



Organización de las Naciones
Unidas para la Alimentación
y la Agricultura

Modelos de negocios para proyectos de energía térmica de biomasa

COLECCIÓN
INFORMES
TÉCNICOS

N.º 10



Modelos de negocios para proyectos de energía térmica de biomasa

COLECCIÓN INFORMES TÉCNICOS N.º 10

FAO. 2020. *Modelos de negocios para proyectos de energía térmica de biomasa*. Colección Informes Técnicos N.º 10. Buenos Aires. <https://doi.org/10.4060/ca8589es>

Las denominaciones empleadas en este producto informativo y la forma en que aparecen presentados los datos que contiene no implican, por parte de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), juicio alguno sobre la condición jurídica o nivel de desarrollo de países, territorios, ciudades o zonas, ni sobre sus autoridades, ni respecto de la demarcación de sus fronteras o límites. Las líneas discontinuas en los mapas representan fronteras aproximadas respecto de las cuales puede que no haya todavía pleno acuerdo. La mención de empresas o productos de fabricantes en particular, estén o no patentados, no implica que la FAO los apruebe o recomiende de preferencia a otros de naturaleza similar que no se mencionan.

Las opiniones expresadas en este producto informativo son las de su(s) autor(es), y no reflejan necesariamente los puntos de vista o políticas de la FAO.

ISBN 978-92-5-132397-7

© FAO, 2020



Algunos derechos reservados. Esta obra se distribuye bajo licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 3.0 Organizaciones intergubernamentales (CC BY-NC-SA 3.0 IGO; <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/igo/deed.es>).

De acuerdo con las condiciones de la licencia, se permite copiar, redistribuir y adaptar la obra para fines no comerciales, siempre que se cite correctamente, como se indica a continuación. En ningún uso que se haga de esta obra debe darse a entender que la FAO refrenda una organización, productos o servicios específicos. No está permitido utilizar el logotipo de la FAO. En caso de adaptación, debe concederse a la obra resultante la misma licencia o una licencia equivalente de Creative Commons. Si la obra se traduce, debe añadirse el siguiente descargo de responsabilidad junto a la referencia requerida: "La presente traducción no es obra de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO). La FAO no se hace responsable del contenido ni de la exactitud de la traducción. La edición original en [idioma] será el texto autorizado".

Todo litigio que surja en el marco de la licencia y no pueda resolverse de forma amistosa se resolverá a través de mediación y arbitraje según lo dispuesto en el artículo 8 de la licencia, a no ser que se disponga lo contrario en el presente documento. Las reglas de mediación vigentes serán el reglamento de mediación de la Organización Mundial de la Propiedad Intelectual <http://www.wipo.int/amc/en/mediation/rules> y todo arbitraje se llevará a cabo de manera conforme al reglamento de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI).

Materiales de terceros. Si se desea reutilizar material contenido en esta obra que sea propiedad de terceros, por ejemplo, cuadros, gráficos o imágenes, corresponde al usuario determinar si se necesita autorización para tal reutilización y obtener la autorización del titular del derecho de autor. El riesgo de que se deriven reclamaciones de la infracción de los derechos de uso de un elemento que sea propiedad de terceros recae exclusivamente sobre el usuario.

Ventas, derechos y licencias. Los productos informativos de la FAO están disponibles en la página web de la Organización (<http://www.fao.org/publications/es>) y pueden adquirirse dirigiéndose a publications-sales@fao.org. Las solicitudes de uso comercial deben enviarse a través de la siguiente página web: www.fao.org/contact-us/licence-request. Las consultas sobre derechos y licencias deben remitirse a: copyright@fao.org.

Este documento fue realizado en el marco del Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG), iniciativa de los siguientes ministerios:

Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca

Luis Eugenio Basterra
Ministro de Agricultura, Ganadería y Pesca

Marcelo Alós
Secretario de Alimentos, Bioeconomía
y Desarrollo Regional

Miguel Almada
Director de Bioenergía

Ministerio de Desarrollo Productivo

Matías Sebastián Kulfas
Ministro de Desarrollo Productivo

Sergio Enzo Lanziani
Secretario de Energía

Ángel Guillermo Martín Martínez
Director Nacional de Energías Renovables

Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura

Hivy Ortiz Chour
Oficial Forestal Principal
Oficina Regional América Latina

Francisco Yofre
Oficial de Programas
Oficina Argentina

Enrique Riegelhaupt
Autor

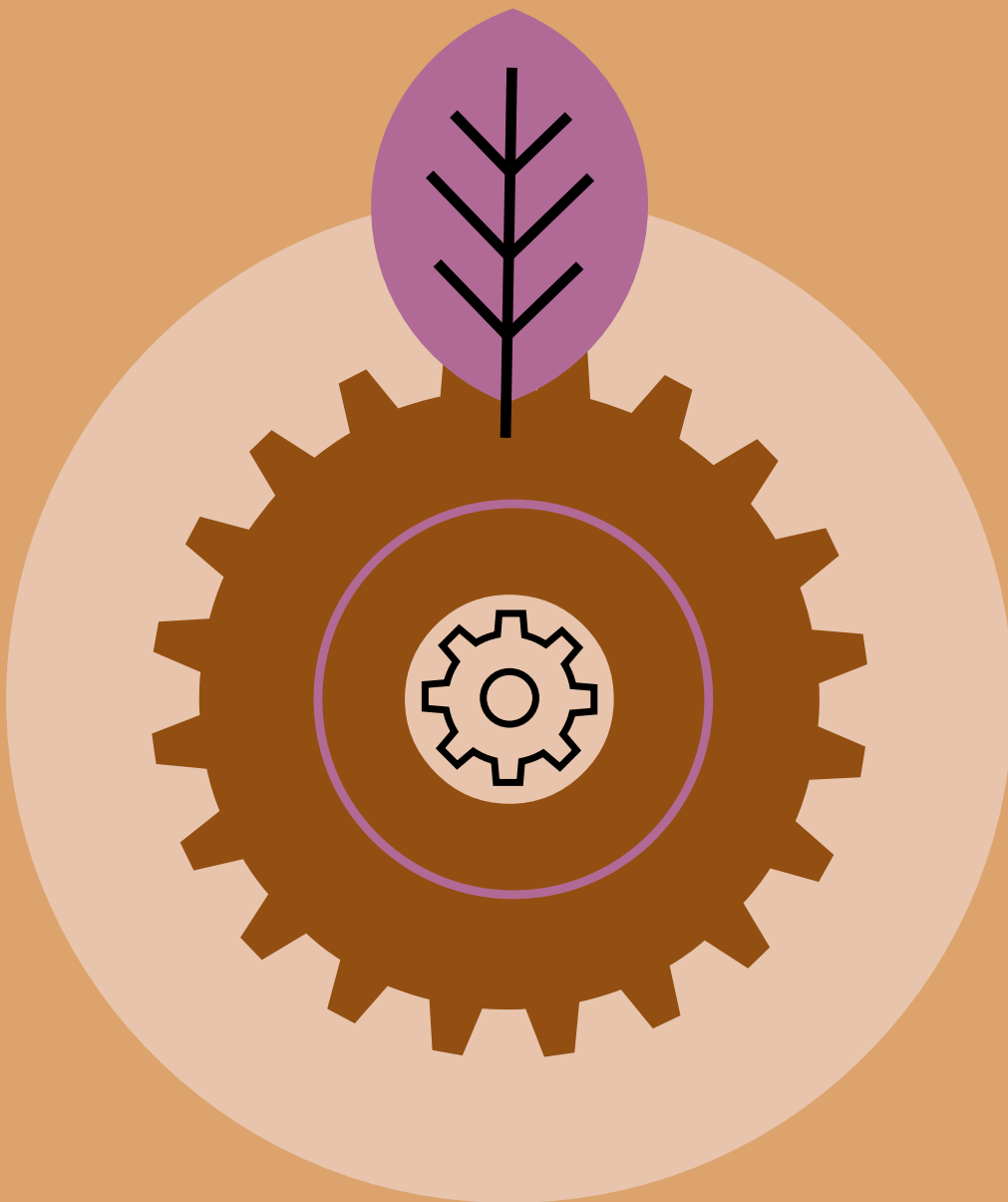
Federico Moyano
Revisión técnica

Verónica González
Coordinación Colección

Sofía Damasseno
Colaboración Colección

Marisol Rey
Edición y corrección

Mariana Piuma
Diseño e ilustraciones



ÍNDICE

Prólogo	ix
Agradecimientos	xi
Siglas y acrónimos	xiii
Unidades de medida	xiii
Resumen ejecutivo	xv

1.	
Introducción	1

2.	
Resultados	3
2.1 Alternativas tecnológicas locales e internacionales para el uso térmico de la biomasa	3
2.2 Proveedores de tecnología, piezas y servicios de mantenimiento, e insumos del mercado local	3
2.2.1 Calderas	3
2.2.2 Calefactores de ambientes	4
2.2.3 Quemadores de biomasa pulverizada	7
2.2.4 Gasificadores	7
2.3 Aplicabilidad de las tecnologías en las condiciones locales	7
2.4 Costos de inversión, de operación y de mantenimiento	9
2.5 Escalas de proyectos convenientes desde el punto de vista técnico y económico	11
2.6 Demandas de biomasa y sus especificaciones técnicas	12
2.7 Mercados potenciales de biomasa	12
2.7.1 Alimentos balanceados	14
2.7.2 Frigoríficos de aves	15
2.7.3 Criaderos de pollos	15
2.7.4 Secaderos de granos	16
2.7.5 Industrias lácteas	16
2.7.6 Ladrillos y tejas	18
2.7.7 Establecimientos comerciales	19
2.8 Valores de la biomasa y de los fósiles sustituidos que hacen viables los proyectos	19
2.9 Evaluación financiera de los proyectos	22
2.10 Potenciales impactos ambientales y cobeneficios	24
2.10.1 Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero	24
2.10.2 Aumento de emisiones de particulados	24
2.10.3 Creación de empleos	25
2.11 Externalidades positivas y su aporte al modelo de negocios	26
2.11.1 Ahorro de energía fósil	26
2.11.2 Eficiencia energética	26

2.11.3 Capacidad para reducir emisiones	26
2.12 Modelos de negocios evaluados	27
2.12.1 Modelo de negocios 1	27
2.12.2 Modelo de negocios 2	33
2.12.3 Modelo de negocios 3	37
2.12.4 Modelo de negocios 4	41
2.12.5 Modelo de negocios 5	46

3.

Conclusiones	51
---------------------	-----------

Bibliografía	53
---------------------	-----------

Anexos	55
---------------	-----------

Anexo 1 Frigoríficos de aves habilitados para la exportación	55
Anexo 2 Configuraciones de transporte automotor de cargas	56

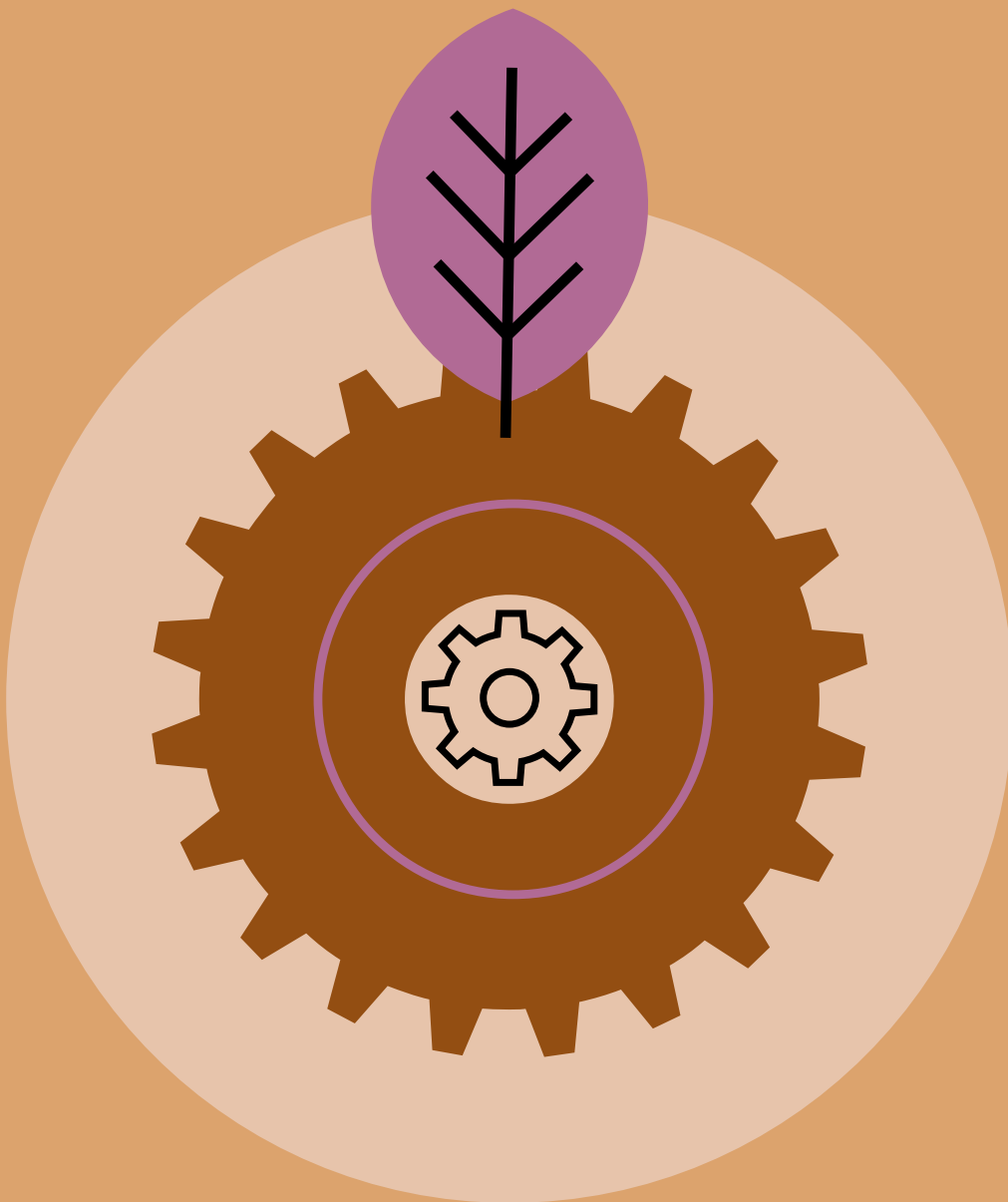
Cuadros

Cuadro 1	Escalas de potencia de la demanda térmica	3
Cuadro 2	Principales tecnologías para el uso térmico de la biomasa seca	4
Cuadro 3	Proveedores nacionales de calderas	5
Cuadro 4	Proveedores de calderas extranjeros	5
Cuadro 5	Fabricantes de calefactores con presencia en el mercado argentino	6
Cuadro 6	Fabricantes extranjeros que pueden suministrar calefactores al mercado local	6
Cuadro 7	Fabricantes de quemadores de biomasa pulverizada	7
Cuadro 8	Fabricantes de gasificadores de biomasa	8
Cuadro 9	Costos comparados de compra e instalación de equipos térmicos a gas y a biomasa	9
Cuadro 10	Especificaciones técnicas de biomasa para usos térmicos	13
Cuadro 11	Consumo estimado de biomasa en plantas de alimentos balanceados	14
Cuadro 12	Consumo potencial de biomasa en las industrias avícolas	15
Cuadro 13	Consumo potencial de biomasa en criaderos de aves	16
Cuadro 14	Consumo potencial de biomasa sólida para secado de granos	17
Cuadro 15	Consumo potencial estimado de energía térmica para procesamiento de leche	17
Cuadro 16	Consumo potencial de biomasa en ladrillerías	18
Cuadro 17	Precios comparados de biocombustibles sólidos y combustibles fósiles	20
Cuadro 18	Precios estimados de fletes de biomásas (en USD/viaje), por tipo de transporte y distancia	21
Cuadro 19	Costos de transporte de biomasa, según equipo y carga, en USD/GJ	22
Cuadro 20	Emisiones de GEI (gCO ₂ eq/MJ) en el ciclo de vida de combustibles forestales, México	25
Cuadro 21	Factores de emisión de GEI (gCO ₂ eq /MJ) de combustibles fósiles, México	25
Cuadro 22	Creación de empleos en una muestra de empresas de México que producen biocombustibles forestales (en días de trabajo por GJ entregado)	26

Cuadro 23	Parámetros de generación de vapor en calderas de GN y de chips	27
Cuadro 24	Costo comparado de combustibles para una caldera de 6 tV/h con GN y con chips	29
Cuadro 25	Costo de flete especial para chips de 30% de HBH	30
Cuadro 26	Flujos de pagos comparados de caldera de 6 tV/h, con GN y con chips	30
Cuadro 27	CAPEX y OPEX (en USD) de calentador de aceite de 1 GCal/h, con GN y BM	32
Cuadro 28	Flujo de caja de calentadores de aceite con GN y chips	33
Cuadro 29	Parámetros técnicos de caldera de calefacción con GLP y con pellets	34
Cuadro 30	Evaluación de rentabilidad del modelo de reemplazo de calderas de calefacción a GLP por calderas de pellets	36
Cuadro 31	Resultados financieros para la empresa tomadora de servicios de generación de vapor con chips (en USD de agosto de 2018)	39
Cuadro 32	Inversión fija de la ESCO (USD)	40
Cuadro 33	Gastos de la ESCO (USD/a)	40
Cuadro 34	Parámetros de operación de calderas de vapor con GN y chips	41
Cuadro 35	Valor calórico y precios relativos de combustibles fósiles y pellets, a agosto de 2018	42
Cuadro 36	Flujos de caja del desarrollador	44
Cuadro 37	Inversiones del desarrollador en el modelo (en USD de agosto 2018)	45
Cuadro 38	Costos de producción y distribución de chips para caldera	47
Cuadro 39	Inversiones del modelo	48
Cuadro 40	Flujo de caja del desarrollador	49
Cuadro 41	Precios y márgenes de ganancia para el productor de chips para caldera (en USD/t)	50
Cuadro 42	Viabilidad financiera de la inversión para cambio de GN a biomasa en un usuario de vapor, con caldera de 6 tV/h, uso anual de 6 864 h y factor de capacidad = 0,8	50

Gráficos

Gráfico 1	Demandas potenciales de biomasa para generar calor, por actividad	19
Gráfico 2	Precios comparados de biomasa y fósiles, en agosto 2018	21
Gráfico 3	Precios unitarios de transporte de biomasa, en USD/GJ	23
Gráfico 4	Precios finales estimados de transporte de biomasa, en USD/t verde	23
Gráfico 5	Sensibilidad de la TIR a la distancia de transporte	31
Gráfico 6	Ahorro del usuario al sustituir GLP por pellets en caldera de calefacción de 600 kW _{th}	34
Gráfico 7	Costo final de pellets (USD/t), según distancias de transporte y precio FOB en origen	35
Gráfico 8	Precio CIF de pellet y rentabilidad del modelo	37
Gráfico 9	Precios del GN facturado a usuarios, en función del precio “en boca de pozo”	43
Gráfico 10	Variación de la TIR a diferentes precios de venta de pellets	45
Gráfico 11	Costo equivalente de la energía provista por chips a diferentes precios CIF y costo actual del GN	48



PRÓLOGO

La matriz energética argentina está conformada, en su gran mayoría, por combustibles fósiles. Esta situación presenta desafíos y oportunidades para el desarrollo de las energías renovables, ya que la gran disponibilidad de recursos biomásicos en todo el territorio nacional constituye una alternativa eficaz frente al contexto de crisis energética local e internacional.

En este escenario, en 2015, la República Argentina promulgó la Ley 27191 –que modificó la Ley 26190–, con el objetivo de fomentar la participación de las fuentes renovables hasta que alcancen un 20% del consumo de energía eléctrica nacional en 2025, otorgándole a la biomasa una gran relevancia.

La biomasa es una de las fuentes de energía renovable más confiables, es constante y se puede almacenar, lo que facilita la generación de energía térmica y eléctrica. En virtud de sus extraordinarias condiciones agroecológicas, y las ventajas comparativas y competitivas de su sector agroindustrial, la Argentina es un gran productor de biomasa con potencial energético.

La energía derivada de biomasa respeta y protege el ambiente, genera nuevos puestos de trabajo, integra comunidades energéticamente vulnerables, reduce la emisión de gases de efecto invernadero, convierte residuos en recursos, moviliza inversiones y promueve el agregado de valor y nuevos negocios.

No obstante, aún existen algunas barreras de orden institucional, legal, económico, técnico y sociocultural que deben superarse para incrementar, de acuerdo con su potencial, la proporción de bioenergía en la matriz energética nacional.

En este marco, en 2012, se creó el Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa –UTF/ARG/020/ARG (PROBIOMASA), una iniciativa que llevan adelante el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca y el Ministerio de Desarrollo Productivo, con la asistencia técnica y administrativa de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO).

El Proyecto tiene como objetivo principal incrementar la producción de energía térmica y eléctrica derivada de biomasa a nivel local, provincial y nacional, para asegurar un creciente suministro de energía limpia, confiable y competitiva y, a la vez, abrir nuevas oportunidades agroforestales, estimular el desarrollo regional y contribuir a mitigar el cambio climático.

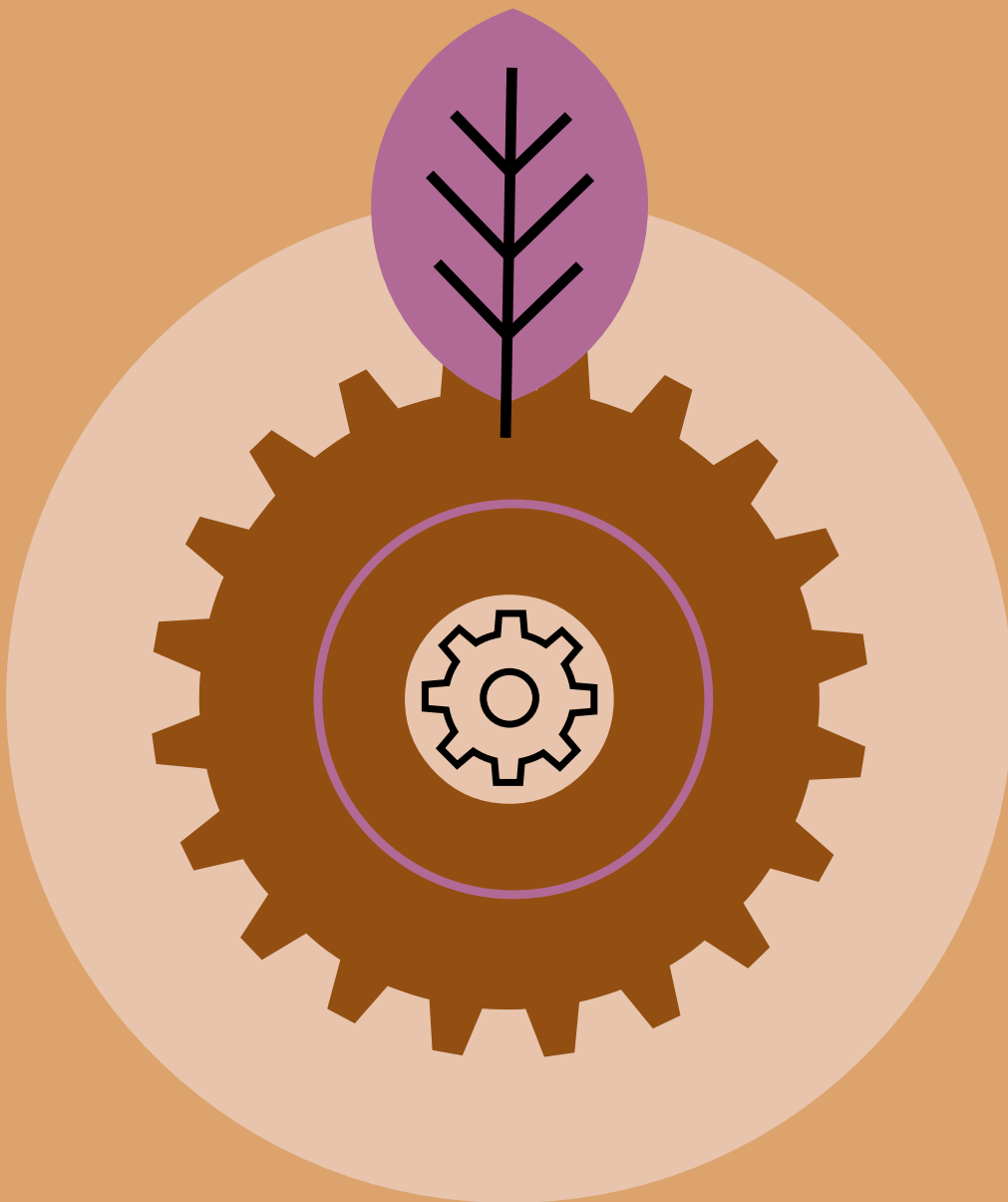
Para lograr ese propósito, el Proyecto se estructura en tres componentes principales con objetivos específicos:

- Estrategias bioenergéticas: asesorar y asistir, legal, técnica y financieramente, a proyectos bioenergéticos y tomadores de decisión para aumentar la participación de la energía derivada de biomasa en la matriz energética.

-
- Fortalecimiento institucional: articular con instituciones de nivel nacional, provincial y local a fin de evaluar los recursos biomásicos disponibles para la generación de energía aplicando la metodología.
 - WISDOM (Woodfuels Integrated Supply/Demand Overview Mapping, Mapeo de Oferta y Demanda Integrada de Dendrocombustibles).
 - Sensibilización y extensión: informar y capacitar a los actores políticos, empresarios, investigadores y público en general acerca de las oportunidades y ventajas que ofrece la energía derivada de biomasa.
 - Esta Colección de Informes Técnicos pone a disposición los estudios, investigaciones, manuales y recomendaciones elaborados por consultoras y consultores del Proyecto e instituciones parte, con el propósito de divulgar los conocimientos y resultados alcanzados y, de esta forma, contribuir al desarrollo de negocios y al diseño, formulación y ejecución de políticas públicas que promuevan el crecimiento del sector bioenergético en la Argentina.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a los numerosos colegas y emprendedores de diversas instituciones y de la actividad privada que diariamente colaboran con sus esfuerzos de investigación, desarrollo y aplicación a la producción y el uso de biomasa sólida para energía, a quienes sería muy difícil mencionar sin caer en omisiones tan involuntarias como injustas.



SIGLAS Y ACRÓNIMOS

CAPEX	costos de capital, por su sigla en inglés <i>capital expenditures</i>
CEN	porcentaje de cenizas en base seca
CER	certificados de reducción de emisiones
CIF	coste, seguro y flete, por su sigla en inglés <i>cost, insurance and freight</i>
CIL	Centro de la Industria Lechera
CL	costo logístico
DO	diésel oil
ESCO	empresa de servicios energéticos, por su sigla en inglés <i>energy services company</i>
fC	factor de capacidad
FO	fueloil
FOB	libre a bordo, por su sigla en inglés <i>free on board</i>
FRI	factor de recuperación de la inversión
fUA	factor de uso anual
GEI	gases de efecto invernadero
GLP	gas licuado de petróleo
GN	gas natural
GNC	gas natural comprimido
GNL	gas natural licuado
HBH	humedad en base húmeda
MS	materia seca
MV	materia volátil
OPEX	costos de operación, por su sigla en inglés <i>operational expenditures</i>
PCI	poder calorífico inferior
PCS	poder calorífico superior
PRI	plazo de recuperación de la inversión
REGEI	reducción de emisiones de GEI
TIR	tasa interna de retorno
VPN	valor presente neto

Unidades de medida

°C	grado Celsius
BTU	Unidad Térmica Británica, por su sigla en inglés <i>British thermal unit</i>
BTU/u	Unidad Unid Térmica Británica por unidad
Gcal	gigacaloría
Gcal/a	gigacaloría por año
Gcal/t	gigacaloría por tonelada
gCO ₂ eq/kWh	gramos de anhídrido carbónico equivalente por kilovatio por hora
gCO ₂ eq/MJ	gramos de anhídrido carbónico equivalente por megajulio
h	hora
h/a	hora por año

J	julio
kcal	kilocaloría
kcal/h	kilocaloría por hora
kcal/kg	kilocaloría por kilogramo
kcal/tV	kilocaloría por tonelada de vapor
kcal/unidad	kilocaloría por unidad
kg	kilogramo
kg GLP/cabeza	kilogramo de gas licuado de petróleo por cabeza
kg MS/l	kilogramos de materia seca por litro
kg/m ³	kilogramo por metro cúbico
km	kilómetro
kWh	kilovatio por hora
kW _{th}	kilovatio térmico, por su sigla en inglés <i>kilowatt thermal</i>
l	litro
l GLP/cabeza	litro de gas licuado de petróleo por cabeza
M	mega
m ³	metro cúbico
m ³ GN/l	metro cúbico de gas natural por litro
Mcal	megacaloría
MJ	megajulio
mm	milímetro
MMBTU	millón de Unidad Térmica Británica
t	tonelada
t/a	tonelada por año
t/mes	tonelada por mes
t/mes/unidad	tonelada por mes por unidad
tep	toneladas de petróleo equivalente
tV	tonelada de vapor
tV/h	tonelada de vapor por hora
USD/GJ	dólar por gigajulio
USD/kg	dólar por kilogramo
USD/kW _{th}	dólar por kilovatio térmico
USD/m ³	dólar por metro cúbico
USD/Mcal	dólar por megacaloría
USD/MMBTU	dólar por millón de Unidad Térmica Británica
USD/t	dólar por tonelada
USD/t verde	dólar por tonelada verde
USD/t/km	dólar por tonelada por kilómetro

RESUMEN EJECUTIVO

Este informe resume un trabajo que evaluó cinco modelos de negocios para proveer energía térmica de biomasa a industrias y comercios. Se parte de una descripción breve de las alternativas tecnológicas disponibles, sus proveedores nacionales y extranjeros y su aplicabilidad. Luego, se analizan los costos de inversión, operación y mantenimiento; y las escalas de proyecto viables. Se consideran también las demandas de biomasa para energía, sus especificaciones, sus mercados potenciales y sus valores. Por último, se aplican algunas herramientas para la evaluación de los resultados financieros, impactos ambientales, cobeneficios y externalidades de los proyectos. Solo se analizó la biomasa seca, de origen forestal.

Los modelos de negocios evaluados y las conclusiones respectivas son:

- **Modelo 1.** Conversión de calderas u hornos industriales, desarrollada por la propia industria consumidora. Inversión inicial = 450 000 USD, por el usuario. Con chips, a 150 km: TIR = 47% y PRI 2,1 años. Con chips a 300 km: TIR 17% y PRI 4,6 años. Es viable hasta 300 o 400 km de distancia a la fuente.
- **Modelo 2.** Conversión o reemplazo de estufas o calderas a gas licuado de petróleo (GLP) en el sector comercial (hoteles, edificios, barrios privados, etc.) por equipos a pellets. Desarrollada por el usuario. Inversión inicial para caldera de 600 kW_{th}: 159 000 USD, por el usuario. El caso favorable (a 500 km, pellets a 135 USD/t FOB, GLP a 1 000 USD/t CIF) genera TIR de 80%, con PRI 3,8 años. El caso poco favorable (pellets a 190 USD/t FOB, GLP a 1100 USD/t CIF) genera TIR de 23% con PRI de 3,8 años. El modelo es viable aun a 1 700 km de la fuente y con precios altos de pellets.
- **Modelo 3.** Provisión del servicio de energía térmica (calor o vapor) a partir de biomasa en industrias que utilizan gas natural (GN). Desarrollador: ESCO. Inversión inicial por la ESCO: 548 000 USD. Resultados para el tomador del servicio: a) con chips, a 150 km: TIR = 65%, PRI = 1,5 años; b) con chips a 300 km: TIR = 59%, con TIR 1,7 años. Resultados para la ESCO: saldo neto anual de 32 900 USD a 150 km. TIR negativa en 10 años. Saldo negativo para 300 km. Muy escasa viabilidad, tal vez resulte posible a distancia menor a 150 km o con niveles de inversiones menores.
- **Modelo 4.** Producción y provisión de pellets de biomasa para el sector residencial y comercial, para usuarios de GLP. Desarrollador: empresa productora y comercializadora de pellets. Inversión inicial del desarrollador: 3 280 000 USD. TIR de 16% a 24%, con pellets a 160 y 190 USD/t FOB. Requiere un mercado grande, con 20 usuarios firmes, pero admite transporte hasta 700 km del origen. Viable si existe un número grande de consumidores (> 30).
- **Modelo 5.** Producción y provisión de chips de biomasa. Desarrollador: productor, comercializador o distribuidor de chips combustibles.

Inversión inicial: 207 000 USD. TIR de 70%, 64%, 54% para distancias e 150; 300; 500 km, con PRI = 0,5 ; 0,6 ; 0,7 años. Es conveniente para usuarios hasta 300 km de distancia: aunque su inversión es alta (450 000 USD), el PRI es bajo: 2,2 o 3,9 años para 150 y 300 km. Es viable para un aserradero o grupo de aserraderos que deseen aumentar el valor agregado a sus residuos.

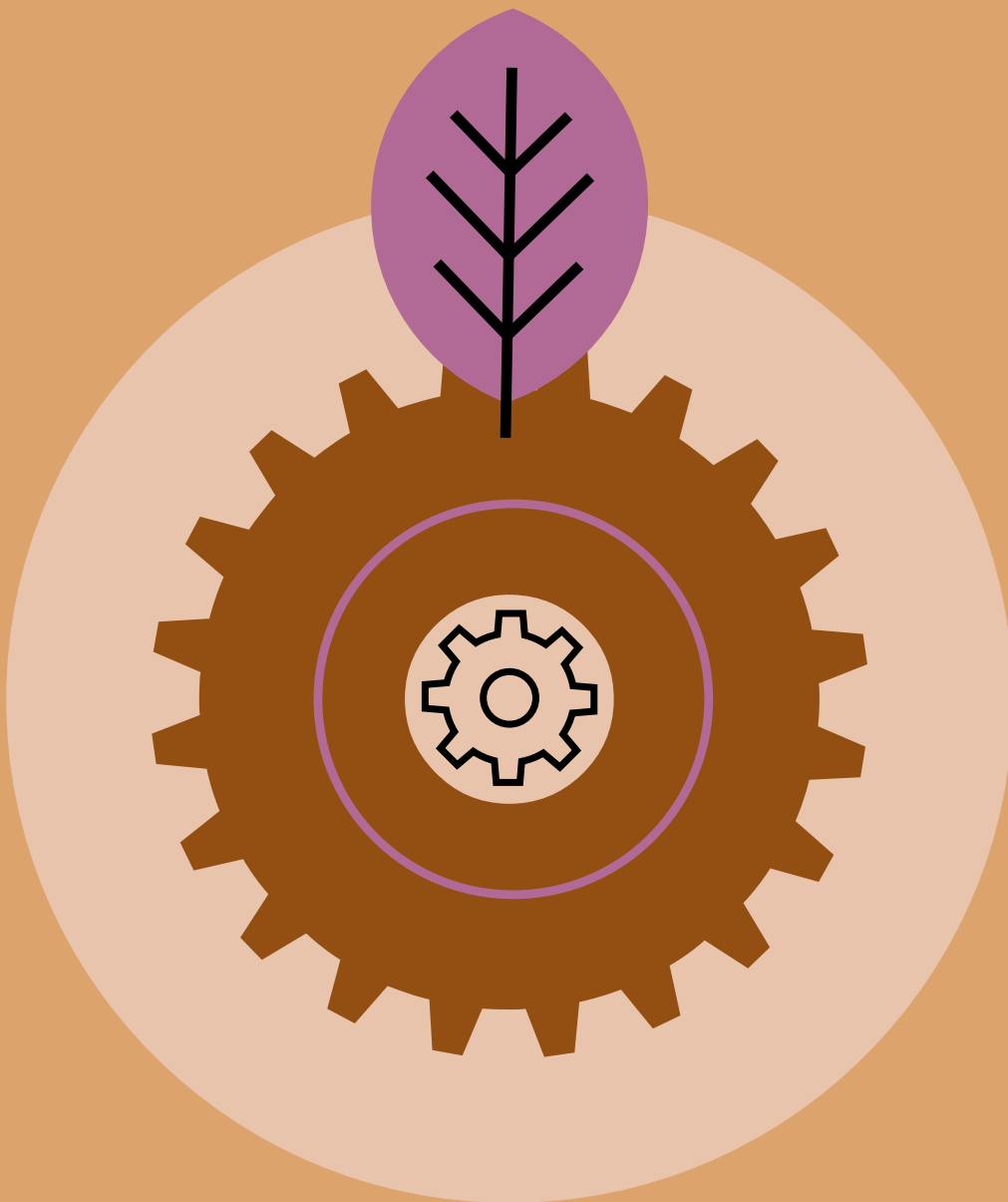
La amplia variedad de condiciones existentes genera una gran dispersión de resultados: hay modelos de negocios muy rentables, como el de sustituir GLP en hoteles y comercios, y otros de rentabilidad marginal o negativa, como los de sustituir GN en industrias. Los factores decisivos para la viabilidad financiera son: a) para el usuario final de biomasa: poder reemplazar a un fósil de alto costo (GLP, FO, DO) y b) para el productor o abastecedor de biomasa: encontrar clientes a corta distancia, con alto consumo (> 5 000 tMS/a) y alto factor de uso (> 5 000 h/a).

1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este trabajo fue estudiar modelos de negocios de producción y uso de biomasa para obtener energía térmica, desde el punto de vista del desarrollador. No se analizaron modelos para generar electricidad.

El estudio se enfocó en cinco modelos de negocios:

1. Conversión de calderas, secadores u hornos industriales de combustibles fósiles (GLP, diésel, fueloil, GN) a chips de biomasa. Desarrollador: empresa industrial consumidora de energía térmica.
2. Conversión o reemplazo de estufas o calderas a GLP o GN en el sector comercial (hoteles, edificios, barrios privados, etc.) por equipos a pellets. Desarrollador: empresa comercial consumidora de energía térmica.
3. Provisión del servicio de energía térmica (calor o vapor) a partir de biomasa en industrias que actualmente consumen combustibles fósiles (GLP, diésel, fueloil). Desarrollador: empresa de servicios energéticos (ESCO, por su sigla en inglés *energy services company*), proveedora de energía térmica.
4. Producción y provisión de pellets de biomasa para el sector residencial y comercial. Desarrollador: productor, comercializador o distribuidor de pellets.
5. Producción y provisión de chips de biomasa. Desarrollador: productor, comercializador o distribuidor de chips combustibles.



2. RESULTADOS

Se consideraron once aspectos principales para todos los modelos de negocios evaluados.

2.1 Alternativas tecnológicas locales e internacionales para el uso térmico de la biomasa

Las alternativas tecnológicas resultan de las interacciones entre el tipo de biomasa ofrecido, por un lado, y el tipo y nivel de la demanda de calor, por otro lado. Por esto, se clasificó la demanda térmica en tres niveles o escalas de potencia (Cuadro 1). Se excluyeron las demandas de alta potencia, por quedar fuera de los límites de aplicación de este estudio.

Hay varias tecnologías para el uso térmico de la biomasa seca. El Cuadro 2 trata las principales.

2.2 Proveedores de tecnología, piezas y servicios de mantenimiento, e insumos del mercado local

Para este informe se agrupan a los proveedores por el tipo de equipos.

2.2.1 Calderas

Son equipos que generan vapor de agua, agua caliente o aceite térmico calentado, para uso industrial, comercial o institucional, en aplicaciones que requieren calor indirecto transmitido por un fluido de intercambio.

Cuadro 1. Escalas de potencia de la demanda térmica

Escala	Potencia	Aplicaciones más comunes
Micro	1 a 100 kW _{th} (1 000 a 100 000 kcal/h)	Calefacción ambiental y agua caliente en domicilios, comercios, instituciones, criaderos. Calor directo en pequeñas industrias.
Mini	100 a 1 000 kW _{th} (100 000 a 1 millón de kcal/h)	Agua caliente, vapor, calor directo en pequeñas industrias.
Media	1 000 a 10 000 kW _{th} (1 a 10 millones de kcal/h)	Agua caliente, vapor, calor directo en industrias medianas y grandes. Posible cogeneración de electricidad.

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 2. Principales tecnologías para el uso térmico de la biomasa seca

Tecnología	Principios de funcionamiento	Aplicaciones
Combustión en lecho fijo	La biomasa se quema sin moverse, sobre una plataforma, grilla o parrilla, con aire primario, de ingreso inferior o lateral, y aire secundario, de ingreso lateral o superior.	Para equipos de baja y media potencia, baja tecnología, alimentación manual o semimecanizada.
Combustión en lecho móvil	La biomasa se mueve por desplazamiento de la parrilla o de sus elementos. El aire primario es inferior y el secundario es lateral o superior.	Para equipos de baja, media o alta potencia, mecanización media, con instrumentación y controles de nivel medio o alto.
Combustión en suspensión	La biomasa molida o pulverizada se quema en una corriente de aire que asciende, en movimiento ciclónico o turbulento, con intensa mezcla de aire primario, secundario y terciario.	Equipos de media potencia y baja instrumentación. Requiere combustible auxiliar para puesta en marcha.
Combustión en lecho fluidizado	La biomasa se quema inmersa en un lecho de arena, fluidizado por una corriente de aire u oxígeno que la atraviesa.	Para equipos de alta o muy altas potencias, con alto nivel de instrumentación y automatización.
Gasificación	La biomasa se piroliza con aire, oxígeno o vapor para generar gases combustibles (CH_4 ; CO ; H_2) y carbón residual.	Equipos desde muy baja hasta alta potencia, alimentación continua o discontinua.

Fuente: Elaborado por el autor.

El Cuadro 3 lista proveedores nacionales de calderas de vapor, agua caliente y aceite térmico, y el Cuadro 4 lista algunas empresas extranjeras presentes en el mercado nacional de calderas.

2.2.2 Calefactores de ambientes

Son equipos que generan aire caliente o agua caliente para calefaccionar domicilios, edificios de uso comercial o institucional (restaurantes, centros de salud, oficinas, fábricas), ambientes de agricultura protegida (invernaderos, túneles, etc.), granjas de aves y cerdos, entre otros.

Los calefactores a biomasa se diseñan para quemar leña en trozos, briquetas, o pellets. Su potencia varía de 5 a 500 kW_{th} (4 000 a 400 000 kcal/h). Hay equipos totalmente manuales y otros muy mecanizados, incluso algunos son controlados remotamente por internet. El Cuadro 5 detalla los fabricantes de calefactores que abastecen en el mercado local y el Cuadro 6, los del exterior.

Cuadro 3. Proveedores nacionales de calderas

Empresa	Ubicación	Productos
BOYKO	L.N. Alem, Misiones	Calderas acuo y pirotubulares.
GONELLA S.A.	Esperanza, Santa Fe	Calderas acuo y pirotubulares, calentadores de aceite.
FIMACO S.A.	Esperanza, Santa Fe	Calderas acuo y pirotubulares, calentadores de aceite.
FONTANET S.A.	Rafaela, Santa Fe	Calderas acuo y pirotubulares, calentadores de aceite.
AGREST SRL	Ciudad Autónoma de Buenos Aires	Calderas acuo y pirotubulares, cámaras torsionales.
Daniel RICCA	Tortuguitas, Buenos Aires	Calderas acuo y pirotubulares, calentadores de aceite.
LA MARINA	Ciudad Autónoma de Buenos Aires	Calderas acuo y pirotubulares.
ESIMET	Ciudad Autónoma de Buenos Aires	Calderas pirotubulares.
INGEA	Ciudad Autónoma de Buenos Aires	Calderas pirotubulares.

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 4. Proveedores de calderas extranjeros

Empresa	Ubicación	Productos
KOBLITZ	Recife, Brasil	Calderas acuo y pirotubulares.
BENECKE	Santa Catarina, Brasil	Calderas acuo y pirotubulares.
CALDEMA	San Pablo, Brasil	Calderas pirotubulares de media y alta presión.
ICAVI	Santa Catarina, Brasil	Calderas pirotubulares de media y alta presión.

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 5. Fabricantes de calefactores con presencia en el mercado argentino

Empresa	Ubicación	Productos
ÑUKE	Caseros, PBA	Estufas y salamandras a leña.
TROMEN	Morón, PBA	Estufas y salamandras a leña.
QUTRAL	Olavarría, PBA	Estufas y salamandras a leña.
DEL SUR	Moreno, PBA	Estufas y salamandras a leña.
LODERAGGIO	CABA	Quemadores de pellets para hogares y estufas.
WAYLER	CABA	Quemadores de pellets, calderas, calefactores de aire.
AMBRA	CABA	Estufa hogareña de pellets.

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 6. Fabricantes extranjeros que pueden suministrar calefactores al mercado local

Empresa	Ubicación	Productos
Vosser	Medianeira (PR) BR	Calentadores de aire a leña y a pellets.
Hidrotechnica	Diadema (SP) BR	Calentadores de agua a leña, briquetas y pellets.
Heizomat	Gunzenhausen DE	Calderas de agua, chiperas, instalaciones anexas.
Herz/Binder	Bärnbach, AU	Calderas de agua y vapor, domésticas e industriales.
Bosca	Santiago - Chile	Estufas y salamandras a leña.
Caldaie D' Alessandro	Miglianico - IT	Calderas de vapor, sistemas de calefacción.
Hargassner	Weng, AU	Calderas de leña, pellets, chips; domésticas e industriales.

Fuente: Elaborado por el autor.

2.2.3 Quemadores de biomasa pulverizada

Son dispositivos que permiten quemar biomasa seca y molida en suspensión, en partículas menores a 5 mm. Tienen una cámara de combustión de sección circular, revestida en refractario, de alta irradiación, donde se introducen tangencialmente el combustible con el aire primario y secundario a alta velocidad, para generar un vórtice. Las cenizas centrifugan y se pueden retirar lateralmente, mientras los gases calientes salen por un diafragma terminal y se derivan a una caldera, horno u otro tipo de intercambiador de calor. En el Cuadro 7 se mencionan los fabricantes con presencia en la Argentina.

2.2.4 Gasificadores

Estos equipos realizan pirólisis y combustión parcial de biomasa; generan un flujo de gases combustibles (gas de síntesis, *syngas* o gas de madera, formado por $\text{CO} + \text{CH}_4 + \text{H}_2$) y un residuo sólido carbonoso (biochar o carbón vegetal). Los gases pueden quemarse fuera del gasificador o procesarse para mejorar su calidad combustible (por enfriamiento, condensación, lavado, filtrado) y hacerlos aptos para aplicaciones especiales (motores de combustión interna, turbinas, hornos de fundición). En el Cuadro 8 se detallan los fabricantes de gasificadores de biomasa.

2.3 Aplicabilidad de las tecnologías en las condiciones locales

La capacidad técnica requerida para la correcta operación y el mantenimiento de los equipos de combustión de biomasa sólida puede ser un factor que limite la aplicabilidad de las tecnologías. Pero debe notarse que el rango de complejidad tecnológica existente es muy amplio: hay equipos de operación y mantenimiento muy simples, operables por un ama de casa o un operario con instrucción primaria y capacitación mínima; y también existen equipos de alta complejidad que requieren la atención de personal con educación técnica superior y que sea apoyado por laboratorios, con instrumental complejo y capacitación específica.

Es difícil establecer reglas o normas sobre el nivel de capacidad técnica necesaria para operar equipos de biomasa. En principio, los fabricantes o proveedores de los equipos deben dar al usuario la capacitación mínima para la puesta en marcha y recomendar el nivel de instrucción o de formación técnica que deben tener sus operadores y personal de mantenimiento. Pero suele ocurrir que, por razones comerciales, muchos fabricantes tienden a minimizar estos requisitos o a asumir que los usuarios se harán cargo de la capacitación del personal, proveer los servicios de laboratorio, asegurar el funcionamiento de los instrumentos de registro y control, etcétera.

Cuadro 7. Fabricantes de quemadores de biomasa pulverizada

Empresa	Ubicación	Productos
Julio A. Berkes S.A.	Montevideo, ROU	Quemadores ciclónicos.
Ingeniería AGREST	Ciudad Autónoma de Buenos Aires	Cámaras torsionales.

Fuente: Elaborado por el autor.

Son muy pocos los fabricantes que ofrecen servicios de mantenimiento regular post-venta; aparentemente porque no quieren asumir garantías extendidas por unos equipos cuya operación no pueden controlar en la práctica. Un agravante de esta realidad es la tendencia general que considera que los equipos de generación de calor con biomasa son a priori poco sofisticados, y que pueden ser operados y mantenidos con menores niveles de exigencia y atención que otros equipos de la misma planta industrial. Así, los responsables de mantenimiento en esa industria o los establecimientos en los que funcionan les otorgan muchas veces una baja prioridad en sus programas de mantenimiento preventivo, lo que lleva a deterioros y fallas mayores a medio plazo.

Otro factor negativo es la ubicación física de los equipos térmicos a biomasa. En su mayoría, se los encuentra en localidades más o menos remotas y centros urbanos pequeños. Allí, hay pocos prestadores de servicios técnicos y personal con experiencia en instrumentación, calderería, fumistería, soldadura de alta presión, y otras especialidades necesarias para dar el mantenimiento correcto y poder reparar fallas en forma adecuada. Esto aumenta los costos y tiempos de espera del mantenimiento cuando resulta necesario traer personal y equipos de centros urbanos mayores, que pueden ser más o menos distantes.

En resumen, la posibilidad de aplicar una cierta tecnología dependerá de tres factores principales:

Cuadro 8. Fabricantes de gasificadores de biomasa

Empresa	Ubicación
Shreenithi Engineering Works	India
Chanderpur Works Private Limited	India
Urja Gasifiers Pvt. Ltd.	India
Radhe Renewable Energy Development Private Limited	India
Hefei Debo Bioenergy Science & Technology Co., Ltd.	China
Aries Clean Energy LLC	EE. UU.
Diversified Energy Corporation	EE. UU.
PRM Energy Systems, Inc.	EE. UU.
Frontline BioEnergy, LLC	EE. UU.
Utag Green Energy Technologies Inc.	Canadá
Meva Energy AB	Suecia
BIOS BIOENERGIESYSTEME GmbH	Austria
FLEX Technologies Ltd.	Reino Unido
Berkes S.A.	Uruguay
IGT Energy	Argentina

Fuente: Elaborado por el autor.

1. los tipos de biomasa disponibles;
2. la potencia y el factor de uso del equipo;
3. la capacidad técnica del usuario y su disposición para asumir parte del mantenimiento.

El tercer factor es el más difícil de asegurar, o de evaluar con buena aproximación. Por lo mismo, la aplicabilidad de una u otra tecnología se debe estudiar caso por caso, junto a su usuario.

2.4 Costos de inversión, de operación y de mantenimiento

Los costos de inversión de los equipos y de las instalaciones necesarios para quemar biomasa sólida son en general mayores que los de combustibles fósiles líquidos o gaseosos, pero similares a los de dispositivos e instalaciones para combustibles fósiles sólidos, como hulla, lignito o coque de petróleo.

Como hay una gran diversidad de equipos con muy diferentes niveles de potencia y grados de automatización, es difícil dar valores generales por unidad de capacidad. Al analizar cada modelo de negocios, y dependiendo de las tecnologías involucradas, se hacen las precisiones posibles. El Cuadro 9 presenta una estimación de costos de compra de equipos de GN y de biomasa.

En general, en el modelado y análisis de costos de proyectos, se consideran dos componentes: los costos de capital (CAPEX, por su sigla en inglés, *capital expenditures*) y los costos de operación (OPEX, *operational expenditures*).

Los CAPEX son todos los costos asociados a la adquisición y posesión de un bien de capital; incluyen:

Cuadro 9. Costos comparados de compra e instalación de equipos térmicos a gas y a biomasa

Equipos	Potencia (kW _{th})	Compra (USD/kW _{th})		Instalación (USD/kW _{th})		Inversión final		Inversión comparada
		GN, GLP	BM	GN, GLP	BM	GN, GLP	BM	
Calderas de calefacción	50 a 500 kW _{th}	80	120	10	40	90	160	1,8
Calderas industriales	500 a 5 000 kW _{th}	50	80	10	20	60	100	1,7
Calefactores domésticos	10 a 50 kW _{th}	15	100	5	0	20	100	5,0
Calefactores industriales	50 a 500 kW _{th}	20	50	10	20	30	70	2,3

Fuente: Elaborado por el autor.

1. compra, construcción, montaje, puesta en marcha = inversión inicial;
2. amortización = previsión para la reposición de la inversión;
3. interés = costo financiero del capital invertido;
4. impuestos y tasas = costos fiscales;
5. seguros = costo de cubrir riesgos (de incendio, del personal, otros).

En cambio, los OPEX son los costos asociados al funcionamiento de un bien de capital; en general son proporcionales a su uso efectivo, e incluyen:

1. consumibles = combustibles, lubricantes, piezas de desgaste, electricidad;
2. mano de obra = salarios, aportes y contribuciones, seguros, vacaciones, indemnizaciones por despido, capacitación, ropa y calzado, equipos de protección individual, bonificaciones;
3. mantenimiento (programado) y reparaciones (no programadas).

Para que un proyecto de energía térmica con biomasa sea financieramente viable, la suma de CAPEX + OPEX a lo largo de toda su vida útil debe ser menor que la de la alternativa fósil, a menos que se valore el uso de la biomasa con otros argumentos (mitigación de cambio climático, gestión de residuos, etc). Cuando la opción fósil sea la ya utilizada, su CAPEX será menor que el de una instalación nueva, porque habrá una cierta amortización lograda, tanto en el equipo como en sus instalaciones auxiliares. Por lo tanto, en estos casos, es menos probable que sea conveniente reemplazar equipos e instalaciones de combustibles fósiles por los de biomasa.

En cuanto a las instalaciones necesarias para acceder al combustible, hay tres situaciones bien diferentes:

1. **GN:** los usuarios no deben pagar de inmediato la inversión en instalaciones básicas (gasoductos y redes de distribución), porque estas son subsidiadas con fondos especiales o se amortizan a largo plazo con cargos por transporte y distribución adicionados al costo del gas; por eso los usuarios no lo consideran como una inversión fija propia.
2. **GLP:** las instalaciones de almacenaje y alimentación (tanques, regulador de presión y tuberías) son de costo relativamente bajo, y muchas veces la distribuidora de gas licuado las entrega en comodato, con lo cual el usuario no realiza una inversión directa para poder utilizar GLP. Una excepción notable se da en las granjas de aves o cerdos y en los invernaderos, donde la inversión para distribuir el gas puede ser alta y por cuenta del propietario.
3. **Biomasa:** todas las instalaciones y equipos necesarios para su recibo, almacenaje y alimentación al dispositivo de combustión deben incluirse en la inversión inicial, lo que encarece y complica la ejecución del proyecto. Una excepción a esta regla es la tecnología de calefactores domésticos a pellets que son cargados diariamente con bolsas, de manejo manual y almacenaje muy simple en cualquier vivienda unifamiliar.

2.5 Escalas de proyectos convenientes desde el punto de vista técnico y económico

Desde el punto de vista técnico, al aumentar la escala de un proyecto o la capacidad de generación de calor de una instalación, su eficiencia termodinámica y mecánica tienden a aumentar o, por lo menos, existe la posibilidad de lograr mayores valores de eficiencia en la utilización del calor contenido en los combustibles.

Además, el CAPEX y el OPEX por unidad de capacidad o por unidad de energía producida tienden a disminuir cuando aumenta la capacidad o potencia de una instalación. Las instalaciones pequeñas tienen, por lo general, niveles de costos unitarios de capital y de operación más altos que las de media o gran potencia.

Partiendo de estas dos tendencias generales, parece evidente que, cuanto mayor sea la escala del proyecto, mayor será su conveniencia técnica y económica. Pero en la realidad, se ha comprobado que proyectos de tamaño medio o grande suelen ser mucho más difíciles de concretar que los pequeños, por varias razones:

- La ingeniería compleja de los proyectos grandes conlleva costos altos de desarrollo.
- Los costos de preinversión deben erogarse sin tener seguridades de la viabilidad ni de la efectiva ejecución del proyecto, son muchos y frecuentemente no son recuperables.
- El costo logístico (CL) de la biomasa crece en forma general según una función $CL = (P)^x$, donde P es la potencia o capacidad y el exponente x tiene un valor de 0,5 a 0,75. Para proyectos de gran potencia, como ha ocurrido en termoeléctricas de 30 MW o más, los mayores costos de manejo y transporte de la biomasa pueden hacer inviable al emprendimiento.
- Los impactos ambientales y sociales son evaluados por las agencias ambientales con mucho mayor rigor si se utiliza biomasa que si se usa GN u otro fósil, porque los proyectos con biomasa tienen mayores impactos en el uso del suelo, mayores cargas en la infraestructura vial, generación de residuos sólidos, emisión de particulados a la atmósfera, e incluso mayores impactos paisajísticos (chimeneas altas, humos visibles).
- Aunque los costos de capital en equipos e instalaciones crecen menos que linealmente con la potencia, la reducción de costos de inversión unitaria en equipos puede ser menor que el aumento de los costos de inversión social y ambiental (infraestructura, vivienda, afectaciones, evaluación y control de impactos, control de emisiones, remediación, disposición final de residuos, tratamiento de aguas).
- Los tiempos de maduración de los proyectos de gran tamaño involucran riesgos grandes, muchas veces requieren la participación de instituciones financieras de gran porte, y son necesariamente largos; con frecuencia ocurre que los interesados no sostienen su interés más allá de dos o tres años de gestiones si no se llega a resultados concretos.
- La escasa replicabilidad de los proyectos medios y grandes hace que no exista una curva de aprendizaje real. En la Argentina, donde la cantidad de proyectos efectivamente ejecutados es muy baja, es poco probable capitalizar experiencias para reducir los costos y simplificar los proyectos sucesivos. Tampoco es posible diseñar proyectos modulares o repetitivos, ya que hay pocas oportunidades, y mucha variedad de situaciones locales.

En resumen:

- los proyectos de mayor escala o de alta potencia son más eficientes y técnicamente más atractivos que los de baja potencia;
- los proyectos de menor escala o de baja capacidad son de ejecución más simple, más rápida y fácilmente financiados, por lo cual suelen ser económicamente más viables.

2.6 Demandas de biomasa y sus especificaciones técnicas

Las especificaciones técnicas de la biomasa dependen de su origen y de sus aplicaciones. Todavía no hay estándares ni normas de calidad aceptadas en la Argentina, donde el proceso de normalización de los combustibles de biomasa sólida está en sus etapas iniciales.

En la Unión Europea, EE. UU. y Canadá hay estándares de calidad adoptados para chips, pellets y briquetas de biomasa. Algunos de estos estándares —como los de Canadá— son simples y fácilmente adaptables a las propiedades de las biomásas más comunes en la Argentina.

La propiedad más importante de la biomasa combustible es su poder calorífico. La inmensa mayoría de las biomásas tiene un poder calorífico superior (PCS) de 4,6 (+/- 0,2) KCal/gMS, o 20 (+/- 1) kJ/gMS.

Una fórmula que permite estimar el PCS de la biomasa con buena aproximación, considerando sus contenidos de humedad y de cenizas, es:

$$\text{PCS (Kcal/g)} = 4,6 * (100 - \text{HBH} / 100) * (100 - \text{CEN} / 100)$$

donde HBH es el porcentaje de humedad en base húmeda; y CEN es el porcentaje de cenizas en base seca.

Para estimar el poder calorífico inferior (PCI), que suele ser la base del cálculo de eficiencia de calderas de vapor, hay que deducir del PCS el calor latente y sensible del vapor de agua contenido en los gases de combustión, que salen al exterior a más de 130 °C. Este valor depende de la humedad contenida en el combustible y el vapor de agua formado en la combustión del hidrógeno, un elemento que, en promedio, constituye el 6% de la materia volátil (MV) contenida en la biomasa.

Así, la fórmula para estimar el PCI es:

$$\text{PCI (kcal/g)} = 4,6 - ((\text{HBH} / 100) + (\text{MV} * 0,06)) * 0,507$$

En el Cuadro 10 se resumen algunas especificaciones técnicas mínimas para algunos tipos de biomasa en diferentes aplicaciones.

Un conjunto de estándares para biomasa sólida de origen forestal fue publicado por Natural Resources Canada (2019). Por su simplicidad y claridad, estos estándares de calidad son fácilmente adaptables a las condiciones del mercado de la biomasa forestal en la Argentina.

2.7 Mercados potenciales de biomasa

En esta sección se analizan los mercados actuales y potenciales de biocombustibles sólidos en algunas actividades productivas, donde se asume que exista un nivel de consumo actual o futuro de cierta importancia.

Algunos ramos industriales donde el consumo de energía térmica es muy alto y representa una importante fracción de su costo no han sido incluidos por las siguientes razones:

1. Porque ya utilizan un combustible fósil de costo muy bajo y oferta abundante. Es el caso de las industrias del cemento y la cal, cuyo combustible básico es el coque de petróleo y que además pueden quemar residuos sólidos urbanos, desperdicios peligrosos, y otras biomásas de costo negativo.
2. Porque requieren un abastecimiento continuo y de alto volumen de biomasa procesada de calidad alta y constante. Es el caso de la siderurgia a carbón vegetal, que se desarrolla exitosamente en Brasil, pero no pudo ser replicada o fue abandonada en otros países como la Argentina, por no poder desarrollar un volumen de producción suficiente.

Cuadro 10. Especificaciones técnicas de biomasa para usos térmicos

Biomasa	Aplicaciones	Humedad	Tamaño	Cenizas	Alimentación	Observaciones
Leña	Estufas, hogares, calentadores	20 a 35%	D: 5 a 20 cm; L: < 80 cm	Hasta 4%	Manual	Se prefiere media y alta densidad (0,5 a 0,9)
	Calderas de vapor y agua caliente	20 a 45%	D: 5 a 30 cm; L: < 80 cm	Hasta 3%	Manual	Se prefiere media y alta densidad (0,5 a 0,9)
	Gasificadores "lentos"	15 a 25%	< 15 cm	Hasta 2%	Mecánica, discontinua	Es importante la uniformidad de tamaño y humedad
	Gasificadores "rápidos"	15 a 25%	< 5 cm	Hasta 1%	Mecánica, continua	Exige tamaño y humedad muy uniformes
Chips	Calderas de vapor y agua caliente	20 a 50%	L: 5 a 50 mm; A: 2 a 20 mm E: 1 a 8 mm	Hasta 2%*	Mecánica, continua	*Problemáticos si están contaminados con arena o tierra
Aserrín	Quemadores en suspensión	9 a 15%	Menor a 5 mm	Hasta 4%*	Mecánica, continua	
Corteza	Calderas de vapor y agua caliente	30 a 50%	L: < 100 mm; A: 50 a 50 mm E: 3 a 8 mm	Hasta 5%*	Mecánica, continua	*Hay problemas por arena o tierra, siempre presentes.
Pellets	Estufas y hogares	10% +/-1	D: 8 o 10 mm L: 5 a 35 mm	Hasta 1%	Mecánica, continua	Puede haber problemas por finos y polvos
	Calderas	10% +/-1	D: 8 o 10 mm L: 5 a 35 mm	Hasta 1%	Mecánica, continua	Problemas por finos y polvos, son aglomerantes y explosivos lenta
Briqueetas	Estufas y hogares	14% +/-2	D: 60 o 120 mm L: 100 a 500 mm	Hasta 2%	Manual o mecánica	La combustión es lenta
Cáscaras	Hornos y calderas	10 a 14%	Variable, menor a 20 mm	Hasta 4%	Mecánica	Hay problemas por cenizas fundentes y voladoras

Fuente: Elaborado por el autor.

- Porque ya tienen su consumo de energía satisfecho con la biomasa residual de sus propios procesos de producción. Son los casos de la industria azucarera/alcoholera, que utiliza bagazo de caña, y de la industria celulósica que consume el licor negro y las astillas de rechazo. En algunos países, donde el precio de la energía eléctrica de biomasa es alto, la industria azucarera cosecha y utiliza otros residuos de la caña (como puntas y hojas secas), y también residuos de otras industrias (como las forestales) para ampliar la cogeneración durante la zafra o extenderla a la entrefra. En la Argentina, se considera que esta opción es técnicamente posible, pero todavía no es económicamente viable, y no generaría un mercado comercial de combustibles sólidos.

A continuación, se tratan los principales ramos de actividad económica donde hay oportunidades para desarrollar mercados de biomasa o biocombustibles sólidos procesados para usos térmicos.

2.7.1 Alimentos balanceados

La agroindustria de los alimentos balanceados ha tomado gran impulso a partir del desarrollo de la ganadería de engorde a corral y tambos de alta producción, que requieren cantidades crecientes de forrajes procesados de alta calidad nutritiva.

Una de las fuentes de proteína más importante para estos forrajes es la semilla de soja, que para ser utilizada con eficiencia debe reducir su contenido graso del 18% al 10% o menos y desactivar algunos factores antinutricionales, por calentamiento y extrusión. De ahí la multiplicación de pequeñas y medianas plantas que extraen aceite y producen expeller de soja como insumo para alimentos balanceados. En algunas de ellas se realiza un precalentamiento de la semilla o la harina de soja con cocinadores a vapor, y en muchas se termina el proceso con la pelletización del alimento en prensas extrusoras, que requieren un acondicionamiento de las harinas con vapor de calefacción o vapor vivo.

Las potencias térmicas requeridas por estas plantas son en general bajas: por cada tonelada de semilla de soja procesada se consumen unos 50 a 60 kg de vapor, y se suman 20 a 40 kg de vapor por tonelada de productos pelletizados. La mayoría de las plantas procesa entre 1 y 5 t/h de semilla de soja, o su equivalente de 4 a 20 t de pelletizados por hora, por lo cual el consumo de vapor va de 200 a 1 000 kg/h (0,12 a 0,60 Gcal/h). Considerando que 1 tMS de biomasa con 4,3 Gcal produce 5 t de vapor, la demanda de biomasa de estas plantas es del orden de 0,040 a 0,200 tMS/h. Si operan a doble turno, con unas 5 000 h/año su demanda final de biomasa es de 200 a 1 000 tMS/año/planta (Cuadro 11).

Es difícil estimar el número y la capacidad de las plantas de procesamiento de soja y producción de balanceados: probablemente existan más de cien, concentradas en las pro-

Cuadro 11. Consumo estimado de biomasa en plantas de alimentos balanceados

Establecimientos	Consumo vapor (tv/h)	Consumo BM (tMS/h)	Uso anual (h/a)	Consumo BM MS/a/ establecimiento	Potencial MIN (tMS/a)	Potencial MAX (tMS/a)
100	0,5	0,1	4 992	499	24 960	149 760

Fuente: Elaborado por el autor.

vincias de Buenos Aires, Santa Fe, Córdoba y Entre Ríos. En su mayor parte, generan vapor con diésel o con GN. Su demanda agregada potencial de biomasa está en el rango de 25 a 150 000 tMS/a.

2.7.2 Frigoríficos de aves

Los frigoríficos de aves pertenecen a empresas avícolas integradas, que operan en todas las etapas de la cadena de producción (granjas de reproductores, granjas de ponedoras, plantas de incubación de huevos, granjas de cría de aves, frigoríficos, plantas de alimentos).

En los frigoríficos o en plantas anexas de *rendering* se procesan los residuos de la faena. Otras plantas elaboran los alimentos para gallinas de postura y pollos de engorde. En ambas etapas hay demandas de calor importantes, al igual que en los galpones de crianza de los pollos y ponedoras.

En 2016 la faena nacional fue de 705 millones de cabezas, con Entre Ríos (51%) como la provincia más relevante, seguido de Buenos Aires (35%); Córdoba (4,6%) y Santa Fe (4,5%).

Las plantas de faena avícola consumen agua caliente para escaldado de aves y lavado diario de las instalaciones. Para este fin, se estima un uso de 60 kcal/kg de ave faenada. Por otra parte, las operaciones de *rendering* consumen vapor en autoclaves que esterilizan y deshidratan los residuos de la faena (vísceras, plumas, huesos y descartes): se estima un consumo de 0,4 kg de vapor, o 250 kcal/kg de aves faenadas. Además, en la peletización del alimento balanceado se utiliza vapor como acondicionante.

El consumo potencial de biomasa se estima en el Cuadro 12 y es del orden de 172 000 tMS/a en las plantas de faena avícola, de *rendering* y de fabricación de alimentos para aves.

2.7.3 Criaderos de pollos

Los criaderos o granjas de cría de pollos consumen energía calórica para su calefacción. Se estima que el consumo medio es de 0,120 L GLP/cabeza, o 0,060 kg GLP/cabeza. Para una producción de 660 millones de cabezas por año, esto equivale a 39,600 tGLP/a, que serían sustituibles por 110 000 tMS/biomasa/año (Cuadro 13).

El costo de calefacción representa solamente el 3% del costo final de la carne de pollo, pero a nivel de la granja, puede representar hasta un 30% del costo variable de cada crianza.

Cuadro 12. Consumo potencial de biomasa en las industrias avícolas

	Faena		Consumo de vapor		Consumo de biomasa
	(aves/año)	(t/a)	(tv/t)	(tv/a)	(tMS/a)
<i>Rendering</i>	660 000 000	1 650 000	0,4	660 000	132 000
Agua caliente	660 000 000	1 650 000	0,1	165 000	33 000
Pelletizado	660 000 000	1 254 000	0,03	37 620	7 524
Total					172 524

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 13. Consumo potencial de biomasa en criaderos de aves

Crianza	Consumo específico	Consumo de la actividad	Equivalente en biomasa
Cabezas/año	kgGLP/kg ave	kg GLP/año	tMS/a
660 000 000	0,06	39 600 000	110 512

Fuente: Elaborado por el autor.

2.7.4 Secaderos de granos

El secado de granos en las plantas de acopio es una práctica común en la Argentina. Por lo general, se lo realiza en maíz y sorgo; con frecuencia, en soja, y raramente en trigo y cebada. Las fuentes de calor más utilizadas son el GLP y el gasoil, pero algunas plantas integradas a las industrias aceiteras y harineras usan vapor de calderas de GN o de biomasa, con intercambiadores de calor para generar aire caliente en las secadoras. En el caso de arroz, que se seca por sistema de lotes, es común el uso de hornos de leña como generadores de calor.

En 1985 se reportaba la existencia de unas 3 300 secadoras en todo el país: 1 350 en Buenos Aires, 700 en Santa Fe, 580 en Córdoba, 240 en Entre Ríos, 190 en La Pampa y 75 en Chaco; y el resto, en otras provincias. Es muy probable que este número se haya duplicado en la actualidad y que se hayan instalado más plantas en las provincias del Nordeste y Noroeste del país. En todo caso, la producción de granos se ha triplicado de 1985 a 2016 y una parte del aumento de producción se generó en provincias como Chaco, Santiago del Estero, Salta, La Pampa y San Luis.

La mayoría de las secadoras de granos están provistas de quemadores de GLP o de gasoil que generan un flujo de gases muy calientes. El gas caliente se mezcla con aire tomado del ambiente, para llegar a las temperaturas apropiadas para el secado (de 80 a 110 °C). El mismo efecto se produce si el aire ambiente se calienta al atravesar un radiador calefaccionado por vapor.

La biomasa puede usarse en secadoras de granos para generar aire caliente sustituyendo los quemadores de líquido o gas, o generando vapor en una caldera de biomasa para luego calentar el aire en un intercambiador de calor calefaccionado por vapor.

La demanda de calor para secado de granos se estima en 1 030 a 1 050 kcal/kg de agua evaporada, o unos 0,25 kgMS/kg de agua evaporada. La demanda potencial de biomasa a nivel nacional se puede estimar de acuerdo al Cuadro 14, y se aproxima a 485 000 tMS/año.

2.7.5 Industrias lácteas

Según el Centro de la Industria Lechera (CIL), en 2017 la producción láctea procesada en las industrias fue de 9 360 millones de litros. El principal insumo energético es el GN, aunque muchos de los establecimientos pequeños utilizan leña. Hay por lo menos una planta mediana que consume actualmente madera en chips gasificados y una que usa chips en quema directa.

En las plantas lácteas, la energía térmica se usa para generar vapor de proceso y agua caliente para limpieza; pero en las que tienen equipos de deshidratación de leche o suero

hay un importante consumo de calor directo (aire caliente) en los equipos de secado, además de vapor para los equipos auxiliares (precalentadores, evaporadores, concentradores).

El 85% de la producción nacional de leche se procesa en 45 empresas medianas y grandes, de las cuales hay 15 muy grandes, que concentran el 74% del total nacional.

Según SUSMILK (2015), el consumo de energía en una planta típica de 600 000 l/día que no produce leche en polvo, se divide en 88% para energía térmica y 12% para energía eléctrica (incluyendo enfriamiento).

El Cuadro 15 estima el consumo potencial de biomasa en la industria láctea argentina. Aun aceptando que hay un cierto grado de subestimación, porque no se considera la producción de leche en polvo, es razonable suponer que el consumo potencial de biomasa para sustituir al GN y fueloil en la industria láctea argentina podría llegar a unas 500 o 600 000 tMS/año.

Cuadro 14. Consumo potencial de biomasa sólida para secado de granos

Granos para secar	Mt/año	Diferencial de humedad	Evaporación (Mt/a)	Energía (Gcal/a)	Biomasa (tMS/a)
Maiz	9,6	0,08	0,768	791	184 000
Sorgo	6,4	0,06	0,384	396	92 000
Soja	20	0,04	0,8	824	192 000
Trigo	2,8	0,02	0,056	58	13 000
Cebada	0,8	0,02	0,016	16	4 000
Total					485 000

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 15. Consumo potencial estimado de energía térmica para procesamiento de leche

	Elaboración	Calor	En GN	En biomasa	Consumo específico	
		GWH/d	(m ³)	tMS	m ³ GN/l	kgMS/l
Planta típica (litros/día) *	600 000	172	15 905	34,4	0,027	0,057
Producción anual (litros)	9 360 000 000		248 123 871	536 640		

* Dato extraído de SUSMILK (2015).

Fuente: Elaborado por el autor.

2.7.6 Ladrillos y tejas

La fabricación de ladrillos y tejas es una actividad que realizan dos tipos de empresas:

- las industrias de cerámica roja;
- las ladrilleras artesanales.

En la Argentina, el grupo UNICER tiene las seis empresas mayores de cerámica roja industrializada del país: (Later Cer en Pilar, Cerámica Quilmes en Quilmes, Palmar en Córdoba, Cunmalleu en Allen, Fanelli en La Plata, Cerámica Rosario en Rosario). El grupo produce 180 000 t/mes y abastece al 68% del mercado nacional de ladrillos huecos, bloques y viguetas. Todas sus plantas usan GN como fuente de calor, y se estima un consumo específico de 0,5 Gcal/t producida.

Por otro lado, las ladrilleras artesanales están distribuidas por todo el país, con algunas concentraciones locales en San Rafael (Mendoza), Rosario (Santa Fe), Cañuelas (Buenos Aires), Olmos (Buenos Aires). Son, por lo general, empresas informales, con niveles de producción bajos (de 20 a 100 t/mes/unidad). Es muy difícil estimar el número de ladrilleras artesanales, pero asumiendo una producción promedio de 600 t/año/unidad, puede haber unas 5 000 unidades en todo el país. Todas usan leña, aserrín, residuos urbanos, neumáticos, aceite quemado, etc., como combustible en los hornos. Se estima un consumo específico de 0,85 Gcal/t producida.

El consumo potencial de biomasa de este ramo se estima en el Cuadro 16, para el año 2017.

Cuadro 16. Consumo potencial de biomasa en ladrillerías

	Producción		Consumo de calor	Equivalente GN	Equivalente BM
	t/mes	t/año	Gcal/año	m ³ /a	tMS/a
Industrializadas	264 706	2 911 765	1 514 118	162 808 349	352 120
Artesanales		3 000 000	2 550 000		593 023
Total					945 144

Fuente: Elaborado por el autor.

2.7.7 Establecimientos comerciales

En este grupo de consumidores potenciales hay un gran número de establecimientos, de muy diversos tamaños y niveles de demanda de energía térmica. Los de mayor importancia son hoteles, centros de salud, centros educativos, clubes deportivos, lavanderías, restaurantes. La mayor parte de ellos tiene acceso al GN, que es un combustible de bajo costo, extrema limpieza y muy alta simplicidad de uso: en estos casos es poco probable que la biomasa resulte una opción interesante.

Sin embargo, hay grandes áreas del país donde el servicio de GN no está disponible, y los usuarios comerciales deben recurrir a GLP y eventualmente al gasoil como fuentes de energía térmica. En estas áreas y para estos usuarios, las astillas o los pellets pueden ser una opción económicamente interesante para reemplazar los combustibles fósiles de costo muy superior.

Un resumen de los ramos de actividad con mayores demandas potenciales de biomasa combustible se presenta en la Gráfico 1.

2.8 Valores de la biomasa y de los fósiles sustituidos que hacen viables los proyectos

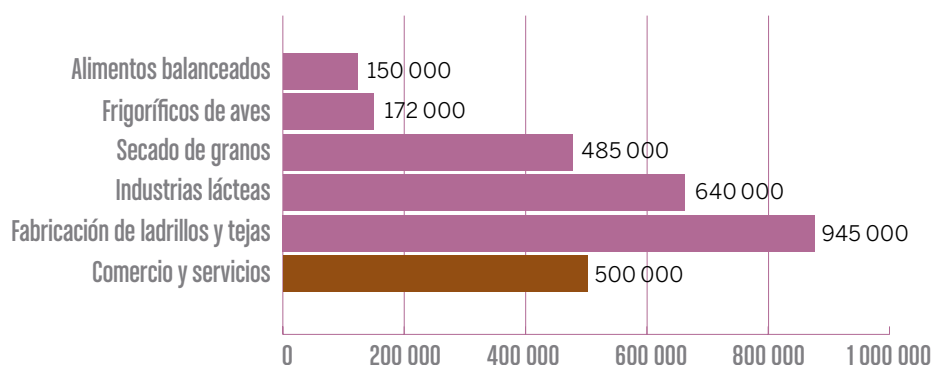
En el Cuadro 17 se presentan valores estimados de precios de mercado y costos al usuario de biomasa leñosa y de combustibles fósiles, en agosto de 2018. Se observa que los pellets de madera son más baratos que el GN hasta una distancia de 500 km, y que hasta 1 000 km aún pueden competir con el GLP y el gasoil.

Por otra parte, los chips son más baratos que todos los combustibles fósiles hasta una distancia de 1 000 km desde su origen, partiendo de los precios de mercado (el valor de chips FOB es el practicado en Concordia, Entre Ríos en agosto de 2018).

La misma información se presenta en forma gráfica, en el Gráfico 2. Se visualiza que los chips verdes son más baratos que el GN hasta 1 000 km de distancia, y los pellets se equiparan en costo unitario con el GN a 500 km de su origen. Tanto chips como pellets son mucho más baratos que el GLP, aun a distancias de 1 000 km.

Como se nota en el Gráfico 2, el precio final de la unidad térmica de biomasa entregada al usuario depende mucho del costo del flete desde su origen hasta su destino. Una esti-

Gráfico 1. Demandas potenciales de biomasa para generar calor, por actividad



Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 17. Precios comparados de biocombustibles sólidos y combustibles fósiles

Combustible	Unid	Precio USD/t	kcal/ unidad	BTU/ unidad	USD/Gcal	USD/ MMBTU
Chips FOB	tMS	23,99	4 300 000	17 063 492	5,58	1,41
Chips CIF 100 km	tMS	32,33	4 300 000	17 063 492	7,52	1,89
Chips CIF 500 km	tMS	61,49	4 300 000	17 063 492	14,30	3,60
Chips CIF 1 000 km	tMA	98,99	4 300 000	17 063 492	23,02	5,80
Pellets FOB	tMS	135,00	4 300 000	17 063 492	31,40	7,91
Pellets CIF 100 km	tMS	141,19	4 300 000	17 063 492	32,83	8,27
Pellets CIF 500 km	tMS	165,96	4 300 000	17 063 492	38,60	9,73
Pellets CIF 1 000 km	tMS	196,92	4 300 000	17 063 492	45,80	11,54
GN bajo	m ³	0,25	9 300	36 905	26,88	6,77
GN alto	m ³	0,30	9 300	36 905	32,26	8,13
GLP a 35,00 ARS/kg	kg	0,93	12 000	47 619	77,78	19,60
Gasoil a 37,50 ARS/l	litro	1,00	8300	32 937	120,48	30,36

Fuente: Boletín Novedades Forestales y datos relevados por el autor.

mación inicial de los costos de flete se puede hacer con una función simple, donde el costo final de un viaje de camión es igual al consumo de combustible diésel en ese viaje, multiplicado por un “factor del equipo” que puede ser de 3 a 4, dependiendo del tipo de equipo de transporte.

$$\text{Precio del viaje} = (\text{litros de diésel consumidos}) * (\text{USD/l}) * (\text{factor de equipo}) = \text{USD/viaje}$$

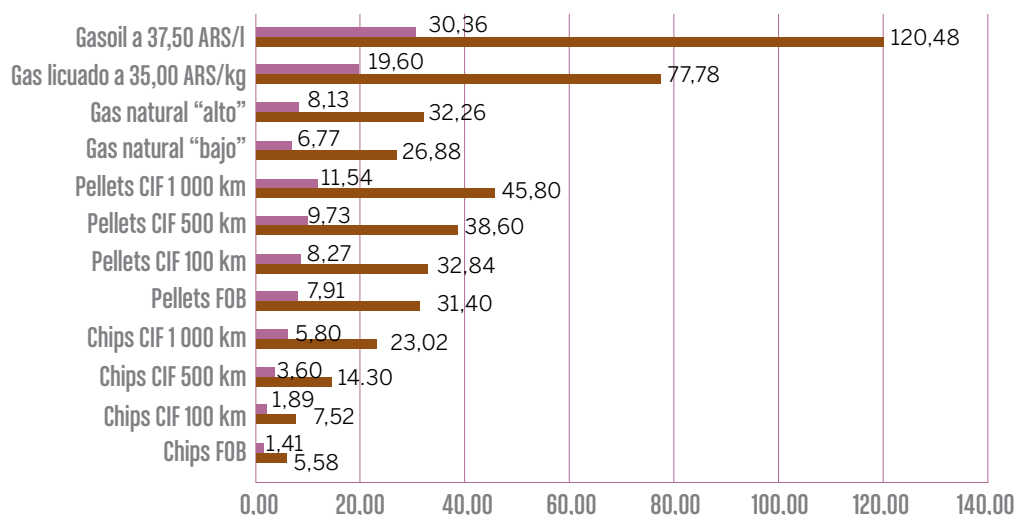
Utilizando esta fórmula simple, se calcularon los valores de los Cuadros 18 y 19. Se asume que no hay fletes de retorno, y la distancia por recorrer se multiplica por 2, considerando el viaje de ida y vuelta. En el Cuadro 18 se resumen los precios de fletes resultantes.

Para los chips verdes, usando equipos de transporte comunes, si la distancia supera a los 300 km el flete cuesta más que la biomasa (de 25 a 30 USD/t verde, FOB). Pero con equipos de transporte especializados, de mayor capacidad, el costo del flete supera al costo de la biomasa de chips verdes recién a partir de los 500 km de distancia.

En el caso de los pellets, asumiendo un valor FOB de 100 USD/t, el costo del flete en equipo común es, a 500 km, un 36% más elevado que el precio FOB, pero puede bajar a 21% si se usa bitren.

En el Cuadro 19 se comparan los precios unitarios, por Gcal, a diferentes distancias, estimadas para algunas configuraciones comunes de equipos de transporte de carga a granel. La lista de configuraciones autorizadas se presenta en el Anexo 2.

El costo por unidad de energía transportada en un bitren que lleva chips verdes con 35% de humedad es prácticamente igual al de un semirremolque común que acarrea pellets con 10% de humedad. Así, utilizando un equipo de mayor capacidad volumétrica, se puede compensar el menor contenido calórico de los chips por unidad de peso.

Gráfico 2. Precios comparados de biomasa y fósiles, en agosto 2018

Nota: 37,50 ARS = 1 USD.

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 18. Precios estimados de fletes de biomasa (en USD/viaje), por tipo de transporte y distancia

Costos de fletes (USD)	l/km	Capacidad (m³)	Carga (tv)	100 km	200 km	300 km	400 km	500 km
Equipo (3+2+3), por viaje	0,33			242,88	485,76	728,64	971,52	1 214,40
chips verdes (35% HBH), por t		72	23,0	10,54	21,08	31,63	42,17	52,71
pellets (10% HBH), por t		52	33,3	7,30	14,60	21,89	29,19	36,49
Semirremolque especial (3+3), por viaje	0,30			220,80	441,60	662,40	883,20	1 104,00
chips verdes (35% HBH), por viaje		100	32,0	6,63	13,27	19,90	26,54	33,17
Semirremolque común (3+2), por viaje	0,28			206,08	412,16	618,24	824,32	1 030,40
pellets		52	33,3	6,19	12,38	18,58	24,77	30,96
Bitren (3+3+2+3) por viaje	0,45			289,80	579,60	869,40	1 159,20	1 449,00
chips verdes (35% HBH)		200	64,0	4,53	9,06	13,58	18,11	22,64
pellets (10% HBH), por t	0,45		68,0	4,26	8,52	12,79	17,05	21,31

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 19. Costos de transporte de biomasa, según equipo y carga, en USD/GJ

	GJ/viaje	100 km	200 km	300 km	400 km	500 km
Equipo común, chips 35%	300	0,81	1,62	2,43	3,24	4,05
Equipo común, pellets	599	0,41	0,81	1,22	1,62	2,03
Semi especial, chips 35%	416	0,53	1,06	1,59	2,12	2,65
Semi común, pellets	599	0,34	0,69	1,03	1,38	1,72
Bitren, chips 35%	832	0,35	0,70	1,04	1,39	1,74
Bitren, pellets	1 224	0,24	0,47	0,71	0,95	1,18

Fuente: Elaborado por el autor.

Esto demuestra que, para optimizar los costos en la etapa del transporte de biomasa (que son el factor limitante de mayor importancia para su uso masivo) es necesario y posible utilizar equipos de transporte especializados.

Los Gráficos 3 y 4 ilustran el impacto de la distancia en los precios de transporte de la biomasa. El patrón general es el mismo, pero en el Gráfico 3 se comparan precios por unidad de energía transportada en la biomasa, y en el Gráfico 4 se compara el costo por tonelada transportada.

El equipo común (camión + acoplado) genera altos precios de fletes, porque está optimizado para carga pesada (ca 800 kg/m³) y su capacidad volumétrica es insuficiente para un transporte eficiente de biomasa. El semirremolque especial, diseñado para maximizar el volumen y el peso por eje, tiene un precio mucho menor, tanto en chips como en pellets. El bitren puede ofrecer el precio más bajo, y transportando chips de 35% iguala al costo de un semi común con pellets.

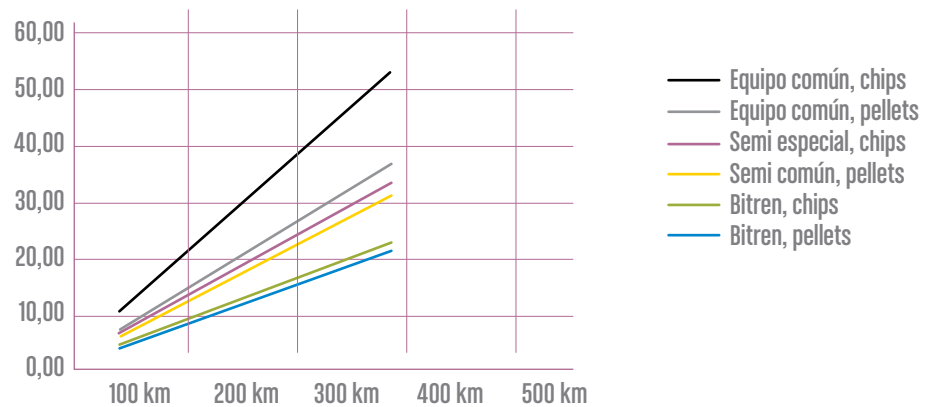
2.9 Evaluación financiera de los proyectos

La evaluación financiera se realizó sobre flujos de caja que comparan la operación con combustible fósil y con biomasa, a diez años, con toda la inversión inicial en el año cero. Con las funciones de Excel se calculó la TIR y el VAN para una tasa de descuento de referencia de 10% anual. La relación beneficio/costo se midió con la suma de ingresos netos en 10 años, dividida por la inversión inicial. El plazo de recuperación de la inversión (PRI) se

identificó en el flujo de caja, cuando la suma de saldos positivos acumulados se iguala a la inversión inicial (sin considerar intereses).

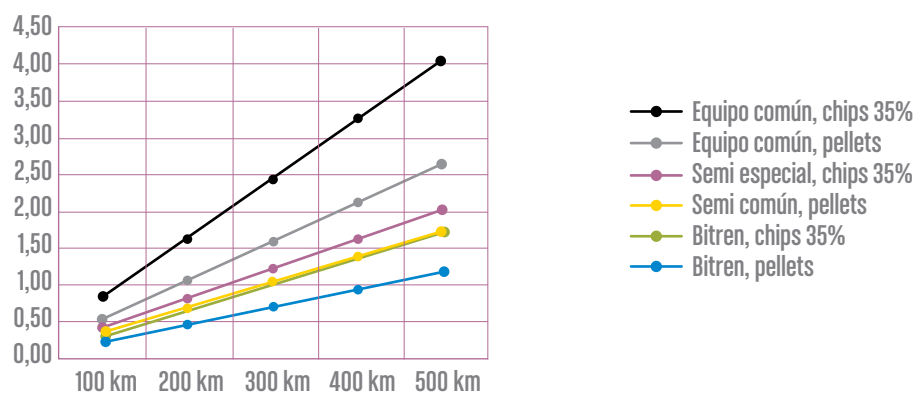
Todos los valores están en USD a la tasa de cambio de 37,50 ARS/USD. En los casos en que aplica amortización de bienes de capital, se indica la vida útil respectiva, con valor residual nulo. Los precios de los combustibles fósiles y de biomasa son los de mercado a agosto de 2018.

Gráfico 3. Precios unitarios de transporte de biomasa, en USD/GJ



Fuente: Elaborado por el autor.

Gráfico 4. Precios finales estimados de transporte de biomasa, en USD/t verde



Fuente: Elaborado por el autor.

2.10 Potenciales impactos ambientales y cobeneficios

2.10.1 Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

La reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (REGEI) es un importante cobeneficio ambiental que puede lograrse al sustituir combustibles fósiles por biomasa en la generación de energía térmica o eléctrica. Para poder calcular la reducción efectivamente lograda, las emisiones deben ser contabilizadas en todo el ciclo de vida de los combustibles que se comparan.

Sin embargo, cuando la biomasa se usa para generar electricidad, la REGEI es bastante menor que cuando se genera energía térmica: esto es así por tres razones principales:

1. Al generar electricidad, la REGEI se calcula considerando un valor de emisión específica promedio, que es propio de cada país o sistema eléctrico, donde los combustibles fósiles entran con solo una parte de la energía primaria utilizada en el sistema; en aquellos con alta participación de energía hidráulica o atómica —que son libres de emisiones— la emisión específica promedio del sistema (en $\text{gCO}_2\text{eq/kWh}$) es baja, y por lo mismo, la capacidad de reducirla con biomasa es menor.
2. La biomasa no es una fuente totalmente libre de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), porque en su proceso de cosecha, transformación y transporte se consumen combustibles fósiles y electricidad, que generan emisiones; cada cadena de producción y uso final de biomasa tiene su propio valor de emisión específica de GEI.
3. Si la biomasa sustituye un combustible fósil en uso térmico, las eficiencias son bastante similares (p. ej. 0,85 contra 0,95 = 8 : 9 en calderas de vapor); pero generando electricidad, la eficiencia de la biomasa es mucho menor que la de un fósil (0,25 contra 0,50 = 1 : 2 en plantas termoeléctricas de ciclo Rankine).

El potencial de REGEI de la biomasa varía entre diferentes países y sistemas de producción; en la mayoría de los casos, al sustituir un combustible fósil como FO, DO, GN o GLP por chips o pellets se logra un ahorro de emisiones de 93% a 97%, según el sistema de transporte de los combustibles fósiles y la distancia a su fuente.

Sin embargo, la biomasa suele estar localizada mucho más cerca de los sitios de uso final que los fósiles; y sus emisiones en la fase de transporte son similares a las de los fósiles que reemplazan aunque se transporte mayor peso y volumen.

Datos recientes de estudios del ciclo de vida de ocho tipos de biomasa combustible en México, que incluyen las emisiones por transporte carretero de biomasa a 200-300 km, del transporte de hulla por barco, y de petroderivados por petroductos, se resumen en los Cuadros 20 y 21. Estos valores probablemente sean similares a los de la Argentina.

Por lo tanto, el uso de biomasa para generar calor puede reducir las emisiones de GEI originadas por los combustibles fósiles sustituidos en un rango de 90 a 99%.

2.10.2 Aumento de emisiones de particulados

Las emisiones de sólidos particulados por combustión de biomasa son muy variables; dependen de la eficacia de combustión y de los dispositivos de limpieza de humos incorporados al equipo. Los dispositivos de baja eficacia de combustión generan hollín e inquemados. Los equipos de limpieza de humo (ciclones, precipitadores electrostáticos, filtros

Cuadro 20. Emisiones de GEI (gCO₂eq/MJ) en el ciclo de vida de combustibles forestales, México

Pellets	Chips de costeros	Chips de ramas	Carbón	Leña de monte	Leña de costeros	Corteza	Aserrín
5,1	3,3	3,8	4,0	1,0	0,8	1,5	1,0

Fuente: E. Riegelhaupt *et al.*, no publicado.

Cuadro 21. Factores de emisión de GEI (gCO₂eq /MJ) de combustibles fósiles, México

Gasolina	Diesel	Petcoque	GN	LPG	Fuel Oil	Hulla
88	88	79	66	65	85	111

Fuente: E. Riegelhaupt *et al.*, no publicado.

secos, lavadores de gases) tienen muy distintos niveles de eficacia para retener y separar partículas sólidas de los humos.

Las emisiones de particulados tienen impactos ambientales negativos (turbidez del aire, suciedad) y son muy peligrosas para la salud de los usuarios directos y los vecinos. Las partículas menores a 2,5 micras son consideradas como una causa principal de la enfermedad pulmonar obstructiva crónica (EPOC), que se manifiesta como bronquitis crónica y enfisema; y puede ser en algunos casos más pernicioso que el tabaquismo, por su alta prevalencia y gravedad.

Sin embargo, es difícil evaluar de una forma general los riesgos de impactos ambientales negativos por emisiones de partículas en sistemas de uso de biomasa para energía, por varias razones:

- las partículas se generan a lo largo de todo el ciclo de vida de la biomasa, en las etapas de colecta o cosecha, procesamiento, transporte, y uso final;
- la magnitud y gravedad de los impactos depende mucho del tamaño de las partículas, y a veces de su actividad biológica específica (esporas de hongos alergógenas, por ejemplo);
- la magnitud del impacto depende de la concentración de particulados, la cual disminuye en una función cuadrática o cúbica con la distancia al punto de origen y también puede ser fácilmente reducida —por dilución— en la propia fuente.

2.10.3 Creación de empleos

La creación de empleo local es un cobeneficio importante de la biomasa para energía. En el Cuadro 22 se muestran los valores que resultaron de un caso de estudio en México, donde las tecnologías y la intensidad de uso de mano de obra son similares a las de la Argentina.

Sin embargo, la sustitución de fósiles por biomasa no significa que todo el valor de mercado del fósil sustituido se convierte en salarios. Por un lado, cerca de la mitad del precio

Cuadro 22. Creación de empleos en una muestra de empresas de México que producen biocombustibles forestales (en días de trabajo por GJ entregado)

Pellets	Chips	Carbón	Leña	Costeros	Corteza	Aserrín
0,095	0,013	0,277	0,079	0,019	0,007	0,022

Fuente: E. Riegelhaupt *et al.*, no publicado.

de la biomasa debe remunerar al transporte y, por otro lado, la energía de biomasa debe ser más barata que la de los fósiles que sustituye. En general, se estima que de 1/10 a 1/8 del valor de mercado del fósil sustituido se utiliza para remunerar a la mano de obra.

2.11 Externalidades positivas y su aporte al modelo de negocios

2.11.1 Ahorro de energía fósil

El ahorro de energía fósil es una importante externalidad positiva de la biomasa. Su valoración está fuera de los límites de este estudio, pero si se considera que el consumo de fósiles importados generó a la Argentina, en menos de diez años, una buena parte de su actual deuda externa, se comprende el importante papel que podría tener la biomasa para reducir el déficit de divisas del sector energético nacional, particularmente en los rubros de GN y GLP.

Como ejemplo, con un millón de tMS de biomasa se puede reemplazar a 0,4 millones de tep, o sea unos 400 millones de USD (de GLP) o 200 millones de USD (de GN). Esto equivale al ingreso por exportación de un millón de toneladas de soja. Pero la biomasa para energía se puede producir a partir de residuos de la industria forestal, casi sin inversiones adicionales y sin ocupar más tierras productivas. Así, ahorrar energía fósil equivale a ahorrar tierra, capital y divisas.

2.11.2 Eficiencia energética

Es imposible que al sustituir fósiles por biomasa aumente la eficiencia energética de los respectivos sistemas de transformación y uso final de energía primaria. La biomasa siempre será utilizada con menor eficiencia que los combustibles fósiles, por la simple razón de que se la quema a menor temperatura; y la eficiencia de una máquina térmica es una función del diferencial de temperatura que aprovecha.

2.11.3 Capacidad para reducir emisiones

Como ya mencionó, la biomasa sólida de origen forestal tiene una altísima capacidad para reducir las emisiones de GEI de los combustibles fósiles que sustituye. Sin embargo, el valor económico realizable de esta externalidad positiva es bastante dudoso. Desde la caducidad del Protocolo de Kyoto, el mercado de los certificados de reducción de emisiones (CER) se desplomó; queda un pequeño mercado voluntario bajo el MDL, donde los precios son muy bajos (menos de 5 USD/tC) y los volúmenes de transacción son muy poco significativos.

En la COP 22 de Marruecos, y dando seguimiento al Acuerdo de París, los países industrializados reafirmaron que van a proporcionar 100 000 millones de USD para el financiamiento climático. Pero todavía no se conocen ni las formas ni los tiempos en que esta

contribución se concretará, lo que significa que, por algunos años, los proyectos de uso de biomasa que generen reducciones certificadas de emisiones quedarán sujetos a su registro en el MDL, y la venta de CER, al mercado voluntario como formas de generar ingresos y monetizar esta externalidad positiva.

2.12 Modelos de negocios evaluados

A continuación, se detallan los cinco modelos de negocios evaluados en este trabajo.

2.12.1 Modelo de negocios 1

Conversión de calderas, secadores u hornos industriales de combustibles fósiles a chips de biomasa. Desarrollador: industria consumidora de energía térmica.

Como ejemplo, se han seleccionado dos casos:

A) una caldera de vapor a GN es reemplazada por una de chips (que vienen de 150 o 300 km);

B) un calentador de aceite térmico a GN es reemplazado por uno de chips.

CASO A

La generación de vapor es de 6 tv/h. Los parámetros técnicos adoptados son los del Cuadro 23.

En este modelo, la propia empresa industrial consumidora se hace cargo de todas las actividades e inversiones necesarias para la conversión de un sistema actual de combustible fósil a un sistema alternativo que utilice chips de madera.

Cuadro 23. Parámetros de generación de vapor en calderas de GN y de chips

Caso A: Caldera de vapor		GN	CHIPS, 30% hum.
Capacidad caldera	tV/h	6	6
Entalpia evaporación	Kcal/tV	578 300	578 300
Eficiencia de caldera		0,92	0,85
Calor a caldera	kcal/tV	628 587	680 353
Poder calorífico	kcal/unidad	9 300	3 220
Consumo específico	m ³ de GN/tV	68	
	kg de chips/tV		211
Consumo para 6 tv/h	m ³ de GN/h	406	
	kg chips/h		1 268
Relación de sustitución	m ³ de GN	1	
	kg chips		3,13

Fuente: elaborado por el autor.

La empresa consumidora adquiere los chips en la condición FOB (puesto sobre camión en origen) y los transporta por su cuenta hasta el punto de consumo. Por eso, en la inversión inicial se incluyen dos remolques especiales con piso móvil, que sirven como medio de transporte, de depósito y de alimentación de chips a la caldera. El cabezal que moviliza los remolques puede ser propio o alquilado.

Aunque el sistema puede funcionar sin atención humana continua, se asume que hay un operario por turno, para reducir el costo de la inversión inicial minimizando la instrumentación y los automatismos.

Los factores de costo incremental con respecto a la opción de gas natural son:

- la inversión inicial;
- el mantenimiento de equipos (incluidos los remolques autodescargables, al 5% anual de su costo de compra);
- la mano de obra;
- la electricidad.

El factor de reducción de costos es el cambio de GN a chips.

Las operaciones unitarias previstas son:

- transporte de chips en semirremolque especial de autodescarga;
- alimentación de chips a caldera u horno;
- operación y mantenimiento de caldera.

El costo comparado de combustibles se calculó conforme al Cuadro 24.

El costo de fletes de chips se calculó con una fórmula que considera el costo del combustible diésel consumido en el viaje multiplicado por un factor 3 (Cuadro 25). En la tarifa habitual el factor es 4, pero en este caso la empresa es propietaria de los *trailers* y paga su mantenimiento; y el transportista solamente presta el servicio de acarreo.

En el Cuadro 26 se contrastan los flujos de pagos con GN (al precio previsto para 2019) y con chips (a 150 km y 300 km) a diez años, con tasa de descuento del 10%, computando solamente el costo de ambos combustibles “puestos en caldera”, y la inversión inicial en la caldera de chips en el año 0.

Con fletes de 150 km, el ahorro bruto por la sustitución es de 214 349 USD/a, con una TIR muy alta (47%), y la inversión inicial se recupera en dos años. Pero el ahorro cae mucho si la distancia de transporte sube a 300 km (98 325 USD/a) y TIR = 17%. Además, el usuario debería cubrir con el ahorro los costos financieros de la inversión y los costos adicionales de operación de una caldera de biomasa (que insume más mano de obra, más electricidad y mayor mantenimiento), lo que es incierto si los chips provienen de 300 km de distancia.

Con fletes de astillas a 500 km, el resultado financiero es negativo, porque el pequeño ahorro operativo no permite recuperar la inversión en el plazo de 10 años. El Gráfico 5 ilustra la alta sensibilidad de la TIR a la distancia de transporte (que determina el precio CIF de los chips). Se observa que la TIR se vuelve negativa cuando la distancia es mayor a 400 km.

Cuadro 24. Costo comparado de combustibles para una caldera de 6 tV/h con GN y con chips

Capacidad de producción	tV/h	6	
Factor de capacidad		0,8	
Uso anual	Semanas/año	52	
	Días/semana	5,5	
	Horas/día	24	
	Horas/año	6 864	
Consumo de GN	m ³ /hora	406	
	m ³ /año	2 229 427	
	m ³ /mes	185 786	
Costo GN	USD/m ³	USD/a	
Precio y gasto actual	0,25	557 357	Gasto anual GN
Precio y gasto futuro	0,30	668 828	Gasto anual GN
Consumo de chips	kg/H	1268	
	t/año	8 702	
Costo chips	USD/t		
Precio FOB	32,00	278 456	
Precio CIF 150	45,33	394 480	Gasto anual chips
Precio CIF 300	58,67	510 503	Gasto anual chips
PRECIO CIF 500	76,00	661 333	Gasto anual chips

*Precio al usuario industrial al 10/10 2018, con 30% de cargas impositivas no recuperables, tasa de cambio 37,50 ARS = 1,00 USD.

** Precio previsto para usuarios industriales luego de eliminar los subsidios.

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 25. Costo de flete especial para chips de 30% de HBH

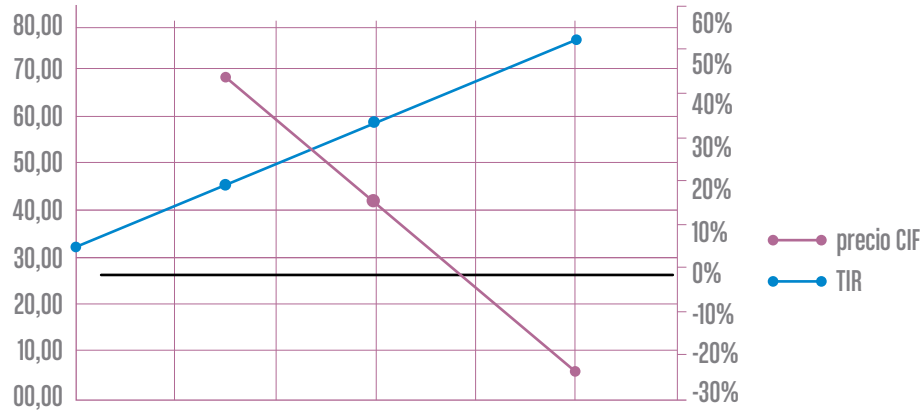
Distancia	USD/viaje	USD/kg chips
A 150 km	283,50	0,011
A 300 km	567,00	0,021
A 500 km	945,00	0,035

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 26. Flujos de pagos comparados de caldera de 6 tV/h, con GN y con chips

Año	Con GLP (USD/a)	CHIPS 150 (USD/a)		CHIPS 300 (USD/a)		CHIPS 500 (USD/a)	
	egresos	egresos	diferencia	egresos	diferencia	egresos	diferencia
0	-	450 000	-450 000	-450 000	-450 000	-450 000	-450 000
1	668 828	454 480	214 349	570 503	98 325	661 333	7 495
2	668 828	454 480	214 349	570 503	98 325	661 333	7 495
3	668 828	454 480	214 349	570 503	98 325	661 333	7 495
4	668 828	454 480	214 349	570 503	98 325	661 333	7 495
5	668 828	454 480	214 349	570 503	98 325	661 333	7 495
6	668 828	454 480	214 349	570 503	98 325	661 333	7 495
7	668 828	454 480	214 349	570 503	98 325	661 333	7 495
8	668 828	454 480	214 349	570 503	98 325	661 333	7 495
9	668 828	454 480	214 349	570 503	98 325	661 333	7 495
10	668 828	454 480	214 349	570 503	98 325	661 333	7 495
TOTAL	6 688 282	4 994 796	1 693 485	5 255 030	533 251	6 163 335	-375 053
		TIR	47%		17%		-24%
		VPN	788 254		140 150		-367 226
		B/C	3,8		1,2		0,8
		TRI	2,1		4,6		

Fuente: Elaborado por el autor.

Gráfico 5. Sensibilidad de la TIR a la distancia de transporte

Fuente: Elaborado por el autor.

CASO B

Se reemplaza GN por biomasa en un calentador de fluido térmico de un millón de kcal/hora. La empresa compra los chips en condición CIF “puesto en planta consumidora”. El modelo de análisis financiero es algo diferente, pero consistente con el caso A. Se compara el CAPEX y el OPEX de las alternativas con GN y BM (biomasa). El proveedor de astillas tiene remolques especiales, autodescargables, para almacenaje y alimentación automática al calentador.

En el Cuadro 27 se resume el cálculo de los costos de posesión y operación de ambos equipos (calentadores de aceite con GN y con chips). Se concluye que hay una diferencia de costo total (CAPEX + OPEX) de 59 560 USD/a.

En el Cuadro 28 se presenta el análisis financiero resultante, para una serie de diez años y con tasa de interés de referencia de 10% anual. La TIR de 59% es atractiva, aunque el plazo de recuperación de la inversión es un poco largo, de 4,2 años. Vale aclarar que se consideró una inversión inicial nula por el equipo existente que usa GN. En el caso de tener que adquirir e instalar equipos nuevos, la TIR es mucho mayor, y el plazo de recuperación de la inversión se reduce a 1,2 años.

Como el gas natural es el más barato de los combustibles fósiles disponibles, la sustitución de cualquier otro combustible (GLP, diésel, fueloil) sería más rentable y mejoraría el desempeño financiero de este modelo de negocios. En estos casos, es posible superar el límite de los 300 km de distancia de flete, porque el ahorro monetario por uso de chips sería mayor.

El flujo de caja compara el CAPEX y el OPEX de la biomasa y el GN, y se concluye que el potencial de ahorro neto es de 59 560 USD/año, para chips con flete de 300 km. En el Cuadro 28 se presenta el flujo de caja final, asumiendo que la inversión en el calentador de biomasa se hace en el año 0 y que el calentador de GN ya existe en la empresa.

Con un ahorro anual de 59 560 USD, la inversión se recupera en 3,3 años, y la TIR es de 59%. Las condiciones son menos favorables que en el caso A porque:

- La distancia de transporte es de 300 km.
- El proveedor recibe pagos por chips, fletes y uso de tráiler autodescargante.

Modelos de negocios para proyectos de energía térmica de biomasa

- La inversión unitaria es más alta.
- El sistema B trabaja 2 640 horas por año, en lugar de las 6 864 horas del sistema A.

Cuadro 27. CAPEX y OPEX (en USD) de calentador de aceite de 1 Gcal/h, con GN y BM

Costos de capital (CAPEX)	Con energía fósil		Con biomasa		
		Actual	Por año	Actual	Por año
En USD					
Costo de equipos		150 000		250 000	
Vida útil (años)		30		30	
Amortización de equipos			5 000		8 333
Costo de construcciones		10 000		20 000	
Vida útil (años)		30		30	
Amortización de instalaciones			333		667
Total capital fijo			5 333		9 000
Interés s/capital fijo	0,07%	160	11 200	270 000	18 900
Seguros			800		1 350
CAPEX (3+6+8+9)			17 333		29 250
Costos de operación (OPEX)	Unidad	Con GN		Con BM	
Consumo de combustible	Mcal/a	5 280		5 808	
Precio del combustible	(USD/MCal)	26,88		10,91	
Gasto anual de combustible	USD/a		141 935		63 359
Mantenimiento	USD/a		4 000		10 000
Mano de obra	USD/a		1 100		2 200
OPEX	USD/a		147 035	98 194	75 559
COSTO final (CAPEX+OPEX)	USD/a		164 368		104 809
Diferencia de costo total anual	USD/A			59 560	

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 28. Flujo de caja de calentadores de aceite con GN y chips

Año	Flujo de caja	GN	Biomasa	Saldo	Acumulado
0	Inversión	-150 000	-250 000	-100 000	-100 000
1	CAPEX + OPEX	164 368	104 809	59 560	40 400
2	CAPEX + OPEX	164 368	104 809	59 560	19 119
3	CAPEX + OPEX	164 368	104 809	59 560	78 679
4	CAPEX + OPEX	164 368	104 809	59 560	138 238
5	CAPEX + OPEX	164 368	104 809	59 560	197 798
6	CAPEX + OPEX	164 368	104 809	59 560	257 357
7	CAPEX + OPEX	164 368	104 809	59 560	316 917
8	CAPEX + OPEX	164 368	104 809	59 560	376 476
9	CAPEX + OPEX	164 368	104 809	59 560	436 036
10	CAPEX + OPEX	164 368	104 809	59 560	495 595
	DIEZ AÑOS	1 493 680	798 090	495 600	
			TIR	59%	
			VNA 10%	241 789	
			B/C	2,12	

Fuente: Elaborado por el autor.

2.12.2 Modelo de negocios 2

Conversión o reemplazo de estufas o calderas a GLP o GN en el sector comercial (hoteles, edificios, barrios privados, etc.) por equipos a pellets.

Desarrollador: empresa del sector comercial consumidora de energía térmica.

Para el análisis de este modelo de negocios se considera que el desarrollador se hace cargo de todas las inversiones necesarias para sustituir el GLP en las calderas de su establecimiento (Cuadro 29).

Se asume que:

- la empresa ya cuenta con calderas de GLP, y no tiene la posibilidad de conectarse a la red de GN, sea por la distancia o por insuficiente disponibilidad de gas;
- el precio del GLP (con 12 Gcal/t) es de 1 000 USD/t CIF;

Modelos de negocios para proyectos de energía térmica de biomasa

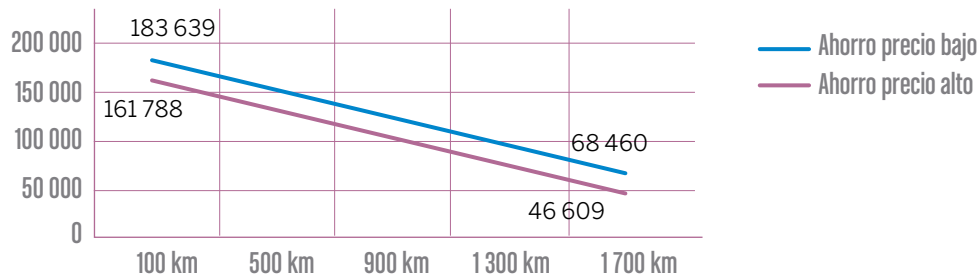
- los pellets, con 4,3 Gcal/t, se pueden comprar a tres precios: 135, 160 y 190 USD/t FOB;
- el costo de transporte y carga de pellets al depósito de caldera es de 0,073 USD/t/km.

La conveniencia para el usuario depende básicamente de la distancia a la fuente. El Gráfico 6 ilustra el ahorro anual por cambio de GLP a pellets. Aun a 1 700 km de distancia, todavía hay ahorros.

El Gráfico 6 muestra que:

a) el beneficio para el usuario puede ser muy grande y depende mucho más de su cercanía al proveedor que del precio FOB de los pellets, visto que las rectas de ahorro anual son bastante próximas, aunque los valores de precio en origen son diferentes;

Gráfico 6. Ahorro del usuario al sustituir GLP por pellets en caldera de calefacción de 600 kW_{th}



Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 29. Parámetros técnicos de caldera de calefacción con GLP y con pellets

		Con GLP	Con pellets
Potencia de caldera	kW _{th}	600	600
Eficiencia		0,96	0,88
Demanda térmica	Kcal/h	2 250 000	2 454 545
Factor de potencia		0,6	0,6
Horas por año	h/a	2 880	2 880
Factor de uso		0,33	0,33
Consumo de calor	Gcal/a	3 888	4.241
PCI	Gcal/t	12	4,3
Consumo anual	t/a	324	986
Relación pellets/GLP			3,04

Fuente: Elaborado por el autor.

b) la sustitución resulta poco atractiva a partir de los 1 700 km; en ese caso el ahorro es menor a 50 000 USD/año si los pellets valen 190 USD/t FOB.

Por su parte, el Gráfico 7 ilustra el precio final de los pellets entregados, en función de la distancia de transporte, considerando tres niveles de precios FOB: bajo, medio y alto. Se estima que el transporte en camión con acoplado tiene un costo de 0,073 USD/t/km.

Los flujos de caja de este modelo de negocios evidencian rentabilidad positiva aún en condiciones extremas (Cuadro 30).

En el caso “menos favorable”, la distancia de transporte desde la planta de pellets es de 1 700 km y se asume un nivel alto de los precios de pellets (190 USD/t FOB) y de GLP (1 100 USD/t CIF). El resultado es una relación B/C = 2,3, una TIR de 23% anual y un VPN de 89 000 USD.

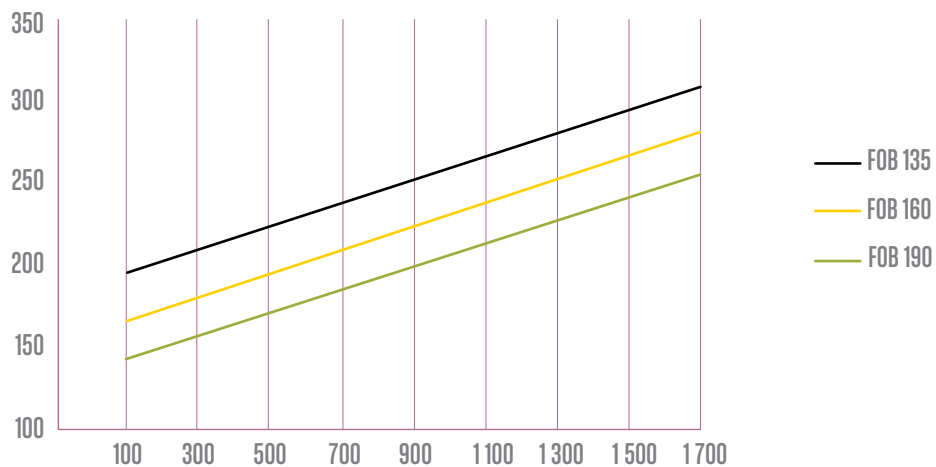
Ambos casos se analizaron en una serie de 10 años, pero es muy probable que el equipo tenga una vida útil de 15 a 20 años.

En resumen, el modelo de negocios 2 es una alternativa financieramente muy atractiva y robusta. Para distancias menores a 500 km del usuario a la planta de producción de pellets, la rentabilidad es muy alta, y sigue siendo positiva y alta, aunque el precio de los pellets suba a 250 USD/t FOB, hasta 1 300 km.

El Gráfico 8 ilustra el efecto del precio CIF de los pellets, como función de la distancia, en la rentabilidad para el usuario. Se observa que la TIR se vuelve negativa solo después de 2 200 km, cuando el precio CIF de los pellets supera los 350 USD/t.

Las mayores debilidades de este modelo con su alta sensibilidad al factor de capacidad (fC) y al factor de uso anual (fUA). En forma conservadora, en este ejemplo se asumen valores bajos de ambos factores: fUA = 120 días/año x 24 horas/día = 0,33, y fC promedio = 0,60.

Gráfico 7. Costo final de pellets (USD/t), según distancias de transporte y precio FOB en origen



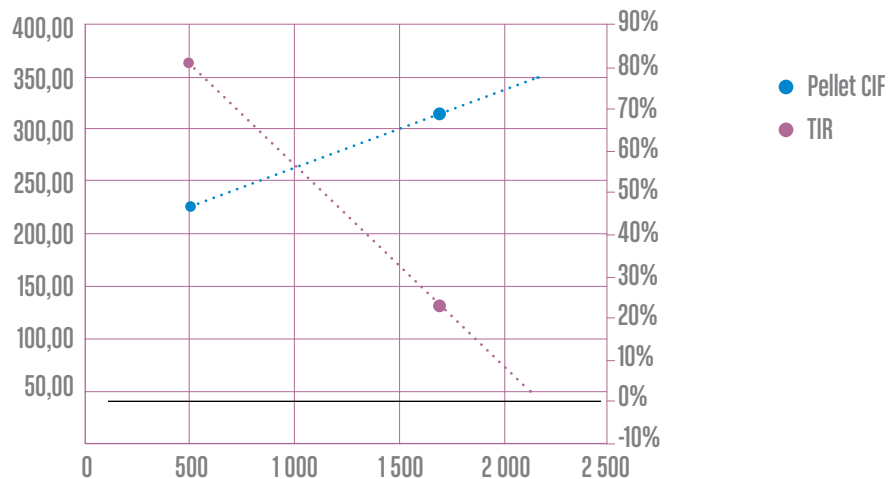
Fuente: Elaborado por el autor.

En este caso, el producto de ambos factores es igual a 0,2 y se debe prestar particular atención a esta combinación de factores; si el producto $fC * fUA$ es menor a 0,20, la rentabilidad de la sustitución de GLP por pellets se ve comprometida. Muchos usuarios institucionales (como escuelas y otros centros educativos) tienen bajos valores de fUA por la naturaleza de su actividad, que incluye períodos de vacaciones largos, pocos días activos por semana, y muchos feriados sin actividad. Por ejemplo, un valor de fUA típico para una

Cuadro 30. Evaluación de rentabilidad del modelo de reemplazo de calderas de calefacción a GLP por calderas de pellets

Rentabilidad	Año	Caso más favorable: a 500 km			Caso más favorable: a 1 700 km		
		Egresos	Ingresos	Saldo de caja	Egresos	Ingresos	Saldo de caja
Compra de caldera y equipos auxiliares	0	159 000	0	-159 000	159 000	0	-159 000
O&M	1	4 800	132 994	128 194	4 800	46 606	41 806
O&M	2	4 800	132 994	128 194	4 800	46 606	41 806
O&M	3	4 800	132 994	128 194	4 800	46 606	41 806
O&M	4	4 800	132 994	128 194	4 800	46 606	41 806
O&M	5	4 800	132 994	128 194	4 800	46 606	41 806
O&M	6	4 800	132 994	128 194	4 800	46 606	41 806
O&M	7	4 800	132 994	128 194	4 800	46 606	41 806
O&M	8	4 800	132 994	128 194	4 800	46 606	41 806
O&M	9	4 800	132 994	128 194	4 800	46 606	41 806
O&M	10	4 800	132 994	128 194	4 800	46 606	41 806
		207 000	1 329 937		207 000	466 061	
TIR				80%			23%
VPN 10%				571 541			88 982
B/C				6,4			2,3

Fuente: Elaborado por el autor.

Gráfico 8. Precio CIF de pellet y rentabilidad del modelo

Fuente: Elaborado por el autor.

escuela de doble turno en Ciudad Autónoma de Buenos Aires es 0,08, lo que hace no rentable la sustitución de GLP por pellets.

Por otra parte, no se debe perder de vista que muchos de los usuarios comerciales (como hoteles, hosterías) tienen una actividad estacional, con demandas de pico relativamente altas (en fines de semana o en temporadas altas) seguidas de largos períodos con demandas de calor muy bajas o nulas. También en estos casos el fUA es bajo. Este hecho no es muy alentador para el proveedor de pellets, a quien le quedan dos alternativas para atender a este mercado: mantener altos inventarios con baja rotación, o perder clientes y ventas en las temporadas altas.

2.12.3 Modelo de negocios 3

Provisión del servicio de energía térmica (calor o vapor) a partir de biomasa en industrias que actualmente consumen combustibles fósiles. Desarrollador: ESCO.

En este modelo se asume que el desarrollador es una ESCO, que se hace cargo de generar el vapor o calor de proceso con equipos propios, ubicados dentro —o muy cerca— de la planta usuaria. A veces, el personal de operación es de la empresa usuaria, aunque, por lo general, es personal del desarrollador. En todos los casos, los insumos de operación y mantenimiento son por cuenta de la ESCO.

El CAPEX y el OPEX son asumidos totalmente por la ESCO, y esta recibe una retribución por sus servicios, que suele tener un componente fijo (por cada unidad de tiempo del servicio prestado) y un componente variable (por la cantidad de calor o de vapor entregado al usuario). En el contrato, es necesario acordar los parámetros técnicos, cuali y cuantitativos, de los fluidos de retorno (vapor condensado o aceite de retorno, según el caso).

La ventaja principal para el usuario del servicio es que no realiza inversión por compra de caldera ni asume los riesgos operativos por el cambio de combustible fósil a biomasa, y se beneficia de un menor costo de la generación del vapor que efectivamente utilice. En el caso analizado, se asume que ahorra del 8 al 5% del costo del combustible fósil (GN) que reemplaza.

Por su parte, la ESCO debe incluir en el precio de sus servicios un costo por los riesgos que asumirá, como:

- riesgos laborales (accidentes de trabajo, despidos, capacitación, etc.);
- riesgos contractuales (incumplimiento en los pagos y otras obligaciones del tomador del servicio contratado);
- riesgos técnicos (fallas en los equipos, fallas logísticas, irregularidad del suministro de biomasa);
- riesgos comerciales (cambios en los precios relativos de insumos energéticos, mayores costos por imprevistos);
- riesgos climáticos (interrupción del servicio por eventos climáticos).

El costo del riesgo que debe sumarse al CAPEX y al OPEX es proporcional a la percepción que la ESCO tenga sobre la magnitud de los riesgos que asume, en cada caso. Por tratarse de riesgos múltiples, de una actividad relativamente nueva y con pocos antecedentes, se tiende a asumir valores altos, por precaución.

El análisis de este modelo de negocios se realizó sobre la misma base o planteo técnico que en el modelo 1, pero asumiendo que el usuario del vapor realiza una inversión inicial de 50 000 USD para adecuar su sala de calderas, accesos, conexiones de vapor y condensados, instalaciones eléctricas, etc., a fin de permitir la instalación de la caldera de biomasa. La inversión principal (caldera, equipos de recibo y alimentación de biomasa, etc.) siempre es a costo de la ESCO. Los resultados financieros se evaluaron para dos distancias de transporte de chips: 150 km y 300 km, y se muestran en el Cuadro 31.

Se asumieron valores del factor de recuperación de la inversión (FRI) de la ESCO que generaran un flujo de caja positivo e interesante para la empresa tomadora del servicio: estos fueron de 1,45 para la distancia de 150 km y 1,16 para 300 km de transporte. El ahorro para el usuario es de 37 782 USD/año para el usuario (a 150 km) y de 34 994 USD/año (a 300 km), lo que equivale al 5% de su gasto por GN. La TIR es muy alta, porque su inversión es poca, pero el VPN del proyecto es bajo.

En el primer caso, la ESCO carga 45% sobre los costos directos de los chips entregados a 150 km, para cubrir costos de O&M, los riesgos y mantener un 5% de ahorro para el usuario. Así, percibe 204 000 USD/año para gastos, amortizaciones y ganancias. La suma de inversiones es de 549 000 USD, con una amortización anual lineal (sin valor residual) de USD 54 880 (Cuadro 32) y los gastos de operación anual se estiman en 103 293 USD/a (Cuadro 33). El saldo neto de 32 921 USD/a como ganancia de la ESCO no permite recuperar la inversión en 10 años, y, por eso, la TIR es negativa.

En el segundo caso, a 300 km, para que el usuario ahorre 2% de su gasto en GN, la retribución de la ESCO, con un recargo del 20% sobre los costos variables, es de 68 000 USD/año. Esto no es suficiente para cubrir su CAPEX y OPEX, y no habrá inversionistas interesados en asumir este proyecto.

Vale destacar que en este modelo de negocios se adoptaron coeficientes técnicos de operación bastante optimistas, como se puede ver en el Cuadro 34. En particular, se asume una operación de 6 864 horas por año (factor de uso del 78%) con un factor de capacidad = 0,8. También los precios adoptados para el biocombustible son bastante moderados (32 USD/t FOB de chips verdes), y el precio asignado al GN es el previsto para 2019.

Aun así, la viabilidad financiera del modelo es marginal en condiciones de financiamiento comercial (amortización a 10 años, interés del 10%).

El Cuadro 34 muestra el impacto de la distancia de transporte: a 500 km, si el GN cuesta 0,25 USD/m³, el ahorro anual por chips (35 000 USD) no permite cubrir los gastos de O&M, amortizaciones y ganancias, y si el GN cuesta 0,30 USD/m³, el ahorro apenas supera al CAPEX + OPEX de la ESCO, que suman 158 000 USD. Si el precio del GN sube a 0,30 USD/m³, el margen a 500 km es positivo: 174 000 USD/año.

Se concluye que el modelo generación de vapor con chips por una ESCO es marginal, y solo puede resultar interesante si el precio del GN por sustituir es de 0,30 USD/m³ y la distancia al origen de los chips es menor a 300 km.

Cuadro 31. Resultados financieros para la empresa tomadora de servicios de generación de vapor con chips (USD de agosto de 2018)

Año	Con GN	Chips 150 km			Chips 300 km		
	Ingresos	Egresos	Diferencia	Ahorro %	Egresos	Diferencia	Ahorro %
0	-	50 000	-50 000		50 000	-50 000	
1	668 828	636 271	32 557	5	638 963	29 865	5
2	668 828	636 271	32 557	5	638 963	29 865	5
3	668 828	636 271	32 557	5	638 963	29 865	5
4	668 828	636 271	32 557	5	638 963	29 865	5
5	668 828	636 271	32 557	5	638 963	29 865	5
6	668 828	636 271	32 557	5	638 963	29 865	5
7	668 828	636 271	32 557	5	638 963	29 865	5
8	668 828	636 271	32 557	5	638 963	29 865	5
9	668 828	636 271	32 557	5	638 963	29 865	5
10	668 828	636 271	32 557	5	638 963	29 865	5
Total	6 688 280	6 362 710	275 570		6 439 630	248 650	
		TIR	65%			59%	
		VPN	136 408			121 370	
		B/C	5,5			5,0	
		TRI	1,5			1,7	

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 32. Inversión fija de la ESCO (USD)

Caldera 6 tV/h	350 000
Montaje y puesta en marcha	50 000
Dos remolques autodescargables	90 000
Subtotal	490 000
Ingeniería, imprevistos	58 800
TOTAL	548 800
Amortización anual, a 10 años	54 880

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 33. Gastos de la ESCO (USD/a)

Personal	42 120
Administración	39 600
Seguros	8 100
Mantenimiento	17 700
Subtotal	89 820
Varios	13 473
TOTAL	103 293
Amortización	54 880
TOTAL anual	158 173
Ingreso anual	191 094
SALDO NETO	32 921

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 34. Parámetros de operación de calderas de vapor con GN y chips

Capacidad	tV/h	6			
Factor de capacidad		0,8			
Uso anual	Semanas/año	52			
	Días/semana	5,5			
	Horas/día	24			
	Horas/año	6 865			
Consumo de GN	m ³ /hora	406			
	m ³ /año	2 787 109			
	m ³ /mes	232 259			
Costo GN	USD/m ³	USD/a			
Precio y gasto actual con GN	0,25	696 777			
Precio y gasto futuro con GN	0,30	836 133			
Consumo de chips	t/h	1 268			
	t/año	8 705			
Costo de chips	USD/t	USD/año	Ahorro con GN a 0,25 USD/m ³	Ahorro con GN a 0,30 USD/m ³	
	FOB	32	278 546	418 231	557 587
	CIF 150 km	45,33	394 578	302 199	441 555
	CIF 300 km	58,67	510 697	186 080	325 436
	CIF 500 km	76	661 547	35 230	174 586

Fuente: Elaborado por el autor.

2.12.4 Modelo de negocios 4

Producción y provisión de pellets de biomasa para el sector residencial y comercial.
Desarrollador: productor, comercializador o distribuidor de pellets.

En este modelo de negocios el análisis de viabilidad financiera se aplica solamente al resultado obtenido por el desarrollador, desde que se cumplan dos condiciones previas:

1. que el costo de los pellets al usuario residencial o comercial sea menor que el del combustible fósil que usa actualmente y el ahorro logrado compense las inconveniencias o molestias que ocasione el uso de pellets en lugar de GLP, GO, o GN;
2. que el proveedor de los pellets haga las inversiones en los equipos que queman pellets, sin costos de inversión ni de mantenimiento para el usuario que los recibe en comodato.

Hay tres “entornos de negocios” diferentes, según el combustible fósil que se reemplaza. El primer paso es calcular el costo relativo de los pellets versus los fósiles, para verificar en qué casos resultan atractivos para el usuario. El Cuadro 35 resume la condición actual.

A un precio final de 200 a 250 USD/t entregada, los pellets pueden competir muy bien contra la electricidad, el gasoil y el GLP, pero su costo por unidad calórica es mucho mayor que el de GN.

Solamente si el precio de los pellets fuera de 100 USD/t entregada, su costo por caloría útil sería 19% menor al del GN. Así podrían competir en el mercado de los usuarios de gas natural, pero esta condición es difícil de alcanzar, porque el costo de producción directo de pellets, con materia prima residual (aserrín) a costo cero, es mayor a 65 USD/t, puesto en planta; y al incluir costos de almacenaje, despacho, transporte y distribución el costo al usuario supera los 100 USD/t.

En el Cuadro 35 se asume un precio de GN de 0,034 USD/Mcal útil, que equivale a 0,30 USD/m³. Los precios probables del GN a los usuarios argentinos se estiman en el rango de 0,25 a 0,33 USD/m³, para el intervalo de 5,00 a 8,00 USD/MMBTU pagados por GN “a boca de pozo” (Gráfico 9). Por este motivo, se excluye la posibilidad de que los pellets sean una alternativa viable al GN en comercios y residencias, visto que su costo probable por Mcal útil va de 0,041 a 0,069 USD/Mcal útil, o sea de 1,5 a 2,0 veces mayores que los del GN.

Cuadro 35. Valor calórico y precios relativos de combustibles fósiles y pellets, a agosto de 2018

	Unidad	PCS	Eficiencia	Energía útil	Precio	Costo	Pellet/fósil	
							kcal/unidad	kcal/unidad
Electricidad	kWh	860	0,98	843	0,14	0,161	43%	34%
Gasoil	Litro	8 300	0,92	7 636	1,00	0,131	52%	42%
GLP	kg	12 000	0,95	11 400	1,05	0,092	75%	60%
GN	m ³	9 360	0,95	8 892	0,30	0,034	203%	163%
Pellets 250	kg	4 140	0,88	3 643	0,25	0,069		
Pellets 200	kg	4 140	0,88	3 643	0,20	0,055		
Pellets 150	kg	4 140	0,88	3 643	0,15	0,041		
Pellets 100	kg	4 140	0,88	3 643	0,10	0,027		

Fuente: Elaborado por el autor.

Como el desarrollador debe afrontar las inversiones necesarias para producir y distribuir la biomasa y, además, las inversiones para adecuar las calderas o calefactores al uso de pellets, la necesidad de tener un número grande de clientes influye en el precio de venta de los pellets, porque:

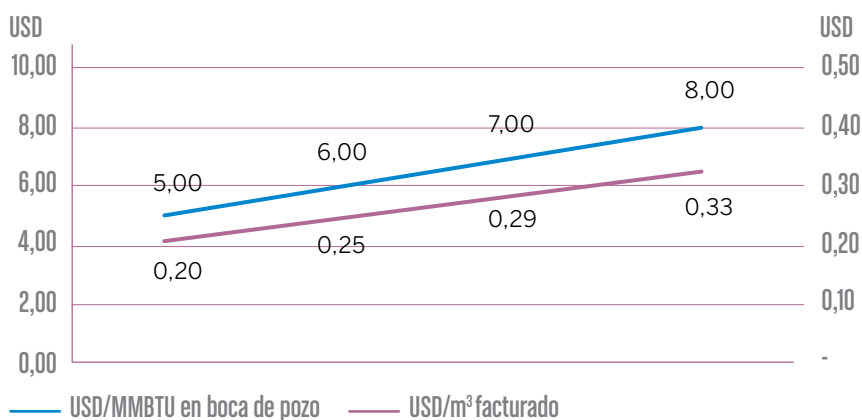
- un cliente grande, como un hotel con una caldera de 600 kW_{th}, consume unas 400 t/a;
- una planta de pellets estándar produce 4 t/h;
- un cliente consume unas 100 horas de producción en el año;
- operando a mínimo régimen (un turno de 8 h, 5 días/semana y 50 semanas/año) la planta de pellets acumula 2 000 h/año, y produce hasta 8 000 t/a;
- es necesario tener 24 clientes grandes para poder vender toda la producción;
- con este volumen, es rentable vender a 135 USD/t FOB, pero con ventas menores el precio de equilibrio para el productor de pellets es mayor.

Si se desarrolla un mercado de ese tamaño, la rentabilidad para el productor es interesante, con TIR del 16% a 24% si se logra un precio de venta de 160 a 190 USD/t FOB y se vende toda la producción (Cuadro 36).

La rentabilidad relativamente baja del modelo de negocios 4 se debe, principalmente, a las importantes inversiones iniciales que debe realizar el desarrollador, como resume el Cuadro 37.

Realizar una inversión fija de casi 3,3 millones de USD para obtener un beneficio bruto de 700 a 900 000 USD/año (antes de impuestos y gastos de administración) puede ser poco atractivo para un inversor externo al sector forestal, considerando que desarrollar el mercado de pellets para calefacción y conformar la cartera de clientes puede tomar varios años (Cuadro 36). Es posible instalar plantas de pellets de menor capacidad, pero sus CAPEX y OPEX unitario son mayores, lo que compromete su rentabilidad.

Gráfico 9. Precios de GN facturado a usuarios, en función del precio “en boca de pozo”



Fuente: Elaborado por el autor.

Para el cálculo de competitividad del Cuadro 33, se asumió que los pellets entregan a dos precios: 200 USD/t CIF (a clientes cercanos, a menos de 200 km) y 250 USD/t CIF (a clientes lejanos, a un promedio de 700 km del origen). Una evaluación de sensibilidad de la TIR al precio de venta FOB se presenta en el Gráfico 10. La TIR se vuelve negativa si el precio es menor a 120 USD/t FOB.

De hecho, hay un caso en la Argentina donde este modelo de negocios se mantiene activo. Una empresa forestal integrada de Misiones optó por producir pellets con residuos de su proceso industrial para mantener su certificación FSC (Consejo de Administración Forestal, en inglés: Forest Stewardship Council), y luego —al no poder exportar— tuvo que desarrollar mercados locales y nacionales para colocar su producción de unas 24 000 t/año.

Cuadro 36. Flujos de caja del desarrollador

Año	Egresos	Producción de pellets	Costo de producción a 65 USD/t	Ingresos a 135 USD/t	Saldo a 135 USD/t	Ingresos a 160 USD/t	Saldo a 160 USD/t	Ingresos a 190 USD/t	Saldo a 190 USD/t
0	3 280 000	(t/a)	USD/a		-3 280 000		-3 280 000		-3 280 000
1		7 040	457 600	950 400	492 800	1 126 400	668 800	1 337 600	880 000
2		7 040	457 600	950 400	492 800	1 126 400	668 800	1 337 600	880 000
3		7 040	457 600	950 400	492 800	1 126 400	668 800	1 337 600	880 000
4		7 040	457 600	950 400	492 800	1 126 400	668 800	1 337 600	880 000
5		7 040	457 600	950 400	492 800	1 126 400	668 800	1 337 600	880 000
6		7 040	457 600	950 400	492 800	1 126 400	668 800	1 337 600	880 000
7		7 040	457 600	950 400	492 800	1 126 400	668 800	1 337 600	880 000
8		7 040	457 600	950 400	492 800	1 126 400	668 800	1 337 600	880 000
9		7 040	457 600	950 400	492 800	1 126 400	668 800	1 337 600	880 000
10		7 040	457 600	950 400	492 800	1 126 400	668 800	1 337 600	880 000
				9 504 000	4 928 000	11 264 000	6 688 000	8 294 400	8 800 000
				TIR	8%		16%		24%
				VAN 10%	-229 052		754 079		1 933 836
				B/C	1,50		2,04		2,53

Fuente: Elaborado por el autor.

La empresa coloca dispositivos de quema de pellets en comodato, para calderas de hoteles o similares, y les provee los pellets. El negocio de los pellets es un complemento necesario de su negocio principal, que es la elaboración de productos de madera aserrada.

Otras empresas productoras de pellets en la Argentina se han volcado a mercados más rentables como los de las camas de animales y el *litter* de mascotas. Aunque estos mercados son de mucho menor volumen, los precios finales al consumidor van de 0,50 a 0,80 USD/kg (500 a 800 USD/t). Los precios son de dos a tres veces más altos que los de los pellets combustibles y hay otras ventajas adicionales que los hacen muy atractivos: la demanda no es estacional, hay un gran número de puntos de venta final, se genera una rápida fidelización del consumidor, y hay distribuidores locales en todo el país.

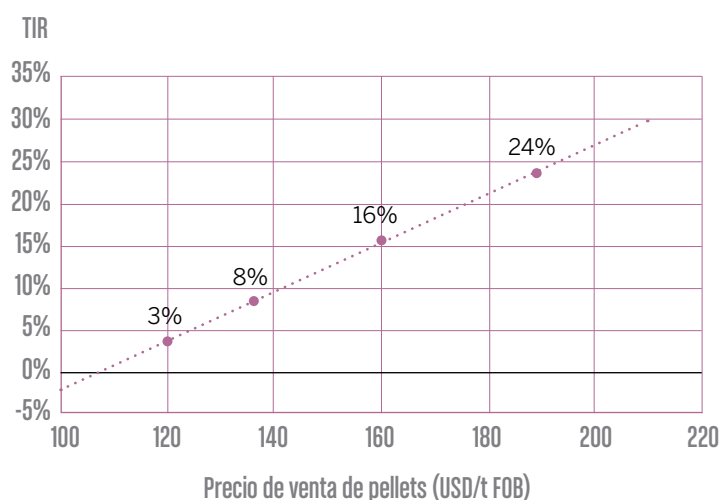
Cuadro 37. Inversiones del desarrollador en el modelo (en USD de agosto 2018)

Planta de pellets 4 t/h, montada*	2 000 000
Tres camiones autodescargantes	360 000
20 kits de conversión de calderas de GLP a pellets	920 000
TOTAL	3 280 000

*Es posible instalar plantas de pellets de menor capacidad (de 2 o hasta 1 t/h), pero el costo de producción de los pellets aumenta sustancialmente, por el mayor peso relativo de los salarios.

Fuente: Elaborado por el autor.

Gráfico 10. Variación de la TIR a diferentes precios de venta de pellets



Fuente: Elaborado por el autor.

2.12.5 Modelo de negocios 5

Producción y provisión de chips de biomasa.

Desarrollador: productor, comercializador o distribuidor de chips combustibles.

En este modelo se asume que el desarrollador es una empresa industrial del sector forestal, y que su intención es agregar valor a los costaneros y otros residuos del aserrado que ya vende a precios poco remuneradores.

La opción de producir chips de árboles completos también es técnicamente viable, pero implica perder el valor agregado de las partes de los árboles que tienen mayores precios en el mercado (rollos aserrables y sus productos, rollos pulpables, postes, rodrigones, etc.); o aumentar el costo de producción de los chips al tener que pagar la materia prima a un precio mayor que el valor recibido por la venta de los residuos propios.

Este es un modelo en el que los costos generales de producción de chips y muchos de sus costos administrativos son absorbidos por la empresa matriz. De hecho, la actividad de producción y provisión de chips es secundaria o complementaria de la principal (que es el aserrado de madera rolliza). Como el propósito del negocio es agregar valor a un coproducto (que ya se vende y genera ingresos) el análisis de viabilidad financiera se procesa como el de una actividad adicional o subsidiaria, contabilizando solamente sus ingresos y egresos marginales.

La cadena de producción se inicia cuando los coproductos (costaneros, orillas y despuntes) se separan de los productos principales (tablones y tablas). Para asegurar que el contenido de humedad sea inferior al 35% y abaratar así el costo del transporte, se incluye una etapa de secado al aire libre, lo que obliga a mover dos veces los coproductos: primero llevarlos al patio para secar y después traerlos del patio para chipear. Las actividades y costos se resumen en el Cuadro 38, las necesidades de capital para iniciar la actividad, en el Cuadro 39 y el resultado financiero de la actividad se analiza en el Cuadro 40.

Este modelo de negocios es robusto, y puede ser atractivo para un productor de astillas que coloque toda su producción con uno o dos clientes. Es una operación sencilla, que se puede integrar fácilmente en el negocio habitual de un aserradero mediano, absorbiendo sus costos generales y de administración en una estructura empresarial ya existente. El saldo anual del flujo de caja es modesto, pero como la inversión es baja se la puede recuperar en menos de un año.

El productor de chips deberá sacrificar su margen de ganancia cuando los clientes estén a mayor distancia, para que el precio final de chips al usuario no sobrepase al costo equivalente del GN, como muestra el Cuadro 41. A 300 km, la relación de precios de chips a GN es 5,74 a 6,77; es poca y se vuelve casi nula si se considera la menor eficiencia de la caldera de chips.

El costo unitario de la energía entregada por los chips a diferentes precios finales y el costo de referencia del GN se muestran en el Gráfico 11.

Por su parte, en el Cuadro 41 se detalla el efecto de la distancia en el precio de venta y margen de utilidad del productor de chips. A 500 km hay utilidad para el productor, pero el precio equivalente es mayor al del GN, y no habría interesados en comprar esos chips.

Evidentemente, para que el negocio funcione, es necesario viabilizar la inversión del usuario de los chips, quien debe comprar una nueva caldera y asumir algunos costos operativos adicionales para reducir su costo de producción de vapor. Esto se refleja en el Cuadro 42.

La recuperación de la inversión en la nueva caldera es relativamente rápida, de 2,2 a 3,9 años, si las distancias de transporte de chips son de 150 a 300 km. Pero, a 500 km, el mar-

Cuadro 38. Costos de producción y distribución de chips para caldera

	Cantidad	Consumo DO	Precio DO	Factor	Costo final			
Actividades y costos	t/día	l/día	USD/l		USD/t			
Valor de los costeros	48				5,87	a 220 ARS/t en patio		
Llevar costeros al patio	48	60	1,00	2,5	3,13			
Traer costeros del patio	37	37	1,00	2,5	2,50			
Astillar	37				10,00			
Cribar	35				1,00			
Cargar acoplado	35				1,50			
Subtotal FOB					23,99			
Transportar a 150 km				3,5	12,50			
Transportar a 300 km						25,00		
Transportar a 500 km							37,50	
Costo entregado en usuario				100 km	a 150 km	a 300 km	a 500 km	1 000 km
Chips auto-descargables, 35% de HBH				32,33	36,49	48,99	61,49	98,99
Precio de venta				50,10	52,91	63,69	73,79	108,89
Margen de utilidad (precio/costo)				1,55	1,45	1,3	1,2	1,1
Precio USD/MMBTU				4,52	4,77	5,74	6,65	9,82
Producción anual	8 188							

Fuente: Elaborado por el autor.

Modelos de negocios para proyectos de energía térmica de biomasa

gen de ahorro es tan pequeño que el PRI pasa a 16,8 años; un plazo demasiado largo. Aquí se compara solamente el PRI, porque suele ser el indicador financiero determinante cuando se decide una inversión complementaria en una planta existente. El mismo resultado se obtiene comparando la TIR de los tres casos.

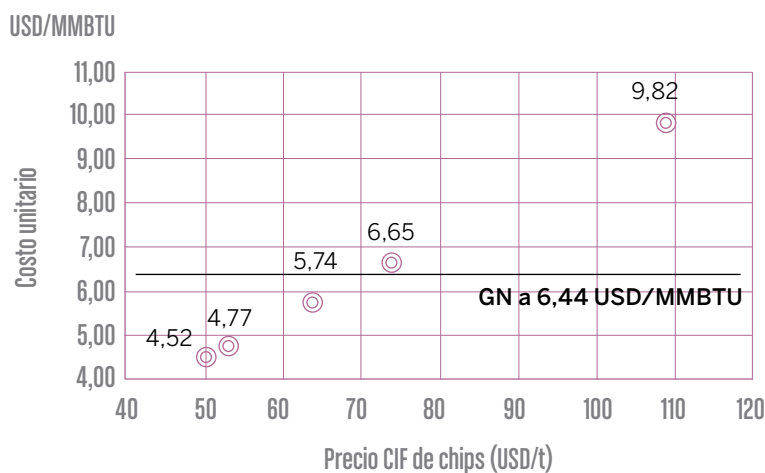
Por las razones anteriores, este modelo de negocios es viable si el usuario está a 300 km (o menos) del productor de los chips, lo que permite fijar un precio final de la biomasa entregada que pueda resultar ventajoso y atractivo para ambas partes.

Cuadro 39. Inversiones del modelo

	Cantidad	Precio	Subtotal
Chipper	1	45 000	45 000
Criba	1	18 000	18 000
Auxiliares, conexiones	1	12 000	12 000
Semirremolques autodescargantes	2	55 000	110 000
Total de equipos			185 000
Ingeniería y montaje			22 200
Total de inversión			207 200

Fuente: Elaborado por el autor.

Gráfico 11. Costo equivalente de la energía provista por chips a diferentes precios CIF y costo actual del GN



Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 40. Flujo de caja del desarrollador

Año	Producción (t)	A 150 km			A 300 km			A 500 km		
		Egresos	Ingresos	Saldo	Egresos	Ingresos	Saldo	Egresos	Ingresos	Saldo
0		207 200	0	-207 200	207 200	0	-207 200	207 200	0	-207 200
1	8 862	323 372	468 890	145 518	434 142	564 384	130 242	544 911	653 893	108 982
2	8 862	323 372	468 890	145 518	434 142	564 384	130 242	544 911	653 893	108 982
3	8 862	323 372	468 890	145 518	434 142	564 384	130 242	544 911	653 893	108 982
4	8 862	323 372	468 890	145 518	434 142	564 384	130 242	544 911	653 893	108 982
5	8 862	323 372	468 890	145 518	434 142	564 384	130 242	544 911	653 893	108 982
6	8 862	323 372	468 890	145 518	434 142	564 384	130 242	544 911	653 893	108 982
7	8 862	323 372	468 890	145 518	434 142	564 384	130 242	544 911	653 893	108 982
8	8 862	323 372	468 890	145 518	434 142	564 384	130 242	544 911	653 893	108 982
9	8 862	323 372	468 890	145 518	434 142	564 384	130 242	544 911	653 893	108 982
10	8 862	323 372	468 890	145 518	434 142	564 384	130 242	544 911	653 893	108 982
	88 620	3 440 920	4 688 900	1 247 980	4 548 620	5 643 840	1 095 220	5 656 310	6 538 930	882 622
		TIR		70%			64%			54%
		VPN		624 493			539 167			420 407
		B/C		6,02			6,29			4,26
		PRI		0,70			0,63			0,53

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 41. Precios y márgenes de ganancia para el productor de chips para caldera (en USD/t)

Distancia	a 100 km	a 150 km	a 300 km	a 500 km	1 000 km
Costo de producción de chips + flete, 35% HBH	32,33	36,49	48,99	61,49	98,99
Precio de venta (USD/t)	50,10	52,91	63,69	73,79	108,89
Margen de utilidad	35%	31%	23%	17%	9%
Precio equivalente en USD/MMBTU	4,52	4,77	5,74	6,65	9,82

Fuente: Elaborado por el autor.

Cuadro 42. Viabilidad financiera de la inversión para cambio de GN a biomasa en un usuario de vapor, con caldera de 6 tV/h, uso anual de 6 864 h y factor de capacidad = 0,8

	GN (m ³)	Chips 150 km	Chips 300 km	Chips 500 km
Precio (USD/unidad)	0,3	52,91	63,69	73,79
Cantidad (unidad/año)	2 229 427	8 702	8 702	8 702
Costo anual (USD)	668 828	460 435	554 208	642 103
Ahorro anual (USD)		208 393	114 621	26 726
Inversión (USD)	0	450 000	450 000	450 000
Recuperación de inversión (años)		2,2	3,9	16,8

Fuente: Elaborado por el autor.

3. CONCLUSIONES

Las alternativas tecnológicas para usar biomasa forestal con fines térmicos resultan de interacciones entre los tipos de biomasa y el tipo y nivel de la demanda de calor. Las biomásas forestales disponibles son aserrín, chips, y pellets. Las tecnologías aplicables son: combustión en lecho fijo, lecho móvil, lecho fluidizado, en suspensión y con previa gasificación. Las últimas tres son de aplicación restringida y de manejo complejo, no aptas para usuarios no especializados.

Hay un número importante de proveedores locales de tecnologías de calderas de biomasa y de calefactores de ambientes de tipo domiciliario. Hay unos pocos proveedores de sistemas de combustión en suspensión y en gasificación. Se puede recurrir a fabricantes extranjeros, aunque en estos casos la asistencia y el servicio posventa son inseguros.

Las tecnologías disponibles son más o menos aplicables, en función de la estructura empresarial y del personal del usuario, pero las más sofisticadas no son manejables por la mayoría de los usuarios potenciales.

Los costos de inversión de equipos a biomasa son de dos a cinco veces más altos que los de equipos de igual potencia a GN o GLP. Los costos de operación son determinados por el costo de la biomasa, con un rango muy amplio según tipo y distancia al origen.

Las escalas de proyecto convenientes varían según el uso final. Para calefacción doméstica, puede ser viable un negocio de 5 000 a 10 000 t/año. Para proveer pellets a calderas de establecimientos comerciales, la escala óptima es de 10 000 a 30 000 t/a. Para sistemas de generación de vapor a chips, el rango va de 5 000 a 50 000 t/a. Sistemas de más de 50 MW_{th} (80 000 tMS/a) son posibles, pero poco viables porque exigen áreas de abastecimiento grandes, fletes caros, altos costos de preinversión, largos tiempos de maduración, y dependen de mercados políticamente definidos e inciertos.

A su vez, las demandas de biomasa dependen de la escala del proyecto. La demanda potencial nacional agregada es de dos a tres millones de tMS/a considerando solo cinco ramas mayores del sector industrial (ladrillos y tejas, lácteos, granos, alimentos balanceados, avicultura), con una moderada penetración en el mercado comercial y de servicios.

Los valores de la biomasa entregada que hacen viables los proyectos son de 25% a 50% menores que el valor del combustible fósil que se reemplaza en cada caso. Para el GN, esto significa un techo de 3 a 4 USD/MMBTU de biomasa. Para el GLP, se puede competir con biomasa de 10 a 15 USD/MMBTU. Si se sustituye el gasoil, la biomasa de 15 a 20 USD/MMBTU es competitiva. Los precios de la biomasa entregada dependen mucho del costo de su transporte, que suele ser prohibitivo para chips a más de 500 km de su origen, y para los pellets a más de 1 500 km.

Los impactos ambientales y los cobeneficios del uso de biomasa que reemplazan el petróleo y gas son positivos, amplios y de gran importancia económica. Por cada millón de tMS de biomasa usados para energía, el país puede sustituir 0,4 millones de t de petróleo o sus derivados, y ahorrar divisas por 200 a 400 millones de USD/año. Un programa de este tipo se puede implementar con una inversión total de 40 a 50 millones de USD, con una tasa de retorno social de 10 : 1.

Por su parte, los modelos de negocios evaluados tienen distintos niveles de desempeño financiero, y rangos de aplicación variables. Los factores más importantes para su viabilidad son el costo del combustible fósil reemplazado y la distancia al origen de la biomasa. Los indicadores más importantes se reseñan a continuación:

- **Modelo 1.** Conversión de calderas u hornos industriales, desarrollada por la propia industria consumidora. Inversión inicial = 450 000 USD. Con chips, a 150 km: TIR = 47% y PRI 2,1 años. Con chips a 300 km: TIR 17% y PRI 4,6 años.
- **Modelo 2.** Conversión o reemplazo de estufas o calderas a GLP o GN en el sector comercial (hoteles, edificios, barrios privados, etc.) por equipos a pellets. Desarrollado por el usuario. Inversión inicial para caldera de 600 kW_{th}: 159 000 USD. Caso favorable (transporte de 500 km, pellets a 135 USD/t FOB, GLP a 1 000 USD/t CIF): TIR 80%, PRI 3,8 años. Caso poco favorable (con pellets a 190 USD/t FOB, GLP a 1100 USD/t CIF): TIR 23%, PRI 3,8 años.
- **Modelo 3.** Provisión del servicio de energía térmica (calor o vapor) a partir de biomasa en industrias que utilizan GN. Desarrollador: ESCO. Inversión inicial por la ESCO: 548 000 USD. Resultados para el tomador del servicio: a) con chips, a 150 km: TIR = 65%, PRI = 1,5 años; b) con chips a 300 km: TIR = 59%, PRI 1,7. Resultados de la ESCO: saldo neto anual de 32 900 USD a 150 km. TIR negativa en 10 años.
- **Modelo 4.** Producción y provisión de pellets de biomasa para el sector residencial y comercial, para usuarios de GLP. Desarrollador: empresa productora y comercializadora de pellets. Inversión inicial del desarrollador: 3,28 millones de USD. TIR de 16% a 24%, con pellets a 160 y 190 USD/t FOB. Requiere un mercado grande, con 20 usuarios firmes, pero admite transporte hasta 700 km del origen.
- **Modelo 5.** Producción y provisión de chips de biomasa. Desarrollador: productor, comercializador o distribuidor de chips combustibles. Inversión inicial: 207 000 USD. TIR de 70%, 64%, 54% para distancias de 150, 300, 500 km, respectivamente. PRI de 0,5; 0,6 y 0,7 años. Es conveniente para usuarios de hasta 300 km de distancia: aunque su inversión es alta (450 000 USD), el PRI es bajo: 2,2 o 3,9 años para 150 y 300 km.

Algunas consideraciones finales basadas en los resultados de este estudio sugieren que:

- Las mejores oportunidades de negocio se encontrarán en el reemplazo de GLP, en usuarios con alto factor de uso anual (criaderos de pollos o cerdos, usuarios institucionales o comerciales en zonas frías).
- Se debe prestar mucha atención al producto $fUA * fC$ (= factor de uso anual x factor de capacidad): si el resultado es menor a 0,2, no hay negocios viables.
- La demanda potencial de industrias y comercios es grande, pero las oportunidades de negocios viables están, en general, a no más de 300 km de la fuente, en los casos de chips contra GN. Si se trata de pellets contra GLP, se puede competir hasta 1 700 km.
- Para los usuarios que pueden usar coque de petróleo (industrias de cemento, cal) la biomasa forestal no es competitiva. Contra el GN, solo hay chances de competir si la biomasa está a menos de 300 km del usuario y la logística es muy eficiente.

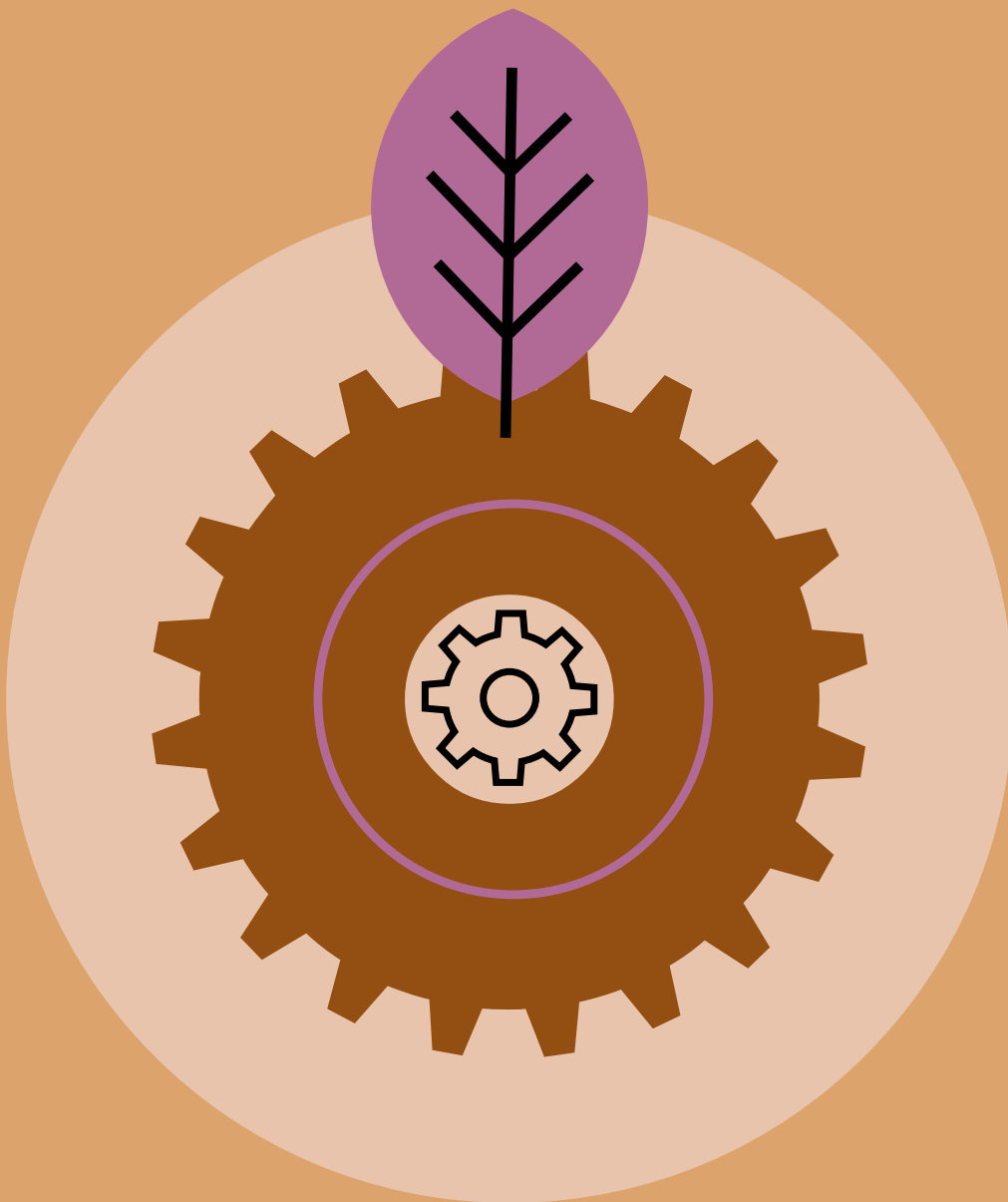
BIBLIOGRAFÍA

Dirección Nacional de Vialidad. *Configuraciones autorizadas para el transporte automotor de cargas - escalabilidad* (disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/nuevas_configuraciones.pdf). Acceso agosto de 2019.

Natural Resources Canada. 2019. *Serie de siete Boletines Técnicos* (disponible en: <https://www.nrcan.gc.ca/energy/renewable-electricity/bioenergy-systems/7311>).

SENASA. *Sistema de registros* (disponible en: <https://aps2.senasa.gov.ar/registros/faces/publico/establecimientos>). Acceso: septiembre de 2019.

SUSMILK. 2015. *Re-design of the dairy industry for sustainable milk processing* (disponible en: https://www.susmilk.com/images/download/SUSMILK_Deliverable_D05.2.pdf). Acceso: septiembre de 2019.



ANEXOS

Anexo 1. Frigoríficos de aves habilitados para la exportación

1	LAS CAMELIAS S.A.	San José, Entre Ríos
2	GRANJA TRES ARROYOS S.A.	Concepción del Uruguay, Entre Ríos
3	NOELMA S.A	Villa Elisa, Entre Ríos
4	CALISA	Racedo, Entre Ríos
5	PROTEINSA S.A.	Racedo, Entre Ríos
6	FRIGORÍFICO DE AVES SOYCHU S.A.	Gualeguay, Entre Ríos
7	DOMVIL S.A.	Larroque, Entre Ríos
8	BONNIN HNOS. S.E.	Colón, Entre Ríos
9	FRIGORÍFICO AVÍCOLA BASAVILBASO S.A	Basavilbaso, Entre Ríos
10	FADEL S.A.	C. del Uruguay, Entre Ríos
11	FAENAR SRL	Viale, Entre Ríos
12	INDAVISIA	Hernandarias, Entre Ríos
13	SUPER S.A.	Concepción del Uruguay, Entre Ríos
14	SANTIAGO EICHHORN E HIJOS S.R.L.	Colón, Entre Ríos
15	UNIÓN AGRÍCOLA AVELLANEDA Coop. Ltda.	Avellaneda, Santa Fe
16	SÁNCHEZ Y SÁNCHEZ S.R.L.	Sante Fe, Santa Fe
17	CRIAR S.R.L.	Serodino, Santa Fe
18	GRANJA CARNAVE S.A.	Esperanza, Santa Fe
19	PROCESADORA AVICOLA DEL MEDIO S.A.	Pergamino, provincia de Buenos Aires
20	SUPERMERCADOS TOLEDO S.A.	Mar del Plata, provincia de Buenos Aires
21	ALIBUE S.A.	General Rodríguez, PBA
22	MIRALEJOS S.A.C.I.F.I. y A.	Domselaar, provincia de Buenos Aires
23	AVEX S.A.	Rio Cuarto, Córdoba
24	INDACOR S.A.	Juárez Celman, Córdoba
25	POLLOLIN S.A.	Cipolletti, Río Negro
26	AVÍCOLA LUJÁN DE CUYO S.A.	Luján de Cuyo, Mendoza

Fuente: SENASA

Anexo 2. Configuraciones de transporte automotor de cargas

CONFIGURACIONES AUTORIZADAS PARA EL TRANSPORTE AUTOMOTOR DE CARGAS - ESCALABILIDAD

ART. 27 del DECRETO N° 32/18










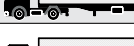

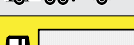
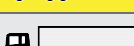

La D.N.V. informa las nuevas configuraciones para el Transporte Automotor de Cargas y la reglamentación vigente para la circulación de Bitrenes.









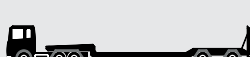




REFERENCIAS

 NUEVA CONFIGURACIÓN	D1 EJE CON RODADOS DOBLES
S1 EJE CON RUEDAS INDIVIDUALES	D2 DOS EJES CON RODADOS DOBLES
S2 DOS EJES CON RODADOS INDIVIDUALES	D3 TRES EJES CON RODADOS DOBLES

VEHÍCULOS DE TRANSPORTE DE CARGAS QUE SON DE LIBRE CIRCULACIÓN EN RUTAS NACIONALES -

ART. N° 27 - APARTADO 2.3.1.

N°	TIPO DE VEHÍCULO	CONFIGURACIÓN N° DE EJES	DIMENSIONES			PESO MÁXIMO (t)	Relación POT/PESO (CV/t) min.
			LARGO (m)	ANCHO (m)	ALTO (m)		
1		S1 - D1	13,20	2,60	4,30	16,50	4,25
2		S1 - D2	13,20	2,60	4,30	24,00	4,25
3		S1 - D3	13,20	2,60	4,30	31,50	4,25
4		S2 - D2	13,20	2,60	4,30	28,00	4,25
5		S2 - D3	13,20	2,60	4,30	35,50	4,25
6		S1 - S1 - D2	13,20	2,60	4,30	30,00	4,25
7		S1 - S1 - D3	13,20	2,60	4,30	37,50	4,25
8		S1 - D1 - D1	18,60	2,60	4,30	27,00	4,25
9		S1 - D1 - D2	18,60	2,60	4,30	34,50	4,25
10		S1 - D1 - D3	18,60	2,60	4,30	42,00	4,25
11		S1 - D2 - D2	18,60	2,60	4,30	42,00	4,25
12		S1 - D2 - D1 - D1	18,60	2,60	4,30	45,00	4,25
13		S1 - D2 - D3	18,60	2,60	4,30	49,50	6,00
14		S1 - D1 - D1 - D2	18,60	2,60	4,30	45,00	4,25

N°	TIPO DE VEHÍCULO	CONFIGURACIÓN N° DE EJES	DIMENSIONES MÁXIMAS			PESO MÁXIMO (t)	Relación POT/PESO (CV/t) mín.
			LARGO (m)	ANCHO (m)	ALTO (m)		
15		S1 - D1 - D1 - D1	18,60	2,60	4,30	45,00	4,25
16		S1 - D1 - D1 - D1	20,00	2,60	4,30	37,50	4,25
17		S1 - D1 - D1 - D2	20,00	2,60	4,30	45,00	4,25
18		S1 - D2 - D1 - D1	20,00	2,60	4,30	45,00	4,25
19		S1 - D2 - D1 - D2	20,00	2,60	4,30	52,50	6,00
20		S1 - D1 - D2 - D2	20,00	2,60	4,30	52,50	6,00
21		S1 - D1 - D1 - D1 - D1	20,50	2,60	4,30	45,00	4,25
22		S1 - D2 - D2	22,40	2,60	4,30	42,00	4,25
23		S1 - D2 - D1 - D1	22,40	2,60	4,30	45,00	4,25
24		S1 - D2 - D1 - D2	18,60	2,60	4,30	52,50	6,00
25		S1 - D2 - D1 - D1 - D1	18,60	2,60	4,30	55,50	6,00
26		S1 - D2 - D2 - D2	20,50	2,60	4,30	60,00	6,75
27		S1 - D2 - D2 - D2	22,40	2,60	4,30	60,00	6,75

La configuración identificada en el orden N° 23 puede adoptar la disposición de ejes descrita en la configuración N° 13.

La configuración de Bitrén identificada en el orden 27, sólo podrá circular sin Permiso de Tránsito y con libre circulación en rutas nacionales, siempre que transporte carga indivisible. El tipo de carga considerada como indivisible será establecida por normas complementarias.

CONSIDERACIONES ADICIONALES DE LA TABLA I:

*Los equipos con configuración S1-D2-D3 dotados con suspensión neumática en el tándem del tractor y en el tridem del semirremolque estarán autorizados a un Peso Bruto Total Combinado de CINCUENTA Y DOS TONELADAS (52 t).

*Los semirremolques con configuración D1-D1-D1 deberán contar con suspensión neumática en todos los ejes y no se admitirá la reconversión o modificación de equipos usados.

VEHÍCULOS DE TRANSPORTE DE CARGAS QUE NO REQUIEREN PERMISO DE TRÁNSITO, PERO SOLO PUEDEN CIRCULAR POR CORREDORES EN RUTAS NACIONALES DEFINIDOS POR LA DIRECCIÓN NACIONAL DE VIALIDAD -

ART. N° 27 - APARTADO 2.3.2.

N°	TIPO DE VEHÍCULO	CONFIGURACIÓN N° DE EJES	DIMENSIONES MÁXIMAS			PESO MÁXIMO (t)	Relación POT/PESO (CV/t) mín.
			LARGO (m)	ANCHO (m)	ALTO (m)		
28		S1 - D2 - D3 - D3	22,40 ≤ L ≤ 25,50	2,60	4,30	75,00	6,75

La configuración de vehículo Bitrén, identificada en el orden N° 27, que transporte carga de tipo divisible deberá circular en forma restringida por corredores, en idénticas condiciones que la configuración de vehículo Bitrén, identificada en el orden N° 28. El tipo de carga considerada como divisible será establecida por normas complementarias.

VEHÍCULOS DE TRANSPORTE DE CARGAS QUE REQUIEREN PERMISO DE TRÁNSITO DE LA DIRECCIÓN NACIONAL DE VIALIDAD PARA LA CIRCULACIÓN EN RUTAS NACIONALES -

ART. N° 27 - APARTADO 2.3.3.

N°	TIPO DE VEHÍCULO	CONFIGURACIÓN N° DE EJES	DIMENSIONES MÁXIMAS			PESO MÁXIMO (t)	Relación POT/PESO (CV/t) mín.
			LARGO (m)	ANCHO (m)	ALTO (m)		
29		S1 - D2 - D3 - D3	25,50 < L ≤ 30,25	2,60	4,30	75,00	6,75

LAS TOLERANCIAS QUE SE MENCIONAN Y QUE NO SE DEBE SUPERAR POR TIPO DE EJES SON:
(Art. 29 del Decreto 32/18)

- * Eje aislado de ruedas simples: 800 Kg.
- * Eje aislado de ruedas dobles: 1.500 Kg.
- * Conjunto de dos ejes (tándem doble de las distintas configuración de ejes) 2.000 Kg.
- * Conjunto de tres ejes (tándem triple de las distintas configuración de ejes) 2.500 Kg.

Para el peso máximo de un vehículo o combinación se admitirá una tolerancia de **QUINIENTOS KILOGRAMOS (500 kg)**.
(Decreto 79/98).

Fuente: Dirección Nacional de Vialidad.

Modelos de negocios para proyectos de energía térmica de biomasa

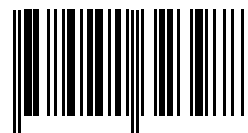
COLECCIÓN
INFORMES
TÉCNICOS

N.º 10

Organización de las Naciones Unidas
para la Alimentación y la Agricultura (FAO)

www.fao.org

ISBN 978-92-5-132397-7



9 789251 323977

CA8589ES/1/05.20