



**MECANISMO PARA UN DESARROLLO LIMPIO
FORMULARIO DEL DISEÑO DE PROYECTO (DP MDL)
Versión 03 – en efecto desde: 28 de julio de 2006**

CONTENIDOS

- A. Descripción general de la actividad de proyecto
- B. Aplicación de una metodología de línea de base y monitoreo
- C. Duración de la actividad de proyecto / período de acreditación
- D. Impactos ambientales
- E. Comentarios de Partes interesadas

Anexos

Anexo 1: Información de contacto sobre los participantes en la actividad de proyecto

Anexo 2: Información relativa al financiamiento público

Anexo 3: Información de la Línea de base

Anexo 4: Plan de monitoreo

**SECCIÓN A. Descripción general de la actividad de proyecto****A.1. Título de la actividad de proyecto:**

Instalación de una caldera bagacera de alta presión y alta eficiencia para cogenerar calor y electricidad
Versión 01
09/11/2009

A.2. Descripción de la actividad de proyecto:

La actividad de proyecto propuesta tiene por objetivo reducir emisiones de CO₂ por medio de la instalación de una nueva caldera de alta eficiencia que quema residuos de biomasa para generar vapor y electricidad e el ingenio Ledesma, el cual actualmente quema bagazo y combustibles fósiles (principalmente gas natural) en dos plantas de cogeneración.

La nueva caldera le permitirá a la planta incrementar la generación de electricidad y mejorar la eficiencia de producción de vapor, evitando las emisiones provenientes de centrales de la red interconectada nacional y reduciendo el consumo de gas natural.

Bajo la configuración actual de la planta todo el bagazo disponible es utilizado en la planta de cogeneración basada en la quema de residuos de biomasa que cuenta con dos calderas de 45 atm(a) con capacidad de 120 y 118 t/h de vapor y 10 calderas de 17 atm(a) con capacidad de 20 t/h de vapor cada una. El resto del vapor necesario es generado en una planta de cogeneración basada en la quema de combustibles fósiles que cuenta con 3 calderas de gas natural con capacidad de producir 270 t/h de vapor adicional a 45 atm(a).

El proyecto instalará una nueva caldera bagacera de alta eficiencia, reemplazando el uso de las calderas de baja presión. La diferencia de presión será usada para generar electricidad adicional volviendo al ingenio autosuficiente en la demanda eléctrica. Más aún, dado que la nueva caldera quema biomasa más eficientemente, habrá una reducción del consumo de gas natural en las 3 calderas de gas.

Ledesma S.A.A.I. posee uno de los ingenios más grandes de Argentina en el cual produce azúcar, alcohol y papel. La compañía ha declarado su interés y soporte al mecanismo para un desarrollo limpio ya que es un disparador de oportunidades que pueden contribuir a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que están afectando al sistema climático global.

El proyecto propuesto conlleva una generación adicional de electricidad para la red y una reducción del consumo de gas natural, dando lugar a la reducción de emisiones de GEI.

Ledesma S.A.A.I. también ha considerado el proyecto en el marco de su responsabilidad con la protección del ambiente.

El proyecto propuesto contribuye con el desarrollo sustentable ya que:

- Mejora la calidad del aire debido a la menor emisión de contaminantes derivados de la quema de combustibles fósiles.



- Mejora las condiciones laborales y de salud de los empleados. Además incrementa el entrenamiento del personal ya que la instalación y futura operación de la actividad de proyecto requiere tareas calificadas. El proyecto propuesto proveerá excelentes oportunidades de formación para los jóvenes del lugar que, por lo general, tienen un acceso limitado a grandes compañías con una trayectoria como la de Ledesma que les permita adquirir conocimiento y experiencia.
- Mejora la relación bienestar de la comunidad – desarrollo industrial. En general, estos tipos de industrias tienen una responsabilidad social muy importante dado el gran número de empleados que viven en las vecindades de la planta. Al estar las plantas localizadas cerca de zonas pobladas, la actividad económica de la región depende fuertemente de la actividad industrial. Desde esta perspectiva, las prácticas inadecuadas o antiguas que han sido implementadas durante años, atentan contra el desarrollo sostenible de la región. La política de Ledesma se ha focalizado en lograr una relación saludable con el ambiente y en mejorar sus procesos por el bien de la comunidad.
- Además, proporciona una muy buena oportunidad de concientizar a la comunidad en relación a los temas de cambio climático e involucrarla en los problemas, sus consecuencias y las medidas de mitigación que pueden adoptarse. Esto es particularmente importante en las pequeñas ciudades en donde no está generalizada la toma de conciencia respecto de estos temas.
- Contribuye con los requerimientos de demanda de electricidad. Aún más si tomamos en cuenta el estancamiento en la generación de electricidad relativa a la demanda creciente en los últimos años.
- El proyecto cumple con el marco de reducción de consumo de energía de acuerdo con los criterios de uso racional de la energía. El proyecto es también consistente con los objetivos establecidos por el gobierno nacional para la participación en el MDL como proyecto de eficiencia energética.

A.3. Participantes del proyecto:**Tabla 1: Participantes del proyecto**

Nombre de la Parte involucrada (*) ((anfitrión) se refiere a Parte anfitriona)	Entidades privadas y/o públicas participantes del proyecto (*) (según corresponda)	Tenga la amabilidad de indicar si la Parte involucrado desea ser considerada como participante del proyecto (Sí/No)
República Argentina (anfitrión)	Ledesma S.A.A.I. (privada)	No

(*) De acuerdo con los procedimientos y modalidades del MDL, en el momento de hacer público el DP MDL en la etapa de validación, una Parte involucrada puede o no haber proporcionado su aprobación. En el momento de registrar el proyecto, se requiere la aprobación de las Partes involucradas.

A.4. Descripción Técnica de la actividad de proyecto:**A.4.1. Ubicación de la actividad de proyecto:**

A.4.1.1. Parte anfitriona:

República Argentina

A.4.1.2. Región/Estado/Provincia etc.:

Provincia de Jujuy

A.4.1.3. Ciudad/Comunidad etc.:

Libertador General San Martín – Barrio Ledesma

A.4.1.4. Detalles de la ubicación física, incluyendo información que permita una identificación única de la actividad de proyecto (máximo una página):

El proyecto está ubicado en la provincial de Jujuy, en el noroeste de la República Argentina.

La planta está ubicada a 106 km al noroeste de la ciudad de San Salvador de Jujuy, capital de la provincia, y a 1 km de la ciudad de Libertador General San Martín.

Figura 1: Ubicación de la actividad de proyecto



Ubicación de la planta en la provincial de Jujuy en la República Argentina

Las coordenadas geográficas de la planta son 64°47'21" S y 23°49'39" O.

A.4.2. Categoría(s) de la actividad de proyecto:

La actividad de proyecto corresponde a la categoría 1- Industrias de la Energía (fuentes renovables/no-renovables).

**A.4.3. Tecnología a ser empleada por la actividad de proyecto:**

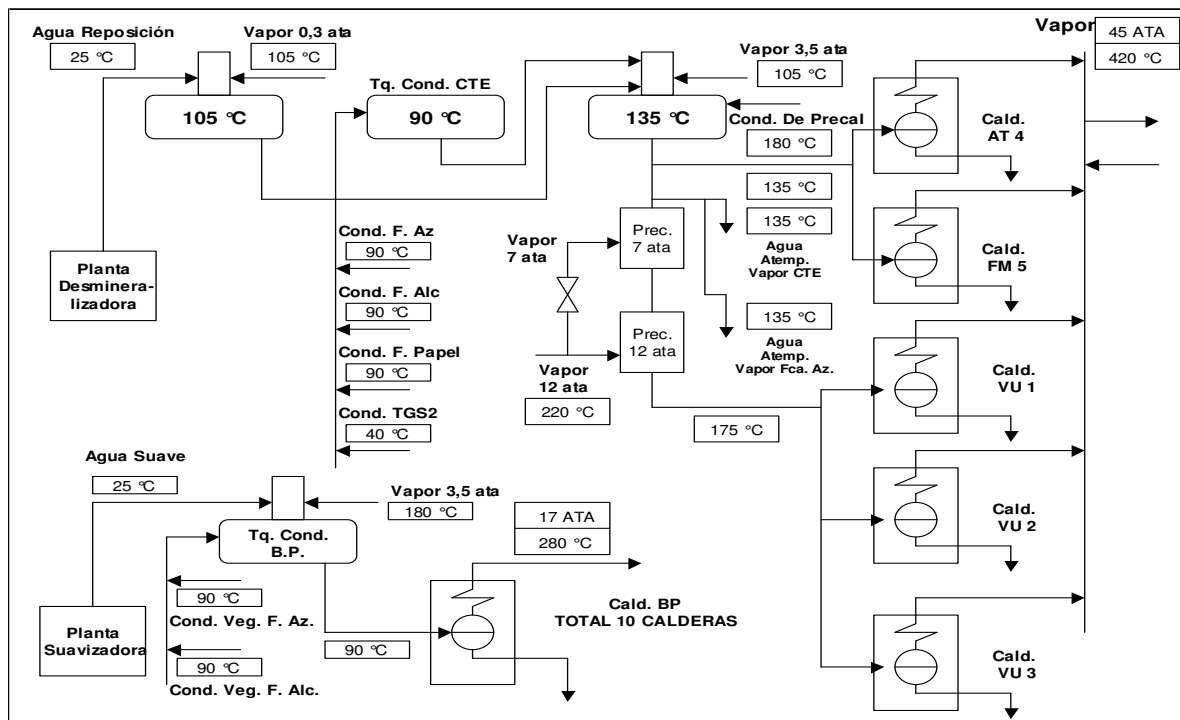
El proyecto incluye la contratación, instalación y puesta en marcha operativa de una nueva caldera de alta presión de eficiencia térmica superior que las calderas de baja presión existentes. El incremento de la presión de vapor conduce a una generación adicional de electricidad y el incremento de eficiencia térmica conduce a una generación adicional de vapor por tonelada de biomasa quemada.

Las características técnicas de los actuales equipos se muestran en el cuadro inferior:

Tabla 2: Especificación técnica de los actuales equipos

Parámetros	Caldera VU50 N°1	Caldera VU50 N°2	Caldera VU40 N°3	Caldera AT150 N°4	Caldera FM N°5	10 calderas B.P. N°3 a 12
Presión de vapor (atm(a))	45	45	45	45	45	17
Temperatura de vapor (°C)	425	425	425	425	425	280
Producción de vapor (t/h)	150	150	118	120	150	20
Combustible	Gas Natural /Gasoil	Gas Natural/Gasoil	Gas Natural/Bagazo	Gas Natural/Bagazo	Gas Natural/Gasoil	Gas Natural/Bagazo

Las configuraciones de las plantas de cogeneración de bagazo y de combustible fósil son las siguientes:



Las dos plantas están ubicadas en las mismas instalaciones ya que dan servicios a la misma línea de producción de azúcar.

El proyecto utilizará una caldera bagacera de alta eficiencia, diseñada por HPB Ltda. y fabricada por Sermatec Industria e Montagem Ltda., con una capacidad de 200 toneladas/h de vapor a 45 ó 65 atm(a) y 420°C ó 480°C a la salida de la válvula principal de vapor, quemando biomasa, siempre que la humedad de la biomasa sea menor que 55%, o gas natural.

Tabla 3: Especificación técnica de la nueva caldera

Puesta en marcha a 45 atm(a) y 420°C

Combustible Parámetros	Biomasa	Gas Natural
Capacidad (tonelada/h)	200	200
Temperatura de vapor (°C)	420	420
Eficiencia termal NCV (%)	85,7±1,0	92,6±1,0
Consumo de combustible (tonelada/h) (Nm ³ /h)	96,9 0	0 17.035

Puesta en marcha a 65 atm(a) y 480°C

Parametros combustible	Biomasa	Gas Natural
Capacidad (tonelada/h)	200	200



Temperatura de vapor (°C)	480	480
Eficiencia térmica en PCI (%)	85,0±1,0	92,5±1,0
Consumo de combustible (tonelada/h) (Nm ³ /h)	100,3 0	0 17.485

A.4.4. Monto estimado de las reducciones de emisiones a lo largo del período de acreditación elegido:

Tabla 4: Reducciones de emisiones estimadas a lo largo del período de acreditación

Año	Estimación de las reducciones de emisiones anuales (toneladas de CO _{2e})
2010	41.862
2011	41.862
2012	41.862
2013	41.862
2014	41.862
2015	41.862
2016	41.862
Reducciones estimadas totales (toneladas de CO_{2e})	293.035
Número total de años acreditados	7
Promedio anual a lo largo del período de acreditación de las reducciones estimadas (toneladas de CO_{2e})	41.862

A.4.5. Fondo público de la actividad de proyecto:

La actividad de proyecto no ha sido financiada con fondos públicos.

SECCIÓN B. Aplicación de la metodología de línea de base y monitoreo

B.1. Título y referencia de la metodología de línea de base y monitoreo aplicadas en la actividad de proyecto:

La metodología corresponde a la metodología de monitoreo y línea de base consolidada ACM0006 – versión 9 llamada “Metodología consolidada para la generación de electricidad a partir de residuos de biomasa”.

Esta metodología se utiliza en combinación con la “Herramienta para calcular las fugas o emisiones de CO₂ provenientes de la combustión de combustibles fósiles”, la “Herramienta para calcular la línea de



base, proyecto y/o fugas del consumo de electricidad” y la “Herramienta combinada para identificar el escenario de línea de base y demostrar la adicionalidad”.

B.2. Justificación de la elección de la metodología y del porqué es aplicable a la actividad de proyecto:

Esta metodología se aplica a las actividades de proyecto de generación de electricidad a partir de residuos de biomasa, que incluyen a las plantas de cogeneración, como es el caso de la actividad de proyecto propuesta.

La actividad de proyecto puede incluir la mejora de la eficiencia energética de una planta existente (proyectos de mejora de eficiencia energética), por ejemplo refaccionando la planta existente o mediante la instalación de una planta más eficiente que reemplace a la planta existente.

La actividad de proyecto puede estar basada en la operación de una central eléctrica ubicada en una planta agro-industrial que genere residuos de biomasa.

La metodología se aplica bajo las siguientes condiciones requeridas por la actividad de proyecto propuesta según se explica a continuación:

- No se utilizan otros tipos de residuos que no sean los de biomasa en la planta del proyecto y estos residuos de biomasa son el combustible predominante utilizado en la planta del proyecto (pueden utilizarse simultáneamente otros combustibles fósiles).

El proyecto propuesto utiliza residuos de caña de azúcar provenientes de los procesos de producción de papel y azúcar y, eventualmente, residuos de madera de plantaciones propias.

- Para los proyectos que utilizan residuos de biomasa de un proceso de producción (por ejemplo producción de azúcar o tableros de madera), la implementación del proyecto no dará por resultado un incremento de la capacidad de procesamiento de la materia prima (por ejemplo azúcar, arroz, leños, etc.) u otros cambios substanciales (por ejemplo cambio del producto) en este proceso.

La capacidad de producción de la planta permanece constante y la capacidad de procesamiento de la materia prima es un tema estratégico independiente del proyecto.

- Los residuos de biomasa utilizados por la instalación del proyecto no deberían ser almacenados por más de un año.

Lo que se almacena es poco o nada. Todos los residuos de biomasa se utilizan dentro del año.

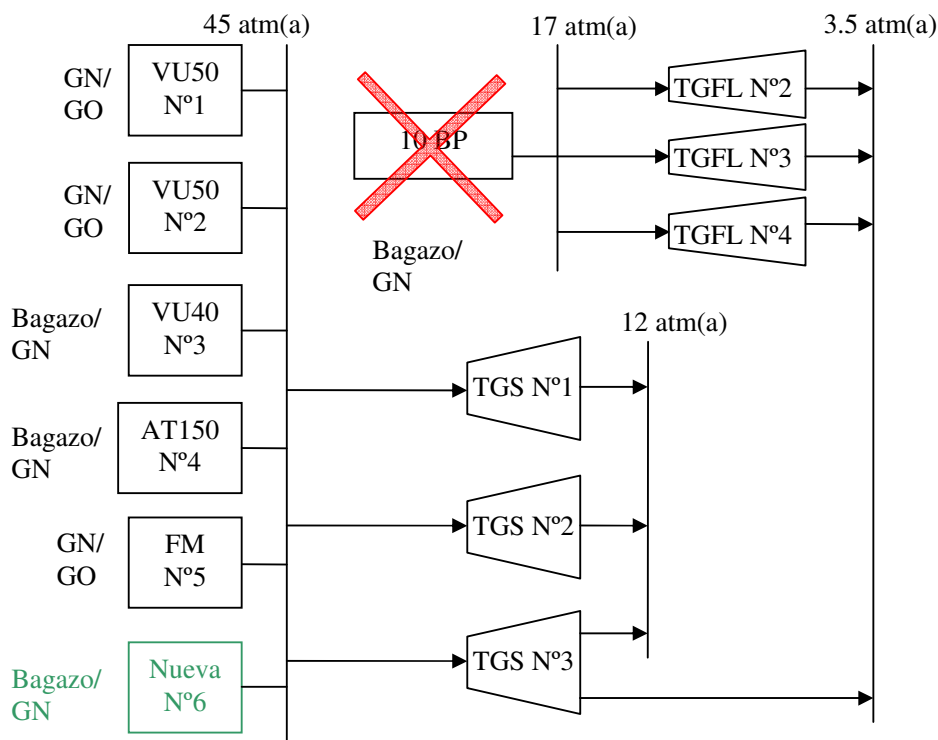
- No se requieren cantidades de energía significativas, excepto para transporte o tratamiento mecánico de los residuos de biomasa, para preparar los residuos de biomasa para su combustión, es decir, proyectos que procesan los residuos de biomasa antes de la combustión (por ejemplo la esterificación de aceites residuales).

No hay procesos químicos. La biomasa requiere escaso transporte y tratamiento mecánico.

Además, la combinación de escenarios de línea de base y de actividad de proyecto corresponde al escenario 22 del cuadro 2 de la versión 9 de la ACM0006.

**B.3. Descripción de las fuentes y gases incluidos en la frontera del proyecto:****Tabla 5: Fuentes de emisiones incluidas o excluidas de la frontera del proyecto**

Fuente		Gas	Incluido	Justificación/Explicación
Línea de Base	Generación de electricidad	CO ₂	Sí	Fuente de emisión principal
		CH ₄	No	Excluido para simplificar. Esto es conservador
		N ₂ O	No	Excluido para simplificar. Esto es conservador
	Generación de vapor	CO ₂	Sí	Fuente principal de emisión
		CH ₄	No	Excluido para simplificar. Esto es conservador
		N ₂ O	No	Excluido para simplificar. Esto es conservador
Actividad de proyecto	Consumo de combustibles fósiles y de electricidad debido a la actividad de proyecto en el sitio donde se desarrolla el proyecto (estacionario/móvil)	CO ₂	Sí	Puede ser una fuente de emisiones importante
		CH ₄	No	Excluido para simplificar. Se asume que esta fuente de emisiones es muy pequeña
		N ₂ O	No	Excluido para simplificar. Se asume que esta fuente de emisiones es muy pequeña
	Transporte de residuos de biomasa fuera del sitio donde se desarrolla el proyecto	CO ₂	Sí	Puede ser una fuente de emisiones importante
		CH ₄	No	Excluido para simplificar. Se asume que esta fuente de emisiones es muy pequeña
		N ₂ O	No	Excluido para simplificar. Se asume que esta fuente de emisiones es muy pequeña

Figura 2: Diagrama de flujo de la frontera del proyecto**B.4. Descripción de cómo se identifica el escenario de línea de base y descripción del escenario de línea de base identificado:**

Descripción de cómo se identificia el escenario de línea de base:

Paso 1: Identificación de escenarios alternativos

Este paso sirve para identificar todos los escenarios alternativos a la actividad de proyecto MDL propuesta que puede ser el escenario de línea de base a través de los siguientes sub-pasos:

Sub-paso 1a: Definir escenarios alternativos a la actividad de proyecto MDL

Escenario Alternativo 1: El proyecto propuesto no emprendido como proyecto MDL:

Este escenario corresponde a la instalación de una caldera de alta presión (AP) para reemplazar a parte de las calderas de baja presión. Con esta configuración, energía eléctrica, calor y biomasa corresponden a:

E1: La actividad de proyecto propuesta no emprendida como actividad de proyecto MDL

C1: La actividad de proyecto propuesta no emprendida como actividad de proyecto MDL

B4: Los residuos de biomasa se utilizan para generar calor y/o electricidad en el sitio del proyecto



Escenario alternativo 2: Reemplazo de calderas que operan a la misma presión de vapor

Este escenario es similar al anterior pero, en este caso, se instala una nueva caldera de baja presión (BP) para reemplazar a las calderas actuales de baja presión (o parte de ellas). Con esta configuración, energía eléctrica, calor y biomasa corresponden a:

E4: Generación de energía en la red

E5: Instalación de una central eléctrica operada con residuos de biomasa, operada con el mismo tipo y con el mismo monto anual de residuos de biomasa que la actividad de proyecto, pero con generación de electricidad de menor eficiencia (por ejemplo, eficiencia que es práctica común en el sector industrial relevante) que la planta del proyecto y por lo tanto con menor producción de energía que en el caso del proyecto

E11: Generación de energía eléctrica en una planta de cogeneración a base de combustibles fósiles y operada a la vez con residuos de biomasa en el sitio del proyecto

C2: La actividad de proyecto propuesta (instalación de una planta de cogeneración), operada con el mismo tipo de residuos de biomasa pero con una generación de calor con una eficiencia distinta (por ejemplo, eficiencia que es práctica común en el sector de industrial relevante)

C10: Generación de energía eléctrica en una planta de cogeneración a base de combustibles fósiles operada a la vez con residuos de biomasa en el sitio del proyecto

B4: Los residuos de biomasa se utilizan para la generación de calor y/o electricidad en el sitio del proyecto

Escenario alternativo 3: Continuación de la situación actual

En este caso se mantiene la configuración actual, lo que lleva a la producción y eficiencias históricas de energía eléctrica, calor y uso de biomasa de la siguiente manera:

E2: Continuación de la generación de energía eléctrica en una planta operada con residuos de biomasa en el sitio del proyecto, con la misma configuración, sin refaccionar y operada con los mismos tipos de residuos de biomasa que los utilizados paralelamente en la actividad de proyecto

E3: Generación de energía eléctrica en una central eléctrica cautiva utilizando solamente combustibles fósiles

C3: Generación de calor en una planta de cogeneración cautiva, utilizando solamente combustibles fósiles

C5: Continuación de la generación de calor en una planta de cogeneración operada con residuos de biomasa en el sitio del proyecto, sin refaccionar y operada con el mismo tipo de residuos de biomasa que en la actividad del proyecto

B4: Los residuos de biomasa se utilizan para la generación de calor y/o energía eléctrica en el sitio del proyecto

Sub-paso 1b: Consistencia con las reglamentaciones y leyes de aplicación obligatoria

Todos los escenarios alternativos identificados están de acuerdo con las reglamentaciones y leyes de Argentina.

Paso 2: Análisis de barreras

Sub-paso 2a: Identificar las barreras que podrían impedir la implementación de los escenarios alternativos



Barreras de mercado: Las condiciones económicas no alientan las inversiones en proyectos de eficiencia energética en Argentina. Las inversiones son elevadas y, en la mayoría de los casos, los beneficios no compensan los gastos. El precio del gas natural en Argentina es artificialmente bajo, lo que hace que las actividades de eficiencia energética den por resultado un ahorro escaso. Los valores en otros países son significativamente más altos, lo que convierte a los proyectos de eficiencia energética en actividades económicas con retornos adecuados. Además, las condiciones del mercado generan una alta inestabilidad que se traduce en riesgo asociado con las inversiones. Por lo tanto, son altas las posibilidades de una contracción en el mercado o un cambio inesperado, lo que da por resultado una renuencia a desarrollar proyectos de esta naturaleza.

Barrera tecnológica: Operar la caldera de alta presión de 65 atm(a) del escenario 1 requiere una calidad de agua muy alta y sistemas de control estrictos para asegurar el correcto funcionamiento del equipo. Además, el uso de equipos de alta presión también requiere la instalación de una nueva sub-estación de 2.500 kVA conectada a la red de 13,2 kV que proporciona la demanda de la fábrica en 6,3 kV por medio de un conjunto de transformadores. Estos transformadores están en la actualidad trabajando en su capacidad nominal y no pueden tolerar energía adicional. En los escenarios 2 y 3 esto podría evitarse ya que los turbogeneradores de la línea de baja presión alimentan directamente a la fábrica en la red de 6,3 kV sin pasar por los transformadores existentes. Esta tecnología representa un salto muy importante para Ledesma en sistemas de cogeneración.

Sub-paso 2b: Eliminar los escenarios alternativos que son descartados como consecuencia de las barreras identificadas

El escenario 1 es el más afectado por estas barreras a causa de la alta inversión requerida y del cambio tecnológico para el sistema de alta presión. Un análisis detallado se realiza en la sección B.5.

El escenario 3 es desestimado ya que las calderas de baja presión son equipos viejos que de todas formas deberían ser reemplazados en los años venideros. El ingenio Ledesma no necesita incrementar su capacidad instalada ya que existe una demanda de vapor fija. Reemplazar estas calderas por equipos de alta presión también implica eliminar a los turbogeneradores asociados a la línea de baja presión. La medida más directa sería la de reemplazar a las calderas de baja presión por nuevas calderas de baja presión ya que representa la menor inversión para mantener los niveles de producción.

Paso 3: Análisis de inversión

Este paso sirve para determinar cuál de los escenarios alternativos de la lista remanente luego de aplicar el paso 2 es el más atractivo desde el punto de vista económico o financiero. Para este fin, se realiza un análisis comparativo de inversión para los escenarios alternativos que permanecen luego del paso 2.

Los detalles están especificados en la sección B.5.

Paso 4: Análisis de práctica común

Existen pocos proyectos que involucren eficiencia energética en Argentina precisamente porque no son económicamente convenientes. La inversión requerida es muy alta si se la compara con los ahorros esperados, así también como el riesgo asociado a la inestabilidad económica. Además, los ingenios han



sido renuentes a tomar acciones a favor de la eficiencia energética aún cuando estas podrían mejorar los patrones de producción.

La instalación de sistemas de cogeneración con presiones de 65 atm(a) no son comunes en la región.

De todos los escenarios propuestos en la metodología, que combinan generación de energía eléctrica (E), generación de calor (C) y uso de biomasa (B), el identificado como línea de base para este proyecto es el escenario 22 donde se aplica la siguiente combinación de E, C y B:

E4: Generación de energía en la red

E5: Instalación de una nueva central eléctrica operada con residuos de biomasa, que opera con el mismo tipo y con el mismo monto anual de residuos de biomasa que la actividad de proyecto, pero con menor eficiencia de generación eléctrica (por ejemplo, eficiencia que es práctica común en el sector industrial relevante) que la planta del proyecto y, por lo tanto, con una producción de energía eléctrica menor que en el caso del proyecto

E11: Generación de energía eléctrica en una planta de cogeneración operada con combustibles fósiles, operada a la vez con residuos de biomasa en el sitio del proyecto

C2: La actividad de proyecto propuesta (instalación de una planta de cogeneración de energía), operada con el mismo tipo de residuos de biomasa pero con eficiencia diferente de generación de calor (por ejemplo, eficiencia que es práctica común en el sector industrial relevante)

C10: Generación de energía en una planta de cogeneración operada con combustibles fósiles, operada a la vez con residuos de biomasa en el sitio del proyecto

B4: Los residuos de biomasa se utilizan para la generación de electricidad y/o calor en el sitio del proyecto

Este escenario es el más conveniente desde el punto de vista económico y el más conservador ya que es el de emisiones más bajas.

Tabla 5: Datos y parámetros principales

Datos/parámetros	Fuente de los datos
Eficiencia térmica de los sistemas actuales	Promedio de los tres últimos años de los archivos de Ledesma
Eficiencia eléctrica de los sistemas actuales	Promedio de los últimos tres años de los archivos de Ledesma
Eficiencia térmica de los sistemas nuevo y de referencia	Especificaciones técnicas de datos del proveedor
Eficiencia eléctrica de los sistemas nuevo y de referencia	Especificaciones técnicas de datos del proveedor
Consumo de bagazo	Datos compatibles con las eficiencias y disponibilidad
Generación de electricidad	Datos compatibles con las eficiencias y la producción de calor
Generación de vapor	Datos compatibles con las eficiencias y con la demanda de calor
Poder calorífico neto del bagazo	Promedio de los últimos tres años de los archivos de Ledesma

**B.5. Descripción de cómo se reducen las emisiones antropogénicas de GEI por las fuentes por debajo de aquellas que hubieran ocurrido en ausencia de la actividad de proyecto MDL registrada (evaluación y demostración de adicionalidad):**

Evidencia sobre la consideración temprana y seria del MDL:

Ledesma analizó la posibilidad de abastecer la demanda de energía futura de la planta con la capacidad de equipamiento actual y concluyó que será posible, aún cuando la planta de papel creciera a 150.000 t/año y la de azúcar a 450.000 t/año.

Sin embargo, la posibilidad de instalar una nueva caldera que reemplace a las de baja presión también se analizó. La conclusión fue que aunque la nueva caldera reduciría el consumo de gas natural e incrementaría la generación de electricidad por la diferencia de presión, el resultado del análisis económico no fue atractivo. Por lo que sólo el escenario alternativo 2 (sección B.4) es una opción disponible a ser candidato a línea de base como se muestra más abajo.

Ledesma decidió llevar a cabo el proyecto propuesto aún cuando el resultado de la evaluación económica mostró que la caldera AP no era conveniente, teniendo una mayor alternativa al invertir en una caldera BP. El MDL jugó un papel vital para reducir las desventajas económicas de la actividad de proyecto.

La fecha de inicio del proyecto es el 25 de Marzo de 2008, cuando se colocó la orden de compra para la caldera (ver archivo “Orden de compra y montaje caldera 6”).

Se presentan eventos y comunicaciones previas y posteriores a la fecha de inicio en la siguiente línea de tiempo hasta la fecha de validación:

Línea de tiempo

Fecha	Evento
24/06/04	Reunión de Directorio para apoyar las actividades MDL
18/08/06	Minutas de la reunión 1 e informes de una consultora
04/10/06	Inicio de contactos con consultores del MDL
06/10/06	Minutas de la reunión 2
20/10/06	Minutas de la reunión 3
15/12/06	Minutas de la reunión 4
20/02/07	Comunicaciones internas al Directorio
16/03/07	Minutas de la reunión 5
26/04/07	Minutas de la reunión 6
21/12/07	Comunicación interna con la Gerencia General
17/01/08	Contratación del consultor MDL (etapa de factibilidad)
25/03/08	Orden de compra para la caldera HP: Fecha de inicio del proyecto
06/06/08	Presentación del borrador del EIA a las autoridades provinciales
09/08/08	Inicio del proceso de consulta a las partes interesadas
24/10/08	Minutas de la reunión 7



28/11/08	Minutas de la reunión 8
22/12/08	Presentación del proyecto a la AND
02/01/09	Inicio de contactos con las EOD
29/01/09	Comunicados internos sobre retrasos significativos en el cronograma de implementación de la caldera 6
10/02/09	Suspensión temporaria de avances en el MDL
08/05/09	Presentación final del EIA a las autoridades provinciales
02/06/09	Aprobación del EIA
14/10/09	Reinicio de actividades para el MDL
19/10/09	Contacto con la EOD (ICONTEC)
28/10/09	Propuesta de servicios de la EOD
21/12/09	Aprobación interna de pruebas con residuos madereros
28/01/10	Confirmación de los servicios de validación de ICONTEC
28/01/10	Presentación del DP a la EOD

Paso 3: Análisis de inversión

Los indicadores financieros elegidos son el VAN y la TIR. La tasa de descuento utilizada es del 12% ya que fue determinada por la Gerencia Corporativa Financiera de Ledesma como la tasa de evaluación de proyectos de la compañía para el año 2007. También coincide con el índice utilizado por los bancos para inversiones privadas (Índice promedio Badlar 2007).

Los principales parámetros usados en el cálculo del VAN se resumen en la tabla 7:

Tabla 6: Parámetros principales

Parámetro	Valor AP	Valor BP	Unidad
Inversión	20.982.729	5.800.000	USD
Δ electricidad a la red	62.692	9.692	MWh/año
Ahorros de gas natural	40.268	26.651	Nm ³ /día
Precio de la electricidad	40	40	USD/MWh
Precio del gas natural	3	3	USD/millón Btu
Ahorros en O&M	220.000	220.000	USD/año
Impuesto a las ganancias	35	35	%
Tasa de descuento	12	12	%
VAN	-842.356	381.307	USD
TIR	11,2	13,2	%

El resultado del análisis económico muestra que el VAN del proyecto es mucho menor que la alternativa BP. Por lo tanto, el proyecto propuesto no es económicamente atractivo.

Un análisis de sensibilidad muestra que ante variaciones del 10% de las variables principales (los precios de la electricidad y del gas natural) la opción BP es siempre mejor que la AP, que escasamente sobrepasa a la tasa de descuento sólo si el precio de la electricidad es más elevado que el considerado en el análisis financiero. Estas conclusiones no son modificadas por la inclusión de inversiones adicionales asociadas



al uso de otros tipos de residuos de biomasa ya que los costos incrementales afectan tanto a la línea de base como al proyecto.

La inclusión de beneficios del MDL hace que el VAN sea positivo hasta USD 3.434.390 con una TIR del 15%, lo cual tiene un impacto decisivo en los resultados esperados del proyecto.

Por lo tanto, el proyecto propuesto es adicional.

B.6. Reducciones de emisiones:

B.6.1. Explicación de las elecciones metodológicas

La actividad de proyecto se describe en el escenario 22 de la metodología.

La actividad de proyecto incluye el reemplazo de una planta de cogeneración operada con residuos de biomasa por una nueva planta de cogeneración operada con residuos de biomasa que funciona junto a una planta de cogeneración operada con combustibles fósiles. Previo a la implementación de la actividad de proyecto y bajo la actividad de proyecto, la planta de cogeneración operada con combustibles fósiles es operada a la vez con una cantidad menor de residuos de biomasa (mucho menos que el 20%). El reemplazo incrementa la generación de energía eléctrica total, la generación térmica de vapor y la capacidad de uso de residuos de biomasa en el sitio del proyecto. En ausencia de la actividad de proyecto, la planta de cogeneración operada con residuos de biomasa también sería reemplazada por una nueva planta de cogeneración operada con residuos de biomasa (designada como “planta de referencia”). Esta planta de referencia tendría una eficiencia menor de generación eléctrica que la planta del proyecto (utilizando una caldera de baja presión en lugar de una caldera de alta presión) y una generación térmica de vapor de eficiencia menor que la planta del proyecto pero con la misma capacidad de uso de residuos de biomasa. El mismo tipo y cantidad de residuos de biomasa que en la planta del proyecto se usarían en la planta de referencia. En consecuencia, la energía generada por la planta del proyecto se generaría en ausencia de la actividad de proyecto (a) en la planta de referencia y –ya que la generación de energía en la planta del proyecto es mayor que en la planta de referencia, (b) en parte en las plantas de cogeneración operadas con combustibles fósiles y (c) en parte en las centrales eléctricas de la red. La nueva planta del proyecto tiene la misma vida útil que la planta de referencia. El calor generado por la planta del proyecto se generaría en ausencia de la actividad del proyecto (a) en la planta de referencia y –dado que la generación térmica de vapor es mayor en la planta del proyecto que en la planta de referencia, (b) parcialmente en plantas de cogeneración operadas con combustibles fósiles. La planta del proyecto, la planta de referencia y la planta de cogeneración existente son todas plantas que no pueden ser operadas para producir energía eléctrica solamente y con una tasa de eficiencia eléctrica y térmica mayormente constante.

La actividad de proyecto reduce principalmente emisiones de CO₂ a través de la sustitución de energía eléctrica y calor generados a partir de combustibles fósiles por generación de energía con residuos de biomasa. La reducción de emisiones ERY por la actividad de proyecto durante un año dado y es la diferencia entre las reducciones de emisiones a través de la sustitución de generación eléctrica con combustibles fósiles ($ER_{electricity,y}$), las reducciones de emisiones a través de la sustitución de generación calor con combustibles fósiles (ER_{heat}), las emisiones del proyecto (PE_y) y las emisiones debidas a las fugas (Ly). Las emisiones de línea de base debidas al decaimiento natural o la quema de



fuentes antropogénicas de residuos de biomasa ($BE_{biomasa,y}$) no aplican a esta situación ya que los residuos de biomasa hubieran sido usados en la línea de base y su cantidad es la misma.

$$ER_y = ER_{heat,y} + ER_{electricity,y} + BE_{biomasa,y} - PE_y - L_y$$

donde

ER_y = Reducción de emisiones de la actividad del proyecto durante el año y (tCO_2/yr)

$ER_{electricity,y}$ = Reducción de emisiones debida al desplazamiento de electricidad durante el año y (tCO_2/yr)

$ER_{heat,y}$ = Reducción de emisiones debida al desplazamiento de calor durante el año y (tCO_2/yr)

$BE_{biomasa,y}$ = Emisiones de línea de base debidas al decaimiento natural o quema de fuentes antropogénicas de residuos de biomasa durante el año y (tCO_2e/yr)

PE_y = Emisiones del proyecto durante el año y (tCO_2/yr)

L_y = Fugas durante el año y (tCO_2/yr)

Las emisiones del proyecto comprenden a las emisiones de diferentes fuentes de acuerdo con la metodología:

Emisiones de dióxido de carbono por combustión de combustibles fósiles para el transporte de residuos de biomasa a la planta del proyecto (PE_Ty): En casos donde los residuos de biomasa no se generan directamente en el sitio del proyecto.

Este no es el caso de la actividad de proyecto propuesta. Por lo tanto, esta fuente no es aplicable.

Emisiones de dióxido de carbono por el consumo de combustibles fósiles en el sitio ($PEFFy$): La apropiada y eficaz operación de la planta de energía operada con residuos de biomasa puede requerir el uso de combustibles fósiles, por ejemplo para arranques o durante las operaciones invernales (cuando la humedad de la biomasa es muy elevada) o para la preparación o transporte en el sitio de los residuos de biomasa.

La actividad de proyecto propuesta no requiere combustibles fósiles para la quema de biomasa. Por lo tanto, esta fuente no es aplicable.

Emisiones de CO_2 provenientes del consumo eléctrico ($PEEC,y$): Las emisiones de CO_2 a causa del consumo eléctrico en el sitio ($PEEC,y$) deben ser calculadas usando la última versión aprobada de la “Herramienta para calcular la línea de base, las emisiones del proyecto y/o fugas a partir del consumo de electricidad”.

La actividad de proyecto propuesta no consume energía eléctrica para el tratamiento de biomasa u otros. Por lo tanto, esta fuente no es aplicable.

Emisiones de metano provenientes de la combustión de residuos de biomasa ($PE_{Biomasa,CH_4,y}$): Si esta fuente ha sido incluida en la frontera del proyecto.

Este no es el caso de la actividad de proyecto propuesta. Por lo tanto, esta fuente no es aplicable.

Emisiones de metano provenientes del tratamiento de aguas residuales ($PE_{WW,CH_4,y}$): Esta fuente de emisión debe ser estimada en los casos en que las aguas residuales que se originan en el tratamiento de la biomasa es (parcialmente) tratada bajo condiciones anaeróbicas y en donde el metano proveniente de las aguas residuales no es capturado ni quemado o combustionado.

Este no es el caso de la actividad de proyecto propuesta. Por lo que esta fuente no es aplicable.



Se calculan las reducciones de emisiones debidas al desplazamiento de electricidad ER_y multiplicando la cantidad neta del aumento de electricidad generada por residuos de biomasa como resultado de la actividad de proyecto (EG_y) con el factor de emisión de CO_2 de la línea de base para la electricidad desplazada por el proyecto ($EF_{electricidad,y}$) de la siguiente manera:

$$ER_{electricidad,y} = EG_y \times EF_{electricidad,y}$$

donde:

$ER_{electricidad,y}$ = Reducción de emisiones debida al desplazamiento de electricidad durante el año y (tCO_2/yr)

EG_y = Cantidad neta de generación de electricidad incrementada como resultado de la actividad de proyecto (incremental a la generación de la línea de base) durante el año y (MWh)

$EF_{electricidad,y}$ = Factor de emisión de CO_2 para la electricidad desplazada debido a la actividad de proyecto durante el año y (tCO_2/MWh)

El factor de emisión para el desplazamiento de electricidad debería corresponder al factor de emisión de la red ($EF_{electricidad,y} = EF_{red,y}$) y $EF_{red,y}$ se determinará como margen combinado (MComb), siguiendo las guías de la sección “Líneas de base” en la “Metodología consolidada de línea de base para la generación eléctrica de fuentes renovables conectadas a la red” (ACM0002), ya que la capacidad de generación de energía de la planta del proyecto es de más de 15 MW.

Se siguieron los pasos que se detallan a continuación en el uso de la “Herramienta para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico”:

PASO 1. Identificar el sistema de energía eléctrica relevante.

La red se define como la unificación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP¹).

PASO 2. Seleccionar un método de margen de operación (MO).

Para el cálculo del $EF_{grid,OM,y}$ se usó el método simple MO (alternativa a) en base al procedimiento ex-ante de utilización de datos, teniendo en cuenta que las generaciones de energía hidroeléctrica más energía nuclear en Argentina son menores que el 50%.

PASO 3. Calcular los factores de emisión del margen de operación de acuerdo al método seleccionado.

El MO simple se calculó en base a la guía proporcionada por la herramienta respectiva. Para el cálculo del factor de emisión se utilizó la opción A (basada en los datos de consumo de combustibles y generación de electricidad neta de cada central/unidad) del método simple MO. Se utilizaron datos para los últimos tres años (2005, 2006 y 2007).

PASO 4. Identificar el grupo de centrales a ser incluidas en el margen de construcción (MC).

¹ Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico



La herramienta indica que el grupo debe ser elegido entre el conjunto de las cinco centrales que han sido construidas más recientemente (a) o el conjunto de adiciones de capacidad al sistema eléctrico que comprende el 20% de la generación del sistema y que ha sido construido más recientemente (b). La opción que comprende la mayor generación anual es la segunda. Se calculó también el $EF_{grid, BM, y}$ ex-ante según se indicó en la Herramienta.

PASO 5. Calcular el factor de emisión del margen de construcción.

El margen de construcción se calculó de acuerdo con las guías de la Herramienta. El factor de emisión se calculó de la misma manera que el factor de emisión MO.

El factor de emisión de CO₂ de cada unidad de energía m ($EF_{EL, m, y}$) se determinó según las guías del paso 3 (a) de la Herramienta para el MO simple, utilizando la opción B1, utilizando para y el año histórico más reciente para el cual los datos de generación de energía están disponibles, y usando para m las unidades de energía incluidas en el margen de construcción.

PASO 6. Calcular el factor de emisión del margen combinado (MComb).

El factor de emisión de electricidad de la red usado en la actividad de proyecto ($EF_{grid, CM, y}$) es calculado como el promedio pesado de los márgenes de operación ($EF_{grid, OM, y}$) y de construcción ($EF_{grid, BM, y}$), usando el factor 0,5 para cada uno.

El factor de emisión establecido por este procedimiento es 0,4858 tCO₂e/MWh. Con el propósito de realizar los cálculos, se ha seleccionado el factor de emisión de la red correspondiente a los 3 últimos años cuando se tomó la decisión de avanzar con el proyecto. Sin embargo, este factor será recalculado y actualizado cada año a lo largo del período de acreditación seleccionado con propósitos de monitoreo utilizando el año en el que la actividad del proyecto desplaza la electricidad en la red, de acuerdo a la opción *expost*, para acercarse más a las condiciones reales.

En el caso del escenario 22, EG_y está determinado basado en la eficiencia energética neta promedio de generación eléctrica en la planta del proyecto antes de la implementación del proyecto ($\varepsilon_{el, planta}$ de línea de base = $\varepsilon_{el, pre}$ proyecto) y la eficiencia energética neta promedio de generación eléctrica en la planta del proyecto luego de la implementación del proyecto ($\varepsilon_{el, planta}$ del proyecto, y) de la siguiente manera:

$$EG_y = EG_{project\ plant; y} \times \left(1 - \frac{\varepsilon_{el, reference_plant}}{\varepsilon_{el, project_plant; y}} \right) - \frac{1}{3,6} \times \varepsilon_{el, fossilfuel_plant, y} \times Q_y$$

donde:

EG_y = Cantidad neta de generación de electricidad incrementada como resultado de la actividad de proyecto (MWh)

$EG_{project\ plant, y}$ = Cantidad neta de electricidad generada en la planta del proyecto durante el año y (MWh)

$\varepsilon_{el, planta}$ de referencia = Eficiencia energética neta promedio de generación de electricidad en la planta de referencia (tasa)

$\varepsilon_{el, project\ plant, y}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de electricidad en la planta del proyecto en el año y (tasa)



$\epsilon_{el, \text{fossilfuel}_{plant,y}}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de electricidad en la(s) planta(s) de combustibles fósiles durante el año y (tasa)

Q_y = Cantidad incremental de energía de combustible equivalente que debería quemarse en las plantas de combustibles fósiles en ausencia de la actividad de proyecto durante el año y (para generar el calor adicional). Se calcula utilizando la ecuación para Q_y en el escenario 22 de la sección “Incremento o reducción de emisiones debido al desplazamiento de calor” (GJ)

La eficiencia neta promedio de generación de electricidad en la planta de combustibles fósiles se calculará dividiendo la generación de electricidad durante el año y por la suma de todos los combustibles (residuo de biomasa de tipo k y combustible fósil de tipo i), expresados en unidades de energía de la siguiente manera:

$$\epsilon_{el, \text{fossilfuel}_{plant,y}} = \frac{3,6 \times EG_{\text{fossilfuel}_{plant,y}}}{\sum_k BF_{\text{fossilfuel}_{plant,k,y}} \times NCV_k + \sum_i FF_{\text{fossilfuel}_{plant,i,y}} \times NCV_i}$$

donde:

$\epsilon_{el, \text{fossilfuel}_{plant,y}}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de electricidad en la(s) planta(s) de combustibles fósiles durante el año y (tasa)

$EG_{\text{fossilfuel}_{plant,y}}$ = Cantidad neta de electricidad generada en la(s) planta(s) de combustibles fósiles en el sitio del proyecto durante el año y (MWh)

3.6 = Factor de conversión de MWh a GJ

NCV_k = Poder calorífico neto del residuo de biomasa de tipo k (GJ/tonelada de materia seca o GJ/litro)

NCV_i = Poder calorífico neto del combustible fósil de tipo i (GJ/masa o unidad de volumen)

$BF_{\text{fossilfuel}_{plant,k,y}}$ = Cantidad de residuos de biomasa de tipo k quemado en la planta de combustibles fósiles durante el año y (toneladas de materia seca o litro)

$FF_{\text{fossil fuel}_{plant,i,y}}$ = Cantidad de combustible fósil de tipo i quemado en la planta de combustibles fósiles en el sitio del proyecto durante el año y (unidad de maso o volumen por año)

La eficiencia energética neta promedio de generación de electricidad en la planta del proyecto debería ser calculada dividiendo la generación de electricidad durante el año y por la suma de todos los combustibles (residuo de biomasa de tipo k y combustible fósil de tipo i) expresados en unidades de energía de la siguiente manera:

$$\epsilon_{el, \text{project}_{plant,y}} = \frac{3,6 \times EG_{\text{project}_{plant,y}}}{\sum_k BF_{k,y} \times NCV_k + \sum_i FF_{\text{project}_{plant,i,y}} \times NCV_i}$$

donde:

$\epsilon_{el, \text{project}_{plant,y}}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de energía eléctrica en la planta del proyecto en el año y (tasa)

$EG_{\text{project}_{plant,y}}$ = Cantidad neta de electricidad generada en la planta del poyecto durante el año y (MWh)

NCV_k = Poder calorífico neto del residuo de biomasa de tipo k (GJ/toneladas de materia seca GJ/litro)

NCV_i = Poder calorífico neto del combustible fósil de tipo i (GJ/unidad de masa o volumen)

$BF_{k,y}$ = Cantidad de residuos de biomasa de tipo k quemado en la planta del proyecto durante al año y (toneladas de materia seca o litro)



$FF_{\text{project plant},i,y}$ = Cantidad de combustible fósil de tipo i quemado en la planta del proyecto durante el año y (unidad de masa o volumen por año)

La reducción de emisiones debida al desplazamiento de calor se calcula de la siguiente manera:

$$ER_{\text{heat},y} = Q_y \times EF_{\text{CO}_2, \text{BL},y}$$

$$Q_y = \frac{Q_{\text{project_plant},y}}{\varepsilon_{\text{th}, \text{fossilfuel_plant},y}} \times \left(1 - \frac{\varepsilon_{\text{th}, \text{reference_plant}}}{\varepsilon_{\text{th}, \text{project_plant},y}} \right)$$

donde:

$ER_{\text{heat},y}$ = Emisiones de línea de base debidas al desplazamiento de calor durante el año y (tCO₂/yr)

Q_y = Cantidad incremental de combustible en energía equivalente que se quemaría en la(s) planta(s) de combustibles fósiles en ausencia de la actividad de proyecto en el año y (para satisfacer las necesidades adicionales de calor) (GJ)

$EF_{\text{CO}_2, \text{BL},y}$ = Factor de emisión de CO₂ del tipo de combustible que se debería utilizar para la generación de calor en ausencia de la actividad de proyecto (tCO₂/GJ) en la(s) planta(s) de combustibles fósiles en el sitio del proyecto. Ver la ecuación de abajo

$Q_{\text{project plant},y}$ = Cantidad neta de calor generado en la planta de cogeneración del proyecto proveniente de la quema de residuos de biomasa durante el año y (GJ)

$\varepsilon_{\text{th}, \text{fossilfuel_plant},y}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de calor en las plantas de cogeneración de combustibles fósiles en el sitio del proyecto durante el año y , que se calculará según se indica abajo (tasa)

$\varepsilon_{\text{th}, \text{reference_plant}}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de calor en la planta de referencia que utilizaría los residuos de biomasa quemados en la planta del proyecto en ausencia de la actividad del proyecto (tasa)

$\varepsilon_{\text{th}, \text{project_plant},y}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de calor en la planta de cogeneración del proyecto (tasa)

La eficiencia energética neta promedio de generación de calor en las plantas de cogeneración de combustibles fósiles y el factor de emisión del combustible se determinan según:

$$\varepsilon_{\text{th}, \text{fossilfuel_plant},y} = \frac{Q_{\text{fossilfuel_plant},y}}{\sum_k BF_{\text{fossilfuel_plant},k,y} \times NCV_k + \sum_i FF_{\text{fossilfuel_plant},i,y} \times NCV_i}$$

$$EF_{\text{CO}_2, \text{BL},y} = \frac{\sum_i NCV_i \times FF_{\text{fossilfuel_plant},i,y} \times EF_{\text{CO}_2, \text{FF},i}}{\sum_k BF_{\text{fossilfuel_plant},k,y} \times NCV_k + \sum_i FF_{\text{fossilfuel_plant},i,y} \times NCV_i}$$

donde:

$\varepsilon_{\text{th}, \text{fossilfuel_plant},y}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de calor en la(s) planta(s) de combustibles fósiles



$Q_{\text{fossil fuel plant},y}$ = Cantidad de calor generado en la planta de cogeneración de combustibles fósiles del proyecto (GJ)

$BF_{\text{fossil fuel plant},k,y}$ = Cantidad de residuos de biomasa de tipo k quemado en la planta de combustibles fósiles durante el año y (toneladas de materia seca o litro)

NCV_k = Poder calorífico neto del residuo de biomasa de tipo k (GJ/tonelada de materia seca o GJ/litro)

NCV_i = Poder calorífico neto del combustible fósil de tipo i (GJ/unidad de masa o volumen)

$FF_{\text{fossil fuel plant},i,y}$ = Cantidad de combustible fósil de tipo i quemado en la planta de combustibles fósiles durante el año y (unidad de masa o volumen por año)

$EF_{\text{CO}_2,FF,i}$ = Factor de emisión del combustible fósil de tipo i quemado en la planta de combustibles fósiles (tCO_2/GJ)

La eficiencia energética neta promedio de generación de calor en la planta del proyecto se determina de la siguiente manera:

$$\varepsilon_{\text{th,project plant},y} = \frac{Q_{\text{project plant},y}}{\sum_k BF_{k,y} \times NCV_k + \sum_i FF_{\text{project plant},i,y} \times NCV_i}$$

donde:

$\varepsilon_{\text{th,project plant},y}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de calor en la planta del proyecto

$Q_{\text{project plant},y}$ = Cantidad de calor generado en la planta de cogeneración del proyecto que quema residuos de biomasa durante el año y (GJ)

$BF_{k,y}$ = Cantidad de residuos de biomasa de tipo k quemados en la planta del proyecto durante el año y (toneladas de materia seca o litro)

NCV_k = Poder calorífico neto del residuo de biomasa de tipo k (GJ/toneladas de materia seca o GJ/litro)

NCV_i = Poder calorífico neto del combustible fósil de tipo i (GJ/unidad de masa o volumen)

$FF_{\text{project plant},i,y}$ = Cantidad de combustible fósil de tipo i quemado en la planta del proyecto durante el año y (unidad de masa o volumen por año)

No es necesario considerar los efectos de las fugas en el escenario 22.

B.6.2. Datos y parámetros disponibles en la validación:

Datos / Parámetros:	$\varepsilon_{\text{el,reference plant}}$
Unidad de los datos:	-
Descripción:	Eficiencia energética neta promedio de generación de electricidad en la planta de referencia que se construiría en ausencia de la actividad de proyecto
Fuente de datos usada:	Archivos de Ledesma y datos del proveedor
Valor aplicado:	0,049
Justificación de la elección de datos o descripción de los métodos de medición y procedimientos actualmente aplicados:	Basado en las eficiencias de las calderas con datos históricos de tres años
Comentario:	



Datos / Parámetros:	$\epsilon_{th,reference\ plant}$
Unidad de los datos:	-
Descripción:	Eficiencia energética neta promedio de la generación de calor en la planta de referencia que se construiría en ausencia de la actividad de proyecto
Fuente de datos usada:	Archivos de Ledesma y proveedor de datos
Valor aplicado:	0,752
Justificación de la elección de datos o descripción de métodos de medición y procedimientos actualmente aplicados:	Basado en las eficiencias de calderas con datos históricos de 3 años
Comentarios:	

Datos / Parámetros:	$EF_{CO_2,FF,i}$
Unidad de los datos:	tCO_2/GJ
Descripción:	Factor de emisión de CO_2 del gas natural utilizado para la generación de calor en ausencia de la actividad de proyecto
Fuente de datos usada:	Factor de emisión por defecto del IPCC
Valor aplicado:	0,0561
Justificación de la elección de datos o descripción de métodos de medición y procedimientos actualmente aplicados:	
Comentarios:	

Datos / Parámetros:	$EF_{electricity,y}$
Unidad de los datos:	tCO_2/MWh
Descripción:	Factores de emisión de CO_2 para la electricidad desplazada debido a la actividad del proyecto durante el año y
Fuente de datos usada:	Archivos de CAMMESA
Valor aplicado:	0,4858
Justificación de la elección de datos o descripción de métodos de medición y procedimientos actualmente aplicados:	Basado en datos históricos de 3 años
Comentarios:	Este valor será actualizado anualmente

B.6.3. Cálculo ex-ante de la reducción de emisiones:



La reducción de emisiones se calculó basada en la siguiente ecuación según establece la metodología (asumiendo una zafra de 160 días y trabajando a la capacidad nominal de las calderas de referencia y del proyecto; sólo se reclama las reducciones de emisiones producidas en el período de zafra, ya que es el período en el que se utilizan los residuos de biomasa):

$$ER_y = ER_{electricity;y} + ER_{heat;y} + BE_{biomass;y} - PE_y - L_y$$
$$= 27.216 \text{ tCO}_2/\text{y} + 14.646 \text{ tCO}_2/\text{y} + 0 - 0 - 0 = 41.862 \text{ tCO}_2/\text{y}$$

donde:

ER_y = Reducción de emisiones de la actividad de proyecto durante el año y (tCO_2/yr)

$ER_{electricity;y}$ = Reducción de emisiones debida al desplazamiento de electricidad durante el año y (tCO_2/yr)

$ER_{heat;y}$ = Reducción de emisiones debida al desplazamiento de calor durante el año y (tCO_2/yr)

$BE_{biomass;y}$ = Emisiones de línea de base debidas al decaimiento natural o a la quema de fuentes antropogénicas de residuos de biomasa durante el año y (tCO_2/yr)

PE_y = Emisiones del proyecto durante el año y (tCO_2/yr)

L_y = Emisiones por fugas durante el año y (tCO_2/yr)

Según se explicó antes, las emisiones del proyecto son cero, así también como las emisiones de línea de base debidas al decaimiento natural o a la quema de fuentes antropogénicas de residuos de biomasa, y no es necesario considerar las fugas.

En el caso de que pequeñas cantidades de residuos madereros y/u otros residuos volátiles de caña de azúcar (para los que no hay ninguna experiencia en el mundo) sean utilizados, las emisiones adicionales del proyecto deberían ser incluidas, asociadas a la producción de chips de madera o al tratamiento mecánico de residuos volátiles de caña de azúcar, de acuerdo con la última versión aprobada de la “Herramienta para calcular las emisiones de CO_2 provenientes de la combustión de combustibles fósiles correspondientes al proyecto o a las fugas”. Se espera que durante el primer período de acreditación sólo se queme bagazo en las calderas, ya que otro tipo de residuos de biomasa se encuentran en un estado de factibilidad.

La reducción de emisiones debida al desplazamiento de electricidad ER_y se calcula multiplicando el incremento neto de electricidad generada con los residuos de biomasa como resultado de la actividad de proyecto (EG_y) con el factor de emisión de línea de base de CO_2 para la electricidad desplazada debida al proyecto ($EF_{electricity;y}$) de la siguiente manera:

$$ER_{electricity;y} = EG_y \times EF_{electricity;y}$$
$$= 56.024 \text{ MWh}/\text{y} \times 0,4858 \text{ tCO}_2/\text{MWh} = 27.216 \text{ tCO}_2/\text{y}$$

donde:

$ER_{electricity;y}$ = Reducción de emisiones debida al desplazamiento de electricidad durante el año y (tCO_2/yr)

EG_y = Incremento neto de electricidad generada como resultado de la actividad de proyecto (incremental respecto de la generación de la línea de base) durante el año y (MWh)

$EF_{electricity;y}$ = Factor de emisión de CO_2 para la electricidad desplazada debido a la actividad de proyecto durante el año y (tCO_2/MWh)

EG_y , en el caso del escenario 22, se determina basado en la eficiencia promedio de generación de electricidad de la planta del proyecto previo a su implementación ($e_{el,baseline\ plant} = e_{el,reference}$)



plant) y la eficiencia energética neta promedio de generación de electricidad en la planta del proyecto luego de su implementación ($\varepsilon_{el,project\ plant,y}$) según:

$$EG_y = EG_{project\ plant;y} \times \left(1 - \frac{\varepsilon_{el,reference\ plant}}{\varepsilon_{el,project\ plant;y}} \right) - \frac{1}{3,6} \times \varepsilon_{el,fossilfuel\ plant,y} \times Q_y$$

$$= 136.119 \text{ MWh/y} \times (1 - 0,049/0,089) - 1/3,6 \text{ MWh/GJ} \times 0,067 \times 261.068 \text{ GJ/y} = \mathbf{56.024 \text{ MWh/y}}$$

donde:

EG_y = Incremento neto de electricidad generada como resultado de la actividad de proyecto (MWh)

$EG_{project\ plant,y}$ = Cantidad neta de electricidad generada en la planta del proyecto durante el año y (MWh)

$\varepsilon_{el,reference\ plant}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de electricidad en la planta de referencia (tasa)

$\varepsilon_{el,project\ plant,y}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de electricidad en la planta del proyecto en el año y (tasa)

$\varepsilon_{el,fossilfuel\ plant,y}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de electricidad en la planta de combustibles fósiles en el año y (tasa)

Q_y = Cantidad incremental de combustible en energía equivalente que se quemaría en la planta de combustibles fósiles en ausencia de la actividad de proyecto durante el año y para generar el adicional de calor (GJ)

La eficiencia energética neta promedio de generación de electricidad en la planta de combustibles fósiles se calcula dividiendo la electricidad generada durante el año y por la suma de todos los combustibles (residuo de biomasa de tipo k y combustible fósil de tipo i), expresado en unidades de energía, según:

$$\varepsilon_{el,fossilfuel\ plant;y} = \frac{3,6 \times EG_{fossilfuel\ plant;y}}{\sum_k BF_{fossilfuel\ plant,k,y} \times NCV_k + \sum_i FF_{fossilfuel\ plant,i,y} \times NCV_i}$$

$$= 62.911/943.623 = \mathbf{0,067}$$

donde:

$\varepsilon_{el,fossilfuel\ plant,y}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de electricidad en la planta de combustibles fósiles durante el año y (tasa)

$EG_{fossilfuel\ plant,y}$ = Cantidad neta de electricidad generada en la planta de combustibles fósiles en el sitio del proyecto durante el año y (MWh)

3,6 = Factor de conversión de MWh a GJ

NCV_k = Poder calorífico neto del residuo de biomasa de tipo k (GJ/tonelada de materia seca o GJ/litro)

NCV_i = Poder calorífico neto del combustible fósil de tipo i (GJ/unidad de masa o volumen)

$BF_{fossil\ fuel\ plant,k,y}$ = Cantidad de residuos de biomasa de tipo k quemado en la planta de combustibles fósiles durante el año y (toneladas de materia seca o litro)

$FF_{fossilfuel\ plant,i,y}$ = Cantidad de combustible fósil de tipo i quemado en la planta de combustibles fósiles en el sitio del proyecto durante el año y (unidad de masa o volumen por año)

La eficiencia energética neta promedio de generación de electricidad en la planta del proyecto debería ser calculada dividiendo la generación de electricidad durante el año y por la suma de todos los combustibles



(residuo de biomasa de tipo k y combustible fósil de tipo i), expresados en unidades de energía, de la siguiente manera:

$$\varepsilon_{el, project_plant,y} = \frac{3,6 \times EG_{project_plant,y}}{\sum_k BF_{k,y} \times NCV_k + \sum_i FF_{project_plant,i,y} \times NCV_i}$$

$$= 490.030/5.520.023 = \mathbf{0,089}$$

donde:

$\varepsilon_{el,project_plant,y}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de electricidad en la planta del proyecto durante el año y (tasa)

$EG_{project_plant,y}$ = Cantidad neta de electricidad generada en la planta del proyecto durante el año y (MWh)

NCV_k = Poder calorífico neto del residuo de biomasa de tipo k (GJ/toneladas de materia seca GJ/litro)

NCV_i = Poder calorífico neto del combustible fósil de tipo i (GJ/unidad de masa o volumen)

$BF_{k,y}$ = Cantidad de residuos de biomasa de tipo k quemado en la planta del proyecto durante el año y (toneladas de materia seca o litro)

$FF_{project_plant,i,y}$ = Cantidad de combustible fósil de tipo i quemado en la planta del proyecto durante el año y (unidad de masa o volumen por año)

Las reducciones de emisiones debidas al desplazamiento de calor se calculan de la siguiente manera:

$$ER_{heat,y} = Q_y \times EF_{CO_2,BL,y}$$

$$= 261.068 \text{ GJ} \times 0,0561 = \mathbf{14.646 \text{ tCO}_2/y}$$

$$Q_y = \frac{Q_{project_plant,y}}{\varepsilon_{th,fossilfuel_plant,y}} \times \left(1 - \frac{\varepsilon_{th,reference_plant}}{\varepsilon_{th,project_plant,y}} \right)$$

$$= 4.384.503 \text{ GJ/y} / 0,899 \times (1 - 0,752/0,794) = \mathbf{261.068 \text{ GJ/y}}$$

donde:

$ER_{heat,y}$ = Emisiones de línea de base debidas al desplazamiento de calor durante el año y (tCO_2/yr)

Q_y = Cantidad incremental de combustible en energía equivalente que se quemaría en la(s) planta(s) de combustibles fósiles en ausencia de la actividad de proyecto en el año y (para satisfacer las necesidades adicionales de calor) (GJ)

$EF_{CO_2,BL,y}$ = Factor de emisión de CO_2 del tipo de combustible que se debería utilizar para la generación de calor en ausencia de la actividad de proyecto (tCO_2/GJ) en la(s) planta(s) de combustibles fósiles en el sitio del proyecto. Ver la ecuación de abajo

$Q_{project_plant,y}$ = Cantidad neta de calor generado en la planta de cogeneración del proyecto proveniente de la quema de residuos de biomasa durante el año y (GJ)

$\varepsilon_{th,fossilfuel_plant,y}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de calor en las plantas de cogeneración de combustibles fósiles en el sitio del proyecto durante el año y, que se calculará según se indica abajo (tasa)

$\varepsilon_{th,reference_plant}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de calor en la planta de referencia que utilizaría los residuos de biomasa quemados en la planta del proyecto en ausencia de la actividad del proyecto (tasa)



$\varepsilon_{th,project\ plant,y}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de calor en la planta de cogeneración del proyecto (tasa)

La eficiencia energética neta promedio de generación de calor en las plantas de cogeneración de combustibles fósiles y el factor de emisión del combustible se determinan según:

$$\varepsilon_{th,fossilfuel_plant,y} = \frac{Q_{fossilfuel_plant,y}}{\sum_k BF_{fossilfuel_plant,k,y} \times NCV_k + \sum_i FF_{fossilfuel_plant,i,y} \times NCV_i}$$

$$= 747.905 \text{ GJ} / 832.076 \text{ GJ} = \mathbf{0,899}$$

$$EF_{CO2,BL,y} = \frac{\sum_i NCV_i \times FF_{fossilfuel_plant,i,y} \times EF_{CO2,FF,i}}{\sum_k BF_{fossilfuel_plant,k,y} \times NCV_k + \sum_i FF_{fossilfuel_plant,i,y} \times NCV_i}$$

$$= \mathbf{0,0561}$$

donde:

$\varepsilon_{th,fossilfuel\ plant,y}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de calor en la(s) planta(s) de combustibles fósiles

$Q_{fossil\ fuel\ plant,y}$ = Cantidad de calor generado en la planta de cogeneración de combustibles fósiles del proyecto (GJ)

$BF_{fossil\ fuel\ plant,k,y}$ = Cantidad de residuos de biomasa de tipo k quemado en la planta de combustibles fósiles durante el año y (toneladas de materia seca o litro)

NCV_k = Poder calorífico neto del residuo de biomasa de tipo k (GJ/tonelada de materia seca o GJ/litro)

NCV_i = Poder calorífico neto del combustible fósil de tipo i (GJ/unidad de masa o volumen)

$FF_{fossilfuel\ plant,i,y}$ = Cantidad de combustible fósil de tipo i quemado en la planta de combustibles fósiles durante el año y (unidad de masa o volumen por año)

$EF_{CO2,FF,i}$ = Factor de emisión del combustible fósil de tipo i quemado en la planta de combustibles fósiles (tCO₂/GJ)

La eficiencia energética neta promedio de generación de calor en la planta del proyecto se determina de la siguiente manera:

$$\varepsilon_{th,project_plant,y} = \frac{Q_{project_plant,y}}{\sum_k BF_{k,y} \times NCV_k + \sum_i FF_{project_plant,i,y} \times NCV_i}$$

$$= 4.384.503 \text{ GJ} / 5.520.023 \text{ GJ} = \mathbf{0,794}$$

$\varepsilon_{th,project\ plant,y}$ = Eficiencia energética neta promedio de generación de calor en la planta del proyecto

$Q_{project\ plant,y}$ = Cantidad de calor generado en la planta de cogeneración del proyecto que quema residuos de biomasa durante el año y (GJ)

$BF_{k,y}$ = Cantidad de residuos de biomasa de tipo k quemados en la planta del proyecto durante el año y (toneladas de materia seca o litro)

NCV_k = Poder calorífico neto del residuo de biomasa de tipo k (GJ/toneladas de materia seca o GJ/litro)



NCV_i = Poder calorífico neto del combustible fósil de tipo i (GJ/unidad de masa o volumen)

$FF_{\text{project plant},i,y}$ = Cantidad de combustible fósil de tipo i quemado en la planta del proyecto durante el año y (unidad de masa o volumen por año)

B.6.4 Resumen de la estimación ex-ante de la reducción de emisiones:

Tabla 7: Estimación ex-ante de la reducción de emisiones (tCO₂e)

Año	Estimación de emisiones para la actividad de proyecto (tCO ₂ e)	Estimación de emisiones de la línea de base (tCO ₂ e)	Estimación de las fugas (tCO ₂ e)	Estimación de la reducción de emisiones debida al desplazamiento de electricidad (tCO ₂ e)	Estimación de la reducción de emisiones debida al desplazamiento de calor (tCO ₂ e)	Estimación de la reducción de emisiones totales (tCO ₂ e)
2010	0	0	0	27.216	14.646	41.862
2011	0	0	0	27.216	14.646	41.862
2012	0	0	0	27.216	14.646	41.862
2013	0	0	0	27.216	14.646	41.862
2014	0	0	0	27.216	14.646	41.862
2015	0	0	0	27.216	14.646	41.862
2017	0	0	0	27.216	14.646	41.862
Total (t CO₂e)	0	0	0	190.514	102.521	293.035

B.7. Aplicación de la metodología de monitoreo y descripción del plan de monitoreo:

B.7.1 Datos y parámetros monitoreados:

Datos / Parámetros:	$EG_{\text{project plant},y}$
Unidad de los datos:	MWh/año
Descripción:	Cantidad neta de electricidad generada en la planta del proyecto durante el año y
Fuente de datos a ser utilizada:	Estimaciones de archivos de Ledesma
Valor de los datos aplicados con el propósito de calcular la reducción de emisiones esperadas en la sección B.5:	136.119
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a ser	Medidores de electricidad conectados a la planta



aplicados:	
Procedimientos AC/CC a ser aplicados:	Verificados con facturas
Comentarios:	

Datos / Parámetros:	$EG_{\text{fossilfuel plant,y}}$
Unidad de los datos:	MWh/año
Descripción:	Cantidad neta de electricidad generada en la planta de combustibles fósiles durante el año y
Fuente de datos a ser utilizada:	Estimaciones de archivos de Ledesma
Valor de los datos aplicados con el propósito de calcular la reducción de emisiones esperadas en la sección B.5:	17.475
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a ser aplicados:	Medidores de electricidad conectados a la planta
Procedimientos AC/CC a ser aplicados:	Verificados con facturas
Comentarios:	

Datos / Parámetros:	$BF_{k,y}$
Unidad de los datos:	toneladas/año
Descripción:	Cantidad de bagazo quemado en la planta del proyecto durante el año y
Fuente de datos a ser utilizada:	Estimaciones de archivos de Ledesma
Valor de los datos aplicados con el propósito de calcular la reducción de emisiones esperadas en la sección B.5:	5.520.023
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a ser aplicados:	Balanzas
Procedimientos AC/CC a ser aplicados:	Verificado con un balance de energía anual y recibos de compra de combustibles y por medio de un balance de masa entre la biomasa cosechada y la biomasa utilizada en la fábrica de papel y/o medida con balanzas
Comentarios:	

Datos / Parámetros:	$BF_{\text{fossilfuel plant,k,y}}$
----------------------------	------------------------------------



Unidad de los datos:	Toneladas/año
Descripción:	Cantidad de bagazo quemado en la planta de combustibles fósiles durante el año y
Fuente de datos a ser utilizada:	Archivos de Ledesma
Valor de los datos aplicados con el propósito de calcular la reducción de emisiones esperadas en la sección B.5:	0
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a ser aplicados:	La planta de combustibles fósiles no quema biomasa
Procedimientos AC/CC a ser aplicados:	
Comentarios:	

Datos / Parámetros:	$FF_{\text{project_plant},i,y}$
Unidad de los datos:	$m^3/\text{año}$
Descripción:	Cantidad de combustible fósil de tipo i quemado en la planta durante el año y
Fuente de datos a ser utilizada:	Estimaciones de archivos de Ledesma
Valor de los datos aplicados con el propósito de calcular la reducción de emisiones esperadas en la sección B.5:	5.998.080
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a ser aplicados:	Caudalímetros
Procedimientos AC/CC a ser aplicados:	Verificado con un balance de energía anual y cantidades compradas
Comentarios:	

Datos / Parámetros:	$FF_{\text{fossilfuel_plant},i,y}$
Unidad de los datos:	$m^3/\text{año}$
Descripción:	Cantidad de combustible fósil de tipo i quemado en la planta durante el año y
Fuente de datos a ser utilizada:	Estimaciones de archivos de Ledesma
Valor de los datos aplicados con el propósito de calcular la	25.568.281



reducción de emisiones esperadas en la sección B.5:	
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a ser aplicados:	Caudalímetros
Procedimientos AC/CC a ser aplicados:	Verificado con un balance de energía anual y cantidades compradas
Comentarios:	

Datos / Parámetros:	NCV _k
Unidad de los datos:	GJ/tonelada
Descripción:	Poder calorífico neto de la biomasa
Fuente de datos a ser utilizada:	Archivos de Ledesma
Valor de los datos aplicados con el propósito de calcular la reducción de emisiones esperadas en la sección B.5:	6,987
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a ser aplicados:	Prueba con calorímetro hecha por un laboratorio independiente
Procedimientos AC/CC a ser aplicados:	Verificado con valores por defecto del IPCC
Comentarios:	

Datos / Parámetros:	NCV _i
Unidad de los datos:	GJ/m ³
Descripción:	Valor calorífico neto del combustible fósil de tipo i
Fuente de datos a ser utilizada:	Archivos de Ledesma y valores nacionales de la segunda Comunicación Nacional a la CMNUCC
Valor de los datos aplicados con el propósito de calcular la reducción de emisiones esperadas en la sección B.5:	0,0351
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a ser aplicados:	Prueba con calorímetro hecha por un laboratorio independiente
Procedimientos AC/CC	Los valores nacionales pueden ser utilizados por defecto y los datos serán



a ser aplicados:	verificados con los valores por defecto del IPCC
Comentarios:	

Datos / Parámetros:	$Q_{\text{project plant,y}}$
Unidad de los datos:	GJ/año
Descripción:	Cantidad neta de calor generada en la planta de cogeneración a partir de la quema de biomasa durante el año y
Fuente de datos a ser utilizada:	Estimaciones de archivos de Ledesma
Valor de los datos aplicados con el propósito de calcular la reducción de emisiones esperadas en la sección B.5:	261.068
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a ser aplicados:	La generación neta de calor se determina como la diferencia de entalpía del vapor generado por la planta de cogeneración del proyecto menos la entalpía del agua de condensación y cualquier retorno de condensados. Las entalpías respectivas se determinarán basadas en los flujos de masa (o volumen), las temperaturas y la presión. Tablas de vapor o ecuaciones termodinámicas apropiadas se usarán para calcular la entalpía como función de la temperatura y la presión. La fracción de calor generada a partir de la quema de residuos de biomasa se determina dividiendo la cantidad de residuos de biomasa quemados por la cantidad total de todos los combustibles quemados, ambos expresados en cantidades de energía.
Procedimientos AC/CC a ser aplicados:	Verificado con un balance de energía anual
Comentarios:	

Datos / Parámetros:	$Q_{\text{fossil fuel plant,y}}$
Unidad de los datos:	GJ/año
Descripción:	Cantidad neta de calor generado en la planta de cogeneración de combustibles fósiles durante el año y
Fuente de datos a ser utilizada:	Estimaciones de archivos de Ledesma
Valor de los datos aplicados con el propósito de calcular la reducción de emisiones esperadas en la sección B.5:	747.905
Descripción de los métodos de medición y procedimientos a ser aplicados:	La generación neta de calor se determina como la diferencia de entalpía del vapor generado por la planta de cogeneración del proyecto menos la entalpía del agua de condensación y cualquier retorno de condensados. Las entalpías respectivas se determinarán basadas en los flujos de masa (o volumen), las temperaturas y la presión. Tablas de vapor o ecuaciones termodinámicas



	apropiadas se usarán para calcular la entalpía como función de la temperatura y la presión.
Procedimientos AC/CC a ser aplicados:	Verificado con un balance de energía anual
Comentarios:	

B.7.2. Descripción del plan de monitoreo:

El proyecto será monitoreado mediante procedimientos ya establecidos en la fábrica que forman parte del parte diario de producción de la fábrica de azúcar y alcohol, y nuevos procedimientos que serán implementados para asegurar la adquisición correcta de datos. Algunos datos, con fines comparativos, serán proporcionados por la fábrica de papel. El departamento de ingeniería será transversal a la mayor parte de las actividades de monitoreo y los gerentes de campo y de fábrica informarán al gerente técnico bajo la supervisión del gerente general.

La generación de electricidad será medida con medidores de electricidad instalados en cada generador. Esta tarea estará a cargo del Departamento de Energía, Control y Sistemas Eléctricos que reportará al gerente de la fábrica de alcohol y de azúcar.

La cantidad de biomasa quemada se determina con balanzas (algunas especialmente instaladas con propósitos de monitoreo) y verificadas mediante un balance de masas entre la biomasa cosechada y la biomasa usada en la fábrica de papel y/o pesadas en balanzas. Esto lo llevará a cabo el Departamento de Energía, Control y Sistemas Eléctricos y será informado al gerente de la fábrica de azúcar y alcohol. El consumo de combustibles fósiles también será manejado por este departamento.

El poder calorífico neto de la biomasa lo determina un laboratorio independiente mediante tests calorimétricos. El Departamento de Control de Calidad y el Laboratorio serán responsables en la selección del laboratorio y completarán esta tarea informando al gerente de la fábrica de azúcar y alcohol.

La cantidad de calor generado será monitoreado mediante la producción de vapor en las calderas y será transformado en energía como la diferencia de entalpía del vapor generado por la planta de cogeneración del proyecto menos la entalpía del agua de alimentación y cualquier retorno de condensados. Las entalpías respectivas se determinarán basadas en los flujos de masa (o volumen), la temperatura y la presión.

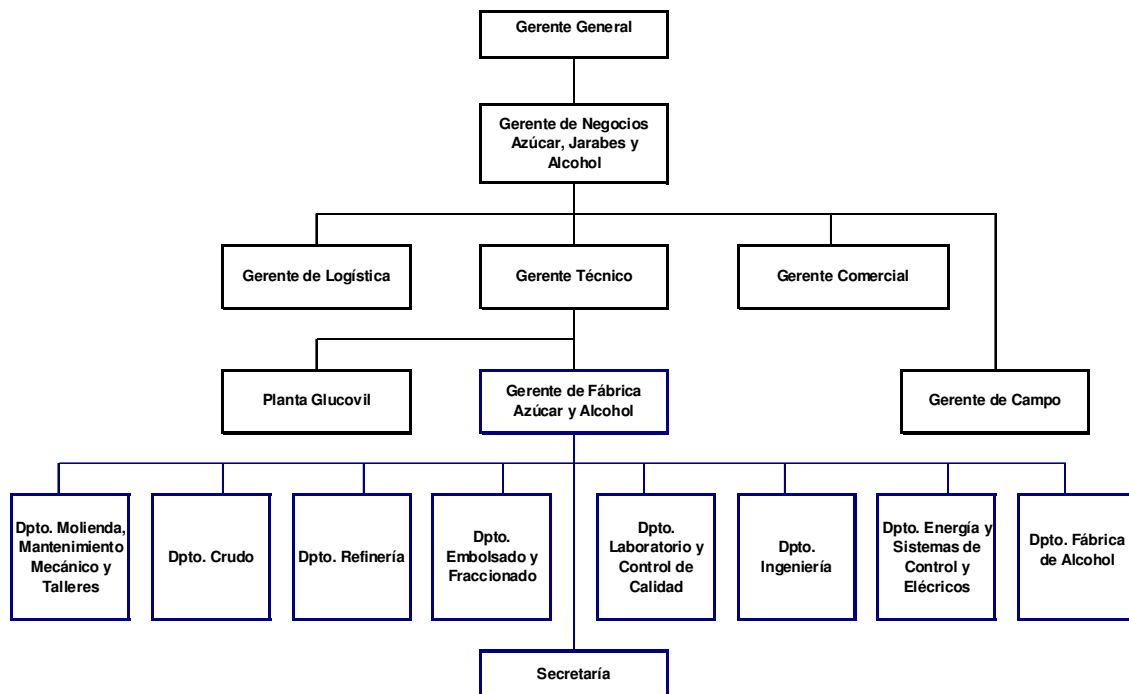
Se utilizarán tablas de vapor o ecuaciones termodinámicas apropiadas para calcular la entalpía como una función de la temperatura y la presión. Esta tarea estará a cargo del Departamento de Energía, Control y Sistemas Eléctricos y se informará al gerente de la fábrica de azúcar y alcohol.

Los procedimientos de medición y calibración, así como los procedimientos de aseguramiento y control de calidad, son parte de la gestión ambiental del ingenio. Todos los procedimientos se presentarán ante el validador durante la visita en el sitio.

El siguiente diagrama muestra el organigrama de la compañía y de los departamentos responsables relacionados.



Figura 3: Organigrama y departamentos responsables relacionados



B.8. Fecha de terminación de la aplicación del estudio de línea de base y de la metodología de monitoreo y el nombre de la(s) persona(s) responsable(s)/entidad(es):

Fecha de terminación: 09/11/2009

Nombre de la persona/entidad responsable: Consultor contratado por Ledesma S.A.A.I.

SECCIÓN C. Duración de la actividad de proyecto/período de acreditación:

C.1. Duración de la actividad de proyecto:

C.1.1. Fecha de inicio de la actividad de proyecto:

25/03/2008, fecha de la orden de compra de la caldera

C.1.2. Vida operativa esperada de la actividad de proyecto:

50 años

**C.2. Elección del período de acreditación e información relacionada:****C.2.1. Período de acreditación renovable:****C.2.1.1. Fecha de inicio del primer período de acreditación:**

01/05/2010 o fecha de registro, lo que suceda más tarde

C.2.1.2. Duración del primer período de acreditación:

7 años

C.2.2. Período de acreditación fijo:**C.2.2.1. Fecha de inicio:**

N/A

C.2.2.2. Duración:

N/A

SECCIÓN D. Impactos Ambientales**D.1. Documentación sobre el análisis de los impactos ambientales, incluyendo los impactos más allá de las fronteras:**

Como el proyecto se desarrollará en una planta existente, que opera de acuerdo a las reglamentaciones nacionales, el estudio de impacto ambiental requiere ajustes menores en los sistemas de control auxiliares.

El estudio fue llevado a cabo de acuerdo a una metodología de información matricial en donde los impactos se clasifican en positivos, neutrales o negativos. Se pesa cada efecto para evaluar su magnitud y se clasifica como temporal/permanente o focal/difuso.

El estudio se divide en las siguientes secciones: Responsable, Descripción del proyecto, Marco legal, Inventario ambiental, Identificación de impactos ambientales. Mitigación y monitoreo de impactos ambientales.

Referirse al documento EIA para información detallada.

D.2. Si los participantes del proyecto o la Parte anfitriona consideran significativos a los impactos ambientales, por favor, proporcionar conclusiones y todas las referencias para respaldar la documentación de una evaluación de impacto ambiental emprendida de acuerdo con los procedimientos requeridos por la Parte anfitriona:



Los impactos ambientales identificados no fueron significativos. Sin embargo, todos fueron evaluados y se planificaron acciones de mitigación para minimizar los impactos en el ambiente.

Para tratar los impactos identificados por los participantes del proyecto, se diseñó un plan de gestión ambiental para los períodos de construcción y operación.

Construcción:

- Gestión de residuos sólidos
- Gestión de aguas residuales
- Selección del sitio de trabajo
- Control de movimiento de materiales

Operación:

- Gestión de residuos sólidos
- Gestión de aguas residuales
- Uso mínimo de gas natural

Se tomaron las siguientes acciones para monitoreo y control:

- Inclusión de la chimenea del generador dentro de los puntos monitoreados
- Mantenimiento del programa de control de residuos sólidos

SECCIÓN E. Comentarios de las partes interesadas

E.1. Breve descripción de cómo fueron recibidos y compilados los comentarios de las partes interesadas locales:

El proceso de comentarios de las partes interesadas se llevó a cabo en el último trimestre de 2008, mediante una encuesta, en donde se tomó contacto con las partes interesadas locales, las autoridades y las universidades y la gente tuvo la oportunidad de expresar su opinión.

Las siguientes entidades participaron en el proceso:

- Secretaría de Desarrollo Social, Salud y Medio Ambiente, Municipalidad de Libertador Gral. San Martín - Jujuy
- Dirección Provincial de Desarrollo Agrícola y Forestal - Jujuy
- Delegación Región V - Jujuy
- Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible - C.E.A.D.S.
- Ingenio y Refinaría San Martín del Tabacal SRL - Jujuy
- Chacra Experimental Agrícola Santa Rosa - Salta
- Escuela Provincial N° 3 Enrique Wollmann - Jujuy
- Fundación ProYungas - Jujuy
- Cooperativa Escuela - Jujuy
- Instituto Técnico Ing. Herminio Arrieta - Jujuy
- Fundación Jujuy 3000 - Jujuy

Se les preguntó a las partes interesadas el siguiente conjunto de preguntas mediante la encuesta:



1. ¿Cuál es su opinión con respecto al problema del calentamiento global y los mecanismos de mitigación proporcionados por el Protocolo de Kioto de las Naciones Unidas? Adjunto: descripción y manual.
2. Con referencia a la información disponible y su conocimiento sobre temas ambientales, establezca brevemente su opinión en relación al Proyecto de Reducción de Emisiones de GEI de LEDESMA S.A.A.I. Adjunto: resumen ejecutivo del proyecto.
3. ¿Recomendaría a las compañías privadas, a las autoridades gubernamentales o a otras organizaciones que desarrollaran proyectos de esta naturaleza?
4. ¿Considera que el Proyecto de Reducción de Emisiones de GEI de LEDESMA S.A.A.I. contribuirá al desarrollo sustentable de la región y de Argentina? ¿Considera que el desarrollo del proyecto podría afectar negativamente el medio ambiente o las actividades que Ud. está actualmente desarrollando?
5. ¿Qué acciones complementarias recomendaría para asegurar que el proyecto no afecte la calidad de vida de su entorno?

Adicionalmente, todos los comentarios y dudas de las partes interesadas fueron recibidos y esclarecidos.

E.2. Resumen de los comentarios recibidos

Las autoridades locales expresaron su interés y apoyo al proyecto.

Los comentarios recibidos de los representantes de las comunidades locales se resumen en la tabla siguiente, expresando sus opiniones generales.

Tabla 9: Comentarios de las partes interesadas

Pregunta	Comentario
1. ¿Cuál es su opinión con respecto al problema del calentamiento global y los mecanismos de mitigación proporcionados en el Protocolo de Kioto de las Naciones Unidas? Adjunto: descripción y manual	<ul style="list-style-type: none"> - El calentamiento global es una realidad y un problema muy serio. Los mecanismos proporcionados en el Protocolo de Kioto son buenos pero no están completamente aceptados o adoptados. - Las evidencias del calentamiento global son muchas. Los proyectos que intentan reducir emisiones deberían estar seriamente respaldados y se deberían facilitar los mecanismos. - El Protocolo de Kioto no puede modificar esta situación si los seres humanos continúan abusando de la naturaleza. - Los mecanismos de Kioto son necesarios pero insuficientes. Es importante que posteriormente a 2012 se respeten las actividades previas y que no se castiguen las acciones tempranas.
2. Con referencia a la información disponible y su conocimiento de temas ambientales, establezca brevemente su opinión sobre el Proyecto de Reducción	<ul style="list-style-type: none"> - El proyecto cumple con seguridad el objetivo del desarrollo sustentable utilizando eficiencia de bagazo. - El proyecto demuestra la responsabilidad de



de Emisiones de GEI de LEDESMA S.A.A.I. Adjunto: resumen ejecutivo del proyecto.	Ledesma. - Este tipo de proyecto es el que realmente se alinea con el Protocolo de Kioto. Genera más energía y provee electricidad a la red utilizando la misma biomasa. Reduce las emisiones y el consumo de combustibles fósiles. ¿Qué más se puede pedir?
3. ¿Recomendaría a las compañías privadas, autoridades gubernamentales o a otras organizaciones que desarrollaran proyectos de esta naturaleza?	- Sí, con apoyo legal y financiero del gobierno. - Por supuesto, porque supone dos desafíos: la reducción de emisiones de GEI y la utilización de combustibles fósiles de manera más eficiente. El último es de una gran importancia a nivel nacional debido a que estamos enfrentando una crisis energética.
4. ¿Considera que el Proyecto de Reducción de Emisiones de GEI de LEDESMA S.A.A.I. contribuirá al desarrollo sustentable de la región y de Argentina? ¿Considera que el desarrollo del proyecto podría afectar negativamente el medio ambiente o las actividades que Ud. está actualmente desarrollando?	- Contribuirá y generará un impacto positivo en el ambiente. - Cualquier medida que reduzca las emisiones de GEI es positiva para la región y para el país aunque una organización técnica externa debería evaluar el impacto del proyecto. - Sí, contribuirá con el planeta y con el país reduciendo las emisiones. El único efecto negativo sería no implementar el proyecto.
5. ¿Qué acciones complementarias recomendaría para asegurar que el proyecto no afecte la calidad de vida de su entorno?	- Un sistema de control de funcionamiento de alta seguridad, un mantenimiento preventivo y un sistema de control de emisiones, todos serán seguramente incluidos. - Evaluación constante y publicación de los resultados. - Verificación de emisiones gaseosas.

Las respuestas completas de cada parte interesada serán proporcionadas a la EOD durante el proceso de validación.

E.3. Informe sobre la consideración que se le ha dado a los comentarios recibidos:

Los comentarios recibidos de las partes interesadas locales sobre la implementación de la actividad de proyecto fueron altamente positivos.

Los comentarios se alinearon con las principales preocupaciones ambientales de la comunidad local.

Anexo 1

IFORMACIÓN DE CONTACTO DE LOS PARTICIPANTES EN LA ACTIVIDAD DE PROYECTO



Organización:	Ledesma S.A.A.I.
Calle/Casilla de correo:	Av. Corrientes 415
Edificio:	
Ciudad:	Buenos Aires
Estado/Región:	Buenos Aires
Código Postal/ZIP:	C1043AAE
País:	Argentina
Teléfono:	(54 11) 4378 1793 / (54 11) 4378 1661
FAX:	(54 11) 4378 1671 / (54 11) 4378 1682
E-Mail:	jleonard@ledesma.com.ar / cterres@ledesma.com.ar
URL:	www.ledesma.com.ar
Representado por:	
Título:	Gerente Técnico Negocio Azúcar, Jarabes y Alcohol / Asistente de Directorio
Salutación:	Ing. / Lic.
Apellido:	Leonard / Terrés
Segundo nombre:	
Nombre:	Jorge / Claudio
Departamento:	Azúcar, Jarabes y Alcohol / Directorio
Celular:	
FAX directo:	
Teléfono directo:	
E-mail Personal:	jleonard@ledesma.com.ar / cterres@ledesma.com.ar

Anexo 2

INFORMACIÓN RELATIVA AL USO DE FONDEOS PÚBLICOS

No se han utilizado fondos públicos para financiar la actividad de proyecto.

Anexo 3

INFORMACIÓN DE LÍNEA DE BASE

El siguiente cuadro contiene un resumen de los datos principales de la planta de referencia:

Caldera Parámetros	VU50 N°1	VU50 N°2	VU40 N°3	AT150 N°4	FM N°5	B.P. N°3-12
Presión de vapor (atm(a))	45	45	45	45	45	17
Producción de vapor (t/h)	150	150	118	120	150	200



Producción de vapor (t/y)	2.003.750					
Consumo de bagazo (t/y)	790.042					
Consumo de gas natural (m³/y)	32.881.920					
Electricidad generada (MWh/y)	95.908					

Factor de emisión de la red Argentina

Año	Generación de (MWh/y)	EF_{OM} (tCO ₂ /MWh)
2005	93.912.535	0,4820
2006	104.341.315	0,5115
2007	108.467.184	0,5078
Promedio pesado		0,5012

El factor de emisión del margen de construcción para 2007 es $EF_{BM} = 0,4704$ tCO₂/MWh.

Considerando factores de peso de 50-50 para MO y MC, el factor de emisión de margen combinado de la red es:

$$EF_y = 0,4858 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Referirse a la hoja de cálculo “Grid emission factor 05-06-07” para más detalles de cálculos.

Anexo 4**INFORMACIÓN DE MONITOREO**

La metodología describe el procedimiento y las ecuaciones para calcular la reducción de emisiones a partir de los datos monitoreados. Para este proyecto específico, la metodología se aplica mediante un modelo de hoja de cálculo. El equipo responsable del monitoreo del proyecto debe completar las hojas de cálculo electrónicas con una periodicidad mensual. Las hojas de cálculo automáticamente proporcionan totales anuales en términos de reducciones de GEI logradas por el proyecto.

Todos los datos de monitoreo se archivarán durante los dos años posteriores a la finalización del período de acreditación.
