031	0	344.921
2021	247.790	110.742	5.031	0	353.500
2022	247.790	119.321	5.031	0	362.080
2023	247.790	127.901	5.031	0	370.659

2024	247.790	136.481	5.031	0	379.239
2025	247.790	145.060	5.031	0	387.819
2026	247.790	153.640	5.031	0	396.398
2027	247.790	162.219	5.031	0	404.978
2028	247.790	170.799	5.031	0	413.557
2029	247.790	179.379	5.031	0	422.137
2030	247.790	187.958	5.031	0	430.717
Sub-total	6.535.914	2.166.435	110.224	0	8.592.125

3.2.4.2 Proyectos avanzados

Año	Emisiones de la línea de base		Emisiones de proyecto	Fugas	Reducciones de emisiones
	Generación de electricidad de la red	Disposición de biomasa			
	tonCO2/año	tonCO2/año			
2007	-	-	-	0	-
2008	-	-	-	0	-
2009	-	-	-	0	-
2010	-	-	-	0	-
2011	-	-	-	0	-
2012	-	-	-	0	-
2013	-	-	-	0	-
2014	282.934	5.138	3.013	0	285.059
2015	442.907	13.753	5.052	0	451.608
2016	246.743	22.367	5.052	0	264.058
2017	239.908	30.981	5.052	0	265.838
2018	241.958	39.596	5.052	0	276.502
2019	248.793	48.210	5.052	0	291.952
2020	248.793	56.824	5.052	0	300.566
2021	248.793	65.439	5.052	0	309.181
2022	248.793	74.053	5.052	0	317.795
2023	248.793	82.668	5.052	0	326.409
2024	248.793	91.282	5.052	0	335.024
2025	248.793	99.896	5.052	0	343.638
2026	248.793	108.511	5.052	0	352.252
2027	248.793	117.125	5.052	0	360.867
2028	248.793	125.739	5.052	0	369.481
2029	248.793	134.354	5.052	0	378.096
2030	248.793	142.968	5.052	0	386.710
Sub-total	4.439.972	1.258.904	83.840	0	5.615.036

3.2.4.3 Proyectos planificados

Año	Emisiones de la línea de base		Emisiones de proyecto	Fugas	Reducciones de emisiones
	Generación de electricidad de la red	Disposición de biomasa			
	tonCO2/año	tonCO2/año			
2007	-	-	-	0	-
2008	-	-	-	0	-
2009	-	-	-	0	-
2010	-	-	-	0	-

2011	-	-	-	0	-
2012	-	-	-	0	-
2013	-	-	-	0	-
2014	-	-	-	0	-
2015	-	-	-	0	-
2016	46.311	1.617	948	0	46.980
2017	90.056	4.850	1.896	0	93.010
2018	136.239	9.701	2.844	0	143.095
2019	186.783	16.168	3.793	0	199.159
2020	233.479	24.252	4.741	0	252.991
2021	233.479	32.336	4.741	0	261.075
2022	233.479	40.421	4.741	0	269.159
2023	233.479	48.505	4.741	0	277.243
2024	233.479	56.589	4.741	0	285.327
2025	233.479	64.673	4.741	0	293.411
2026	233.479	72.757	4.741	0	301.495
2027	233.479	80.841	4.741	0	309.579
2028	233.479	88.925	4.741	0	317.664
2029	233.479	97.009	4.741	0	325.748
2030	233.479	105.094	4.741	0	333.832
Sub-total	3.027.658	743.739	61.630	0	3.709.768

3.2.4.4 Total

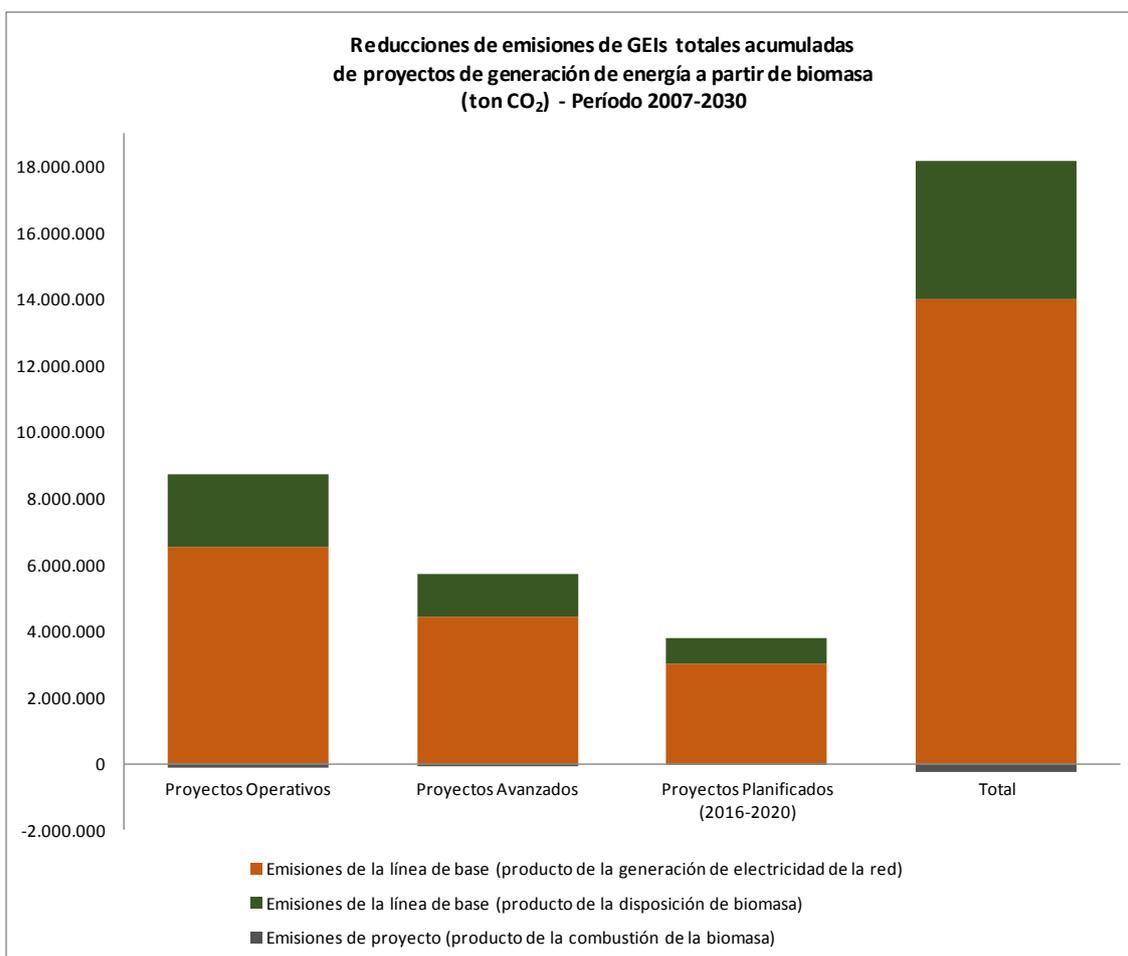
Año	Emisiones de la línea de base		Emisiones de proyecto	Fugas	Reducciones de emisiones
	Generación de electricidad de la red	Disposición de biomasa			
	tonCO2/año	tonCO2/año			
2007	142.135	3.202	1.878	0	143.460
2008	131.913	6.404	1.878	0	136.439
2009	123.010	9.605	1.878	0	130.738
2010	237.231	17.579	4.676	0	250.134
2011	406.151	25.552	4.676	0	427.027
2012	413.743	33.525	4.676	0	442.592
2013	469.031	42.105	5.031	0	506.104
2014	755.368	55.823	8.044	0	803.146
2015	884.027	73.017	10.083	0	946.961
2016	538.801	91.827	11.031	0	619.598
2017	568.904	112.255	11.979	0	669.180
2018	619.180	134.300	12.927	0	740.552
2019	683.366	157.961	13.876	0	827.452
2020	730.062	183.239	14.824	0	898.477
2021	730.062	208.517	14.824	0	923.756
2022	730.062	233.795	14.824	0	949.034
2023	730.062	259.073	14.824	0	974.312
2024	730.062	284.351	14.824	0	999.590
2025	730.062	309.630	14.824	0	1.024.868
2026	730.062	334.908	14.824	0	1.050.146
2027	730.062	360.186	14.824	0	1.075.424
2028	730.062	385.464	14.824	0	1.100.702
2029	730.062	410.742	14.824	0	1.125.980
2030	730.062	436.020	14.824	0	1.151.259
Total	14.003.545	4.169.078	255.694	0	17.916.929

En conclusión, los proyectos de generación de energía a partir de biomasa en Uruguay, tienen el potencial de reducir casi 18 millones de toneladas de CO₂ hasta el 2030 de los cuales:

- 48% corresponde a proyectos operativos (UPM,ERT-Fenirol, Galofer, Bioener, Weyerhaeuser, Liderdat, ALUR, Ponlar);
- 31% a proyectos en estado avanzado (Montes del Plata, Bioenergy y Lumiganor) ; y
- 21% a proyectos planificados que entrarían en operación entre 2016 y 2020.

Asimismo, cabe destacar que el 11% de las reducciones de emisiones de GEIs corresponden a aquellas ya alcanzadas en el período 2007-2013, mientras que el 89% restante son reducciones de emisiones futuras (2014-2030).

El gráfico a continuación ilustra dichas conclusiones:



3.2.5 Parámetros no monitoreados (fijados a priori)

Como fue expuesto previamente, la estimación de las reducciones de emisiones de GEIs del subsector generación de energía a partir de biomasa en Uruguay no sólo tiene el objetivo de cuantificar dichas reducciones sino también de ilustrar los parámetros de cuantificación de las mismas, distinguiendo aquellos que son fijados a priori y no requieren ser monitoreados, de aquellos que deben ser monitoreados. A continuación se resumen los primeros, acorde a la metodología ACM006 y herramientas aplicadas. Los parámetros a ser monitoreados se ilustran en la Parte II del informe.

Dato / Parámetro:	GWP _{CH4}
Unidad:	tCO ₂ e/tCH ₄
Descripción:	Potencial de Calentamiento Global del metano (tCO ₂ /tCH ₄)
Fuente del dato:	IPCC
Valor:	21
Procedimiento de medición (si lo hay):	---
Cualquier comentario:	---

Dato / Parámetro:	Φ_{default}
Unidad:	-
Descripción:	Valor por defecto del factor de corrección del modelo para tomar en cuenta las incertidumbres del modelo
Fuente del dato:	Herramienta (MDL) para emisiones de un sitio de disposición final
Valor:	0,75
Procedimiento de medición (si lo hay):	---
Cualquier comentario:	Valor por defecto provisto en la herramienta, para condiciones en que la cantidad de residuo es exactamente conocida

Dato / Parámetro:	OX
Unidad:	---
Descripción:	Factor de oxidación (refleja la cantidad de metano del sitio de disposición final de residuos que es oxidada en el suelo o en otro material que cubra el residuo)
Fuente del dato:	Basado en una extensa revisión de literatura publicada en la materia , incluyendo las Guías para Inventarios Nacionales de GEIs, IPCC 2006
Valor:	0,1
Procedimiento de medición (si lo hay):	---
Cualquier comentario:	Cuando el metano pasa a través de la capa superior, parte de ella es oxidada por bacterias metanotróficas para producir CO ₂ . El factor de oxidación representa la proporción de metano que se oxida a CO ₂ . Esto debe distinguirse de el factor de corrección de metano (MCF) que es para tener en cuenta la situación en la que el aire ambiente puede introducirse en los sitios de disposición final de residuos sólidos y prevenir que el metano se formen en la capa superior del sitio.

Dato / Parámetro:	F
Unidad:	Fracción en volumen
Descripción:	Fracción de metano en el gas del sitio de disposición final de residuos sólidos
Fuente del dato:	Guías para Inventarios Nacionales de GEIs, IPCC 2006
Valor:	0,5
Procedimiento de medición (si lo hay):	---
Cualquier comentario:	Tras la biodegradación, el material orgánico se convierte en una mezcla de metano y dióxido de carbono

Dato / Parámetro:	DOC _{f,default}
Unidad:	Fracción en peso
Descripción:	Valor por defecto para la fracción de carbono orgánico degradable (DOC) en residuos sólidos municipales (MSW por su sigla en inglés), que se descompone en el sitio de disposición final de residuos sólidos (SWDS, por su sigla en inglés)
Fuente del dato:	Guías para Inventarios Nacionales de GEIs, IPCC 2006
Valor:	0,5
Procedimiento de medición (si lo hay):	---
Cualquier comentario:	Este factor refleja el hecho de que parte del carbono orgánico degradable no degrada, o se degrada muy lentamente, en el SWDS.

Dato / Parámetro:	MCF _{default}
Unidad:	---
Descripción:	Factor de corrección de metano
Fuente del dato:	Guías para Inventarios Nacionales de GEIs, IPCC 2006
Valor:	0.4
Procedimiento de medición (si lo hay):	---
Cualquier comentario:	Valor para pilas de residuos que clasifican como sitio de disposición final Valor para SWDS superficiales no manejados o pilas que se consideran SWDS. Comprende todos los SWDS que no cumplan los criterios de SWDS manejados y que tengan profundidades de menos de 5 metros, incluyendo pilas que se consideran SWDS (una pila de residuos sólidos no enterrada bajo tierra, donde las condiciones anaeróbicas no están aseguradas porque los residuos puede estar expuesto a mayor aireación).

Dato / Parámetro:	DOC _j
Unidad:	Fracción másica
Descripción:	Fracción de carbono orgánico degradable en el residuos tipo j
Fuente del dato:	Guías para Inventarios Nacionales de GEIs, IPCC 2006 (adaptada de Tablas 2.4 y 2.5 del Volumen 5)
Valor:	43%
Procedimiento de medición (si lo hay):	---
Cualquier comentario:	Valor para madera y productos de madera

Dato / Parámetro:	k _j
Unidad:	1/año
Descripción:	Factor de decaimiento del residuo tipo j
Fuente del dato:	Guías para Inventarios Nacionales de GEIs, IPCC 2006 (adaptada de Tabla 3.3 del Volumen 5)
Valor:	0,02
Procedimiento de medición (si lo hay):	---
Cualquier comentario:	Valor para madera y productos de madera en climas templados y secos

4 Conclusiones y Recomendaciones

A lo largo del informe se recogieron los fundamentos y argumentos por los cuales el diseño y la implementación de un sistema de monitoreo, reporte y verificación para las NAMAs es fundamental a fin de: medir el progreso y logro de los objetivos; reportar a las Partes de la CMNUCC, a través de los BURs, dichos avances; y garantizar la transparencia y validez de la información brindada.

El relevamiento de las guías, metodologías y protocolos en materia de MRV para NAMAs, internacionalmente reconocidos y disponibles a la fecha, (realizado a efectos de elaborar una propuesta de sistema de seguimiento para las NAMAs de energía en Uruguay, que se recoge en la Parte II del informe), permitió distinguir 2 niveles de ejecución y monitoreo de las mismas, con características diferentes. A saber:

- A nivel del programa o del sector público
- A nivel de los proyectos o del sector privado

A nivel del programa, y para NAMAs unilaterales, las Partes de la CMNUCC hacen hincapié en, siempre que sea posible, utilizar los procesos, arreglos y sistemas nacionales existentes, incluyendo información disponible, metodologías, expertos locales, etc., a fin de contribuir a la costo-efectividad de la misma. Asimismo, la "International Partnership on Mitigation and MRV" señala que el desarrollo de un marco institucional sólido que abarque a las entidades pertinentes, así como al personal, los sistemas y procesos necesarios, es esencial para garantizar un sistema de seguimiento efectivo. En particular se destacan las recomendaciones de: i) contar o definir explícitamente una institución líder del proceso (encargada de compilar los datos e información y garantizar la coordinación entre los organismos pertinentes); ii) definir un proceso claro y eficiente para el intercambio de datos e información a través de las instituciones y niveles del gobierno; y iii) establecer un procedimiento sistemático para la integración del sistema de MRV en los sistemas nacionales de seguimiento de las políticas.

A nivel de los proyectos, se requiere de un sistema de monitoreo exhaustivo de los parámetros de cuantificación de las reducciones de emisiones de GEIs. Para estos efectos, y acorde a las sugerencias de las guías para NAMAs, se recomienda aplicar las metodologías desarrolladas por el MDL, las cuales establecen lineamientos en materia de: i) gestión de los datos (frecuencias de medición, registros, diagramas de flujo, archivo, etc.), ii) los equipos (precisiones, calibraciones, equipos de respaldo, mantenimientos, fallas, etc.); y iii) la estructura organizativa (responsabilidades, arreglos institucionales, procedimientos de emergencia, etc.).

Por otra parte, la cuantificación de las reducciones de emisiones de GEIs producto de la generación de energía a partir de biomasa en Uruguay, estimada en base a proyectos existentes y planificados y realizada acorde a las metodologías y herramientas del MDL, permite concluir que dicho sector tiene el potencial de reducir casi 18 millones de toneladas de CO₂ entre 2007 y 2030, de los cuales 8,5 millones corresponden a proyectos ya operativos, 5,6 millones a proyectos en estado avanzado y 3,7 millones a proyectos planificados para 2016-2020. El 77% del total de las reducciones de emisiones se deben a la sustitución de la generación de electricidad de la red en centrales térmicas a combustibles fósiles, mientras que el 23% restante se debe a la eliminación de prácticas de disposición de los residuos de biomasa.

Anexo I – Tablas cálculos reducciones de emisiones

	POTENCIA INSTALADA (MW) y GENERACIÓN NETA DE ELECTRICIDAD (MWh)														Factor de planta
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2030	
Proyectos operativos															
UPM (excedente entregado a la red)	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	83%
ERT-Fenirol				10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	79%
Galofer				14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	57%
Bioener				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	66%
Weyerhaeuser				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	75%
Liderdat				5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	64%
ALUR				10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	73%
Ponlar							8	8	8	8	8	8	8	8	73%
<i>Capacidad (MW)</i>	35	35	35	98	98	98	106	106	106	106	106	106	106	106	
Generación neta de electricidad (MWh/año)	254.040	254.040	254.040	632.634	632.634	632.634	680.741	680.741	680.741	680.741	680.741	680.741	680.741	680.741	
Proyectos avanzados															
Montes del Plata (excedente entregado a la red)								43	43	43	43	43	43	43	90%
Lumiganor								11	11	11	11	11	11	11	73%
Bioenergy									43	43	43	43	43	43	73%
<i>Capacidad (MW)</i>	0	0	0	0	0	0	0	54	97	97	97	97	97	97	
Generación neta de electricidad (MWh/año)	0	0	0	0	0	0	0	407.685	683.499	683.499	683.499	683.499	683.499	683.499	
Planificados															
Proyectos no definidos										20	40	60	80	100	73%
<i>Capacidad (MW)</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	40	60	80	100	
Generación neta de electricidad (MWh/año)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	128.285	256.570	384.856	513.141	641.426	
Total															
<i>Capacidad (MW)</i>	35	35	35	98	98	98	106	160	203	223	243	263	283	303	
Generación neta de electricidad (MWh/año)	254.040	254.040	254.040	632.634	632.634	632.634	680.741	1.088.426	1.364.240	1.492.525	1.620.810	1.749.095	1.877.380	2.005.665	

El factor de planta al que se refiere la tabla toma en consideración: i) el factor de despacho; ii) el autoconsumo; y iii) la importación de electricidad de la red de las plantas, a fin de calcular la generación neta de electricidad entregada a la red.

$$F_{Planta,y} = (EL_{bruta,y} - EL_{autoconsumo,y} - EL_{imp,y}) / EL_{bruta,y} * F_{Despacho,y}; \quad \text{Dónde: } F_{Planta,y} \quad \text{Factor de planta en el año y}$$

$EL_{\text{autoconsumo}, y}$
 $EL_{\text{imp}, y}$
 $F_{\text{Despacho}, y}$

Generación de electricidad para autoconsumo del proyecto en el año y
Electricidad importada de la red por el proyecto en el año y
Factor de despacho en el año y

REFERENCIAS

- ⁱ NAMA Registry; Country page: Uruguay;
<http://www4.unfccc.int/sites/nama/SitePages/Country.aspx?CountryId=188>
- ⁱⁱ Promotion of renewable energy participation in the Uruguayan primary energy mix; NAMA for Recognition;
<http://www4.unfccc.int/sites/nama/ layouts/un/fccc/nama/NamaForRecognition.aspx?ID=7&viewOnly=1>
- ⁱⁱⁱ Acuerdos de Cancún; COP16; Apartado 6.c;
<http://unfccc.int/resource/docs/2010/cop16/spa/07a01s.pdf>
- ^{iv} Decisión 1/CP.16 (Acuerdos de Cancún); Pág. 12;
<http://unfccc.int/resource/docs/2010/cop16/spa/07a01s.pdf#page=2>
- ^v Decisión 2/COP17; Pág. 11; <http://unfccc.int/resource/docs/2011/cop17/spa/09a01s.pdf#page=>
- ^{vi} CMNUCC; <http://unfccc.int/2860.php>
- ^{vii} International Partnership on Mitigation and MRV; <http://www.mitigationpartnership.net/>
- ^{viii} Institutional Arrangement for MRV; International Partnership on Mitigation and MRV; October 2013;
http://mitigationpartnership.net/sites/default/files/institutional_arrangements_mrv_final.pdf
- ^{ix} GHG Protocol; Estándares de Política y Acción y Metas de Mitigación;
<http://www.ghgprotocol.org/mitigation-accounting>
- ^x Informe de la Conferencia de las Partes sobre su 19º período de sesiones, celebrado en Varsovia del 11 al 23 de noviembre de 2013; Segunda parte Medidas adoptadas por la Conferencia de las Partes en su 19º período de sesiones; Decisión 21/CP.19 “Directrices generales para la medición, notificación y verificación interna de las medidas de mitigación apropiadas para cada país adoptadas por las Partes que son países en desarrollo con cargo a sus propios recursos”; Pág. 19-20;
<http://unfccc.int/resource/docs/2013/cop19/spa/10a02s.pdf#page=>
- ^{xi} Guidance for NAMAs design – Building on countries experience; UNFCCC Secretariat-UNEP-UNDP; Dec 2013; http://namapipeline.org/Publications/Guidance_for_NAMA_Design_2013_.pdf
- ^{xii} Estándar de proyecto MDL; v 05.0; http://cdm.unfccc.int/filestorage/e/x/t/extfile-20131011143951951-reg_stand01.pdf/reg_stand01.pdf?t=TjN8bXh1cXM2fDC-6YD8b5ER-Mc6kf5dmoxh
- ^{xiii} Estándar para la demostración de la adicionalidad, desarrollo de criterios de elegibilidad y aplicación de múltiples metodologías para Programas de Actividades; http://cdm.unfccc.int/filestorage/e/x/t/extfile-20130729142721867-meth_stan04.pdf/meth_stan04.pdf?t=d258bXh1czJwFDDUzwKiv8VBTsQ4t6EpaRGd
- ^{xiv} Metodología MDL consolidada para la generación de electricidad y calor a partir de biomasa; ACM0006; v12.1.0; <http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/U3THXNPFSP2WO1MFB20DXU1444S5>
- ^{xv} Metodología MDL AMS-I.C. (Thermal energy production with or without electricity), versión 19.0;
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/6EL4AG49US2S1DNH55Y4S7GDQFA2JF>

- ^{xvi} Metodología MDL AMS-I.D. “Producción de electricidad renovable conectada a la red”; versión 17.0;
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/RSTZ8SKT4F7N1CFDXCSA7BDQ7FU1X>
- ^{xvii} AMS-III.E. “Abatimiento de producción de metano debido al decaimiento de biomasa mediante combustión controlada, gasificación o tratamiento mecánico/térmico”; versión 16.0;
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/GPWCV89KQ7IFPEDCXA92BL6XK7JR3Y>
- ^{xviii} Herramienta para el cálculo del factor de emisión de un sistema eléctrico, v04.0;
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v4.0.pdf>
- ^{xix} Herramienta para calcular las fugas del transporte de carga;
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-12-v1.1.0.pdf>
- ^{xx} Herramienta para calcular las emisiones de CO₂ de proyecto o fugas producto de la combustión de combustibles fósiles; versión 02; <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-03-v2.pdf>
- ^{xxi} Herramienta para calcular las emisiones de línea de base, proyecto y/o fugas producto del consumo de electricidad; versión 01; <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-05-v1.pdf>
- ^{xxii} Institutional Arrangement for MRV; International Partnership on Mitigation and MRV; October 2013;
http://mitigationpartnership.net/sites/default/files/institutional_arrangements_mrv_final.pdf
- ^{xxiii} GHG Protocol; Estándares de Política y Acción y Metas de Mitigación;
<http://www.ghgprotocol.org/mitigation-accounting>
- ^{xxiv} CCAP; MRV para NAMAs: Guía para seleccionar los indicadores de desarrollo sostenible;
http://ccap.org/assets/MRV-of-NAMAs-Guidance-for-Selecting-Sustainable-Development-Indicators_CCAP-Oct-2012.pdf
- ^{xxv} Herramienta para el cálculo del factor de emisión de un sistema eléctrico, v04.0;
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v4.0.pdf>
- ^{xxvi} Decisión 9/CMP.7; Norma de la importancia relativa en el mecanismo para un desarrollo limpio;
<http://unfccc.int/resource/docs/2011/cmp7/spa/10a02s.pdf#page=>