



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA INDUSTRIAL**

**EVALUACIÓN Y DISEÑO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA
PLANTA DE BIOGÁS A PARTIR DE RESIDUO ORGÁNICOS
AGROINDUSTRIALES EN LA REGIÓN METROPOLITANA**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
INDUSTRIAL**

BRUNO DANIEL GRASS PUGA

**PROFESORES GUÍA:
MARÍA TERESA CORDOVEZ MELERO**

**MIEMBRO DE LA COMISIÓN:
MARIANO POLA MATTE
GERARDO DÍAZ RODENAS**

**SANTIAGO DE CHILE
ENERO 2013**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL
POR: BRUNO GRASS P.
FECHA: 15/1/13
PROF. GUIA: MARÍA CORDOVEZ

EVALUACIÓN Y DISEÑO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE BIOGÁS A PARTIR DE RESIDUO ORGÁNICOS AGROINDUSTRIALES EN LA REGIÓN METROPOLITANA

El presente informe tiene como objetivo determinar la factibilidad de instalación de una planta de biogás para la empresa Reciclajes Industriales S.A. en su actual locación. Hoy en día la empresa recibe más de setenta mil toneladas de residuos agroindustriales, los cuales son utilizados en su totalidad para la producción de biofertilizante –compostaje en pilas-. A partir de esto surge la oportunidad de obtener mayores ingresos a través de la producción de biogás, con la misma base de insumos y sin interrumpir la producción actual.

El diseño del proyecto contempla la construcción de una planta de biogás con tecnología Flujo Pistón, que resulta ser la más adecuada para los sustratos seleccionados. Para un óptimo funcionamiento de la planta se descartaron sustrato con características poco atractivas para la producción, dejando aproximadamente un 60% de la provisión total. Como resultado se obtiene una planta que es capaz de generar 7.427 MWh eléctricos –equivalente potencia firme 0,85 MW- y además por co-generación más de 20.506 MMBtu de energía térmica.

Mirando el futuro, el estudio determinó que la mejor opción para aumentar la provisión de sustrato es comprar subproductos agroindustriales o cultivos energéticos, por su mayor potencial energético y disponibilidad. La búsqueda de clientes adicionales para provisión de residuos es complicada, la empresa ya tiene contrato con la mayoría de los potenciales proveedores y los que restan son muy pequeños para ser interesantes – los costos de transporte complican -.

Los riesgos principales del proyecto son el lugar de instalación y los costos de transmisión. No se puede asegurar la viabilidad del proyecto en Camino Lo Boza, esto debido a las restricciones por área de influencia del aeropuerto, por lo que sería interesante evaluar una relocalización de Reciclajes Industriales. Adicionalmente, los costos de transmisión pueden complicar la rentabilidad del proyecto, por lo que asegurar la venta de energía térmica es muy importante.

Con una inversión de 3.9 MM USD, se obtiene un VPN de 114 mil USD y TIR 10,4%. A través de la venta de energía eléctrica, potencia eléctrica y bonos de carbono se obtiene ingresos superiores a los 740 mil USD/año. Por otra parte, los gastos y costos representan una suma de más de 130 mil USD/año. Además, el proyecto se vuelve mucho más atractivo concretando la venta de energía térmica: VPN 1.4 MM USD y TIR 14,9%, dejando el proyecto con mayor holgura. Para esto existen potenciales clientes como: calefacción para el aeropuerto cercano e invernaderos de tomate que se instalen en la cercanía de la planta.

i. AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer a mi familia, compañeros, profesores y Daniela, por su apoyo incondicional en tanto la realización del trabajo como en otros temas relacionados con la Universidad. Muchas Gracias por todo.

ii. TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	8
2.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN.....	10
3.	OBJETIVOS	12
4.	METODOLOGÍA	13
5.	MARCO CONCEPTUAL	14
6.	ALCANCES.....	19
	ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICO	20
8.	ESTUDIO DE MERCADO	20
	8.1 MERCADO ENERGÉTICO.....	20
	8.1.1 GAS COMBUSTIBLE.....	20
	8.1.2 ENERGÍA ELÉCTRICA.....	24
	8.1.3 ENERGÍA TÉRMICA.....	30
	8.1.4 CONCLUSIÓN MERCADO ENERGÉTICO	30
	8.2 MERCADO DE INSUMOS Y SUBPRODUCTOS	31
	8.2.1 ALTERNATIVAS DE DISPOSICIÓN.....	31
	8.2.2 CONCLUSIÓN ALTERNATIVAS DISPOSICIÓN	34
	8.3 MERCADO FERTILIZANTES.....	35
	ESTUDIO TÉCNICO	35
9.	ESTUDIO PROCESO PRODUCTIVO.....	35
	9.1 NEGOCIO DEL BIOGÁS.....	35
	9.2 FUNDAMENTOS DE LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS.....	37
	9.3 TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN	41
	9.4 UTILIZACIÓN DE LOS PRODUCTOS Y SUBPRODUCTOS.....	46
	9.4.1 COMERCIALIZACIÓN BIOGÁS.....	46
	9.4.2 ENERGÍA ELÉCTRICA.....	48
	9.4.3 ENERGÍA TÉRMICA.....	49
	9.4.4 BONOS DE CARBONO	50
	9.4.5 BIOFERTILIZANTES	51
	9.4.6 CONCLUSIÓN DE LA UTILIZACIÓN DE PRODUCTOS Y SUBPRODUCTOS	52
10.	SUMINISTROS.....	52
	10.1 DEFINICIÓN DE SUSTRATO	53
	10.2 MAPA PROVEEDORES SUSTRATO	53
	10.3 CARACTERIZACIÓN DE LOS SUSTRATOS ACTUALES.....	55
	10.4 POTENCIAL SUSTRATO.....	57

10.5	ASOCIACIÓN CON PROVEEDORES.....	59
10.6	SUSTRATO SELECCIONADO PARA LA PRODUCCIÓN	60
11.	DISEÑO DE PLANTA	62
11.1	SITUACIÓN ACTUAL	62
11.2	DISCUSIÓN LOCALIZACIÓN.....	63
11.3	SITUACIÓN FINAL	65
11.3.1	MODELO GENERAL.....	65
11.3.2	RECEPCIÓN Y MANEJO DEL SUSTRATO.....	66
11.3.3	PRODUCCIÓN DE BIOGÁS	67
11.3.4	UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS.....	69
11.3.5	VENTA DE ENERGÍA.....	70
12.	EVALUACIÓN ECONÓMICA	72
12.1	FLUJO DE CAJA	72
12.1.1	INVERSIÓN.....	72
12.1.2	CAPITAL DE TRABAJO	74
12.1.3	DEPRECIACIÓN	75
12.1.4	COSTOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN.....	75
12.1.4	INGRESOS.....	77
12.1.5	TASA DE DESCUENTO.....	79
12.1.6	HORIZONTE DE EVALUACIÓN	79
12.2	RESULTADOS	79
12.2.1	INDICADORES DE RENTABILIDAD.....	79
12.2.2	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	80
12.3.	CONCLUSIONES EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	84
13.	CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y COMENTARIOS FINALES	85
14.	RECOMENDACIONES AL CLIENTE.....	88
15.	GLOSARIO.....	88
16.	BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN	91
16.	ANEXOS.....	94
17.1	ANEXO A: MAPA INDUSTRIA AVÍCOLA RM [4]	94
17.2	ANEXO B: MAPA INDUSTRIA BOVINA RM [4]	95
17.3	ANEXO C: MAPA INDUSTRIA CERDOS RM [4]	96
17.4	ANEXO D: PRECIO DISPOSICIÓN DETALLADO	97
17.4	ANEXO E: CALCULO COSTO DE SUBTRANSMISIÓN.....	98
17.5	ANEXO F: PRODUCCIÓN DE BIOGÁS DETALLADA.....	100
	Anexo F1 Tabla producción de biogás.....	100
	Anexo F2: Clasificación sustrato seleccionado.	101
17.6	ANEXO G: FLUJO DE CAJA.....	102

17.7 ANEXO H: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	104
Anexo H1: Costos de transmisión.....	104
Anexo H2: Precio spot energía eléctrica.....	104
Anexo H3: Venta de energía térmica.....	104
Anexo H4: Productividad producción de biogás del sustrato.....	105
17.8 ANEXO I: MAPA PROVEEDORES DE SUSTRATO.....	106
17.9 ANEXO J: EJEMPLOS DE PROYECTOS.....	108
Anexo J1: Planta de biogás Werlte, Alemania.....	108
Anexo J2: Planta de biogás Niedersachsen, Alemania.....	109
Anexo J3: Planta de biogás de Niederbaren, Alemania.....	110
Anexo J4: Planta de biogás Los Ángeles, Chile.....	111
Anexo J5: Planta de biogás La Farfana, Chile.....	112
Anexo J6: Planta de biogás Loma los Colorados, Chile.....	113
17.10 ANEXO K: MECANISMO DE FINANCIAMIENTO.....	114
Anexo K1: Cofinanciamiento para estudios de preinversión.....	114
Anexo K2: Líneas de Crédito.....	114

iii. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Consumo Nacional De Gas Natural Según Clientes Entre El Año 2006 Y 2011, Fuente: Cne.....	21
Tabla 2: Precio Medio Del Gas Natural Para Clientes Industriales, 23 De Noviembre 2012, Fuente: Metrogás S.A.	21
Tabla 3: Precios Disposición, Elaboración Propia. Más Detalle En Anexo.....	34
Tabla 4: Composición De Residuos Recibidos Anual. Fuente: Elaboración Propia.....	56
Tabla 5: Resumen Rendimiento Biogás. Fuentes: [2][21][23][24][25].....	58
Tabla 6: Resumen Producción De Biogás. Fuente: Elaboración Propia.....	68
Tabla 7: Características Motor Mwm Tcg 2020 V12. Fuente: Ficha Técnica Mwm Tcg 2020....	70
Tabla 8: Potencia Y Energía De Fuentes Térmica Y Eléctrica. Fuente: Elaboración Propia.....	70
Tabla 9: Inversión Total En Dólares. Fuente: Elaboración Propia.....	73
Tabla 10: Resumen Costos Y Gastos. Fuente: Elaboración Propia.....	75
Tabla 11: Resumen Ingresos Totales. Fuente: Elaboración Propia.....	77
Tabla 12: Resumen Indicadores Caso Base. Fuente: Elaboración Propia.....	79
Tabla 13: Resumen Puntos De <i>Break Even</i> . Fuente: Elaboración Propia.....	84

iv. ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Gráfico Volumen Y Precio De Importaciones Gnl En Chile, Fuente: Cne.	22
Ilustración 2: Gráfico Volumen Y Precio De Importaciones De Glp En Chile, Fuente: Cne.	23
Ilustración 3: Distribución Porcentual Unidades Generadoras Sic 2011, Cne.	25
Ilustración 4: Precio Nudo Energía Y Potencia, Sic. Fuente: Cne 2012.	26
Ilustración 5: Funcionamiento Pmgd, Pmg Y Mgnc [18]	28
Ilustración 6: Generación De Biogás Rsllic-Kdm [14].....	33
Ilustración 7: Cadena De Valor Negocio Biogás [4].....	36
Ilustración 8: Gráfico Relación C:N V/S Residuos Utilizables. Fuente: Elaboración Propia Con Información De La B.D. De Reciclajes Industriales.	39
Ilustración 9: Alternativas De Utilización Del Biogás Y Sus Requerimientos De Purificación [27]	44
Ilustración 10: Mapa Red De Distribución Gn, Metrogás	46
Ilustración 11: Subestaciones Cercanas A Reciclajes Industriales S.A.	49
Ilustración 12: Rendimiento Sustrato Reciclajes Industriales. Fuente: Elaboración Propia.....	59
Ilustración 13: Diagrama Procesos Reciclajes Industriales S.A. Fuente: Reciclajes Industriales S.A.	63
Ilustración 14: Plano Regulador Metropolitano [Observatorio Urbano]	64
Ilustración 15: Diagrama De Procesos Producción Energía Eléctrica, Térmica Y Biofertilizante. Fuente: Elaboración Propia.....	65
Ilustración 16: Sensibilidad Precio Eléctrico. Fuente: Elaboración Propia.	80
Ilustración 17: Sensibilidad Costos De Venta. Fuente: Elaboración Propia.	81
Ilustración 18: Sensibilidad Inversión. Fuente: Elaboración Propia.	82
Ilustración 19: Sensibilidad Eficiencia De Producción. Fuente: Elaboración Propia.	83
Ilustración 20: Sensibilidad Precio Energía Térmica. Fuente: Elaboración Propia.....	84

1. INTRODUCCIÓN

Los residuos y desechos son un ítem que las distintas industrias deben tratar en su gestión, principalmente, en relación con su disposición. Hay distintas formas de abordar este último punto, entre las que destacan: tratamiento de los residuos, incineración como medio de producción energética o simplemente disposición en vertederos, etc. Las distintas disposiciones varían en precio tanto por su logística como por el valor que se puede generar a partir de estos residuos. De las disposiciones mencionadas, para este trabajo es de interés el tratamiento que consta en la producción de biogás - a partir de residuos agroindustriales-. Este proceso se lleva a cabo en biodigestores con el fin de proporcionar las condiciones adecuadas para extracción de biogás. Además como subproducto de este proceso se puede obtener biofertilizante.

Según un estudio realizado para el Ministerio de Energía por Gamma Consultores S.A. [4], “A nivel mundial, el principal uso del biogás es en la generación eléctrica utilizando motores de combustión interna. Lo anterior, debido a que los sustratos usualmente están lejos de los centros de consumo de energía térmica (Ciudades e industrias) y que el costo de transportar electricidad es muy inferior al de transportar directamente cualquier gas combustible. Además es posible aprovechar el calor de los gases de escape de los motores y/o del agua de Refrigeración (cogeneración).” Se puede observar que a nivel nacional no existe mayor desarrollo en proyectos de producción de biogás, a diferencia de países como Alemania que tienen más de cinco mil plantas en operaciones con una capacidad instalada de 2000mW/h [4] y leyes que permiten incentivar el desarrollo de todas las ERNC.

De acuerdo con lo planteado en un estudio en conjunto de la CNE Y GTZ [2], el potencial de producción energética en Chile a través del biogás es de 400 MW. Lo anterior, a partir de lo técnica y económicamente aplicable en este momento. Además se determinó que se podría obtener como un máximo teórico 1.289 millones de m³ de biogás en Chile. Lo anterior no considera los cultivos energéticos como alternativa para la producción. Según la Tabla número 1 de Proyectos instalados de biogás en Chile, el 2010 la producción de biogás superaba los 190 millones de m³, lo que representa aproximadamente un 14% del máximo teórico de producción. Además, como se puede observar en la misma fuente, el uso principal del biogás es la combustión en antorcha y en menor medida el consumo y co generación de energía.

Instalaciones de Biogás Operando (año 2010)

INSTALACION Y SUSTRATO	GENERACION DE BIOGAS	ENERGÍA ELÉCTRICA	INVERSION	USOS DEL BIOGAS	ESTADO DEL PROYECTO
	miles de m ³ /año	MWh/año	US\$		
PURINES Y ESTIERCOLES					
Agrícola Super Ltda. (7 instalaciones)	20.780	43.493	10.500.000 *	Combustión en antorcha Autoconsumo en la generación de biogás	Operando
AGROINDUSTRIAS					
Cervecera CCU Temuco	569	1.191	272.727	Autoconsumo de energía térmica	Operando
Mafrisur	260	544	1.000.000	Combustión en antorcha	Operando
Orafti	s/i	s/i	s/i	Autoconsumo de energía térmica	Operando
Viña Francisco de Aguirre	31	65	s/i	Combustión en Antorcha	Operando
Viña Concha y Toro	s/i	s/i	s/i	Combustión en antorcha	Operando en vendimia
Inducorn	1.350	2.826	s/i	Combustión en Antorcha	Operando
AGUAS SERVIDAS					
Coltauco	s/i	s/i	3.150	Cocina	Operando
Empedrado	s/i	s/i	3.500	Cocina y Refrigeración	Operando
La Farfana	19.000	39.767	2.000.000	Venta del biogás	Operando
Concepción	2.500	5.233	s/i	Combustión en Antorcha	Operando
RELLENOS SANITARIOS Y VERTEDEROS					
Lomas los Colorados	8.800	18.419	1.600.000	Combustión en Antorcha y Generación eléctrica (2 MW)	Operando
Lomas los Colorados	58.000	121.395	s/i	Combustión en Antorcha	Operando
Consorcio Santa Marta	43.800	91.674	2.000.000	Combustión en Antorcha	Operando
El Molle	13.000	27.209	1.500.000	Combustión en Antorcha	Operando
Colihues –La Yesca	10.000	20.930	s/i	Combustión en Antorcha	Operando
Copilemu	5.500	11.512	1.600.000	Combustión en Antorcha	Operando
El Empalme	2.500	5.233	1.200.000	Combustión en Antorcha	Operando
Coronel	7.500	15.698	1.400.000	Combustión en Antorcha	Operando
El Panul	5.000	10.465	2.000.000	Combustión en Antorcha	Operando

* Total de las 7 instalaciones

Tabla 1: Proyectos instalados biogás en Chile. Fuente: Estudio G.I. [4]

A partir de las relaciones que se deben establecer, tanto con los proveedores del sustrato como con el consumidor de biogás/energía surgen diversas oportunidades. Las tendencias internacionales apuntan a nuevos modelos de negocios orientados a parques eco-industriales (Eco Industrial Parks EIP), donde se co-diseña a partir de las necesidades y oportunidades que aparecen en parques industriales y distintas relaciones industriales. Según [8], Lo anterior se basa la reducción de los residuos, recuperación y valorización de estos, lo que es más fácil de alcanzar con economías de escala. Algunas de las ventajas de la producción de biogás pensada en EIP's según [3] son: Acceso consistente a un mayor rango de sustratos; clientes para la energía térmica generada; venta de electricidad fuera del sistema interconectado; bajos costos de transporte.

El presente trabajo es un estudio de diseño y pre factibilidad para la implementación de una planta de biogás a partir de residuos agroindustriales con la empresa Reciclajes Industriales. Esta empresa se dedica al tratamiento de residuos agroindustriales, procesándolos en biofertilizante a través de un proceso de compostaje en pilas, y actualmente recibe residuos que potencialmente se podrían utilizar para la producción de biogás.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

HISTORIA DE RECIALJES INDUSTRIALES

Reciclajes Industriales S.A. fue fundada en Junio de 1997 para dar respuesta a los crecientes problemas de disposición de residuos de la Región Metropolitana, este mismo año se comienza la construcción de la planta de compostaje en la comuna de Pudahuel - inaugurada en septiembre de 1998-. A partir del proceso de compostaje, la empresa produce y distribuye su línea de biofertilizante ABONAT® y su línea de compost y mezclas especiales para jardinería y parques, que se comercializa bajo la marca ARMONY®. Según proyecciones del 2008 [28], Reciclajes estaría transformando 60.000 toneladas de residuos en 13.000 toneladas de biofertilizante al año. Lo anterior se traduciría en ventas del orden de los US\$ 2 MM.

Reciclajes Industriales está ubicado en Camino Lo Boza km 4½, Aguas Claras, Pudahuel. El terreno es de aproximadamente 11,74 ha, donde están las oficinas del personal y todo el proceso productivo. La empresa recibe residuos de distintas industrias sumando un total cercano a las sesenta y cinco mil toneladas anuales de aproximadamente trescientos clientes. El proceso de compostaje de Reciclajes Industriales reduce la materia útil en aproximadamente un cuarto del total recibido, resultando en aproximadamente diecisiete mil toneladas de biofertilizante. Gran parte de esta reducción proviene de la reducción del agua en el sustrato, lo otro se explica por la digestión aeróbica que realizan los microorganismos.

QUIEBRES

El presente trabajo pretende abordar el tema de producción de biogás (digestión anaeróbica) para la empresa Reciclajes Industriales. Actualmente, los residuos agroindustriales recibidos no están siendo aprovechados al máximo, dado que el proceso de producción de biogás es intermedio para la producción de biofertilizante y se pueden usar los mismos residuos. Mediante este trabajo se pretende evaluar la posibilidad de obtener mayores beneficios a partir de los residuos que actualmente recibe la empresa. Además, se busca la posibilidad de empaquetar un sistema de disposición de residuos – producción de biogás y biofertilizante – que se pueda replicar en otras locaciones. Para lo anterior es necesario esclarecer distintos temas como: Disponibilidad de los recursos, potencial de generación, formas de comercialización y precios, especificaciones técnicas y legales que se deban cumplir.

Es importante aclarar que se pretende evaluar la producción de biogás – como producto principal - para la empresa como una unidad de negocio independiente, la cual toma prestada el sustrato a la empresa de compostaje y posteriormente se lo entrega para que continúe con su proceso de producción de biofertilizante. Por lo tanto, el sustrato

viene siendo un insumo de producción que posteriormente se transforma en un subproducto – biofertilizante –.

ASPECTOS POSITIVOS DEL PROYECTO

Dos puntos importantes a favor de la producción de biofertilizante y biogás a través de la digestión anaeróbica son:

- Uso eficiente del espacio: Al realizar la producción en biodigestores, la utilización del espacio es mucho más eficiente que el modelo actual (pilas de acopio) lo que significaría que se podría aumentar la actual recepción de residuos.
- Tiempo de producción: la rotación de los residuos en los biodigestores en condiciones óptimas pueden ser menores a un mes, lejos del tiempo que transcurre en el actual sistema de Reciclajes Industriales tarda en promedio más de un año.

ASPECTOS NEGATIVOS DEL PROYECTO

Por otra parte, algunos puntos que podrían influir negativamente en la ejecución del proyecto son:

- Demanda de agua en proceso productivo del biogás: Si bien existen distintas tecnologías para la reutilización del agua, dependiendo del sustrato, esta agua podría contaminarse con componentes que perjudiquen el proceso.
- Localización: El predio de Reciclajes Industriales está ubicado en un área, según el Plano Regulador Metropolitano, de aeródromo. Esto podría significar una posible relocalización por ampliación del aeropuerto o limitación con respecto a las actividades que se puedan realizar.
- Impacto en la producción del biofertilizante: la composición actual de sustratos está pensada para la producción de fertilizante en un proceso de compostaje en pilas, que no necesariamente es igual que para la producción de biogás. Al remover sustratos del proceso actual para utilizarlos en la digestión anaeróbica, podrían surgir problemas con la composición restante para el compostaje en pilas – cambio en la relación C:N – que disminuyan la calidad del producto resultante.

SITUACIÓN ACTUAL FRENTE AL PROBLEMA

La empresa cuenta actualmente con una base de residuos para la producción de biogás. Si bien existe estacionalidad para algunos residuos que recibe Reciclajes Industriales – industria heladera por ejemplo -, las empresas se preocupan de normalizar el output de éstos. Luego, la composición de residuos y sus características no tiene grandes cambios durante el año – salvo excepciones por emergencias de los clientes que generalmente significan aumentos en la recepción de residuos -. En el caso de requerir mayor sustrato existen dos posibilidades, aumentar la cartera de clientes o comprar cultivos energéticos como el maíz. Dependiendo de las características del residuo que se requiera para optimizar el proceso y mantener la calidad del biofertilizante, las alternativas serán más o menos interesante.

Posterior a la producción del biogás existen dos alternativas: Cogeneración de energía (térmica y eléctrica) y venta de biogás depurado. Para la primera alternativa, la inversión necesaria depende de la capacidad de planta que se desee instalar, para un estudio en el mercado de Canadá [9], el costo de inversión por cada kWh instalado sería de aproximadamente 2100 USD, lo que significaría que para una planta de 0,5 MW/h la inversión necesaria sería cercana a 1 MM USD.

Con respecto a la demanda de energética eléctrica en el SIC, ésta ha tenido un crecimiento sostenido. Durante los últimos quince años ha promediado un 5% de crecimiento anual. Por otra parte, el consumo de gas natural para energía primaria y secundaria sumó aproximadamente 10.000 millones de m³ en el 2010 [7].

En consideración de lo anterior, una localización cercana a centros urbanos e industriales facilitará la comercialización del producto final: biogás, energía eléctrica y/o energía térmica. Precios relevantes para evaluar la factibilidad económica del proyecto son el precio de la energía eléctrica (precio nudo RM), precio CIF del gas natural y posible precio de venta de la energía térmica.

Finalmente, la experiencia que entregaría la implementación de una primera planta de producción de biogás a Reciclajes Industriales será muy relevante para su futuro desarrollo como empresa.

3. OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

El objetivo del trabajo es determinar la pre factibilidad técnico-económica de instalación de una planta de biogás para la empresa Reciclajes Industriales S.A. como una unidad de negocio independiente. Lo anterior, en su actual locación: Pudahuel.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar la utilización de los sustratos actuales y su potencial energético y estudiar si es necesario aumentar la provisión de sustrato.
- Evaluar los distintos procesos que se pueden utilizar para la producción de biogás y estructurar un modelo que se adapte a las características del problema.
- Estudiar los productos y subproductos que se pueden obtener a través del proceso de generación de biogás y su comercialización.
- A partir del potencial de generación estimado de biogás, energía eléctrica y/o térmica, definir el diseño de la infraestructura de la planta.
- Evaluar económicamente el proyecto a partir de las características definidas y estudiar variables que puedan impactar negativamente en su valor.

4. METODOLOGÍA

- Realizar un benchmarking de casos internacionales y nacionales en la producción de biogás con el propósito de extraer oportunidades y aprendizajes relevantes para el estudio de pre factibilidad técnico-económica.
- Realizar un estudio de mercado que contemple el mercado energético, alternativas de residuos, clientes del biogás, energía eléctrica y energía térmica. Lo anterior, con el fin de tener una visión más amplia del mercado que permita validar las posibles alternativas del proyecto.
- Con el fin de esclarecer las alternativas de producción de biogás y cuál es las más convenientes para el caso particular de la empresa, se estudiará el proceso de producción de biogás y las distintas tecnologías disponibles. Para esto se consultará en la literatura disponible, memorias de proyectos y consultores de proyectos de biogás.
- A partir del volumen disponible y especificaciones del sustrato que actualmente posee la empresa, calcular – con información disponible en la literatura -el potencial energético. Para finalmente, en vista de la información recopilada con respecto a la producción de biogás y los indicadores disponibles, recomendar un diseño para la planta de producción de biogás.

- Consultando con proveedores y utilizando información de proyectos similares de producción de biogás, determinar costos de inversión y operacionales para la planta de producción de biogás según especificaciones determinadas anteriormente y los posibles ingresos a partir de la comercialización de energía. Esto con objetivo de evaluar económicamente el proyecto y entregar indicadores relevantes.
- Se realizará un análisis de sensibilidad con objeto de entender las variables que afectarían positiva o negativamente el proyecto. Como por ejemplo el precio de venta de la energía, la eficiencia del sustrato, costos variables de producción, etc.
- A partir del análisis técnico y económico realizado, se concluirá con respecto al proyecto.

5. MARCO CONCEPTUAL

ESTUDIO DE PRE FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA

Un estudio de pre factibilidad se enfoca en un análisis detallado y preciso de las posibles alternativas para llevar a cabo un proyecto. Para esto, es necesario estudiar cada opción tanto en sus variables técnicas como económicas. Luego, el énfasis de un estudio de pre factibilidad está en medir y valorar de la forma más precisa posible los costos y beneficios de un proyecto.

Como ayuda para ordenar la investigación del trabajo se decidió usar una metodología ya validada. En vista de lo anterior, se encontró una pauta para desarrollo de estudios de factibilidad elaborada por académicos del *Department of Agricultural Economics* de la *University of Kentucky* [29]. Según esta pauta, los estudios de factibilidad se dividen en dos ejes principales:

- Consideraciones de mercado y de la empresa
- Consideraciones de venta y producción

Además, estos ejes principales se subdividen en ciertos temas a partir de los cuales surgen diversas preguntas que se intentan responde en los estudios de factibilidad.

CONSIDERACIONES DE MERCADO Y DE LA EMPRESA

- *Situación y competencia:*
 - 1) ¿Cuál es el número, capacidad y ubicación de las empresas consideradas competencia?

- 2) Si no hay competencia ¿Cuales son las razones? ¿Se mantendrá esto en el tiempo?
 - 3) ¿Qué porcentaje de utilización tiene la competencia? ¿Por qué ese porcentaje?
 - 4) ¿Cómo está el nivel de tecnología en las empresas de la competencia?
- *Fuente de los insumos para la producción:*
 - 1) ¿Cuál es la actual producción de los insumos en un área cercana?
 - 2) ¿Cómo se proyecta el crecimiento de la producción de los insumos?
 - 3) ¿Cuánto del total del área posee/necesita para la producción?
 - 4) ¿Cómo es la disponibilidad alejándose del área cercana?
 - *Transporte y distribución:*
 - 1) ¿Cuáles son los costos de transporte del insumo y productos?
 - 2) ¿Cuánto cuesta el almacenaje del insumo y productos?
 - 3) ¿Existen otros costos de transporte y preocupaciones relevantes?
 - *Requerimientos de la instalación:*
 - 1) Sitio: ¿Cuál será la ubicación del proyecto? ¿Cuánto espacio es necesario para llevar a cabo el proyecto? ¿Existen regulaciones con respecto al uso de suelo? ¿Es necesario consideraciones adicionales con respecto al sitio?
 - 2) Construcción y equipamiento: ¿Se tiene equipamiento disponible para el desarrollo del proyecto? ¿Existe equipamiento disponible para comprar o arrendar – u otras formas de adquisición-? ¿Qué nuevos equipamientos son necesarios?
 - *Capital:*
 - 1) Requerimientos de capital para el proyecto: ¿Cuánto costará el sitio? ¿Es necesario hacer mejoras en el sitio –camino, acceso, aplanado, etc.-? ¿Cuánto capital será necesario para la instalación de los equipos y la planta? ¿Cuánto capital será necesario para la operación de la planta?
 - 2) ¿Puede el proyecto satisfacer sus necesidades de capital y a la vez los tiempos de payback exigidos?
 - *Personal de operación, gestión y supervisión:*
 - 1) ¿Existe mano de obra con experiencia localmente? Si no existe ¿Qué tipo de capacitación es necesaria?
 - 2) ¿Qué niveles de sueldos se deben ofrecer a la mano de obra correspondiente?

3) ¿Qué sindicatos o uniones de trabajadores estarán involucradas en la operación del proyecto?

- *Organización*

1) ¿Qué estructura legal tiene la organización? Cooperativa, sociedad anónima, propiedad compartida, sociedad con acciones, sin acciones, etc.

2) ¿De qué tipo son los acuerdos y contratos de producción, ventas y suscripción?

CONSIDERACIONES DE VENTA Y PRODUCCIÓN

- *Identificación de características competentes para la venta del producto:*

1) ¿Cuál es el volumen de la producción?

2) ¿Cómo es la calidad de la producción? ¿Existen otras consideraciones relevantes?

3) ¿Existe estacionalidad por tema de los insumos o la demanda de la producción?

- *Tipo de producto resultado de la producción:*

1) ¿En qué formato se entrega el producto?

2) ¿Es necesario un procesamiento posterior del producto?

3) ¿Existen subproductos de la producción?

- *Mercados de ingreso del producto*

- *Plan de ventas:*

1) ¿Se comercializará o venderá el producto a través de un Intermediario, venta directa, otros, etc.?

- *Transporte del producto final:*

1) ¿Cuál es la distancia a los mercados principales?

2) ¿Cómo se transportará el product?

3) ¿Cuánto cuesta transporter el product?

4) ¿Qué consideraciones extras se deben considerar?

EVALUACIÓN DE PROYECTO

Parte importante del estudio de pre factibilidad es la evaluación del proyecto, tanto económica como técnica. En consideración de las pautas expuestas

anteriormente se definen ciertos puntos que se deben preparar para poder hacer una correcta evaluación. Llevando más a lo que es el estudio para la instalación de planta de biogás, el desarrollo se divide en dos etapas, la preparación del proyecto y la evaluación del proyecto. En la primera etapa se recopilan y revisan los antecedentes generales, estudio de mercado, alternativas tecnológicas, suministro de insumos, comercialización del producto y subproductos y finalmente una selección y diseño de la planta necesaria. En la segunda etapa, ya con todos los antecedentes y características de la planta definidos, se realiza una estimación de los costos y beneficios del proyecto, para posteriormente construir un flujo de caja del proyecto. Todo lo anterior para finalizar con el cálculo de los indicadores que muestren la rentabilidad del proyecto.

Adicionalmente, se concibe un análisis de sensibilidad con las variables más relevantes del proyecto, esto para estudiar el riesgo ante variación en estos parámetros.

INDICADORES EVALUACIÓN DE PROYECTO

Periodo de recuperación (Payback Time):

Este indicador consiste en calcular el tiempo en que el proyecto tarda en recuperar la inversión. Se calcula n bajo la siguiente definición:

$$0 = -I_0 + \sum_{i=0}^{n=Payback} F_i$$

Donde I_0 es la inversión inicial, F_i es el flujo de efectivo para el periodo i y n es el periodo de recuperación. Dado a que este indicador no considera el valor del dinero en el tiempo - tasa de descuento - se le puede agregar un factor δ - equivalente a la tasa de descuento - a F_i para corregir esto.

Valor Presente Neto (VPN)

El Valor Presente Neto consiste en el valor equivalente en un tiempo cero (hoy) de los flujos de efectivo del proyecto. En otras palabras, es el valor de indiferencia que uno estaría dispuesto a pagar por un proyecto hoy. El VPN, para un proyecto de N periodos, se calcula con la siguiente fórmula:

$$VPN = -I_0 + \sum_{i=0}^N \frac{F_i}{(1 + \delta)^i}$$

Donde I_0 es la inversión inicial, F_i es el flujo de efectivo para el periodo i y δ es la Tasa de descuento fijada para el proyecto. La tasa de descuento refleja el valor del dinero en el tiempo y se fija dependiendo del riesgo que tenga el éste. Cuando el riesgo de un proyecto es mayor, se exige una tasa de descuento mayor, lo contrario cuando el riesgo es menor.

Tasa Interna de Rentabilidad (TIR):

La Tasa Interna de Retorno es la tasa de descuento que hace cumplir la condición de que el VPN del proyecto sea equivalente a cero. Explicando de otra manera, la TIR para un proyecto de N años, está definida por:

$$0 = VPN = -I_0 + \sum_{i=0}^N \frac{F_i}{(1 + TIR)^i}$$

Donde I_0 es la inversión inicial, F_i es el flujo de efectivo para el periodo i y TIR es la Tasa Interna de Retorno del proyecto.

Otra forma de entender la TIR, es considerarla como la tasa que entrega el “deposito” de un monto equivalente a la inversión del proyecto – durante el número de periodos utilizados en la evaluación -.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad consiste en calcular los nuevos flujos de caja – y con esto los distintos indicadores de rentabilidad -, al cambiar el valor de alguna variable del proyecto como los costos, inversión, ingresos, etc. Para mostrar la diferencia de una manera más gráfica, generalmente se calcula el cambio porcentual del VAN con la siguiente fórmula:

$$VAN_{\%} = \frac{VAN_f - VAN_i}{VAN_i}$$

Donde $VAN_{\%}$ es el cambio porcentual en el VAN por el cambio de algún indicador del proyecto, VAN_f es el nuevo valor del VAN luego de realizar el cambio del indicador y VAN_i es el valor del VAN antes de realizar algún cambio.

Para entender de manera adecuada los conceptos y proposiciones que permitan abordar el problema se modelarán ciertos aspectos necesarios para la producción del biogás. Como referencia, se usará la cadena de valor definida en [4] con propósito de tener una base ya avalada. Para tener una idea de que sustratos pueden ser

manipulados se utilizará la segmentación definida por [2] dejando así claras las distintas posibilidades para la producción de biogás.

6. ALCANCES

El estudio a realizar pretende determinar la mejor forma, a nivel conceptual, para la implementación de una planta de producción de biogás para la empresa Reciclajes Industriales S.A en la comuna de Pudahuel de la Región Metropolitana de Chile. En caso de que la evaluación sea positiva, se espera que se continúe en el desarrollo del proyecto y, finalmente, se implemente la planta de producción de biogás.

En primera instancia se verán los temas del mercado de disposición final y mercado energético. El análisis con respecto a estos mercados será fundamental para entender la dinámica del mercado de disposición final y qué competidores podrían generar problemas para el desarrollo del proyecto. Finalmente, se podrá ver de manera más clara cuál mercado será el más atractivo y acorde con el desarrollo del proyecto.

A continuación se explicará el proceso de producción de biogás, sentando las bases para entender las distintas alternativas tecnológicas. Paralelamente comenzará el estudio con respecto a los suministros de la planta – sustrato -, cuánto se posee actualmente y cuánto más se podría adquirir. Finalizando esta sección se podrá saber cuánto sustrato hay disponible para la producción de biogás y si es posible aumentar la provisión.

Finalmente, se obtendrá un diseño de la planta. En vista de los antecedentes recopilados anteriormente, se podrá elegir una tecnología adecuada para la producción de biogás. Dimensionar de forma general la planta y ver cómo se tendría que diagramar la producción de biogás y los otros productos y subproductos finales. Con el diseño ya definido se puede comenzar a evaluar el proyecto y obtener indicadores de rentabilidad. Adicionalmente se analizará la sensibilidad del proyecto con respecto a distintos factores relevantes, dejando planteada la discusión con respecto a posibles riesgos del proyecto.

Si bien el trabajo definirá el potencial de producción y los usos de tecnologías específicas para el proyecto, las elecciones y determinaciones no son finales. Por lo mismo se estudiará la sensibilidad del proyecto con respecto a estos factores, para así hacer una idea general con respecto al proyecto de producción de biogás. La determinación final del potencial energético requiere estudios de laboratorio a mayor profundidad, asimismo la selección de tecnología y valorización de distintos aspectos del proyecto.

En resumen, la memoria pretende esclarecer sobre si la implementación de una planta de biogás en la comuna de Pudahuel, para la empresa Reciclajes Industriales es pre factible – económica, técnica y legal –. Rescatando información relevante para determinar que formato de input de los residuos orgánicos, tecnología de producción y comercialización de productos - y subproductos -, es el más atractivo para la empresa.

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICO

8. ESTUDIO DE MERCADO

8.1. MERCADO ENERGÉTICO

Es importante cuantificar la demanda del mercado. La producción de biogás presenta distintos outputs dependiendo del diseño de la instalación. El diseño más básico sólo contabiliza la producción de biogás, mientras el más complejo produce y comercializa energía térmica y eléctrica. A continuación se analiza el mercado para los tres productos más relevantes en el contexto nacional.

8.1.1. GAS COMBUSTIBLE

Los gases combustibles se utilizan para la producción de energía térmica a través de su combustión. Existen distintos tipos de gas combustible, entre los cuales destacan: gas natural, gas licuado de petróleo (GLP), biogás, gas ciudad, gas de leña y gas de síntesis.

GAS NATURAL

El gas natural está compuesto principalmente por gas metano – su composición oscila entre un 80-99% -. En Chile, las características que debe cumplir el gas natural están definidas por el Instituto Nacional de Normalización, NCh2264.Of2009. Es importante destacar algunas de las ventajas del uso de gas natural, por ejemplo: en comparación con el carbón, si bien es un combustible menos económico, una central de ciclo combinado a gas natural emite 130% menos CO_2 que una de carbón.

El gas natural se comercializa y distribuye de tres formas: gas natural licuado, gas natural comprimido y gas natural vehicular. En Chile, el mercado de gas natural vehicular es bastante pequeño en comparación con los otros dos.

El mayor cliente y consumidor de gas natural en Chile son las plantas de generación eléctrica. Le siguen en magnitud: Petroquímica y Refinería, Industrial, Residencial y Comercial. Con respecto a la Región Metropolitana, el 2011 esta tuvo un

consumo de 1.3 MM m³ de gas natural, donde la industria representa un 54% y el consumo residencial un 36% [12]

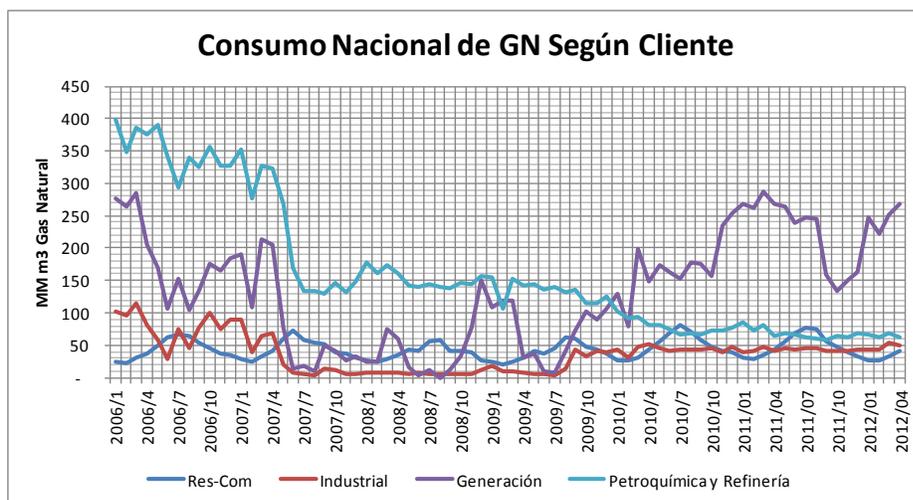


Tabla 1: Consumo Nacional de Gas Natural según clientes entre el año 2006 y 2011, Fuente: CNE.

Con respecto a las tarifas –para clientes- del gas natural, Chile ha experimentado fuertes alzas los últimos años. Lo anterior ha sucedido principalmente por una falta de abastecimiento por la crisis con Argentina. Como se puede observar en el gráfico del precio del gas natural para la RM, éste ha crecido en más de un 100% en los últimos diez años. Esto además, siguiendo la tendencia de los distintos combustibles fósiles, que en los últimos diez años han doblado o triplicado su precio – El barril de petróleo aumentó su precio en un 250% entre mayo del 2002 y mayo del 2012-.

Consumo MMBtu/mes	Precio USD/MMBtu
0 - 55	\$ 22,6
55 - 7.376	\$ 21,5
7.376 - 18.440	\$ 21,2
18.440 - 36.880	\$ 21,1
36.880 - 66.384	\$ 16,9
66.384 - 368.000	\$ 15,7

Tabla 2: Precio Medio del Gas Natural para Clientes Industriales, 23 de Noviembre 2012, Fuente: Metrogás S.A.

El ente principal en la distribución y comercialización de gas natural en la Región Metropolitana es la empresa privada Metrogás S.A. Esta empresa se abastece de GNL a través del terminal marítimo de recepción, almacenamiento y regasificación ubicado en Quintero, V Región. También existe un segundo terminal, ubicado en Mejillones, II Región que abastece al Norte de Chile. El terminal de Quintero posee un muelle

diseñado para recibir barcos con GNL, provenientes de países con los cuales el terminal tiene contrato. Según la CNE, algunos de los países que exportaron GNL hacia Chile el 2011 fueron: Guinea Ecuatorial (34%), Trinidad y Tobago (31%), Qatar (16%), Egipto (3%), EEUU (2%), Indonesia (2%), Yemen (1%), etc. Actualmente, el terminal tiene capacidad para almacenar 334 M m³ de GNL. Y su capacidad de regasificación es 10 MM m³/día base, con planes de expansión a 15 MM m³/día base, para principios del 2014 [17]. Habiendo terminado la etapa de regasificación del GNL, se podrá transportar el gas natural a la red de gasoductos que lo conduce hasta los consumidores finales. El gas natural entregado abastecerá a clientes residenciales e industriales a través de los gasoductos de Metrogás y GasValpo.

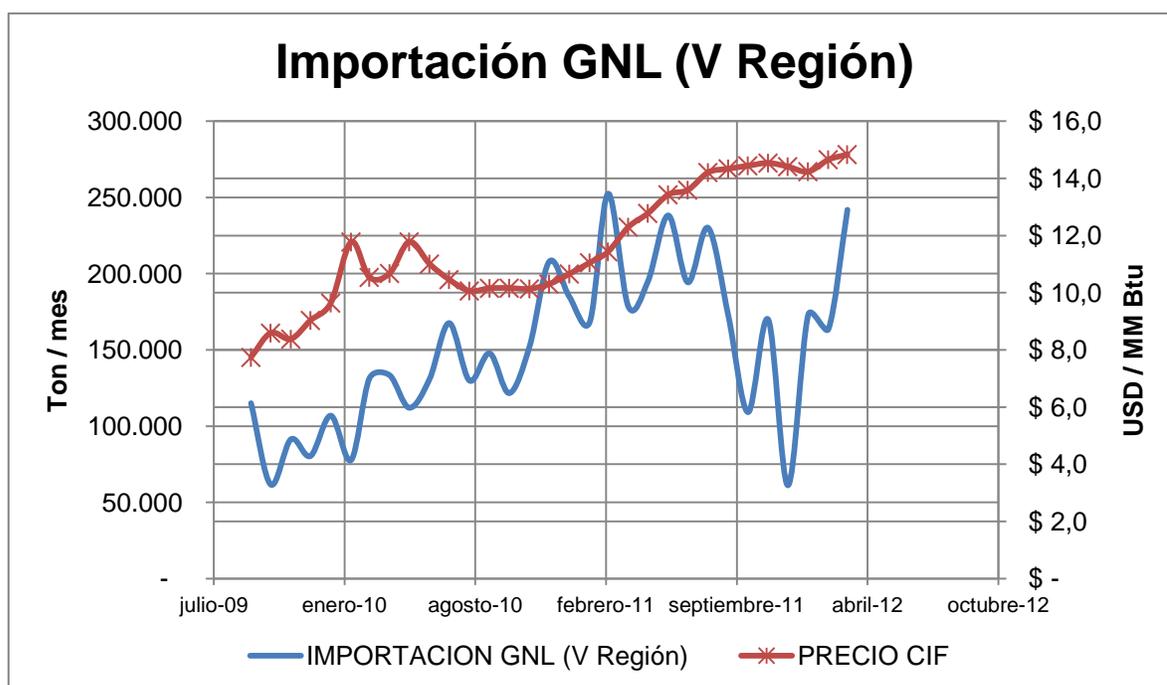


Ilustración 1: Gráfico volumen y precio de importaciones GNL en Chile, Fuente: CNE.

El año 2011 las importaciones de GNL al terminal de Quintero fueron sobre los 2 MM toneladas de GNL a un precio – CIF – promedio de **13 USD/MMBtu**. Lo anterior se puede verificar en el gráfico volumen y precio de importaciones de GNL en Chile, donde el eje izquierdo y la línea azul muestran el volumen importado y el eje derecho con la línea roja el precio CIF de estas importaciones. Como muestra la Tabla 2: Precio Medio del Gas Natural para Clientes Industriales, el precio para los clientes industriales puede oscilar entre los **15 – 22 USD/MMBtu** dependiendo del régimen de consumo mensual.

GAS LICUADO DE PETROLEO

El GLP es un gas combustible en estado líquido. El proceso utilizado para obtenerlo es la destilación fraccionada del petróleo, pero también se puede obtener separándolo del gas natural. Su composición es principalmente de butano y propano, la cual varía según región. Chile - a través de la ENAP - produce GLP abasteciendo parcialmente el mercado nacional, el resto del mercado es provisto por importaciones provenientes principalmente desde Argentina y Puerto Rico – según la CNE -. Las empresas importadoras de GLP son: ENAP, Gasmar S.A. Norgas S.A., Empresa Lipigas S.A., Gasco S.A. y Abastible S.A. Además, las últimas tres empresas son envasadoras y/o distribuidoras de GLP. Según [www.glpchile.cl] la producción de GLP asciende a las 500.000 toneladas anuales. Con respecto a las importaciones, se puede observar en el gráfico volumen y precio de importaciones de GLP en Chile, para el año 2011 estas superaran las 780.000 toneladas anuales a un precio – CIF – promedio de 17,8 *USD/MMBtu*.

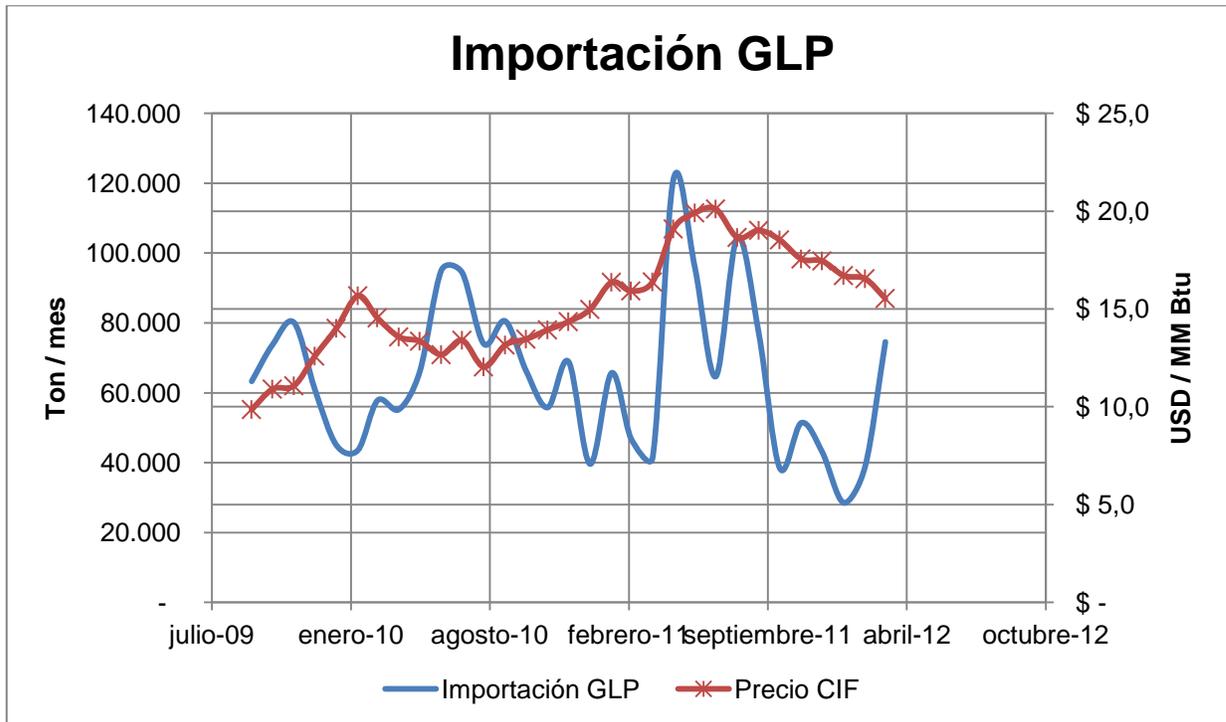


Ilustración 2: Gráfico volumen y precio de importaciones de GLP en Chile, Fuente: CNE.

El consumo de GLP en Chile se lleva a cabo principalmente a través de los cilindros. En Chile existen actualmente 14 MM de cilindros, los cuales tienen distintos formatos – 5, 11,15 y 45 kg -. Además existe distribución a granel a través de flota de camiones tanto para consumo residencial como para Industrial.

BIOGÁS

La última cifra pública con respecto al consumo de biogás en Chile, afirma que para energía primaria y secundaria se utilizan aproximadamente 190 millones de m³ de biogás [4], de los cuales gran parte es incinerado en antorchas. Si comparamos este número con la demanda de gas natural en Chile del 2011 - 4.500 millones de m³ de gas (CNE) -, queda claro que la oferta de éste en Chile es mínima.

Existen distintos tipos de proyectos de biogás en Chile: Aguas Servidas, Agroindustria y Vertederos. La mayor del biogás de estos proyectos es producido como subproducto y se queman en antorchas. Otros proyectos tienen una mayor valorización del producto e incluso llegan a inyectar energía eléctrica al sistema interconectado. Alternativamente, algunos proyectos venden energía térmica a industrias cercanas.

8.1.2. ENERGÍA ELÉCTRICA

El mercado eléctrico en Chile se separa en tres actividades funcionales: generación, transmisión y distribución. El estado hace su parte en fiscalización, regulación y planificación del sistema, pero son empresas privadas las que se encargan de hacer funcionar este sistema como tal. Las altas barreras de entrada y costos de inversión han resultado en una industria sumamente concentrada, donde por ejemplo en el SIC aproximadamente 90% de la potencia instalada está cubierto por Endesa, Colbún y AES Gener.

El modelo actual del mercado está basado en una estructura de pool [18], esto significa que existe una coordinación de la operación – física, económica y comercial – del sistema en forma centralizada, y una estructura de contratos bilaterales financieros no necesariamente mediados por un comercializador. El organismo único que se encarga de la coordinación del mercado y del sistema eléctrico en Chile es el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). A partir de esta estructura surge el mercado spot, donde el CDEC se encarga, minimizando los costos operacionales del sistema, el despacho de las distintas unidades generadoras para abastecer el sistema interconectado; con esto se define en CMg, que vendría siendo el precio de mercado de la energía. Solamente los generadores de energía tienen acceso al mercado spot de energía, donde comprarán a otros generadores si no tienen capacidad para abastecer lo estipulado en sus contratos.

En Años anteriores, la hidroeléctrica representaba el mayor porcentaje de las unidades de generación en el SIC. El 2011, si bien parte importante de la generación del SIC fue hidroeléctrica – 47% -, la mayor parte del sistema provino de la termoeléctrica – 51% sobre un total de potencia instalada que ronda los 12.300 MW-. Lo anterior se debe a un considerable aumento en la demanda energética de los

últimos años, que ha sido cubierto principalmente por proyectos termoeléctricos de fácil implementación.

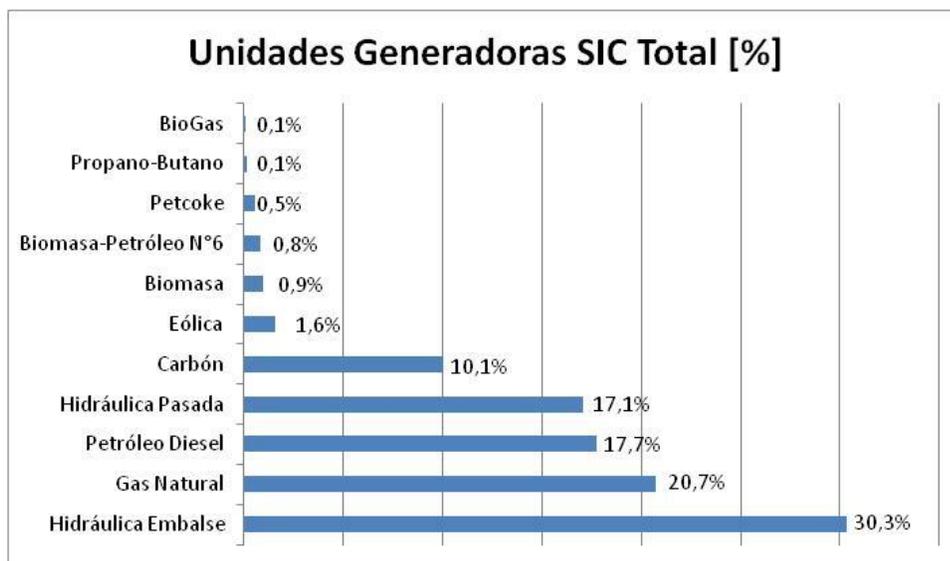


Ilustración 3: Distribución porcentual Unidades Generadoras SIC 2011, CNE.

El Estado chileno ha impuesto diversas políticas para incrementar el desarrollo de ERNC. Para el año 2011 el porcentaje de potencia instalada en el SIC fue de 4,5% y se tiene como meta para el 2020 que haya un 10% - se redujo la meta anterior que era un 20% -. Una de las ideas de esto es incentivar la participación de nuevos actores en el mercado de generación, a través Pequeños Medios de Generación (PMG), con un marco legal que respalde y facilite su implementación.

En la última década, los precios de nudo de energía y potencia del SIC, han visto considerables alzas. El desarrollo en la minería y la industria, la crisis del gas con argentina, entre otros eventos han contribuido a esto. El precio de venta para la energía eléctrica en Chile está definido por el mercado spot que corresponde por el costo marginal de generación energética en la barra de conexión (dónde se conecte el proyecto). Pero además, existe un precio fijado una vez al año por la CNE al cual también se puede vender la energía. La tercera alternativa para la venta de energía es la formulación de contratos bilaterales.

[19], el Precio de Nudo a largo plazo – precio estabilizado, no del mercado spot - para el SIC corresponde a 74,16 US\$/MWh. El otro precio relevante en el SIC es el precio nudo de potencia. Se puede observar los precios spot de potencia y energía – SIC - en la Ilustración número 4, donde la energía supera con holgura los 90 USD/kWh y la potencia casi alcanza los 10 USD/kW-mes.

Las energías renovables (EERR) son las que se obtienen de fuentes naturales virtualmente inagotables. Dentro de las EERR se considera la energía eólica,

geotérmica, hidroeléctrica, mareomotriz, solar, biomasa y biocombustibles. En Chile se utiliza el término Energía Renovables como una distinción legal entre algunas fuentes ya existentes y otras que se pretenden fomentar de EERR. La definición de que tipos de fuentes de energía son consideradas en la categoría de ERNC está estipulada en la ley N°20.257, y es la siguiente:



Ilustración 4: Precio nudo energía y potencia, SIC. Fuente: CNE 2012.

ERNC (Energías Renovables No Convencionales)

Son Medios de generación No Convencionales: los que presentan cualquiera de las siguientes características:

1. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y familiares.
2. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior 20 MW – MiniHidro -.
3. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
4. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.

5. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
6. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
7. Otros medios de generación determinados fundamentalmente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.”

La ley N°20.257 de fomento para las ERNC entró en vigencia en abril del 2008. Esta ley obliga a las empresas generadoras de Chile, que tengan una capacidad instalada superior a los 200 MW, a que parte de su energía entregada sea ERNC. El porcentaje requerido aumentará progresivamente hasta alcanzar un 10% para el año 2024. Hay que considerar que es posible que una empresa eléctrica traspase sus excedentes a otra empresa eléctrica, incluso entre distintos sistemas interconectados. La multa por el no cumplimiento de esta ley es de 0,4 UTM /MWh adeudado con respecto a su obligación. Si el incumplimiento persiste durante tres años, el cargo aumentará a 0,6 UTM/MWh adeudado. Hoy en día, la mayoría de los proyectos de ERNC que se han implementado en Chile son de MiniHidro, le siguen la energía eólica y biomasa.

Si bien esta ley propuso la compra venta de certificados de ERNC para satisfacer los requerimientos de la ley, el mercado fue más que suficiente para satisfacer la demanda de estos y el objetivo de promover las ERNC no se está cumpliendo. Según [20]: Durante 2010, se cumplió la exigencia de la ley 20.257. Sin embargo la aplicación de la exigencia de la cuota del 5% del mercado afecto implicó que solo 647 GWh – en promedio vendidos a 13 USD/MWh - tuvieron que ser acreditados mediante certificados ERNC (representado sólo 1,18% del total de los retiros) en los sistemas interconectados SIC y SING; este hecho es una clara consecuencia de que sólo el 23% de los contratos de ambos sistemas eléctricos quedaron afectados a la cuota ERNC que obliga la ley 20.257. El mismo año hubo un excedente de 384 GWh-ERNC.

PMG (Pequeños Medios de Generación), MGNC (Medios de Generación No Convencionales) Y PMGD (PMG distribuidos) [18]

La generación distribuida tiene relación con la producción de energía eléctrica en pequeña escala, sistemas que se conectan directamente al sistema de distribución,

ubicadas en zonas próximas a las cargas o consumos finales. Los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) tienen la posibilidad de vender su energía no sólo a CMg, sino que también bajo un régimen de precios estabilizados - precio nudo de potencia y energía que se fija dos veces al año por la CNE -. Además, cada cuatro años tienen la posibilidad de cambiarse de un régimen al otro, avisando un año antes el respectivo cambio.

Existe una diferencia, definida por el decreto N° 244, entre PMG, MGNC Y PMGD. Estos son:

1. **MGNC:** Medios de generación que poseen como fuente energética recurso no convencionales y que tienen excedentes de potencia suministrada al sistema inferiores a 20 MW. Pueden ser conectados en instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, de Sub-transmisión, Adicionales o de Distribución, cumpliendo límites de potencia respectivos.
2. **PMG:** Pequeños medios de generación con excedentes de potencia suministrables al sistema igual o menores a 9 MW, conectados a instalaciones del sistema de transmisión Troncal, de Sub-transmisión o Adicionales.

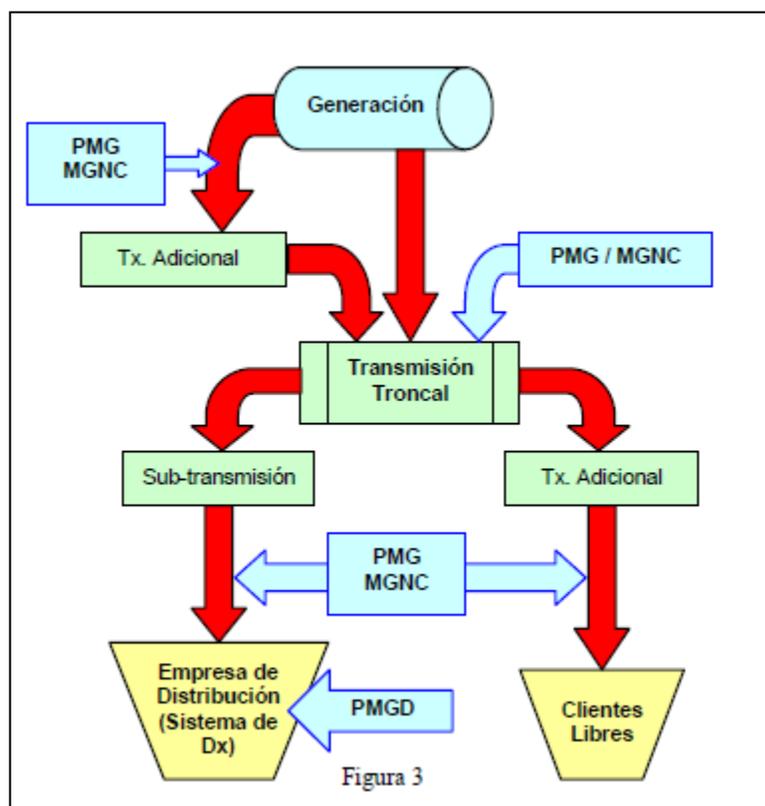


Ilustración 5: Funcionamiento PMGD, PMG Y MGNC [18]

3. **PMGD:** Posee características de potencia iguales a PMG, siendo la diferencia su conexión, que se realiza por medio de las instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución que utilicen bienes nacionales de uso público. Las empresas de Distribución (Dx) deberán permitir la conexión a sus instalaciones cuando los PMGD puedan acceder, mediante líneas propias o de terceros. Los PMGD que además sean MGNC están exentos de pago de peajes en la Transmisión (Tx) Troncal, salvo en el caso que se entregue suministro a clientes libres que se encuentren dentro de la zona de concesión de la empresa de Dx, caso en el cual se debe pagar un peaje de distribución según lo estipula la Ley N° 19.940 que regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica.

Existe una Norma Técnica (NT) relevante para los PMGD que define que estos medios se conectan en redes de media tensión de concesionarios de servicios públicos de distribución de electricidad (Empresas distribuidoras) o en Empresas con Instalaciones de Distribución. La NT incluye:

1. *La terminología y marco ordenador de carácter técnico para su aplicación*
2. *Procedimientos técnicos de conexión y entrada en operación de un PMGD*
3. *Exigencias técnicas para la conexión de un PMGD*
4. *Exigencias técnicas para la operación de PMGD en estado normal y alerta del sistema de distribución*
5. *Exigencias técnicas para pruebas de conexión de un PMGD.*

Algunos artículos relevantes de la NT son:

Artículo 1.3

“Las empresas distribuidoras garantizarán el acceso de los PMGD a su sistema de distribución con la misma calidad de servicios aplicable a los clientes finales sometidos a regulación de precios, o la que se haya pactado en los contratos de suministro suscritos por Empresas con Instalaciones de distribución, según corresponda.”

Artículo 1.5

“Si se determina que las condiciones de operación del PMGD están fuera de los límites establecido en la presente NT, se deberán realizar las correspondientes obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia aplicables al PMGD. Dichas obras deberán ser ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución correspondiente y sus costos serán de cargo del propietario del PMGD en conformidad al reglamento.”

Artículo 2.13

“El Operador del PMGD deberá contar, a lo menos, con una certificación emitida por la Superintendencia de Instalador Eléctrico Clase D.”

8.1.3. ENERGÍA TÉRMICA

El buscar oportunidades para aprovechar la energía térmica – en conjunto con la energía eléctrica - puede traer ingresos que justifiquen la instalación de un proyecto. Bajo ciertas condiciones el precio de venta de la energía térmica (\$ / MM Btu) resultará menor que el de otros combustibles fósiles. El análisis necesario para la demanda de energía térmica es sólo relevante para locaciones cercanas, ya que la venta de calor – en formato de agua caliente o vapor caliente – no se justifica por los costos operacionales y la disipación de calor, para clientes lejanos. Algunas alternativas que se postulan son Aeropuerto Arturo Merino Benítez (a 1 km de distancia) para apoyar su sistema de climatización; La Libertad, ubicada en Antillanca Norte 590 - entre 3 y 4 km de distancia -, empresa procesadora de aceites y grasas la cual utiliza energía térmica en sus procesos. Otra alternativa minoritaria sería la comercialización para la calefacción en distintas empresas ubicadas en los parques industriales de Camino Lo Boza (entre 3 y 5 km de distancia).

Adicionalmente, existe la posibilidad de generar demanda propia de energía térmica, proporcionando servicios dentro del recinto de Reciclajes Industriales. Algunas alternativas son: Invernadero de tomates, secado de frutas, madera o simplemente apoyar las operaciones de producción de biofertilizante de la empresa.

Existe un proyecto de biogás ubicado al norte de Los Ángeles – Región del Biobío – que abastece de calefacción a un invernadero de tomates hidropónicos de la empresa Tomaval. Es importante destacar que un 47% de los costos de un proyecto de tomates hidropónicos es explicado por la energía necesaria para la climatización. Este sistema funciona como un círculo virtuoso: Primero, se provee energía eléctrica y térmica -sustituyendo el gas natural u otro combustible fósil utilizado- necesaria para abastecer el invernadero. Segundo, el residuo del biodigestor puede ser utilizado como biofertilizante en la producción de los tomates.

8.1.4. CONCLUSIÓN MERCADO ENERGÉTICO

Existen distintas opciones para comercializar el output de energía de la planta de biogás. Una de las opciones es el mercado eléctrico, que presenta interesantes beneficios para las ERNC y PMGD. Además, los precios de la energía en Chile hacen aun más atractivo este tipo de proyectos. Por otra parte el mercado de los gases combustibles, en especial el del gas natural, ha tenido un boom importante en los últimos años. Por último, los precios para clientes industriales de gas natural sirven como un proxy de comparación para el mercado de energía térmica – mercado no muy

desarrollado en Chile – con tarifas que oscilan entre los 15 – 22 *USD/MMBtu* dependiendo de la demanda mensual del cliente.

Con respecto al mercado de energía térmica, existen algunos clientes interesantes como el aeropuerto y los invernaderos de tomates. Para éstos últimos, el gasto en calefacción representa más del 47% de los costos de producción., por lo que la venta de energía térmica a un precio menor resulta sumamente atractiva.

8.2. MERCADO DE INSUMOS Y SUBPRODUCTOS

8.2.1. ALTERNATIVAS DE DISPOSICIÓN

El insumo principal para la producción son los residuos. Bajo esta premisa, la competencia se puede visualizar como las alternativas de disposición existentes, dentro de las cuales las plantas de compostaje y específicamente Reciclajes Industriales, representa la alternativa de disposición final más económica bajo ciertas condiciones – El transporte juega un papel muy importante en los costos de disposición -, luego vienen las plantas de incineración y por últimos los rellenos sanitarios. Por último y no menos importante, existe la posibilidad de disposición en vertederos ilegales de la Región Metropolitana, que según [16] están sobre los setenta y seis.

Según la normativa vigente de los rellenos sanitarios, el porcentaje de humedad máximo admisible para los residuos que se reciben es del 60%. En la práctica esta norma no siempre se cumple pero “la normativa es cada vez más estricta al respecto”, según Aida Garbarini, Gerente Técnico de Reciclajes Industriales. Para la producción de biogás esto representa una gran oportunidad, ya que la producción óptima es con residuos con más de 60% de humedad. Luego, las opciones para la disposición de este tipo de residuos es bastante limitada, lo que significa que su provisión migrará sólo ante opciones de plantas de compostaje más económicas o plantas de producción de biogás.

- **IDEA CORP S.A**

Planta de compostaje de residuos ubicada en Camino Catemito, Parcela N°6, San Bernardo. Reciben principalmente residuos agroindustriales, ramas de podas municipales y escombros. Según un contrato (2004) con la municipalidad de San Bernardo y COINCA s.a. para la disposición de ramas y escombros, el precio de disposición en la planta de Catemito era de dos mil pesos chilenos por tonelada. Según Aida Garbarini, Gerente Técnico de Reciclajes Industriales, la planta de compostaje Catemito no puede recibir más volumen de residuos por su tamaño limitado y además no tiene la posibilidad de crecer por temas de su ubicación actual.

- **Agroindustrial Pullihue S.A.**

Ubicada en Av. Departamental N° 8250 Lote B, Fundo Quebrada de Macul, comuna de Peñalolén. Agroindustrial Pullihue es una planta de compostaje que recibe residuos vegetales, podas de ramas y guano de caballo.

- **Relleno Sanitario Santiago Poniente**

Ubicado en la zona de Rinconada de Maipú. Recibe RSU de más de diez comunas de la Región Metropolitana, sumando más de 500.000 toneladas anuales. El relleno sanitario si bien captura biogás disponible, solamente lo incinera a través de antorchas. Según [2] el R.S. Santiago Poniente tenía para el 2007 potencial para generar entre 1000 m³/h y 1800 m³/h.

- **Relleno Sanitario Santa Marta**

Ubicado en Talagante. Recibe RSU de más de diez comunas de la Región Metropolitana, sumando más de 700.000 toneladas anuales. El relleno sanitario si bien captura biogás disponible, solamente lo incinera a través de antorchas. Según [2] el R.S. Santiago Poniente tenía para el 2007 potencial para generar entre 1000 m³/h y 1800 m³/h. Además, cuenta con una estación de transferencia –Estación de Transferencia Puerta Sur- ubicada en General Velásquez N° 08990, San Bernardo.

Según [15], Banco de Chile financiará un proyecto del Consorcio Santa Marta para la producción de energía eléctrica en el R.S. Santa Marta a través de la combustión de biogás.

- **Ex Vertedero Lepanto**

Ubicado en San Bernardo, este vertedero no está en operación desde 2001 y recibía más de 1 MM ton de residuos anualmente.

- **Relleno Sanitario Loma Los Colorados**

Mantiene contrato con más de veinticuatro municipios de la Región Metropolitana para la recepción y disposición de RSU. Con respecto a los volúmenes, anualmente recibe más de 2 MM ton de residuos. Según datos del 2008, el R.S. tenía 19 MM ton de residuos dispuestos, de una capacidad aprobada de 119 MM toneladas – según pronósticos esto duraría hasta el 2045 que además sería el año de cierre -.

El R.S. cuenta con una estación de transferencia ubicada en Alcalde Guzmán N° 180, Quilicura. En ésta se compactan los residuos y posteriormente se envían por

ferrocarril al lugar de disposición. De esta forma, se remplazan más de doscientos viajes diarios de camión por carretera, lo que no es menor considerando que el R.S. está ubicado 65 km al norte de Santiago.

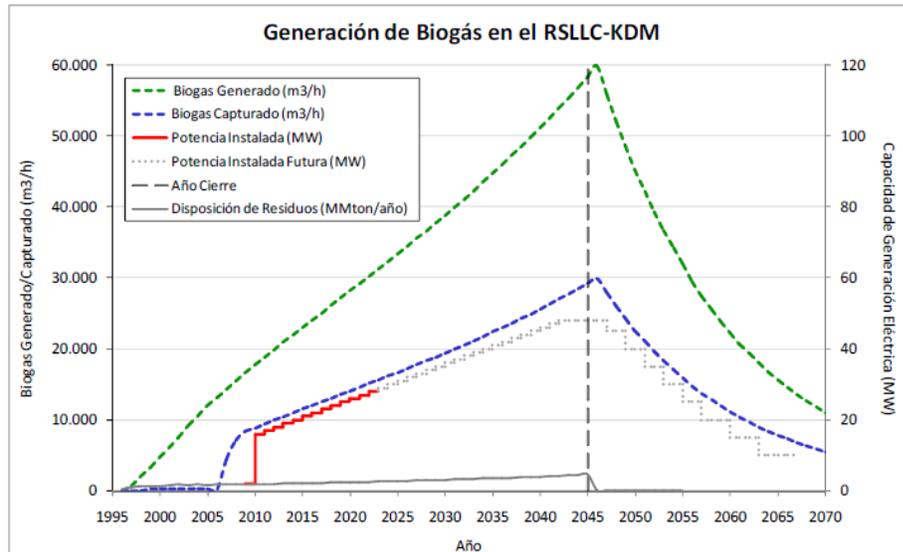


Ilustración 6: Generación de Biogás RSLLC-KDM [14]

Este R.S. cuenta con un proyecto de generación eléctrica con biogás. Según lo pronosticado por la empresa KDM para el 2015 el biogás capturado rondaría los 10.000 m³/h lo que de acuerdo con la calidad del biogás producido significaría una potencia disponible de aproximadamente 20 MW. Los equipos de generación utilizados son motores de combustión interna de 1.413 kW y las líneas de transmisión instaladas tienen una longitud de 20 km y un nivel de tensión de 110 kV.

- **Agroorgánicos Mostazal**

Esta empresa cuenta con dos plantas de compostaje, una ubicada en el km 64 de la Ruta 5 Sur y la otra en Chimbarongo 50 km al norte de Curicó. Agroorgánicos Mostazal recibe residuos agroindustriales de más de veinte empresas y se comercializan dos tipos de fertilizantes: Ecomix/Compost y Biomix Nutrition. Además, según [13] Agroorgánicos planeó la construcción de una planta de biogás con un input de más de 25.000 ton de residuos agroindustriales y un output de aproximadamente 3.5 MM m³ de biogás – que según el mismo informe significaría tener aproximadamente siete millones kWh/año para la venta de energía eléctrica y un monto similar de energía térmica. Sólo se sabe que el proyecto ya fue aprobado por el Servicio de Evaluación Ambiental del Gobierno de Chile, pero se desconoce el estado de avance posterior.

Según Aida Garbarini, Gerente Técnico de Reciclajes Industriales, Agroorgánicos Mostazal ha tenido diversos problemas con la comunidad cercana por lo que la recepción de residuos en esta planta se ha vuelto cada vez más complicada y cuestionable.

8.2.2. CONCLUSIÓN ALTERNATIVAS DISPOSICIÓN

A modo de entender el costo total que paga una empresa para la disposición de sus residuos se buscó los precios para las distintas alternativas de disposición. Esto se puede observar en la Tabla 3 de Precios disposición. Dependiendo de la elección, los precios pueden variar en más de un 500% donde los más costosos son los rellenos sanitarios y los más económicos las plantas de compostaje. A diferencia de los rellenos sanitarios, las plantas de compostaje de la competencia no están capacitadas para recibir más de lo que actualmente operan lo cual las pone en ventaja; Pero son sólo éstas las que pueden recibir residuos con mayor porcentaje de agua.

EMPRESA	Valor \$ CLP/tonelada + iva
CONSORCIO SANTA MARTA <i>Estación de Transferencia Puerta Sur / R.S. Santa Marta</i>	\$ 10.500 - 50.500
PROACTIVA SERVICIOS URBANOS S.A. <i>Relleno Sanitario Santiago Poniente</i>	\$ 6.389 - 8.000
KDM S.A. <i>Estación de Transferencia Quilicura / R.S. Lomas del Colorado</i>	\$ 3.850 - 4.420
CATEMITO IDEA CORP S.A. <i>Planta de compostaje</i>	\$ 2.000 -
Agroorgánicos Mostazal S.A. <i>Planta de compostaje</i>	-

Tabla 3: Precios disposición, elaboración propia. Más detalle en Anexo D.

Otro ítem relevante para obtener el precio real que paga el cliente es el transporte. Para tener una idea del costo que representa el transporte de los residuos se utilizó información de la empresa Reciclajes Industriales: Transporte en camión Tolva desde Rosario, Región Libertador Bernardo O'Higgins hasta la planta de Reciclajes Industriales en Pudahuel - 120 km aproximadamente - de 20 toneladas de residuo, costó 180.000 CLP. Lo anterior es equivalente a **75 \$ CLP/ton · km**. Lo anterior es avalado por Aida Garbarini, Gerente Técnico de Reciclajes Industriales, que afirma que el mayor costo para la disposición final de los residuos es el transporte.

En un mercado donde existen plantas de compostaje de poca capacidad – Catemito – y otras de cuestionable continuidad – Agroorganicos Mostazal - la de Reciclajes Industriales se vislumbra como la mejor - o única - opción para sus clientes.

Nuevos entrantes podrían amenazar este equilibrio, pero los permisos y problemas con la comunidad – Incidente Pelequén¹ - limitan considerablemente su aplicación.

Por último, se puede concluir que a pesar de la existencia de diversas opciones de disposición final, no todas son viables para todo tipo de residuos. Detalles importantes como el contenido de humedad y la distancia hasta el lugar de disposición final pueden influir tanto en el precio como en los límites de las opciones.

8.3. MERCADO FERTILIZANTES

Un output importante de la digestión anaeróbica son los residuos sólidos y líquidos que no se convirtieron en biogás. Los actuales ingresos de Reciclajes Industriales provienen principalmente del negocio de biofertilizante, por lo cual se debe preocupar de mantener su estabilidad en el tiempo. Existen dos líneas generales de productos, los que se venden en retail y los que se venden para grandes agricultores. Se realizó un benchmarking de precios en el retail, y se observó que dependiendo de la categoría del producto este puede tener un valor menor a 100 CLP/kg e incluso mayor que 5.000 CLP/kg. Lo anterior se explica por una alta diversificación de los productos y valor agregado de éstos.

ESTUDIO TÉCNICO

9. ESTUDIO PROCESO PRODUCTIVO

9.1. NEGOCIO DEL BIOGÁS

En la cadena de valor del negocio del biogás, Ilustración 7 Cadena de Valor Biogás, se definen cuatro áreas de acción principales, describiendo las posibles actividades o resultados del proceso.

El proceso de producción comienza con logística de entrada, en el que según el Estudio de Gamma [4] corresponde: *“proceso desde dónde se adquieren los recursos para el desarrollo del negocio. Involucra toda la problemática de la obtención de los sustratos o materia prima e insumos requeridos para la producción de biogás”*. Además, en [4] se define que los contratos de abastecimiento deben cubrir al menos los siguientes aspectos:

- Lugar y condiciones de entrega
- Estacionalidad del suministro

¹ Comunidad Local bloqueó la carretera por molestias de una planta de residuos orgánicos.

- Consumos mínimos
- Precios de mercado
- Condiciones de Facturación
- Recepción de lodos finales
- Condiciones de renovación de los contratos

Cadena de Valor – Negocio Biogás en Sectores Agrícolas, Acuícolas y Silvícolas



Ilustración 7: Cadena de valor negocio biogás. Fuente: Informe GAMMA [4]

Los puntos anteriores dejan entrever las posibles debilidades que pueden afectar a este tipo de proyecto. Principalmente en relación con la gran incertidumbre ante la entrega de residuos orgánicos para horizontes de tiempo extendidos.

Para la etapa de transformación de la materia prima en biogás hay distintas modalidades de digestores anaeróbicos. A continuación, se presentan cuatro modelos según [3]: (1) Digestores en granjas: Existen dos opciones, una es la utilización de los residuos orgánicos de su propia producción y la otra consiste en la utilización de los residuos propios más la adquisición de residuos extras para una mayor producción de biogás. (2) Digestores centralizados: Se obtienen residuos como purines o residuos agroindustriales orgánicos de distintos proveedores para la posterior digestión anaeróbica y producción de biogás. (3) Digestores de tratamiento de residuos municipales: Se utilizan los RSU como materia prima para la producción de biogás. Los residuos provienen principalmente de vertederos municipales. (4) Tratamiento de aguas servidas: Si bien este modelo no es necesariamente para la producción de biogás, se obtiene éste como subproducto. Generalmente la energía obtenida se utiliza para mantener las operaciones de tratamiento de agua. El presente proyecto aborda el modelo (2).

La siguiente etapa tiene relación con la forma que el producto será comercializado o utilizado. Existen distintas opciones como:

- Venta de biogás depurado para la utilización industrial/residencial
- Venta de energía a la matriz energética a través de cogeneración energética.
- Venta de la energía directamente a un tercero (esto también puede aplicar para plantas donde el residuo está in situ, donde la energía podría ser utilizada para el proceso principal de producción tanto eléctrica como térmica)
- Venta de energía térmica a industrias cercanas (esto sólo es posible si existe demanda que lo justifique y si la cercanía a la localización lo permite)

Por último, según [4] existen diversos servicios adicionales que pueden resultar útiles al momento de agregar valor a la cadena de valor del negocio de producción de biogás como: Mejoramiento de la imagen de la empresa; Posibilidad de disminuir la huella de carbono; Uso eficiente de los recursos; Uso de espacios para disposición y ordenamiento de residuos; Producción de fertilizante.

BUENAS PRÁCTICAS PRODUCCIÓN BIOGÁS

La experiencia nacional de desarrollo de proyectos de biogás es limitada, por lo que es importante tomar la experiencia internacional. Para esto, se buscaron buenas prácticas que se deben considerar al momento de llevar a cabo un proyecto de generación de biogás exitoso. A continuación se mencionan tres de éstas, pertinentes al desarrollo del proyecto [3]:

- Fuentes de sustrato: Es importante asumir que los digestores pueden recibir distintos tipos de sustratos. Se debe mantener un enfoque en el cual los residuos no son un problema, sino que es un producto el cual se puede valorizar.
- Valorización del calor como co-producto: No considerar la venta de energía térmica es crítico. Para la mayoría de los proyectos de digestores centralizados es complicado utilizar o comercializar todo el calor que producido – al menos que esté localizado cercano a un EIP-.
- Costos de transporte: Hay que considerar la disponibilidad de recursos en localidades cercanas. El costo de transporte a grandes distancias puede significar que la planta se quede sin provisión de sustratos o que el proyecto no sea viable económicamente.

9.2. FUNDAMENTOS DE LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

Los digestores anaeróbicos son básicamente contenedores cerrados, herméticos e impermeables – pueden también ser aislados térmicamente -. Dentro del digestor se deposita el sustrato variable en su composición. El resultado final es biogás y

biofertilizante rico en nitrógeno, fósforo y potasio. Para que acontezca la digestión anaeróbica se deja fermentar durante un periodo variable – cercano a los treinta días - que depende principalmente de la temperatura, pH y relación C:N.

Durante la digestión anaeróbica ocurren cuatro etapas que se describen a continuación [11]:

- Hidrólisis: los microorganismos anaeróbicos excretan enzimas hidrolíticas que rompen los enlaces de los polisacáridos que forman el sustrato, produciendo unidades simples de azúcares, grasas y aminoácidos.
- Acidogénesis: los compuestos son asimilados por algunos microorganismos y/o fermentados, produciendo una gran cantidad de ácidos orgánicos. Se producen también gases como dióxido de carbono, hidrógeno y pequeñas cantidades de amoníaco, ácido sulfhídrico y alcoholes, en especial glicerol.
- Acetogénesis: bacterias denominadas acetogénicas de lento crecimiento, metabolizan los alcoholes, el ácido láctico y los ácidos grasos volátiles, produciendo ácido acético e hidrógeno.
- Metanogénesis: el acetato, hidrógeno, y dióxido de carbono producido, es transformado por acción de las bacterias metanogénicas, formando metano, dióxido de carbono y agua.

Dependiendo del sustrato utilizado se obtendrán distintos rendimientos – biogás/kg de sustrato -. Pero el biogás no siempre será igual, el potencial energético del biogás depende del porcentaje de metano que posea – algunas impurezas pueden también disminuir su potencial -, por lo que hay que poner atención al proceso para evitar biogás de bajo potencial energético.

RELACIÓN C:N

El Manual de Biogás de M. Varnero [27] dice que el carbono y el nitrógeno son las principales fuentes de alimentación de las bacterias metanogénicas. El carbono constituye la fuente de energía y el nitrógeno es utilizado para la formación de nuevas células. Las bacterias del proceso de digestión anaeróbica consumen treinta veces más carbono que nitrógeno, por lo que la relación óptima de estos dos elementos en la materia prima se considera en un rango de 30:1 hasta 20:1. Además, para mantener esta relación homogénea en el sustrato será necesario algún sistema de mezcla o agitación.

Los sustratos con bajo contenido de ligninas –aquellos utilizables en la producción de biogás - de la empresa Reciclajes Industriales, tienen en promedio una relación C:N de 15:1. Como se menciona en una sección posterior “caracterización de los sustratos actuales” una solución a este problema sería descartar los residuos con

menor contenido de carbono hasta obtener un indicador aceptable. En la ilustración 8, se muestra como disminuye la fracción utilizable de los residuos a medida que se aumenta la relación C:N, donde el mínimo aceptable sería con la utilización de aproximadamente el 66% del total de los sustratos utilizables y el óptimo – relación C:N 30:1 – con menos del 40%.

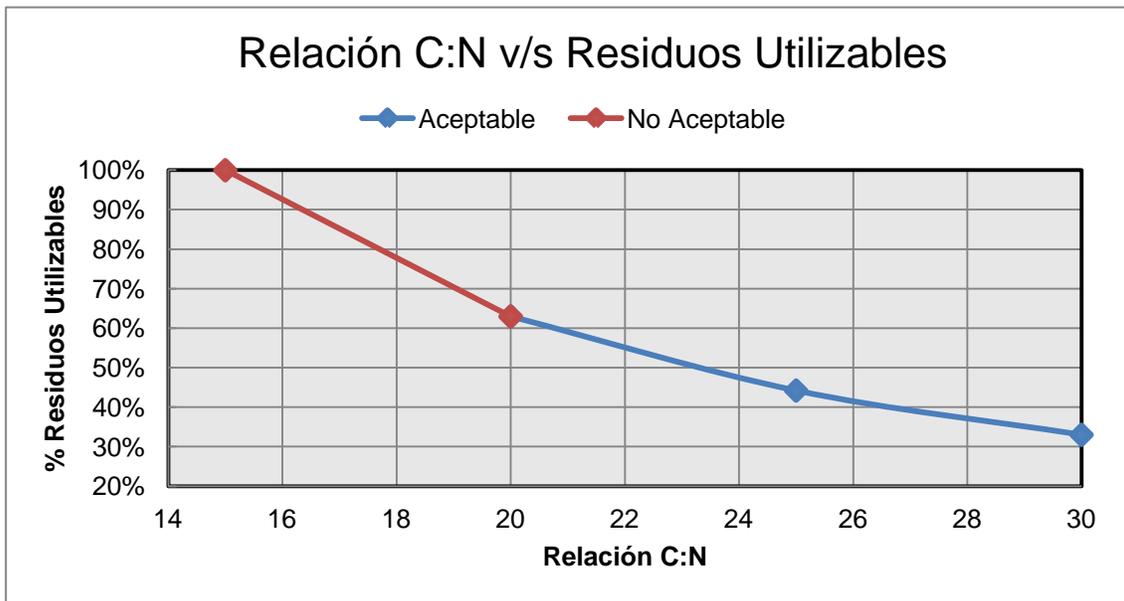


Ilustración 8: Gráfico relación C:N v/s Residuos Utilizables. Fuente: Elaboración propia con información de la B.D. de Reciclajes Industriales.

NIVEL DE PH

Los microorganismos presentes en las distintas etapas de digestión anaeróbica presentan niveles de actividad óptimos en torno a un pH 7, pequeños cambios en estos niveles pueden afectar severamente el proceso – inhibición de la actividad microbiana o muerte de éstas -. Específicamente, para los organismos de la etapa acidogénica, el óptimo de pH se sitúa en el intervalo 5,5 – 6,5. Por otra parte, los organismos metanogénicos requieren un pH mayor, el cual debe estar en el intervalo 6,8 – 7,4. Cuando no hay separación de estas etapas en el reactor, el pH óptimo oscila entre 6,8 y 7,4, siendo pH 7 el ideal [27].

Es importante controlar que el pH no baje de 6,0. En este caso, además de disminuir la actividad de los microorganismos, disminuye la calidad del biogás – biogás con menor contenido de metano o energía -. Asimismo, cuando el pH supera 8,0 aumenta considerablemente la producción de amoníaco que en elevadas concentraciones es inhibitor del crecimiento microbiano.

Según los análisis realizados por Reciclajes industriales, el pH de los residuos oscila entre 4.0 – 7.0, siendo los lodos animales los con más acidez. Lo anterior se

puede solucionar utilizando una mezcla adecuada y además, utilizando productos para aumentar el pH del sustrato.

TEMPERATURA

La temperatura es un factor determinante en la eficiencia del proceso de digestión anaeróbica. Las bacterias metanogénicas involucradas en el proceso de descomposición presentan diferentes velocidades de degradación de la materia orgánica en función de la temperatura. Dependiendo del rango de temperatura en el que las bacterias se desarrollen, se distingue entre bacterias psicrófilas (hasta los 25°C, bajo grado de actividad bacteriana); bacterias mesófilas (32°C a 42°C, grado de actividad mediano) y bacterias termófilas (50°C a 57°C, grado de actividad alto). En general, las plantas productoras de biogás trabajan en el rango mesófilico, dado que en el rango termófilico, si bien se tiene una mayor actividad microbiana, se presenta una inestabilidad mayor del proceso y la operación es por lo mismo más compleja y costosa [21].

PARAMETROS TECNICOS DE LA OPERACIÓN

De acuerdo con lo planteado en la guía de planificación de biogás [], para comprender mejor las bases de funcionamiento de una planta de biogás es importante definir ciertos conceptos. Estos son utilizados para referirse principalmente a la operación de la planta y son la Velocidad de Carga Orgánica y el Tiempo de Retención Hidráulico.

Velocidad de carga orgánica (VCO)

Este parámetro indica la cantidad de materia orgánica con que se alimenta el reactor, por unidad de tiempo y por unidad de volumen del reactor $-m^3/día-$. Considerando que el parámetro Sólidos Volátiles equivale a la materia orgánica contenida en un sustrato, la VCO puede definirse como $VCO = \frac{kgSV}{m^3d}$.

Al fijar el valor de la VCO y conociendo la cantidad y composición del sustrato disponible puede calcularse el volumen de reactor requerido para asegurar la estabilidad del proceso. Una sobrecarga del reactor (VCO alta) puede producir un exceso de producción de ácidos en las primeras etapas del proceso, lo que puede provocar la inhibición parcial o total de la actividad metanogénica.

Tiempo de retención hidráulico (TRH)

Este parámetro indica la cantidad de tiempo promedio que los sustratos permanecen en el reactor, cuando se tienen procesos de flujo continuo. En general el sustrato está en

condiciones de humedad que permite asumir aditividad de los volúmenes y por tanto, el tiempo de retención hidráulico puede definirse como $TRH = V_R/V_S$.

Donde V_R es el volumen neto del reactor y V_S es el volumen de sustrato alimentado por día. En general, si la degradación ocurre en un proceso por lotes, durante los primeros 20 a 30 días se degrada la mayor cantidad de materia orgánica. A partir de ahí, la degradación decae asintóticamente hasta un valor máximo para cada tipo de sustrato. Por esta razón, en general los reactores se diseñan para tiempos de residencia mayores a 30 días.

9.3. TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN

MANEJO DEL SUSTRATO [21]

El proceso de producción de biogás comienza con la llegada del sustrato. Este puede venir en distintos estados que deberán ser adaptados a las necesidades de la planta. Además, dependiendo de las características del biodigestor, será necesario contar con estanques de premezclado y almacenamiento del sustrato.

Los sustratos sólidos o fibrosos, como cultivos energéticos o residuos vegetales, pueden ser almacenados en forma de silo – retirando las cantidades necesarias a medida que vayan siendo requeridas -. Además, para otros sustratos de este tipo que su frecuencia de llegada sea menos estacional se podrá utilizar patios de acopio con capacidad para unos días de operación. Es importante, en ambos casos, preocuparse de la accesibilidad para la carga y descarga del sustrato. En el caso de los sustratos con un alto contenido de agua – lodos, orujos, sueros, etc. – es posible recibir y almacenar en fosos abiertos o cerrados.

La alimentación al biodigestor de los sustratos con un alto contenido de agua se puede realizar mediante bombas y mangueras. Para mezclas con bajo contenido de sólidos se pueden utilizar bombas centrífugas; en el caso de mezclas con mayor contenido de sólidos se pueden utilizar bombas peristálticas. Si lo anterior no es suficiente, será necesario un mecanismo como bombas de cavidad progresiva (tornillo excéntrico) o las de pistón giratorio. Por último, para alimentar la planta con materiales sólidos y fibrosos – orujos, granos, silo, etc. - se puede utilizar sistemas de tornillo sin fin. Además en estos casos, puede ser necesario tener un sistema de picado del sustrato incorporado.

PRODUCCIÓN DEL BIOGÁS [21]

El reactor es la unidad principal para la producción de biogás, en éste ocurre el proceso de digestión anaeróbica. Dependiendo de las características del sustrato

utilizado, existen distintas tecnologías relevantes. Las dos principales tecnologías son los reactores de mezcla completa y los reactores de flujo pistón. A continuación se presenta una breve explicación de cada uno [guía planificación biogás]:

- 1. Reactor de mezcla completa (sin recirculación):** el afluente de este tipo de reactores tiene un alto contenido de agua – entre 85-95% -, la cual no se reutiliza en el proceso. Mediante un sistema de agitación, mecánico o neumático, se mantienen las concentraciones de microorganismos y sustrato uniformes en el reactor y se pone en contacto el afluente con los microorganismos. En comparación con otros reactores, requiere un mayor tiempo de reacción.
- 2. Reactor de mezcla completa (con recirculación):** también llamado reactor anaeróbico de contacto, disminuye el tiempo de retención hidráulica a través de la recirculación de agua. Los microorganismos reingresan al reactor – mediante el decantado del sistema de recirculación - acelerando los tiempos de reacción. Estos reactores, al igual que los anteriores sin recirculación, tienen capacidad para volúmenes más allá de los 3.000 m^3 - aunque no es recomendable mucho más grande -, y velocidades de carga entre 1 – 3 kg/SV por m^3 del reactor.
- 3. Reactores de flujo pistón:** El sustrato que se utiliza en estos sistemas tiene mayores contenidos sólidos que el de los reactores de mezcla completa, es recomendado para sustratos con un %MS mayor al 10%. Los reactores son estanques horizontales de secciones circulares - o cuadradas –, a los cuales se introduce el sustrato empujándolo y generando un flujo longitudinal. Además, se mezcla el sustrato en planos paralelos perpendiculares a la dirección de flujo. Este tipo de reactores tienen un proceso estable, donde cada etapa se observa en un tramo longitudinal del estanque. Estos reactores tienen una capacidad máxima entre 800 – 1000 m^3 y velocidades de carga superior a 5 kg/SV por m^3 del reactor.
- 4. Sistemas híbridos:** Son los sistemas que combinan reactores de mezcla completa con reactores de flujo pistón.

Cada sistema posee sus ventajas y desventajas: los reactores de mezcla completa requieren montos de inversión menores y se pueden mantener sin interrumpir el proceso, pero no son adecuados para sustratos con altos contenidos sólidos o fibrosos. Los reactores de flujo pistón, debido a su forma horizontal y compacta, tienen un uso más eficiente de los sistemas de calefacción. Además, a diferencia de los sistemas de mezcla completa, no se forman costras ni flujos de corto circuito². Una característica importante de los reactores de flujo pistón es que las etapas del proceso de digestión anaeróbica están separadas a lo largo del reactor, esto permite que el proceso sea más eficiente y obtener tasas de retención hidráulicas menores que en un reactor de mezcla completa.

² Entrada y salida de material en corto tiempo sin haber pasado por el proceso de digestión anaeróbica.

MECANISMOS DE ASISTENCIA A LA PRODUCCIÓN

Para el óptimo desarrollo del proceso de digestión anaeróbica en los reactores, independiente del tipo de reactor, generalmente se utilizan sistemas de calefacción y agitación del sustrato. Para la calefacción, además de la aislación térmica necesaria, se utilizan habitualmente radiadores de serpentines en las paredes del reactor. En virtud de ahorrar costos, es normal que la energía utilizada para calentar el agua que circula en los serpentines provenga del motor de co-generación, aunque existen otras alternativas. Los sistemas de agitación cumplen varias tareas como: garantizar el contacto de los microorganismos con el sustrato, mantener la temperatura del sustrato homogénea, evitar la formación de costras. Su funcionamiento es eléctrico. Algunas de las tecnologías de agitación son:

- Agitador de hélice sumergible: alta velocidad de mezcla y buena mezcla para sustratos líquidos. Operación discontinua con tendencia a formarse capas duras en intervalos de no operación. Poseen un alto consumo energético.
- Agitadores axiales de rotación lenta: operación continua, generalmente utilizados para sustratos con contenido de sólidos medio - más de 10%-.
- Agitadores excéntricos: operación continua o semi-continua. Utilización en sustratos con contenido de sólidos medio.
- Agitadores verticales y horizontales de paleta: agitador lento de operación continua. Se utilizan en reactores de flujo pistón con contenido de sólidos medios.

La utilización de energía eléctrica por parte de los mecanismo de agitación y bombeo de sustrato oscila entre un 5 – 10% [27] de la energía total generada. Asimismo, para la calefacción de los Biodigestores se utiliza entre 20 – 40 % [21] de la energía térmica disponible por la co generación, dependiendo principalmente de las condiciones climáticas de la zona – mientras más frio más energía será necesaria -.

PURIFICACIÓN O ACONDICIONAMIENTO DEL BIOGÁS

La digestión anaeróbica resulta en biogás que contiene principalmente metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2). Éste además contiene trazas de distintos gases y otras impurezas. Las impurezas del biogás disminuyen su calidad (poder calorífico) y pueden tener contaminantes en niveles que no permitan su combustión; debido a la localización de este proyecto y la mayor regulación de la región metropolitana, resulta

en un factor relevante. Para solucionar algunos de estos problemas o simplemente para poder acondicionar el biogás existen distintos mecanismos como el lavado, adsorción y secado del producto.

Dependiendo de las necesidades del proyecto habrá distintos procesos necesarios, esto se puede observar en la Ilustración 9 de “Alternativas de utilización del biogás y sus requerimientos de purificación”.

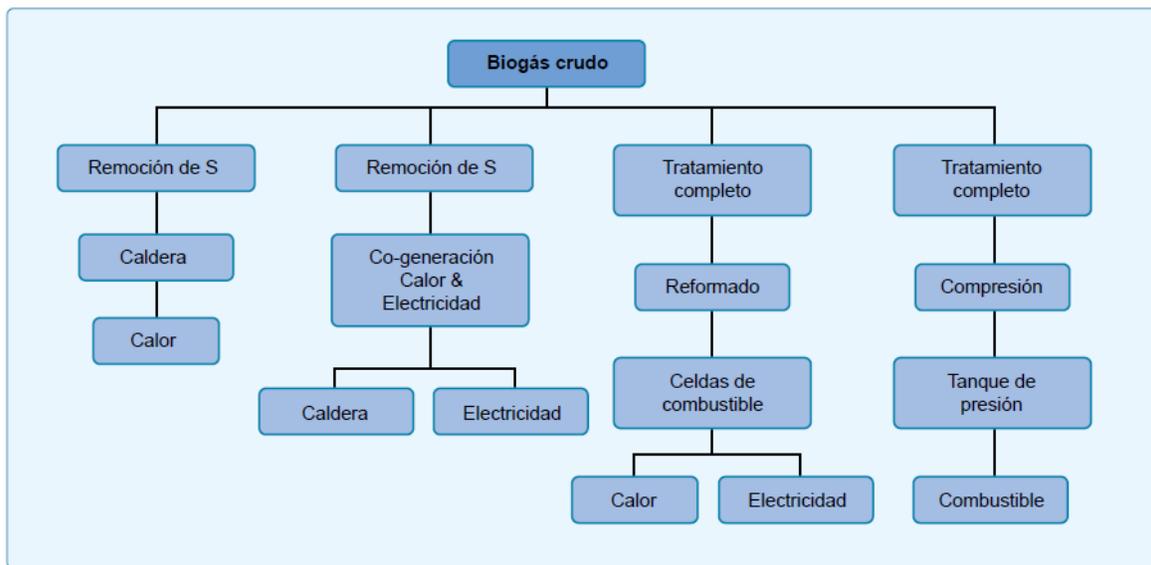


Ilustración 9: Alternativas de utilización del biogás y sus requerimientos de purificación. Fuente: Manual Biogás [27]

Los distintos procesos relevantes en la purificación y acondicionamiento del biogás son [27]:

- **REMOCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)**

Este proceso no será siempre necesario, dependerá de las características del motor y si éste requiere de combustibles de mayor densidad que el biogás entregado. De lo contrario el dióxido de carbono simplemente pasará por la unidad generadora. Algunos de los mecanismos más utilizados son:

- Absorción: se pasa el biogás comprimido – 10 a 12 bar - a través de una columna de agua de 5 a 25°C – se pueden utilizar otros solventes - obteniendo un biogás con >95% de metano.
- Adsorción: bajo ciertas presiones los gases tienden a ser atraídos hacia superficies sólidas (adsorbidos). Mientras mayor sea la presión, una mayor cantidad de gas será adsorbido. Se utilizan como materiales adsorbentes el carbón activado, zeolitas, tamices moleculares de zeolitas, etc.

- Otros mecanismos: Tecnología de diafragma; Mineralización y biomineralización; Purificación criogénica del biogás.

- REMOCIÓN DE AGUA

Es habitual que el biogás resultante del proceso productivo, se sature con vapor de agua. Para evitar que el producto se condense en las tuberías de transporte, se debe asegurar una humedad relativa menor al 60%. Además, este condensado sumado a otras impurezas del biogás puede corroer las tuberías. Algunos de los mecanismos utilizados son: secado por comprensión y/o enfriamiento del gas, adsorción en carbón activado - o sílica gel - o absorción, principalmente en soluciones de glicol y sales higroscópicas.

- REMOCIÓN DE SULFURO DE HIDRÓGENO (H_2S)

Este proceso tiene como objetivo principal evitar la formación de ácido sulfúrico (H_2SO_4) que es altamente corrosivo. El ácido sulfúrico se forma al combinarse el vapor de agua con el sulfuro de hidrógeno. Para remover el H_2S se puede utilizar: filtros de carbón activado, dosificar oxígeno – proceso económico pero peligroso – y dosificar óxido de hierro. Otros mecanismos alternativos son la desulfuración biológica – con microorganismos – y el enlace químico con zinc que consiste en pasar el biogás por cartuchos de óxido de zinc.

- REMOCIÓN DE OXIGENO

Es poco común que exista un alto contenido de oxígeno en el biogás. Para removerlo se pueden utilizar mecanismos de desulfuración, aunque también sirven procesos de adsorción o la tecnología de diafragma.

- REMOCIÓN DE AMONIO

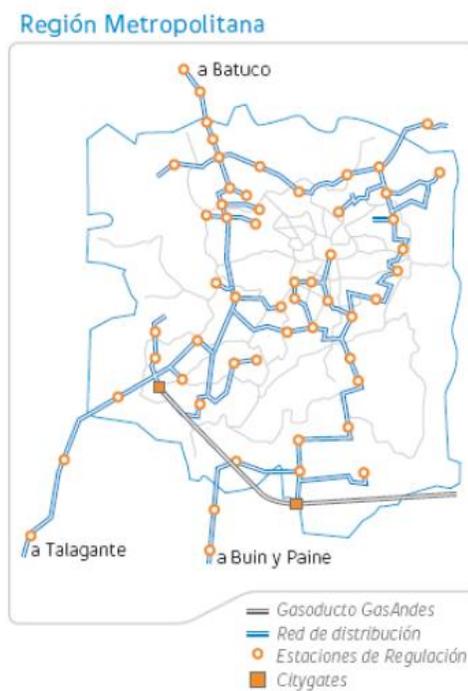
Cuando el sustrato utilizado para la producción de biogás son purines, guano, residuos del procesamiento de pescados o de la industria alimentaria, es posible que se produzca amoníaco en grandes cantidades. La formación de amoníaco se puede evitar a través de un estricto control en el proceso de digestión, asegurando que el valor del pH no vaya más alto del margen óptimo para la producción. Si lo anterior no es posible, será necesario pasar el biogás a través de una solución ligeramente ácida, donde permanecerá el amoníaco en forma de amonio.

9.4. UTILIZACIÓN DE LOS PRODUCTOS Y SUBPRODUCTOS

9.4.1. COMERCIALIZACIÓN BIOGÁS

Finalizada la producción del biogás se puede depurar éste para su posterior venta en el mercado local. Para esto se debe cerciorar que el producto esté conforme a las características estipuladas en la norma chilena del gas natural. La purificación que requiere el biogás para este caso es la más estricta, con equipos que pueden costar hasta 1 MM USD.

Una de las alternativas para la comercialización del producto sería: inyectar a la red de distribución de la empresa Metrogás. Se debe considerar que Metrogás se abastece de gas natural a través de su terminal en Quintero, por lo cual el precio de venta del éste, sólo será interesante a un precio menor al cual la empresa se abastece – según el estudio de mercado realizado, este precio rondaría los 15 USD / MMBtu -. Para inyectar el gas a las redes de Metrogás, será necesario llevarlo hasta la matriz más cercana. Esto sería en Avenida Américo Vespucio 2341 – Cecinas San Jorge -. Lo anterior significaría transportar el combustible un tramo de aproximadamente cuatro kilómetros, desde la planta de Reciclajes Industriales, a través de un gasoducto – o a través de camiones cisterna -.



**Ilustración 10: Mapa red de distribución GN.
Fuente: Metrogás**

El costo de la instalación del gasoducto dependerá de: distancia recorrida, ancho del gasoducto, eventualidades en el camino. Al igual que para la transmisión eléctrica, se debe pagar servidumbres por el paso en ciertos terrenos. El Banco Mundial da una *rule of thumb* que indica el costo estimado de un gasoducto asociado a dos variables - distancia y diámetro del gasoducto -. De acuerdo con esta regla el precio oscila entre 15 – 30 USD / pulgada (diámetro gasoducto) · metro (longitud gasoducto). El diámetro requerido por el gasoducto dependerá directamente de la capacidad de producción del gas, según [22] se puede utilizar la siguiente fórmula para calcular el diámetro necesario para un gasoducto:

$$d = \sqrt{\left(\frac{4\phi}{\pi \cdot v}\right)} \cdot 39,37 \text{ pulgadas}$$

Donde:

d = diámetro en pulgadas

v = velocidad máxima en m/hora del gas en el gasoducto

φ = flujo máximo en m³/hora a la presión del gasoducto

Existen otras alternativas que involucran a la comunidad cercana de Pudahuel tanto industrial, Aeropuerto o residencial a través de una comercialización directa con éstos. Para esto, al igual que en la alternativa anterior será necesario construir un gasoducto que permita transportar el gas natural. Alternativamente se podría transportar el combustible en camiones, lo que si bien requiere menos infraestructura aumenta considerablemente los costos.

Para ambos modelos de transporte del producto – gasoducto o camiones cisterna -, se deberá cumplir las normativas correspondientes. Según la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) existe un reglamento para el transporte y distribución de gas de red – Decreto Supremo N° 280 / 2009 -, el cual contiene los requisitos mínimos que deben cumplir las redes de gas con el fin de resguardar a las persona y los bienes. Asimismo, la Resolución Exenta N° 203 / 2011, establece los requisitos de seguridad en la operación del transporte de GNL, en camiones cisternas.

ENERGÍA EN PROCESO DE COMPOSTAJE

Otra oportunidad es la de la utilización del gas natural en el actual proceso de compostaje en pilas. Gran parte de los costos de Reciclajes Industriales están explicados por el uso de combustibles. A continuación se analizan las oportunidades de ahorro que existen en algunas de las fuentes mediante el cambio a GNC o energía eléctrica proveniente de la planta de biogás.

- **Grúa horquilla:** Los montacargas podrían operar con motor eléctrico. Estos serían cargados con la energía generada por las unidades generadoras. Además existen motores de combustión interna que utilizan gas natural comprimido o gas natural vehicular (GNC o GNV). Existen dos alternativas para cargar los vehículos con GNC: llenado rápido o llenado lento. Las estaciones de llenado rápido – más costosas - permiten llenar los tanques de GNC en un par de minutos, a diferencia de las de llenado lento que pueden tardar más de ocho horas. La utilización de un motor eléctrico o combustión interna con GNC implicaría una reducción en los

costos de la empresa, y además significaría una reducción en las emisiones – capitalizable en bonos de carbono -.

- **Mini cargadores:** Al igual que la grúa horquilla, al tratarse maquinaria más pequeña, existe la posibilidad de convertir el motor a GNC.
- **Máquina compostadora:** Igualmente se podría transformar el motor de la máquina compostadora a GNC, pero como es un motor grande podría haber complicaciones. Además sería recomendable tener un motor híbrido en caso de emergencias. Poco factible.
- **Máquina chipeadora:** Se podría transformar el motor de la máquina chipeadora a GNC, pero como es un motor grande podría haber complicaciones. Además sería recomendable tener un motor híbrido en caso de emergencia. Poco factible.
- **Pala excavadora:** Se podría transformar el motor de la máquina pala excavadora a GNC, pero como es un motor grande podría haber complicaciones. Además sería recomendable tener un motor híbrido en caso de emergencia. Poco factible.
- **Camioneta:** La transformación de vehículos livianos a GNC es un proceso de fácil implementación y de bajo costo.
- **Cargador frontal:** Existen cargadores LHD con motor eléctrico - usados en la minería -, aunque por su tamaño y radio de giro no se adaptan a las necesidades del proceso productivo de Reciclajes Industriales. Además, no existen cargadores frontales de combustión interna que utilicen GNC. Poco factible.

9.4.2. ENERGÍA ELÉCTRICA

Para producir energía eléctrica con el biogás es necesario contar con un motor generador – el cual puede tener co generación de calor -. Como se mencionó anteriormente para la purificación del biogás, para utilizar el biogás en un motor de generación es necesario remover el agua y los sulfuros.

La venta de energía eléctrica requiere: conectarse directamente con un cliente o bien, conectarse al SIC a través de la barra más cercana. Al conectarse a SIC existen dos opciones para concretar la venta de la energía: precio estabilizado – Precio Nudo de la subestación correspondiente, fijado dos veces al año – o al costo marginal del sistema interconectado. Además, es posible vender la potencia al Precio Nudo de potencia de la subestación correspondiente.

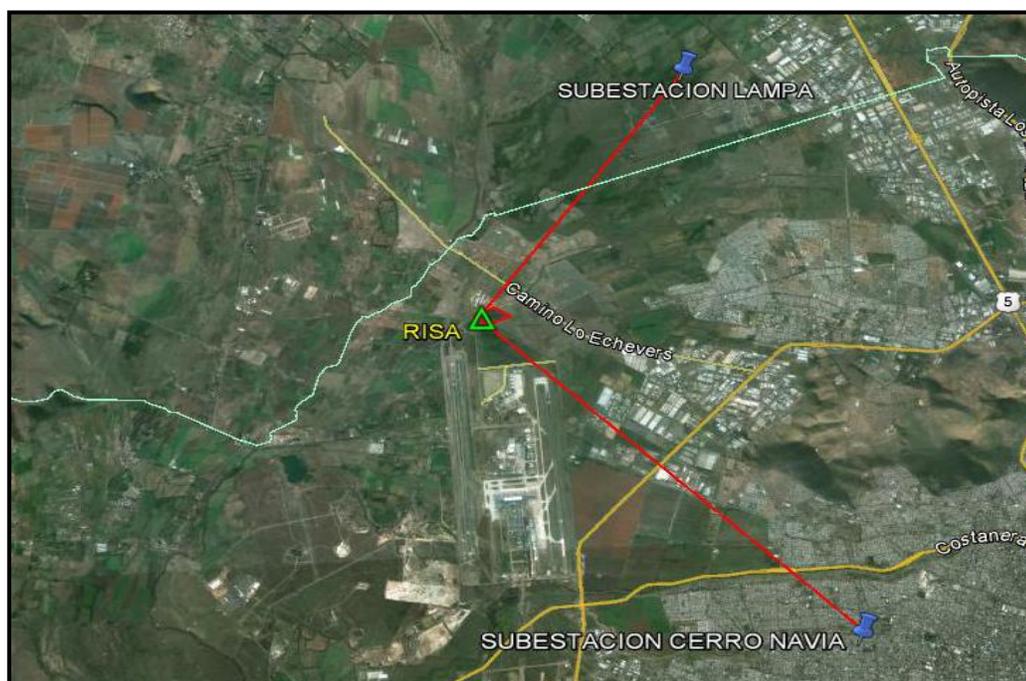


Ilustración 11: Subestaciones cercanas a Reciclajes Industriales S.A.

Las subestaciones eléctricas más cercanas son Cerro Navia y Lampa ubicadas a 9 km y 6,4 km respectivamente – en línea recta – donde habría que conectarse directamente en el peor de los casos. Esto complicaría bastante el proyecto ya que significaría, además de la inversión en instalación, el pago de servidumbre por el paso de las torres de transmisión. La opción más económica sería conectarse directamente al sistema interconectado a través de las líneas de mediana tensión ubicadas en Camino Lo Boza - afuera del predio de Reciclajes Industriales -. Para esto será necesario elevar la tensión, mediante un transformador, al voltaje de las líneas de distribución cercanas que son de 23 kV. Adicionalmente, es necesario tomar todas las precauciones y medidas de seguridad establecidas por la SEC.

Como la generación eléctrica con biogás es considerada Medio de Generación No Convencional – MGNC – y como además, en este caso sería un Pequeño Medio de Generación Distribuido, el proyecto estaría exento de peajes de transmisión troncal. No así de los costos de subtransmisión y distribución, revisar Anexo E. De todas formas, la subestación eléctrica que conecta con las redes de transmisión troncal, como se puede observar en la ilustración 11 Subestaciones Cercanas a Reciclajes Industriales S.A. está a menos de siete kilómetros.

9.4.3. ENERGÍA TÉRMICA

La energía térmica debe ser comercializada a clientes cercanos como; industrias cercanas que requieran calefacción (estacional) o energía térmica para sus procesos;

aeropuerto para calefacción (estacional) y agua caliente; residentes cercanos para calefacción (estacional), etc. También se puede ofrecer servicios in situ con la energía térmica generada como la calefacción de invernaderos, secado de frutas, madera o apoyo a labores de compostaje.

Para la venta de calefacción, primero se requiere que el proyecto tenga un motor de co-generación. Mediante éste, se calentará agua – o algún otro líquido – que circulará dentro de un circuito cerrado. Asimismo el cliente que requiere calefacción también tendrá un circuito cerrado donde circulará generalmente agua, y a través de un intercambiador de calor entre los dos circuitos cerrados se efectuará la transferencia de energía.

Según el Dr. Felipe Kaiser, de la empresa Kaiser Energía³, la empresa TOMAVAL estaría interesada en instalar invernaderos de tomates que utilicen la energía térmica disponible de una planta de biogás. Esta no sería la primera incursión de la empresa, ya que existe un proyecto en marcha al norte de Los Ángeles, Región del Bio Bio, donde Kaiser Energía colaboró. Para llevar esto a cabo será necesaria una negociación con la empresa de las condiciones y tarifas que se utilizarán.

9.4.4. BONOS DE CARBONO

Es posible capitalizar la reducción de emisiones por la producción de energía limpia. Actualmente esto se realiza a través de la venta de bonos de carbono. Para calcular el valor de los bonos de carbono que se pueden comercializar por la operación de una planta de biogás, primero, será necesario calcular la reducción de emisiones en toneladas de CO_2 equivalentes – las cuales tienen un valor en el mercado de bonos de carbono -. El saldo de las emisiones está definido por las emisiones de CO_2 equivalentes por la combustión del biogás y la reducción de CO_2 equivalente por evitar la emisión de CH_4 a la atmosfera.

El concepto de CO_2 equivalente, definido en el Protocolo de Kyoto, existe para homologar el efecto que tiene la cantidad que un gas de efecto invernadero (GEI) con el del dióxido de carbono. Por ejemplo, una tonelada de metano tiene un efecto equivalente a veintiún toneladas de dióxido de carbono.

Combustión del biogás

La combustión de biogás compuesto sólo por CH_4 y CO_2 resulta en emisiones equivalentes de CO_2 descrita en la siguiente ecuación:

³ Empresa que ha desarrollado diversos proyectos de biogás en Chile

$$\begin{aligned} \text{kg CO}_2 = & (\% \text{ CH}_4) \cdot (\text{Densidad CH}_4) \cdot (\text{kg CO}_2 \text{ por Combustión de 1 kg CH}_4) \\ & + (\% \text{ CO}_2) \cdot (\text{Densidad CO}_2) \end{aligned}$$

Sabiendo que la *densidad del CH₄* = 0,65 kg/m³ y la *densidad CO₂* = 1,8 kg/m³ y que por cada kg CH₄ en combustión se producen 2,75 kg de CO₂. Además, utilizando biogás con 60% CH₄ y 40% de CO₂, se obtiene que las emisiones por la combustión del biogás son **1,6125 kg por m³ de biogás**.

Reducción emisión de CH₄

Por otra parte, al efectuar la combustión del biogás se desplazan las emisiones de *CH₄ por emisiones de CO₂*. Según lo establecido en el protocolo de Kyoto, el GWP (Potencial de Calentamiento Global) del metano es veintiún veces mayor que el del dióxido de carbono, lo anterior significa que el ahorro de emisiones cuantificadas en una tonelada de metano, son equivalentes a veintiún toneladas de dióxido de carbono. Luego, la equivalencia estaría descrita por la siguiente ecuación:

$$\text{CO}_2 \text{equivalente} = 21 \cdot \text{Densidad CH}_4 \cdot \text{m}^3 \text{ CH}_4$$

Luego como la densidad del CH₄ = 0,65 kg/m³ y el biogás contiene 60% de CH₄, por cada metro cúbico de biogás que haga combustión se evitaría la emisión de 0,39 kg de CH₄ que según el Protocolo de Kyoto serían equivalentes a **8,19 kg de CO₂**.

Como resultado se tiene que por cada m³ de biogás que se utilice para la combustión y producción de energía - eléctrica y/o térmica – significará una reducción de emisiones equivalente a **6,58 kg CO₂**, equivalente al saldo entre el CO₂ equivalente emitido y la reducción por la sustitución de las emisiones de metano.

9.4.5. BIOFERTILIZANTES

La comercialización ya está actualmente cubierta por la empresa Reciclajes Industriales y su marca ARMONY® por lo que no requiere mayor discusión. Si bien no es seguro, es posible que el producto mejore en calidad. Esto dependerá principalmente de las condiciones particulares del proceso. Además, debido a la existencia de nuevos procesos como la purificación del biogás, se pueden obtener otro tipo de fertilizantes de mayor valor agregado.

9.4.6. CONCLUSIÓN DE LA UTILIZACIÓN DE PRODUCTOS Y SUBPRODUCTOS

Con respecto al destino del biogás, las opciones más interesantes son la comercialización de energía eléctrica y térmica. La cercanía a la red de transmisión eléctrica y la exención de pago de peajes de transmisión troncal valida esta opción; aunque existe desconocimiento en relación al costo variable que se debe pagar a Chilectra, por uso de sus líneas de distribución y subtransmisión para llegar a las redes troncales. Por otra parte, llevar a cabo un proyecto con comercialización de energía térmica sería muy interesante; la inversión necesaria para su aplicación es mínima y se obtiene una fuente paralela de ingresos aumentando la rentabilidad del proyecto. Por otra parte, la comercialización del biogás depurado – equivalente gas natural – es poco factible, ya que se requiere de la instalación de un gasoducto de más de cuatro kilómetros, junto con el pago de servidumbres por el paso de éste. Además, para la comercialización del biogás como equivalente al gas natural se debe realizar una inversión cercana a los 1 MM USD para la purificación y acondicionamiento del gas.

Por último, como beneficio adicional del proyecto es posible comercializar bonos de carbono, y además, mantener – e incluso acelerar – la actual producción de biofertilizante de Reciclajes Industriales. Esto último significa que se podría aumentar la capacidad de recepción de residuos de la empresa, que si bien hoy por hoy no está saturada, en un futuro podría estarlo.

10. SUMINISTROS

Actualmente Reciclajes Industriales tiene más de trescientos clientes proveedores de sustrato, sumando aproximadamente setenta mil toneladas anuales de residuos. La estacionalidad se relaciona con los niveles de producción de las industrias que en general para la mayoría de clientes son más menos estables – las industrias suelen intentar normalizar su producción -. Algunos residuos con clara estacionalidad son los provenientes de la producción de helados en verano y posiblemente los provenientes de la industria relacionada con frutas y verduras en su época de recolección. Aunque, por lo general estos desbalances en alguno sustrato se compensan con aumentos y descensos en la provisión de otros.

Un socio importante de la empresa es ECORILES. Estos se encargan del tratamiento de Riles (Residuos Industriales Líquidos) de diversas plantas ubicadas en la Región Metropolitana y cercanías. ECORILES mantiene contratos de provisión con Reciclajes para la disposición principalmente de lodos. Aunque, según Cristóbal Ugarte – Gerente de Reciclajes Industriales – los contratos generalmente son anuales, y si

existe una posibilidad más económica de disposición, los clientes rápidamente se cambiarán.

Con respecto a la búsqueda de nuevos clientes, ampliando así la disposición de sustrato, la empresa se debe hacer las siguientes preguntas: volumen de residuo producidos, tipo y caracterización del residuo, frecuencia con que se desprende del residuo (estacionalidad), actual uso del residuo y si existen actualmente políticas y/o gestión de sus residuos.

10.1. DEFINICIÓN DE SUSTRATO

Se considerará inicialmente como sustrato para la producción de biogás toda materia orgánica no proveniente de residuos humanos, como residuos orgánicos, cultivos energéticos, subproductos agroindustriales, entre otros. Dentro de esta clasificación están los residuos agroindustriales, que son un subproducto de la producción en la agroindustria- los cuales varían diversamente en su composición y valor alternativo-. Los residuos agroindustriales son residuos orgánicos no peligrosos, pero esto no significa que no exista una obligación sobre su disposición y tratamiento. A diferencia de los subproductos agroindustriales, los residuos agroindustriales no tienen un valor en el mercado. Esto significa que los productores deben hacerse cargo de su disposición final. Por último, es importante distinguir entre sustratos húmedos y secos, donde los húmedos tienen un porcentaje de masa sólida (%MS) menor o igual al 40% y los sólidos mayor al 40%.

Para los proyectos de producción de biogás históricamente se ha clasificado los residuos en secos y húmedos, dependiendo de su contenido de líquidos – agua -, donde generalmente los primeros son utilizados para combustión y los segundos para digestión anaeróbica. Debido al surgimiento de nuevas tecnologías para fermentar en seco, estas clasificaciones han perdido validez. Una clasificación más interesante toma en consideración las características bioquímicas de cada sustrato como el porcentaje de lignina, carbohidratos, proteínas, grasas, porcentaje de masa sólida, sólidos volátiles y la relación C:N, que da a entender de manera concreta el potencial máximo teórico para la producción de biogás del sustrato disponible.

10.2. MAPA PROVEEDORES SUSTRATO

La agroindustria y generadores de sustrato relevante para la producción de biogás en la Región Metropolitana están ubicados principalmente [5]: al sur de Santiago, siguiendo el eje de transporte definido por la Ruta 5 Sur; y al sur poniente de Santiago, en torno a la Ruta 78 a Melipilla y San Antonio. Ambas poseen gran facilidad de desplazamiento hacia los puertos de embarque y principales centros de

comercialización. El tercer sector se encuentra localizado al sur oriente de Santiago, en el eje de Vicuña Mackenna hacia Puente Alto y Pirque.

- **Ruta 5 Sur:** Presentan una marcada concentración lineal en torno carretera. En este orden predominan, desde San Bernardo hasta la localidad de Hospital, las agroindustrias de matanza de ganado y preparación de carne, con una transición de agroindustrias de fabricación de productos lácteos y, finalmente, desde Calera de Tango hasta la localidad de Hospital, una abundancia de agroindustrias de envasado y conservación de frutas y legumbres.
- **Ruta 78:** Entre Padre Hurtado y Talgante concentra agroindustrias de envasado y conservación de frutas y legumbres, matanza de ganado, bebidas espirituosas, fabricación de aceites y grasas y alimentos para animales. Además, existen algunas instalaciones dedicadas a la fabricación de bebidas malteadas en el sector de Isla de Maipo.
- **Puente Alto y Pirque:** Se encuentran principalmente agroindustrias dedicadas a la producción de vinos, matanza de ganado y conserveras de fruta.

Los clientes de Reciclajes Industriales coinciden en su mayoría con la distribución descrita anteriormente, aunque se reciben residuos provenientes de la zona norponiente de Santiago como Quilicura y Pudahuel – para más detalle se puede revisar Anexo I que muestra un mapa de distribución-. El transporte y la distancia son un costo importante al momento de la disposición, pero las plantas de compostaje como Reciclajes Industriales tienen un costo de disposición considerablemente menor que el de las otras alternativas – Tabla N°3: Precios disposición -. Esto facilita que la empresa pueda recibir sustrato de clientes localizados a más de 50 kilómetros de distancia. Lo anterior no funcionaría de igual manera si se requiere comprar cultivos energéticos, donde Reciclajes Industriales debería pagar el costo de transporte.

Cabe destacar la dificultad de cuantificar los residuos en los pequeños y medianos generadores. En particular Chile no está muy avanzado en temas de residuos y las empresas suelen subestimar o simplemente desconocer los volúmenes que manejan. Según Aida Garbarini, Gerente Técnico de Reciclajes Industriales, la empresa se enfrenta constantemente con este problema al buscar nuevos clientes.

Por último, también existe la opción menos analizada de ampliar los criterios de búsqueda de sustratos, más allá de los residuos. Lo anterior refiere a los **subproductos agroindustriales**, los cuales generalmente se utilizan con el objetivo de elaborar alimentos para animales, que son más económicos que comprar cultivos energéticos como el maíz. Ejemplos de subproductos agroindustriales son: harinillas de arroz,

harina de pescado, melaza, orujos cerveceros, borras, pomasa, coronta picada, chala, etc.

La utilización tanto de subproductos agroindustriales como de cultivos energéticos trae consigo ciertas ventajas, ya que su relación C:N suele ser mayor que de los residuos que actualmente se utilizan – lo que podría ayudar a mejorar y aumentar la producción de biogás -. Además, por lo general la ubicación de estos subproductos coincide con las descritas anteriormente y la disponibilidad está sujeta al precio que se pueda pagar. La desventaja de los subproductos – igual que de los cultivos energéticos -, a diferencia de los sustratos que actualmente recibe la empresa, es que hay que comprarlos. Y no sólo esto, además hay que pagar el transporte hasta donde se realizará la digestión anaeróbica. Luego, para el análisis económico será relevante definir el precio de estos sustratos “puestos en planta”.

10.3. CARACTERIZACIÓN DE LOS SUSTRATOS ACTUALES

Es claro que no todos los sustratos que recibe Reciclajes Industriales tienen las mismas características. Dependiendo del estado del sustrato, éste se transporta en camiones tolva – sólido – o camiones aljibe – líquido -. Lo primero que llama la atención de los residuos es la cantidad de agua que contienen, **en promedio la masa sólida del sustrato recibida es de 31,62%**. Dependiendo del tipo de fermentación que se quiera realizar – seca o húmeda -, utilizando todo el sustrato para la producción de biogás, existirá la necesidad de agregar – o quitar - agua para optimizar el proceso.

Algunos residuos como las maderas, chip, aserrín, papeles y ramas, no tienen mucho potencial para la producción de biogás, y tampoco pueden ser utilizados para controlar la relación C:N (carbono y nitrógeno) por su alto contenido de ligninas. Lo anterior no es un problema para la digestión aeróbica – pilas de compostaje - que se realiza actualmente en la empresa. **Para los residuos que recibe la empresa, la proporción C:N es de 29,88: 1** – incluyendo los sustratos lignificados -. Lo cual no es extraño ya que para el compostaje en pilas que realiza actualmente la empresa, también se debe mantener la relación 30:1 del carbono y nitrógeno. Si no se consideran los sustratos lignificados – maderas y derivados -, la relación C:N del sustrato se reduciría a un valor cercano a 15:1. Para remediar este problema existen tres opciones:

- Primero, descartar sustratos de mayor contenido de nitrógeno hasta llegar a una relación cercana a la óptima. Esto significaría utilizar aproximadamente entre un 65% y 35% - del peso en toneladas – del total de los residuos no lignificados. Lo lógico sería también utilizar los residuos con mayor potencial energético. El problema de esto es que deja un desbalance en los residuos restantes, comprometiendo posiblemente la producción del biofertilizante a través del compostaje en pilas.

- Segundo, abastecerse de sustratos con mayor contenido de carbono – no lignificados -. Para esto se podría buscar residuos orgánicos que actualmente no se estén recibiendo, que tengan una relación C:N mayor o igual a 30:1. También existe la alternativa de comprar subproductos agroindustriales o cultivos energéticos como maíz.
- Tercero, una combinación de la primera y segunda alternativa. Esto permitiría aprovechar residuos que si bien tienen un alto potencial energético, su relación C:N es muy baja.

Se consideran como residuos lignificados las ramas, papeles, chips, madera y aserrín – Madera y derivados en Tabla 4 de Composición de residuos recibidos anual -. Si bien sobre el total recibido sólo representan aproximadamente un 18%, su %MS es superior a la de los otros residuos. Lo anterior resulta en que un 40% de los residuos (en masa sólida) sean lignificados. Los residuos lignificados no sirven para la digestión anaeróbica, ya que los microorganismos no pueden utilizar la mayoría del carbono de estos sustratos que están en la lignina – o lo realizarán en un tiempo excesivo -. Luego, la proporción C:N disponible es en realidad mucho menor de lo aparente. En la digestión aeróbica, como se realiza en el compostaje en pilas de Reciclajes Industriales, esto no es problema ya que las bacterias aeróbicas son capaces de descomponer la lignina y utilizar las moléculas de carbono.

Tipo Residuo	% Total	Tipo Residuo	% Total
Lodo animal seco	23,24%	Lodo levaduras	2,07%
Madera y derivados	18,05%	Lodo cecinas	1,95%
Lodo grasos	13,43%	Semillas	1,68%
Lodo lácteo seco	11,03%	Otros orgánicos	1,28%
Lodo cámaras	10,44%	Residuos viña	0,97%
Lodo animal líquido	5,52%	Sueros	0,84%
Lodo lácteo	3,43%	Cereales, almidón	0,59%
Líquido no graso	2,76%	Fruta líquida	0,02%
Verduras	2,69%	-	-

Tabla 4: Composición de residuos recibidos anual. Fuente: elaboración propia

La estacionalidad con respecto a la recepción de residuos es baja y generalmente los aumentos de recepción de un sustrato se compensan con la baja de otros. Si bien hay datos con respecto a las fechas cuando se recibe cada residuo y su cantidad su análisis se va fuera del alcance de este trabajo y sólo se obtuvo datos generales, por ejemplo: Un 80% de la recepción de residuos ocurre los días de semana y sólo un 20% los fines de semana. Para simplificar el análisis se asumirá que la distribución será equivalente entre días de semana – 16% del total de una semana por día - e igualmente para el sábado y domingo – 10% del total de una semana por día -. En ocasiones excepcionales, y por emergencias de los clientes puede que la provisión

de sustrato aumente o disminuya considerablemente. Esto último ha sucedido con Lodos animales - aumento de provisión por problemas con planta de tratamiento – y con lodos de levaduras – cese total de provisión por falla de la planta de producción -. Adicionalmente, como método para controlar la estacionalidad se propone ordenar las fechas de llegada para los residuos lo que permitiría saber qué día llegará cada sustrato. Lo anterior es posible en la medida que los clientes acepten u otorgando los incentivos correspondientes – multas por llegar fuera de la fecha o descuentos por llegar en la fecha -.

Para la producción de biogás es importante que las características del residuo sean homogéneas en el tiempo. El sustrato utilizado por Reciclajes Industriales tiene una distribución bastante homogénea en sus características, ya que recibe básicamente lo mismo – por la normalización de la salida de los residuos por parte de las empresas proveedoras – y en proporciones similares. Sólo existen cambios considerables en la composición general de los sustratos recibidos cuando surgen fallas en el proceso de los proveedores - que corten el suministro o lo aumenten considerablemente para cierto tipo de residuo-. En general estos problemas pueden ser evitados con estanques de pre mezcla, pero es difícil estimar un volumen razonable ante el cual cubrirse.

10.4. POTENCIAL SUSTRATO

Para calcular con precisión el potencial de los residuos utilizados será necesario realizar distintas pruebas de laboratorio que determinen el contenido de carbohidratos, proteínas, lípidos, sólidos volátiles, ligninas, C, H, O, N, fósforo y amonio de cada residuo. Hoy en día existe información con respecto %MS – o porcentaje de sólidos totales (ST) -, la relación C:N y estudios aislados con respecto a la cantidad de sólidos volátiles (SV) de algunos residuos. Lo anterior no es suficiente para llegar a números confiables.

Además, como se propone una co-digestión – mezcla de distintos sustratos -, será interesante ver cómo interactúan distintas proporciones y cuál será la mejor para la producción de biogás. Algunos datos con respecto a los rangos de rendimiento y concentración de metano para distintos tipos de compuesto orgánicos según la empresa consultora Alemana Ecofys[21], que podrían permitir calcular el máximo teórico de producción con mayor información de la composición de los residuos:

- Proteínas digeribles: rendimiento de 0,60 - 0,70 m^3 *biogás/kg SV*; fracción de metano entre 70% y 75 %.
- Grasas digeribles: rendimiento de 1,00 – 1,25 m^3 *biogás/kg SV*; fracción de metano entre 68% y 73%.
- Carbohidratos digeribles: rendimiento de 0,70 – 0,80 m^3 *biogás/kg SV*; fracción de metano entre 50% y 55%.

Sustrato	Rendimiento biogás [m ³ / kg SV]		% CH ₄ en biogás	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
L. Industria Papelera	0,40	0,80	-	-
L. PTA	0,45	0,55	62%	62%
L. Separadores de Grasa	0,70	1,30	68%	68%
Orujo de Uvas	0,65	0,70	62%	65%
Orujos Cerveceros	0,40	0,80	52%	63%
Orujos Jugos y Pulpas	0,42	0,52	52%	52%
Purines Agrícolas	0,22	0,55	55%	60%
R. de Conservas	0,51	0,51	60%	60%
R. de Ferias	0,50	0,60	55%	55%
R. Industria Alimentos	0,32	0,80	60%	60%
R. Industria Lácteos	0,50	0,50	60%	60%
R. Mataderos	0,50	1,00	55%	65%
R. verdes Jardinería y Agrícola	0,27	0,46	70%	70%
RSU	0,40	0,85	50%	60%
Silo Maíz	0,58	0,60	52%	52%
Silo Trigo (completo)	0,49	0,49	52%	52%

Tabla 5: Resumen rendimiento biogás. Fuentes: [2][21][23][24][25].

Existen indicadores de rendimiento para distintos sustratos en la literatura – resumidos en la Tabla 5: resumen rendimientos biogás -. Para entender mejor la tabla es necesario definir las siguientes abreviaciones: M.O. (materia orgánica), M.V. (sólidos volátiles), M.S. (masa sólida), L. (lodos), R. (residuos), RSU (Residuos Sólidos Urbanos). Algunas categorías son demasiado genéricas como para ser utilizadas en una extrapolación del potencial de los residuos. Además, algunos parámetros son disímiles para las distintas fuentes o tienen intervalos muy amplios o simplemente no son comparables porque no están en las mismas unidades. Como regla general los sólidos volátiles y la materia orgánica son menor que los sólidos totales, por lo que para el mismo sustrato el rendimiento debería ser mayor en M.V o M.O. – lo que no se cumple para todos los casos en la información recabada -.

En la Ilustración N°12: Rendimiento sustrato Reciclajes Industriales. Se puede observar el comportamiento de la producción bajo distintos parámetros de rendimiento de biogás y contenido de metano en éste. Para este gráfico se consideró una provisión de 58.000 toneladas de sustrato - 13.000 toneladas de ST – lo que se traduce en considerar todos los residuos menos los derivados de madera. Ya que los rendimientos para la producción de biogás están en unidades de SV, se tomará el supuesto de que en promedio un 80% de los ST serán SV. Por ejemplo, para el caso de un rendimiento de **0,45 m³ biogás/ton M.S.** y un contenido de 60% de metano en el biogás significaría obtener aproximadamente 2,8 MM m³ de metano.

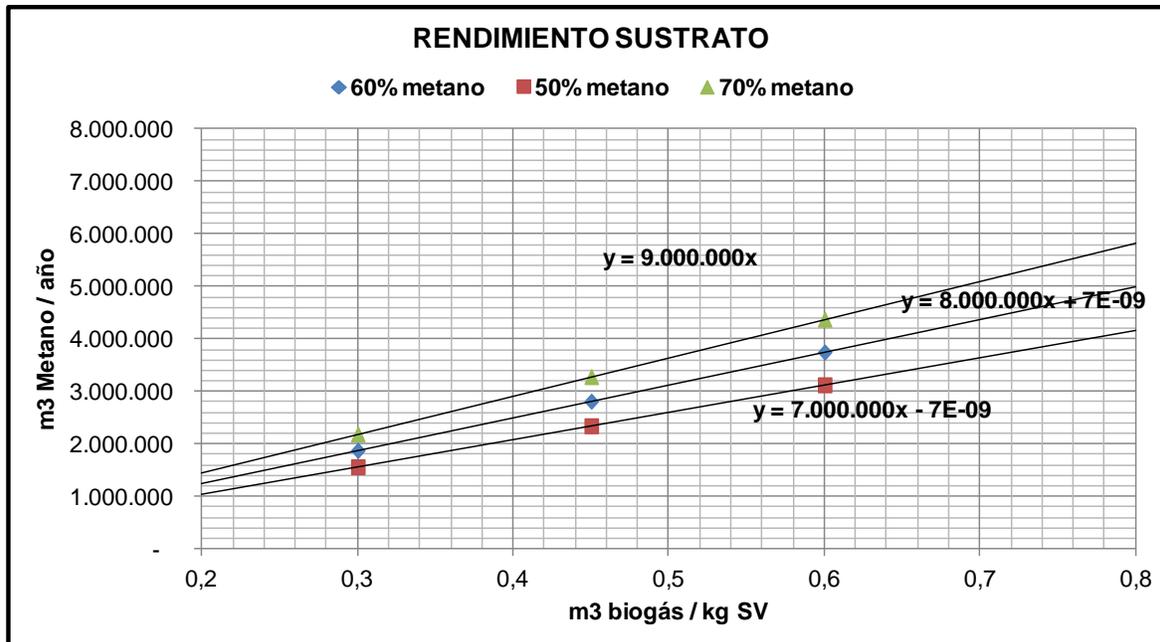


Ilustración 12: Rendimiento sustrato Reciclajes Industriales. Fuente: Elaboración propia.

10.5. ASOCIACIÓN CON PROVEEDORES

Actualmente Reciclajes Industriales tiene contratos a corto plazo – máximo un año – con sus clientes. Estos eligen Reciclajes Industriales como opción de disposición final esencialmente por el precio, que en este caso es el menor del mercado. Como se analizó en estudio de mercado, la competencia relevante son las otras plantas de compostaje, que actualmente o están con problemas con la comunidad cercana o no tienen capacidad para recibir más residuos. Dada las características de los residuos, no existe otra opción.

A partir de lo anterior surgen dos preguntas, la primera ¿Por qué no se cambiarán a otra disposición final en el futuro? Y la segunda ¿Por qué no aprovechan ellos mismos sus residuos para producir biogás?

Con respecto a la primera pregunta, el precio es el que define si un cliente se cambia o no, por lo tanto hay distintos factores relevantes: primero la distancia de la disposición, ya que los costos de transporte son gran parte del precio de la disposición y la entrada de nuevo competidores. Si la empresa es capaz de dar mayor valor a los residuos recibidos – con la producción de biogás – y por lo tanto tiene un margen para disminuir el precio de disposición no tendrá mayores problemas.

En relación a la segunda pregunta, es necesario hacer una distinción entre los clientes con grandes volúmenes y medianos/pequeños, ya que de esto dependerá si es factible la instalación de una planta de biogás propia. Si bien los grandes clientes explican una parte importante de los residuos recibidos por Reciclajes Industriales, estos residuos no son necesariamente los con mayor potencial energético. De hecho, los clientes más grandes en volumen aportan sustrato – lodos animales - muy bajo en relación C:N, no así el resto de los residuos aportado por clientes pequeños/medianos, esto último impide que sean utilizados para la producción de biogás sin añadir más componentes.

Por último, es importante destacar que la realización de un proyecto donde la empresa se haga cargo de sus residuos a través de la producción de biogás y posiblemente fertilizantes presenta riesgos considerables para la empresa. Se requiere de conocimiento técnicos y preocupación de mantener todo en óptimo funcionamiento, de lo contrario puede haber serios problemas sanitarios. Un ejemplo emblemático dónde el descuido y poca planificación en la gestión de residuos costó más de lo previsto es el caso de Agrosuper en Freirína.

10.6. SUSTRATO SELECCIONADO PARA LA PRODUCCIÓN

Para más detalle revisar el Anexo F1 Y F2.

Las características principales del sustrato seleccionado son:

- Relación C:N 20:1 en el sustrato – 63% de los residuos utilizables –. Lo anterior es equivalente a un volumen de aproximadamente 39.000 toneladas en masa húmeda anual.
- El porcentaje de masa sólida - %MS - en los sustratos seleccionados es 21%. Esto significa que el total de sólidos asciende a 8.190 toneladas.
- La composición de los sustratos utilizables tendrá un rendimiento de 0,5 m³ biogás / ton MS.
- El biogás obtenido por la digestión anaeróbica tendrá un 60% de metano y un 40% de dióxido de carbono.

Es necesario clasificar los sustratos que se utilizarán para la digestión anaeróbica, esto además, se traduce en la construcción de distintos contenedores – que funcionarán como buffers – para la recepción de los sustratos. Los criterios para la separación inicial de los sustratos serán:

- Relación C:N: La composición de los sustratos utilizados varía considerablemente en su relación C:N. Por ejemplo, los residuos de semillas que recibe la empresa pueden llegar a tener una relación 47:1. Por otra parte, los lodos de animal líquido sólo tienen una relación 6:1. Será importante separar estos residuos para posteriormente poder controlar la relación C:N del proceso de digestión anaeróbica.
- Sólidos/Líquidos: Algunos sustratos sólidos requieren un tratamiento previo, ya que podrían generar problemas en los Biodigestores – bloqueando o trabando el proceso -.
- pH: Al igual que con la relación C:N, para un óptimo funcionamiento del proceso es necesario controlar el nivel de acidez, por esto se deben clasificar los sustratos dependiendo de su acidez.

De acuerdo con lo anterior, se desprenden tres categorías principales dependientes de la relación C:N: (1) Relación C:N < 20:1 (2) Relación C:N > 20:1 & C:N < 30:1 (3) Relación C:N > 30:1.

En la primera categoría hay principalmente lodos con pH ácidos y con bastante contenido de agua - %MS menor al 20% - por lo que no es necesario dividir más esta categoría. La recepción anual de esta categoría es del orden 18.500 toneladas de masa húmeda, o sea un 47% de los residuos seleccionados. Un porcentaje importante de los lodos seleccionados en esta categoría – más del 50% - provienen de lodos animales, y lo seleccionado para esta categoría sólo representa un 15% de estos lodos animales que reciben Reciclajes Industriales.

La segunda categoría también está constituida en un 80% por lodos – lodos grasos y lodos de cámaras des engrasadoras -, pero a diferencia de los lodos de la primera categoría, estos tienen una relación C:N óptima para la producción de biogás. El resto del sustrato que cabe en esta categoría está conformado por verduras, residuos de viñas y otros orgánicos. Alguno de éstos últimos podría requerir molienda por lo que es recomendable separa los sustratos de esta categoría en dos sub categorías. La segunda categoría principal representa el 49% de los sustratos utilizables, o bien 19.700 toneladas de masa húmeda.

A diferencia de las otras categorías principales, la tercera categoría no incluye lodos. Ésta categoría puede separarse en dos sub categorías: una sub categoría que representa casi 90%, constituida principalmente por semillas, granos y cereales; y la segunda por pulpas y fruta líquida. Como dato adicional cabe destacar que el volumen parcial de esta categoría es mucho menor que el de las anteriores - 1.500 toneladas -. Esta última categoría tiene como utilidad principal aumentar la relación C:N de la

mezcla y dentro de esta misma irían los subproductos agroindustriales o cultivos energéticos.

En resumen, los residuos estarán divididos en tres categorías principales dictaminadas por su relación C:N. Además, las dos últimas categorías tendrán dos sub categorías funcionales, para separar los lodos de los otros sustratos que requieran un acondicionamiento previo.

11. DISEÑO DE PLANTA

11.1. SITUACIÓN ACTUAL

Hoy en día, el proceso de Reciclajes Industriales consiste en la admisión de distintos tipos de residuos y posterior tratamiento dependiendo de sus características. Las ramas y maderas se transforman en chips para optimizar el proceso de compostaje. Los residuos con un porcentaje de agua mayor al 60% son mezclados en pilas ya existentes para diluir su contenido. Además, se realizan las actividades estándar en un proceso de compostaje, pre mezcla y formación de pilas, volteos y finalmente maduración del sustrato. En la ilustración N°13, se diagrama de manera simplificada el proceso de Reciclajes Industriales. Una etapa no considerada en el diagrama de flujo actual es el riego de las pilas, que se realiza cada cierto tiempo dependiendo de las características de cada pila.

En el proceso se utilizan distintas herramientas – o máquinas - y estas requieren de algún tipo de alimentación energética. Las unidades necesarias para la operación son las siguientes:

- Pala Excavadora (2) - Diesel
- Cargador frontal (2) - Diesel
- Mini Cargador (2) - Diesel
- Máquina Chipeadora (1) - Diesel
- Máquina Compostadora (1) - Diesel
- Grúa Horquilla (1) – GLP
- Camioneta (1) – Diesel
- Harnero (1) – Eléctrico
- Máquinas de Taller – Eléctrico (en su mayoría)

Actualmente, el mayor uso de recursos en el proceso de Reciclajes Industriales proviene por uso de combustibles para operar las distintas máquinas.

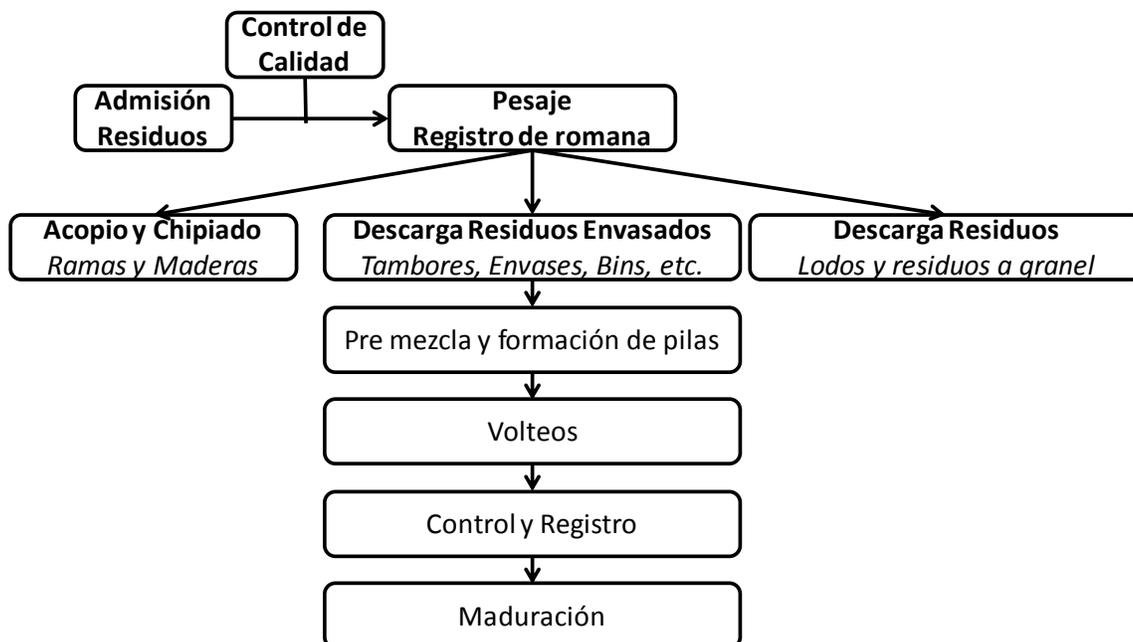


Ilustración 13: Diagrama procesos Reciclajes Industriales S.A. Fuente: Reciclajes Industriales S.A.

11.2. DISCUSIÓN LOCALIZACIÓN

Según el plano regulador de la región metropolitana, la ubicación de reciclajes Industriales está afectada por dos condiciones: Áreas de Alto Riesgo Geofísico Asociado a Eventos Naturales y Área de Protección de Aeródromos en Zonas de Mayor Riesgo. Lo anterior podría condicionar a que no sea viable la producción energética en el sector o la producción de biogás. El Artículo 8.4.1.3. De Aeropuertos, Aeródromos y Radio Ayudas, de la Ordenanza del Plan Regulador Metropolitano de Santiago – vigente desde abril 2010 - dice, en su segundo punto:

“No se permitirá en estas zonas la localización de actividades o instalaciones de índole peligrosa a que alude el artículo 8.2.2. De Riesgo por Actividades Peligrosas de la presente Ordenanza. (1.12)”

Además, el Artículo 8.2.2 Áreas de Riesgo por Actividades Peligrosas dice:

“...Dentro de esta categoría se incluyen, entre otras, las plantas de almacenamiento, distribución y/o procesamiento de combustibles, las plantas de producción y/o almacenamiento de gas y/o derivados del petróleo, las fábricas y/o almacenamiento de productos químicos explosivos.”

Para saber con más exactitud la viabilidad de producción energética en el sector donde se ubican los reciclajes industriales se deben pedir un certificado de informaciones previas e informe de uso de suelos. Lo anterior se consigue, solicitando presencialmente, en la dirección general de obras de la comuna de Pudahuel ubicada en la calle San Pablo. Además es necesario establecer conversaciones con la Dirección General de Aeronáutica Civil (DGAC) para confirmar la posibilidad de la instalación del proyecto.

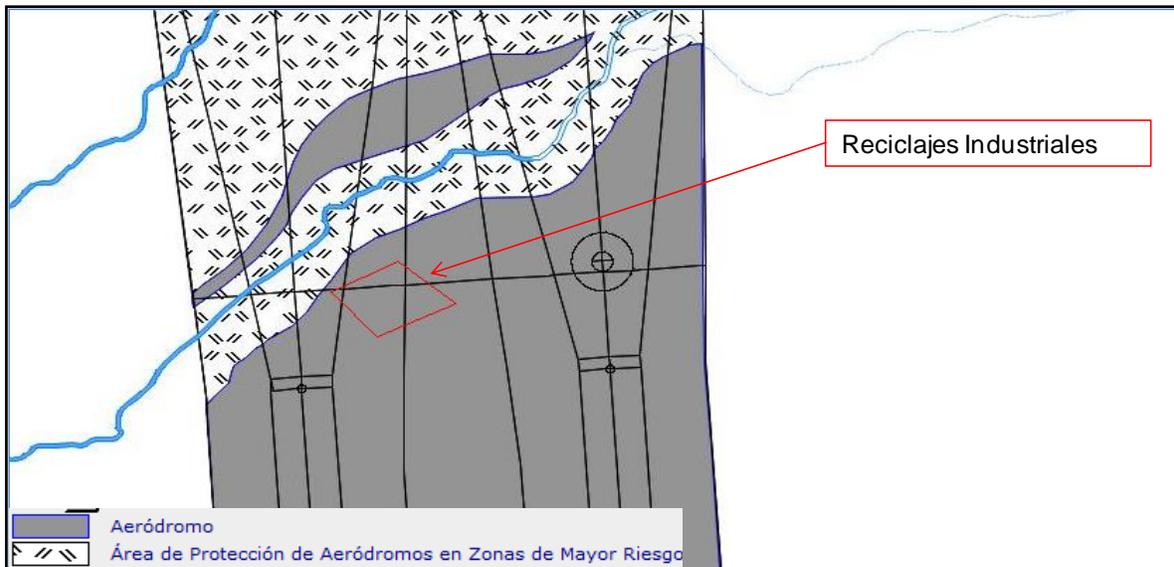


Ilustración 14: Plano Regulador Metropolitano. Fuente: Observatorio Urbano

En la eventualidad de que el proyecto no se pudiese llevar a cabo en esta localización, se tendría que evaluar si vale la pena migrar el negocio de Reciclajes Industriales hacia otro predio. Algunos de los factores relevantes para tomar esta decisión será: cercanía a los proveedores de sustrato y accesibilidad, conexión a red eléctrica, cliente para la energía térmica producida en la co-generación y costo del terreno. En el caso de buscar cercanía a los proveedores de sustrato, de acuerdo a lo encontrado en el mapa de proveedores, el sector sur poniente de Santiago sería una opción interesante.

En vista de posibles cambios en la normativa, y considerando que un proyecto de producción de biogás requiere mayor inversión que el de compostaje en pilas, lo más sensato sería llevar a cabo el proyecto en otro predio donde no hubiese problemas a futuro. Aunque, lo óptimo sería construir la planta en la locación actual, ya que no habría que incurrir en inversión para el terreno.

11.3. SITUACIÓN FINAL

A continuación, y de acuerdo con lo discutido anteriormente, se explica cual sería el modelo final para la producción de biogás implementado por Reciclajes Industriales.

11.3.1. MODELO GENERAL

Para la producción de biogás tienen que haber ciertos cambios en el proceso actual. Dependiendo si el proceso de digestión anaeróbica será húmedo o seco, se deben cumplir ciertos requisitos con respecto a esta. Por ejemplo, la humedad necesaria para que el proceso húmedo sea eficiente debe ser cercana al 90%.

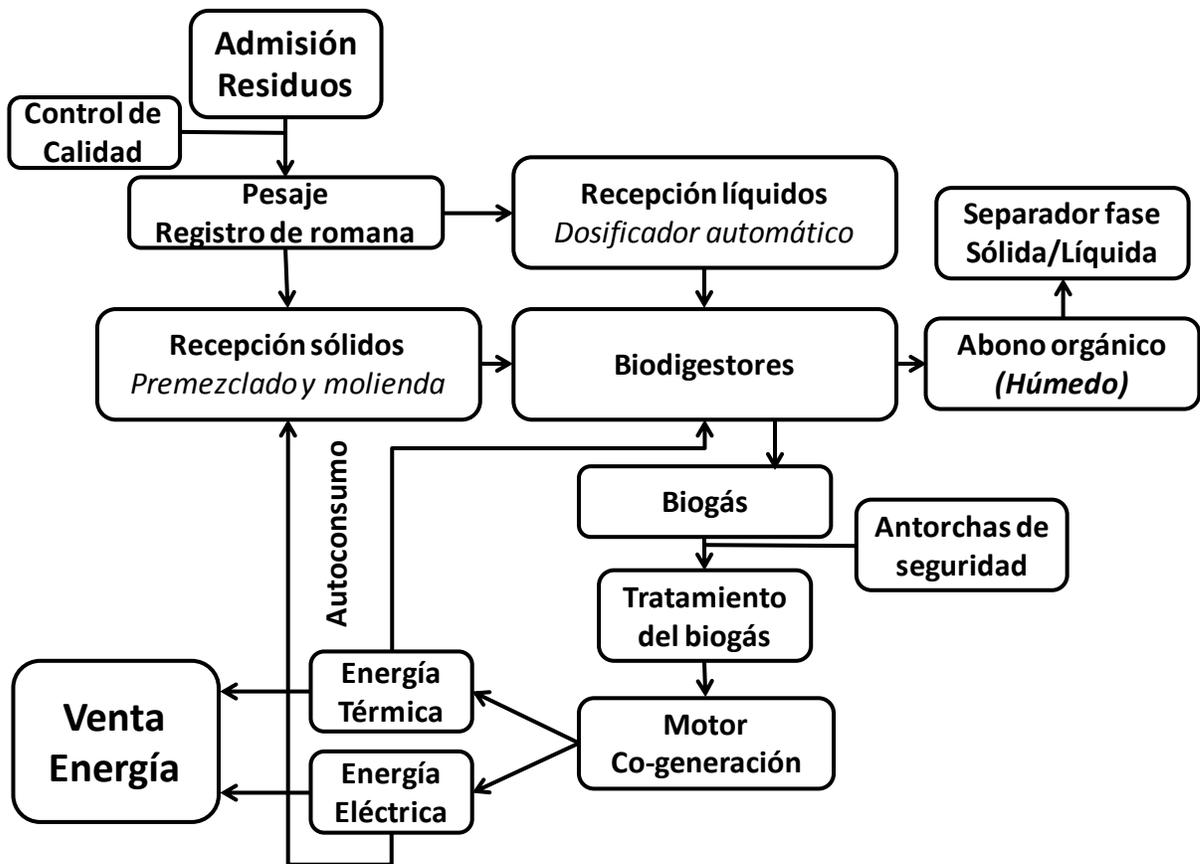


Ilustración 15: Diagrama de procesos producción energía eléctrica, térmica y biofertilizante. Fuente: Elaboración Propia.

A diferencia del modelo anterior que básicamente había un producto final, con la producción de biogás esto cambia. En el modelo de producción más completo se puede llegar a producir: sustrato digerido en estado líquido, sustrato digerido en estado sólido, biofertilizante, biogás, energía eléctrica y energía térmica. Lo anterior se puede

observar con más detalle en el “Diagrama de procesos producción energía eléctrica, térmica y biofertilizante”. Además, se tiene un output de abono orgánico en fase líquida, que posteriormente debe ser separado en sólido y líquido a través de un proceso de prensado. El componente líquido puede ser recirculado al biodigestor para aprovechar el agua, mientras el componente sólido podría ser utilizado como biofertilizante luego de un proceso de compostaje – de menor duración que con el modelo anterior -.

A diferencia del modelo de compostaje en pilas, la digestión anaeróbica termina su ciclo en periodos más cortos. La etapa correspondiente a los biodigestores en condiciones óptimas bioquímicas y de temperatura puede terminar en menos de un mes, aunque también se puede extender a más de cuarenta días. A diferencia de esto, el compostaje en pilas de Reciclajes Industriales puede durar entre un año o año y medio – que para algunas pilas puede ser más de dos años - y utiliza mucho más espacio – ya que se debe extender el sustrato -.

11.3.2. RECEPCIÓN Y MANEJO DEL SUSTRATO

Como se planteó en la clasificación del sustrato seleccionado, existen tres categorías principales en función de la relación C:N del sustrato, y dos sub categorías de la segunda y tercera categoría principal. La primera categoría, que representa un 47% del volumen a utilizar, está compuesta principalmente por lodos. Asimismo, gran parte de la segunda categoría está compuesta por lodos - 80% -. El resto de la segunda categoría y casi la totalidad de la tercera categoría son sólidos que requieren molienda para entrar en el proceso de digestión anaeróbica.

No será necesario un contenedor para los lodos de primera categoría debido a que éstos provienen principalmente de lodos animales, y Reciclajes Industriales tiene un excedente importante de éstos. Luego, los lodos de la primera categoría pueden ser ingresados directamente al digestor a medida que lleguen, y sean necesarios. Lo anterior no se puede aplicar a los lodos de la segunda categoría, de los cuales no se tiene excedente y son de los sustratos con mejores características - potencial metagénico y óptima relación C:N -. Luego, cuando el digestor no tenga capacidad para ingresarlos, será necesario almacenarlos.

En vista de lo anterior será necesario tener sólo un contenedor para lodos, con objetivo de almacenar lodos de la segunda categoría. El contenedor debe cumplir con un requisito básico, que no se filtre agua o el percolado del sustrato. El tamaño dependerá de distintos factores:

- Capacidad de el o los biodigestores
- Variabilidad en las fechas de llegada de los sustratos

- Velocidad del proceso de digestión anaeróbica

Los sustratos sólidos de la segunda y tercera categoría principal no necesitan un contenedor especial ya que son sólidos y se pueden apilar, pero requieren de una molienda previa del ingreso al biodigestor. Para esto será necesaria una máquina trituradora.

Por último, para todos los movimientos del sustrato es posible utilizar la maquinaria que actualmente posee reciclajes Industriales.

11.3.3. PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

TECNOLOGÍA SELECCIONADA

La tecnología más apropiada para la producción de biogás depende principalmente del contenido de humedad en el sustrato. En este caso, el sustrato elegido tiene un 21% de masa sólida. Como se discutió anteriormente en las tecnologías de reactores, para sustratos con porcentaje de masa sólida mayor al 10% es conveniente utilizar reactores de flujo pistón. Estos reactores son más eficientes que los de mezcla completa y además no requieren agregar agua al proceso. Una desventaja es que su capacidad es menor que la de los reactores de mezcla completa, por lo que en este caso será necesario tener más de un reactor.

Adicionalmente, para mantener el proceso en óptimas condiciones, la producción requiere energía para calefacción y agitación del sustrato. Para la calefacción se utilizará entre un 20 – 40 % de la energía térmica generada y para el bombeo y agitación del sustrato entre 5 – 10 % de la energía eléctrica generada. Para efectos de éste modelo se utilizará el 30% de la energía térmica en calefacción y 10% de la energía eléctrica generada en los mecanismos de agitación y bombeo.

Como output del proceso con esta tecnología se tiene: biogás y sustrato digerido. Con el sustrato digerido se procederá a terminar su proceso de compostaje en pilas, lo cual debería tardar mucho menos que con el proceso tradicional ya que la digestión anaeróbica se hizo cargo de la mayoría. Por otra parte, con el biogás se procederá en la producción energética.

TAMAÑO DIGESTORES

Como se explicó en el capítulo de Estudio Proceso Productivo, la selección del tamaño del reactor depende de tres factores principales: cantidad máxima que se recibirá del sustrato diariamente; tiempo de residencia hidráulico mínimo requerido; velocidad de carga orgánica máxima, descrito en la siguiente fórmula:

$$V_R = V \cdot TRH$$

Donde V - velocidad de carga -, el primer factor, depende de la provisión designada y la TRH - tasa de retención hidráulica - de las características del residuo. Luego, para definir un tamaño adecuado del reactor se requiere un análisis exhaustivo de los sustratos.

Considerando que se utilizan 39.000 toneladas de sustrato anuales, y suponiendo una TRH de treinta días, se requerirá aproximadamente 2.900 m^3 de Biodigestores. La configuración más conveniente sería separa en tres o más reactores, ya que como se discutió anteriormente, para la tecnología de Flujo Pistón no es conveniente utilizar volúmenes de más de 1000 m^3 .

VOLUMEN PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

En la Tabla 6: Resumen producción de biogás, se puede observar que la producción de biogás asciende a los 4 MM m^3 . La principal fuente de potencial energético en el biogás es el metano, con una capacidad de 9,97 kWh/m^3 de metano. En el caso particular estudiado, como el biogás está compuesto en un 60% de metano, por lo que el máximo teórico que se podría obtener es de más de 24.500 MWh de energía.

Resumen producción de biogás	
Provisión [kg MH/año]	39.707.002
Productividad promedio [m3/kg MS]	0,50
Producción Biogás [m3]	4.096.020
Potencial energético biogás [kW]	2.797

Tabla 6: Resumen producción de biogás. Fuente: elaboración propia.

Además, es necesaria la instalación de un gasómetro para almacenar el biogás producido por el proceso de biodigestión, antes de que pase al proceso de acondicionamiento y posterior utilización. El volumen requerido dependerá directamente de la velocidad de metanización del proceso, para lo cual es necesario realizar experimentaciones con el sustrato.

TECNOLOGÍA PARA CONTROL DEL PROCESO

Como se discutió en los fundamentos de la producción del biogás, es de suma importancia mantener ciertos parámetros controlados. De lo contrario se podría obtener un biogás de mala calidad, un proceso muy lento o simplemente la detención del proceso. Por lo tanto se necesitaran instrumentos para medir:

- Entrada y salida del sustrato
- pH del sustrato
- Temperatura del sustrato

Además es pertinente hacer análisis periódicos del sustrato en digestión para conocer los niveles de amonio y otros posibles inhibidores existentes.

11.3.4. UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS

El proyecto utilizará el biogás para producir energía eléctrica y térmica, la cual será utilizada para mantener el proceso productivo. El resto de la energía, si existe demanda, será comercializada. Lo primero que se debe hacer para esto es acondicionar el biogás, esto para cumplir con los requisitos básicos de la unidad de co-generación.

ACONDICIONAMIENTO DEL BIOGÁS

Para asegurar el buen funcionamiento de la unidad generadora es necesario que el biogás no tenga ni H_2O ni H_2S . Para esto, como se discutió en el capítulo de purificación de biogás, se pueden utilizar filtro de carbón activado. Estos filtros adicionalmente removerá parcialmente el contenido de CO_2 , otorgando un gas mucho más puro. Si el mecanismo anterior no es suficiente para remover el contenido de H_2O y H_2S , se tendrá que utilizar mecanismos más elaborados – de los otros descritos en la sección de purificación del biogás -, que significaría esfuerzos y costos adicionales para el proceso productivo.

Por otra parte, para inyectar el biogás a la unidad de co-generación es necesario mantener un nivel de presión que asegure la provisión necesaria. Para esto se puede utilizar una unidad de compresión. Este parámetro dependerá de la unidad generadora utilizada.

UNIDAD DE CO-GENERACIÓN

Para la generación eléctrica y térmica se propone la utilización de un motor MWM TCG 2020 V12. Este modelo es utilizado ampliamente en Europa y el Mundo para plantas de co-generación a partir de biogás. Además, este motor posee un alto rendimiento eléctrico, puede utilizar gas natural o biogás y es de alta durabilidad. Las características de la unidad generadora se presentan en la tabla número 7.

MWM TCG 2020 V12	
Tipo Generador	Sincrónico
Potencia Nominal (eléctrica)	1,2 MW

Factor de Potencia (eléctrica)	42,1%
Factor de Potencia (térmica)	43,8%
Voltaje	3,2 kV
Frecuencia	50 Hz

Tabla 7: Características motor MWM TCG 2020 V12. Fuente: Ficha técnica MWM TCG 2020.

Según la ficha técnica de la unidad generadora, el motor requiere de su primera revisión a las 4.000 horas de uso. Posteriormente, a las 32.000 horas de uso requiere de una inspección de la tapa de cilindros. Cuando el motor tenga más de 64.000 horas de uso requiere de una revisión a fondo – Major Overhaul -. Finalmente, teniendo en cuenta las características del motor y el potencial energético del biogás disponible, se puede llegar a una potencia eléctrica nominal de 1,18 MW y potencia térmica nominal de 1,22 MW, aproximadamente.

POTENCIA Y ENERGÍA

Como resultado del proceso de co-generación se obtiene energía térmica y energía eléctrica. Suponiendo un factor de planta de 80% y que se reutiliza en el proceso 10% de la energía eléctrica y 30% de la energía térmica resulta en la producción de lo expuesto en la Tabla número 8. Donde la potencia nominal es sin considerar el factor de planta, y la potencia firme considerando éste factor. Además, en la tabla figura la energía y potencia disponible, esto se refiere al balance final luego de utilización de energía para el proceso.

Fuente:	Eléctrica	Térmica
Potencia Nominal	1,18 MW	1,23 MW
Potencia Firme	0,94 MW	0,98 MW
Potencia Disponible	0,85 MW	0,88 MW
Energía Generada	8.252 MWh	8.586 MWh
Energía Disponible	7.427 MWh	6.010 MWh

Tabla 8: Potencia y Energía de Fuentes Térmica y Eléctrica. Fuente: elaboración propia.

11.3.5. VENTA DE ENERGÍA

Para concretar la venta de energía se debe tener ciertas facilidades. En el caso de la energía eléctrica, se necesita asegurar la conexión a la red mediante una subestación elevadora. Para la venta de energía térmica – y también para su utilización en el proceso productivo – se necesita de un sistema de circulación cerrado con un líquido refrigerante – que puede ser agua – y un intercambiador de calor.

SUBESTACIÓN ELEVADORA

Esta instalación juega un rol importante en permitir el transporte y distribución de la energía eléctrica generada. El objetivo principal de una subestación eléctrica es de modificar la tensión de la energía eléctrica para coincidir con los parámetros donde ésta será conectada, en el caso de una subestación elevadora se aumenta la tensión permitiendo integrarla a la red de distribución. La pieza fundamental de una subestación eléctrica es el transformador, dispositivo eléctrico mediante el cual se aumenta la tensión en un circuito eléctrico de CA, manteniendo la potencia eléctrica.

La tensión de ingreso a la subestación dependerá directamente de las características técnicas del motor generador. Para el caso particular de este proyecto la tensión de la energía generada será de 3,2 kV el cual para conectarlo a las líneas de transmisión deberá ser transformado a la tensión de la red de distribución adyacente a Reciclajes Industriales, o sea 23 kV. Algunas de las partes de la subestación elevadora son:

- Transformador de poder 3,2/23 kV
- Transformador servicios auxiliares
- Transformador de Corriente 23 kV
- Interruptor 3,2 kV
- Interruptor 23 kV
- Seccionador 3,2 kV
- Desconectador 23 kV
- Pararrayos 23 kV

Es importante cumplir con los requisitos de seguridad en relación a la protección eléctrica y restringir los accesos a personal no autorizado. El costo aproximado de una subestación de este tipo es menor a 200.000 USD [26].

ENERGÍA TÉRMICA

La energía térmica producida por la co-generación se puede aprovechar tanto el proceso como para la comercialización de calor. Como se explicó en secciones anteriores, el motor de generación calentará algún líquido refrigerante – agua por ejemplo – que circulará dentro de un circuito cerrado. Simultáneamente, el cliente que requiere energía térmica también tendrá un circuito cerrado donde circulará un líquido, y a través de un intercambiador de calor entre los dos circuitos cerrados se efectuará la transferencia de energía. Adicionalmente, se puede capturar energía térmica de los gases de escape del motor, obteniendo mayor eficiencia en la transferencia energética. Lógicamente, para hacer funcionar estos circuitos se requiere de una bomba que haga circular el líquido y permita el intercambio de calor.

11.3.6. EVALUACIÓN AMBIENTAL

La producción de energía eléctrica con biogás es considerada un MGNC – Medio de Generación No Convencional -, además como el proyecto tiene una potencia eléctrica menor a 3 MW – Pequeños Medios de Generación Distribuida - queda exento de la elaboración de un EIA – Estudio de Impacto ambiental -, por lo que sólo se debe realizar una DIA. Por otra parte, la conexión al SIC si requiere un EIA, el cual no debería presentar mayores problemas.

Las DIA – Declaraciones de Impacto Ambiental – contienen a lo menos los siguientes puntos:

- Indicación del tipo de proyecto o actividad de que se trata;
- Descripción del proyecto;
- Plan de cumplimiento de la legislación ambiental aplicable y permisos sectoriales;
- Análisis de pertinencia: indicación de los antecedentes necesarios para determinar si el impacto ambiental que generará el proyecto se ajusta a las norma ambientales vigentes, y que éste no requiere de la presentación de un EIA, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley y en el Reglamento.
- Descripción del contenido de aquellos compromisos ambientales voluntarios, no exigidos por la legislación vigente, que el titular del proyecto contemple realizar.

De todas formas el proyecto es muy sensible en estos aspectos, ya que como se mencionó anteriormente el terreno está en el área de afluencia del Aeropuerto Arturo Merino Benítez, lo que podría llevar a un cuestionamiento por parte de las autoridades de la seguridad del proyecto – llegando incluso a solicitar un EIA -.

12. EVALUACIÓN ECONÓMICA

12.1. FLUJO DE CAJA

12.1.1. INVERSIÓN

INVERSIÓN TOTAL

Según [21], la inversión necesaria para una planta de biogás de 1 MW oscila entre 2.6 - 4.5 MM USD. Esto considerando equipos de alimentación, bombas, equipos de agitación y separador de sólidos – sin considerar equipos especiales para pre tratamiento de residuos -. Las obras civiles consideradas corresponden a la

construcción de estanques, piping, fundaciones para equipos, gasómetros, sala de máquinas y obras menores. Para éste número no se consideran los costos de terreno ni de la inversión necesaria para la utilización/venta de la energía térmica.

INVERSIÓN	
<i>Grupo electrógeno</i>	\$ 800.000
<i>Maquinarias</i>	\$ 330.000
<i>Obras Civiles</i>	\$ 1.400.000
<i>Subestación elevadora</i>	\$ 100.000
<i>Terreno</i>	\$ 430.000
<i>Otros</i>	\$ 350.000
SUB TOTAL	\$ 3.410.000
<i>Contingencia (15% Inversión)</i>	\$ 511.500
TOTAL	\$ 3.921.500

Tabla 9: Inversión Total en dólares. Fuente: Elaboración propia.

Se estimó que la inversión necesaria para el proyecto es de aproximadamente 3,9 MM USD, como se muestra en la Tabla 9. Similar a proyectos de la misma magnitud - revisar Anexo J -. A continuación se explica con más detalle cada punto de la inversión y su justificación.

GRUPO ELECTRÓGENO

Según cotizaciones realizada, el precio de la unidad generadora seleccionada - MWM TCG 2020 V12 - es de 800.000 USD. Esto sin considerar las instalaciones

MAQUINARIA

Según la información recopilada con respecto a otros proyectos realizados, el costo de la maquinaria considerando equipos de alimentación, bombas, equipos de agitación, separador de sólidos y equipos especiales para el pre tratamiento de los sustratos con mayor granulometría ascendería a 330.000 USD

OBRAS CIVILES

Se considera como obras civiles toda la construcción de los reactores, tuberías necesarias, techos, sala de máquinas, gasómetros, fundaciones para el grupo electrógeno y obras menores. Según la experiencia entregada por el desarrollo de otro proyectos, Felipe Kaiser de HBS energía, afirma en [21] que la inversión necesaria para un proyecto de esta categoría asciende al menos a 1.4 MM USD.

SUBESTACIÓN ELEVADORA

Se estima que el valor del transformador y las otras partes necesarias de la subestación costarán aproximadamente 100.000 USD. Esto basado en un proyecto con potencia similar [26].

TERRENO

Si el proyecto no tiene problemas para continuar su desarrollo en su ubicación actual, la inversión en terreno no será necesaria, pero de todas formas se incluirá ésta en el análisis económico. El precio por m^3 en lugares cercanos al actual es bastante económico, en especial en el noviciado, donde según cotizaciones alcanza 1,8 UF/m^3 . Como el terreno necesario para la operación y funcionamiento de la planta no debería ser más grande que 5.000 m^3 la inversión necesaria será cercana a 9.000 UF, equivalente a aproximadamente 430.000 USD. Es importante aclarar que este terreno no está considerado para el compostaje en pilas, que requiere un espacio mucho mayor que el propuesto.

OTROS

Se requiere inversión adicional en algunos aspectos para cumplir con las características del diseño propuesto. Por ejemplo, para la operación y control, el costo los equipos de electrotecnia y control asciende a un monto de 100.000 USD. También, es necesario el equipo para compresión y acondicionamiento del biogás, que puede llegar a costar 200.000 USD. Por último, para concretar la venta de energía térmica será necesaria la instalación de tuberías y bombas adicionales que hagan funcionar el intercambiador de calor lo cual se estima que tendrá un costo de 50.000 USD. Luego, en total se tendría 350.000 USD de inversión bajo la categoría de “Otros”.

CONTINGENCIA

Debido a posibles imprevisto e imprecisiones en el cálculo de la inversión, se estima conveniente considerar un monto de contingencia equivalente al 15% del total de inversión.

12.1.2. CAPITAL DE TRABAJO

El capital de trabajo es el fondo de maniobra del proyecto, con lo cual se cubren las necesidades básicas del proyecto. Según [30], la CNE en distintos informes define que un valor aceptable para el capital de trabajo es el 20% de la inversión total. Por lo tanto, el capital de trabajo ascendería a 784.300 USD.

12.1.3. DEPRECIACIÓN

La vida útil de los equipos es de aproximadamente diez años, pero para el Flujo de Caja se utilizará depreciación acelerada, que considera un tercio de su vida útil – 3 años -. Además, se considerará para la depreciación toda la inversión menos el terreno y el valor de contingencia, resultando en un valor 2.98 MM. Como resultado se tiene una depreciación avaluado en 993.333 USD anual, los tres primeros años del proyecto.

12.1.4. COSTOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

COSTOS Y GASTOS TOTALES

Costos de venta bonos de carbono	\$ 10.781
Costo de transmisión eléctrica	\$ 33.422
Costo de Venta Neto	\$ 44.203
+ IVA crédito costos (19%)	\$ 8.399
= COSTO DE VENTA BRUTO	\$ 52.602
<hr/>	
Mantenimiento y reparación de equipos	\$ 60.000
Sueldos y Leyes Sociales	\$ 20.000
Otros gastos	\$ 5.000
Gastos de Explotación Neto	\$ 85.000
+ IVA crédito Gastos (19%)	\$ 16.150
= GASTOS DE EXPLOTACIÓN BRUTOS	\$ 101.150
<hr/>	
TOTAL NETO	\$ 129.203
+ IVA	\$ 24.549
= TOTAL BRUTO	\$ 153.752

Tabla 10: Resumen Costos y Gastos. Fuente: Elaboración Propia.

Los costos se consideran como las deducciones y desembolsos causados por la prestación del servicio. En este caso se considerará como tal sólo los costos generados por la transmisión eléctrica. Por otra parte, los gastos son los desembolsos y deducciones causados por la administración exclusiva de la unidad de negocio de producción de biogás y venta de energía. Bajo esta categoría cabrá la mantención y reparaciones de equipos, sueldo del personal y otros gastos. En la Tabla número 10 se puede ver un resumen de éstos. En el caso de comprar sustrato adicional para mayor producción energética, éste sería considerado un costo.

COSTOS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

CHILECTRA, dueños de las líneas de distribución donde se conectaría el proyecto, tiene derecho a cobrar una tarifa de transmisión. A priori no se sabe cuánto será esta tarifa por lo que se considerará como un 5% de los ingresos líquidos por venta de energía eléctrica. Esto resulta en más de 33.400 USD anual. Para calcular con más exactitud los costos de transmisión se puede utilizar las fórmulas presentadas en el Anexo E, las cuales requieren mayor información técnica para ser utilizadas.

COSTOS DE VENTA BONOS DE CARBONO

Para la venta de los bonos de carbono es necesario primero certificar la validez de éstos y luego buscar un comprador en el mercado. Lo anterior significa utilización tanto de tiempo como de recursos de la empresa. Ante la dificultad de calcular con precisión el costo de este trabajo, se valorizará como un porcentaje de los ingresos por venta de bonos de carbono equivalente al 40%, lo que significaría un monto anual de 10.781 USD.

COSTOS SUSTRATO

Actualmente no hay que pagar por los sustratos que se reciben, por el contrario, Reciclajes Industriales recibe ingresos por la recepción. Estos ingresos no se considerarán para la evaluación del proyecto.

En el caso de comprar subproductos agroindustriales o cultivos energéticos, como se mencionó en el capítulo de Suministros, habría que pagar su valor y transporte a la planta de biogás.

GASTOS EN MANTENCIÓN Y REPARACIÓN

Según [guía planificación biogás], los gastos de mantención de la unidad generadora se mueven entre los 6 – 11 USD por hora de operación. Para un factor de planta del 80% esto significa alrededor de 7.500 horas anuales, que significaría entre 45.000 – 82.500 USD por mantención y emergencias con la unidad generadora. En el caso base se considerará un costo de 60.000 USD anual líquidos.

PERSONAL

El proyecto requiere principal para tres labores principales: descarga y movimiento de los sustratos, análisis biológico del sustrato en digestión y un – o más – técnico encargado de controlar la operación de la planta.

Para la descarga y movimiento del sustrato, la empresa puede utilizar la maquinaria disponible para el compostaje en pilas y los técnicos que manejan éstas. Asimismo para el análisis biológico del sustrato, se pueden utilizar los conocimientos y personal del área técnica de la empresa, que realiza estas mismas labores para el compostaje en pilas.

En resumen, sólo será necesario emplear a un técnico encargado del control y operación de la planta. De acuerdo con las fuentes estudiadas, se requiere al menos un técnico jornada completa y si es necesario uno media jornada adicional. Por lo tanto, para la operación de la planta anual se requiere aproximadamente entre 2.000 y 3.000 HH/año, dependiendo del grado de automatización de la planta. En consideración de lo anterior, se contabilizará para efecto de sueldos un presupuesto de 20.000 USD anual líquidos.

OTROS GASTOS

Existen gastos adicionales relacionados con las labores administrativas de la planta, seguros, estabilizadores, compuestos químicos para la medición de parámetros, etc. Para esto se considerará un monto anual de 5.000 USD líquido.

12.1.5. INGRESOS

INGRESOS TOTALES

Energía Eléctrica	\$	668.445
Potencia Eléctrica	\$	48.836
Energía Térmica	\$	-
Bonos de Carbono	\$	26.952
Ventas Netas	\$	744.233
IVA débito (19%)	\$	127.293
VENTAS BRUTAS	\$	885.637

Tabla 11: Resumen Ingresos Totales por año. Fuente: Elaboración Propia.

Para efectos de la evaluación económica en el caso base, la planta de biogás recibirá ingresos por tres ítems: venta de energía eléctrica, venta de potencia eléctrica y venta de bonos de carbono. La venta de energía térmica sólo será considerada para el análisis de sensibilidad.

ENERGÍA ELÉCTRICA

Los ingresos por venta de la energía eléctrica están definidos por la cantidad de energía producida y, como se decidió para este proyecto, el precio spot de la energía eléctrica en el nudo más cercano. La energía generada que se puede comercializar – la que no se reutilizó en el proceso – es equivalente a 7.427 MWh. Como caso base se considerará un precio spot de la energía equivalente a 90 USD/kWh, que posteriormente se discutirá en el análisis de sensibilidad. Lo anterior entregaría ingresos líquidos equivalentes a 668.445 USD por año.

POTENCIA ELÉCTRICA

También existen ingresos por potencia firme ingresada al sistema eléctrico, en este caso serían 0,85 MW – potencia disponible -. El precio utilizado para esta evaluación será constante en el tiempo y equivalente a 9,6 USD/kW-mes. Precio muy similar – incluso menor – a registrados en el nudo más cercano. Lo anterior significaría ingresos anuales de 54.262 USD líquidos.

ENERGÍA TÉRMICA

No existen precios para la venta de la energía térmica en Chile, pero lo más cercano es la comparación con el precio del gas natural para clientes industriales – que oscila entre 15 y 22 USD/MMBtu -. Sabiendo que se tiene disponible 20.506 MMBtu⁴ . Si se vende a un precio de 10 USD/MMBtu – considerablemente menor que el del gas natural industrial – se podrían obtener ingresos anuales de 205.059 USD líquido. Esto se revisará con mayor detalle en el análisis de sensibilidad.

BONOS DE CARBONO

Como se estableció en el capítulo de Bonos de Carbono en los productos y subproductos de proceso productivo, por cada m^3 de biogás utilizado en la producción de energía se evitaba la emisión de 6,58 kg de CO_2 equivalente. Luego, como se utilizan aproximadamente 4 MM de m^3 esto significa que se evitaría la emisión de 26.952 toneladas de CO_2 equivalente.

El precio actual de los bonos de carbono en el mercado ha tenido un descenso considerable, debido a dos factores: sobrepoblación de bonos de carbono y recesión Europea – uno de los principales clientes de los CER -. Los precios para noviembre del 2012 se movieron entre 1 – 2 USD/CER. Con un precio del CER – bono de carbono que certifica la reducción de una tonelada de CO_2 equivalente – a 1 USD, se obtendrían ingresos de 26.592 USD anuales líquidos.

⁴ Para esa provisión de MMBtu anual, Metrogás S.A tiene una tarifa de 21,1 USD/MMBtu

CERTIFICADOS ERNC

El mercado de los certificados de ERNC en Chile está saturado, por lo que no se considera la venta de éstos.

OTROS INGRESOS

Existen ciertos ingresos más difíciles de cuantificar. Por ejemplo, el beneficio para la empresa por la producción más ágil de biofertilizante y una mayor capacidad de recepción de residuos por mayor espacio disponible, aunque estos ingresos se escapan de la unidad de negocio del biogás.

12.1.6. TASA DE DESCUENTO

Para la evaluación del proyecto se considerará una tasa de descuento equivalente al 10% anual, similar a lo que se utiliza para todos los proyectos energéticos.

12.1.7. HORIZONTE DE EVALUACIÓN

Para la evaluación del proyecto se considerará un horizonte de evaluación equivalente a veinte años, similar a lo que se utiliza para todos los proyectos energéticos. El año cero de la evaluación será considerado para todo lo que es la puesta en marcha del proyecto, y a partir del año uno todo estará funcionando en condiciones óptimas.

12.2. RESULTADOS

12.2.1. INDICADORES DE RENTABILIDAD

Los resultados para el proyecto en el caso base son positivos. Tanto el VAN como la TIR son atractivos – VAN>0 y TIR>10% - los números se muestran en la Tabla número 12. Luego, la realización del proyecto bajo el caso base es factible económicamente. A continuación en el análisis de sensibilidad se verán otros casos. Para más detalle con respecto al flujo de caja se puede revisar el Anexo G.

INDICADOR	VALOR
VAN	\$ 114.028
TIR	10,40%
Payback	9 años

Tabla 12: Resumen Indicadores Caso Base. Fuente: Elaboración propia.

12.2.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Para tener una idea más clara de cómo cambian los indicadores del proyecto a variaciones de éstos, se realizó un análisis de sensibilidad. Los análisis son *ceteris paribus* – al menos que se explicita lo contrario -, o sea, sólo se mueve un factor y todo lo demás queda fijo. Además, se encontrarán los puntos de *Break Even*, o puntos donde el factor que se está analizando hace que el VPN del proyecto sea cero.

Inicialmente se estudiará la sensibilidad a los siguientes factores: precio de la energía eléctrica, costos de venta, Inversión, eficiencia de producción de biogás. Para finalmente estudiar como cambiará todo esto en consideración de la inclusión de la venta de energía térmica. Para más detalle se puede revisar el Anexo H.

PRECIO ENERGÍA ELÉCTRICA

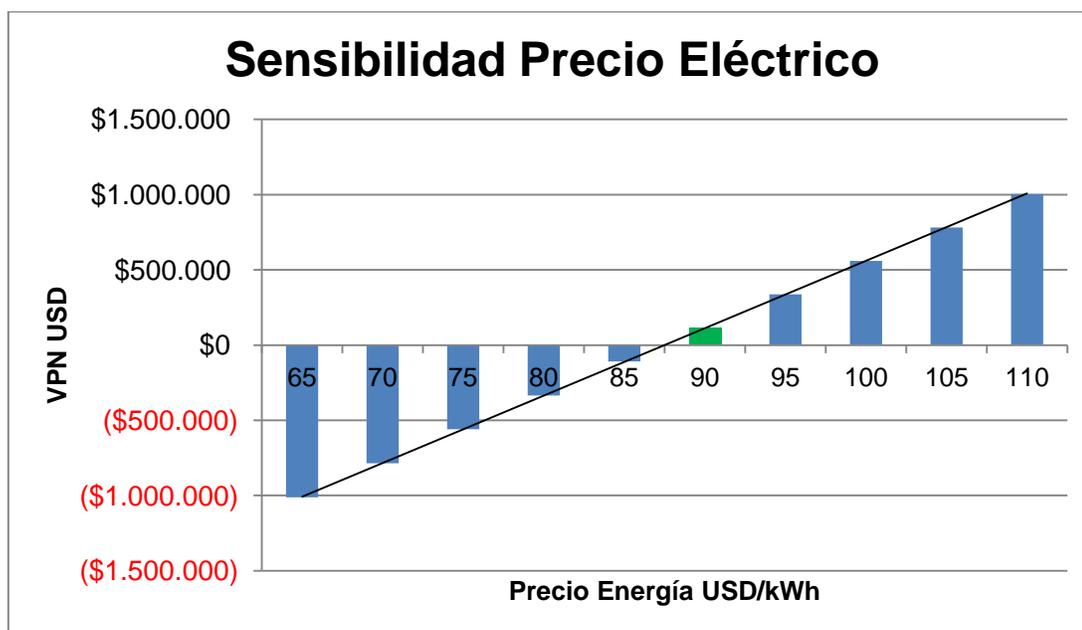


Ilustración 16: Sensibilidad Precio Eléctrico. Fuente: Elaboración Propia.

Gran mayoría de los ingresos del proyecto provienen de la venta de energía. Por lo mismo se suponía de antemano que el proyecto debe ser muy sensible ante cambios bruscos de éste. Como se puede observar en la Ilustración número 16, el VPN del proyecto se vuelve positivo recién sobre un precio de la energía mayor a 87,4 USD/kWh. Además, se puede observar marcado en verde el caso base del proyecto, con la venta de energía a un precio de 90 USD/kWh.

No es difícil concluir que el proyecto es altamente sensible al precio de la energía. **Ante un cambio en el precio de 5 USD/kWh – aumento del 6,3% c/r al caso**

base - el VPN del proyecto puede aumentar más de 190%. Recordando el análisis realizado en el Estudio de Mercado, esto no supone mayores problemas, ya que el precio de la energía en el mercado spot supera considerablemente los 90 USD/kWh.

COSTOS DE VENTA

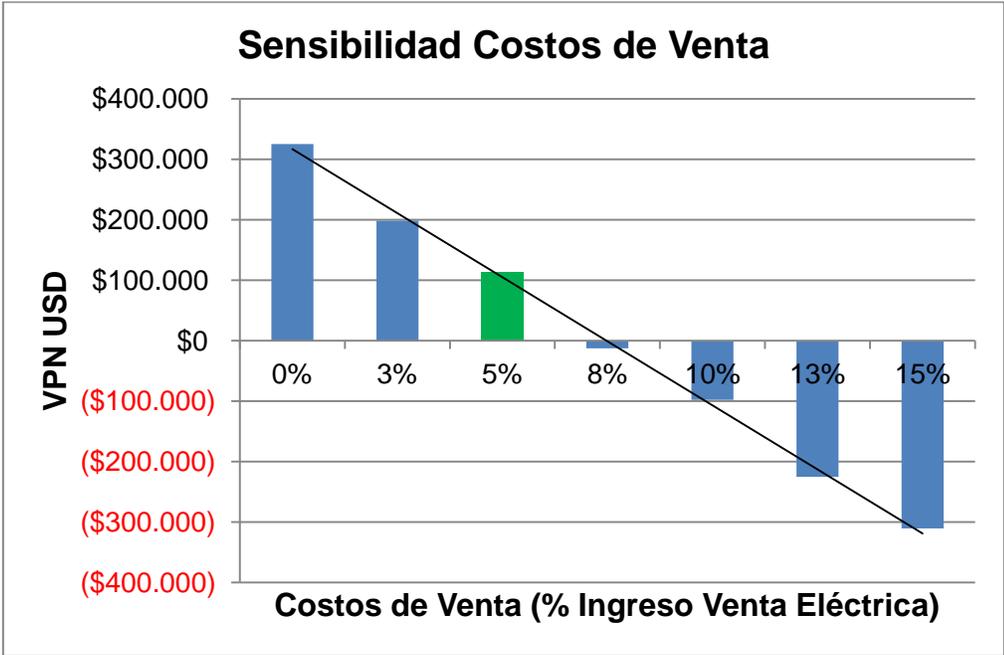


Ilustración 17: Sensibilidad Costos de Venta. Fuente: Elaboración Propia.

Los costos de venta, explicados anteriormente como los costos de transmisión eléctrica, son un factor bastante importante de la sensibilidad del proyecto. Lo anterior debido a que no se tiene total claridad con respecto a los costos que éste representará en el proyecto. Para el caso base del proyecto se utilizaron costos de venta que ascendían a más de 36.000 USD anuales líquido, registrado en la columna verde de la Ilustración número 17. Además, se puede observar que cuando los costos superan el 8% de los ingresos por venta eléctrica - o 53.000 USD anuales – el VPN del proyecto se vuelve negativo.

El aumento parcial de cada columna del gráfico representa aproximadamente 15.000 USD anuales y el aumento – equivalente al 50% de los costos de venta c/r al caso base – de los costos en esa cantidad significa una reducción del VPN en aproximadamente 39%.

INVERSIÓN

Como bien se discutió anteriormente, la necesidad de inversión en terreno es cuestionable, por lo que se estudiará aquí los cambios en la rentabilidad del proyecto ante su exclusión.

La inversión total sin incluir la compra del terreno se reduce a 3.427.000 USD – un 13% menor aproximadamente -. Resultando en un VPN casi 400% mayor que el del caso base, como se puede observar en la Ilustración número 18. Como dato adicional, ante la variación de un 1% de la inversión del caso base, se obtiene una variación del 14,6% del VPN.

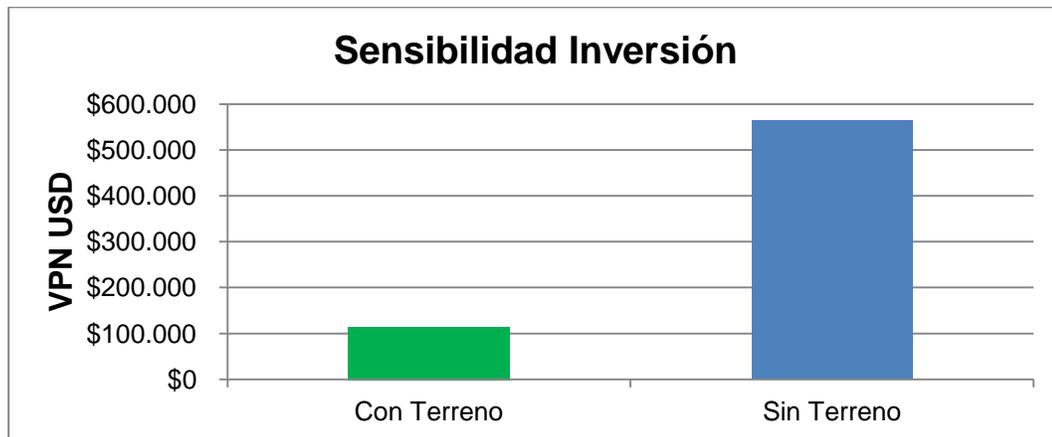


Ilustración 18: Sensibilidad Inversión. Fuente: Elaboración Propia.

EFICIENCIA PRODUCCIÓN

Si bien se estudió anteriormente la variación de la producción de biogás ante eventuales cambios de la eficiencia de producción de biogás del sustrato, no es suficiente para determinar la sensibilidad económica del proyecto con respecto a éste ítem. Este análisis no considera cambios en la inversión por efecto de una mayor producción – o menor -.

Como se puede observar en la Ilustración número 19, a partir de una eficiencia de producción equivalente a $0,46 \text{ m}^3/\text{kg}$ de sustrato, el proyecto tiene VPN positivo. Asimismo, ante el aumento del 10% de la eficiencia – 0,5 a 0,55 – el VPN del proyecto aumenta en más de un 145%.

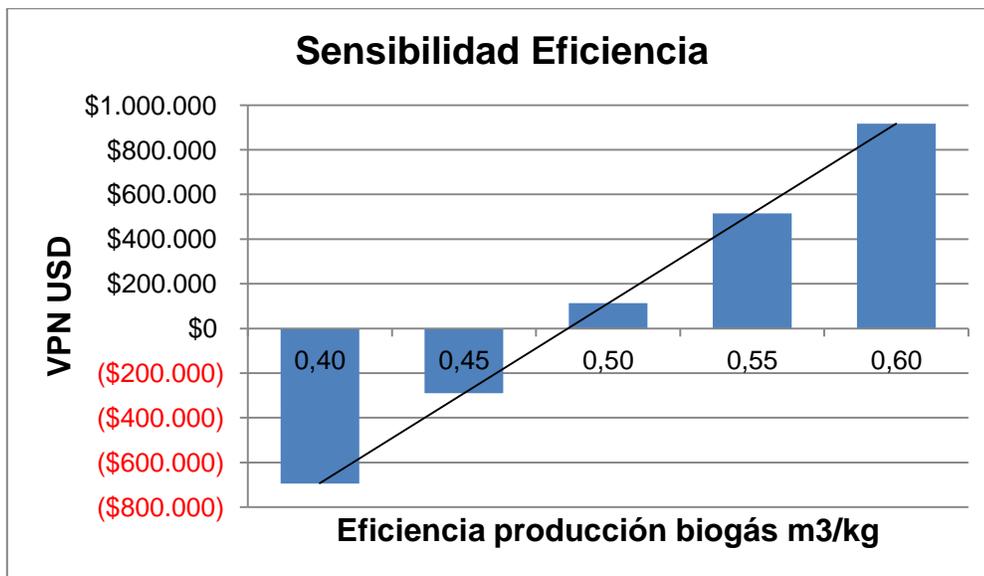


Ilustración 19: Sensibilidad Eficiencia de Producción. Fuente: Elaboración Propia.

Si bien se estudió anteriormente la variación de la producción de biogás ante eventuales cambios de la eficiencia de producción de biogás del sustrato, no es suficiente para determinar la sensibilidad económica del proyecto con respecto a éste ítem. Este análisis no considera cambios en la inversión por efecto de una mayor producción – o menor -.

Como se puede observar en la Ilustración número 19, a partir de una eficiencia de producción equivalente a 0,48 m^3/kg de sustrato, el proyecto tiene VPN positivo. Asimismo, ante el aumento del 10% de la eficiencia – 0,5 a 0,55 – el VPN del proyecto aumenta en más de un 350%.

VENTA ENERGÍA TÉRMICA

La venta de energía térmica representa ingresos adicionales sin necesidad de mayor inversión. Esto significa que puede aumentar considerablemente la rentabilidad del proyecto, además disminuyendo el riesgo por variación en los factores descritos anteriormente.

Como se puede observar en la Ilustración número 20, para un precio de venta de energía equivalente a 10 USD/MMBtu, se obtiene un VPN más de 12 veces mayor que para el caso base. Adicionalmente, el aumento – o reducción – del VPN del proyecto con respecto al cambio de un 10% del precio de la energía térmica es de más del 9% del VPN.

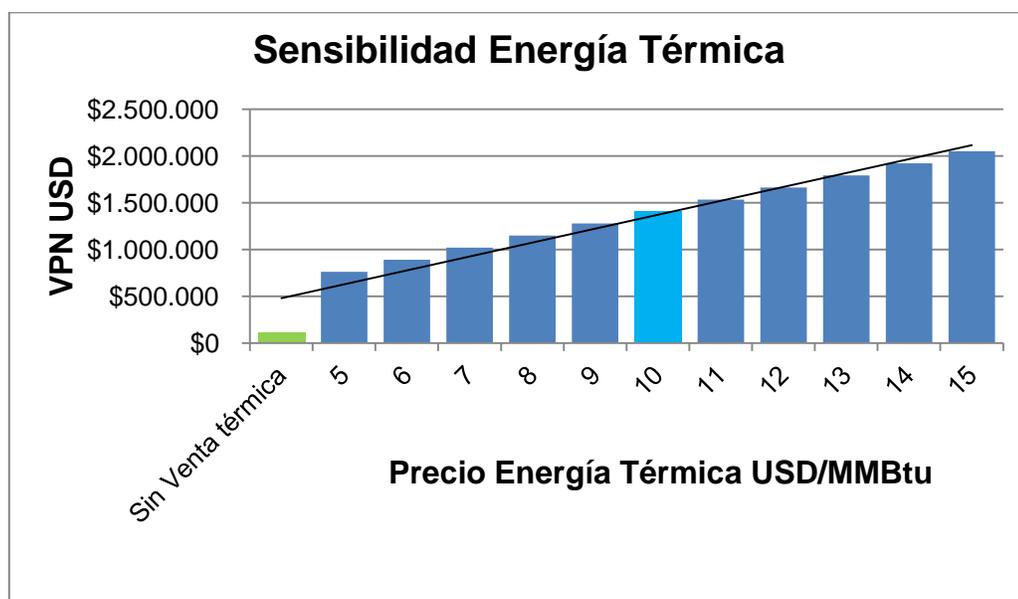


Ilustración 20: Sensibilidad Precio Energía Térmica. Fuente: Elaboración Propia.

Al considerar la venta de energía térmica – a 10 USD/MMBtu - cambian los valores de la eficiencia, costo de venta y precio de la energía para que el proyecto sea rentable o puntos de *Break Even*. Estas disminuciones están descritas en la Tabla número 13. En conclusión, la disminución en estos puntos deja al proyecto con mayor holgura ante eventuales cambios de la evaluación.

	Sin Térmica	Con Térmica
Costos de Venta	53.400 USD / 7,7% ⁵	256.534 USD / 38,38% ⁶
Precio Energía	87,4 USD/kWh	53,3 USD/kWh
Eficiencia Sustrato	0,485 m3/kg	0,367 m3/kg

Tabla 13: Resumen Puntos de *Break Even*. Fuente: Elaboración Propia.

BONOS DE CARBONO

Los ingresos provenientes de la venta de bonos de carbono representan sólo un 3,6% de los ingresos totales, dado que la mayoría proviene de la venta de energía eléctrica y potencia eléctrica – 89,8% y 6,6% respectivamente -. Por lo tanto, la sensibilidad del proyecto ante variaciones del precio de venta de los bonos de carbono es menor que ante variaciones del precio de la energía y/o potencia eléctrica. Transformando esto en números, un cambio del 10% del precio de los bonos de carbono cambia el VPN del proyecto en aproximadamente un 7%.

12.3. CONCLUSIONES EVALUACIÓN ECONÓMICA

⁵ Porcentaje de los Ingresos por venta de energía eléctrica.

⁶ Porcentaje de los Ingresos por venta de energía eléctrica.

La evaluación del proyecto para el caso base arroja resultados positivos, con un VAN de más de 114.028 USD y una TIR de **10,4 %**. Por otra parte en el análisis de sensibilidad se descubrió que con la inclusión de la venta de energía térmica en el proyecto, se tiene mayor holgura con respecto a los resultados positivos, con indicadores de rentabilidad mucho más interesante: un VAN mayor a 1.4 MM USD y una TIR de 14,9%.

13. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y COMENTARIOS FINALES

Reciclajes Industriales S.A. tiene una provisión de sustrato de más de 68.000 toneladas, actualmente están siendo utilizadas para la producción de biofertilizante a través de un proceso de digestión aeróbica –compostaje en pilas-. A partir de esto, surge la posibilidad de obtener mayores ingresos a partir de la misma base de insumos y sin interrumpir la producción de biofertilizante.

En el estudio de mercado se estudiaron los distintos mercados energéticos y de disposición final. Como se planteó anteriormente, existen distintas opciones para comercializar el output de energía de la planta de biogás. La opción del mercado eléctrico destaca, ya que presenta interesantes beneficios para las ERNC y PMGD – dentro de las cuales el proyecto clasifica – y además, los precios de la energía en Chile lo hacen aun más atractivo – más de 90 USD/kWh -. Por otra parte, existe la posibilidad de comercializar energía térmica a clientes como el Aeropuerto Arturo Merino Benítez o TOMAVAL, mediante la instalación de un invernadero en las inmediaciones de la planta. Al no existir tarifas de energía térmica en Chile, se utilizó como proxy las tarifas de clientes industriales de Metrogás S.A. que se mueven en el rango de los 15 – 22 USD/MMbtu. Posteriormente se descartaron posibilidades como la comercialización de biogás depurado – gas natural -, esto debido a los altos costos de instalación y lejanía con la matriz de distribución.

Para este proyecto es fundamental asegurar un suministro de sustrato a largo plazo. Actualmente Reciclajes Industriales tiene contratos a no más de un año de duración, y ante una alternativa de menor costo, los clientes migrarán. La competencia más directa vendría siendo las otras plantas de compostaje, ya que de acuerdo con la legislación vigente, son los únicos que pueden recibir residuos con tales cantidades de humedad. Por otra parte, hoy en día los precios de la competencia son mayores, su capacidad es limitada y su continuidad es cuestionable. Luego, ante la falta de mejores alternativas y la mayor capacidad que tiene Reciclajes Industriales, se postula como la mejor alternativa a futuro. El único peligro es que aparezcan nuevos competidores, pero

debido a incidentes previos⁷ y la estricta regulación, no es fácil que aparezca una planta de compostaje de un día para otro.

A partir de la búsqueda para obtener nuevas fuentes de residuos se reveló información muy relevante. Se encontró que la mayoría de los posibles clientes ya habían sido evaluados y descartados o ya eran actualmente clientes. Por lo mismo, se concluyó que la única opción para ampliar la provisión de sustrato para la producción de biogás era la compra de subproductos orgánicos y/o cultivos energéticos. También, se descubrió que para la producción de biogás no todo es volumen. Algunos sustratos son mucho más atractivos que otros, y otros simplemente no se pueden usar – ramas, papel, madera, aserrín -. Por ejemplo, los lodos animales, tienen una relación C:N muy baja y niveles de acidez muy inferiores al óptimo requerido en el proceso, lo que no es conveniente para la producción. Coincidentemente, la provisión actual de la empresa depende principalmente de lodos animales. Pero no todo es igual, la empresa también recibe residuos como lodos de cámaras desengrasadoras, que tienen un alto potencial para la producción de biogás. De todas maneras, se puede combinar distintos residuos para obtener las características deseadas.

Para la selección de los sustratos se tuvo que descartar parte importante de lo que recibe actualmente la empresa. La utilización de toda la provisión significaba no solo una inversión mayor, también podía incluso disminuir la producción evitando la digestión anaeróbica por distintas razones como: relación C:N fuera de lo recomendado, acidez fuera de los rangos aceptables, alto contenido de ligninas, etc. Luego de la selección, se concluyó que aproximadamente 39.000 toneladas son utilizables para la producción de biogás, las cuales se pueden clasificar en tres grupos principales dependiendo de su relación C:N: El primer grupo está compuesto principalmente por lodos lácteos y animales y representan el 47% de lo seleccionado. El segundo, por lodos grasos y de cámaras desengrasadoras - y en menor medida por verduras y otros orgánicos -, representando el 49% del total y los residuos con mayor potencial para la producción de biogás. El último y tercer grupo principal, mucho más pequeño que los anteriores, está compuesto por cereales y semillas. Como resultado se obtiene sustrato con una relación C:N de 20:1 en promedio y masa sólida de 21%.

A partir de los sustratos finalmente seleccionados para la producción, y lo estudiado anteriormente con respecto a las tecnologías de producción de biogás, se decidió que se utilizaría la tecnología de Flujo Pistón. Esta es recomendable para sustratos con masa sólida mayor al 20% y tiene una eficiencia mayor que los otros reactores, pero requiere de mayor inversión que los digestores de mezcla completa. Las demás instalaciones necesarias son las tradicionales de una planta de biogás con combustión de biogás para la producción de energía eléctrica: gasómetro, unidad

⁷ Incidentes como el bloqueo en la Ruta 5 Sur por molestias de olores y moscas por planta de compostaje en Pelequén.

eléctrica – de co-generación -, instrumentos de medición, acondicionamiento del biogás, bombas, etc. En el caso de concretar la venta de energía térmica, se necesitará la instalación adicional de un sistema intercambiador de calor.

Un tema pendiente del proyecto es el terreno. Con la información actual no se puede asegurar que el proyecto se pueda realizar en Camino Lo Boza, debido a que el terreno se encuentra dentro del área de influencia del aeropuerto. Lo óptimo sería llevar a cabo el proyecto en la ubicación actual de la empresa, pero ante la negativa de las autoridades habría que sopesar las alternativas. Un cambio de ubicación significa mover en su totalidad – o parcialmente – las actividades de la empresa. Las mejores opciones sería reubicarse en un lugar cercano a la provisión de residuos – sector sur poniente de Santiago - o a un lugar donde los terrenos sean económicos – otra ubicación en Pudahuel, por ejemplo el Noviciado -. Si ninguna de las dos alternativas es posible, difícilmente se podrá llevar a cabo el proyecto.

La configuración final resultaría en una planta de biogás capaz de producir 8.252 MWh eléctrico y 20.506 MMbtu por año, que corregido por factor de planta y el autoconsumo necesario para la producción se traduce en una potencia firme de 0,85 MW eléctrica y 0,88 MW térmica.

La inversión, incluyendo el terreno, sumaría más de 3.9 MM USD. Adicionalmente, para la producción se consideraron costos de venta y gastos que suman más de 130.000 USD anuales, esto considerando mantención, reparación, personal, etc. Como resultado, se obtendrían ingresos por la venta de energía eléctrica en el mercado spot, potencia eléctrica y bonos de carbono, otorgando ingresos que ascienden a más de 740.000 USD anuales. De esta forma, el proyecto entrega resultados para la evaluación económica positivos: VPN 114.028 USD y TIR de 10,4%.

Finalmente, se concluyó en el análisis de sensibilidad que los ingresos del proyecto aumentan considerablemente por la venta de energía térmica – a un precio de 10 USD/MMbtu -, que además requiere esfuerzos marginales para su implementación. El VPN aumenta a más de 1.4 MM USD y la TIR hasta 14,9%. Además, los puntos de *Break Even*, se reducen considerablemente. El precio de la energía para que el VPN sea cero bajo desde 87 USD/kWh hasta 53 USD/kWh. También, la productividad del sustrato necesaria para que el proyecto sea rentable disminuyó desde 0,48 m³/kg hasta 0,36 m³/kg. Asimismo los costos de venta pueden aumentar desde 53.000 USD hasta 256.000 USD anuales. En resumen, el proyecto tiene mayor holgura al poder concretar las ventas de energía térmica.

14. RECOMENDACIONES AL CLIENTE

En vista de los planes de la empresa de producción de biogás, la búsqueda de nuevos clientes debe ser orientada con los requisitos para la producción de éste. Si bien mayor provisión de residuos representará mayores ingresos por disposición final, estos no siempre tendrán las mejores características – potencial de producción de biogás, relación C:N, acidez, etc. -.

Reciclajes Industriales ya tiene contratos de provisión con la mayoría de las grandes y medianas empresas de la agroindustria en la RM. Si bien, se podría aumentar provisión abarcando productores más pequeños, esto sería muy poco eficiente. Lo anterior debido principalmente a los costos de transporte y bajos volúmenes de disposición que tienen estas empresas. Por otra parte, en vista de mejorar la calidad del sustrato utilizado para la producción del biogás se pueden buscar otras alternativas, como la compra de subproductos agroindustriales y cultivos energéticos. En Chile hay casos de proyectos donde a través de la venta de energía eléctrica y energía térmica² se financia la compra de cultivos energéticos para aumentar la producción de biogás – silo de maíz específicamente -, combinándolos con residuos agroindustriales.

Ante la incertidumbre de poder realizar el proyecto en la actual localización, y lo interesante que resultaría su implementación, es imperativo evaluar una relocalización de Reciclajes Industriales. De esta forma, la empresa podría ubicarse en un lugar más conveniente estratégicamente – más cerca de los proveedores de sustrato -, como por ejemplo, en el sector sur poniente de Santiago.

15. GLOSARIO

BTU British Thermal Unit (unidad británica de calor)

CDEC Centro de Despacho Económico de Carga

CER Certificado de reducción de emisiones de carbono

CH₄ Metano

C:N Relación carbono / nitrógeno

CNE Comisión Nacional de Energía

CO₂ Dióxido de carbono

CO₂ Equivalente medida universal de medición utilizada para indicar la posibilidad de calentamiento global de cada uno de los gases con efecto invernadero

ERNC Energías renovables no convencionales

GTZ Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit

GN Gas natural

GNC Gas natural comprimido

GNL Gas natural líquido

GNV Gas natural vehicular

H₂ Hidrógeno

H₂S Ácido sulfhídrico o sulfuro de hidrógeno

TRH Hydraulic retention time (tiempo de retención hidráulica)

kg Kilogramo

kV Kilovolt (unidad de tensión eléctrica)

kW_{el} Kilowatt eléctrico (Potencia Eléctrica)

kW_{th} Kilowatt térmico (Potencia Térmica)

kW Kilowatt (Potencia)

kWh Kilowatt por hora (Energía)

Ligninas polímero presente en la pared celular de organismos del reino Plantae

MGNC Medios de generación no convencional

MO Materia Orgánica

MM Millón

MS Masa sólida

MW Megawatt (Potencia)

MWh Megawatt por hora (Energía)

N Nitrógeno

NH₃ Amoniac

NH₄ Amonio

NO₂ Dióxido de nitrógeno

O₂ Oxígeno

°C Grados Celsius

VCO Organic load rate (velocidad de carga orgánica)

P Fósforo

PMGD Pequeños medios de generación distribuidos

PMM Precio medio de mercado

PTAS Plantas de tratamiento de aguas servidas

RIL Residuo industrial líquido

RIS Residuo industrial sólido

RMC Reactor de mezcla completa

RPM Revoluciones por minuto

RS Relleno sanitario

S Azufre

SCR Solicitud de conexión a la red

SD Sistema de distribución

SIC Sistema Interconectado Central

ST Sólidos totales

SV Sólidos volátiles

UF Unidad de fomento

USD dólar estadounidense

16. BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN

- [1] H. Vasquez, «EL BIOGÁS COMO FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE PARA CHILE,» Santiago, Chile, 2009.
- [2] R. Chamy y E. Vivanco, «IDENTIFICACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LOS DISTINTOS TIPOS DE BIOMASA DISPONIBLES EN CHILE PARA LA GENERACIÓN DE BIOGÁS,» Proyecto Energías Renovables No Convencionales en Chile (CNE/GTZ), Santiago, Chile, 2007.
- [3] Goodfellow Agricola Consultants Inc., «Understanding Commercial Opportunities in the Biogas Sector in Canada,» Alberta Agriculture Food and Rural Development, 2006.
- [4] GAMMA Ingenieros S.A., «MODELOS DE NEGOCIO QUE RENTABILICEN APLICACIONES DE BIOGÁS EN CHILE Y SU FOMENTO,» MINISTERIO DE ENERGÍA, Santiago, Chile, 2011.
- [5] INTEC CHILE, «GENERACIÓN DE RESIDUOS AGROINDUSTRIALES COMPENDIO REGIÓN METROPOLITANA,» Santiago, Chile, 1997.
- [6] SCHWAGER BIOGAS S.A., «Declaración de Impacto Ambiental Planta Biogás Ventanas,» Región de Valparaíso, 2009.
- [7] INE, «Medio Ambiente, Informe Anual 2010,» Santiago de Chile, 2012.
- [8] T. Tudo, E. Adam y M. Bates, «Drivers and limitations for the successful development and functioning of EIPs (eco-industrial parks): A literature review,» *ECOLOGICAL ECONOMICS*, nº 61, pp. 199-207, 2007.
- [9] Electrigaz Technologies Inc, «Feasibility Study – Anaerobic Digester and Gas Processing Facility in the Fraser Valley, British Columbia,» Canada, British Columbia, 2007.
- [10] «Kalundborg Symbiosis,» Kalundborg Eco-Industrial Park, [En línea]. Available: <http://www.symbiosis.dk/en>. [Último acceso: 2012].
- [11] Comisión Nacional de Energía, «GUÍA PARA EVALUACIÓN AMBIENTAL ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVECIONALES PROYECTO DE BIOMASA,»

Santiago de Chile, 2007.

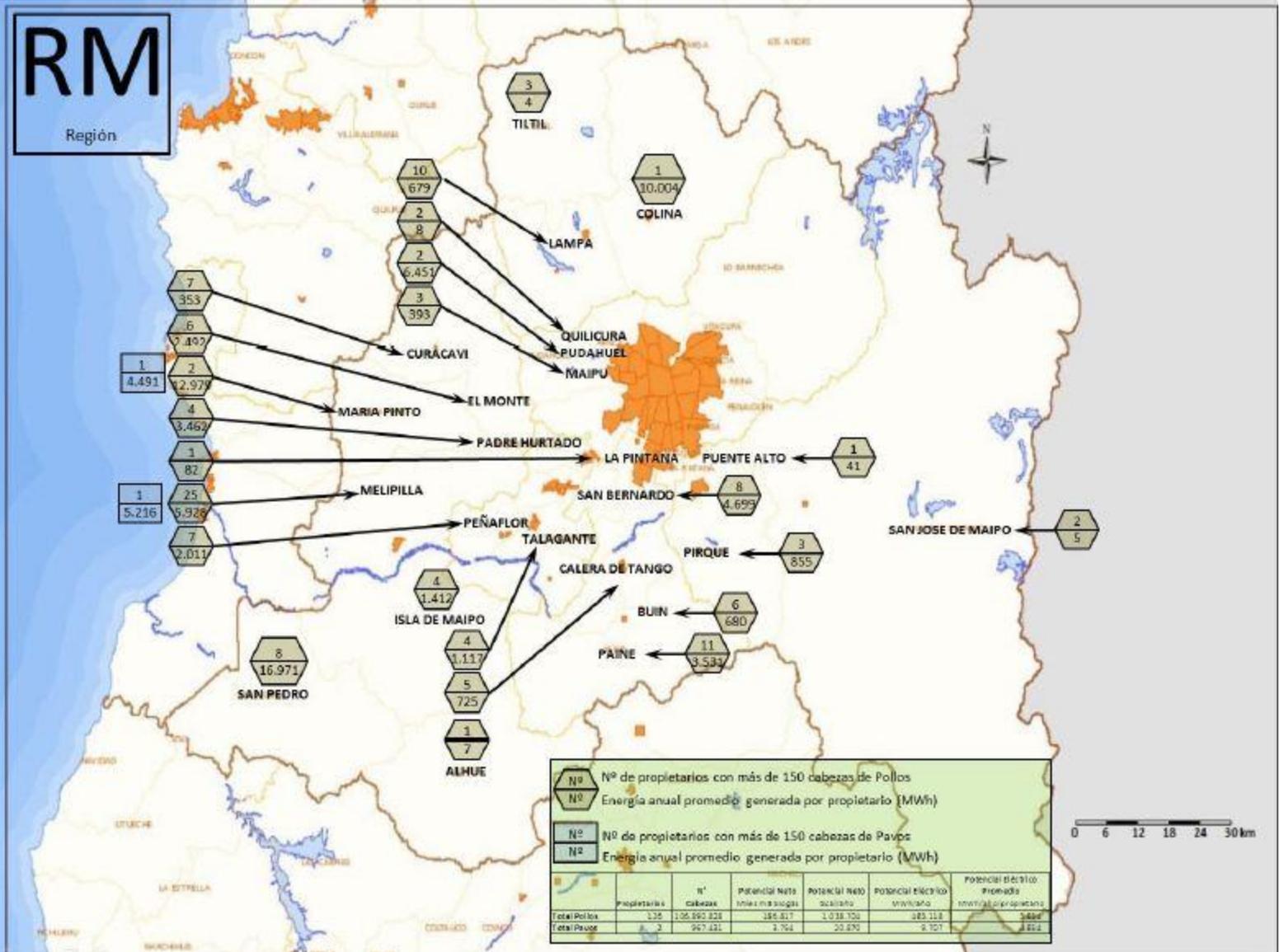
- [12] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, «Informe estadístico Superintendencia de Electricidad y Combustibles 2011,» Santiago de Chile, 2011.
- [13] Gestión de Proyectos Regionales S.A., «DECLARACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL: Complemento Tecnológico Planta de Compostaje AGROORGÁNICOS MOSTAZAL Ltda.,» San Francisco de Mostazal VI Región - Chile, 2007.
- [14] S. D. Stegmann, «PRESENTACIÓN PROYECTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN BASE A BIOGÁS CENTRAL LOMA LOS COLORADOS,» Santiago de Chile, 2010.
- [15] El Mercurio, «Acuerdo: Banco de Chile financia a Consorcio Santa Marta, en su compromiso con la energía renovable,» El Mercurio, p. B18, Domingo 26 Agosto 2012.
- [16] MINISTERIO DE SALUD, SEREMI DE SALUD R.M., «Seremi de Salud RM clausuró vertedero ilegal ubicado Ruta Lo Echevers,» 11 Agosto 2012. [En línea]. Available: <http://www.asrm.cl/paginassegundonivel/nivelprensa.aspx?655>. [Último acceso: 26 Agosto 2012].
- [17] La Tercera, «www.latercera.com,» 28 Agosto 2012. [En línea]. Available: <http://www.latercera.com/noticia/negocios/2012/08/655-480234-9-gnl-quintero-inicia-proyecto-para-expandir-en-un-50-capacidad-de-terminal-de-la.shtml>. [Último acceso: 28 Septiembre 2012].
- [18] J. Herrera, Normativa Chilena referida a Generación Distribuida como Agente del Mercado Eléctrico, Santiago, Chile: PUCV, 2009.
- [19] Systep Ingeniería y Diseños, «Reporte Sector Eléctrico: SIC - SING,» Santiago, Chile, 2012.
- [20] Consultora Ingevet Ltda., «Situación Real de la Generación con ERNC y su Inyección a los Sistemas Eléctricos durante el año 2012,» PROGRAMA CHILE SUSTENTABLE, Santiago, Chile, 2011.
- [21] F. Kaiser, K. Von osten, T. Könemund y K. Franzen, «GUÍA DE PLANIFICACIÓN PARA PROYECTOS DE BIOGÁS EN CHILE,» Proyecto Energías Renovables No

Convencionales en Chile (CNE/GTZ), Santiago, Chile, 2010.

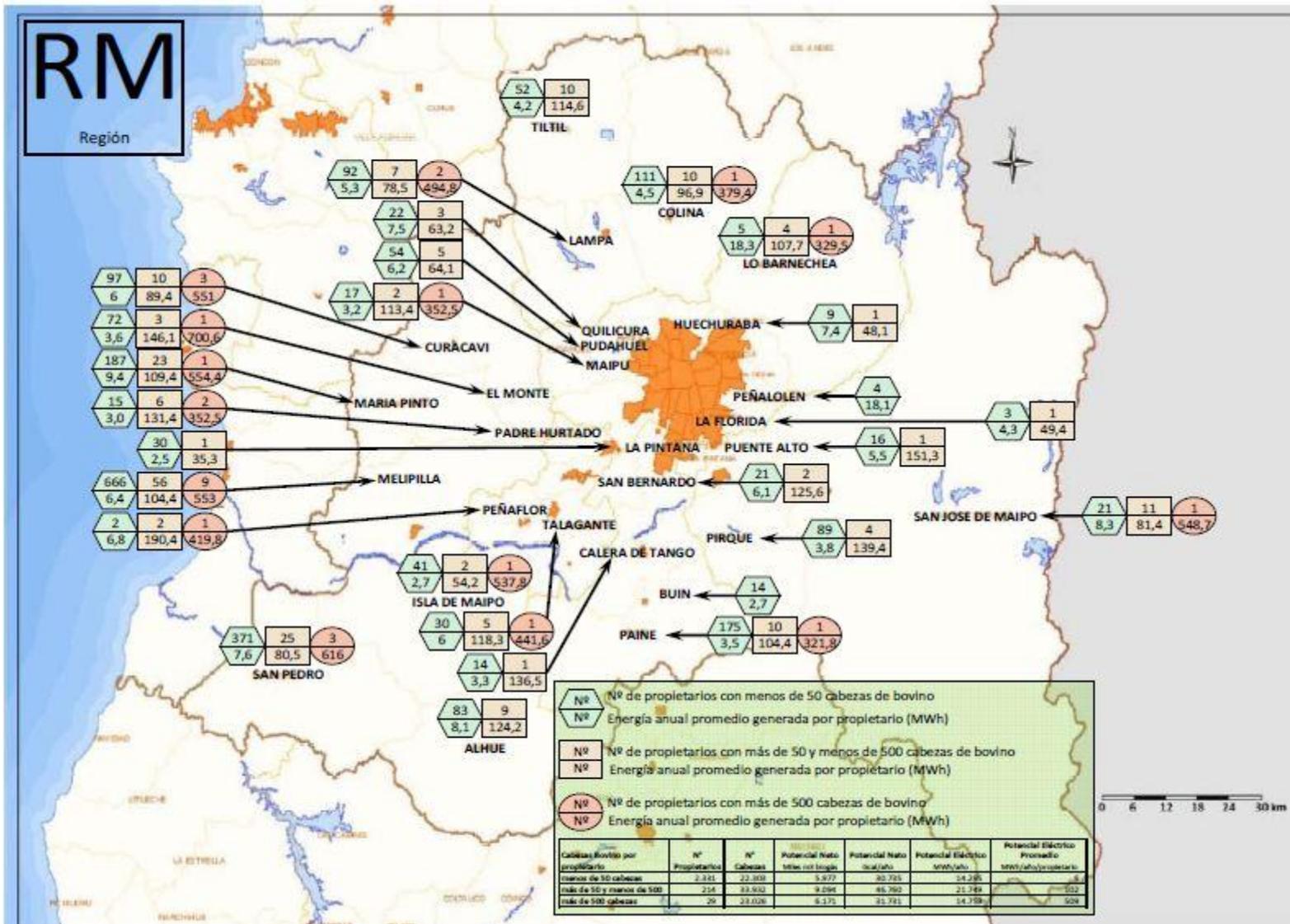
- [22] G. I. S.A., «ESTUDIO DE MERCADO DE GAS NATURAL ENTRE LAS REGIONES DEL MAULE Y LOS LAGOS,» MINISTERIO DE ENERGÍA, Santiago, Chile, 2010.
- [23] M. Pöschl, S. Ward y P. Owende, «Evaluation of energy efficiency of various biogas production and utilization pathways,» Applied Energy, pp. 3305-3321, 2 June 2010.
- [24] R. Braun y A. Wellinger, «Potential of Co-digestion,» IEA BIOENERGY, 2006.
- [25] A. Gallardo, «FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA EL DESARROLLO DE UNA INSTALACIÓN TERMOELÉCTRICA DE 160 KW MEDIANTE LA COMBUSTIÓN DE BIOGÁS PARA LA HACIENDA "TARRAGONA",» ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJERCITO , Sangolqui, 2010.
- [26] O. Garay, «ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN BASE A BIOGÁS,» UNIVERSIDAD DE CHILE, Santiago, Chile, 2011.
- [27] M. T. Varnero, « MANUAL DEL BIOGÁS,» MINISTERIO DE ENERGÍA, PNUD, FAO, GFD, Santiago, Chile, 2011.
- [28] Armony, «25 AÑOS DE TRAYECTORIA EN LA DISMINUCIÓN, TRANSFORMACIÓN Y VALORIZACIÓN DE RESIDUO SÓLIDOS ORGÁNICOS EN CHILE,» Santiago, Chile, 2008.
- [29] W. H. Hoagland y L. Williamsom, «Feasibility Studies,» University of Kentucky, Department of Agriculture Economics, Lexington, KY, 2000.
- [30] A. Zuñiga, «EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA Y DISEÑO PARA UNA PLANTA GENERADORA DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOGÁS,» UNIVERSIDAD DE CHILE, Santiago, Chile, 2010.

17. ANEXOS

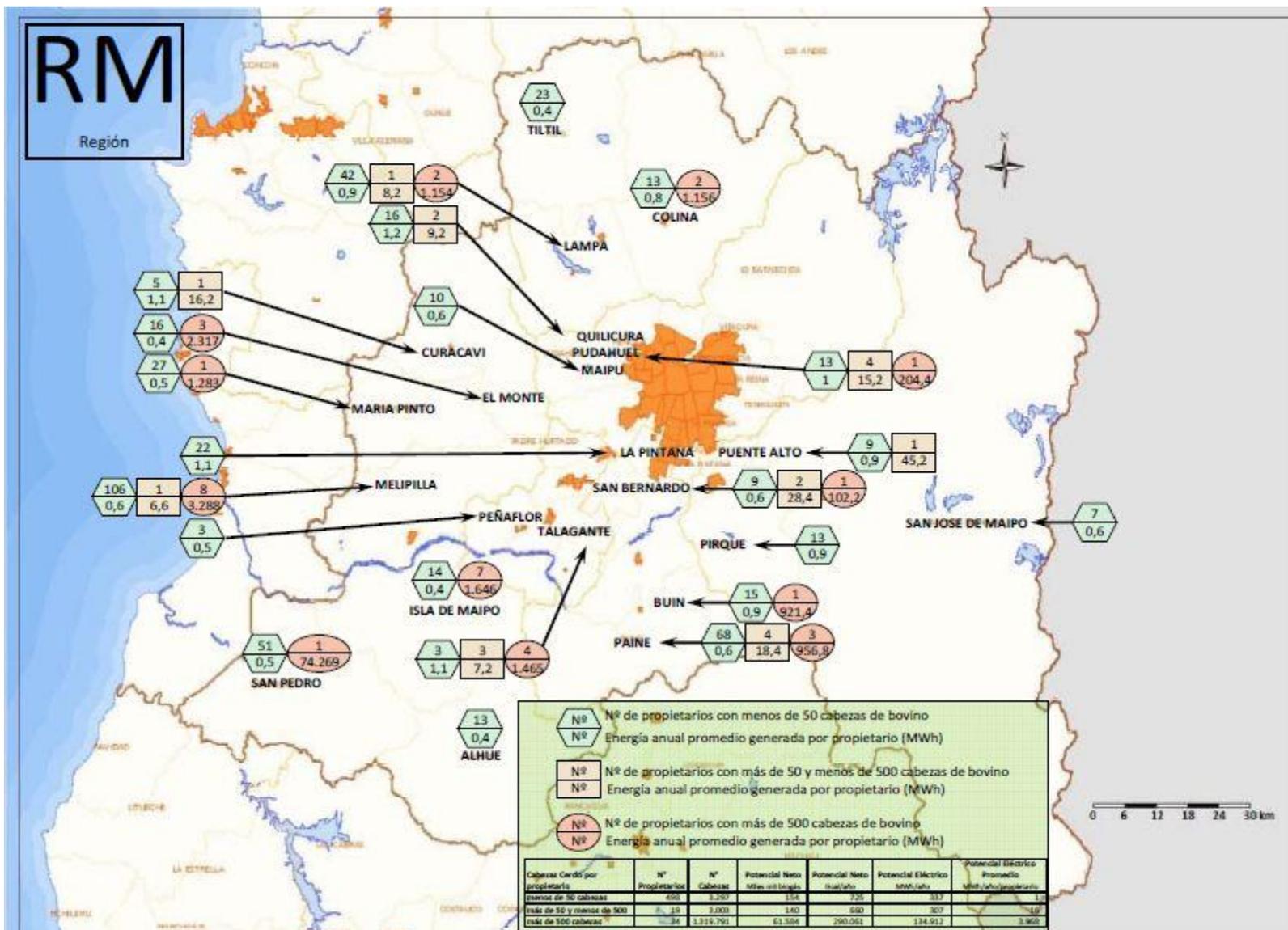
17.1 ANEXO A: Mapa Industria Avícola RM [4]



17.2 ANEXO B: Mapa Industria Bovina RM [4]



17.3 ANEXO C: Mapa Industria Cerdos RM [4]



17.4 Anexo D: Precio disposición detallado

CONSORCIO SANTA MARTA

<i>Estación de Transferencia Puerta Sur</i>	<i>Valor \$/tonelada con IVA</i>
Municipio todo horario con contrato	\$ 12.600
Municipio con contrato de EMERES	\$ 10.500
Municipio ocasionales sin contrato	\$ 13.600
Particulares con contrato	\$ 12.000 - 19.000
Particulares sin contrato	\$ 14.000 - 25.000
Particulares residuos asimilables especiales	\$ 12.000 - 33.000
Decomisos, cargas de poco peso y gran volumen	\$ 50.500
<i>Relleno Sanitario Santa Marta</i>	<i>Valor \$/tonelada exento IVA</i>
Municipios todo horario con contrato	\$ 9.980
Municipios todo horario sin contrato	\$ 10.980

PROACTIVA SERVICIOS URBANOS S.A.

<i>Relleno Sanitario Santiago Poniente</i>	<i>Valor \$/tonelada con IVA</i>
Según contrato EMERES, valores según sentencia juicio arbitral	\$ 6.389
Otras municipalidades Residuos Domiciliarios	\$ 8.000

KDM S.A.

<i>Estación de Transferencia Quilicura</i>	<i>Valor \$/tonelada con IVA</i>
Más de 3.000 toneladas	\$ 4.420
<i>Relleno Sanitario</i>	<i>Valor \$/tonelada exento IVA</i>
Más de 3.000 toneladas	\$ 3.850

CATEMITO IDEA CORP S.A.

<i>Planta de compostaje</i>	<i>Valor \$/tonelada</i>
Ramas y escombros	\$ 2.000

Fuentes:

1. INFORME SOBRE EL CONTRATO CON KDM S.A. – TRATAMIENTO INTERMEDIO Y DISPOSICIÓN FINAL DE RESIDUOS SOLIDOS MUNICIPALES (RSM).
2. CONSORCIO SANTA MARTA. CUADRO DE TARIFAS AÑO 2011 (VIGENTES DESDE MAYO DE 2011).

17.4 Anexo E: Calculo costo de subtransmisión

PEAJE POR ENERGÍA Y POTENCIA

Peaje por energía

$$Peaje_E = PNET \cdot (FEPE - 1) + VAST_x$$

Peaje por Potencia

$$Peaje_p = PNPT \cdot (FEPP - 1)$$

PAGO POR ENERGÍA Y POTENCIA

Pago por energía

$$Pago_E = PNET \cdot FEPE(1 - FAIE) + VAST_x$$

Pago por Potencia

$$Pago_p = PNPT \cdot FEPP(1 - FAIP)$$

PNET: Precio de nudo de energía fijado conforme al Artículo 171° de la Ley en la barra de inyección asociada a la barra de retiro del sistema de subtransmisión, expresado en [\$/kWh].

PNPT: Precio de nudo de potencia fijado conforme al Artículo 171° de la Ley en la barra de inyección asociada a la barra de retiro del sistema de subtransmisión, expresado en [\$/kW/mes].

FEPE: Factor de expansión de pérdidas de energía del sistema de subtransmisión correspondiente a la barra de retiro.

FEPP: Factor de expansión de pérdidas de potencia del sistema de subtransmisión correspondiente a la barra de retiro.

VASTx: Valor anual de subtransmisión por energía, expresado en [\$/kWh]

FAIE: Factor de ajuste de inyección por energía expresado en [°/1].

FAIP: Factor de ajuste de inyección por potencia expresado en [°/1].

Los factores FAIE y FAIP consideran las inyecciones efectivas registradas al ingreso de cada sistema de subtransmisión o “inyecciones efectivas o reales” (InRe), y los retiros efectivos realizados dentro de cada sistema referidos a las barras de inyección

utilizando para ello los factores de expansión de pérdidas FEPE y FEPP respectivamente, o “inyecciones tarifarias” (InTa).

Así, FAIE y FAIP se determinan en cada sistema de subtransmisión de modo que al multiplicarlos por la suma de las inyecciones tarifarias de energía y potencia, respectivamente, valorizadas a los respectivos precios de nudo, se iguale al resultado la suma de las correspondientes inyecciones reales valorizadas a dichos precios, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$FAIE = \frac{\sum_{i=1}^n InReE_i}{\sum_{i=1}^n InTaE_i} \quad FAIP = \frac{\sum_{i=1}^n InReP_i}{\sum_{i=1}^n InTaP_i}$$

17.5 Anexo F: Producción de biogás detallada

Anexo F1 Tabla producción de biogás y potencia – térmica y eléctrica - por sustrato:

id.	% MS	Provisión MH [kg/a]	Provisión MS[kg/a]	C:N	Productividad [m3/kg]	% CH4	Metano [m3/año]	Potencia [kW]	Potencia térmica [kW]	Potencia eléctrica [kW]
Lodo animal seco	36%	5.429.904	1.954.765	8	0,500	60%	586.430	667	292	281
Lodo grasos	10%	9.158.924	915.892	23	0,500	60%	274.768	313	137	132
Lodo lácteo seco	26%	7.517.540	1.954.560	10	0,500	60%	586.368	667	292	281
Lodo cámaras	8%	7.118.888	569.511	28	0,500	60%	170.853	194	85	82
Lodo animal liq.	11%	-	-	6	0,500	60%	-	-	-	-
Lodo lácteo	10%	2.339.800	233.980	8	0,500	60%	70.194	80	35	34
Líquido no graso	10%	1.882.580	188.258	18	0,500	60%	56.477	64	28	27
Verduras	16%	1.835.900	293.744	24	0,500	60%	88.123	100	44	42
Lodo levaduras	40%	-	-	8	0,500	60%	-	-	-	-
Lodo cecinas	7%	1.326.140	92.830	12	0,500	60%	27.849	32	14	13
Semillas	82%	1.144.146	938.200	47	0,500	60%	281.460	320	140	135
Otros orgánicos	65%	871.720	566.618	29	0,500	60%	169.985	193	85	81
Residuos viña	15%	663.800	99.570	26	0,500	60%	29.871	34	15	14
subprod	50%		-	45	0,500	60%	-	-	-	-
Cereales, almidon	95%	402.400	382.280	38	0,500	60%	114.684	131	57	55
Fruta líquida	12%	15.260	1.831	35	0,500	60%	549	1	0	0
TOTAL	20,6%	39.707.002	8.192.040	19,99999976	0,500	60%	2.457.612	2.797	1.225	1.178

Anexo F2: Clasificación sustrato seleccionado.

Hay tres grupos principales, dependiendo de su relación C:N. Adicionalmente, el Grupo 2 se divide en dos sub grupos Grupo 2A y Grupo 2B. El Grupo 2A incluye los lodos grasos y lodos de cámaras desengrasadoras, por otra parte, el Grupo 2B incluye a las verduras, otros orgánicos y residuos de viñas. El Grupo 3 también se divide en dos subgrupos. Grupo 3A y Grupo 3B. El Grupo 3A incluye a las semillas, cereales y almidón, mientras que el Grupo 3B sólo incluye a la fruta líquida. A continuación se muestran los tres grupos principales y su composición.

	Grupo 1 C:N < 20:1	Grupo 2 20:1 < C:N <30:1	Grupo 3 C:N > 30:1
Lodo animal seco	5.429.904	-	-
Lodo grasos	-	9.158.924	-
Lodo lácteo seco	7.517.540	-	-
Lodo cámaras	-	7.118.888	-
Lodo animal liq.	-	-	-
Lodo lácteo	2.339.800	-	-
Líquido no graso	1.882.580	-	-
Verduras	-	1.835.900	-
Lodo levaduras	-	-	-
Lodo cecinas	1.326.140	-	-
Semillas	-	-	1.144.146
Otros orgánicos	-	871.720	-
Residuos viña	-	663.800	-
Sueros	-	-	-
Cereales, almidón	-	-	402.400
Fruta líquida	-	-	15.260
TOTAL	18.495.964	19649232	1.561.806
PARCIAL	47%	49%	4%

17.6 Anexo G: Flujo de Caja

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
VENTAS BRUTAS		\$ 885.637	\$ 885.637	\$ 885.637	\$ 885.637	\$ 885.637	\$ 885.637	\$ 885.637	\$ 885.637	\$ 885.637
Ventas Netas		\$ 744.233	\$ 744.233	\$ 744.233	\$ 744.233	\$ 744.233	\$ 744.233	\$ 744.233	\$ 744.233	\$ 744.233
<i>Energía Eléctrica</i>		\$ 668.445	\$ 668.445	\$ 668.445	\$ 668.445	\$ 668.445	\$ 668.445	\$ 668.445	\$ 668.445	\$ 668.445
<i>Potencia Eléctrica</i>		\$ 48.836	\$ 48.836	\$ 48.836	\$ 48.836	\$ 48.836	\$ 48.836	\$ 48.836	\$ 48.836	\$ 48.836
<i>Energía Térmica</i>		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
<i>Bonos de Carbono</i>		\$ 26.952	\$ 26.952	\$ 26.952	\$ 26.952	\$ 26.952	\$ 26.952	\$ 26.952	\$ 26.952	\$ 26.952
IVA debito (19%)		\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404
COSTO DE VENTA BRUTO		\$ 52.602	\$ 52.602	\$ 52.602	\$ 52.602	\$ 52.602	\$ 52.602	\$ 52.602	\$ 52.602	\$ 52.602
Costo de Venta Neto		\$ 44.203	\$ 44.203	\$ 44.203	\$ 44.203	\$ 44.203	\$ 44.203	\$ 44.203	\$ 44.203	\$ 44.203
<i>Costo de venta bonos de carbono</i>		\$ 10.781	\$ 10.781	\$ 10.781	\$ 10.781	\$ 10.781	\$ 10.781	\$ 10.781	\$ 10.781	\$ 10.781
<i>Costo de transmisión eléctrica</i>		\$ 33.422	\$ 33.422	\$ 33.422	\$ 33.422	\$ 33.422	\$ 33.422	\$ 33.422	\$ 33.422	\$ 33.422
IVA credito (19%)		\$ 8.399	\$ 8.399	\$ 8.399	\$ 8.399	\$ 8.399	\$ 8.399	\$ 8.399	\$ 8.399	\$ 8.399
MARGEN DE EXPLOATCIÓN BRUTO		\$ 833.036	\$ 833.036	\$ 833.036	\$ 833.036	\$ 833.036	\$ 833.036	\$ 833.036	\$ 833.036	\$ 833.036
GASTOS DE EXPLOTACIÓN BRUTOS		\$ 101.150	\$ 101.150	\$ 101.150	\$ 101.150	\$ 101.150	\$ 101.150	\$ 101.150	\$ 101.150	\$ 101.150
Gastos de Explotación Neto		\$ 85.000	\$ 85.000	\$ 85.000	\$ 85.000	\$ 85.000	\$ 85.000	\$ 85.000	\$ 85.000	\$ 85.000
<i>Mantenición y reparación de equipos</i>		\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000
<i>Sueldos y Leyes Sociales</i>		\$ 20.000	\$ 20.000	\$ 20.000	\$ 20.000	\$ 20.000	\$ 20.000	\$ 20.000	\$ 20.000	\$ 20.000
<i>Otros gastos</i>		\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000
IVA credito (19%)		\$ 16.150	\$ 16.150	\$ 16.150	\$ 16.150	\$ 16.150	\$ 16.150	\$ 16.150	\$ 16.150	\$ 16.150
TOTAL IVA debito		\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404
TOTAL IVA credito		\$ 24.549	\$ 24.549	\$ 24.549	\$ 24.549	\$ 24.549	\$ 24.549	\$ 24.549	\$ 24.549	\$ 24.549
IVA NETO DEL PERIODO		\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856
PAGO DE IVA		\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856
Flujo Neto de Explotación		\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030
INVERSIÓN	\$ 3.921.500	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Depreciación		\$ 993.333	\$ 993.333	\$ 993.333	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Utilidad Bruta		-\$ 378.303	-\$ 378.303	-\$ 378.303	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030
Utilidad acumulada		-\$ 378.303								
IMPUESTO A LA RENTA (20%)										
<i>Impuesto acumulado</i>		-\$ 75.661	-\$ 151.321	-\$ 226.982	-\$ 103.976	\$ 19.030	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006
<i>Impuesto a pagar</i>		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 19.030	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006
Utilidad Neta		-\$ 378.303	-\$ 378.303	-\$ 378.303	\$ 615.030	\$ 596.000	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024
Capital de Trabajo		-\$ 784.300								
FLUJO DE CAJA										
<i>Flujo de Caja del Periodo</i>		-\$ 169.270	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 596.000	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024
<i>Flujo de Caja Acumulado</i>		-\$ 169.270	\$ 445.760	\$ 1.060.790	\$ 1.675.819	\$ 2.271.819	\$ 2.763.843	\$ 3.255.867	\$ 3.747.891	\$ 4.239.915
VAN	\$ 114.028									
TIR	10,41%									
		-\$ 4.090.770	-\$ 3.475.740	-\$ 2.860.710	-\$ 2.245.681	-\$ 1.649.681	-\$ 1.157.657	-\$ 665.633	-\$ 173.609	\$ 318.415

Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
\$ 885.637	\$ 885.637	\$ 885.637	\$ 885.637	\$ 885.637	\$ 885.637	\$ 885.637	\$ 885.637	\$ 885.637	\$ 885.637	\$ 885.637
\$ 744.233	\$ 744.233	\$ 744.233	\$ 744.233	\$ 744.233	\$ 744.233	\$ 744.233	\$ 744.233	\$ 744.233	\$ 744.233	\$ 744.233
\$ 668.445	\$ 668.445	\$ 668.445	\$ 668.445	\$ 668.445	\$ 668.445	\$ 668.445	\$ 668.445	\$ 668.445	\$ 668.445	\$ 668.445
\$ 48.836	\$ 48.836	\$ 48.836	\$ 48.836	\$ 48.836	\$ 48.836	\$ 48.836	\$ 48.836	\$ 48.836	\$ 48.836	\$ 48.836
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 26.952	\$ 26.952	\$ 26.952	\$ 26.952	\$ 26.952	\$ 26.952	\$ 26.952	\$ 26.952	\$ 26.952	\$ 26.952	\$ 26.952
\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404
\$ 52.602	\$ 52.602	\$ 52.602	\$ 52.602	\$ 52.602	\$ 52.602	\$ 52.602	\$ 52.602	\$ 52.602	\$ 52.602	\$ 52.602
\$ 44.203	\$ 44.203	\$ 44.203	\$ 44.203	\$ 44.203	\$ 44.203	\$ 44.203	\$ 44.203	\$ 44.203	\$ 44.203	\$ 44.203
\$ 10.781	\$ 10.781	\$ 10.781	\$ 10.781	\$ 10.781	\$ 10.781	\$ 10.781	\$ 10.781	\$ 10.781	\$ 10.781	\$ 10.781
\$ 33.422	\$ 33.422	\$ 33.422	\$ 33.422	\$ 33.422	\$ 33.422	\$ 33.422	\$ 33.422	\$ 33.422	\$ 33.422	\$ 33.422
\$ 8.399	\$ 8.399	\$ 8.399	\$ 8.399	\$ 8.399	\$ 8.399	\$ 8.399	\$ 8.399	\$ 8.399	\$ 8.399	\$ 8.399
\$ 833.036	\$ 833.036	\$ 833.036	\$ 833.036	\$ 833.036	\$ 833.036	\$ 833.036	\$ 833.036	\$ 833.036	\$ 833.036	\$ 833.036
\$ 101.150	\$ 101.150	\$ 101.150	\$ 101.150	\$ 101.150	\$ 101.150	\$ 101.150	\$ 101.150	\$ 101.150	\$ 101.150	\$ 101.150
\$ 85.000	\$ 85.000	\$ 85.000	\$ 85.000	\$ 85.000	\$ 85.000	\$ 85.000	\$ 85.000	\$ 85.000	\$ 85.000	\$ 85.000
\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000
\$ 20.000	\$ 20.000	\$ 20.000	\$ 20.000	\$ 20.000	\$ 20.000	\$ 20.000	\$ 20.000	\$ 20.000	\$ 20.000	\$ 20.000
\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000
\$ 16.150	\$ 16.150	\$ 16.150	\$ 16.150	\$ 16.150	\$ 16.150	\$ 16.150	\$ 16.150	\$ 16.150	\$ 16.150	\$ 16.150
\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404	\$ 141.404
\$ 24.549	\$ 24.549	\$ 24.549	\$ 24.549	\$ 24.549	\$ 24.549	\$ 24.549	\$ 24.549	\$ 24.549	\$ 24.549	\$ 24.549
\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856
\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856	\$ 116.856
\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030	\$ 615.030
\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006
\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006	\$ 123.006
\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024
										\$ 784.300
\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 492.024	\$ 1.276.324
\$ 4.731.939	\$ 5.223.963	\$ 5.715.986	\$ 6.208.010	\$ 6.700.034	\$ 7.192.058	\$ 7.684.082	\$ 8.176.106	\$ 8.668.130	\$ 9.160.154	\$ 10.436.477
\$ 810.439	\$ 1.302.463	\$ 1.794.486	\$ 2.286.510	\$ 2.778.534	\$ 3.270.558	\$ 3.762.582	\$ 4.254.606	\$ 4.746.630	\$ 5.238.654	\$ 6.514.977

103

17.7 Anexo H: Análisis de sensibilidad

Anexo H1: Costos de transmisión

Los costos de transmisión fueron definidos como un porcentaje de la venta de energía, en el análisis de sensibilidad se varió el porcentaje que representaban.

<i>Costos transmisión</i>	VAN	TIR
0%	\$ 325.138	11,2%
3%	\$ 198.472	10,7%
5%	\$ 114.028	10,4%
8%	-\$ 12.690	10,0%
10%	-\$ 97.820	9,6%
13%	-\$ 225.515	9,2%
15%	-\$ 310.645	8,9%
18%	-\$ 438.340	8,4%
20%	-\$ 523.469	8,1%

Anexo H2: Precio spot energía eléctrica

USD/kWh	VAN	TIR
65	-\$ 1.011.486	6,2%
70	-\$ 784.862	7,1%
75	-\$ 558.940	7,9%
80	-\$ 334.292	8,8%
85	-\$ 109.644	9,6%
90	\$ 114.028	10,4%
95	\$ 336.866	11,2%
100	\$ 559.704	12,0%
105	\$ 782.542	12,8%
110	\$ 1.004.877	13,6%

Anexo H3: Venta de energía térmica

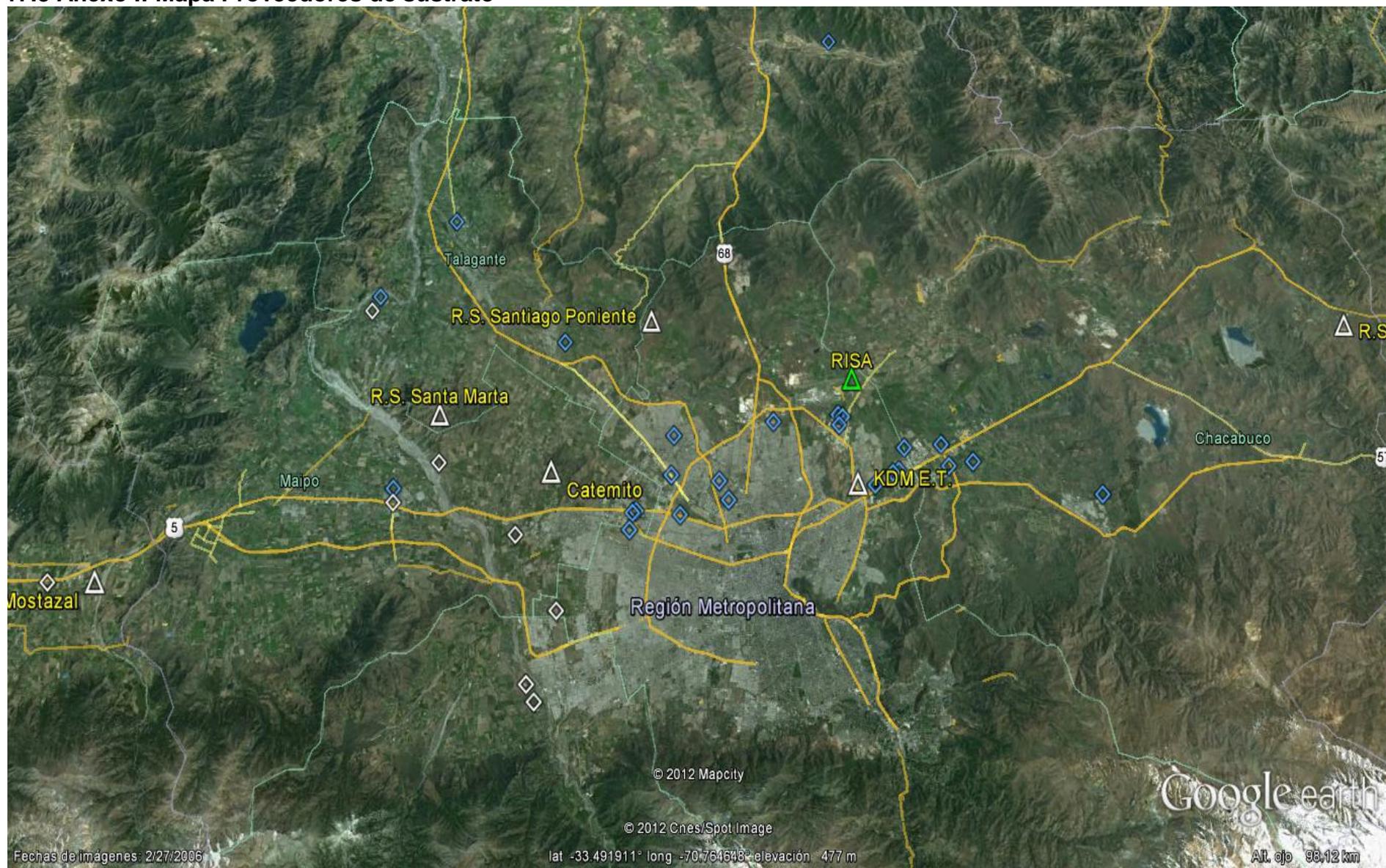
USD/MMbtu	VAN	TIR
<i>Sin Venta térmica</i>	\$ 114.028	10,4%
5	\$ 761.651	12,7%
6	\$ 891.176	13,2%
7	\$ 1.020.088	13,6%
8	\$ 1.148.686	14,1%
9	\$ 1.277.285	14,5%

10	\$ 1.405.883	14,9%
11	\$ 1.534.482	15,4%
12	\$ 1.663.080	15,8%
13	\$ 1.791.679	16,3%
14	\$ 1.920.278	16,7%
15	\$ 2.048.876	17,1%

Anexo H4: Productividad producción de biogás del sustrato

Productividad Sustrato [m3/kg]	VAN	TIR
0,40	-\$ 694.213	7,44%
0,45	-\$ 289.362	8,94%
0,50	\$ 114.028,33	10,41%
0,55	\$ 515.136,72	11,84%
0,60	\$ 916.245,11	13,25%

17.8 Anexo I: Mapa Proveedores de sustrato



Simbología Mapa Proveedores de sustrato:



PLANTA DE COMPOSTAJE RECICLAJES INDUSTRIALES S.A.



ALTERNATIVAS DE DISPOSICIÓN FINAL (COMPETENCIA)



ACTUALES CLIENTES DE RECICLAJES INDUSTRIALES S.A.



POTENCIALES CLIENTES DE RECICLAJES INDUSTRIALES S.A.

17.9 Anexo J: Ejemplos de proyectos

Anexo J1: Planta de biogás Werlte, Alemania



(Fuente: www.ewe-biogas.de)

Esta planta de biogás es de tamaño industrial y fue diseñada para procesar estiércol de vacuno y residuos orgánicos de la agroindustria, principalmente de mataderos. El estiércol proviene de agricultores vecinos y los desechos diversos de la agroindustria, principalmente grasas y aceites son procesados aquí en conjunto. Una de las características especiales de esta instalación es que es operada sólo por tres personas pese a su gran dimensión.

El estiércol, grasas y aceites son bombeados a un estanque de pre mezcla y luego son bombeados al fermentador principal pasando por un sistema de higienización (pasteurización) según lo exige la norma alemana para manejo de residuos orgánicos industriales. Posteriormente el sustrato pasa por un post-fermentador para asegurar su descomposición total. Una vez terminado el ciclo y encontrándose el sustrato completamente estabilizado, se le denomina digestato y puede ser aplicado como fertilizante en los campos.

Puesta en marcha	2002
Potencia	2,5 MW el. 3,3 MW th.
Sustratos	70.000 t/año excretas animales 40.000 t/año aceites y grasas TOTAL: 110.000 t/año
Producción de gas	8.360.000 m ³ biogás año 5.020.000 m ³ metano año
Tamaño de planta	Digestores 2 x 3.200 m ³ Post-Digestores 2 x 2.370 m ³ Estanque Digestato 2 x 4.960 m ³ TOTAL: 21.060 m ³
Inversión	6,6 Millones de Euros

Anexo J2: Planta de biogás Niedersachsen, Alemania



(Fuente: FNR)

La planta de biogás está situada en la Baja Sajonia y corresponde a una planta de biogás agrícola. Esta planta se encuentra ubicada en una granja de porcinos de 1.700 cerdos de engorde y fue diseñada principalmente para estabilizar los purines producidos por los animales. La tasa de población es de 1,3 unidades animales (500 kg de peso vivo) por hectárea, ya que cuenta con 170 hectáreas de tierra cultivable. Esta superficie se utiliza para producir cultivos energéticos, los cuales son mezclados con el purín para así lograr mayores producciones de biogás a través de la co-digestión, con lo cual se aumenta en forma importante la rentabilidad de la planta de biogás y por ende el retorno de capital.

Puesta en marcha	2001
Potencia	500 kW el. 605 kW th.
Sustratos	1.910 t/año excretas animales 6.390 t/año cultivos energéticos (maíz silo) TOTAL: 8.300 t/año
Producción de gas	1.920.000 m ³ biogás año 1.056.000 m ³ metano año
Tamaño de planta	Digestores 2 x 1.050 m ³ Estanque Digestato 1 x 1.000 m ³ TOTAL: 3.100 m ³
Inversión	692.000 Euros

Anexo J3: Planta de biogás de Niederbaren, Alemania



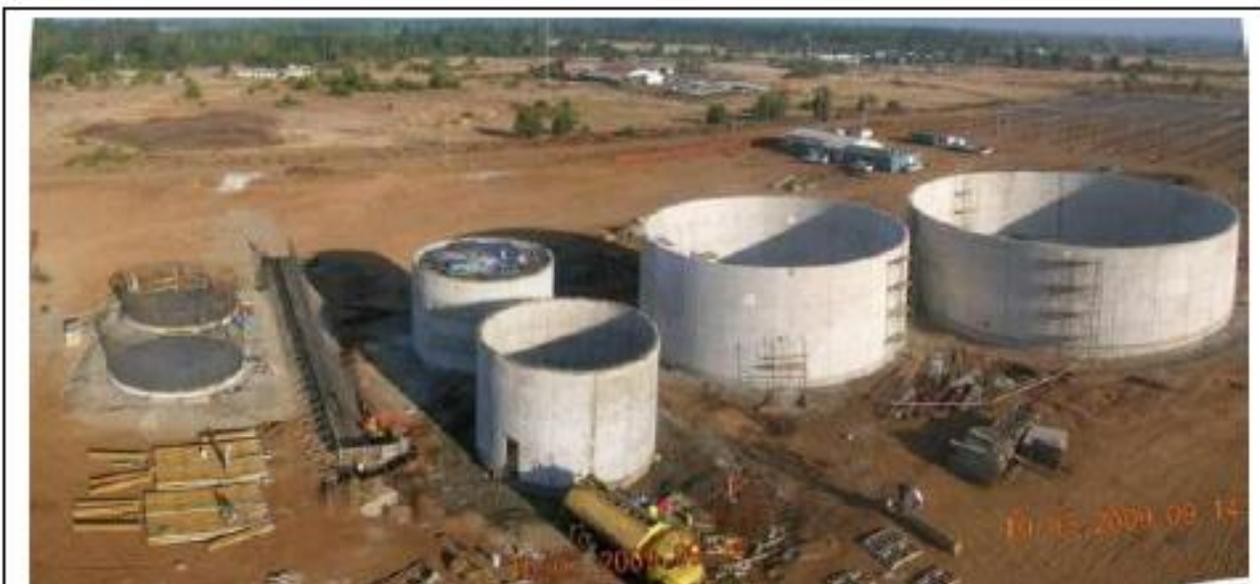
(Fuente: LfL)

La planta de biogás está situada en una granja agrícola en el norte de la región de Baviera denominado Niederbayern. La granja tiene un tamaño de 110 unidades animales (500 kg de peso vivo) de vacas lecheras y para su alimentación una disponibilidad de 140 hectáreas para cultivos. Esto corresponde a una densidad animal de 0,8 unidades animales por hectárea.

Para rentabilizar la inversión de la planta de biogás se diseñó con co-digestión de residuos orgánicos provenientes de gastronomía. De esta manera se importan más de 7.000 toneladas anuales de este tipo de residuo que al ser mezclado con el estiércol vacuno produce aproximadamente 1 millón de m³ de biogás al año.

Puesta en marcha	1999
Potencia	260 kW el. 315 kW th.
Sustratos	5.375 t/año excretas animales 7.125 t/año residuo de gastronomía TOTAL: 12.500 t/año
Producción de gas	950.000 m ³ biogás año 550.000 m ³ metano año
Tamaño de planta	Digestores 2 x 230 m ³ Post-Digestores 2 x 800 m ³ Estanque Digestato 1 x 1.800 m ³ TOTAL: 3.860 m ³
Inversión	845.500 Euros

Anexo J4: Planta de biogás Los Ángeles, Chile



(Fuente: [www.constructora\[ce.cl\]](http://www.constructora[ce.cl]))

La planta de biogás de Los Ángeles fue diseñada por HBS Energía S.A. como una solución de estabilización de estiércol bovino correspondiente a una engorda de novillos estabulada, producido por una empresa del mismo grupo económico.

Esta planta es la primera en su tipo a nivel sudamericano, ya que considera la producción de cultivos energéticos como co-sustratos para la producción de biogás.

El primer módulo de un total de cuatro considera el estiércol de 800 novillos y la producción de maíz (silo planta entera) de 150 hectáreas.

Puesta en marcha	2010
Potencia	1.021 kW el. 1.070 kW th.
Sustratos	13.450 t/año excretas animales 11.260 t/año residuo de gastronomía TOTAL: 24.700 t/año
Producción de gas	3.615.000 m ³ biogás año 1.880.000 m ³ metano año
Tamaño de planta	Digestores 2 x 450 m ³ Post-Digestores 1 x 2.600 m ³ Estanque Digestato 1 x 5.600 m ³ TOTAL: 9.100 m ³
Inversión	2,8 millones de Euros

Anexo J5: Planta de biogás La Farfana, Chile



(Fuente: www.metrogas.cl)

La planta de biogás de Aguas Andinas S.A. en el complejo La Farfana, corresponde a una línea de limpieza del biogás producido en la planta de tratamiento de aguas servidas (PTAS) del mismo nombre.

Esta línea de limpieza considera la desulfurización biológica, la condensación de humedad y la compresión correspondiente a la necesaria para ser inyectado el biogás tratado a la red de distribución de Metrogas S.A.

Puesta en marcha	2008
Potencia	Entrega de biogás a Metrogas Equivalente a 7,8 MW el.
Sustratos	Planta de tratamiento de aguas servidas (PTAS) de Santiago 3.300.000 de habitantes
Producción de gas	24.000.000 m ³ biogás año 15.000.000 m ³ metano año
Tamaño de planta	600 m ² de superficie utilizada
Inversión	4,6 millones de Euros Proyecto limpieza y compresión del gas

Anexo J6: Planta de biogás Loma los Colorados, Chile



(Fuente: www.kdm.cl)

La planta de biogás del relleno sanitario Lomas Los Colorados de la empresa KDM S.A. consiste en la succión del biogás recuperado con un sistema de captación desde el relleno sanitario, con la finalidad de termodegradarlo en antorchas cerradas y en un sistema de aprovechamiento energético, para la generación de electricidad y bonos de carbono a través de un proyecto MDL.

La producción actual es de aproximadamente 7.000 m³/h de biogás con un contenido de 48% de metano en promedio, correspondiente a aproximadamente 12 MW de potencia eléctrica media. Actualmente el proyecto cuenta con una planta generadora eléctrica de 2 MW, compuesta por dos grupos moto-generadores que aprovechan parte de este potencial energético, consumiendo aproximadamente 1.200 m³/h de biogás. Sin embargo dado el potencial disponible, la empresa está evaluando la instalación de una segunda etapa de motores generadores para una mayor producción de energía eléctrica.

Puesta en marcha	2008
Potencia	Quema en Antorcha para proyecto MDL Equivalente a 12 MW el.
Sustratos	Relleno Sanitario de Santiago 5.000 t/día
Producción de gas	60.000.000 m ³ biogás año 30.000.000 m ³ metano año
Tamaño de planta	-
Inversión	7,2 millones de Euros en Sistema de Captación, Sistema de Termodegradación (antorchas), y Sistema de Generación (2MW)

17.10 Anexo K: Mecanismo de financiamiento.

CORFO entrega distintos tipos de apoyos financieros, para más información www.corfo.cl

Anexo K1: Líneas de cofinanciamiento para estudios de preinversión.

	Estudios de preinversión ERNC (RM)	Programa TODOCHILE	Estudios de preinversión etapa avanzada
Qué tipo de proyectos	ERNC con excedentes de potencia iguales o inferior a 20 MW	Proyecto de inversión con montos mayores a 400 mil USD, o 250 mil USD para expansión.	Proyecto de inversión con montos mayores a 400 mil USD
Quién puede pedirlo	RM empresas con ventas anuales hasta 1 MM UF, con proyectos de ERNC por montos de inversión superior a 12 mil UF.	Empresas privadas fuera de la RM que desee desarrollar ERNC	Empresas privadas que deseen desarrollar ERNC
Monto subsidiado	50% del costo total del estudio con tope de 33 MM CLP. No financia más del 2% del valor de inversión.	50% del costo del estudio. Monto máximo del 2% de la inversión o 60 mil USD.	50% del costo del estudio de etapas avanzadas. Hasta un 5% del valor de la inversión con tope de 160 mil USD.
Postulación	Todo el año	Todo el año	Todo el año

Anexo K2: Líneas de Crédito

	Crédito CORFO	CCERNC	Línea crédito CORFO M.A.
Plazo	3-10 años	-12 años	3-12 años
Monto máximo	200 MM USD	15 MM USD	5 MM USD
Postulantes	PYME con ventas de hasta 200 mil UF anual.	Empresa productora de B.S. con ventas anuales hasta 40 MM USD.	Empresas productoras de B.S. con ventas anuales hasta 30 MM USD.
Descripción	Crédito para PYME para llevar a cabo proyectos de inversión	Crédito para financiar proyectos de ERNC.	Crédito para inversión en temas de producción más limpia.