

4



CONSIDERACIONES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

4. CONSIDERACIONES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

El presente capítulo contiene criterios generales respecto de las alternativas de comercialización y valoración de los productos y potenciales servicios asociados a la producción de biogás, así como de los costos de desarrollo de las plantas de biogás.

Como se ha descrito en los capítulos previos, los proyectos de biogás pueden estar asociados a múltiples fuentes de sustratos, tales como residuos líquidos y sólidos de la agroindustria, plantas de tratamiento de aguas servidas que incluyan digestión anaerobia en su sistema, directamente de cultivos energéticos de la agricultura o de la captación del biogás producido en rellenos sanitarios. En este último caso, la tecnología implementada no es de producción de biogás, sino de captación de éste a través de impermeabilización del relleno sanitario, uso de tubos perforados como chimeneas para su recolección y transporte, hasta el punto de uso o venta.

Debido a esa diversidad y a la naturaleza compleja del proceso de producción de biogás, es difícil entregar valores concretos para los parámetros relevantes en la evaluación económica de los proyectos, dado lo cual los rangos de valores aquí entregados pueden ser considerados sólo para una primera aproximación en dicha evaluación. Solo un análisis riguroso, que tome en cuenta las particularidades de cada proyecto, será concluyente respecto de su viabilidad técnica y económica.

4.1 Magnitud de proyectos a partir de residuos agrícolas

Los proyectos de producción de biogás a partir de residuos orgánicos o cultivos energéticos tienen un elevado costo de inversión, y un amplio rango posible para dichos costos. Además, estos proyectos pueden presentar economías de escala, en particular si la intención es la generación de electricidad, por lo cual proyectos pequeños podrían tener mayores dificultades para ser rentables.

Por estos motivos es recomendable que el productor tenga un suministro de materia orgánica asegurado al largo plazo, y en el caso en que los volúmenes a tratar no sean suficientes para un tamaño de planta rentable, se recomienda asociarse con vecinos o buscar en la zona otros residuos orgánicos que se puedan combinar con los propios.

En la experiencia europea, el radio de suministro de los sustratos no debe sobrepasar los 30 km y se debe evitar transportar sustratos con un alto contenido de humedad (para evitar transportar agua).

La asociación con otros generadores de sustratos es también recomendable si se requiere realizar un costoso proyecto eléctrico para conectarse a la red eléctrica (zonas alejadas de las redes eléctricas). Si el volumen de electricidad a entregar a la red es bajo, no se justificará el proyecto eléctrico.

Similar es el caso de proyectos de producción de biogás, en los cuales se entrega el gas a un tercero. Los costos de un gasoducto se justificarán a partir de ciertos volúmenes producidos.

4.2 Valorización de productos asociados a las plantas de biogás

Como se ha señalado previamente, el biogás puede destinarse para la producción de energía eléctrica y/o

térmica mediante equipos integrados en las plantas de biogás, o para la sustitución de otros combustibles mediante tratamiento y posterior transporte hasta los centros de consumo de dichos combustibles. En ambas situaciones, la demanda puede estar asociada a consumos propios del productor de biogás (autoconsumo) o bien a la de terceros, en cuyo caso se requieren esquemas de comercialización adecuados que reduzcan los riesgos económicos del proyecto.

Adicionalmente, el digestato generado en las plantas de biogás también puede ser una fuente de ingresos para el proyecto, por su comercialización o autoconsumo como fertilizante orgánico. Similar situación ocurre con el tratamiento y manejo de los residuos usados como sustrato, más aún si se adicionan a los residuos propios, los de terceros.

El modelo de negocios adecuado a un determinado proyecto de biogás, entre otras materias, estará condicionado por restricciones exógenas al proyecto. Si bien en muchos casos el uso directo del biogás como sustituto de otros combustibles puede parecer la alternativa más conveniente, la inversión en la infraestructura para el transporte del biogás a su lugar de consumo será determinante para la viabilidad del proyecto, así como el costo del combustible que se reemplaza.

Por su parte, la cogeneración es la alternativa más utilizada hoy en día en Europa, principalmente en Alemania, ya que corresponde al modelo de generación de mayor eficiencia energética, con la valorización de hasta un 86% de la energía que contiene el biogás. Al valorizar la energía térmica, el riesgo de participar en el mercado eléctrico, si fuese el caso, disminuye por efecto de diversificación de ventas.

Un proyecto de cogeneración requiere de una demanda de calor cercana que permita rentabilizar la inversión asociada a la recuperación de calor y su transporte hasta el punto de demanda, lo que se ve compensado con el hecho que la diferencia de costo entre un equipo electrógeno y uno de cogeneración no supera el 10%. Por lo tanto, es recomendable buscar alguna forma de valorizar la energía térmica residual de los equipos de generación para utilizar las ventajas de la cogeneración.

Ahora bien, en caso que exista demanda térmica cercana (propia o de terceros) de una magnitud similar o superior al potencial de producción de energía del proyecto de biogás, puede ser recomendable diseñar el proyecto sólo para el abastecimiento de dicha demanda sin producción de electricidad. Ello permite reducir la inversión inicial al no considerar equipos electrógenos o de cogeneración.

En caso de no tener posibilidad de aprovechamiento de la energía térmica, se debería evaluar la alternativa de comercializar solo la energía eléctrica producida. Por lo mismo, el modelo de negocios para la venta de la energía eléctrica será de suma importancia, ya que, probablemente, constituirá la principal fuente de ingresos del proyecto.

En resumen, el modelo de negocios adecuado para un proyecto de biogás debe asegurar, en lo posible, la valorización de todos sus productos. En los puntos siguientes se entregan algunas consideraciones respecto de las posibles fuentes de ingresos (venta o ahorros generados por autoconsumo) asociados a un proyecto de biogás, que corresponden a:

- ingresos por energía y potencia eléctrica;
- ingresos por energía térmica de cogeneración;
- ingresos por sustitución de otros combustibles;
- ingresos por digestato como abono;
- ingresos por venta de bonos de carbono;
- ingresos por concepto de tratamiento y disposición de residuos.

4.2.1 Ingresos por energía y potencia eléctrica

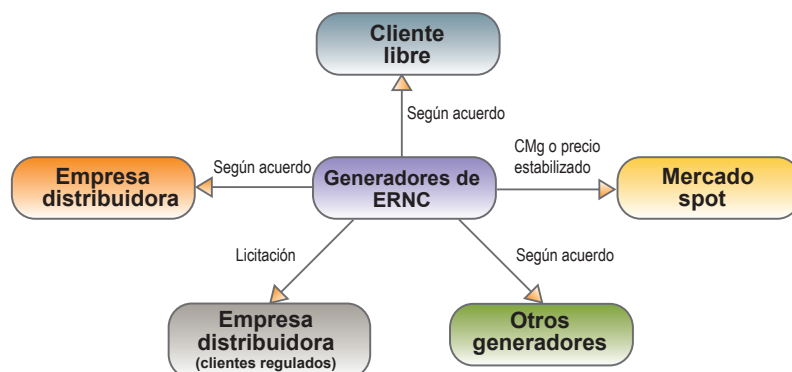
Si bien existen en Chile disposiciones especiales y de fomento para proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), como las contenidas en la Ley 20.257 que persigue acelerar la consolidación de estas alternativas de suministro eléctrico, o para pequeños medios de generación, muchos de los cuales corresponden a ERNC; en términos generales, la operación comercial de un proyecto de biogás en el mercado eléctrico se rige por las condiciones normales que aplican a todos los proyectos de generación eléctrica.

Si la producción de energía se destina a autoconsumo, los ingresos corresponderán a los ahorros asociados a los menores retiros de energía y potencia que se realicen del sistema eléctrico. Para el caso que el proyecto de biogás se encuentre en instalaciones de un cliente libre, según la categoría de la Ley General de Servicios Eléctricos, los menores retiros deberían valorarse a los precios de energía y potencia contemplados en los contratos de suministro con sus proveedores de energía; y si se tratase de un cliente sometido a regulación de precios, a las tarifas de energía y potencia a las cuales se encuentre acogido con la empresa distribuidora.

Por su parte, para la evaluación de un proyecto de biogás que pretenda comercializar al sistema eléctrico excedentes de generación eléctrica se recomienda familiarizarse con la estructura del mercado. En el documento “Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno” (CNE/GTZ, 2009), es posible encontrar, desde la perspectiva de un proyecto ERNC, un análisis integral del mercado eléctrico chileno, sus fundamentos legales y regulatorios, las oportunidades de negocio, las obligaciones y riesgos asociados a la participación en el mercado, los aspectos operativos incluyendo costos y remuneraciones; y las disposiciones especiales establecidas para proyectos ERNC y pequeños medios de generación. Una copia electrónica de dicho documento puede obtenerse en la página web del Ministerio de Energía (www.minenergia.cl). En especial se recomienda el análisis de sus capítulos 4, 5 y 6.

Como síntesis de las alternativas analizadas en el documento citado, pueden distinguirse cinco modelos de negocios para la venta de los productos eléctricos (energía y potencia), señalados en la siguiente figura que también muestra el tipo de acuerdo que se logra. Por ejemplo con clientes libres se establecen acuerdos entre las partes mientras que en el mercado spot, las transacciones se realizan a costo marginal (CMg) o a precio estabilizado.

Figura 32: Alternativas de integración comercial de proyectos ERNC



Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a lo anterior, las alternativas de comercialización para los excedentes de energía eléctrica producidos por un proyecto de biogás son:

- a. Venta de energía y potencia, a través del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), en el mercado spot a otras empresas de generación. El precio corresponde al costo marginal instantáneo para energía y al precio nudo de potencia, pudiendo optar los pequeños medios de generación a un precio estabilizado. Para estos efectos, los pequeños medios de generación (PMG y PMGD) corresponden a aquellos cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico son inferiores a 9 MW.
- b. Venta de energía y potencia a una empresa distribuidora para abastecer la demanda de sus clientes regulados. Los contratos se resuelven mediante licitaciones públicas, donde el precio de energía corresponde al estipulado en el contrato y el precio de potencia al precio nudo de potencia vigente en el momento de la licitación.
- c. Venta de energía y potencia a un cliente libre (consumidor) en contratos de largo plazo a precios de energía y potencia y condiciones de suministro acordadas libremente entre las partes.
- d. Venta de energía y potencia a una empresa generadora, para que ésta a su vez, las comercialice a consumidores finales. Pueden corresponder a contratos de largo plazo, donde los precios de energía y potencia y las condiciones de suministro se convienen libremente entre las partes.
- e. Fuera de mercado mayorista en un contrato directo con un consumidor de energía o una empresa distribuidora para que ésta abastezca a clientes libres, a los cuales esté directamente conectado el medio de generación. Las relaciones contractuales se establecen libremente entre las partes.

Respecto de la potencia, los dos primeros modelos consideran un precio¹ de referencia en una barra del sistema troncal (el precio de nudo determinado semestralmente por CNE) al que luego se aplican cargos por transformación y transporte. De esta manera, el precio inicial queda representado en el punto donde se inyectarán los excedentes de potencia. Si bien, como se mencionó, el precio de la potencia en los restantes modelos se conviene libremente, es usual que para su determinación se utilice la misma metodología descrita.

El costo marginal horario asociado a la primera alternativa es calculado por los CDECs para toda la red de transmisión y subtransmisión. Los precios históricamente registrados pueden obtenerse en los sitios web de los CDECs que operan en Chile (www.cdec-sic.cl y www.cdec-sing.cl). En el caso que el generador se encuentre operando en un sistema de distribución, es decir se trate de un PMGD, el costo marginal de su inyección se valorará referido a la subestación primaria más cercana.

Por su tamaño, la mayoría de los proyectos de biogás se encontrarán en la categoría de pequeño medio de generación. Como se mencionó, estos proyectos pueden optar por un régimen de precio estabilizado de menor variación que el costo marginal horario. Corresponde al precio de nudo de las inyecciones de la energía, que no coincide necesariamente con el precio de nudo aplicado en los consumos, y es una función de los costos marginales esperados para un periodo de cuatro años. Ambos precios son publicados en los decretos tarifarios elaborados semestralmente por CNE. Para un pequeño medio de generación el régimen

¹ Se puede asumir un precio acorde, tanto a proyecciones de CNE, como a proyecciones propias de quien se encuentre desarrollando el proyecto.

estabilizado, así como las ventas a costo marginal, tienen un tiempo de permanencia mínimo de 4 años. Si se desea cambiar de régimen se debe avisar al CDEC respectivo con una antelación de 12 meses.

La evaluación económica de un proyecto que pretenda vender sus excedentes de energía en el mercado spot requiere proyectar los costos marginales. Para ello, se puede recurrir a diversas herramientas de modelación que aplican consultores especializados. Otra alternativa es usar las proyecciones contenidas en los informes técnicos de las fijaciones de precio de nudo que semestralmente publica CNE (se pueden obtener en www.minenergia.cl). Al igual que para la potencia, dichas proyecciones deben llevarse al punto del sistema eléctrico en el cual se realizarán las inyecciones. Independientemente de la metodología que se adopte para estimar los costos marginales futuros, debe tenerse presente que, por su naturaleza y por el tipo de parámetros que los condicionan, estos costos son volátiles y con una incertidumbre creciente mientras más amplio sea el periodo de proyección.

Para los modelos de venta a un cliente libre o a una empresa distribuidora (modelos b y c) el balance comercial del generador está compuesto tanto por sus ventas al mercado spot, valoradas de acuerdo a lo señalado previamente, como por el contrato de suministro con su cliente libre o distribuidora, en el cual se establece una obligación de índole financiera al determinar un precio de venta por la energía suministrada. Los contratos declarados por el generador al CDEC son incluidos en su respectivo balance mensual, en el cual se le descontará la energía consumida por sus clientes multiplicada por el costo marginal calculado para el consumo. Si el generador no cuenta con la energía suficiente para dar suministro al consumo, este igualmente será suministrado por otros generadores. Es importante notar que el generador contará con un ingreso conocido correspondiente al precio de venta, acordado con el cliente libre, multiplicado por el consumo de éste.

Respecto de la venta a otra empresa generadora, si bien mantiene la posibilidad de contar con un ingreso conocido asociado a los precios convenidos, no necesariamente tiene una obligación de suministro vinculada al perfil de consumos de algún cliente. Ello dependerá de las condiciones contempladas en el contrato. En este modelo, es el comprador quien incorpora la energía y potencia del vendedor en sus productos y asume el riesgo de la comercialización a los consumidores. Situación similar puede darse en el caso de ventas fuera del mercado mayorista, donde es posible pactar contratos para la venta de los productos eléctricos de manera independiente de los consumos del comprador (cliente libre o distribuidora).

Por su parte, la Ley 20.257 estableció la obligación para las empresas que comercializan energía a consumidores finales de acreditar que una parte de esa energía fue inyectada a los sistemas eléctricos por ERNC, ya sea mediante generación propia o por energía renovable no convencional adquirida a terceros. Indirectamente, la ley estimula el modelo de compra de ERNC de productores independientes por parte de generadores con contratos con consumidores. Además, la ley permite a las empresas que excedan su obligación de inyección de energía renovable no convencional la posibilidad de traspasar sus excedentes a empresas deficitarias. Este traspaso puede comercializarse en forma bilateral a precios libremente pactados e independientemente de las ventas de energía.

Es importante destacar que, debido a las características del mercado eléctrico chileno, no es posible dar aquí una recomendación respecto del modelo de comercialización óptimo para la electricidad y potencia generadas por un proyecto de biogás, lo cual requiere un análisis particular de cada proyecto.

4.2.2 Ingresos por energía térmica de cogeneración

Parte del calor recuperado en un sistema de cogeneración es utilizado por el mismo proceso para la calefacción de los reactores (aprox. un 10% del total producido), asegurando así las condiciones ambientales dentro de los reactores anaeróbicos para la digestión y reproducción de las bacterias durante todo el año.

El excedente de energía térmica generado puede ser destinado a autoconsumo o comercializado a terceros para diversos procesos (secado, calefacción, pasteurización, etc.). Sin embargo, este producto es poco convencional, por lo cual no existe un mercado ni precios relacionados.

Para evaluar un precio de venta a la energía térmica comercializada (o un ahorro, en el caso de autoconsumo), se debe realizar un estudio comparativo entre los valores actuales del proceso de producción de calor del posible comprador, generalmente mediante calderas con combustibles fósiles; y el precio de venta factible por parte del operador de la planta de biogás.

A nivel industrial, en aquellas zonas del país que se encuentran con redes de distribución de gas, se suele usar gas natural o gas de ciudad para la generación térmica. En el resto del país, la industria utiliza diversos combustibles como gas licuado de petróleo (uno de los más usados), petróleos combustibles y biomasa. Dependiendo de la ubicación del proyecto de biogás se puede estimar una posible venta de la energía térmica a un precio similar al combustible fósil a sustituir, ya que se puede ofrecer a largo plazo y a precio fijo, lo cual le entrega estabilidad económica al proyecto de biogás y seguridad al cliente que lo compra.

En el modelo de cogeneración existe también la posibilidad de generar frío a partir de la energía térmica, a través de equipos de absorción térmica con el consecuente aumento de las posibilidades de comercialización energética. A este modelo se le denomina trigeneración.

4.2.3 Ingresos por sustitución de otros combustibles

La alternativa más simple para aprovechar el biogás es la generación de calor a través de su combustión directa, con fines productivos o de calefacción. Esta alternativa puede resultar la más adecuada, ya que requiere de una inversión menor en el uso del biogás. Ello dependerá del tipo de combustible a sustituir y de las inversiones para el transporte del biogás al centro de consumo.

Tabla 17: Valores promedio del poder calorífico de diferentes combustibles y su equivalente referido al biogás

Combustible	Kcal/m ³	Kcal/kg	Cantidad equivalente a 1.000 m ³ de biogás
Biogás	5.335	-	1.000 m ³
Gas Natural	9.185	-	851 m ³
Metano	8.847	-	603 m ³
Propano	22.052	-	242 m ³
Butano	28.588	-	187 m ³
Electricidad	860 kcal/kWh	-	6.203 kWh
Carbón		6.870	776 kg
Petróleo		11.357	470 kg

Fuente: CIEMAT

El contenido energético del biogás varía de acuerdo a la fracción de metano contenida en él. A modo de comparación, en la tabla 17 se incluyen los valores del poder calorífico de distintos combustibles. Para el biogás se asume una fracción de metano entre 50% y 75%.

Para poder sustituir gas licuado de petróleo o gas de ciudad, debe eliminarse la humedad y el sulfuro de hidrógeno que contiene el biogás. El primero, para evitar disminuir el poder calorífico, y el segundo, para proteger los equipos que utilicen el biogás como combustible. En este caso, al no tener equipos que utilicen el biogás como combustible para producir energía, el ahorro en la inversión total puede estimarse entre un 25% a un 30%, dependiendo del tamaño del proyecto y sin considerar un equipamiento significativo para el transporte del biogás.

Si su destino es la sustitución de gas natural, el biogás debe purificarse a nivel de calidad de gas natural. A fines de la década del 2000 un equipo de purificación por lavado a presión de CO_2 tenía un costo aproximado de US\$ 1.000.000.- para un flujo de 500 m^3/h de biogás. Este costo se justifica para economías a escala a partir de tamaños de planta equivalente a una potencia eléctrica de 1 MW ($\pm 400 \text{ m}^3/\text{h}$ de biogás) y superiores.

Al igual que en la situación de venta de energía térmica, la valorización del biogás (para venta u ahorro) deberá hacerse en comparación al combustible que sustituye.

En Chile aún son muy pocos los proyectos que están usando biogás como sustitutos de otros combustibles. Entre ellos, destacan el de la empresa Aguas Andinas y la empresa distribuidora de gas Metrogas S.A. Esta última adquiere el biogás generado en la planta de tratamiento de aguas servidas “La Farfana”, lo trata eliminando el agua, H_2S , siloxanos y COVs; lo comprime y lo transporta en gasoducto a su planta de gas de ciudad, donde se incorpora como insumo para la producción de ese combustible.

Otro proyecto pionero en el uso de biogás corresponde al de la planta Temuco de la Compañía Cervecerías Unidas S.A., donde el biogás generado en la planta de tratamiento de riles, que cuenta con un reactor anaerobio del tipo UASB, es utilizado directamente en sus propias calderas en sustitución de gas licuado.

4.2.4 Ingresos por digestato como abono o mejorador de suelo

A diferencia de los lodos de plantas de tratamiento de aguas servidas, el digestato producido en plantas de biogás puede corresponder a un residuo completamente estabilizado. En proyectos de biogás que tienen por objetivo “extraer” la máxima energía contenida en los sustratos, los tiempos de retención hidráulica en las plantas superan con creces los 40 días. A esto, se le suma que muchas plantas de biogás trabajan a temperaturas entre los 35°C y los 40°C, con lo cual se asegura una completa higienización del sustrato.

La aplicación de digestato como abono o mejorador de suelo debe orientarse por criterios agronómicos (contenido de nutrientes requeridos por los cultivos, principalmente medidos como nitrógeno, fósforo y potasio disponibles (NPK)), y por el contenido total de metales pesados (en particular si se trata de digestato originado de residuos industriales), tanto en los digestatos, como en el suelo receptor.

En cualquier caso, en el uso de digestato como fertilizante debe asegurarse el cumplimiento de la normativa sanitaria vigente. Para lodos de PTAS dicha normativa se encuentra establecida en el

Reglamento para el Manejo de Lodos Generados en Plantas de Tratamiento de Aguas Servidas (D.S. N°4 de 2009, del MINSEGPRES).

Dependiendo de sus características, el digestato producido es adecuado para jardines, flores, legumbres, arbustos y para todo tipo de árboles frutales, así como para la agricultura y viticultura, en general. En todos los casos, el digestato debe ser entremezclado con la capa superior de tierra.

De acuerdo a lo expuesto, es esperable que los digestatos provenientes de la degradación anaerobia de residuos orgánicos de la agroindustria puedan considerarse como bioabono factible de incorporar al suelo sin restricciones sanitarias (lo que debe ser ratificado por la autoridad sanitaria). En tal caso, para efectos de valoración se puede asimilar al compost aerobio, a pesar de que este producto tiene mejor calidad. Sin embargo, dada la escasa experiencia en el agro nacional sobre el uso de estos bioabonos, probablemente deba valorarse a un precio inferior al compost hasta que se consolide su mercado.

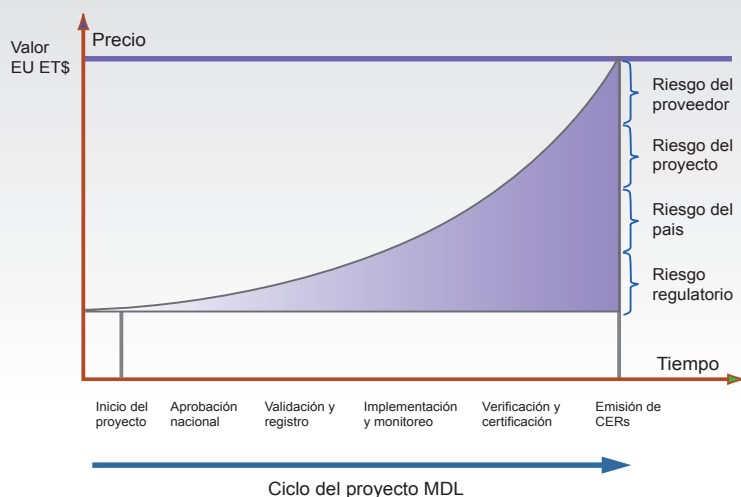
4.2.5 Venta de CERs

Los proyectos de tratamiento anaerobio mediante digestores con captura de biogás son potenciales proyectos MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio) frente a las Naciones Unidas y, en consecuencia pueden generar y comercializar, en el mercado del carbono, “reducciones de emisiones certificadas” (CERs, Certified Emission Reductions) de gases de efecto invernadero (GEI). Los CERs son uno de los tipos de bonos de carbono que se extienden una vez acreditada la reducción de emisiones asociada a un proyecto MDL.

En la “Guía del Mecanismo de Desarrollo Limpio para Proyectos del Sector Energía en Chile, Segunda Edición” (CNE/GTZ, 2007), se entrega una completa descripción del mercado asociado a la venta de CERs, de sus etapas y procedimientos y de ejemplos de proyectos en Chile. Una versión electrónica de la guía se obtiene en la página web del Ministerio de Energía (www.minenergia.cl).

Usualmente los proyectos MDL están asociados a grandes proyectos, debido a los costos de transacción relacionados con el desarrollo, registro, validación y monitoreo de los proyectos MDL. Sin embargo, se está avanzando para simplificar los procedimientos aplicables a pequeños proyectos, así como en su tratamiento agrupado, de modo de reducir los costos de transacción.

El mercado de los CERs no es un mercado transparente y está basado en proyectos, por lo que no existe un precio fijo. Los precios varían dependiendo del país donde se encuentra el proyecto, de su tecnología y del trasfondo financiero y técnico de su titular. Sin embargo, la mayor influencia sobre el precio la tiene la distribución del riesgo entre comprador y vendedor: mientras mayor sea el riesgo para el comprador, menos estará dispuesto a pagar. Los acuerdos de venta de potenciales CERs en un estado inicial del proyecto se realizarán a un precio menor que si se hacen una vez registrado el proyecto ante la Junta Ejecutiva del MDL. La disposición de un comprador a aceptar un pago por adelantado también disminuirá el precio de los CERs. La siguiente figura ejemplifica la relación existente entre el precio de los CERs, sus riesgos y el ciclo del proyecto MDL.

Figura 33: Evolución del precio de los CERs a lo largo del ciclo del proyecto MDL

Como se señaló, el precio de los CERs varía dependiendo de distintos factores. Se puede asumir que su precio máximo, por cada tonelada de CO_2 equivalente, estará dado por el precio de los bonos de carbono asociados al Sistema Europeo de Comercio de Emisiones, denominado EU ETS.

Además, existen diversos mercados en los cuales se transan CERs. Entre ellos están el primario y el spot, o de transferencias inmediatas. Este último es de bajo riesgo para el comprador pues no se involucra en el desarrollo del proyecto y compra CERs ya emitidos. El mercado primario es uno de los más usuales al que concurren los propietarios de los proyectos MDL. En él los CERs se venden a un comprador primario (un broker), quien asume el riesgo de su comercialización final.

La siguiente figura muestra la evolución, entre abril de 2008 y abril de 2010, del precio promedio de los CERs en diversos mercados (pCERs price, corresponde al mercado primario) en comparación con el precio al que se transaron los EU ETS.

Figura 34: Precios de bonos de carbono: abril de 2008 – abril de 2010



Fuente: Banco Mundial

Para más información sobre el Mecanismo de Desarrollo Limpio se puede visitar la siguiente página web: <http://unfccc.int>.

4.2.6 Ingresos por tratamiento y disposición de residuos

En muchos casos, el sustrato base para la producción de biogás corresponde a residuos orgánicos de la agricultura, de la crianza de animales, de la industria alimenticia, etc. Por esta razón, la producción de energía a partir de la utilización de estos desechos puede generar ingresos por concepto de tratamiento y disposición.

Para plantas de biogás que utilizan biomasa residual de industrias externas se puede obtener un pago directo por concepto de retiro de los desechos de las instalaciones. La valorización de ese servicio debería realizarse teniendo en consideración el costo alternativo de tratamiento o disposición que tiene el generador de los residuos. Por otra parte, si se trata de biomasa proveniente de la propia industria, puede considerarse como ingresos del proyecto el ahorro de costos que genera el tratamiento de residuos en instalaciones propias, en lugar de la contratación de servicios de recolección y disposición.

4.3 Costos asociados a los proyectos de biogás

Dependiendo de su complejidad y del grado de automatización requerido, las plantas de biogás tienen requerimientos de equipos y maquinaria que, en general, debe ser importada al país, puesto que su fabricación o montaje en Chile es prácticamente inexistente. Sin embargo, gran parte de las inversiones corresponden a construcciones y trabajos que son realizados localmente.

En el país la experiencia en la construcción de este tipo de plantas es limitada, dado lo cual, los costos de equipos y obras que se presentan en este capítulo deben ser considerados solamente como referenciales. Con esta información se pretende dar una idea aproximada de los costos involucrados, a fin de posibilitar una evaluación preliminar de proyectos.

Dada la amplia experiencia que existe en el desarrollo de proyectos y comercialización de equipos para plantas de biogás en Europa, especialmente en Alemania, se ha utilizado la información sobre precios de maquinarias y equipos en dichos mercados.

4.3.1 Inversión

Debido a que el diseño y la tecnología empleada para una planta de biogás dependen fuertemente de las características de los sustratos a emplear y de las condiciones de su localización (disponibilidad de espacio, clima, etc.), es muy difícil entregar valores aproximados para los costos de inversión totales en este tipo de instalaciones.

En general, los costos de inversión de una planta de biogás pueden dividirse en tres grupos, dependiendo de su naturaleza:

- inversiones relacionadas con las obras civiles;
- inversiones de equipos y materiales – mercado nacional;
- inversiones de equipos – mercado internacional.

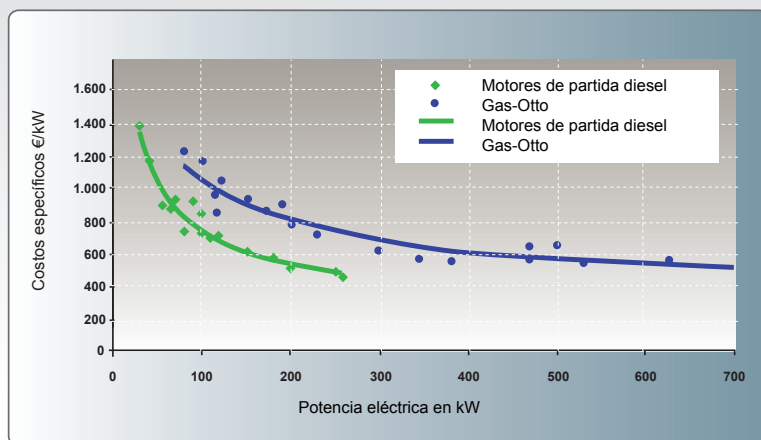
Las obras civiles corresponden fundamentalmente a la construcción de estanques, estanques de recepción, sala de máquinas y oficinas, así como a las labores de movimientos de tierra e instalación de faena. Sus costos suelen representar entre un 30% y un 50% de la inversión total de una planta de biogás, valor que depende de los tipos de material utilizados, así como de la disponibilidad de espacio, del layout proyectado y el tipo de tecnología elegida, entre otros aspectos.

El precio de los equipos y materiales que típicamente se encuentran en el mercado nacional (sean de fabricación chilena o importados) está generalmente dado por las características del mercado interno, y no por los precios internacionales. Este grupo se compone de bombas, equipos eléctricos simples, materiales como tuberías de acero inoxidable o HDPE, PVC, materiales para aislación térmica, etc. Además, se consideran aquí los costos de conexión a la red y los de planificación. En términos generales, este tipo de inversiones puede fluctuar entre un 10% y un 25% del total de la inversión.

En contrario, el precio del equipamiento especializado o altamente especializado de fabricación extranjera está regido por la demanda internacional. En este grupo se incluyen los equipos de generación aptos para el uso con biogás (grupos generadores o cogeneradores), los agitadores, instrumentos de medición, equipos de control y automatización, etc. Su costo suele ser entre un 30% y un 45% de la inversión total en una planta de biogás.

El gráfico a continuación entrega la variación de los costos de inversión específicos por kW instalado para grupos generadores en función de la potencia eléctrica del equipo. La curva estandarizada entrega el costo por kW para un grupo generador de determinada potencia.

Figura 35: Costos de inversión para grupos generadores en función de la potencia instalada



Fuente: FNR (2009)

Por su parte, la siguiente tabla entrega rangos posibles de la distribución de costos de inversión por componentes de las plantas de biogás para distintos tamaños de plantas con equipamiento de generación eléctrica o de cogeneración.

Tabla 18: Distribución de costos de inversión en plantas de biogás

Ítem	100 kW	500 kW	1.000 kW
Obras civiles (%)	30 - 35	37 - 45	43 - 50
Maquinarias y equipos (%)	9 - 12	9 - 12	8 - 10
Electrotecnia y control (%)	10 - 12	3 - 5	2 - 3
Grupo Electrónico (%)	33 - 38	28 - 33	25 - 30
Otros (%)	12 - 15	13 - 15	12 - 15

La distribución de inversiones en maquinarias y equipos mostrada en la tabla considera equipos de alimentación, bombeo, agitación y separación de sólidos. No se considera equipos especiales para pretratamiento de residuos.

Las obras civiles consideradas corresponden a la construcción de estanques, instalación de tuberías, estructuras para el almacenamiento de biogás en techos integrados a los digestores, sala de máquinas, obras menores de pavimentación, y fundaciones para otros equipos (contenedor con grupo electrógeno, sistemas de alimentación, etc.).

No se incluyen costos de terreno. En general, puede requerirse una superficie de entre 2.000 y 5.000 m² para los tamaños de planta considerados.

Por su parte, en caso que el proyecto considere la inyección de excedentes de energía eléctrica a la red, deben contemplarse las inversiones para la interconexión al sistema eléctrico. Éstas dependerán del nivel de tensión al cual se conecta y del tipo de sistema de transmisión (truncal, subtransmisión o adicional) o distribución.

En términos generales, deben considerarse los costos de redes y equipos asociados al empalme entre la planta y el sistema eléctrico, cautelando asegurar el cumplimiento de las exigencias establecidas en las normas vigentes, esto es, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), para proyectos conectados a sistemas de transporte; o la Norma Técnica sobre Conexión y Operación (NTCO) para aquellos conectados a instalaciones de distribución. Además, si en este último caso la red de distribución requiere modificaciones para poder acoger la energía aportada por el proyecto, las inversiones relacionadas, o parte de ellas, podrían ser de cargo del propietario del proyecto. El detalle de estas materias se encuentra en el documento “Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno” (CNE/ GTZ, 2009), capítulo 5 (www.minenergia.cl).

4.3.2 Costos de operación

Los aspectos más importantes a considerar respecto a los costos de operación corresponden a:

- costos asociados al sustrato;
- energía utilizada por la planta;
- personal;
- disposición de residuos;
- insumos de operación.

En general, los proyectos de biogás se basan en la utilización de biomasa residual. De esta forma, no se consideran costos asociados a su uso, sino que pueden considerarse ingresos por concepto de disposición y tratamiento de residuos. De estos ingresos deben deducirse los costos incurridos en la recolección de la biomasa y su transporte desde su origen a la planta.

Sin embargo, puede haber situaciones en que el dueño de la biomasa o generador de residuos tiene un uso alternativo para ellos, como por ejemplo, su venta para alimentación animal. En tal caso, deberá considerarse la pérdida de dicho ingreso como costo asociado a la biomasa. También puede darse el caso de que la biomasa sea cedida por su dueño al operador de la planta de biogás. En tal caso, deben considerarse los costos asociados al transporte de la biomasa.

La energía utilizada por la planta dependerá de su grado de automatización, de las tecnologías seleccionadas, fundamentalmente para los agitadores y bombas; y del pretratamiento de los sustratos en plantas industriales. De acuerdo a la experiencia recopilada en las plantas de biogás existentes en Europa, especialmente en Alemania, se considera que la demanda eléctrica del proceso fluctúa entre el 5% y 15% de la producción de energía de la planta. La demanda de energía térmica para calefacción dependerá de las condiciones climáticas del sitio de emplazamiento de la planta, del tipo de sistema de biodigestión y del aislamiento térmico utilizado. Esta demanda puede alcanzar valores entre un 10% y 35% de la energía térmica producida.

Los requerimientos de personal dependen del grado de automatización de la planta. Las principales labores son: recepción de sustrato, control y supervisión, carga y despacho del digestato y tareas

administrativas. De acuerdo a la experiencia europea, para una planta de 500 kW se necesita una persona con nivel técnico en jornada completa más un ayudante en jornada completa a parcial. En general, puede considerarse una dedicación entre 2.000 a 3.000 horas/hombre por año, dependiendo del grado de automatización de la planta y la frecuencia de recepción de sustratos y de disposición de digestato. Para plantas que procesan residuos que deben ser desempacados o pretratados para higienización (residuos animales, eventualmente restos de comidas, etc.) puede necesitarse más dedicación de personal, fundamentalmente para el manejo de los residuos y la operación de algunos equipos especiales. En algunos casos, puede requerirse una fuerza de trabajo de diez o más personas.

Generalmente, el digestato puede ser utilizado como mejorador de suelo y abono líquido. Sin embargo, en caso que no se cumplan las condiciones necesarias para su uso en fertilización, debe disponerse en conformidad con la legislación sanitaria. En tal caso, será necesario consultar a empresas de residuos en la zona del proyecto, dado que los costos de disposición muestran una variabilidad local.

La siguiente tabla resume las consideraciones descritas respecto de los costos de operación de una planta de biogás.

Tabla 19: Resumen costos de operación

Ítem	Rango	Notas
Consumo de electricidad (en % de la energía total generada)	5 - 10	Dependiente del tipo y cantidad de equipamiento instalado (agitadores, bombas, etc.).
Consumo de calor (en % de la energía total generada)	20 - 40	Dependiente fundamentalmente de las condiciones climáticas de la zona y del sistema de biodigestión.
Mano de obra (hh/año)	2.000 - 3.000	Valor referencial para plantas de 500 kW. Depende del grado de automatización de la planta, frecuencia de recepción de sustrato y de disposición de digestato, necesidad de pretratamiento.
Sustrato	Determinar en cada caso	Considerar usos alternativos, eventuales costos de transporte a la planta o ingresos por disposición de residuos industriales.
Disposición de digestato	Determinar en cada caso	Depende de su posible venta como fertilizantes o mejorador de suelos. Debe cotizarse con empresas de residuos locales.

4.3.3 Costos de mantenimiento y reparaciones

Estos costos se concentran fundamentalmente en la mantención de los equipos especializados de la planta de biogás.

Normalmente, para equipos complejos como grupos electrógenos o filtros de banda o de prensa, es conveniente cerrar contratos de mantenimiento con la empresa proveedora del equipo o sus representantes en el país.

Para grupos electrógenos modulares es común contar con contratos de mantención que garanticen una cierta disponibilidad del equipo (por ejemplo 90%). Los costos de aquellos contratos que consideran un servicio de emergencia de 7 días por semana serán superiores a los contratos de mantención sin servicio de emergencia.

Una posibilidad para disminuir los costos es la realización de algunas tareas simples de mantención (cambios de aceite, bujías, etc.) con personal propio. La desventaja que presenta esta opción es que la empresa prestadora de servicios más complejos (cambios de filtros, ajustes de motor, recambios importantes, etc.) podría no ofrecer garantías de funcionamiento, aduciendo que no tiene el control sobre las actividades de mantención que realiza el operador de la planta.

El costo de mantenimiento para otro tipo de equipos, como filtros, bombas de cavidad progresiva, agitadores, sistema de transporte de material (tornillos sin fin) etc., pueden estimarse entre un 4% y 8% anual del valor de la inversión.

Tabla 20: Resumen de posibles costos de mantención anuales

Ítem	Parámetro/ Indicación	Notas
Obras civiles (%)	0,5 - 1	En % del costo total de inversión correspondiente.
Maquinarias y Equipos (%)	4 - 8	En % del costo total de inversión correspondiente.
Electrotecnia y control (%)	2 - 4	En % del costo total de inversión correspondiente.
Grupo electrógeno		Depende de la existencia de contratos de mantención con proveedores de equipos y de sus coberturas.

4.3.4 Otros costos

Otros costos importantes a considerar corresponden a los asociados a la administración de la planta y a los seguros involucrados.

Las labores administrativas corresponden a alrededor de un 10% de la dedicación total de personal, es decir, entre 200 y 300 horas/hombre por año, si se considera una planta de 500 kW_e.

En el caso alemán, los costos de seguros por año pueden estimarse entre 0,8% y 1,0% de las inversiones totales. Debido a que este tipo de proyectos no son conocidos en el mercado nacional, los costos de seguros deben cotizarse directamente con empresas aseguradoras en Chile.

Si el proyecto considera la inyección de excedentes de energía eléctrica a la red, deben contemplarse costos asociados a su participación en el mercado eléctrico que dependen del modelo de negocio adoptado y del sistema al cual se interconecta el proyecto.

El costo principal está asociado a los pagos por el uso de las redes. En el caso de sistemas de transmisión troncal y subtransmisión corresponden a peajes regulados por la autoridad, tanto por la

inyección de energía a los sistemas, como por los retiros de los eventuales clientes que tuviese el medio de generación. Los peajes en el sistema troncal de los proyectos ERNC, como los de biogás, se rigen por un régimen especial que contempla exenciones de pago dependiendo del tamaño del proyecto y de la capacidad acumulada en proyectos ERNC integrados al sistema eléctrico.

El costo por el uso de los sistemas de transmisión adicional se rige por contratos privados entre las partes los que, de acuerdo a la legislación, deben cautelar un trato no discriminatorio respecto de otros agentes que estén usando el sistema. Por su parte, a menos que se tenga un cliente libre dentro de una zona de distribución, la regulación no contempla pagos por el uso de las líneas de distribución a la cual esté conectado un PMGD. Los eventuales costos que la operación del medio de generación pudiese generar en la red de distribución deben ser valorizados al momento de la solicitud de conexión y tratados como inversiones.

Adicionalmente, las empresas eléctricas que participan en el mercado eléctrico deben aportar al financiamiento tanto del Panel de Expertos de la Ley Eléctrica, como del CDEC del sistema en el que esté interconectado el proyecto. En este último caso, si la capacidad instalada de los proyectos de la empresa es menor a 9 MW, podrá abstenerse de ejercer su derecho de integrar el CDEC y del pago para su mantención.

Más información de lo anterior se encuentra en el documento "Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno" (CNE/ GTZ, 2009), capítulos 5 y 6 (www.minenergiacil.cl).

4.4 Instancias de apoyo

Como parte de la estrategia para el desarrollo de las ERNC, en Chile se han implementado instrumentos de fomento orientados a mitigar barreras de acceso a financiamiento local y para estimular la evaluación adecuada de potenciales proyectos ERNC, los que han estado disponibles para proyectos de biogás. A la fecha, parte importante de estos instrumentos han sido administrados por la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO). Los más utilizados han sido:

- Subsidios a preinversión: otorgados por CORFO y financiados con aportes de CORFO, el Ministerio de Energía y la Cooperación Financiera del Gobierno Alemán (KfW). Se ha subsidiado hasta el 50% de los costos de estudios de evaluación de proyectos ERNC, con topes máximos definidos por el tamaño del proyecto. Han estado principalmente orientados a proyectos de generación eléctrica y a inversiones medianas a altas.
- Líneas de financiamiento: Son líneas de intermediación financiera para la banca local, con créditos especializados en proyectos ERNC o en proyectos medioambientales y con condiciones preferentes de tasas y plazos respecto de los créditos que normalmente están disponibles en el país. Los fondos han sido aportados con recursos de CORFO complementados con créditos del Gobierno Alemán al Gobierno de Chile para tales fines.

CORFO también organiza un encuentro anual para la promoción de proyectos ERNC. Es una instancia de encuentro y negocios entre los distintos actores interesados en estos proyectos: autoridades, promotores y propietarios de proyectos, inversionistas, interesados en proyectos MDL y consultores.

Los instrumentos señalados se encuentran en un proceso permanente de revisión, perfeccionamiento y, eventualmente, complementación con nuevos instrumentos de fomento. Dado lo anterior, los interesados deben consultar en los organismos pertinentes para conocer las condiciones vigentes para su postulación, así como la existencia de nuevos instrumentos de fomento factibles de utilizar para el proyecto. Más información al respecto se encuentra disponible en el sitio web de CORFO (www.corfo.cl).

Junto a lo ya señalado, en algunas zonas del país pueden existir leyes especiales de promoción de inversiones, por lo cual se recomienda explorar su existencia, vigencia y aplicabilidad al proyecto en evaluación. De igual manera, Chile mantiene un régimen de depreciación donde parte importante de las inversiones asociadas a proyectos de infraestructura energética pueden depreciarse de manera acelerada. Estos aspectos y otros relacionados con el régimen tributario pueden ser consultados en el Servicio de Impuestos Internos (www.sii.cl).

