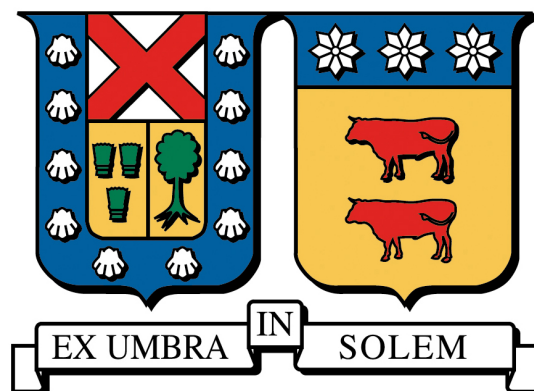


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
VALPARAÍSO- CHILE



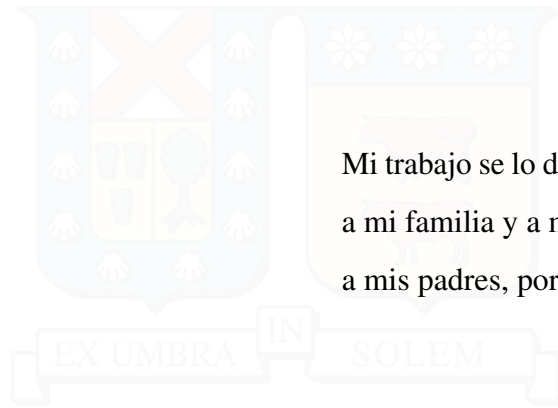
**POTENCIAL DE BIOGÁS A PARTIR DE ESTIÉRCOL ANIMAL E
IMPLEMENTACIÓN DE PLANTAS DE BIOGÁS EN CHILE PARA
EL TRATAMIENTO DE DESECHOS EN SEGMENTO
GANADERO DEFINIDO**

IVÁN ANDRÉS CASTRO SOTO

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA INDUSTRIAL Y AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA : DR. PATRICIO RUBIO ROMERO
PROFESOR CORREFERENTE : DRA. MARIA PILAR GÁRATE
PROFESOR CORREFERENTE : DR. CÉSAR SÁEZ NAVARRETE

NOVIEMBRE 2016



Mi trabajo se lo dedico con mucho cariño a mi familia y a mis amigos. En especial a mis padres, por su apoyo y paciencia.

AGRADECIMIENTOS

Primero que todo agradezco a mis padres por incentivarme siempre a estudiar y mejorar continuamente, sin el apoyo y energía de ellos hubiera sido muy difícil llegar hasta donde estoy. Gracias de corazón por todo el aliento y comprensión a lo largo de toda mi vida. Son una parte fundamental en mi formación como profesional y persona.

Agradezco a mis hermanos por estar siempre conmigo en los momentos de alegría y tristeza. Sin su apoyo todo habría sido más complicado. Gracias por ser distintos y especiales, pues me aportan bastante con sus formas de ver el mundo.

A mis amigos, por estar en las buenas y en las malas durante las situaciones que te presenta la vida. Por haber compartido tantos buenos momentos y experiencias que te al fin y al cabo ayudan en tu formación como persona.

Al TanoEquipo, Néstor y Javier, por formar parte de mi vida y compartir tantos momentos maravillosos juntos. Han hecho esta etapa universitaria tan bonita y especial. Espero seguir fortaleciendo los lazos con ustedes porque de verdad los valoro muchísimo.

A mi maestro Esteban Vitagliano, sin él la vida universitaria hubiera sido monótona y sin sentido. Me mostró el lindo camino del Taekwondo y las artes marciales, así como me brindó su amistad y confianza. Guardo con gran valor todos los momentos compartidos en estos años y espero que sigan siendo más.

A mi familia en general, incluyendo abuelitos, tíos, tías, primos, primas y cada una de las lindas personas que la conforman, por su constante alegría y ánimo que ha sido fundamental en esta etapa.

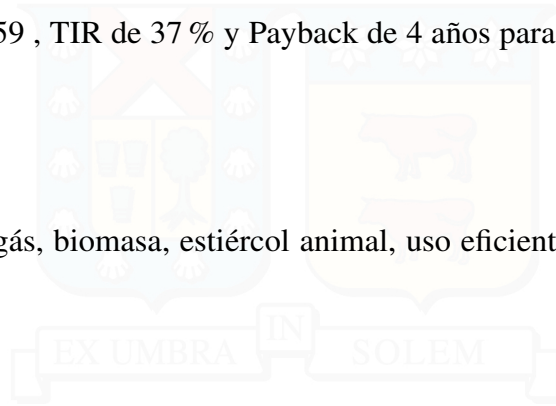
RESUMEN EJECUTIVO

El aumento de la demanda de energía, el agotamiento de los combustibles fósiles y la contaminación ambiental está obligando a los gobiernos a buscar nuevas estrategias para generar energía a partir de nuevas fuentes y tecnologías. En este contexto, la energía renovable se presenta como una buena alternativa para resolver este problema. El biogás generado a través de la digestión anaeróbica a partir de residuos orgánicos es una fuente de energía sostenible y renovable que contribuye al ahorro de energía y reduce los daños ambientales. El estiércol animal obtenido de las explotaciones de cría y engorde es una fuente relevante para la producción de biogás. El objetivo de este trabajo es presentar el potencial actual de producción de biogás en Chile a partir de estiércol animal (ganado, porcino y avícola) y realizar la evaluación económica de una planta de biogás para el segmento de productores que cuenten con una masa ganadera de entre 100 y 500 cabezas de ganado.

Los resultados de este trabajo indican que Chile tiene un potencial de producción de biogás de 1.106,1 millones de m^3 /año, lo que corresponde a una generación eléctrica de 2.521.895 MWh/año. A su vez, representa una capacidad instalable de 320 MW (1,6 % de la capacidad instalada actual del país). La principal fuente para el potencial calculado corresponde a estiércol avícola (78,9 %), seguido por el estiércol de cerdos y bovinos (15,5 y 5,6 %, respectivamente). En términos de distribución espacial sobre el territorio, la producción de biogás se encuentra altamente concentrada en las regiones de O'Higgins y Metropolitana, con un 88,6 % del total nacional. Esto se debe principalmente a la gran concentración de recursos avícolas en esas regiones producto de la localización de la industria aviar, lo que permite obtener elevados coeficientes de disponibilidad del recurso. El ganado bovino presenta baja disponibilidad del recurso debido a la baja proporción de plantales estabulados a nivel nacional lo que dificulta la recolección del estiércol. El segmento seleccionado de ganado bovino presenta una producción de biogás de 33.525 m^3 /año para 100 cabezas de ganado y 167.626 m^3 /año para 500 cabezas de ganado. La tecnología considerada para la evaluación de las plantas de biogás corresponde a la tradicional europea. La capacidad instalada de las plantas se encuentra entre 9 y 47 KW,

con una inversión de 16.139 y 53.016 USD respectivamente. Los indicadores económicos promedios (considerando tres escenarios energéticos), con una tasa de descuento de 10 % y un periodo de evaluación de 20 años para cada una de estas plantas son: VAN de US\$ 19.930 , TIR de 23 % y Payback de 6 años para la planta con base 100 cabezas de ganado y VAN de US\$ 140.759 , TIR de 37 % y Payback de 4 años para la planta con base 500 cabezas de ganado.

Palabras Clave: Biogás, biomasa, estiércol animal, uso eficiente de recursos, energías renovables



ABSTRACT

Increasing demand for energy, depletion of fossil fuels and environmental pollution is forcing government agencies to look for new strategies to generate energy from new sources and technologies. In this context, renewable energy is presented as a good alternative to solve this problem. Biogas generated through anaerobic digestion from organic waste is a sustainable and renewable energy source that contributes to energy savings and reduces environmental damage. Animal manure obtained from breeding and fattening farms is a relevant source for biogas production.

The objective of this work is to present the current potential of biogas production in Chile from animal manure (cattle, swine and poultry) and to carry out the economic evaluation of a biogas plant for the segment of producers that have a stocking density of Between 100 and 500 head of cattle. The findings of this study indicated that biogas potential of 1.106,1 million $m^3/year$ could be produced from animal waste in Chile which could provide an electricity generation of 2.521.895 MWh/ year and corresponds to 320 MW of installed capacity from this source. The main production of biogas comes from poultry (78,9%), followed by pigs and cattle (15,5 and 5,6% respectively). In terms of spatial distribution over the territory, biogas production is highly concentrated in two regions (O'Higgins and Metropolitana), with 88,6% of the national total. This is mainly due to the high concentration of poultry resources in these regions, as a result of the location of the poultry industry, which makes it possible to obtain high coefficients of availability of the resource. The bovine cattle presents displays low availability of the resource due to the low confinement of livestock at national level which makes difficult the collection of the manure.

The selected segment of cattle has a biogas production of 33.525 $m^3/year$ for 100 head of cattle and 167.626 $m^3/year$ for 500 head of cattle. The installed capacity of the plants is between 9 and 47 KW, with an investment of 16.139 and 53.016 USD respectively.

The average economic indicators (considering three energy scenarios), with a discount rate of 10% and a 20-year evaluation period for each of these plants are: NPV of US \$ 19.930, TIR of 23% and Payback of 6 years for the plant with 100 livestock and NPV of

US \$ 140.759, 37 % TIR and Payback of 4 years for the plant with 500 livestock.

Keywords: Biogas, Biomass, Animal Waste, Livestock, Manure, Chile.



Índice de Contenidos

1. Introducción	1
2. Objetivos	4
2.1. Problemática	4
2.1.1. Soluciones y abordajes realizadas por otros autores	5
2.2. Objetivos	7
2.2.1. Objetivo general	7
3. Metodología	8
3.1. Cálculo de potencial de biogás a nivel nacional a partir de estiércol animal	8
3.2. Evaluación de proyectos de biogás para productores que cuenten con una población entre 100 y 500 cabezas de ganado	10
4. Marco Teórico	12
4.1. Energía en el Mundo y ERNC	12
4.1.1. Energía en el Mundo	12
4.1.2. Energías Renovables en el Mundo	17
4.1.3. Tendencias Energéticas	24
4.2. Energía en Chile y ERNC	29
4.2.1. Oferta de Energía Primaria	31
4.2.2. Demanda de Energía	34
4.2.3. Generación Eléctrica	36
4.2.4. ERNC en Chile	38
4.2.5. Normativas y Políticas en fomento de ERNC	39
4.3. Sistema y Mercado Eléctrico de Chile	42
4.3.1. Sistemas Eléctricos en el País	43
4.3.2. Mercado Eléctrico	48
4.3.3. Entidades Reguladoras	51
4.3.4. Sistema Eléctrico	57
4.4. Cambio Climático y emisiones de contaminantes	58
4.4.1. Emisiones en Chile	61
4.5. Eficiencia Energética	64
4.6. Generación de Electricidad en plantas de Biogás	68
4.6.1. Biogás	68
4.6.2. Conceptos básicos del biogás	69

4.6.3.	Característica del biogás	70
4.6.4.	Parámetros básicos de operación	74
4.6.5.	Beneficios de la producción de biogás	76
4.6.6.	Tecnologías en biodigestión	79
4.7.	Biogás en Chile	82
4.7.1.	Marco Regularorio Biocombustibles	86
4.7.2.	Barreras de entrada	86
4.8.	Situación Pecuaría en Chile	87
4.8.1.	Censo Agropecuario 2007	87
4.8.2.	Población animal en Chile	92
5.	Evaluación Técnica	95
5.1.	Potencial de biogás a partir de estiércol animal en Chile	95
5.2.	Localización Area Estudio	100
5.2.1.	Antecedentes de la Región	100
5.2.2.	Producto Interno Bruto	103
5.2.3.	Distribución del ganado en la región	105
5.2.4.	Consumo Energético Región	107
5.3.	Características proyecto	114
5.4.	Diseño Planta	115
6.	Evaluación Económica	117
6.1.	Flujo de Caja	117
6.1.1.	Inversión	117
6.1.2.	Capital de Trabajo	119
6.1.3.	Depreciación	119
6.1.4.	Ingresos	120
6.1.5.	Costos	122
6.1.6.	Financiamiento del proyecto	123
6.2.	Resultados	126
6.2.1.	Resultados Sin Financiamiento	126
6.2.2.	Resultados Con Financiamiento	128
6.3.	Análisis de Sensibilidad	130
6.3.1.	Tasa de descuento	130
6.3.2.	Monto Financiamiento Proyecto	131
6.4.	Beneficios del Proyecto	132
6.4.1.	Reducción de emisiones de CO_2	132
6.4.2.	Beneficios Sociales y Ambientales	133
6.4.3.	Beneficios Económicos	133
7.	Conclusiones generales.	134
	Bibliografía	137

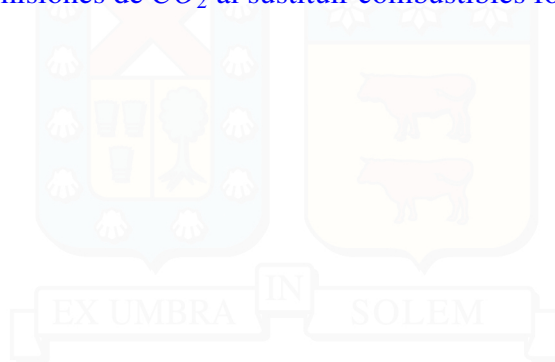
A. Anexos **141**
A.1. Flujo de Caja e Indicadores Económicos 141



Índice de Tablas

3.1. Estimación de la producción de biogás de estiércol de ganado por cabeza (m^3 /cabeza/día)	9
4.1. Dependencia energética de importaciones por años en Chile	32
4.2. Capacidad Instalada a 2016 en Sistemas Eléctricos Chile	45
4.3. Capacidad Instalada en el Sistema Interconectado Central según tipo de central	46
4.4. Capacidad Instalada en SING según tipo de central	47
4.5. Capacidad Instalada Sistema Eléctrico Aysén	47
4.6. Capacidad Instalada en Magallanes	48
4.7. Capacidad Instalada en Isla de Pascua según tipo de central	48
4.8. Capacidad Instalada a 2016 en Sistemas Eléctricos Chile	48
4.9. Plantas de Biogás en el Sistema Eléctrico Chileno	83
4.10. Existencias animales según el Censo Agreuario 2007	88
4.11. Ganado por regiones 2015	93
4.12. Evolución del número de cabezas de ganado de 2005 a 2015	94
5.1. Ganado por regiones 2015	96
5.2. Potencial técnico de Biogás por región en 2015	98
5.3. Generación de Electricidad y Capacidad Instalada a partir del estiércol animal	100
5.4. Existencias animales en la Región de los Lagos según Censo 2007	106
5.5. Beneficio ganado bovino: Número de animales y Kg de carne en vara	106
5.6. Distribución Ganado en Provincias de la región de Los Lagos, Censo 2007	107
5.7. Distribución de Energía Eléctrica según cliente en Región de Los Lagos	108
5.8. Venta de energía eléctrica en distribución 2013	109
5.9. Generación eléctrica por año en región de Los Lagos	110
5.10. Centrales ERNC región de Los Lagos	113
5.11. Producción de biogás de 100 y 500 cabezas de ganado	115
5.12. Potencia Instalada y Generación Eléctrica bruta de plantas de biogás de 100 y 500 cabezas de g	
5.13. Potencia Instalada y Generación Eléctrica bruta de plantas de biogás de 100 y 500 cabezas de g	
6.1. Rango de inversión para ganaderos entre 100 y 500 cabezas	118
6.2. Desglose inversión planta biogás para ganaderos entre 100 y 500 cabezas	119
6.3. Capital de trabajo para plantas de Biogás con 100 y 500 cabezas de animales	119
6.4. Depreciación para plantas de Biogás con 100 y 500 cabezas de animales	120
6.5. Ingresos Plantas Biogás de 100 y 500 cabezas de ganado	121
6.6. Costos Operación y Mantenimiento Biogás de 100 y 500 cabezas de ganado	123

6.7. Cuotas, Intereses y Amortizaciones Proyecto con base 100 cabezas de ganado	124
6.8. Cuotas, Intereses y Amortizaciones Proyecto con base 500 cabezas de ganado	125
6.9. Indicadores económicos proyecto con base 100 cabezas de ganado	126
6.10. Indicadores económicos proyecto con base 500 cabezas de ganado	127
6.11. Indicadores económicos con financiamiento proyecto base 100 cabezas de ganado	128
6.12. Indicadores económicos con financiamiento proyecto base 500 cabezas de ganado	129
6.13. Ahorro de Emisiones de CO_2 al sustituir combustibles fósiles	133



Índice de Figuras

4.1. Evolución TPES a nivel mundial desde 1971-2013	13
4.2. Distribución TPES por fuentes en 1973 y 2013	13
4.3. Trilema Energético	14
4.4. Generación eléctrica 1971 y 2013	15
4.5. Consumo total final 1973 y 2013	15
4.6. Generación eléctrica 1971 y 2013	16
4.7. Consumos mundiales 2013 y 2014	17
4.8. Distribución por fuente TPES 2013	19
4.9. Suministro global de renovables (IEA 2013)	19
4.10. Tasas Crecimientos Energías Renovables (IEA 2013)	20
4.11. Consumo mundial sectorial de renovables (IEA 2013)	21
4.12. Producción de electricidad mundial en 2013	21
4.13. Países con políticas y objetivos de energía renovable a inicios de 2015	24
4.14. Costos Proyectados de la generación de electricidad	28
4.15. PIB y Consumo de Energía Chile	30
4.16. PIB y Consumo de Energía OECD, año base 1971	30
4.17. Consumo Energía Primaria por habitante, 2012	31
4.18. Consumo Energía Primaria por tipo de combustible (BNE 2014)	31
4.19. Evolución Consumo Energía Primaria	33
4.20. Composición Porcentual según tipo en el Consumo de Energía Primaria	34
4.21. Demanda de Energía por fuente (BNE 2014)	34
4.22. Demanda por sector (BNE 2014)	35
4.23. Demanda Histórica de energía final por sector (BNE 2014)	36
4.24. Generación eléctrica Mundial y Chile	36
4.25. Capacidad Instalada SIC y SING 2015	37
4.26. Costos marginales promedio mensual 1999-2015 (US\$ /MWh)	38
4.27. Capacidad Instalada ERNC	39
4.28. Evolución de la Ley 20.257 en 2015	40
4.29. Cuota Ley 20.257 vs 20.698	41
4.30. Evolución energía afecta a leyes de ERNC	41
4.31. Capacidad Instalada Chile	44
4.32. Emisiones antropógenas anuales totales de GEI entre 1970-2010	59
4.33. Cambio en temperatura media global	60
4.34. Inventario de emisiones de GEI totales Chile 1990/2010	62

4.35. Contribución de Chile a las emisiones de GEI totales y emisiones per cápita 2010	63
4.36. Emisiones y capturas de GEI por sector según IPPCC	64
4.37. Evolución Intensidad Energética Promedio Global de Consumo	65
4.38. Insumos y Productos de la digestión anaerobia	70
4.39. Insumos y Productos de la digestión anaerobia	71
4.40. Digestor de Domo Flotante	80
4.41. Digestor de Domo Fijo	81
4.42. Existencias de bovinos 2007	89
4.43. Existencias de porcinos 2007	89
4.44. Existencias de ovinos 2007	90
4.45. Existencias de caprinos 2007	91
4.46. Variación existencias de animales según distintos censos	92
5.1. Potencial de biogás por regiones a partir de estiércol animal	99
5.2. Región de Los Lagos	102
5.3. PIB Regional 2014 (Millones de pesos encadenados)	103
5.4. Composición PIB región de Los Lagos por clase de actividad económica 2014	104
5.5. Localización de las actividad industriales según comunas en la Región de Los Lagos	105
5.6. Consumo energía eléctrica según sector	110
5.7. Distribución regional por fuente de la generación eléctrica en Chile (MW) al 2013	111
5.8. Distribución regional por fuente de ERNC al 2013	112
5.9. Consumo energía residencial por comuna en la región de los Lagos 2013	114
6.1. Inversión con Tecnología Tradicional para Plantas de Diferente Tamaño (Potencia menor a 100 kW)	118
6.2. Escenarios para el precio de la energía eléctrica	121
6.3. Evolución del VAN según el número de animales del proyecto	127
6.4. Evolución del TIR según el número de animales de proyecto	127
6.5. Evolución del Payback según el número de animales del proyecto	128
6.6. Evolución del VAN según el número de animales del proyecto y % de Financiamiento para las inversiones	129
6.7. Evolución del VAN según el número de animales del proyecto y % de Financiamiento para las inversiones	130
6.8. Evolución del VAN según distintas tasas de descuentos para 100 cabezas de ganado	131
6.9. Evolución del VAN según distintas tasas de descuentos para 100 cabezas de ganado	131
6.10. Evolución del VAN según el número de animales del proyecto y % de Financiamiento para las inversiones	132
A.1. Flujo Caja para proyecto con base 100 cabezas de vacuno en Escenario Pesimista	143

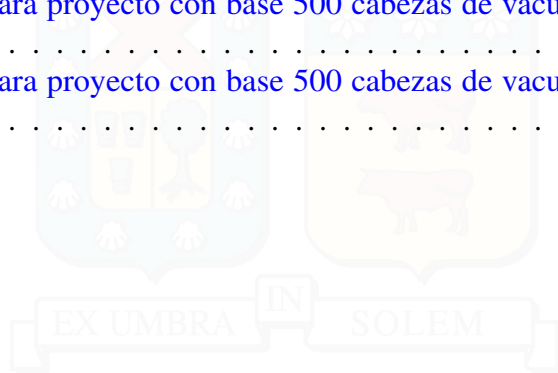
A.2. Flujo Caja para proyecto con base 100 cabezas de vacuno en Escenario Moderado 144

A.3. Flujo Caja para proyecto con base 100 cabezas de vacuno en Escenario Optimista 145

A.4. Flujo Caja para proyecto con base 500 cabezas de vacuno en Escenario Pesimista 146

A.5. Flujo Caja para proyecto con base 500 cabezas de vacuno en Escenario Moderado 147

A.6. Flujo Caja para proyecto con base 500 cabezas de vacuno en Escenario Optimista 148



1 | Introducción

Los avances tecnológicos y el crecimiento de la población implican que las actividades humanas consumen cada vez niveles más elevados de energía. La evolución progresiva de la demanda energética, la disponibilidad de energía, su costo, sus impactos ambientales y sociales, han configurado un espacio de intenso debate [Marin \(2008\)](#). Esto conlleva problemas como el agotamiento de los recursos de combustibles fósiles y la contaminación ambiental producto de las emisiones al hacer uso de los mismos. El objetivo apunta a satisfacer las demandas, pero disminuyendo el impacto ambiental al hacer uso de las distintas fuentes de energía.

En este contexto la energía se ha posicionado a la vanguardia de la agenda global, pues se ha visto que está profundamente relacionada con el desarrollo de una nación, seguridad global y protección del medio ambiente.

A nivel global, las metas en términos de materia energética están enfocadas en la aplicación de ahorros por medio de la eficiencia energética y la utilización de tecnologías que implique el uso de fuentes renovables. Estas energías limpias en la generación juegan un papel relevante en la diversificación de fuentes, aportan en la disminución emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), disminuyen la dependencia energética ante otros países, previenen de variaciones bruscas en base a la fluctuación de los precios internacionales de los combustibles tradicionales (petróleo, carbón y gas natural), lo que permite el desacople energético en relación a los precios de estos y, finalmente, se consolidada como un elemento que brinda una mayor seguridad energética para el mismo. Puesto que podrían llegar a posicionarse como una alternativa sustentable para las comunidades que las empleen en su producción energética.

El desarrollo de las energías renovables y la energía nuclear es una solución viable para

hacer frente a los problemas de seguridad energética y el cambio climático, y la creación de asociaciones de energía limpia y de combustibles fósiles podría mejorar la economía de la energía sostenible. [Pao et al. \(2014\)](#)

Ahora bien, en contexto nacional la demanda de energía y las emisiones de CO₂ han crecido rápidamente en los últimos años, mientras que el suministro de energía en su mayoría es importado y sujeto a la interrupción. Con el aumento de los costos de energía y las preocupaciones sobre el cambio climático, la eficiencia energética es importante en el mantenimiento de la competitividad y la reducción del impacto ambiental de las actividades industriales. [Duran et al. \(2015\)](#)

Recientemente Chile ha modificado su ley de Energías Renovables y para el 2025 ha establecido que la composición de energías limpias (renovables) en la matriz energética este compuesta a lo menos en un 20 % del total. (Ley 20/25). Cuota mayor a la fijada con anterioridad, que solo contemplaba entre el 5 % y 10 % de energías limpias en la generación eléctrica.

Ante la constante subida a los precios de combustibles fósiles y ligado a la crisis medioambiental que estos generan, la bio-energía toma gran valor, pues esta se encuentra de manera abundante y asequible. Corresponde a un recurso de costo relativo bajo con gran flexibilidad en cuanto a sus aplicaciones. Esta tecnología presenta una gran oportunidad para Chile debido a las múltiples formas en las que puede utilizarse (desechos forestales, agrícolas y ganaderos), pues por medio del procesamiento de desechos se puede producir energía en forma de electricidad y calefacción, dando máxima utilización a cada elemento generado.

La cantidad de ganado de distintas especies, reportadas en el país plantea la interrogante, acerca del manejo y gestión efectiva que se da a los residuos que estos producen, ya sean el estiércol u otros productos obtenidos después de los diversos procesos ganaderos realizados. Según el último Censo Nacional Agropecuario realizado en 2007, la cantidad total de ganado bovino correspondía para ese año a 3.789,7 miles de cabezas, De los cuales la mayor proporción se encontraba en la región de los Lagos (27,9 %), seguida por La Araucanía (17,9 %) y Los Ríos (16.6 %).

La producción de electricidad a partir de estiércol ahorra emisiones de gases de efecto

invernadero producidos al utilizar combustibles fósiles, lo que resulta en un impacto ambiental reducido, siendo un factor menos influyente en el cambio climático. Principalmente, genera un menor impacto de acidificación terrestre que el esparcimiento de fecas en tierra, la formación de materia particulada, eutrofización marina y la formación de oxidantes fotoquímicos. **Billen et al. (2014)**. Logrando así, la utilización completa de los insumos del proceso para continuar con la producción de energía, ya sea en forma de calor o electricidad. Además se aporta en la mantención y cuidado del suelo y ecosistemas al remover desechos que perjudican sus propiedades.

A partir de los desechos ganaderos se pretende utilizar el potencial situado en las regiones donde se realiza el criado de ganado a gran escala, para el tratamiento de los mismos en la producción de biogás.

2 | Objetivos

2.1. Problemática

La Matriz Energética de Chile está enfocada en los combustibles fósiles **Estrategia 2050 (2015)**, originando gran inestabilidad e incertidumbre respecto a precios futuros, pues Chile no es productor de fuentes energéticas convencionales. Esto sitúa al país en un contexto donde la seguridad energética es reducida, sumado a lo anterior una matriz energética poco amigable con el medio ambiente, comunidades y personas que habitan en lugares cercanos a plantas contaminantes. Por ejemplo, el elevado impacto ambiental de centrales termoeléctricas. **Caballero et al. (2007)**

Así mismo, la demanda de energía y las emisiones de CO₂ han aumentado los últimos años, mientras que el suministro de energía es en su mayoría importado y sujeto a la interrupción. **Duran et al. (2015)**

Por otro lado, existe gran falta de conocimiento sobre los verdaderos costos de la generación de energías, es decir, la integración de externalidades en el cálculo de los mismos. **Herrera y Sims (2012)**

En cuanto a lo administrativo, hay deficiencia en políticas públicas que incentiven la innovación, desarrollo e inversión en términos de Energías Renovables no convencionales. Esto mantiene estancado al país en la inserción a gran escala de nuevas tecnologías, es decir, se sigue utilizando energías convencionales para la producción de energía eléctrica.

La normativa vigente es deficiente respecto al manejo de residuos. La reglamentación ambiental en Chile no menciona la actividad agropecuaria ni el manejo de estiércol. **Pinos-Rodríguez (2012)**

En las actividades agrícolas, forestales y pecuniarias, también existe manejo deficiente de desechos. Esto no permite aprovechar todo el potencial disponible en las diversas zonas del país para la producción de energía eléctrica o calor en base a la utilización de biomasa o biogás.

2.1.1. Soluciones y abordajes realizadas por otros autores

En **Wang et al. (2011)** se da cuenta que es técnicamente factible convertir estiércol de vaca en electricidad en granjas, pero los retornos económicos dependen altamente sobre el precio de la electricidad base, apoyos financieros de agencias del gobiernos y otras organizaciones, y las ventas de los subproductos de la generación de metano.

Otro estudio **Wresta et al. (2015)** indica que el análisis económico sobre la aplicación de biogás como fuente de energía para la generación de energía eléctrica, es necesario para motivar a los candidatos a usuarios (granjeros con vacas), e influir en la política del gobierno con el objetivo final de una mayor implementación de los sistemas de biogás en múltiples propósitos, y en consecuencia reducir el consumo de combustibles provenientes de recursos fósiles.

Los beneficios en la producción de biogás se señalan en **Adeoti et al. (2014)**. Donde se plantea la sustitución de combustible diésel por el metano, obtenido del biogás para la generación de electricidad, así como los fertilizantes de nitrógeno inorgánicos por nitrógeno orgánico del digestor dan lugar a un ahorro de emisiones de dióxido de carbono, contribuyendo a la mitigación del cambio climático. El estudio de **Rana et al. (2015)** comparte la conclusión anterior, refiriéndose a los amplios beneficios que otorga la utilización y

consumo de agro-biogás.

Algunos informes como el de [Gutiérrez et al. \(2015\)](#) abordan los diversos impactos ambientales que la producción porcina provoca al aire, agua y suelos. Estos se pueden cuantificar con la aplicación de Evaluación del Ciclo de Vida, que permite optimizar productos y procesos mediante la identificación de sus impactos ambientales. Se muestra que los sistemas agrícolas considerados en diferentes estudios de evaluación del ciclo de vida muestran diferencias sustanciales en sus características, a saber: la productividad animal, composición de la alimentación, la gestión del estiércol y el período de producción, lo que influye en el comportamiento ambiental de cada sistema. Por lo tanto, cada estudio es único para el sistema que evalúa y debe ser analizado individualmente.

[Aslan \(2016\)](#) indica principalmente los impactos positivos para el crecimiento económico de Estados Unidos, por medio del consumo de energía de la biomasa.

Un caso de estudio cercano a Chile es planteado en [Moreda \(2016\)](#), donde se habla sobre el potencial en la producción de biogás en Uruguay. Los resultados indican que a pesar de su baja incidencia en la matriz energética, la generación de biogás a partir de desechos debe ser visto desde el punto de vista del desarrollo sostenible. Mientras que la generación de energía renovable, biogás cumple con los requisitos relativos al tratamiento de residuos y minimiza el impacto ambiental.

El estudio de [Rios y Kaltschmitt \(2016\)](#), presenta una metodología para estimar el potencial teórico, técnico y económico de la producción de electricidad a partir de biogás de diversos residuos orgánicos. Además, incluye una evaluación de las incertidumbres alineadas con dichas evaluaciones potenciales. El enfoque metodológico descrito comprende un recurso de abajo hacia arriba centrado en procedimientos de análisis estadístico y espacial de las fuentes de desechos orgánicos seleccionados. Esto permite la identificación de municipios / regiones donde la generación de electricidad a partir de residuos orgánicos a través de la ruta de biogás es más prometedora.

A pesar de todo los estudios expuestos anteriormente, aun faltan políticas de gobierno que incentiven a los dueños de granjas o predios a invertir en tecnología que les permita aprovechar los recursos que poseen directamente por medio de estiércol animal y contribuir mas directamente mitigación de los agentes contaminates derivados de los procesos ganaderos.

2.2. Objetivos

2.2.1. Objetivo general

Determinar el potencial de producción de biogás a partir de estiércol animal y evaluar proyectos de biogás a partir de estiércol para estancias que tengan una población bovina entre 100 y 500 cabezas.

Objetivos Específicos

- a) Cálculo del potencial teórico y técnico de la producción de biogás a nivel nacional a partir de estiércol animal según distintas fuentes.
- b) Realizar el estudio de factibilidad técnica y económica en la implementación de proyectos de biogás.
- c) Determinar los ahorros respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero al implementar esta tecnología.

3 | Metodología

Para lograr los objetivos enunciados, se propone la siguiente metodología según tópicos:

3.1. Cálculo de potencial de biogás a nivel nacional a partir de estiércol animal

El enfoque metodológico propuesto ayuda a identificar y evaluar el potencial teórico y técnico de la producción de biogás a partir de desechos animales.

Para calcular el potencial de generación de biogás se utilizó datos provistos por el INE (Instituto Nacional de Estadísticas) y ODEPA (Oficina de Estudios y Políticas Agrarias). Éstos incluyen la cantidad de ganado a nivel nacional y su evolución en el tiempo. Para el cálculo, solo se consideró el ganado bovino, cerdos y aves de corral debido a la dificultad que presenta la recolección del estiércol de cabras y ovejas.

La cantidad de estiércol animal varía según el tipo de animal, las condiciones de vida, los métodos de alimentación, los tipos de cría y el tiempo de conservación. [Avcioglu y Türker \(2012\)](#) Datos estimados de la literatura fueron usados para cuantificar la producción de estiércol animal según tipo. Una vez obtenido la cantidad de biogás producido por cada estiércol animal según tipo (potencial teórico) se procede a aplicar restricciones para obtener el potencial técnico, dado que no todo el desecho puede ser recolectado y los usos alternativos que éste presenta.

La metodología propuesta en Guo (2010) fue utilizada para determinar el potencial de producción de biogás. Para el cálculo fueron utilizados los datos de INE y ODEPA 2015. Se consideró que solo el 20 % del estiércol de ganado bovino está disponible para para la producción de biogás a partir de digestión anaeróbica. Para la producción de biogás a partir de estiércol de cerdos y aves de corral se consideró una disponibilidad de 75 % y 95 % respectivamente. CNE/GTZ (2008) Los datos estimados para calcular el potencial de biogás de los desechos de ganado en Chile se muestran en la [Tabla 3.1](#)

Tabla 3.1: Estimación de la producción de biogás de estiércol de ganado por cabeza (m^3 /cabeza/día)

Tipo Ganado	Estiércol Fresco estimado (FM) [$kg/cabeza/da$]	Materia Seca (DM) [%FM]	Tasa de producción de biogás [$m^3/kgDM$]
Bovinos	25-28	16.7	0.22-0.25
Cerdos	1.5-2.5	18,5	0.25-0.3
Aves de corral	0.1-0.12	30	0.3-0.35

Fuente: Guo (2010)

El potencial de producción de biogás a partir de estiércol animal fue calculado como:

$$P = N * A * B * C \quad (3.1)$$

Donde P es el potencial diario [$m^3/año$]; N corresponde al número de cabezas de ganado; A corresponde el estiércol fresco por cabeza (fresh manure per head) [$kg/cabeza/día$]; B es el porcentaje de materia seca (dry matter) [%DM] y C corresponde a la tasa de producción estimada [m^3/kg_{DM}]

El biogás se compone principalmente de metano, que varía dependiendo del recurso de estiércol entre el 50 % y el 70 %. Li et al. (2014) Merlin Christy et al. (2014) Sun et al. (2015) Chasnyk et al. (2015) Gomez (2013) El valor calorífico del biogás varía entre 21-24 [MJ/m^3] o alrededor de 6 [Kwh/m^3] Dimpl (2010) Ounnar et al. (2012).

Además el potencial de generación de electricidad a partir del biogás fue calculado de acuerdo a la ecuación:

$$e_{biogas} = E_{biogas} * m_{biogas} * \eta_{electrica} \quad (3.2)$$

Donde e_{biogas} es la cantidad de electricidad generada en el año [MJ/año], E_{biogas} es el valor calorífico del biogás [MJ/m³], m_{biogas} representa la cantidad de biogás producido por año [m³/año] y $\eta_{electrica}$ denota la eficiencia de conversión de biogás a electricidad (%).

E_{biogas} fue considerado como 21.5 [MJ] o 6 [Kwh] por m³ Hosseini y Wahid (2014). El valor de $\eta_{electrica}$ varia dependiendo de la capacidad instalada en las plantas, siendo 35-42 % para plantas con grandes turbinas y 25 % para pequeños generadores. Benito et al. (2015). En este caso se consideró como 38 %.

3.2. Evaluación de proyectos de biogás para productores que cuenten con una población entre 100 y 500 cabezas de ganado

En esta sección se procede a evaluar proyectos de biogás para productores con distinta cantidad de cabezas de ganados en sus estancias entre 100 y 500, utilizando tecnología tradicional, es decir, con digestor de hormigón, control de temperatura y agitación.

En primer lugar se calcula la producción diaria y anual de biogás a partir de estiércol bovino de acuerdo al número de cabezas de ganado según los datos en la [Tabla 3.1](#) y siguiendo la metodología de Guo (2010), tal como se indica en el punto anterior.

Luego se calcula energía total anual y la energía eléctrica generada, multiplicando por la eficiencia de transformación o generación del motor (38 %). Del igual forma, se calcula la energía térmica generada, mutiplicando por la energía total anual por la eficiencia térmica (43 %).

Posteriormente se calculó la Capacidad Instalada considerando un factor de planta de 90 %, lo que corresponde a 7.884 horas de operación durante el año. Se incluyó además un factor de seguridad del 5 %.

$$Potencia\ Instalada\ [KW] = \frac{Energía\ Total\ Anual\ [\frac{KWh}{ao}] * \eta_{elctrica}\ [%]}{Uso\ del\ Motor\ [\frac{horas}{ao}]} \quad (3.3)$$

$$Potencia\ Instalada\ Real\ [KW] = Potencia\ Instalada\ [KW] * (1 - factor\ de\ seguridad)\ [%] \quad (3.4)$$

Finalmente se evaluará económicamente diversos proyectos para productores que cuenten con una masa ganadera de 100 a 500 cabezas de ganado, determinando los costos de inversión y operación para cada proyecto respectivo. Junto a ello se determinará los ingresos obtenidos al producir biogás.

Se calcularán los indicadores económicos (VAN, TIR y Payback), los ahorros de energía generada y electricidad al disminuir el abastecimiento por medio combustibles fósiles.

Finalmente se realizará un análisis de sensibilidad para determinar como afectan al proyecto distintos escenarios de las variables consideradas.

4 | Marco Teórico

4.1. Energía en el Mundo y ERNC

4.1.1. Energía en el Mundo

El consumo de energía mundial ha crecido en las últimas décadas aumentando de 6.100 [Mtoe] en 1973 a 13.541[Mtoe] en 2013. En términos porcentuales la matriz primaria al año 2013 está compuesta en un 81,4 % por combustibles fósiles (Petróleo 31,1 %, Carbón 28,9 % y Gas Natural 21,4 %), porcentaje menor en comparación con 1973, donde el 86,7 % de la energía primaria correspondía a recursos de origen fósil. [International Energy Agency \(2015\)](#)

La predominancia de recursos fósiles en el suministro de energía primaria en el transcurso de los últimos años ha sido un elemento marcado, que se aprecia en la [Figura 4.4](#), así como también el progresivo aumento de participación de otras fuentes de energías.

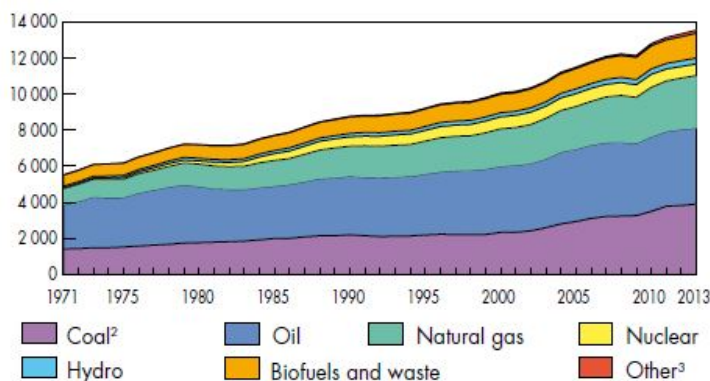


Figura 4.1: Evolución TPES a nivel mundial desde 1971-2013

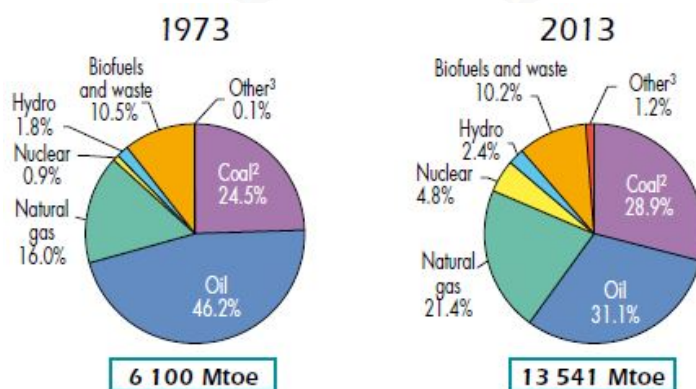


Figura 4.2: Distribución TPES por fuentes en 1973 y 2013

Fuente: IEA 2015

Fuente: IEA 2015

Este aumento, sin duda, ha permitido el crecimiento socioeconómico de las naciones, de la población y el aumento general de los estándares de vida. Sin embargo, también ha provocado problemas ambientales, de suministro, dependencia y seguridad energética, además de no considerar un desarrollo sostenible a futuro. No obstante, el enfoque está cambiando, pues ahora temas como el calentamiento global, la protección del medio ambiente, la eficiencia energética, diversificación de fuentes, la producción y manejo sostenible de la energía juegan un rol fundamental. El Consejo Mundial de la Energía se refiere a lo anterior, planteando el concepto de trilema energético, que tiene como propósito orientar en la toma de decisiones para enfrentar el desafío de obtener energía de forma segura, asequible y respetuosa con el medio ambiente. **CME (2014)**. Sus tres ejes se centran

en:

Seguridad Energética : Gestión eficaz del suministro energético primario proveniente de fuentes nacionales y extranjeras, la integridad de las infraestructuras energéticas y la capacidad de satisfacer la demanda actual y futura por parte de los proveedores energéticos.

Igualdad Energética : Un suministro asequible al que pueda acceder toda la población.

Sostenibilidad Medioambiental : Consecución de la eficacia en materia energética, considerando tanto oferta como demanda, y en el desarrollo del suministro energético de fuentes renovables y poco dependientes del carbono.

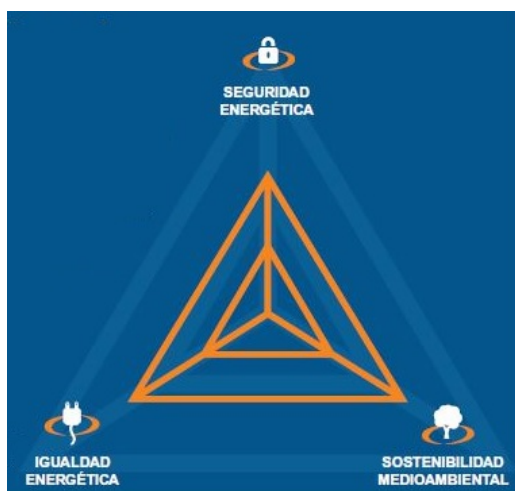


Figura 4.3: Trilema Energético

Fuente: Consejo Mundial de Energía 2014

La generación eléctrica aumentó casi cuatro veces en el transcurso de estas cuatro décadas(1973-2013), pasando desde 6.131 [TWh] en 1973 a 23.322 [TWh] en 2013, manteniendo una fuerte base en los recursos fósiles, con un 67,4 % del total al 2013 (carbón, petróleo y gas natural). La generación eléctrica en base a energía nuclear aumentó de un 3,3 % en 1973 a un 10,6 % en 2013. De igual forma la generación en base a energía geotérmica, solar y del viento (representada como Otros en el gráfico) aumentó aunque en menor proporción, pasando de un 0,6 % en 1973 a un 5,7 % en 2013. [International Energy Agency \(2015\)](#)

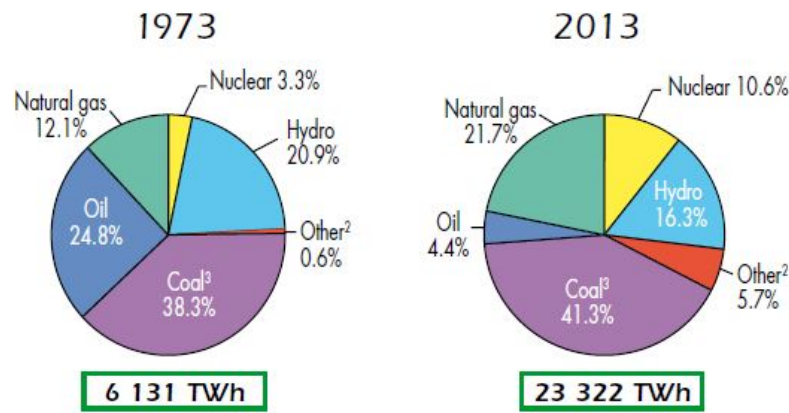


Figura 4.4: Generación eléctrica 1971 y 2013

Fuente: IEA 2015

Por su parte el Consumo Total Final (TFC) aumentó al doble en estas cuatro décadas pasando de 4.667 [Mtoe] en 1973 a 9.301 [Mtoe] en 2013. Todas las fuentes muestran un aumento en su consumo final, pero la proporción de estas ha variado. El petróleo disminuyó su participación en términos porcentuales de 48,3 % en 1973 a 39,9 % en 2013, a pesar de seguir siendo la fuente principal en el consumo final. Otro elemento que disminuyó porcentualmente fue uso de carbón, pues pasó de 13,6 % en 1973 a 11,5 % en 2013. El gas natural pasó de 14 % a 15,1 % en 2013. Otras fuentes como energía solar, geotérmica, viento duplicó su participación, sin embargo, su aporte sigue siendo reducido (menor al 4 %) [International Energy Agency \(2015\)](#)

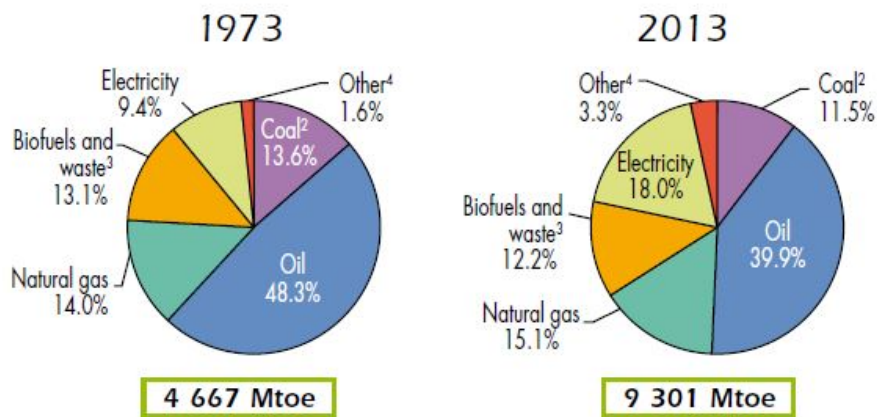


Figura 4.5: Consumo total final 1973 y 2013

Fuente: IEA 2015

El consumo eléctrico mundial aumentó de 440 [Mtoe] a 1.677 [Mtoe] entre 1973 y 2013, siendo el sector Otros (que agrupa al sector agricultura, comercial y servicios públicos) el que tuvo el mayor aumento, tal como se aprecia en la [Figura 4.6](#). El sector Industrial varió porcentualmente desde 53,45 % a 42,3 % en el mismo periodo, mientras que el sector Transporte cambió de 2,4 % a 1,5 %. [International Energy Agency \(2015\)](#)

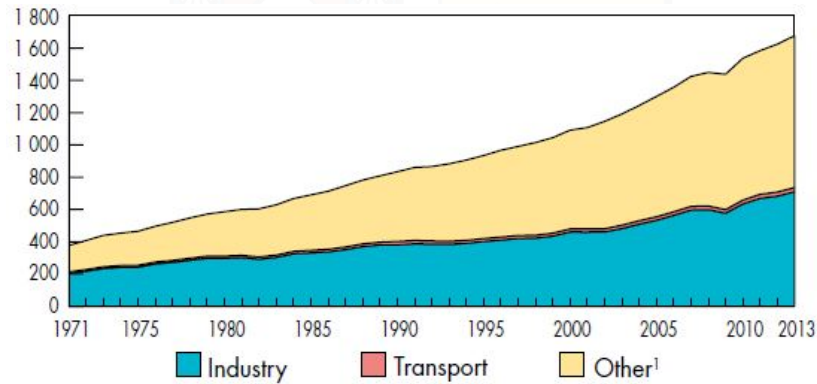


Figura 4.6: Generación eléctrica 1971 y 2013

Fuente: IEA 2015

Una visión general respecto a los consumos mundiales entre los años 2013 y 2014 muestra un aumento menor al 1 % de las fuentes tradicionales (0,8 % para el petróleo, 0,4 % para el gas y 0,4 % para el carbón). El consumo de energía renovable presentó el mayor aumento, con un 12 %. El consumo mundial por fuentes nucleares e hidroeléctricas aumento un 1,8 % y 2 % respectivamente. Por su parte, a nivel global el aumento del consumo energético fue de 0,9 %.

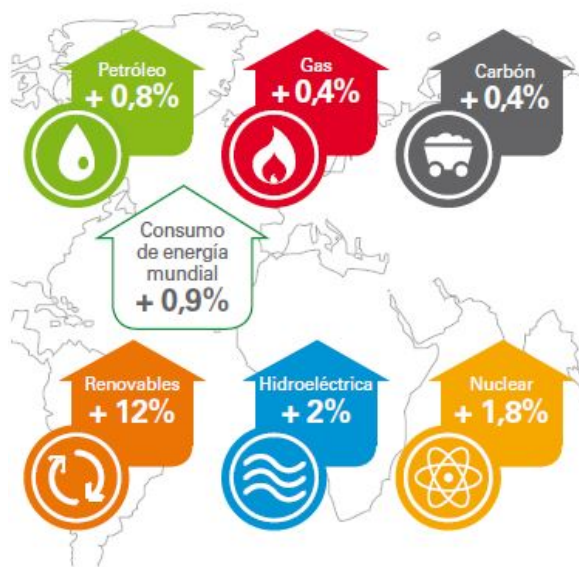


Figura 4.7: Consumos mundiales 2013 y 2014

Fuente: BP 2015

4.1.2. Energías Renovables en el Mundo

El contexto internacional energético de los últimos años se encuentra marcado por diferentes fenómenos. En primer lugar, la revolución tecnológica en el ámbito de las energías renovables está modificando la histórica composición de la matriz energética de los países, al hacer cada vez más competitivas este tipo de energía. Al impacto de estos cambios tecnológicos, se suma el crecimiento del intercambio de energía en los mercados internacionales y a través de las integraciones energéticas regionales. Por otra parte, la incorporación de electricidad a nuevas actividades plantea desafíos en cuanto al incremento de la demanda eléctrica y del potencial de eficiencia energética. Un tercer fenómeno es la preocupación de la comunidad internacional que busca descarbonizar la matriz energética mundial con el objeto de reducir suficientemente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). A nivel mundial hay una concientización cada vez mayor sobre la importancia de la energía renovable y la eficiencia energética, las cuales son críticas no sólo para atender el cambio climático, sino para crear nuevas oportunidades económicas y proporcionar acceso a la energía a miles de millones de personas que aún no cuentan con servicios modernos para el suministro de energía. [Renewable Energy Policy Network for the 21st Century \(2015\)](#)

Los consumidores de energía, antes pasivos receptores de la energía producida en fuentes distantes de sus residencias, industrias o comercios, hoy comienzan a transformarse en activos productores, gestores y consumidores interesados del tipo de energía que utilizan, modificando el flujo energético de “abajo hacia arriba”. Lo anterior, facilitado por redes inteligentes que generan más y mejor información para los diversos agentes del sistema, ocasiona que los sistemas eléctricos se tornen más resilientes, gestionables y eficientes.

Finalmente, la participación ciudadana también plantea desafíos en cuanto a la instalación de infraestructura energética, el uso de determinadas fuentes de energía y las políticas que las determinan. El involucramiento ciudadano en el proceso de toma de decisiones es hoy una realidad.

Todo lo anterior, junto con las modificaciones que se están dando en los patrones de consumo y producción no energética, han cambiado no sólo la configuración de las matrices energéticas sino también los objetivos y prioridades de la política energética, dando cuenta de una gran transición energética que se está produciendo en el mundo y en nuestro país.

Estrategia 2050 (2015)

Durante la década pasada, y particularmente en años recientes, han sido posibles avances en tecnologías de energía renovable, incrementos en la capacidad de generación a nivel mundial, así como rápidas reducciones de costos gracias al apoyo brindado por las políticas económicas, mismas que han atraído una cantidad significativa de inversiones e impulsado la baja de costos, por medio de economías de escala.

En 2013 el suministro total de energía primaria (TPES) fue de 13.555 millones de toneladas de petróleo equivalente (Mtoe) de los cuales 13,5 % (1.829 Mtoe) fue producido de a través de recursos de energía renovable. **RenewableIEA (2015)**

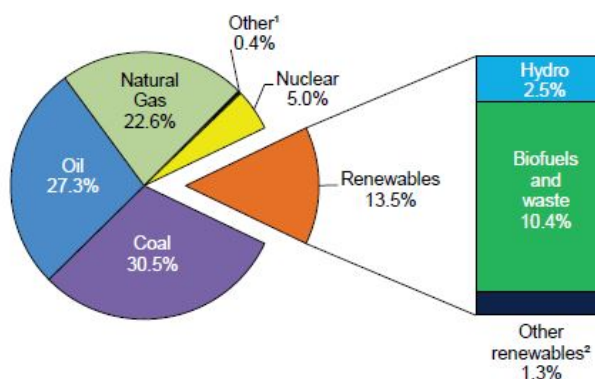


Figura 4.8: Distribución por fuente TPES 2013

Fuente: IEA 2015

Se aprecia que dentro de los recursos renovables los biocombustibles sólidos (a excepción de los desechos) representan la mayor proporción en la composición (10.4 % de TPES mundial y 73,4 % del suministro global de renovables), esto debido a sus amplio uso no comercial (calefacción residencial y cocina) tal como se aprecia en la [Figura 4.9](#). La Hidroelectricidad representa la segunda mayor contribución en los recursos renovables (17,8 % de renovables). Los recursos provenientes de la energía geotérmica, solar, viento, biogases, biocombustibles líquidos y mareas tienen una pequeña participación en el suministro de energía (2,5 % de TPES mundial). [RenewableIEA \(2015\)](#)

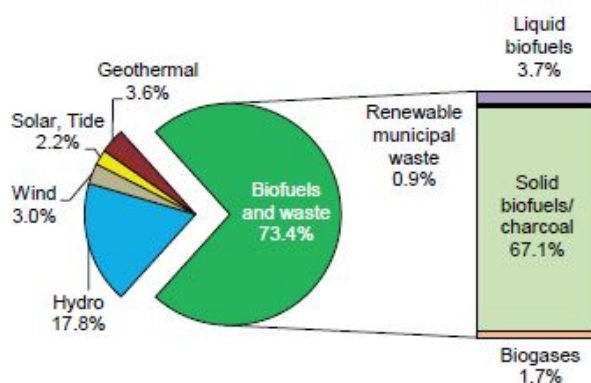


Figura 4.9: Suministro global de renovables (IEA 2013)

Fuente: IEA 2015

Desde 1990 los recursos de energía renovables han tenido una tasa de crecimiento promedio de 2,2 %, el cual es un poco mayor a la tasa de crecimiento del suministro mundial TPES, el cual fue de 1,9 %. Este crecimiento ha sido principalmente alto la

energía proveniente de solar fotovoltaica y energía del viento, con tasas de crecimiento anual de 46,6 % y 24,8 % respectivamente. Sin embargo, esto se debe a que antes la utilización de estas formas de energía era muy baja, por lo cual la base de referencia es pequeña y, sumado a la mayor inserción de estas a las actuales formas de producción se explica estas elevadas tasas de crecimiento. Los biogases han tenido la tercera mayor tasa de crecimiento en los últimos años (13,9 %), seguidos por solar térmica (12,3 %) y biocombustibles líquidos (10,2 %) **RenewableIEA (2015)**

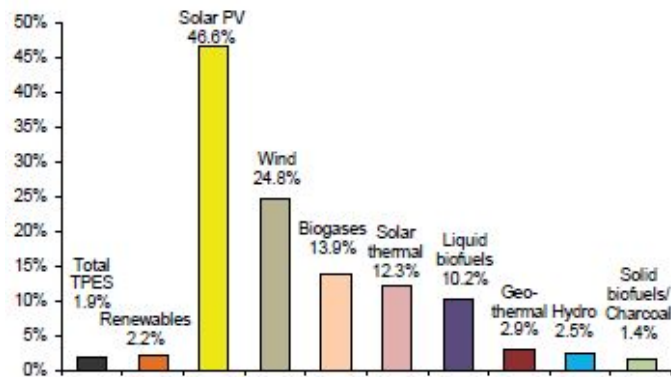


Figura 4.10: Tasas Crecimientos Energías Renovables (IEA 2013)

Fuente: IEA 2015

Con respecto al consumo de energías renovables a nivel mundial el 31,8 % de estas son utilizadas para la producción de electricidad y calor, mientras que el 49,4 % es usado en los sectores residencial, comercial y público tal como se aprecia en la [Figura 4.12](#) . Esto es consecuencia del amplio uso de biocombustibles sólidos en el sector residencial en países en desarrollo. **RenewableIEA (2015)**

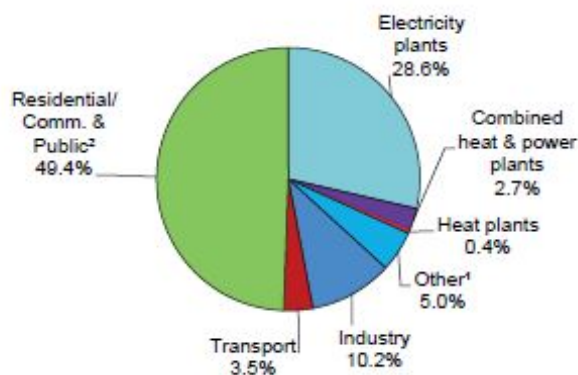


Figura 4.11: Consumo mundial sectorial de renovables (IEA 2013)

Fuente: IEA 2015

En términos de producción de electricidad a nivel global, las energías renovables representan el tercer mayor contribuidor. Estas representaron el 21,6 % del generación mundial en 2013. En primer lugar se ubicó el carbón (41,2 %) y en segundo lugar se ubicó el gas natural (21,8 %). Por su parte la energía nuclear represento el 10,6 % y el petróleo el 4,4 %. Dentro de las energías renovables la hidroelectricidad suministra el 75,1 % del total de estas. Los biocombustibles y desechos, incluidos los biocombustibles sólidos, juegan un rol menor en la generación eléctrica, suministrando el 1,7 % de la electricidad mundial. A pesar del rápido crecimiento, las energías geotérmicas, solar y la proveniente del viento solo representan el 3,7 % de la producción de energía mundial en 2013. [RenewableIEA \(2015\)](#)

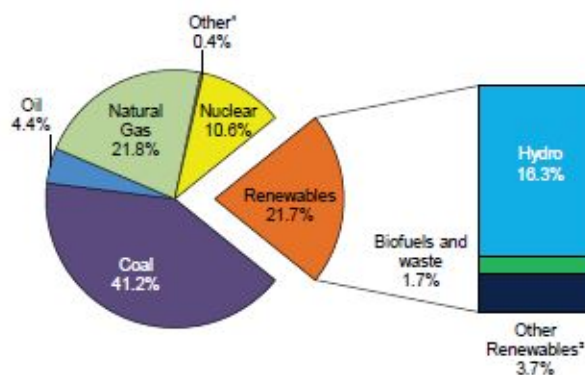


Figura 4.12: Producción de electricidad mundial en 2013

Fuente: IEA 2015

Desde 1990 la generación de electricidad renovable en todo el mundo creció en prome-

dio 3,5 % por año, lo cual fue ligeramente más rápido que la tasa de generación eléctrica total, la cual creció a 3,0 % por año. Así que mientras, en 1990, el 19,5 % de la electricidad global fue producida de recursos renovables, al 2013, el porcentaje de estas aumentó a 21,6 %. Este ligero incremento fue debido a que la fuente principal, la hidroelectricidad, disminuyó su participación en la producción de electricidad mundial, pasando de 18,1 % en 1990 a 21,6 % en 2013. Sin embargo, si resta del análisis la hidroelectricidad, se aprecia que las demás energías renovables aumentaron su participación en la producción de electricidad, pasando de 1,3 % en 1990 a un 5,4 % en 2013. [RenewableIEA \(2015\)](#)

En 2014 la energía renovable siguió desarrollándose, aun con el creciente consumo de energía a nivel mundial y el dramático declive en los precios del petróleo durante la segunda mitad del año como telón de fondo. También en 2014, la energía renovable se extendió significativamente en términos de capacidad instalada y energía producida; mientras que las inversiones en energía renovable en el sector energético superaron las inversiones netas para plantas de energía de combustibles fósiles. Al 2014 casi la mitad de la nueva capacidad de generación eléctrica mundial instalada fue renovable. Se registró un indicio prometedor de disociación entre las emisiones de CO_2 y la actividad económica, hasta la fecha una asociación previsible. [IEA \(2015\)](#) El crecimiento más rápido y el incremento más sustancial en la capacidad renovable se vieron en el sector eléctrico, las tecnologías dominantes fueron: eólica, solar fotovoltaica (FV) y energía hidráulica. [Renewable Energy Policy Network for the 21st Century \(2015\)](#)

Por otro lado, el desarrollo de la calefacción, el enfriamiento y el transporte basado en tecnologías renovables aún se queda atrás con respecto a la energía renovable. Los precios bajos de combustibles fósiles, los subsidios a éstos y la competencia con otras posibles inversiones (como mejoras en la eficiencia energética u otros sistemas de energía renovable), desaceleraron el potencial del sector de climatización con energía renovable. A pesar de que hay mucho potencial y puntos de entrada para la energía renovable en el sector transporte, su desarrollo se ha visto limitado; mientras que la prioridad de las políticas, los mercados y las industrias se ha centrado en los biocombustibles líquidos.

El apoyo a las políticas para energías renovables ha contribuido al crecimiento del volumen del mercado y a una competencia mundial alta. Las significativas reducciones

en costos, especialmente para energía solar FV y eólica, han jugado un papel importante en la creciente electrificación del transporte y de los aparatos de calefacción. Este hecho también ha resaltado el potencial para una mayor superposición entre los sectores en un futuro cercano. En muchos países las energías renovables son altamente competitivas con los combustibles convencionales, particularmente en el sector eléctrico. Sin embargo, a pesar de que muchas tecnologías de energía renovable han experimentado una expansión rápida, el crecimiento de la capacidad de generación, así como las mejoras en la eficiencia energética se encuentran debajo del porcentaje necesario para alcanzar las metas de la iniciativa Energía Sostenible para Todos (SE4ALL por sus siglas en inglés), las cuales consisten en duplicar el nivel de uso de energía renovable, duplicar las mejoras mundiales en eficiencia energética, y proporcionar acceso universal a la energía para el año 2030.

El desarrollo de políticas gubernamentales enfocadas en energías renovables en 2014 continuó tomando forma. En algunos países, estas energías enfrentaron grandes retos que resultaron en cambios en políticas o en incertidumbre, como la imposición en Europa de nuevos impuestos para la generación renovable, y la expiración del crédito fiscal federal de producción de EUA. De cualquier modo, el número de países con objetivos y políticas en energías renovables volvió a aumentar en 2014. Muchas jurisdicciones trabajaron para lograr que sus objetivos existentes fueran más ambiciosos, incluyendo un aumento del 100 % en las metas de energía o electricidad renovable. Para inicios del 2015, al menos 164 países ya contaban con metas de energía renovable, mientras que un estimado de 145 países ya tenían políticas de apoyo a la energía renovable en vigor. [Renewable Energy Policy Network for the 21st Century \(2015\)](#)

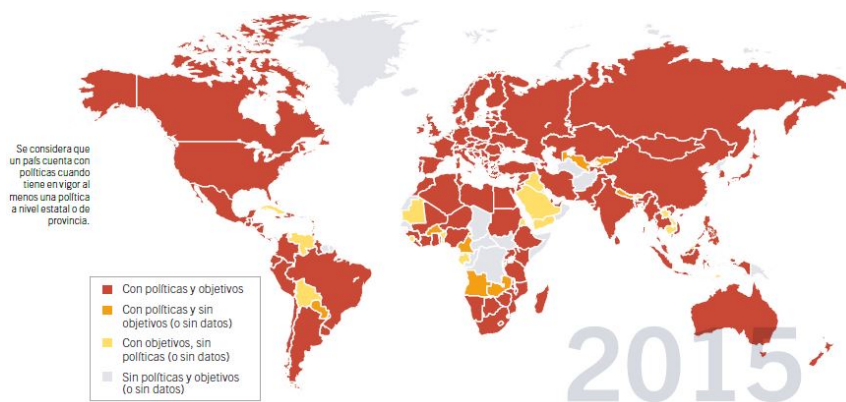


Figura 4.13: Países con políticas y objetivos de energía renovable a inicios de 2015

Fuente: REN 2015

4.1.3. Tendencias Energéticas

En 2014, el mercado mundial tuvo una tendencia hacia niveles mayores de energía renovable, en donde la generación variable eólica y la solar estuvieron a la cabeza. Esto tuvo como consecuencia un incremento en el uso de electricidad generada a partir de fuentes renovables, por ejemplo, se reemplazó el uso de combustibles tanto para calefacción como para transporte, y se produjo un cambio significativo en los mercados energéticos, particularmente en los países desarrollados. Las tendencias para algunas tecnologías y fuentes renovables son las siguientes:

Energía de biomasa

En 2014, la producción mundial de bioenergía incrementó aproximadamente 9 %, con China, Brasil y Japón encabezando las incorporaciones de capacidad de generación, y con Estados Unidos y Alemania encabezando la generación (a pesar de sus incorporaciones de capacidad relativamente menores). En 2014 la producción de biocombustible líquido fue mayor a 9 %, lo que provocó que se alcanzara el nivel más alto hasta la fecha. Aunque Estados Unidos y Brasil dominaron en el volumen general, Asia experimentó un crecimiento particularmente alto de la tasa de producción. Las políticas influyeron positivamente en el mercado de biocombustibles, en donde los mandatos de mezcla incrementaron la demanda. Por otro lado, la incertidumbre de algunas políticas, particularmente en Europa, Estados

Unidos y Australia, tuvo efectos negativos en la industria. Los precios bajos del petróleo en la segunda parte del año afectaron positivamente una parte de la producción de materia prima, pero redujeron las ventas de algunos negocios de bioenergía.

Energía Geotérmica

Durante los últimos cinco años, la capacidad total de energía ha crecido con una tasa promedio de 3,6 %, mientras que la capacidad de calor creció un estimado de 5,9 %. La industria geotérmica continúa enfrentando grandes riesgos en el desarrollo de proyectos. Sin embargo, tanto países desarrollados como esos en vías de desarrollo están haciendo muchos esfuerzos para aminorar tales riesgos.

Energía Hidráulica

En 2014 se comisionó una nueva capacidad de generación de energía hidráulica de 37 GW, lo que arroja una capacidad mundial total de aproximadamente 1.055 GW. La generación en 2014 se ha estimado en 3.900 TWh. China (22 GW) ha sido, por un margen grande, el país con mayor capacidad instalada, aunque Brasil, Canadá, Turquía, India y Rusia también añadieron una capacidad considerable. De igual modo, la industria continuó buscando la innovación en servicios más confiables, eficientes y flexibles. La demanda por una eficiencia mayor y costos de generación más bajos ha contribuido a la existencia de unidades mayores de generación, incluyendo algunas turbinas de 800 MW. También hay una demanda significativa para la renovación de las plantas existentes. El objetivo es mejorar tanto la eficiencia de la producción, como el desempeño ambiental para cumplir con los nuevos requerimientos de regulación. Las innovaciones también incluyen tecnología de velocidad variable para plantas de acumulación por bombeo nuevas y renovadas, las cuales ayudan a la posterior integración de recursos renovables variables.

Energía Oceánica

En 2014 la capacidad de energía oceánica, en su mayoría generación de energía mareomotriz, se mantuvo en 530 MW. Virtualmente, todas las instalaciones nuevas estaban en una especie de fase piloto o de demostración. Por otro lado, dos compañías prominentes en

el desarrollo de la energía mareomotriz enfrentaron fuertes vientos en contra. El Foro de Energía Oceánica de la Unión Europea se lanzó con el objeto de unir a diferentes agentes para que cooperen y ayuden a resolver los problemas relacionados con este tipo de energía. Asimismo, el desarrollo tecnológico siguió en marcha en varios sitios de prueba. Los aparatos de energía de olas y mareas fueron, de entre todas las tecnologías para energía oceánica, los que registraron mayores avances hasta la fecha.

Solar FV

La energía solar FV está comenzando a jugar un rol importante en la generación de electricidad en algunos países. Esto se debe a que la rápida disminución en los costos ha hecho que la electricidad no subsidiada y generada a partir de energía solar FV, pueda competir con los costos de los combustibles fósiles en cada vez más partes del mundo. En 2014, la energía solar FV registró otro record en su crecimiento anual, con un estimado de 40 GW instalados, lo que da una capacidad mundial total de cerca de 117 GW. China, Japón y Estados Unidos reportaron la gran mayoría de capacidad nueva. Aun así, la distribución de instalaciones nuevas siguió ampliándose. América Latina experimentó un crecimiento rápido, varios países africanos también sumaron capacidad nueva a su lista, mientras que en el Medio Oriente surgieron nuevos mercados. Aunque por tercer año consecutivo la mayoría de los mercados europeos sufrieron un declive, la región (particularmente Alemania) continuó liderando al mundo en términos de capacidad solar FV total y de contribución al suministro eléctrico. La recuperación de la industria solar FV que inició en 2013 continuó en 2014, gracias a la fortaleza del mercado mundial. La consolidación entre fabricantes también continuó, a pesar de que la gran cantidad de bancarrotas de los últimos años se redujo a un mínimo. Para satisfacer la demanda creciente se abrieron (o se anunciaron) nuevas instalaciones de producción modular y de celdas alrededor del mundo.

Energía Solar de Concentración (CSP)

El mercado CSP (por sus siglas en inglés) sigue siendo el menos establecido en comparación con los mercados de otras energías renovables. No obstante, el sector continuó, como lo hace desde casi una década, con su sólido crecimiento, el cual tuvo un incremen-

to de capacidad del 27 %, a 4,4 GW. Aunque las plantas cilindro-parabólicas siguieron representando el volumen de la capacidad existente, el año 2014 fue notable debido a la diversificación de tecnologías en operación, y a la entrada en operación de las plantas con tecnología de torre y tecnología lineal Fresnel más grandes del mundo. Sólo Estados Unidos e India añadieron instalaciones CSP a sus redes eléctricas en 2014. Sin embargo, la actividad CSP continuó en la mayoría de las regiones, en donde Sudáfrica y Marruecos fueron los mercados más activos en términos de construcción y planeación. España, por su lado, se mantuvo como el líder mundial en capacidad existente. La paralización del mercado español, así como la esperada desaceleración del mercado de EUA después de un gran año incitó una mayor consolidación de la industria. Sin embargo, los costos están bajando (particularmente en las naciones del cinturón solar), y se está desarrollando una gran variedad de tecnologías. Por otro lado, el almacenamiento de energía térmica (TES, por sus siglas en inglés) se está volviendo cada vez más importante, y sigue siendo tema central de investigación y desarrollo.

Energía Eólica

En 2014 el mercado mundial de energía eólica continuó con su avance, agregando un récord de 51 GW (la cantidad más alta entre todas las tecnologías renovables), lo que da un total de 370 GW al final del año. Asimismo, costa afuera se agregó un estimado de 1,7 GW de capacidad conectada a la red, lo que arroja un total mundial que excede 8,5 GW. En cada vez más lugares la energía eólica se torna la opción de costo más bajo para capacidades nuevas de generación de energía; mientras que en África, Asia y América Latina siguen surgiendo mercados nuevos. Por séptimo año consecutivo, Asia se mantuvo como el mercado más grande, encabezado por China; quien además rebasó a Europa en capacidad total. Estados Unidos fue el país líder en generación de energía eólica; mientras que esta última abasteció más del 20 % de la demanda en varios países, incluyendo Dinamarca, Portugal, Nicaragua y España. Tras años de operar en números rojos, la mayoría de los fabricantes de turbinas regresaron a números positivos, donde las diez mejores compañías rompieron récords de instalación. Los diseños de turbinas para uso en la costa y fuera de ella siguieron evolucionando para mejorar los aspectos económicos del viento, buscando

un rango más amplio de regímenes de viento y de condiciones de operación.

La revolución tecnológica que ha permitido la explotación de gas natural y de petróleo, ambos provenientes principalmente de yacimientos no convencionales ubicados en su mayoría en EEUU, ha cambiado las perspectivas del sector energético en la última década. Específicamente, en el año 2015, EEUU desplazó a Arabia Saudita como el principal país productor de petróleo crudo, y también se ubicó por encima de Rusia como la nación que extrae más hidrocarburos. El hecho que EEUU vaya a pasar de ser un importador neto a un exportador neto de petróleo crudo está produciendo un quiebre en los mercados internacionales de combustibles, con efectos económicos y políticos profundos.

El impacto de la revolución tecnológica en Chile aún está por verse, considerando que sus países vecinos cuentan con potenciales grandes reservas no convencionales, que, si las explotan en algún momento, cambiarían nuevamente las condiciones de la integración energética del continente.

La mayor disponibilidad de estos combustibles fósiles a nivel mundial ha generado un descenso en los precios internacionales, lo cual constituye un escenario más favorable para el uso de los energéticos que mayormente contribuyen a la emisión GEI. El efecto sobre los precios de los combustibles fósiles en Chile, puede observarse en la [Figura 4.14](#)

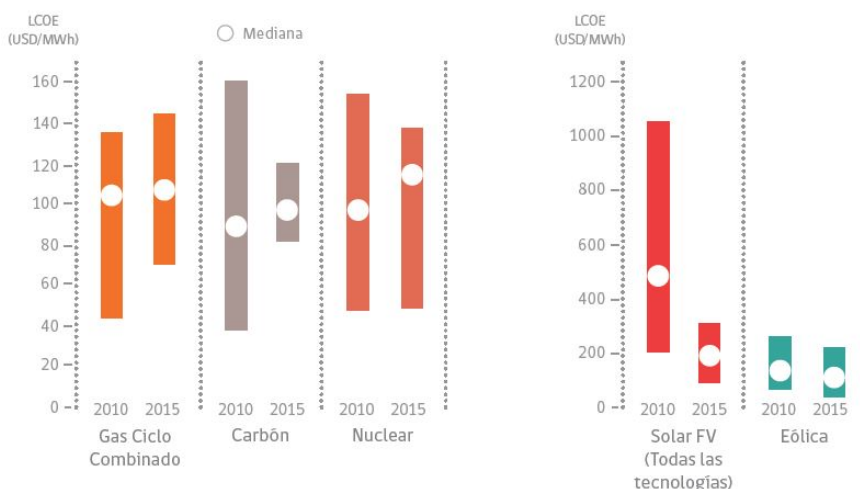


Figura 4.14: Costos Proyectados de la generación de electricidad

Fuente: IEA 2015

Las energías renovables, con costos decrecientes en el transcurso de los últimos años,

son cada vez más competitivas en relación a los combustibles fósiles. El informe de la IEA (2015) sobre "Projected Costs of Generating Electricity ¹ ", indica que la tendencia es que las energías renovables tendrán costos de desarrollo cada vez menores, mientras que, para las tecnologías convencionales, los costos se mantienen o aumentan ² . Hoy en día, la participación de las energías renovables variables en los sistemas eléctricos, como la solar y la eólica, depende no sólo de sus costos, sino de la flexibilidad del sistema al que éstas se integran. Entre otras condiciones, contribuye a una mejor incorporación de las energías variables, mayores y más flexibles redes de transmisión, con interconexiones regionales e internacionales que faciliten el intercambio de energía. Los sistemas de almacenamiento aparecen también como una opción a futuro, en la medida que el avance tecnológico facilite su incorporación.

4.2. Energía en Chile y ERNC

El desarrollo de los países depende del manejo y gestión que le asignen a la energía. Existe evidencia a nivel mundial de que un aumento en la actividad económica de un país genera un aumento en su consumo energético. Actualmente, Chile se sitúa como un país en vías de desarrollo, en el cual históricamente el crecimiento del consumo energético ha seguido de cerca el crecimiento económico del país [Figura 4.15](#) Entre los años 1997 y 2014, el consumo energético final creció paulatinamente, a una tasa promedio del 2,5 % anual.

¹El LCOE (Levelized Cost of Energy), corresponde al pago que debiera recibir el desarrollador de un proyecto eléctrico para recuperar sus costos y obtener un margen de ganancia.

²El World Energy Outlook 2015 de la IEA indica que se espera que los costos unitarios de tecnologías como la fotovoltaica caigan al 2040 un 40 % en promedio y la iluminación eficiente un 50 % en promedio, mientras que las tecnologías en base a combustibles fósiles irían al alza.

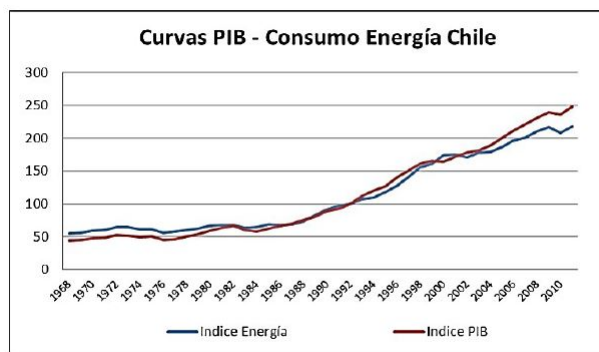


Figura 4.15: PIB y Consumo de Energía Chile

La tendencia internacional apunta a buscar un desacople entre crecimiento y consumo energético mediante una mayor eficiencia energética [Figura 4.16](#). En el caso chileno, el desacople a sido bajo, pero en los últimos años se han dado luces de que esta debe ser la tendencia a seguir, dadas las medidas de eficiencia introducidas en el sector.

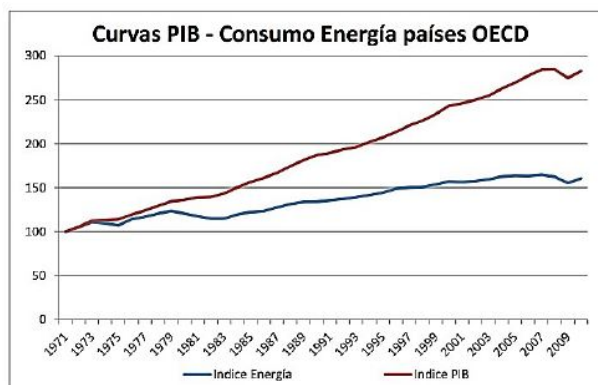


Figura 4.16: PIB y Consumo de Energía OECD, año base 1971

Fuente: IEA

El consumo energético primario per cápita de Chile es menor en comparación con países que tienen mayores niveles de desarrollo económico. Chile alcanza algo menos de la mitad del consumo per cápita, en promedio, los países de la OCDE. Es esperable que Chile aumente su consumo de energía per cápita en la medida que continúe su desarrollo económico, lo cual presenta un gran desafío a nivel país para canalizar una buena gestión en políticas energéticas que permitan desarrollar una infraestructura acorde a las necesidades sociales, ambientales y económicas hacia el desarrollo sostenible.

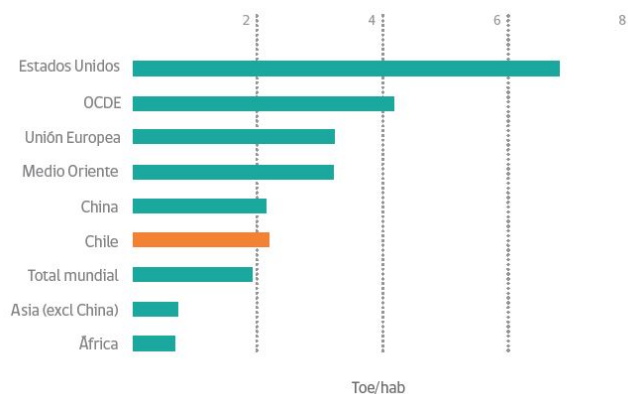


Figura 4.17: Consumo Energía Primaria por habitante, 2012

Fuente: IEA

4.2.1. Oferta de Energía Primaria

Para el año 2014 y de acuerdo al Balance Energético Nacional (BNE), la energía total primaria consumida fue de 314.163 [Tcal]. La figura a continuación indica la distribución del consumo de energía Primaria por Tipo de combustible. [Ministerio de Energía \(2014\)](#)

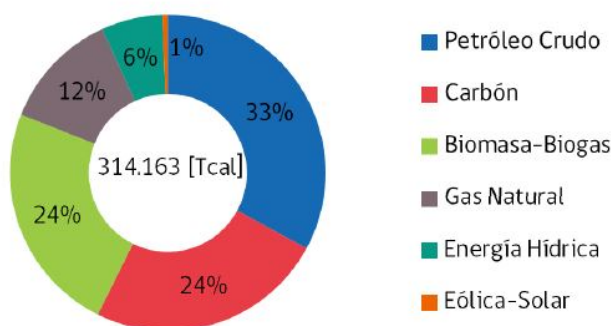


Figura 4.18: Consumo Energía Primaria por tipo de combustible (BNE 2014)

La participación de los combustibles fósiles alcanza el 69 %, el consumo de biomasa y biogás corresponde a 24 %, el consumo por energía generada a partir de hidroelectricidad corresponde a 6 %, y las fuentes restantes entre las que se incluyen la energía eólica y solar aportan el 1 %. Estas Energías Renovables No Convencionales (ERNC) tienen niveles bajos en término de aporte a la matriz energética, pero tuvieron un incremento de 59.8 % con respecto al año 2013. [Ministerio de Energía \(2014\)](#)

En cuanto a las fuentes energéticas primarias, el 55 % fue importado. El 95.1 % de la oferta total de petróleo crudo es importado, el 77 % del carbón es importado y el 85 % del gas natural es importado. **Ministerio de Energía (2014)**.

Chile importa el gran parte de su energía primaria, conducta que se ha mantenido invariable en años anteriores, tal como lo muestra la **Tabla 4.1**. Esto nos sitúa como un país subordinado a las variaciones en los precios, volatibilidad e inestabilidad de los precios de mercados internacionales en términos de suministro y costos. **Ministerio de Energía (2014)**

Tabla 4.1: Dependencia energética de importaciones por años en Chile

Dependencia Energética				
Año	Petróleo Crudo	Gas Natural	Carbón	Total
2010	97,15 %	67,71 %	88,52 %	78,15 %
2011	96,51 %	73,65 %	99,49 %	78,04 %
2012	94,08 %	80,27 %	93,74 %	69,35 %
2013	98,26 %	79,29 %	85,96 %	69,45 %
2014	95,10 %	85,63 %	77,26 %	71,15 %

Fuente: Elaboración propia a partir de los Balances Energéticos de Energía Abierta

La crisis del gas argentino, ocurrida en los años 2006 y 2007, grafica los riesgos de la dependencia energética. Los envíos de gas provenientes del país vecino se cortaron casi en su totalidad y de forma arbitraria, lo que produjo un alza en los costos de la energía, debido al reemplazo por otras alternativas energéticas más caras como el diesel.

A esto se agrega que durante los últimos diez años Chile se ha visto afectado por largos y severos periodos de sequía, insuficiente entrada de proyectos y de nuevas empresas en el área de generación, y escasa inversión en infraestructura en ese mismo segmento y también en el de transmisión eléctrica. **Ministerio de Energía (2014) Estrategia 2050 (2015)**

Por otra parte, a pesar del crecimiento del consumo de Energía Primaria se percata que la composición de la matriz energética no ha variado sustancialmente en términos

porcentuales a lo largo de las últimas décadas.

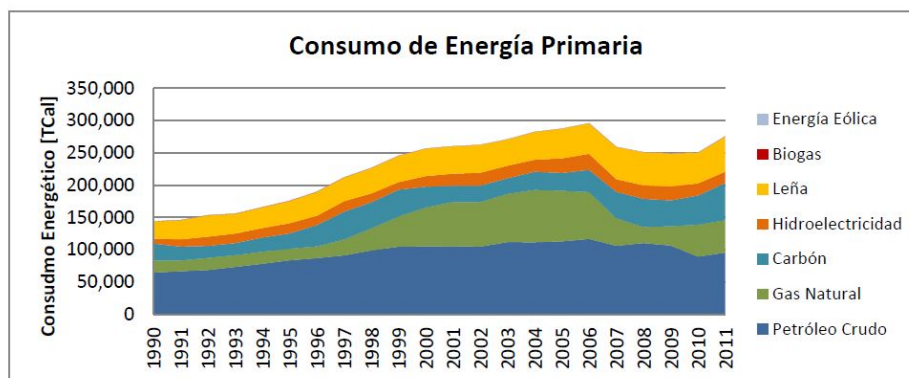


Figura 4.19: Evolución Consumo Energía Primaria

El petróleo se ha mantenido como la principal fuente energética del país. Durante los dos últimos años la proporción de petróleo en términos de consumo energético representó un 35 %, porcentaje menor a los de años anteriores, pues durante los últimos 20 años el consumo de este se ha mantenido sobre el 40 %. **Ministerio de Energía (2014)**

Fuentes como la hidroelectricidad y la leña mantienen una participación relativamente estable a través del tiempo.

El gas natural fue un elemento que tomó relevancia en la matriz desde 1997, al realizar el reemplazo de carbón y petróleo en la generación por ser un tipo de fuente menos contaminante, pero debido a la crisis del gas y al corte de suministro, se observa una caída importante, provocando el aumento de consumo de carbón. Actualmente el gas natural ha aumentado su consumo debido a los cambios de proveedores. **Ministerio de Energía (2014)** Respecto a las fuentes renovables no se aprecia una participación importante, donde el biogás disminuyó la poca presencia que tenía en los años 90, mientras que la energía eólica apareció recién el año 2009, con un aumento prolongado en los últimos años. La composición porcentual y evolución histórica se aprecia a continuación.

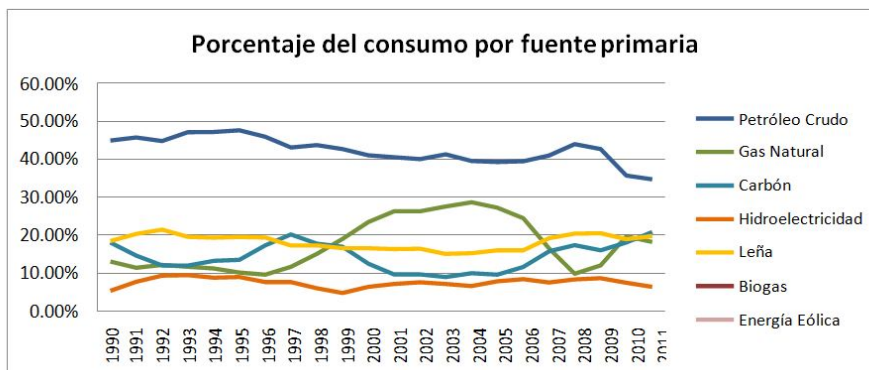


Figura 4.20: Composición Porcentual según tipo en el Consumo de Energía Primaria

4.2.2. Demanda de Energía

La demanda energética para el 2014 fue de 278.667[Tcal]. El 78 % de la demanda correspondió a Derivados de petróleo y Electricidad, mientras que el 14,4 % a Biomasa, el 6,3 % a Gas Natural y el 1,5 % a Carbón y sus derivados. La estructura del consumo final energético según el tipo de fuente se aprecia en el gráfico siguiente:

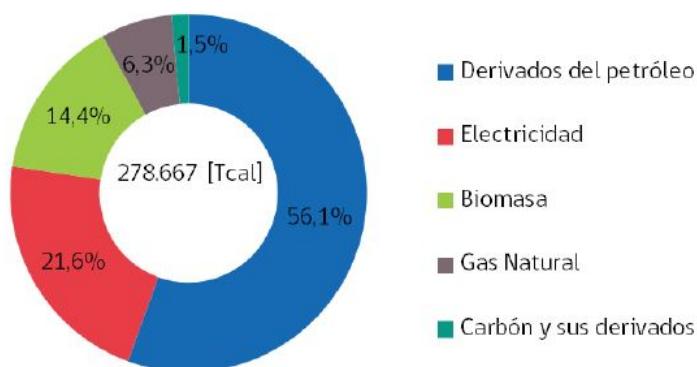


Figura 4.21: Demanda de Energía por fuente (BNE 2014)

El consumo final de energía puede ser agrupado en distintos sectores: Sector Transporte, Sector Industria, Sector Minería, y Sector Comercio, Público y Residencial. El sector de Transporte es el de mayor participación en el consumo final, seguido de por los sectores Industria y Minería. [Ministerio de Energía \(2014\)](#)

En el sector Transporte predomina fuertemente el transporte terrestre con un 82 %,

seguido por el transporte aéreo, marítimo y terrestre. Esta energía se originó, casi en un 99 %, de derivados del petróleo (principalmente diésel y gasolina asociados al transporte caminero). **Ministerio de Energía (2014) Estrategia 2050 (2015)**

En el sector Industria, los subsectores Industrias Varias y "Papel y Celulosa" abarcan el 86,6 %. En Minería, el 78,9 % corresponde a la minería del cobre. La energía consumida por estos sectores provino mayoritariamente de tres fuentes energéticas: electricidad 33 %, diésel 26 % y biomasa 20 %. **Ministerio de Energía (2014)**

Cerca del 21 % del total del consumo final correspondió al sector Comercial, Público y Residencial. En este sector, la fuente energética más usada fue la electricidad cuya participación en el consumo de energía fue de cerca del 34 % del total del consumo final. Seguida muy de cerca por la biomasa, principalmente leña, con una participación de 32 % del consumo final. Otros energéticos importantes en este sector fueron el Gas Licuado de Petróleo 18 % del consumo final y el gas natural con un 11 %. **Ministerio de Energía (2014)**

En términos totales, los tres energéticos que tuvieron mayor participación en el consumo final fueron: derivados del petróleo (56 %), electricidad (22 %), y leña y biomasa (15 %). **Ministerio de Energía (2014)**

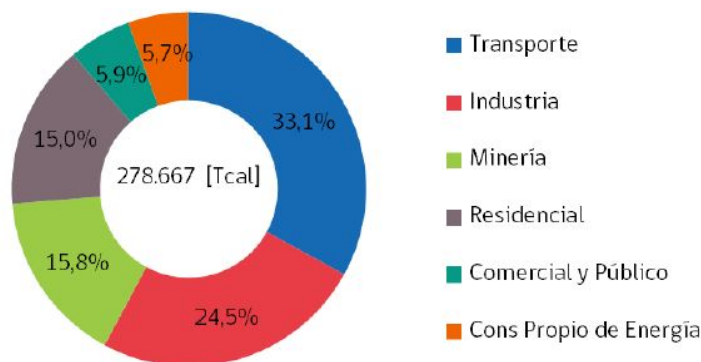


Figura 4.22: Demanda por sector (BNE 2014)

Observando el comportamiento de la demanda histórica por sector, se aprecia que el Sector Transporte es el que presenta mayor consumo en términos porcentuales, seguido por el Sector Industria y Minería.

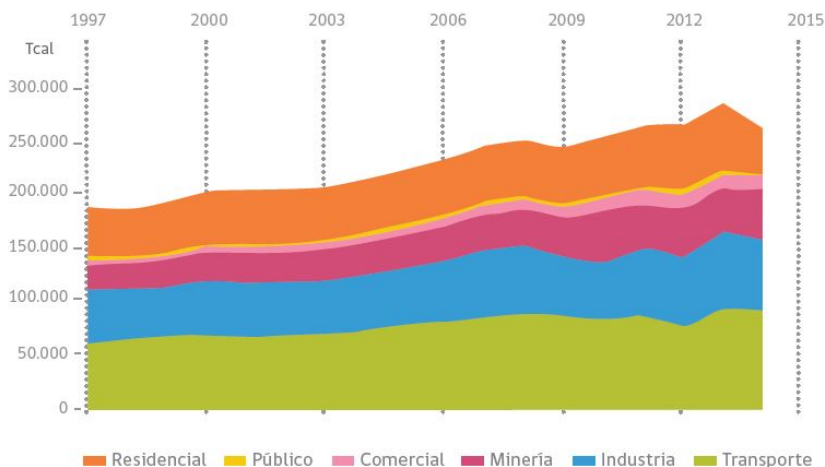


Figura 4.23: Demanda Histórica de energía final por sector (BNE 2014)

4.2.3. Generación Eléctrica

Al año 2014, la generación eléctrica en Chile fue predominantemente térmica (carbón 41 % y gas natural 11 %), siendo la principal fuente renovable la hidroelectricidad con 34 %.

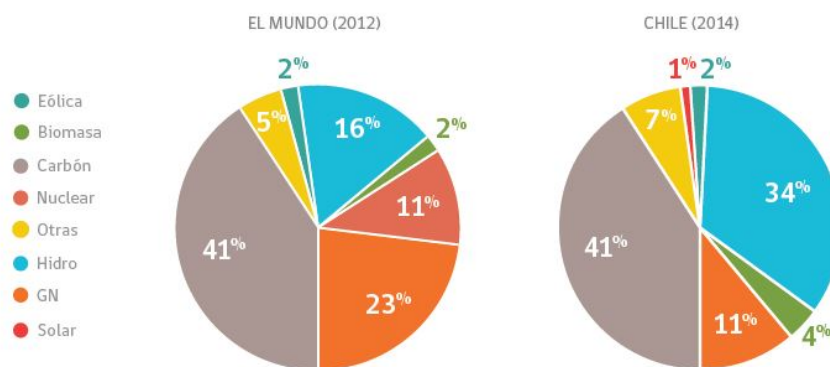


Figura 4.24: Generación eléctrica Mundial y Chile

Fuente: IEA ; Ministerio de Energía

Históricamente, en Chile, la generación eléctrica en base a fuentes renovables (principalmente hidroeléctrica) ha tenido una participación importante, con un promedio cercano al 65 % en la década de los sesenta, alcanzando el 80 % en la década de los ochentas y pasando a un rango de 30 % a 40 % en la última década, dependiendo del año hidrológico.

[Ministerio de Energía \(2014\)](#) [Estrategia 2050 \(2015\)](#)

En cuanto a la matriz de generación eléctrica, al año 2015, la capacidad instalada total en Chile es de 20.375 [MW]. Dicha capacidad se encuentra separada principalmente en el Sistema Interconectado Central (SIC), la cual corresponde a un 77,7 % de la capacidad instalada total, y en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), un 21,54 % de la capacidad instalada total [Figura 4.25](#). A su vez, existen los Sistemas Eléctricos de Aysén y Magallanes. El Sistema Eléctrico de Aysén, por su parte, tiene 52 [MW] de capacidad mientras que el Sistema Eléctrico de Magallanes, 102 [MW]. Adicionalmente a los sistemas de Aysén y Magallanes, se encuentran los sistemas medianos de Los Lagos, Cochamó y Hornopirén y los sistemas aislados de Isla de Pascua y San Pedro de Atacama, entre otros. [Estrategia 2050 \(2015\)](#)

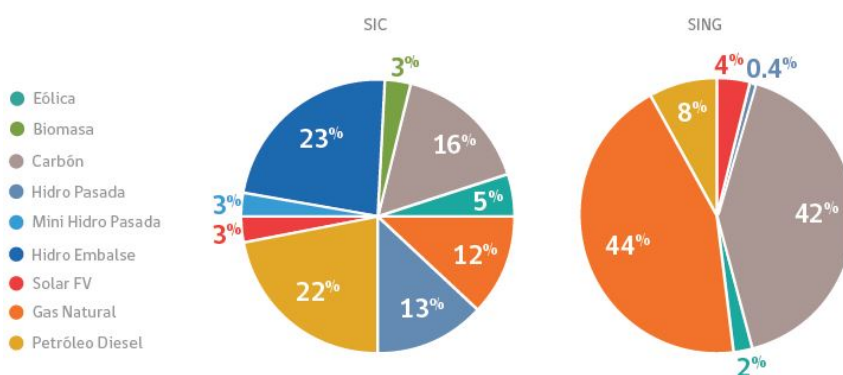


Figura 4.25: Capacidad Instalada SIC y SING 2015

Fuente: Energía Abierta

La generación promedio entre los años 2010–2014 del SIC fue de 48.207 [GWh], siendo principalmente hidro-térmica, con una componente hidroeléctrica del 43 %, una generación termoeléctrica carbón, gas natural y diesel del 52 % y una componente del 5 % que corresponde a solar, biomasa y eólica. El SING es esencialmente térmico, su generación promedio entre los años 2010-2014 fue de 16.530 [GWh] con una componente hidroeléctrica mínima, que no alcanza el 1 %, y termoeléctrica que se acerca al 98 % de la generación.

La penetración de ERNC se está recién iniciando a pesar del alto potencial existente en las zonas geográficas que cubre el SING. [Estrategia 2050 \(2015\)](#). Al mismo tiempo, la participación de la capacidad de generación en petróleo diésel también ha aumentado

significativamente durante el mismo periodo, producto de la sustitución del gas natural que era importado desde Argentina. Dicha sustitución sumada a la volatilidad de los precios internacionales de combustibles importados, la dificultad para materializar ciertos proyectos de generación y los extensos períodos de sequía que han afectado la generación hidroeléctrica, han elevado los precios de suministro sostenidamente por varios años, constituyendo un desafío primario para la política energética. La evolución de los costos marginales eléctricos se grafica en la [Figura 4.26](#), tanto para el SIC (Alto Jahuel 220 kV) como el SING (Crucero 220 kV). [Estrategia 2050 \(2015\)](#)

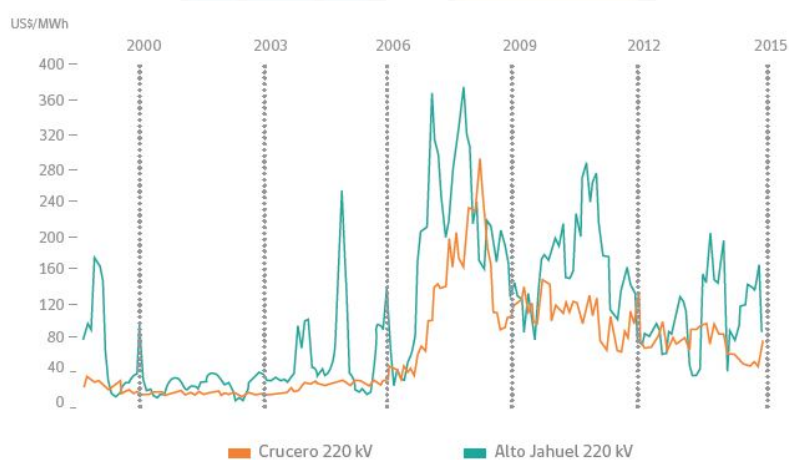


Figura 4.26: Costos marginales promedio mensual 1999-2015 (US\$ /MWh)

Fuente: Energía Abierta

4.2.4. ERNC en Chile

En los últimos años se ha producido un crecimiento de las energías solar, eólica, biomasa y mini hidráulica. Al año 2005 existían en el país 286 [MW] de capacidad en dichas fuentes, mientras que actualmente la capacidad instalada en Energías Renovables No Convencionales (ERNC) asciende a 2.496MW (febrero 2016), lo que corresponde al 11,97 % del total instalado, con el 88,59 % correspondiente al Sistema Interconectado Central (SIC), un 10,40 % conectado al SIC y lo restante al Sistema Eléctrico de Aysén. [CIFES \(2016\)](#).

La mayor cantidad generación de Proyectos ERNC se encuentran en Solar-PV, seguido por la Energía Eólica. En el SING predomina la Generación en base a Solar fotovoltaica

(60 %) seguido por la Energía Eólica(34 %). En el SIC la distribución es más heterogénea con un 37 % en Energía Eólica, un 26 % en Solar fotovoltaica y un 21 % en base a Bioenergía. Por último, en el Sistema Eléctrico de Aysen predomina la ERNC en base Mini Hidráulica de Pasada con un 92 %. CIFES (2016).

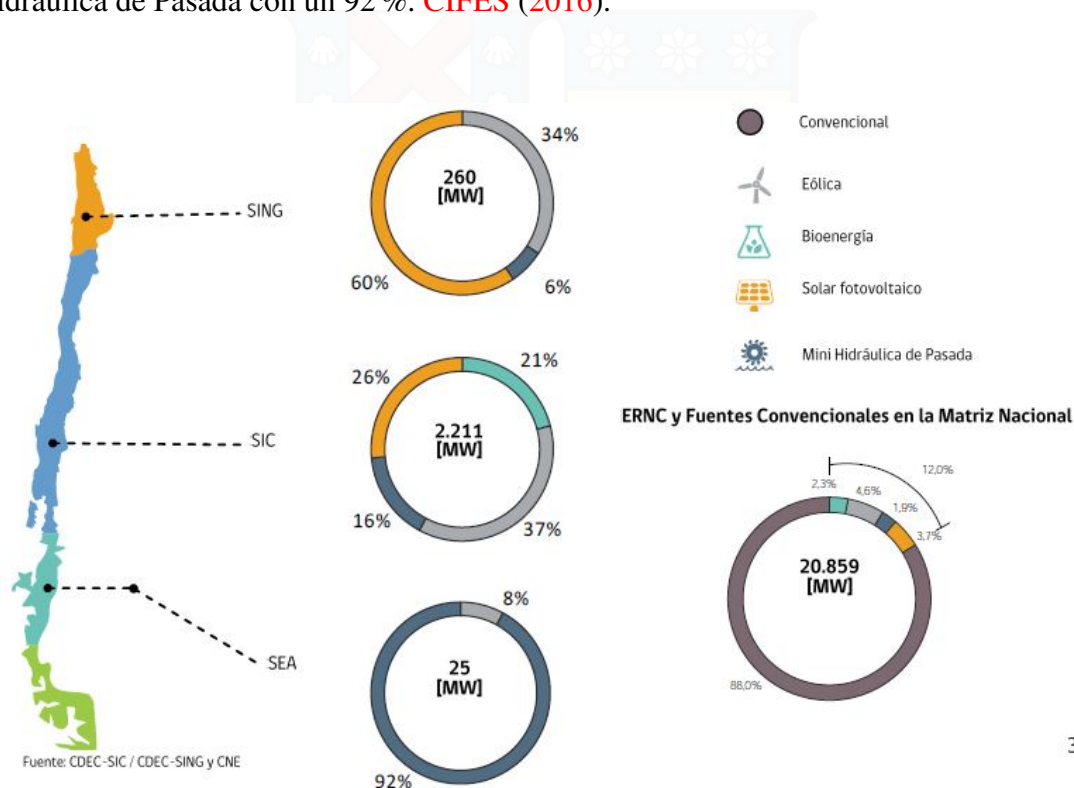


Figura 4.27: Capacidad Instalada ERNC

4.2.5. Normativas y Políticas en fomento de ERNC

Las normativas del país han ido modificándose con el transcurso de los años con el fin de fomentar las ERNC:

- Ley 20.257: El 20 de marzo de 2008 se promulgó la Ley 20.257 sobre la obligación de generar en base a fuentes ERNC, la cual estableció que el 5 % de los retiros efectuados por empresas generadoras que mantengan contratos de suministros firmados con fecha posterior al 1 de agosto de 2007, debía provenir de fuentes no convencionales. Este porcentaje debía incrementarse 0,5 % cada año a partir de 2015, llegando al 10 % en el 2024. Asimismo, la energía acreditada debía provenir de centrales ERNC que hayan iniciado su operación a partir del 1 de enero de 2007. Para cumplir con

lo impuesto por la Ley, las empresas generadoras que no poseían centrales ERNC propias, tenían la facultad de tranzar con empresas ERNC la energía requerida, pactando un precio de compra por unidad de energía, lo que es conocido como “atributo ERNC”. En caso de no cumplir con la obligación o no acreditar la compra del atributo, la empresa quedaba afectada por una multa de 0,4 UTM/MWh. En la [Figura 4.28](#) se aprecia la evolución del cumplimiento de esta obligación. A partir de agosto de 2011, se supera de forma ininterrumpida lo requerido por la Ley 20.257, llegando en el mes de agosto de 2013, al 8,22 % de inyección ERNC sobre los retiros afectos.

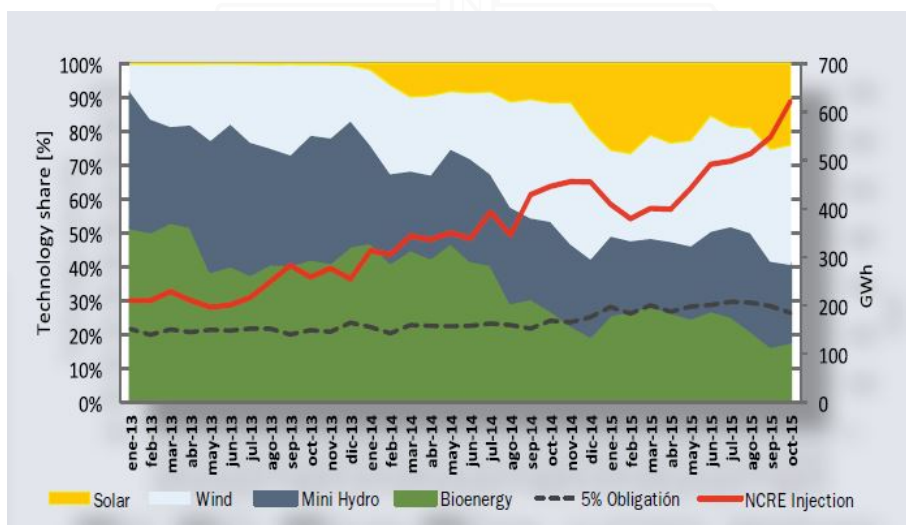


Figura 4.28: Evolución de la Ley 20.257 en 2015

- Ley 20.698 (ley 20-25): En octubre de 2013, se promulgó la Ley 20.698 que propicia la ampliación de la matriz energética mediante ERNC, modificando la Ley 20.257 y fijando una nueva obligación de penetración ERNC aplicable a los nuevos contratos de suministro o modificaciones, con fecha posterior al 1 de julio de 2013. Esta ley establece una cuota de 6 % en el año 2014, llegando al 20 % en el año 2025 tal como se muestra en la siguiente figura:

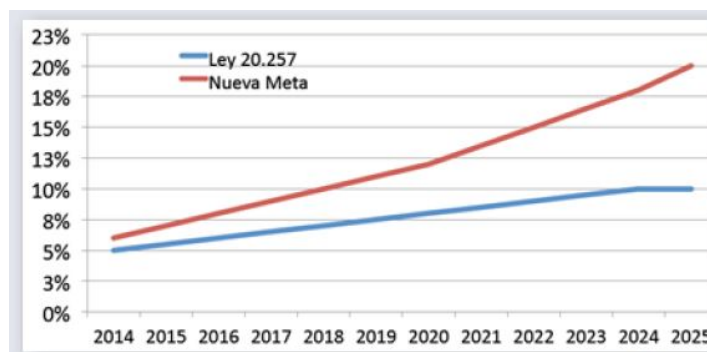


Figura 4.29: Cuota Ley 20.257 vs 20.698

En la [Figura 4.30](#) se muestra una proyección de la evolución de la energía de los contratos de suministro a partir del año 2000, propuesta por el Ministerio de Energía a modo de referencia. Puede observarse cómo va evolucionando la energía afecta a la Ley 20.257 y a la nueva ley, en la medida que la demanda crece y se renuevan los contratos, finalizando en 2025 con prácticamente el total de la energía afecta a alguna de las leyes de fomento a las renovables.

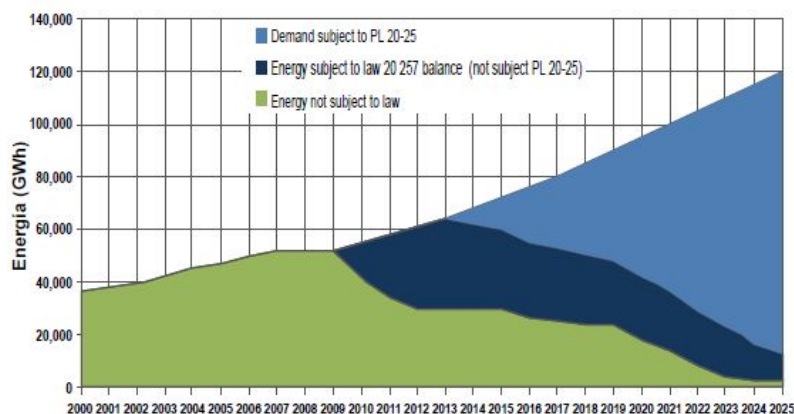


Figura 4.30: Evolución energía afecta a leyes de ERNC

Otra de las modificaciones introducidas tras la promulgación de la Ley 20/25 es la propuesta de licitaciones públicas llevadas por el Ministerio de Energía, en las cuales se licitarán los bloques de energía exigidas por la ley, y no cubiertos por el mercado, con un máximo de dos licitaciones al año. Para esto, se ofrece un esquema de contrato de largo plazo con el fin de fomentar la estabilidad en el flujo de ingreso para los proyectos ERNC.

Estos esfuerzos hacia el fomento de las ERNC toman más relevancias cuando tras ellas existe una política de largo plazo que apuntan al desarrollo del país en búsqueda de seguridad en el suministro energético para lograr los objetivos sociales, económicos y ambientales propuestos.

En esta línea se ha generado **Estrategia 2050 (2015)**, la que entre sus principales metas apunta a lograr:

- El 100 % de viviendas de las familias vulnerables con acceso continuo y de calidad a los servicios energéticos;
- Al menos el 70 % de la generación eléctrica nacional provenga de energías renovables;
- La totalidad de los proyectos energéticos desarrollados en el país cuenten con mecanismos de asociatividad entre la comunidad y las empresas;
- Chile se encuentre entre los 3 países de la OCDE con menores precios promedio de suministro eléctrico;
- El 100 % de las edificaciones nuevas tenga altos estándares de construcción eficiente, y cuenten con sistemas de control y gestión inteligente de la energía;
- El 100 % de las principales categorías de artefactos y equipos que se venden en el mercado correspondan a equipos energéticamente eficientes;
- se logre la interconexión de Chile con el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina y con los países del Mercosur, entre otras.

4.3. Sistema y Mercado Eléctrico de Chile

Los actores del sector eléctrico en Chile que participan en el mercado se dividen en tres segmentos, Generadoras, Transmisoras y Distribuidoras, mientras que el segmento de consumidores finales, está dividido entre clientes regulados y clientes libres. Esta estructura del mercado fue adoptada tras la aprobación de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), DFL N°1 de 1982 y se mantiene vigente hasta hoy en el DFL N°4. En la ley, se

establece que las inversiones en el sector eléctrico son realizadas por empresas privadas, con el objetivo de expandir en forma continua los sectores de generación, transmisión y distribución, incrementando y facilitando el acceso de la población al uso de la energía eléctrica. En dicho contexto, el rol del Estado y los organismos públicos queda circunscrito a acciones de regulación, fiscalización, fijación de la normativa técnica y dictación de políticas de desarrollo según los cuerpos legales vigentes. En la industria eléctrica nacional participan aproximadamente 70 empresas generadoras, 10 empresas transmisoras y 31 empresas distribuidoras. La capacidad instalada de generación eléctrica se encuentra distribuida en dos sistemas mayores (mayores a 200 MW), el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC) y los Sistemas Medianos (Mayor de 1,5 MW y menor que 200 MW) de Aysén y Magallanes, junto con otros cuatro sistemas medianos adicionales. **Comite CORFO (2014)**

4.3.1. Sistemas Eléctricos en el País

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que abastece la zona norte, principalmente a los grandes consumos mineros del país. El SING une en 220 kV desde Arica hasta Antofagasta.
- Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre la zona centro y parte del sur del país. El SIC abarca en 220 kV o 500 kV, según el tramo, desde Tal-Tal hasta Puerto Montt (e incluso hasta Quellón, en la isla de Chiloé, en tensiones más bajas).
- Sistemas de Aysén y Magallanes, que cubren las dos regiones del extremo austral de Chile.

Existen adicionalmente otros sistemas medianos en Cochamó, Hornopirén, Isla de Pascua y Puerto Williams.

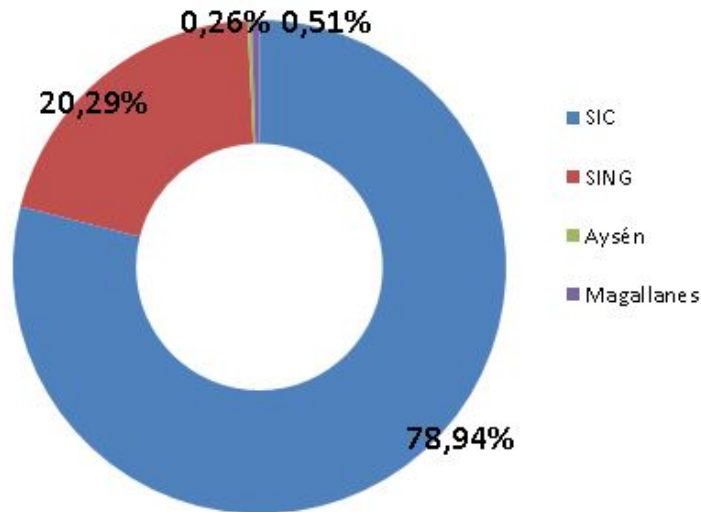


Figura 4.31: Capacidad Instalada Chile

Fuente: CNE

La capacidad instalada a febrero de 2016 llegó a un total de 19769,79 MW, según se muestra en la [Tabla 4.8](#), donde 99,17 % se encuentra distribuido en el SIC con 15.597,3 [MW] y 4.008,3 [MW] en el SING. Los sistemas medianos de Aysén y Magallanes por su parte tienen una capacidad instalada de 52 y 101,7 [MW] respectivamente.

La distribución en base insumos energéticos para la generación eléctrica en la capacidad instalada es predominante en medios convencionales. El Carbón, aporta con el 22,82 %, seguido del Gas Natural e Hidráulica de Embalse. Sin embargo, los métodos no convencionales de generación toman cada vez un rol preponderante en el mercado; a inicios de 2016 un 9 % de la capacidad instalada corresponde a Energías Renovables no Convencionales (Eólico, Solar y Mini Hidro).

Tabla 4.2: Capacidad Instalada a 2016 en Sistemas Eléctricos Chile

Sistema	Capacidad Instalada [MW]	%
SIC	15.597,30	78,89 %
SING	4.008,30	20,27 %
Aysén	52	0,26 %
Magallanes	101,7	0,51 %
Los Lagos	6,2	0,03 %
Isla de Pascua	4,3	0,02 %
TOTAL PAIS	19769,79	100,00 %

Fuente: Elaboración propia a partir CNE

Sistema Interconectado Central

Tabla 4.3: Capacidad Instalada en el Sistema Interconectado Central según tipo de central

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA NETA TOTAL [MW]	%
Térmica		
Carbón	1608,6086	10,31 %
Gas Natural	1774,8459	11,38 %
Petróleo Diesel	3277,240321	21,01 %
Petcoke	62,9775	0,40 %
Carbón - Petcoke	693,644	4,45 %
Propano	14,34768908	0,09 %
Biomasa	33	0,21 %
Biomasa-Petróleo N°6	82	0,53 %
Hidráulica		
Hidráulica Pasada	1975,15837	12,66 %
Hidráulica Embalse	4033,602	25,86 %
ERNC		
Hidráulica Pasada	90,9908	0,58 %
Mini Hidráulica Pasada	352,6810831	2,26 %
Biomasa	289,3231507	1,85 %
Biomasa-Petróleo N°6	6	0,04 %
Biogas	44,407438	0,28 %
Eólica	816,0179956	5,23 %
Solar	442,452696	2,84 %
Otros	0	0
Potencia Total Instalada	15597,30	100,00 %

Fuente: Elaboración propia a partir CNE

Sistema Interconectado Norte Grande

Tabla 4.4: Capacidad Instalada en SING según tipo de central

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA NETA TOTAL [MW]	%
Térmica		
Carbón	1945,86	48,55 %
Gas Natural	1441,22	35,96 %
Petróleo Diesel	183,28	4,57 %
Fuel Oil Nro. 6	170,98	4,27 %
Cogeneración	17,5	0,44 %
Hidráulica		
Hidráulica Pasada	0	0,00 %
ERNC		
Mini Hidroeléctrica Pasada	6,25	0,16 %
Eólica	88,9	2,22 %
Solar	154,305	3,85 %
Otros	0	0,00 %
Potencia Total Instalada	4008,30	100,00 %

Fuente: Elaboración propia a partir CNE

Aysén

Tabla 4.5: Capacidad Instalada Sistema Eléctrico Aysén

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA NETA TOTAL [MW]	%
Térmica Convencional	27,74	52,98 %
Hidráulica Pasada	22,64	43,24 %
Eólica	1,98	3,78 %
Potencia Total Instalada	52,36	100,00 %

Fuente: Elaboración propia a partir CNE

Magallanes

Tabla 4.6: Capacidad Instalada en Magallanes

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA NETA TOTAL [MW]	%
Termoeléctrica	101,6807	1
Potencia Total Instalada	101,68	100,00 %

Fuente: Elaboración propia a partir CNE

Los Lagos

Tabla 4.7: Capacidad Instalada en Isla de Pascua según tipo de central

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA NETA TOTAL [MW]	%
Térmica Convencional	5,4	87,59 %
Hidráulica Pasada	0,765	12,41 %
Potencia Total Instalada	6,17	100,00 %

Fuente: Elaboración propia a partir CNE

Isla de Pascua

Tabla 4.8: Capacidad Instalada a 2016 en Sistemas Eléctricos Chile

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA NETA TOTAL [MW]	%
Termoeléctrica	4,3	100,00 %
Hidroeléctrica	0	0,00 %
Potencia Total Instalada	4,30	100,00 %

Fuente: Elaboración propia a partir CNE

4.3.2. Mercado Eléctrico

El mercado eléctrico en Chile, desde el lado de la oferta de energía, está compuesto por tres sectores cuyas actividades hacen posible la disposición de la energía eléctrica en los distintos puntos del mercado (la interconexión física de los componentes de cada uno de estos sectores se denomina sistema eléctrico):

- **Generación:** sector que tiene como función producir energía eléctrica a través de distintas tecnologías (hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica, solar, y otras). La actividad es realizada por un grupo de empresas que son propietarias de las centrales

generadoras de electricidad, la cual posteriormente es transmitida y distribuida a los consumidores.

La legislación define tres mercados en los cuales las empresas generadoras pueden vender la potencia y energía de sus centrales Pontificia Universidad Católica (2014):

- Empresas distribuidoras: mercado destinado finalmente a pequeños consumidores, con potencias instaladas menores a 500 kW , quienes pagan a las empresas distribuidoras un precio de energía y potencia regulado por la autoridad.
- Grandes consumidores: clientes de cualquier rubro que consume grandes cantidades de energía y requieren una potencia instalada de al menos 2MW. Este tipo de clientes negocia sus precios directamente con los generadores. Cabe destacar que entre estos dos mercados queda un segmento de clientes entre los 500 kW y los 2 MW de potencia conectada a quienes se les permite optar entre estas dos alternativas, permaneciendo a lo menos 4 años en cada régimen.
- Otras generadoras (mercado spot): las empresas generadoras intercambian potencia y energía en forma instantánea para satisfacer sus contratos con clientes libres y regulados. Para ello acuden al mercado spot regulado por el CDEC y la energía es tranzada al costo marginal de generación del sistema. Por su parte, el precio de la potencia está regulado al igual que para los pequeños clientes.

Este segmento de generación es competitivo, y en él existen economías de escalas en los costos variables de operación y en la que los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción (Energía, Ministerio de Energía.2014). No existen barreras legales para la entrada de nuevos actores, lo cual es consistente con la posibilidad de establecer competencia en este ámbito, en la medida en que no se identifican condiciones de monopolio natural. Sin perjuicio de lo anterior, la ley faculta a la autoridad para obligar a la interconexión de las instalaciones eléctricas, con el objeto de garantizar la eficiencia y seguridad del sistema. La coordinación del sistema de generación en su conjunto se establece a través de un centro coordinador denominado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). [EDEL MAG 2014. Mercado Electrico]

En la estructura de la matriz de generación eléctrica existen unidades generadoras térmicas e hidráulicas principalmente, cuyos combustibles principales son el gas natural, el carbón y derivados del petróleo.

- **Transmisión:** su función es transportar la energía desde los puntos de generación hasta los centros de consumo masivos, considerándose para estos efectos como instalaciones de transmisión a todas las líneas y subestaciones de transformación que operan en tensión nominal superior a 23 kV. Los Centros de Despachos Económico de Carga (CDEC) coordinan la operación de las centrales generadoras y líneas de transmisión.

Este servicio presenta significativas economías de escala, e indivisibilidad en la inversión, existiendo por lo tanto tendencias a su operación como monopolio. Por este motivo, la legislación eléctrica lo define como un segmento regulado en el sistema. Los propietarios de sistemas de transmisión establecidos como concesionarios de líneas de transporte o cuyas instalaciones usen bienes nacionales de uso público, deben permitir el paso de la energía de aquellos interesados en transportarla a través de estas líneas. A cambio, el interesado en hacer uso de estas instalaciones debe indemnizar al propietario.

La legislación actual hace distinción entre el sistema de transmisión troncal, el sistema de subtransmisión y los sistemas de transmisión adicional. El sistema de transmisión troncal se compone por las instalaciones con tensión nominal igual o superior a 220 kV y con flujos de potencia relevantes para el sistema, entre otras condiciones, y se establece que los proveedores de este servicio obtienen un ingreso proveniente de la diferencia entre pérdidas marginales y medias de transmisión, y un peaje por tramo determinado por la autoridad. Por otra parte, el uso de las instalaciones del sistema de subtransmisión se remunera con el pago de peajes diseñados para tales efectos, los cuales se establecen como precios unitarios de energía y potencia transitada.

- **Distribución:** sector encargado de llevar, en niveles de voltaje más reducidos que los de Transmisión, la energía desde un cierto punto del sistema eléctrico a los consumi-

dores regulados que este sector atiende. Para hacer llegar la energía los consumidores finales esta comprometido para ello todas las instalaciones, líneas y transformadores que operan en tensión nominal igual o inferior a 23 kV.

Su carácter de monopolio natural hace necesario establecer precios regulados para los suministros a clientes finales. La actividad opera bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro de clientes regulados.

Estas actividades son desarrolladas por completo por empresas privadas, las que realizan las inversiones necesarias dentro de la normativa específica que rige para cada uno de estos sectores. Así, los sectores Transmisión y Distribución se desarrollan dentro de un esquema de sectores regulados, por la característica de monopolio que tienen ambos sectores, mientras que Generación lo hace bajo reglas de libre competencia.

El principal organismo del Estado que participa en la regulación del sector eléctrico en Chile es la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

4.3.3. Entidades Reguladoras

Los organismos del Estado que participan en la regulación del sector eléctrico en Chile son principalmente: la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), las municipalidades, el panel de expertos y los organismos de defensa de la competencia. La SEC, la SVS, y los organismos de defensa de la competencia cumplen además un rol fiscalizador.

- Comisión Nacional de Energía

Es una persona jurídica de derecho público, funcionalmente descentralizada y autónoma, que se relaciona directamente con el Presidente de la República. Su función es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. Particularmente en el sector eléctrico, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y de calcular los precios regulados que la legislación ha establecido (informes técnicos). Actúa como ente técnico, informando al Ministerio de Economía cuando se plantean divergencias entre los miembros de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), a objeto que dicho ministerio resuelva.

- **Ministerio de Energía**

Esta secretaría de Estado es el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector energía. Su objetivo general es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. El sector energía comprende todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, importación y exportación, y cualquiera otra que concierna a la electricidad, carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes energéticas.

Sus principales funciones son:

- a) Preparar, dentro del marco del plan nacional de desarrollo, los planes y políticas para el sector energía y proponerlos al Presidente de la República para su aprobación.
- b) Estudiar y preparar las proyecciones de la demanda y oferta nacional de energía que deriven de la revisión periódica de los planes y políticas del sector.
- c) Contratar con personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras, los estudios generales relacionados con el funcionamiento y desarrollo integral del sector, así como los de pre factibilidad y factibilidad que sean necesarios para la formulación y ejecución de los planes y políticas energéticas.

- d) Elaborar, coordinar, proponer y dictar según corresponda, las normas aplicables al sector energía que sea necesario dictar para el cumplimiento de los planes y políticas energéticas de carácter general, así como para la eficiencia energética, la seguridad y adecuado funcionamiento y desarrollo del sistema en su conjunto. Al efecto, podrá requerir la colaboración de las instituciones y organismos que tengan competencia normativa, de fiscalización o ejecución en materias relacionadas con la energía.
- e) Velar por el efectivo cumplimiento de las normas sectoriales, sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a los organismos en ella mencionados, a los que deberá impartir instrucciones, pudiendo delegar las atribuciones y celebrar con ellos los convenios que sean necesarios.
- f) Proponer al Presidente de la República y evaluar las políticas, planes y normas relativas a los contratos especiales de operación a que se refiere el inciso décimo del número 24 del artículo 19 de la Constitución Política, tratándose de hidrocarburos o materiales atómicos naturales, lo que deberá hacer en conjunto con el Ministerio de Minería.
- g) Integrar y participar en la formación y constitución de Art. 2 N° 5 v) personas jurídicas de derecho privado, sin fines de lucro, a que D.O. 03.12.2009 se refiere el Título XXXIII del Libro Primero del Código Civil, cuya finalidad fundamental sea la promoción, información, desarrollo y coordinación de iniciativas de investigación, transferencia y difusión de conocimientos económicos, tecnológicos y de experiencias en el área de la energía. Del mismo modo, el Ministerio está facultado para participar en la disolución y liquidación de las entidades de que forme parte, con arreglo a los estatutos de las mismas.
- h) Fijar, mediante resolución, los estándares mínimos de eficiencia energética que deberán cumplir los productos, máquinas, instrumentos, equipos, artefactos, aparatos y materiales que utilicen cualquier tipo de recurso energético, para su comercialización en el país.
- i) Establecer, mediante resolución los productos, máquinas, instrumentos, equipos, artefactos, aparatos y materiales eléctricos, de gas y de combustibles líquidos o que utilicen cualquier tipo de recurso energético, que deberán contar para su comercializa-

ción con un certificado de aprobación o la respectiva etiqueta de consumo energético, conforme lo dispuesto en el número 14 del artículo 3° de la Ley N° 18.410.

j) Suscribir en representación del Estado, con los requisitos y bajo las condiciones que el Presidente de la República fije por decreto supremo, los contratos especiales de operación relativos a hidrocarburos y materiales atómicos naturales a que se refiere el inciso décimo del número 24° del artículo 19 de la Constitución Política; ejercer, directamente o por intermedio de un organismo o empresa del Estado, funciones y derechos que el decreto supremo y el correspondiente contrato especial de operación antes mencionado le señalen; y celebrar, en representación del Estado, y previo informe favorable del organismo correspondiente, contratos de servicio que tengan por objeto la ejecución de determinados trabajos relacionados con la exploración de yacimientos de hidrocarburos y materiales atómicos naturales. Tratándose de la suscripción de contratos especiales de operación relativos a materiales atómicos naturales, será necesario el informe previo favorable del Consejo de la Comisión Chilena de Energía Nuclear.

k) Cumplir las demás funciones y tareas que las leyes o el Gobierno le encomienden concernientes a la buena marcha y desarrollo del sector energía.

■ Superintendencia de Electricidad y Combustibles

Es el organismo encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. SEC es el responsable técnico de otorgar concesiones provisionales y de informar al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción sobre las solicitudes de concesión definitivas que se refieran a distribución de electricidad y a la instalación de centrales hidráulicas, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión (la solicitud de concesión definitiva no es obligatoria en estos últimos tres casos). Asimismo, la SEC es responsable de verificar la calidad de los servicios prestados. SEC es un organismo descentralizado, regido por la Ley N° 18.410, de 1985, que se relaciona con el Gobierno por intermedio del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

- **Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA)**

Es la institución encargada de actuar como órgano de consulta, análisis, comunicación y coordinación en materias relacionadas con el medio ambiente. Asimismo, es la encargada de administrar el sistema de evaluación de impacto ambiental a nivel nacional, coordinar los procesos de generación de las normas de calidad ambiental y determinar los programas para su cumplimiento. La Comisión Nacional del Medio Ambiente es una institución dependiente del Ministerio Secretaría General de la Presidencia y se rige por la Ley N°19.300, de 1994.

- **Superintendencia de Valores y Seguros (SVS)**

Es el organismo encargado de fiscalizar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas que rigen a las personas que emiten o intermedian valores de oferta pública, las bolsas de valores, los fondos mutuos, las sociedades anónimas y las empresas de seguros. La SVS es una institución autónoma, regida por el Decreto Ley N°3.538, de 1980, que se relaciona con el Gobierno a través del Ministerio de Hacienda.

- **Panel de expertos**

El panel de expertos es el encargado de resolver las discrepancias que se produzcan entre las empresas eléctricas y la autoridad en relación a la determinación de los costos, peajes y precios regulados de los servicios eléctricos. Sus integrantes son designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia mediante concurso público de antecedentes y ejercen su función por seis años.

- **Organismos de Defensa de la Competencia**

Son los encargados de prevenir, investigar y corregir los atentados a la libre competencia y los abusos en que puede incurrir quien ocupe una posición monopólica.

Tales organismos son:

- **Tribunal de la Libre Competencia:** Este Tribunal reemplaza a la Comisión Preventiva Central, a las Comisiones Preventivas Regionales y a la Comisión

Resolutiva Antimonopolios. Es un órgano jurisdiccional especial e independiente, sujeto a la superintendencia directiva, correccional y económica de la Corte Suprema, cuya función es prevenir, corregir y sancionar los atentados a la libre competencia.

Particularmente, las principales tareas asignadas son:

a) Conocer a solicitud de parte o del Fiscal Nacional Económico, las situaciones que pudieren constituir infracciones a la ley N° 19.911; b) Conocer, a solicitud de quien tenga interés legítimo, o del Fiscal Nacional Económico, los asuntos de carácter no contencioso que puedan infringir las disposiciones de la ley N° 19.911, sobre hechos, actos o contratos existentes, así como aquéllos que le presenten quienes se propongan ejecutarlos o celebrarlos, para lo cual, en ambos casos, podrá fijar las condiciones que deberán ser cumplidas en dichos hechos, actos o contratos; c) Dictar instrucciones de carácter general en conformidad a la ley, las cuales deberán considerarse por los particulares en los actos o contratos que ejecuten o celebren y que tuvieren relación con la libre competencia o pudieren atentar contra ella; d) Proponer al Presidente de la República, a través del Ministro de Estado que corresponda, la modificación o derogación de los preceptos legales y reglamentarios que estime contrarios a la libre competencia, como también la dictación de preceptos legales o reglamentarios cuando sean necesarios para fomentar la competencia o regular el ejercicio de determinadas actividades económicas que se presten en condiciones no competitivas.

- **Fiscalía Nacional Económica:** Es el procurador general en materias económicas, es la encargada de investigar y encausar jurídicamente toda conducta anticompetitiva ante la Comisión Resolutiva y otros tribunales.

■ Municipalidades

Participan en la regulación del sector eléctrico otorgando los permisos para que las líneas de transporte de electricidad no sujetas a concesión crucen las calles, otros bienes nacionales de uso público u otras líneas eléctricas. Además, en el caso de los sistemas eléctricos con capacidad instalada menor a 1,5 MW, las municipalidades

negocian con las respectivas empresas concesionarias de distribución las tarifas y la calidad del suministro.

- **Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)**

Son organismos creados por ley, que regulan el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras, líneas de transmisión troncal; subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; que funcionan interconectadas en el correspondiente sistema eléctrico. Cada Centro de Despacho Económico de Carga debe contar con un Directorio compuesto por las empresas generadoras, transmisoras troncales, de subtransmisión y por un representante de los clientes libres del respectivo sistema. Debe contar también con los organismos técnicos necesarios para el cumplimiento de su función. Para ello, debe existir, al menos, una Dirección de Operación y una Dirección de Peajes. El Director y el personal de cada Dirección, deberán reunir condiciones de idoneidad e independencia que garanticen su adecuado desempeño. Estos organismos, eminentemente técnicos y ejecutivos, desarrollan su función conforme a la ley y su reglamento.

4.3.4. Sistema Eléctrico

Existen a 2016 cuatro sistemas eléctricos en el territorio nacional:³

1. Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): Al 31 de diciembre de 2014 posee una capacidad instalada de generación de 4.970 MW; durante el 2014 se produjeron 17.674 GWh de energía eléctrica; desde este sistema se abastece al 6,3 % de la población chilena.
2. Sistema Interconectado Central (SIC): Al 31 de diciembre de 2014 posee una capacidad instalada de generación de 15.179 MW; durante el 2014 se produjeron 52.265 GWh de energía eléctrica; desde este sistema se abastece al 92,2 % de la población chilena.

³Información extraída de <http://generadoras.cl/generacion-electrica/>

3. Sistema de Aysén: Al 31 de diciembre de 2014 posee una capacidad instalada de generación de 44 MW; durante el 2014 se produjeron 136 GWh de energía eléctrica; desde este sistema se abastece al 0,6 % de la población chilena.
4. Sistema de Magallanes: Al 31 de diciembre de 2014 posee una capacidad instalada de generación de 105 MW; durante el 2014 se produjeron 297 GWh de energía eléctrica; desde este sistema se abastece al 0,9 % de la población chilena.

Por su tamaño y número de participantes (en el SIC operan más de 130 empresas de generación, y en el SING son más de 10), tanto el SIC como el SING operan coordinadamente a través de su respectivo Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

4.4. Cambio Climático y emisiones de contaminantes

La influencia humana en el sistema climático es clara, y las emisiones antropógenas recientes de gases de efecto invernadero son las más altas de la historia. Los cambios climáticos recientes han tenido impactos generalizados en los sistemas humanos y naturales. El calentamiento en el sistema climático es inequívoco, y desde la década de 1950 muchos de los cambios observados no han tenido precedentes en los últimos decenios a milenios. La atmósfera y el océano se han calentado, los volúmenes de nieve y hielo han disminuido y el nivel del mar se ha elevado. Las emisiones antropógenas de gases de efecto invernadero han aumentado desde la era preindustrial, en gran medida como resultado del crecimiento económico y demográfico, y actualmente son mayores que nunca. Como consecuencia, se han alcanzado unas concentraciones atmosféricas de dióxido de carbono, metano y óxido nítrico sin parangón en por lo menos los últimos 800 000 años. Los efectos de las emisiones, así como de otros factores antropógenos, se han detectado en todo el sistema climático y es sumamente probable que hayan sido la causa dominante del calentamiento observado a partir de la segunda mitad del siglo XX.

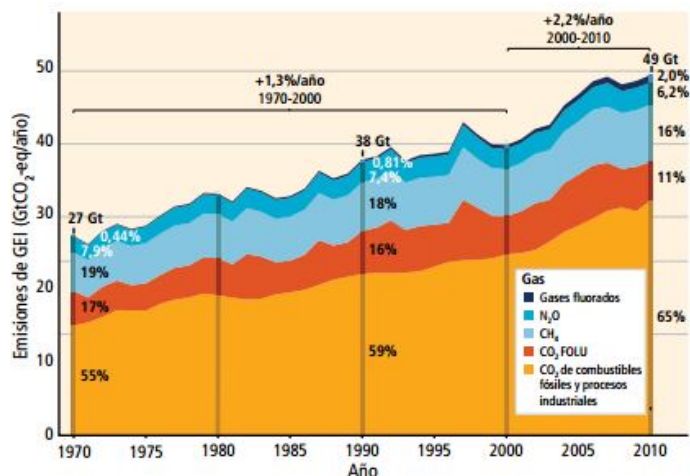


Figura 4.32: Emisiones antropógenas anuales totales de GEI entre 1970-2010

Fuente: IPCC

Las emisiones antropógenas totales de GEI han seguido aumentando entre 1970 y 2010 con mayores incrementos absolutos entre 2000 y 2010, a pesar del creciente número de políticas de mitigación del cambio climático [Figura 4.32](#). Las emisiones antropógenas de GEI en 2010 alcanzaron la cifra de $49 \pm 4,5$ GtCO₂-eq/año. Las emisiones de CO₂ procedente de la combustión de combustibles fósiles y los procesos industriales contribuyeron en torno al 78 % del aumento total de emisiones de GEI de 1970 a 2010, con una contribución porcentual similar para el aumento experimentado durante el período de 2000 a 2010. A nivel mundial, el crecimiento económico y el crecimiento demográfico continuaron siendo los motores más importantes de los aumentos en las emisiones de CO₂ derivadas de la quema de combustibles fósiles. [IPCC \(2014\)](#).

La contribución del crecimiento demográfico entre 2000 y 2010 siguió siendo a grandes rasgos idéntica a los tres decenios anteriores, mientras que la contribución del crecimiento económico ha aumentado notablemente. El mayor uso del carbón ha invertido la prolongada tendencia de descarbonización gradual (p. ej. al provocar una disminución de la intensidad de carbono de la energía) del suministro energético mundial.

En los últimos decenios, los cambios del clima han causado impactos en los sistemas naturales y humanos en todos los continentes y océanos. Los impactos se deben al cambio climático observado, independientemente de su causa, lo que indica la sensibilidad de los

sistemas naturales y humanos al cambio del clima.

Desde aproximadamente 1950 se han observado cambios en muchos fenómenos meteorológicos y climáticos extremos. Algunos de estos cambios han sido asociados con influencias humanas, como por ejemplo la disminución de las temperaturas frías extremas, el aumento de las temperaturas cálidas extremas, la elevación de los niveles máximos del mar y el mayor número de precipitaciones intensas en diversas regiones.

La emisión continua de gases de efecto invernadero causará un mayor calentamiento y cambios duraderos en todos los componentes del sistema climático, lo que hará que aumente la probabilidad de impactos graves, generalizados e irreversibles para las personas y los ecosistemas. Para contener el cambio climático sería necesario reducir de forma sustancial y sostenida las emisiones de gases de efecto invernadero, lo cual, junto con la adaptación, puede limitar los riesgos del cambio climático.

Las emisiones acumuladas de CO_2 determinarán en gran medida el calentamiento medio global en superficie a finales del siglo XXI y posteriormente. Las proyecciones de las emisiones de gases de efecto invernadero presentan un amplio margen de variación, en función del desarrollo socioeconómico y la política climática. **IPCC (2014)**

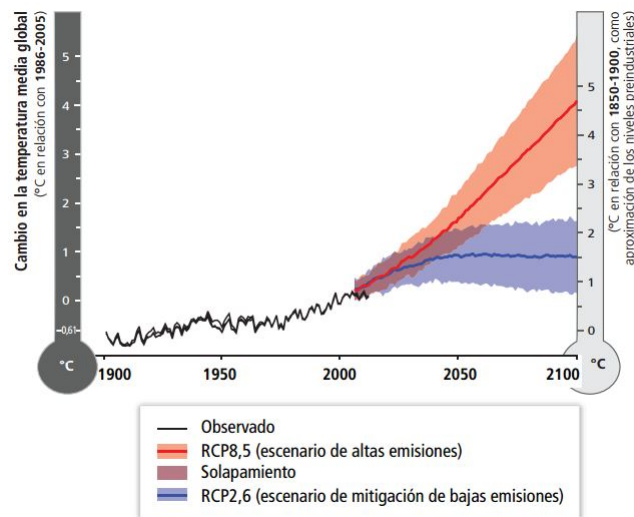


Figura 4.33: Cambio en temperatura media global

Fuente: IPCC

En todos los escenarios de emisiones evaluados, las proyecciones señalan que la temperatura en superficie continuará aumentando a lo largo del siglo XXI. Es muy probable

que las olas de calor ocurran con mayor frecuencia y duren más, y que los episodios de precipitación extrema sean más intensos y frecuentes en muchas regiones. El océano se seguirá calentando y acidificando, y el nivel medio global del mar continuará elevándose. **IPCC (2014)**

4.4.1. Emisiones en Chile

El cambio climático es un problema de interés nacional que involucra a todos los sectores de la economía del país. Es así como a fines del mes de agosto del 2010, en el marco del acuerdo alcanzado en Copenhague durante la realización de la COP 15 (Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas) de la Convención Marco sobre Cambio Climático, el Gobierno de Chile se comprometió voluntariamente a reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a través de la implantación de Acciones Nacionales de Mitigación Apropriadas que le permitan al país lograr una desviación de 20 % por debajo de las emisiones proyectadas al 2020, de acuerdo a la trayectoria de emisiones establecida considerando las expectativas presentes a inicios del año 2007 (“Business as Usual”).

Chile, que representa apenas el 0,2 % de las emisiones globales, debe buscar un camino que le permita equilibrar su ambición de desarrollo limpio y los desafíos que afronta para mantener la competitividad y el desarrollo económico. Esto es particularmente relevante dada la importancia del precio de la energía en las estructuras de costo de las principales industrias chilenas. Estudios recientes indican que un incremento del 10 % en el precio de la energía eléctrica tiene un impacto negativo en la tasa de crecimiento de Chile en torno a 0,7 puntos porcentuales, por lo que cumplir el compromiso 20/20 podría costarle alrededor de un 2,8 % de crecimiento anual de forzarse la entrada de generación con tecnologías más caras que lo considerado óptimo.

El inventario nacional de gases de efecto de invernadero es el eje estratégico relacionado con la generación y actualización de inventarios y mediciones de emisiones y capturas a nivel nacional, de gases de efecto invernadero de origen antrópico no controlados por el Protocolo de Montreal.

Adoptando la metodología de estimación del IPCC ⁴, se inventariaron las emisiones entre 1990 y 2010 para Chile [Figura 4.34](#). Las mismas ascienden a 17.700 Gg CO₂ eq en 1990, 32.200 Gg CO₂ eq ⁵ en 1995, 43.600 Gg CO₂ eq en el 2000, 56.200 Gg CO₂ eq en el 2005 y 64.300 Gg CO₂ eq en el 2010. Los resultados muestran que las emisiones crecieron en promedio al 7 % anual y evidenciaron dos períodos de alto crecimiento: 1990-1997 y 2001-2008.

Entre 2006 y 2007 la intensidad de emisiones aumentó por el corte en el suministro del gas natural proveniente desde Argentina, el incremento en la tala de árboles y el crecimiento de la actividad industrial por la aceleración de la economía mundial. Sin embargo, entre 2007 y 2010 se vio una tendencia inversa principalmente impulsada por la crisis internacional que afectó a los sectores industriales y a las industrias forestal y ferrosa, y que además se complementó con la reducción de la generación a diesel por el reacomodamiento de la matriz de generación de energía eléctrica para desplazar el uso de este combustible.

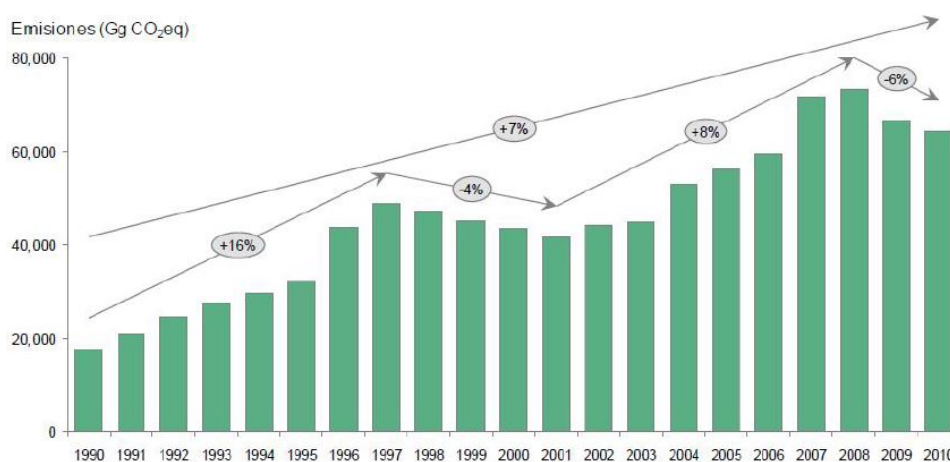


Figura 4.34: Inventario de emisiones de GEI totales Chile 1990/2010

Fuente: The Boston Consulting Group

Los resultados al año 2010 muestran que Chile se encuentra en una buena posición relativa y absoluta en términos de emisiones de GEI. Las emisiones país tienen bajo peso a nivel global ya que representan sólo el 0,2 % de las emisiones mundiales. Comparativamen-

⁴Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en Inglés)

⁵Gg CO₂ eq: Giga gramos de Dióxido de Carbono Equivalente (1 Giga = 10⁹)

te, Chile tiene un perfil de emisiones por debajo de su nivel de desarrollo. Las emisiones per cápita ubican a Chile en el cuartil más bajo de la OECD.

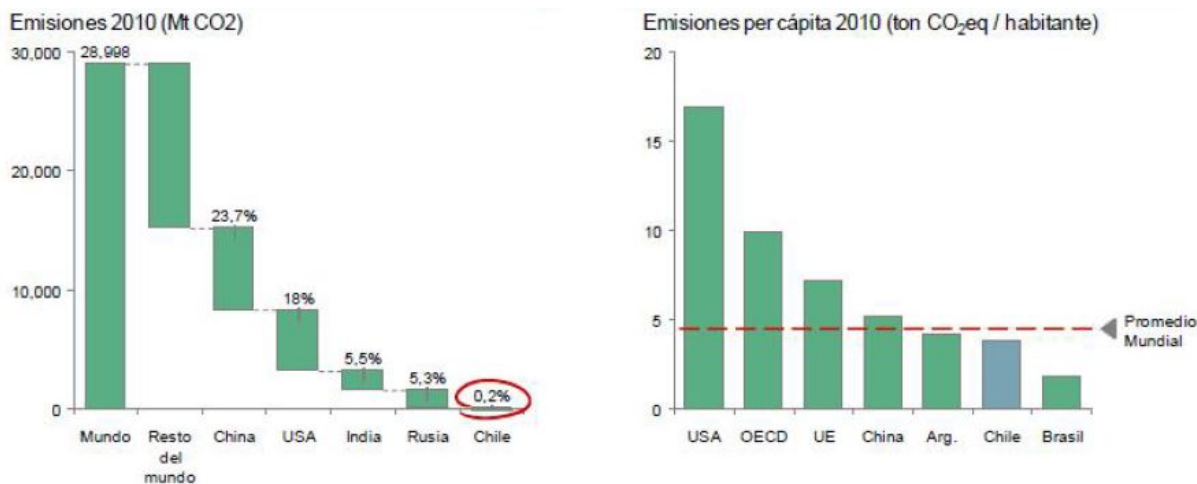


Figura 4.35: Contribución de Chile a las emisiones de GEI totales y emisiones per cápita 2010

Fuente: The Boston Consulting Group

Respecto de países latinoamericanos, las emisiones per cápita están por debajo de países con similar ingreso per cápita, y éstas han evolucionado en correlación con el crecimiento de la riqueza, teniendo una variación prácticamente nula en términos de intensidad, medida como emisiones por unidad de PIB.

La principal fuente de emisiones en Chile resulta ser el sector de Energía, que en la metodología de IPCC corresponde principalmente a la quema de combustibles fósiles. Las emisiones de este sector presentan una evolución similar a las emisiones totales, si bien el crecimiento promedio anual para el período resulta ser de 4 %, menor al crecimiento de 7 % del total país. Las emisiones del sector alcanzaron en 2010 las 67.985 Gg CO₂ eq.

El sector de Energía contabiliza las emisiones de cinco categorías, las que al año 2010 representan, dentro del sector, las participaciones siguientes: (i) 40 % Industria energética, (ii) 21 % Industria y Construcción, (iii) 30 % Transporte, (iv) 8 % Residencial, comercial y público, y (v) 1 % Emisiones fugitivas. Asimismo, las categorías que evidenciaron un mayor crecimiento promedio anual durante el período 1990-2010 son la de Industria energética, que creció al 5 % anual, y la de Transporte, con un aumento del 4 % anual. Las restantes crecieron en promedio menos del 2 % anual.

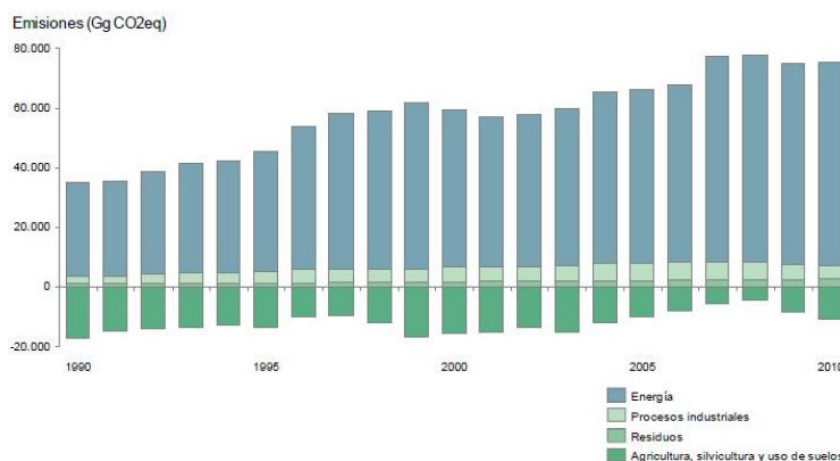


Figura 4.36: Emisiones y capturas de GEI por sector según IPPCC

Fuente: The Boston Consulting Group

4.5. Eficiencia Energética

La eficiencia energética se puede entender de diversas formas: es usar bien la energía, es ahorrar energía sin perder en calidad de vida o en calidad de producción y también es la optimización de la relación entre la cantidad de energía consumida y los productos y servicios finales obtenidos. La eficiencia energética es la fuente de energía más limpia, segura y económica. [Ministerio de Energía]

El uso eficiente de la energía es reducir la cantidad de energía eléctrica y de combustibles que utilizamos, pero conservando la calidad y el acceso a bienes y servicios. Usualmente dicha reducción en el consumo de energía se asocia a un cambio tecnológico, ya sea por la creación de nuevas tecnologías que incrementen el rendimiento de los artefactos o por nuevos diseños de máquinas y espacios habitables, los que pueden disminuir la pérdida de energía por calor. No obstante, no siempre es así, ya que la reducción en el consumo de energía puede estar vinculada a una mejor gestión o cambios en los hábitos y actitudes. [AChEE]

En el camino hacia el desarrollo la eficiencia energética juega un rol fundamental, pues a través de esta será posible lograr el desacople entre PIB y Consumo Energético, tal como lo hicieron anteriormente los países ahora desarrollados. El índice de intensidad energética⁶

⁶Indicador que refleja la relación entre consumo energético y el volumen de la actividad económica y se

de Chile presenta un valor más elevado que países de la OCDE, lo que indica que éstos son más eficientes que nuestro país. No obstante, Chile es más eficiente que otros países en vías de desarrollo y subdesarrollados (no-OCDE), lo que evidencia una ventaja competitiva de Chile frente a estos últimos. **Estrategia 2050 (2015)**

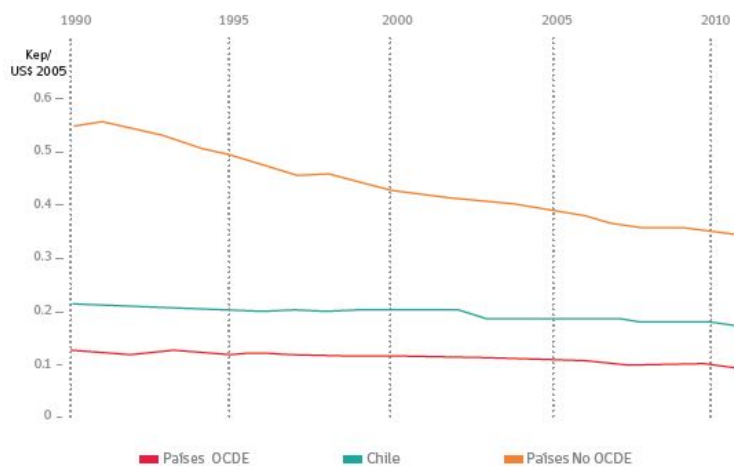


Figura 4.37: Evolución Intensidad Energética Promedio Global de Consumo

Fuente: CEPAL

Por otro lado, Chile está por sobre el promedio de los países OCDE y de los de Sudamérica y Caribe en tasa del crecimiento del consumo de energía per cápita, lo que es esperable, dado el proceso de desarrollo en el que se encuentra el país, pero ciertamente impone presiones y riesgos al aprovisionamiento de la energía requerida en el futuro.

La eficiencia energética o buen uso de la energía surge como un pilar o plataforma transversal para el cumplimiento de los demás pilares de la Política Energética, toda vez que aumenta la seguridad energética de nuestro país, reduciendo nuestra dependencia de combustibles fósiles importados; disminuyendo el costo de generar energía al reducir la demanda por ésta y; aumentando la sustentabilidad del sector, al reducir la contaminación local y las emisiones de GEI como efecto de un consumo menor.

Adicionalmente, la eficiencia energética tiene beneficios en múltiples áreas que van más allá del sector energético. A nivel de la industria, genera mejoras en productividad y competitividad; permite la creación de empleos y actividad económica en torno a la prestación de servicios energéticos; y estimula mejoras en capital humano del país al introducir sofisticada como el cociente entre el consumo energético y el producto interior bruto (PIB)

caciones en los procesos productivos. A nivel de hogares, mejora la calidad de vida de las personas al incrementar los estándares de confort, reducir sus gastos en energía y disminuir la contaminación ambiental local e intradomiliaria. **Estrategia 2050 (2015)**

Las medidas, normativas y políticas que promueven la eficiencia energética son enfocadas en los distintos grupos de consumidores de energía. Las acciones deben ser implementadas a los grandes consumidores de energía, los hogares, comercios y pequeña industria; el transporte; las edificaciones y; el sector público.

La nueva Política Energética de Chile **Estrategia 2050 (2015)** presenta desafíos a cumplir en términos de eficiencia energética para los tres grandes grupos de consumidores de energía: sector de industria y minería (40 % del consumo final de energía en el país), sector transporte (33 % del consumo final) y sector residencial, público y comercial (21 % del consumo final).

Las metas al 2035 según sector son las siguientes:

- Sector Industrial y Minero

- El 100 % de los grandes consumidores de energía industriales, mineros y del sector transporte deberán hacer un uso eficiente de la energía, con activos sistemas de gestión de energía e implementación activa de mejoras de eficiencia energética.

- Sector Residencial, Público y Comercial

- El 100 % de las edificaciones de uso público y edificaciones de uso residencial nuevas cuentan con estándares OCDE de construcción eficiente.
- El 70 % de las principales categorías de artefactos y equipos que se venden en el mercado corresponden a equipos energéticamente eficientes.
- El Sector Público tiene altos estándares de eficiencia energética en sus instalaciones y proyectos, cumpliendo con su rol ejemplificador.
- Todas las edificaciones de uso residencial que se venden en el país informan el consumo energético de éstas.

■ Sector Transporte

- Chile cuenta con estándares de cumplimiento de eficiencia energética para los mayores consumidores de energía del modo caminero.
- El 100 % de vehículos nuevos licitados para transporte público de pasajeros incluyen criterios de eficiencia energética entre las variables a evaluar.
- Existen estándares de Eficiencia Energética para el parque de vehículos nuevos livianos.

Estas metas se encuentran alineadas con los Objetivos de Desarrollo Sustentable de Naciones Unidas que apuntan a duplicar la tasa de mejoramiento de la eficiencia energética global al 2030.

La eficiencia energética mejora el cambio tecnológico y el crecimiento económico en los países en desarrollo. Las políticas de eficiencia energética pueden ser una solución de ganar en términos del medio ambiente y los resultados económicos, el siguiente paso sería ser de entender por qué en muchos casos no se da curso a pesar de que es rentable para las empresas y aumenta el crecimiento económico. [Cantore et al. \(2016\)](#)

Invertir en eficiencia es fundamental para satisfacer la demanda futura de energía. La inversión en eficiencia energética crea puestos de trabajo, fomenta el crecimiento económico y la mejora de la seguridad energética para los países que carecen de los recursos internos de los combustibles fósiles. Mejorar la eficiencia energética es uno de los objetivos de Sustainable Energy for All que tiene el impacto más claro sobre el ahorro de dinero, la mejora los resultados del negocio, y la entrega de más servicios para los consumidores, lo que por ejemplo, se refleja en mejores refrigeradores que cuestan lo mismo, pero utilizan menos energía; nuevos diseños de vehículos que viajan más lejos con menos combustible; y los edificios que requieren menos energía para calentar y enfriar. La eficiencia energética tiene un efecto claro en la mitigación del cambio climático. Reduce las emisiones de gases de efecto invernadero y mejora la productividad. Al reducir la demanda de energía, la eficiencia también hace que la energía renovable sea más asequible. La energía es el hilo de oro que une el crecimiento económico, el aumento de la equidad social y un entorno que permite al mundo prosperar. La adopción de estándares rentables para una gama más

amplia de tecnologías podría, en 2030, reducir el consumo eléctrico global proyectada por los edificios y la industria en un 14 %, evitando aproximadamente 1.300 plantas de energía de tamaño medio. [Sustainable Energy for All]

4.6. Generación de Electricidad en plantas de Biogás

4.6.1. Biogás

Luego de haber realizado un seguimiento de lo general, es decir, la producción energética a nivel mundial, pasando por un análisis de la situación nacional y diversos conceptos que se han vuelto fundamentales en cuanto a generación energética refiere, tales como Cambio climático, emisiones de contaminantes, eficiencia energética, entre otros, se ha llegado al tema que motiva este estudio la Generación de Energía a través del uso de Plantas de Biogás.

La producción de gases en procesos de descomposición (CH_4 , NH_3 , H_2S , CO_2 , etc.) a partir de la materia orgánica y el uso de metano como fuente energética se conoce desde hace cientos de años. En el siglo XVI, el científico naturista Alessandro Volta, realizó los primeros experimentos de combustión de gas producido en pantanos. En el siglo XVII, los científicos Bechamp y Popoff describen por primera vez la biología de la producción de metano. En el siglo XIX, el renombrado científico Louis Pasteur realizó los primeros experimentos de producción de biogás a partir de estiércol de vacuno y descubrió en conjunto con Hoppe-Seyler la producción microbiológica de CH_4/CO_2 a partir de acetato. La primera documentación respecto a una planta de biogás data del año 1897, donde se describe la construcción de una planta en un hospital de leproso en Bombay, India, y señalando el uso de residuos orgánicos y rastrojos agrícolas como sustratos utilizados en la generación de biogás, utilizándose para generar luz con lámparas a gas. Recién en 1907, se describe por primera vez el uso de biogás en un motor a combustión para la generación de energía eléctrica.

4.6.2. Conceptos básicos del biogás

La digestión anaerobia es un proceso que puede ser utilizado como un método para recuperar energía y nutrientes contenidos en la fracción biodegradable de la materia orgánica. La biomasa utilizada para la producción de biogás se conoce con el nombre de sustrato orgánico. El proceso está mediado por la acción de un grupo de bacterias específicas, que en ausencia de oxígeno, transforman la materia orgánica en una mezcla de gases, fundamentalmente metano y CO_2 , conocida como biogás y en un residuo denominado digestato, que es una mezcla de productos minerales (N, P, K, Ca, etc.) y compuestos de difícil degradación. El proceso de digestión anaerobia para la generación de biogás se realiza normalmente en estanques herméticamente cerrados, denominados reactores, y presenta beneficios económicos y ambientales como consecuencia de la descomposición de los sustratos orgánicos, además que puede utilizarse en producción de energía.

La digestión anaerobia puede aplicarse, entre otros, a residuos ganaderos y agrícolas, así como a los residuos de las industrias de transformación de productos agropecuarios. Entre los residuos se pueden citar purines, estiércol, residuos agrícolas o excedentes de cosechas, etc. Estos residuos se pueden tratar de forma independiente o conjunta, mediante lo que se denomina co-digestión. La digestión anaerobia también es un proceso adecuado para el tratamiento de aguas residuales de alta carga orgánica, como las producidas en muchas industrias agroalimentarias, que en Chile generalmente se clasifican como residuos industriales líquidos (riles).

La promoción e implantación de sistemas de producción de biogás colectivos (grupos de agricultores o campesinos), y de co-digestión (tratamiento conjunto de residuos orgánicos de diferentes orígenes, usualmente agropecuarios e industriales) permite, además, la implantación de sistemas de gestión integral de residuos orgánicos por zonas geográficas, con beneficios sociales, económicos y ambientales.

El siguiente esquema resume algunos insumos y productos del proceso de digestión anaerobia.

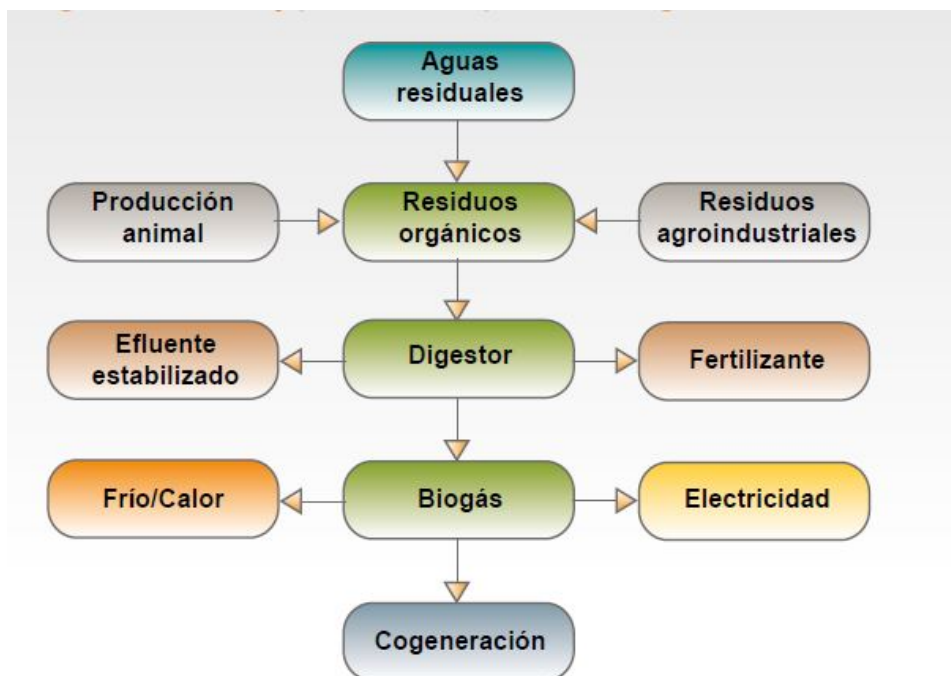


Figura 4.38: Insumos y Productos de la digestión anaerobia

El digestato resultante de la digestión anaerobia contiene materia no orgánica, materia orgánica no digerida, biomasa bacteriana y los nutrientes que se encuentran en la materia orgánica digerida. Este digestato puede tener uso en la agricultura como fertilizante orgánico (biofertilizante) o en la recuperación de suelos degradados.

4.6.3. Característica del biogás

El biogás producido por la descomposición microbiológica está compuesto principalmente por metano y por dióxido de carbono. Dependiendo de los contenidos de grasas, carbohidratos y proteínas de los distintos sustratos, la fracción de metano contenida en el biogás varía entre 50 % y 75 % en volumen.

A continuación se aprecian los principales componentes del biogás según el origen del sustrato utilizado.

Componente	Residuos agrícolas y ganaderos	Lodos de EDAR	Residuos industriales	Vertederos de RSU
CH ₄	50 - 80%	50 - 80%	50 - 70%	45 - 65%
CO ₂	30 - 50%	20 - 50%	30 - 50%	34 - 55%
N ₂	0 - 1%	0 - 3%	0 - 1%	0 - 20%
O ₂	0 - 1%	0 - 1%	0 - 1%	0 - 5%
H ₂	0 - 2%	0 - 5%	0 - 2%	0 - 1%
CO	0 - 1%	0 - 1%	0 - 1%	Trazas
H ₂ S	100 – 7.000 ppm	0 - 1%	0 - 8%	0.5 – 100 ppm
NH ₃	Trazas	Trazas	Trazas	Trazas
Vapor de agua	Saturación	Saturación	Saturación	Saturación
Orgánicos	Trazas	Trazas	Trazas	5 ppm

Fuente: CIEMAT

Figura 4.39: Insumos y Productos de la digestión anaerobia

Los desechos que resultan después de la digestión anaerobia pasan por distintos tratamientos según el uso final que se les aplique.

El proceso de digestión anaerobia de la materia orgánica involucra un amplio número de reacciones bioquímicas y de microorganismos. Se divide en cuatro fases:

1. Hidrólisis.
2. Etapa fermentativa o acidogénica.
3. Etapa acetogénica
4. Etapa metanogénica

La primera fase es la hidrólisis de partículas y moléculas complejas (proteínas, hidratos de carbono y lípidos). Estos son hidrolizados por enzimas extracelulares producidas por microorganismos acidogénicos o fermentativos. Como resultado se producen compuestos solubles más sencillos (aminoácidos, azúcares y ácidos grasos de cadena larga) que a su vez son fermentados por bacterias acidogénicas dando lugar, principalmente a: ácidos grasos de cadena corta, alcoholes, hidrógeno, dióxido de carbono y otros productos intermedios. Los ácidos grasos de cadena corta son transformados en ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono, mediante la acción de los microorganismos acetogénicos. Por último, los

microorganismos metanogénicos producen metano a partir del ácido acético, H_2 y CO_2 .

El desarrollo estable del proceso global requerirá de equilibrio, para evitar la acumulación de compuestos intermedios inhibidores o la acumulación de ácidos grasos volátiles (AGV), que podría producir una disminución del pH. Para la estabilidad del pH es importante el equilibrio del CO_2 -bicarbonato. Entonces, el desafío principal de toda la operación consiste en mantener y estabilizar estas condiciones al interior de los reactores utilizados para la digestión anaerobia.

Los principales factores que condicionan el proceso microbiológico son:

- **Concentración de oxígeno:** Las bacterias metanogénicas son anaerobias estrictas, esto significa que el oxígeno para ellas constituye un elemento tóxico. Sin embargo, dado que en general todos los procesos se realizan en un solo reactor y las poblaciones bacterianas encargadas de las distintas etapas cohabitan, y en caso de producirse ingreso de oxígeno al reactor, éste puede ser consumido por las bacterias hidrolíticas y acidogénicas, pues estas son bacterias facultativas (pueden crecer en presencia o ausencia de oxígeno). Si es necesario adicionar pequeñas dosis de aire para la desulfurización biológica, dicha adición debe ser muy controlada para evitar la presencia de oxígeno en el medio líquido.

- **Temperatura:** Es un elemento fundamental para asegurar la eficiencia del proceso de degradación de la materia orgánica. Las bacterias metanogénicas involucradas en el proceso de descomposición presentan diferentes velocidades de degradación de la materia orgánica en función de la temperatura. Así es que considerando el rango de temperatura en el que las bacterias se desarrollen, se distinguen entre bacterias psicrófilas (hasta los $25^\circ C$, bajo grado de actividad bacteriana); bacterias mesófilas ($32^\circ C$ a $42^\circ C$, grado de actividad mediano) y bacterias termófilas ($50^\circ C$ a $57^\circ C$, grado de actividad alto). Como muestra la Figura 7, a mayor temperatura, la velocidad de degradación y la producción final alcanzada es mayor. En general, las plantas productoras de biogás trabajan en el rango mesofílico, dado que en el rango termofílico, si bien se tiene una mayor actividad mi-

microbiana, el proceso es más inestable y la operación es por lo mismo más compleja y costosa.

- pH: El control de este parámetro también es muy importante ya que el proceso de digestión anaerobia de la materia orgánica debe realizarse en un rango de pH cercano al neutro, entre 6,8 y 7,5 en el caso de reactores de mezcla completa. Ello está determinado porque las bacterias acetogénicas y metanogénicas, reguladoras del proceso, son muy sensibles a altos valores de acidez, lo que a su vez genera una disminución en el pH. Un pH menor a 6,5 implica acidificación del reactor y, por tanto, una inhibición de las bacterias metanogénicas. Sin embargo, las bacterias encargadas de las etapas de hidrólisis y acidogénesis presentan alta actividad en medios más ácidos, con un pH óptimo entre 4,5 y 6,3, por lo que un reactor con ese pH logrará una solubilización de la materia orgánica, pero no una metanización. El valor de este parámetro es un indicador de la actividad predominante en el reactor.

- Nutrientes y compuestos inhibidores: Además de la materia orgánica degradada las bacterias requieren otros nutrientes para su desarrollo. Para proveer a los microorganismos de condiciones adecuadas para su desarrollo, la relación de los elementos C:N:P:S debería establecerse alrededor de 600:15:5:1. Una carencia en un nutriente puede provocar una disminución en la actividad microbiana y, por ende, en la velocidad de producción de metano. Las concentraciones de posibles compuestos inhibidores son también un factor importante para la estabilidad del proceso. Respecto de inhibidores, debe considerarse la presencia de compuestos como metales pesados, amoníaco, pesticidas, sanitizantes, antibióticos u otros compuestos.

En términos generales, la rapidez del proceso está limitada por la velocidad de la etapa más lenta, dependiente de la composición de cada residuo. Para sustratos solubles, la fase limitante acostumbra ser la metanogénesis. Para aumentar la velocidad, la estrategia consiste en adoptar diseños que permitan una elevada concentración de microorganismos acetogénicos y metanogénicos en el reactor, con lo que se pueden conseguir sistemas con tiempo de proceso del orden de días. Por su parte, para residuos en los que la materia orgánica esté en forma de partículas sólidas, la fase limitante es la hidrólisis, proceso

enzimático cuya velocidad depende de la superficie de las partículas y que, usualmente, se traduce en tiempos de proceso de dos a tres semanas. En este caso, para aumentar la velocidad del proceso, una estrategia es reducir el tamaño de las partículas durante el pretratamiento o facilitar su solubilización para lo cual existen diversas alternativas (aplicación de ultrasonido, de temperatura elevada, de alta presión, una combinación de estas últimas o maceración).

4.6.4. Parámetros básicos de operación

Para controlar la actividad microbiológica y las condiciones ambientales en los estanques de digestión anaerobia, existen múltiples parámetros ambientales y operacionales que permiten manejar el proceso y así tener bajo control las reacciones que se producen al interior del reactor.

- Velocidad de carga orgánica – VCO (Organic load rate, OLR en inglés): indica la cantidad de materia orgánica con que se alimenta el reactor, por unidad de tiempo (día) y por unidad de volumen del reactor (m^3). Considerando que el parámetro Sólidos Volátiles (SV) equivale a la materia orgánica contenida en un sustrato, la VCO puede definirse como:

$$VCO = \frac{kgSV}{m^3d}$$

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

- Tiempo de retención hidráulico – TRH (Hydraulic retention time, HRT en inglés): refiere a 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 permiten asumir aditividad de los volúmenes y, por tanto, el tiempo de retención hidráulico puede definirse como:

$$TRH = \frac{V_R}{V}$$

Donde V_R corresponde a volumen neto del reactor y V es 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 disminuye 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.

- Grado de mezcla en el reactor: La actividad biológica depende fuertemente del contacto que tengan los microorganismos con la materia orgánica contenida en el sustrato. Por esta razón, debe asegurarse una mezcla suficiente del sustrato recién ingresado con el sustrato ya parcialmente digerido que contiene la población bacteriana. La práctica común es utilizar agitadores de rotación lenta y mezclas discontinuas a intervalos de tiempo para asegurar una mezcla suficiente y evitar la separación de las poblaciones bacterianas. También puede realizarse una agitación local que provoque la mezcla lenta del sustrato en el reactor a través de la generación de corrientes de flujo (uso de agitadores de propela). En general, la mezcla no es intensiva, pero sí suficiente para asegurar una mezcla completa.

Para prevenir la formación de capas duras flotantes en los reactores (costras), la mezcla y movimiento del sustrato es importante. Debido a la descomposición de materia y evaporación de agua, se produce localmente la formación de aglomeraciones de materia, que en casos extremos, y en ausencia de una adecuada mezcla, pueden redundar en la formación de costras, a veces muy difícil de romper, y que en algunos casos impide la salida de gas desde las capas inferiores, pudiendo incluso llevar a la detención del proceso.

La necesidad de controlar las condiciones ambientales del reactor a través de los parámetros de operación (velocidad de la mezcla, velocidad de alimentación, calefacción del reactor, etc.) está llevando a un alto grado de automatización de las plantas generadoras de biogás, en particular las de mayor tamaño, en las que el monitoreo continuo del estado del reactor y de los demás componentes, así como la respuesta de distintos componentes

del sistema están previamente programados.

4.6.5. Beneficios de la producción de biogás

- Beneficios de protección medioambiental

La producción y uso de biogás a partir de residuos de estiércoles y purines tratados anaerobiamente conlleva a un doble efecto climático: evitar la emisión descontrolada de metano derivado de la ganadería y evitar el aumento de concentración de CO_2 en la atmósfera producido por el uso de combustibles fósiles.

En este sentido, al realizar un almacenamiento hermético de los estiércoles y purines, se reduce la emisión de óxido nitroso, se mejora la absorción de nitrógeno realizada por los cultivos al aplicar el digestato como abono y se reduce también la emisión de amoníaco a la atmósfera.

La digestión anaerobia tiene la capacidad de descomponer contaminantes orgánicos presentes en estiércoles y purines, esto contaminates provienen del uso de pesticidas en la agricultura. Algunos de estos compuestos son: fenol, cresol, xylol, toluol, triclorometano, tetraclorometano, clorfenol, diclorfenol, pentaclorfenol, bifenil policlorados (PCB) y policloruro de aluminio (PAC), entre otros.

Tal como los contaminantes orgánicos, existen variados patógenos que se degradan durante el proceso anaerobio. No sólo la anaerobiosis sino también la temperatura del proceso, la acidificación del medio y el contenido de exoenzimas activas favorecen la degradación de estos patógenos. Hongos, como por ejemplo plasmodiophora brassicae, también larvas y gusanos se degradan en pocos días a temperatura mesofílica ($35^{\circ}C$) o en pocas horas a temperatura termofílica ($55^{\circ}C$). Así mismo, Bacterias como salmonella o Escherichia coli, se degradan en pocos días a temperatura mesofílica.

Los compuestos orgánicos que producen malos olores durante su descomposición se degradan y eliminan del ciclo de nutrientes durante el proceso de digestión anaerobia con la consecuente disminución de malos olores en el almacenamiento y en la aplicación del digestato como fertilizante orgánico.

- Beneficios de la fertilización orgánica con digestato

Nitrógeno, fósforo y potasio, son los principales fertilizantes utilizados en la agricultura y la cantidad que se requiere de cada uno de ellos dependerá del tipo de suelo, de las condiciones climatológicas y del cultivo.

El digestato contiene cantidades importantes de los nutrientes mencionados. El humus del digestato, además de proporcionar alimento a los vegetales, beneficia al suelo, aumentando su capacidad de retención de agua y mejorando su calidad para el cultivo. También disminuye el fenómeno de erosión.

La ventaja más importante de la fertilización orgánica es su participación en el ciclo natural de los nutrientes. Una característica de este tipo de fertilización es su amplio espectro de nutrientes que aporta al medio, siendo muy similar al requerimiento de las plantas.

Durante años, el uso del estiércol animal o purín sin tratamiento como fertilizante orgánico ha sido una práctica agrícola frecuente en sistemas de pastoreo, pero evitado por los agricultores para sistemas de cultivo. Su uso se ha asociado a contaminación del aire y de napas freáticas. Además, su consistencia heterogénea no permite cálculos claros de fertilización y el sistema de manejo para su aplicación es mucho más complicado que el uso de la fertilización mineral.

Sin embargo, al aplicar la tecnología de digestión anaerobia como tratamiento a los estiércoles, hasta un 70 % de su fracción orgánica puede ser convertida a metano y CO₂. Esta reducción disminuye la relación carbono/nitrógeno mejorando su calidad como fertilizante. Además, se reduce la viscosidad, lo cual facilita su manejo y aplicación como fertilizante orgánico. Esta menor viscosidad evita también que el digestato permanezca sobre las hojas del cultivo, disminuyendo su asimilación, y la velocidad de infiltración aumenta, disminuyendo las pérdidas de nutrientes durante la aplicación.

Al tratar los estiércoles y purines con tecnología de digestión anaerobia, las semillas de malezas, como toda sustancia orgánica, son degradadas en un gran porcentaje. Consecuentemente, al utilizar el digestato como fertilizante orgánico se podrá reducir

la aplicación de herbicidas al haber intervenido el ciclo reproductivo de las malezas. Otro beneficio importante de la digestión anaerobia es la reducción de sustancias fitotóxicas presentes en los estiércoles o purines a causa de la degradación de los ácidos orgánicos presentes. Estas sustancias pueden producir necrosis y esclerosis al aplicar el estiércol o purín sin tratamiento sobre cultivos en crecimiento.

- **Beneficios económicos**

El biogás producido tiene un valor comercial como combustible, el cual se puede utilizar para la generación de energía eléctrica y/o térmica o su venta directa como gas valorado respecto de su contenido energético para sustituir combustibles fósiles. Mediante equipos de cogeneración, se puede utilizar el biogás para generar tanto electricidad como calor, mediante la recuperación de parte de la energía térmica contenida en los gases de combustión y en el fluido de refrigeración del motor de cogeneración.

Por su parte, como se señaló en el punto previo, el digestato tiene características de alto valor fertilizante y de mejorador de suelos en su aplicación como abono o biosólido, por lo que su uso en reemplazo de fertilizantes minerales puede acarrear un significativo ahorro en los costos de fertilización para la actividad agrícola. Este ahorro se puede aumentar con la co-digestión de desechos orgánicos o rastrojos, ya que aumenta la concentración de nutrientes en el digestato.

- **Beneficios sociales**

Los proyectos de biogás, al ser sistemas descentralizados de producción de energía eléctrica y calórica, acarrearán beneficios sociales tanto para los productores, como para la zona donde se encuentren los proyectos. Aquellos proyectos vinculados a la actividad agrícola generan trabajo en el predio mismo y la energía producida genera un abanico de potenciales nuevos procesos productivos en la zona, como por ejemplo, dar valor agregado a algún producto regional, siendo esta posibilidad una nueva fuente de trabajo.

Otro beneficio social de la tecnología de digestión anaerobia es la posibilidad que

tiene el agricultor de transformar su sistema productivo a uno de producción limpia, con lo cual se genera un bienestar común para toda la zona implicada.

Del mismo modo, se beneficia socialmente al productor, ya que se le puede distinguir, diferenciar y reconocer como un productor con conciencia medioambiental, lo cual le generará un prestigio indiscutiblemente valorable. Este hecho cobra cada día mayor importancia en la agricultura moderna.

- **Aumento de la sustentabilidad de los sistemas productivos**

La sustentabilidad es una visión de manejo que todo sistema agrícola debe empezar a interiorizar en su función para permanecer en el tiempo. Un sistema productivo puede ser considerado sustentable desde el momento en que genera tanto beneficios ecológicos como sociales y económicos. Mientras más beneficios generen en forma estable y equilibrada en el tiempo, mayor será su grado de sustentabilidad.

La utilización de la tecnología de digestión anaerobia realizada a los estiércoles, purines y a los residuos orgánicos, en general, es una herramienta que aporta la posibilidad de aumentar en forma considerable el grado de sustentabilidad de los sistemas agrícolas, así como de las demás actividades económicas en las cuales se pueden aprovechar la biomasa residual para la producción de biogás.

4.6.6. Tecnologías en biodigestión

Biodigestor

También conocido como digestor de desechos orgánicos, corresponde en su forma más simple a un contenedor cerrado, hermético e impermeable (llamado reactor), dentro de el se deposita el material orgánico destinado para la fermentación (excremento animal y humano, desechos vegetales, etc), junto a una determinada dilución de agua para que se descomponga, produciendo así gas metano y fertilizantes orgánicos ricos en nitrógeno, fósforo y potasio. Además, el sistema puede incluir una cámara de carga y nivelación del agua residual antes del reactor, un dispositivo para captar y almacenar biogás y cámaras de presión hidrostática y postratamiento (filtro y piedras, de algas secado entre otros) a la

salida del reactor. Existen diversos tipos de plantas de biogas, siendo los más comunes el de domo flotante y el de domo fijo, sin embargo, la baja aceptación de biodigestores se origina por los altos costos, dificultad de instalación y problemas al conseguir las partes y repuestos.

Otros tipos de biodigestores menos usuales corresponden al de estructura flexible; flotante; con tanque de almacenamiento tradicional y cúpula de polietileno; de alta velocidad o flujo inducido; e instalaciones industriales de biodigestión.

A continuación se describirán algunos biodigestores:

- Biodigestor de domo flotante (India)

Consiste en un tambor, originalmente fabricado de acero, luego reemplazado por fibra de vidrio reforzada en plástico, para superar el problema de corrosión. Habitualmente, se contruye la pared del reactor y fondo de ladrillo, que podría ser reforzada con hormigón. Se entrapa el gas producido bajo una tapa flotante que sube y se cae en una guía central. La presión disponible del gas varía entre 4 a 8 cm. de columna de agua. El reactor se alimenta semi-continuamente a través de una tubería de entrada. La [Figura 4.40](#) muestra este modelo.

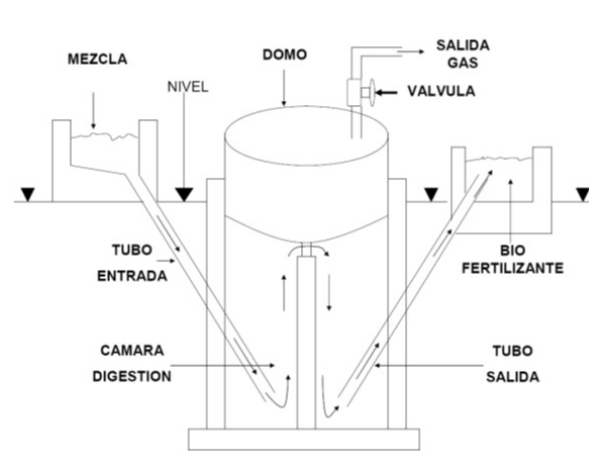


Figura 4.40: Digestor de Domo Flotante

- Biodigestor de domo fijo (China)

Corresponde a una firme cámara de gas construida de ladrillos, piedra u hormigón. La tapa y la base son semiesferas y están unidas por lados rectos. al interior la superficie

es sellada por muchas capas delgadas para volverlo firme. en la cima del digester se ubica un tapón de inspección, para facilitar la limpieza. El gas producido se almacena bajo el domo con presiones entre $1m$ y $1.5m$ de columna de agua. Esto crea fuerzas estructurales bastante altas y es la razón por la forma semiesférica. Se requieren materiales de alta calidad y recursos humanos costosos para construir este tipo de sistemas. En China, se han construido más de cinco millones de biodigestores y han funcionado correctamente, sin embargo, esta tecnología no se ha popularizado fuera del país.

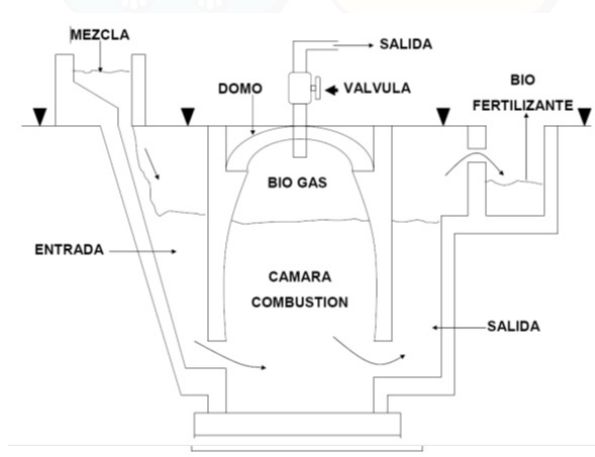


Figura 4.41: Digestor de Domo Fijo

- Biodigestor con tanque de almacenamiento tradicional y cúpula de polietileno.

Se caracteriza por tener una estructura semiesférica de polietileno de película delgada en sustitución de la campana móvil y la cúpula fija y un tanque de almacenamiento de piedra y ladrillos como los usados en los prototipos tradicionales. Este tipo de sistema ha logrado disminuir los costos hasta un 30% en relación a los rototipos tradicionales, es decir, una de sus ventajas es que una instalación de $4m^3$, puede costar aproximadamente \$550 USD y la estructura de polietileno podría durar hasta diez años de vida útil.

- Instalaciones industriales de biodigestión

Este tipo de sistemas emplean tanques de metal, para almacenar la materia orgánica

y el biogas por separado. Este tipo de planta, se diseña con grandes estanques de recolección y almacenamiento contruidos de ladrillo u hormigón, debido al gran volumen de materia orgánica que necesita para garantizar la producción de biogás y la cantidad de biofertilizante que se obtiene.

Para mejorar el funcionamiento se utilizan sistemas de bombeo para mover el material orgánico de los estanques de recolección hacia los bio digestores y el biofertilizante hacia los tanques de almacenamiento. También se usan sistemas de compresión en los tanques, con el objetivo que el biogas llegue hasta el último consumidor.

Los malos olores se evitan usando filtros que separen el gas sulfhídrico del biogás, además de utilizarse válvulas de corte y seguridad, asimismo tuberías para unir todo el sistema y hacerlo funcionar según las normas planteadas para este tipo de instalación.

La tendencia mundial en el uso de biogás apunta a disminuir los costos y aumentar la vida útil de la instalaciones, con el fin de aumentar la cantidad de usuarios para este tipo de sistemas de generación energética.

4.7. Biogás en Chile

La capacidad instalada de energía renovable no convencional representa el 11,5 % del total, con el Sistema Interconectado Central (SIC) concentrando casi el 90 % de los proyectos. La capacidad instalada de biogás es de 47 MW, correspondiente al 0,23 % de la capacidad instalada total. Las plantas que suministran electricidad a la red están todas en el SIC y se muestran en la [Tabla 4.9](#).

Tabla 4.9: Plantas de Biogás en el Sistema Eléctrico Chileno

Nombre Central	Capacidad Instalada (MW)	Inicio Operación	Región	Fuente
ANCALI I	1.6	2013	VIII	Estiércol ganado
LAS PAMPAS	0.4	2014	VI	Estiércol cerdos
LOMA LOS COLORADOS	2	2010	RM XIII	Desechos Sólidos Municipales
LOMA LOS COLORADOS II	18.2	2011	RM XIII	Desechos Sólidos Municipales
SANTA IRENE	0.4	2013	VI	Estiércol cerdos
SANTA MARTA	13.8	2014	RM XIII	Municipal Solid Waste
TAMM	0.2	2013	VI	Estiércol ganado
TREBAL MAPOCHO	8.2	2012	RM XIII	Lodos de depuradora
HBS	2.2	2011	VIII	Estiércol ganado

Fuente: Energía Abierta y CIFES

- Plantas de biogás con residuos sólidos urbanos y lodos de depuradora como fuente:
 - Loma Los Colorados: La Central de Generación Eléctrica Loma Los Colorados, desarrollada por KDM Energía es un proyecto de biogás producido en el vertedero del mismo nombre ubicado en la Región Metropolitana. La capacidad instalada actual de la planta es de 20 MW de potencia eléctrica, equivalente a una contribución anual de 147.000 MWh al Sistema Interconectado Central (SIC). Se desarrolló en dos etapas. La primera etapa del proyecto, a partir de 2010, operó dos generadores eléctricos de 1 MW de potencia nominal cada uno. KDM Energy posteriormente decidió desarrollar una segunda fase y ampliar la capacidad de generación de energía, con nuevos motores, que actualmente operan con 16 motores. A continuación, se amplió la central eléctrica para aumentar su capacidad de generación alcanzando su capacidad actual. Además, la ONU certifica la planta eliminación de 2.341.893 toneladas de CO₂ equivalente a CERs (Reducciones Certificadas de Emisiones) o créditos de carbono.
 - Santa Marta: La Central Santa Marta inició operaciones en agosto de 2013 con una inversión de US \$ 2 millones. A la fecha, genera un promedio de 8.500 MWh de energía eléctrica al mes, que se inyecta en el Sistema Interconectado Central (SIC), proporcionando energía limpia a la matriz energética chilena. El biogás se produce en el vertedero, por biodegradación de materia orgánica

en la masa de desecho. El sistema de generación de la planta tiene 8 unidades generadoras de energía capaces de utilizar el biogás como combustible.

- **Trebal Mapocho:** La planta de biogás Trebal Mapocho está ubicada en el recinto de la planta de Tratamiento de Aguas Residuales Mapocho en la Región Metropolitana. Comenzó a funcionar en 2012 y fue la primera planta en América Latina en implementar tecnología que recupera todo el proceso de biogás transformándolo en electricidad y calor, siendo reutilizado internamente al proceso, según explicó la empresa. El lodo se deposita en los cuatro digestores anaeróbicos existentes de Trebal $12.600 m^3$ y uno que ampliará la capacidad de la planta de Mapocho a 15.000 metros cúbicos. La planta Trebal Mapocho integra la recuperación del biogás en los procesos de tratamiento a través de la cogeneración de producción de electricidad y energía térmica, lo que permite ahorros significativos de energía y una reducción de la cantidad de lodo generado por la planta. La cogeneración permite utilizar la energía disponible en el biogás para sustituir la combustión de la caldera y la antorcha y utilizar así los gases de combustión y el agua caliente obtenidos de los generadores en la producción de vapor destinado a la hidrólisis térmica y como fuente de energía para mantener la temperatura dentro de los digestores.
- **Plantas de biogás que utilizan estiércol como fuente:**
 - **Ancali 1** es una planta de biogás ubicada en la VIII Región con una inversión de US \$ 11 millones. Tiene una capacidad instalada de 1,6 MW e inyecta electricidad al SIC producido a base de estiércol de vaca.
 - Las plantas de biogás Pampas y Santa Irene ubicadas en la VI región comenzaron a operar a fines de 2013. Ambas cuentan con una capacidad instalada de 0,4 MW y generan electricidad a partir de lodos de cerdo, que se vende al Sistema Interconectado Central (SIC). No sólo contribuye a reducir los olores producidos por las granjas de cerdos, sino que también beneficia a la comunidad mediante el suministro de energía eléctrica y permite el uso de sus productos como bio fertilizantes.

- Tamm: Esta planta construida por la empresa Genera 4 está ubicada en la VI región de O'Higgins y genera biogás a partir de residuos de granjas lecheras. Su capacidad de procesamiento es de $75 \left[\frac{m^3}{día} \right]$ de lodos de ganado, lo que permite la generación de $80 \left[\frac{m^3}{hora} \right]$, equivalente a 200 kW de capacidad instalada. Su costo operacional es de US \$ 30 por MWh. Los desechos orgánicos obtenidos de este proceso se utilizan como fertilizantes para la mejora del suelo.
- HBS: Construido en la VIII región por HBS Energy S.A. con una inversión de US \$ 4 millones comenzó a operar a finales de 2011; Su capacidad instalada actual es de 2,2 MW y pretende extenderse a 4 [MW]. Esta planta produce energía a partir del estiércol de ganado y residuos agrícolas. La electricidad generada se vende a la SIC a través de la General Electric Company (GEC) y el calor se utiliza para alimentar dos invernaderos hidropónicos.

A la fecha, los proyectos de energía renovable no convencional (ERNC) aprobados por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), luego de la obtener la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) positiva, ascienden a 18.065 [MW], de los cuales sólo 8 [MW] y 82 [MW] corresponden a proyectos basados en biogás y biomasa respectivamente. **Centro para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES) (2016)** Esta cantidad está bajo del 1 % del total, indicando que otras tecnologías se adelantan al biogás en la generación renovable.

Por otra parte, hay plantas de biogás que producen energía para el autoconsumo y autosuficiencia. Éstas se ubican en entornos con configuración adecuada que les permite minimizar las pérdidas del recurso, pues se sitúan donde se producen los mismos o tienen una logística que les permite transportar los recursos a la planta de manera eficiente para su transformación en energía. Entre ellas se pueden mencionar la plantas de biogás en la industria Avícola (Agrosuper y Sopraval), cervecera (CCU) y vinícola.

4.7.1. Marco Regularorio Biocombustibles

Chile no tiene ningún reglamento con respecto a los biocombustibles para regular o estimular la producción de biocombustibles, aunque es uno de los cinco países que no tiene legislación sobre el tema. Odepa (2007) Hasta la fecha, el biogás no cuenta con un marco regulador específico, ya que su producción es muy reciente. Sin embargo, el Ministerio de Energía está realizando estudios para comprender y regular mejor los temas relacionados con el biogás. (?) La falta de regulación representa cierto grado de incertidumbre para las partes interesadas. Las normas que rigen la producción de biogás corresponden a disposiciones de carácter sanitario, normas urbanas y / o ambientales relativas a la gestión de residuos sólidos y líquidos. Las normas actuales se centran en garantizar condiciones adecuadas para la salud de la población y no abordan cuestiones relacionadas con su explotación y uso como combustible. (Ministerio de Energía, 2011)

4.7.2. Barreras de entrada

La tecnología del biogás presenta diversas barreras para su desarrollo en Chile, como se indica a continuación:

- Económicas y financieras: Aunque la tecnología del biogás es competitiva en el mundo, en Chile, sigue siendo muy cara, haciendo que otras tecnologías sean más atractivas para la generación de energía. Existen condiciones crediticias desfavorables para proyectos de pequeña escala (menos de 1 MW).
- Información: Hay asimetrías de información y falta de datos confiables, lo que implica que los proyectos deben estar respaldados por estudios exhaustivos de los potenciales disponibles, lo que aumenta costos y plazos, lo que puede desalentar la inversión.
- Capital humano, tecnología y mercado: Falta de capital humano capacitado para la producción y gestión de la tecnología del biogás. La cadena de valor está poco desarrollada, haciendo que el suministro de equipos y sistemas tenga largos tiempos

de espera y altos costos en relación con otros países. La tecnología del biogás es importada y su uso puede no ser exitoso debido a las condiciones domésticas.

- **Productivas:** En cuanto al ganado bovino hay un bajo grado de confinamiento o estabulación en Chile, lo que dificulta la recolección de purinas (menos del 25 %).
- **Cultural:** La inexperiencia de la ERNC en el mercado chileno ha contribuido a la lenta adopción de nuevas tecnologías y prácticas, haciendo que tales proyectos sean desarrollados por capital humano, tecnológico y financiero en el exterior.
- **Marco reglamentario débil:** La ausencia de un sistema normativo y legislativo en el ámbito de los biocombustibles ha desalentado la inversión en este ámbito.

4.8. Situación Pecuaria en Chile

4.8.1. Censo Agropecuario 2007

En Chile, el organismo técnico responsable de la preparación, organización, levantamiento y procesamiento de los Censos Agropecuarios es el Instituto Nacional de Estadísticas (INE). Estos se realizan cada diez años, pues se considera un período prudente para apreciar los cambios que experimenta la agricultura en el país. Hasta el presente son siete los Censos Nacionales Agropecuarios levantados en nuestro país, los cuales fueron realizados en los años 1930, 1936, 1955, 1965, 1976, 1997 y 2007. Su periodicidad ha respondido principalmente a que, desde el punto de vista estadístico, es recomendable realizar este tipo de censos a lo menos cada 10 años, normalmente a continuación de los Censos de Población y Vivienda, para poder así mantener un buen sistema y continuidad de las estadísticas agropecuarias y forestales.

De acuerdo al último censo, realizado en 2007 se obtuvo la siguientes distribución de la población pecuaria por región. [Tabla 4.10](#).

Tabla 4.10: Existencias animales según el Censo Agreuario 2007

Región	Bovinos	Ovejas	Cabras	Cerdos	Pollos	Pavos
1	123	12.550	4.646	1.485	56.162	249
2	278	10.510	6.170	1.918	207.733	199
3	7.148	5.234	40.374	1.391	19.305	708
4	41.311	84.366	405.058	3.784	808.442	4.483
5	107.310	33.686	50.524	173.951	9.031.321	4.701.923
6	88.986	166.644	22.553	1.177.362	11.461.358	88.383
7	265.780	163.870	45.949	94.271	1.193.763	27.862
8	459.216	177.967	52.798	182.100	2.153.535	53.264
9	677.978	282.257	54.297	201.437	965.039	74.779
10	1.058.210	322.337	11.714	81.027	504.701	16.302
11	199.284	312.040	12.283	2.804	44.016	6.225
12	143.635	2.205.477	132	1.667	16.779	252
13	107.599	25.008	16.369	1.326.091	17.682.990	429.804
14	629.385	117.830	9.525	34.532	239.269	11.305
15	2.273	18.283	6.150	3.087	1.900.233	463
Total	3.788.516	3.938.059	738.542	3.286.907	46.284.646	5.416.201

Fuente: INE

Ganado Bovino

Desde el último Censo Agropecuario el ganado bovino disminuyó pasando de 4.098.438 cabezas en 1997 a 3.788.516 en 2007, lo que en términos porcentuales corresponde al 4%. A su vez, el número de productores se redujo de 160.218 a 125.402.

A nivel regional, la Región de los Lagos presenta la mayor cantidad de ganado, con 1.058.210 cabezas (27,9%), seguida por las regiones de La Araucanía, Los Ríos y BioBío con 677.978 (17,9%), 629.385 (16,6%) y 459.216 (12,1%) respectivamente. Estas cuatro regiones agrupan el 75% de la masa ganadera bovina nacional.

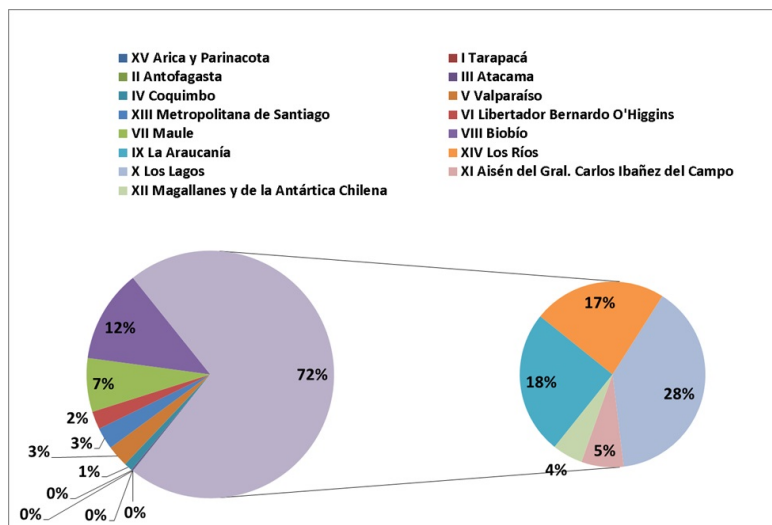


Figura 4.42: Existencias de bovinos 2007

Fuente: Elaboración propia con datos del INE

Ganado Porcino

Las cabezas de cerdo aumentaron desde el último Censo Agropecuario, llegando a 3.286.907 cabezas en 2007. A nivel regional, se concentran mayoritariamente en dos regiones, Metropolitana y O'higgins, con el 76,2 % del total.

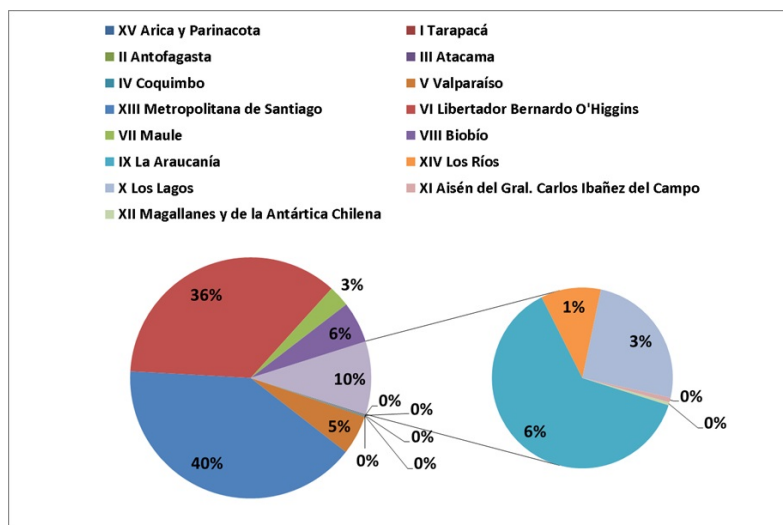


Figura 4.43: Existencias de porcinos 2007

Fuente: Elaboración propia con datos del INE

Ganado Ovino

El Censo 2007 contabilizó 3.938.059 cabezas de ganado ovino, el cual está principalmente concentrado en la región de Magallanes con 2.205.477 cabezas, lo que corresponde al 56 % del total.

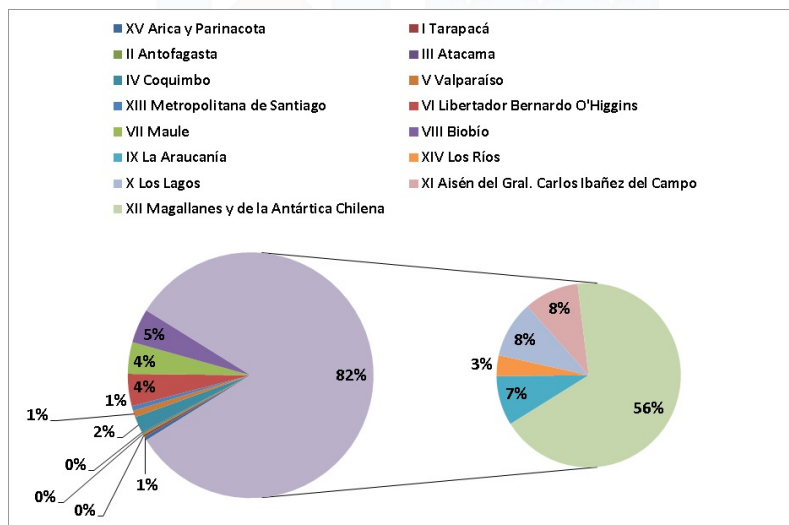


Figura 4.44: Existencias de ovinos 2007

Fuente: Elaboración propia con datos del INE

Ganado Caprino

El Censo 2007 contabilizó 738.542 de caprinos, el cual está principalmente concentrado en la región de Coquimbo con 405.058 cabezas, lo que corresponde al 54,8 % del total.

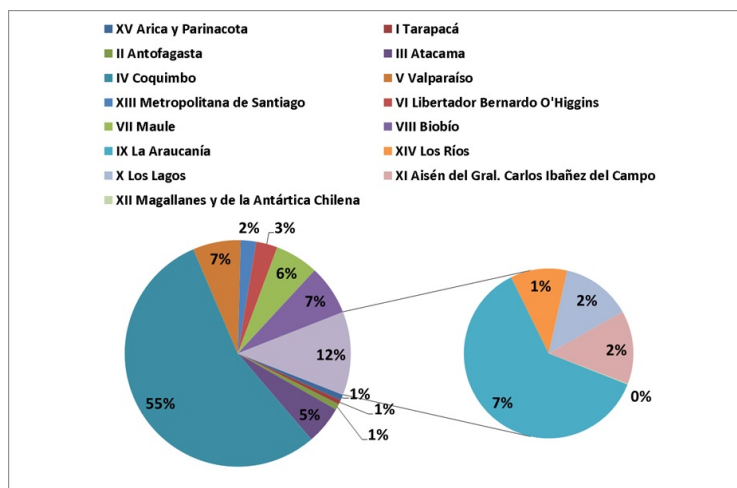


Figura 4.45: Existencias de caprinos 2007

Fuente: INE

Comparaciones intercensales

Con respecto a las existencias de animales se observa que entre 1906 y 1965 las existencias de bovinos y ovinos no presentan variaciones importantes. En cambio entre 1965 y 1997 hay un aumento importante del rubro bovinos, acompañado de una disminución de ovinos. La población de caprinos disminuyó entre los dos últimos censos por el impacto de la sequía que afectó en esos años, especialmente a la IV región donde se concentra la mayor concentración de cabras. La existencia de porcinos presenta un importante aumento en los últimos censos, como reflejo del desarrollo que ha experimentado su crianza a escala industrial. La evolución de la existencia de animales, puede observarse en la [Figura 4.46](#)

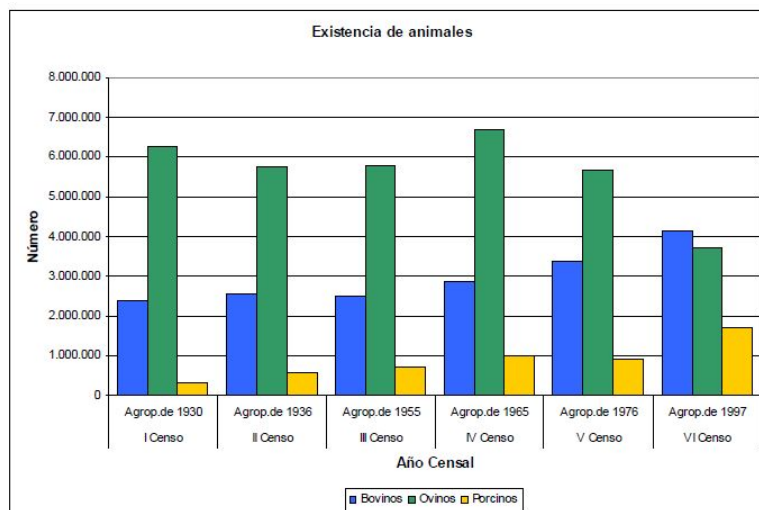


Figura 4.46: Variación existencias de animales según distintos censos

Fuente: INE

4.8.2. Población animal en Chile

El Censo Agropecuario indica las existencias animales al final de año en el cual se realiza, sin embargo no corresponde a la cantidad total de animales durante el año, pues solo indica el número de animales que había en el momento específico cuando se realiza la medición. Para determinar la población animal durante el año conviene tomar en cuenta los datos entregados de beneficio animal para distintas especies, lo que nos indica la cantidad de animales que fueron sacrificados para consumo humano, por ende, nos entrega la cantidad anual por especie.

De acuerdo con los datos reportados por la Oficina de Estudios y Políticas Agropecuarias (ODEPA) **INE-ODEPA (2016)** e INE, durante 2015 Chile tenía una población de aves de corral de 279.711.678, 5.124.407 cerdos, 923.207 cabezas de ganado vacuno, 651.961 ovinos y 2.474 cabras como muestra la [Tabla 5.1](#). La [Tabla 4.12](#) muestra la evolución del número de cabezas de ganado vacuno, aves, cerdos, ovejas y cabras de 2005 a 2015. **INE-ODEPA (2016)** El mayor crecimiento se da en las aves de corral con 2,6 % anual, en línea con el crecimiento de la industria avícola nacional que se ha consolidado como una de las principales industrias chilenas por su concentración geográfica, alto crecimiento de la demanda agregada como resultado de Desarrollo de Chile, integración de cadenas verticales,

niveles de inversión y alta trazabilidad. **Giacomozzi y ODEPA (2015) APA-ASOHUEVO (2006)** Las cantidades anuales de cerdos durante la última década crecieron en 1,7 % por año, de 4.328.457 en 2005 a 5.124.404 unidades en 2015 debido al alto crecimiento de la demanda agregada como resultado del crecimiento de Chile, la alta eficiencia de producción, la alta integración y concentración de la industria y los aumentos en las tasas de consumo de carne de la población **Calvo-salazar y Coord (2014)**, mientras que el ganado mostró el menor incremento anual del 0,7 % en la última década, de 864.300 en 2005 a 923.207 cabezas en 2015. **Jaime Giacomozzi C. et al. (2016)**

Tabla 4.11: Ganado por regiones 2015

Region	Bovino	Cerdos	Aves de corral	Ovejas	Cabras
XV Arica y Parinacota	0	0	0	0	0
I Tarapacá	0	0	12.006.594	0	0
II Antofagasta	0	0	0	0	0
III Atacama	0	0	0	0	0
IV Coquimbo	14.862	9	0	284	1.977
V Valparaíso	26.865	82.014	6.899.522	0	6
XIII Metropolitana de Santiago	173.135	213.409	94.582.988	906	0
VI Libertador Bernardo O'Higgins	22.740	4.347.781	166.205.077	5.903	0
VII Maule	34.852	393.874	0	0	0
VIII Biobío	142.115	35.975	17.497	5.383	48
IX La Araucanía	168.030	23.027	0	11.507	434
XIV Los Ríos	62.984	0	0	0	0
X Los Lagos	246.703	28.054	0	28.893	5
XI Aisén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	14.615	264	0	27.462	4
XII Magallanes y de la Antártica Chilena	16.306	0	0	571.623	0
Total	923.207	5.124.407	279.711.678	651.961	2.474

Fuente: Elaboración Propia con datos de ODEPA e INE

Tabla 4.12: Evolución del número de cabezas de ganado de 2005 a 2015

Año	Bovino	Aves de corral	Cerdos	Ovejas	Cabras
2005	864.300	217.261.714	4.328.457	657.341	3.001
2006	950.468	232.315.806	4.741.527	768.677	4.065
2007	963.717	217.079.415	5.007.035	762.884	1.927
2008	1.004.773	231.533.822	5.220.277	796.010	1.253
2009	867.220	236.276.694	5.143.112	779.852	1.164
2010	819.374	235.657.901	5.063.910	766.614	1.757
2011	724.830	261.872.068	5.272.128	791.477	1.175
2012	762.129	266.549.383	5.958.659	674.742	1.223
2013	790.970	271.665.076	5.499.243	607.365	2.003
2014	892.749	263.719.689	5.117.295	704.779	3.031
2015	923.207	279.711.678	5.124.407	651.961	2.474

Fuente: Elaboración Propia con datos de ODEPA e INE

5 | Evaluación Técnica

5.1. Potencial de biogás a partir de estiércol animal en Chile

De acuerdo a los datos indicados por INE y ODEPA durante el año 2015 Chile tuvo una población de 279.711.678 aves de corral, 5.124.407 cerdos, 923.207 cabezas de ganado, 651.961 ovejas y 2.474 cabras. La mayor cantidad de aves se encuentra en las regiones V, RM y VI, agrupando el 93 % del total a nivel nacional. Los cerdos, al igual que las aves de corral, se concentran en la región Metropolitana y O’higgins con un 90 %. En cambio, el ganado bovino se concentra principalmente en las regiones del sur (Biobío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos) [Tabla 5.1](#)

Tabla 5.1: Ganado por regiones 2015

Region	Bovino	Cerdos	Aves de corral	Ovejas	Cabras
XV Arica y Parinacota	0	0	0	0	0
I Tarapacá	0	0	12.006.594	0	0
II Antofagasta	0	0	0	0	0
III Atacama	0	0	0	0	0
IV Coquimbo	14.862	9	0	284	1.977
V Valparaíso	26.865	82.014	6.899.522	0	6
XIII Metropolitana de Santiago	173.135	213.409	94.582.988	906	0
VI Libertador Bernardo O'Higgins	22.740	4.347.781	166.205.077	5.903	0
VII Maule	34.852	393.874	0	0	0
VIII Biobío	142.115	35.975	17.497	5.383	48
IX La Araucanía	168.030	23.027	0	11.507	434
XIV Los Ríos	62.984	0	0	0	0
X Los Lagos	246.703	28.054	0	28.893	5
XI Aisén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	14.615	264	0	27.462	4
XII Magallanes y de la Antártica Chilena	16.306	0	0	571.623	0
Total	923.207	5.124.407	279.711.678	651.961	2.474

Fuente: Elaboración Propia con datos de ODEPA e INE

El potencial de biogás calculado para cada región se presenta en la [Tabla 5.2](#). La disponibilidad de desecho seleccionada para el cálculo del potencial técnico fue 20 % para ganado bovino, 75 % para cerdos y 95 % para aves de corral. [CNE/GTZ \(2008\)](#) El estiércol de ovejas y cabras no fue considerado como recurso para la producción de biogás dado la dificultad de su recolección.

La cantidad de biogás calculado en base a los recursos seleccionados asciende a 1106,1 millones de m^3 por año, donde 78,9 % proviene de aves de corral, 15,5 % de cerdos y 5,6 % de ganado bovino. La mayor producción de biogás está localizada en la Región Metropolitana y VI región. El potencial de energía de biogás equivalente es 23.781 [TJ] por año. El potencial de producción de biogás a partir de ganado bovino, cerdos y aves de corral fue calculado como 61,9, 171,3 and 872,9 millones de m^3 de biogás respectivamente.

La producción de biogás procedente del estiércol de ganado bovino se localiza principalmente en 4 regiones (Metropolitana, BioBío, La Araucanía y Los Lagos), que representan el 79 % del biogás total, siendo la región de Los Lagos la que presenta la mayor proporción con 26,7 % el total. También es importante señalar que a pesar de tener un gran número de ganado en las regiones de la zona centro-sur, el estiércol utilizado efectivamente para la producción de biogás corresponde a una baja proporción del total dado su dispersión y la recolección económica inviable.

La cría y engorde del ganado se realiza en establecimientos tradicionales basados en el pastoreo, donde solo se puede recoger una fracción de excrementos o en sistemas de establo donde la mayor parte del estiércol generado se recupera en forma de lechada, siendo ésta una mezcla de estiércol de ganado, restos de ropa de cama, agua de limpieza y agua de lluvia. Además de la proporción de establecimientos donde el ganado de establo es relativamente bajo a nivel nacional, más del 50 % en la región metropolitana y no más del 4 % en el sur de Chile, dificultando el acceso a este recurso.

La producción de biogás a partir de estiércol de cerdo se concentra principalmente en dos regiones (Metropolitana y O'Higgins) que representan el 89 % del total según esta fuente, donde casi todo está en la región O'Higgins con el 85 % del total de esta fuente. La producción de biogás a partir de estiércol de aves de corral también se centra en las mismas dos regiones, Metropolitana y O'Higgins, con el 93 % del total, la región de O'Higgins representa el 59 % del total de esta fuente. El gran número de cerdos y aves de corral en estas regiones se explica porque sus industrias se localizan allí, con una alta concentración, procesos de producción integrados y alta eficiencia de producción. Estas regiones, junto con las VII y VIII regiones, son el mayor contribuyente al Producto Nacional Agrícola y Forestal con el 60 % del total. Mientras tanto, la contribución del sector agrícola y forestal en la VI región representa más del 10 % de la contribución del PIB regional, como en las regiones VII y VIII.

Tabla 5.2: Potencial técnico de Biogás por región en 2015

Biogas Production *10³[m³/año]				
Region	Bovinos	Cerdos	Aves de Corral	Total
XV Arica y Parinacota	0	0	0	0
I Tarapacá	0	0	37.470	37.470
II Antofagasta	0	0	0	0
III Atacama	0	0	0	0
IV Coquimbo	997	0	0	997
V Valparaíso	1.801	2.741	21.532	26.074
XIII Metropolitana de Santiago	11.609	7.133	295.170	313.912
VI Libertador Bernardo O'Higgins	1.525	145.324	518.684	665.533
VII Maule	2.337	13.165	0	15.502
VIII Biobío	9.529	1.202	55	10.786
IX La Araucanía	11.266	770	0	12.036
XIV Los Ríos	4.223	0	0	4.223
X Los Lagos	16.542	938	0	17.479
XI Aisén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	980	9	0	989
XII Magallanes y de la Antártica Chilena	1.093	0	0	1.093
Total	61.901	171.283	872.910	1.106.094

Fuente: Elaboración Propia

La [Figura 5.1](#) muestra el potencial del biogás en metros cúbicos por año para cada región al considerar el estiércol de ganado vacuno, cerdo y aves de corral. El mayor potencial está en la región de O'Higgins y Metropolitana con $665,5 * 10^6$ y $313,9 * 10^6 [m^3]$ respectivamente, lo que corresponde al 88,5 % de la producción total. En algunas regiones la cantidad de ganado para diferentes tipos era nula porque los montos que se muestran en la [Tabla 5.1](#) corresponden a datos agrupados por el INE en caso de que el número de establecimientos ganaderos sea muy bajo para preservar el secreto estadístico, lo que no indica necesariamente que la cantidad en Una región respectiva es cero.



Figura 5.1: Potencial de biogás por regiones a partir de estiércol animal

Fuente: Elaboración Propia

La [Tabla 5.3](#) muestra la cantidad de electricidad producida por la conversión de biogás de estiércol animal a energía eléctrica y la potencial capacidad instalada. Como se puede observar, la generación total de electricidad estimada es de 2.521.895 MWh. Esto corresponde a una potencia eléctrica instalada de 320 MW considerando un factor de planta del 90 % [Iván et al. \(2015\)](#) (7.884 horas de operación al año), lo que representa el 1,6 % de la capacidad instalada actual.

Tabla 5.3: Generación de Electricidad y Capacidad Instalada a partir del estiércol animal

Region	Generación Eléctrica [MWh/año]	Capacidad Instalada [MW]
XV Arica y Parinacota	0	0
I Tarapacá	85.431	11
II Antofagasta	0	0
III Atacama	0	0
IV Coquimbo	2.273	0
V Valparaíso	59.449	8
XIII Metropolitana de Santiago	715.719	91
VI Libertador Bernardo O'Higgins	1.517.416	192
VII Maule	35.345	4
VIII Biobío	24.592	3
IX La Araucanía	27.442	3
XIV Los Ríos	9.629	1
X Los Lagos	39.853	5
XI Aisen del Gral. Carlos Ibañez del Campo	2.254	0
XII Magallanes y de la Antártica Chilena	2.493	0
Total	2.521.895	320

Fuente: Elaboración Propia

5.2. Localización Area Estudio

Tal como indican las tablas anteriores, el mayor potencial para la producción de biogás a partir de estiércol animal está situado en la VI región de O'Higgins y en la región Metropolitana con el 88,5 % del total. Sin embargo, es relevante determinar la factibilidad de implementar proyectos de biogás en base a estiércol animal en zonas que, a pesar de tener un potencial menor, pueden ser aptas para el desarrollo de estas tecnologías. Por lo cual se pondrá el foco en la región de los Lagos, dado que concentra la mayor cantidad de ganado bovino a nivel nacional.

5.2.1. Antecedentes de la Región

La Región de Los Lagos se extiende entre los paralelos 40°13' y el 44°3' de latitud Sur y entre las coordenadas 74°49' a 71°34' de Longitud W, abarcando desde el Océano

Pacífico hasta la Cordillera de los Andes. Comprende 48.584,5 Km^2 de superficie, lo que corresponde al 6,7 % de la superficie de Chile Continental. Administrativamente la región se distribuye en cuatro Provincias: Osorno con el 19 % de esa superficie, Llanquihue con el 30,6 %, Chiloé con el 18,9 % y Palena con el 31,5 %. Estas Provincias se dividen a su vez en treinta Comunas.

La Región de Los Lagos tiene 716.739 habitantes, los cuales corresponden a un 4,7 % de la población nacional, distribuidos en sus cuatro Provincias en los siguientes porcentajes: Llanquihue con un 44,9 %, Chiloé con un 21,6 %, Osorno con un 30,9 % y Palena un 2,6 %.

Con respecto al relieve, es posible distinguir dos grandes sectores, separados por el Canal de Chacao. El sector norte, que corresponde a las provincias de Osorno y Llanquihue, se caracteriza por el predominio de la depresión intermedia, ubicada entre la Cordillera de la Costa y Cordillera de los Andes. En el sector sur, dicha depresión se encuentra sumergida en el mar, dando origen a gran cantidad de islas, fiordos y canales que conforman el Archipiélago de Chiloé, donde la Cordillera de la Costa se presenta bajo la forma de lomajes suaves que caracterizan el paisaje de esta Provincia. Palena, la más austral de las Provincias de la Región, está conformada básicamente por la Cordillera de los Andes.



Figura 5.2: Región de Los Lagos

Fuente: Congreso Nacional

El clima es templado lluvioso, las temperaturas varían en rangos moderados, suavizadas por la presencia de grandes masas de agua; los índices de pluviometría aumentan de mar a cordillera, con valores que oscilan, según la zona, entre los 1.600 mm./año a 2.500 mm./año, con precipitaciones durante casi todo el año.

Por otra parte, la Región cuenta con una gran variedad de atractivos naturales, todos ellos próximos a importantes áreas urbanas que se constituyen como centros de servicios y facilitan su futuro desarrollo turístico y que diversifican la oferta dentro del contexto geográfico y productivo. Aunque el producto turístico regional posee grandes y desarrollados competidores, éste goza de una gran ventaja: se dispone de vastas extensiones de territorios aún vírgenes donde el mar, el bosque, el lago y la montaña se encuentran en una relación de proximidad tal, que es factible unirlos en pocas horas, a través de circuitos turísticos integrados con el atractivo adicional de contar con una interesante base de desarrollo

histórico-cultural.

5.2.2. Producto Interno Bruto

Los Lagos alcanzó en el 2014 un Producto Interno Bruto de \$2.892.229 millones, representando el 2,49 % del PIB nacional, ubicándose entre las regiones con un menor aporte al PIB, inferior al 3 %. La [Figura 5.3](#) muestra el detalle de las cifras señaladas.

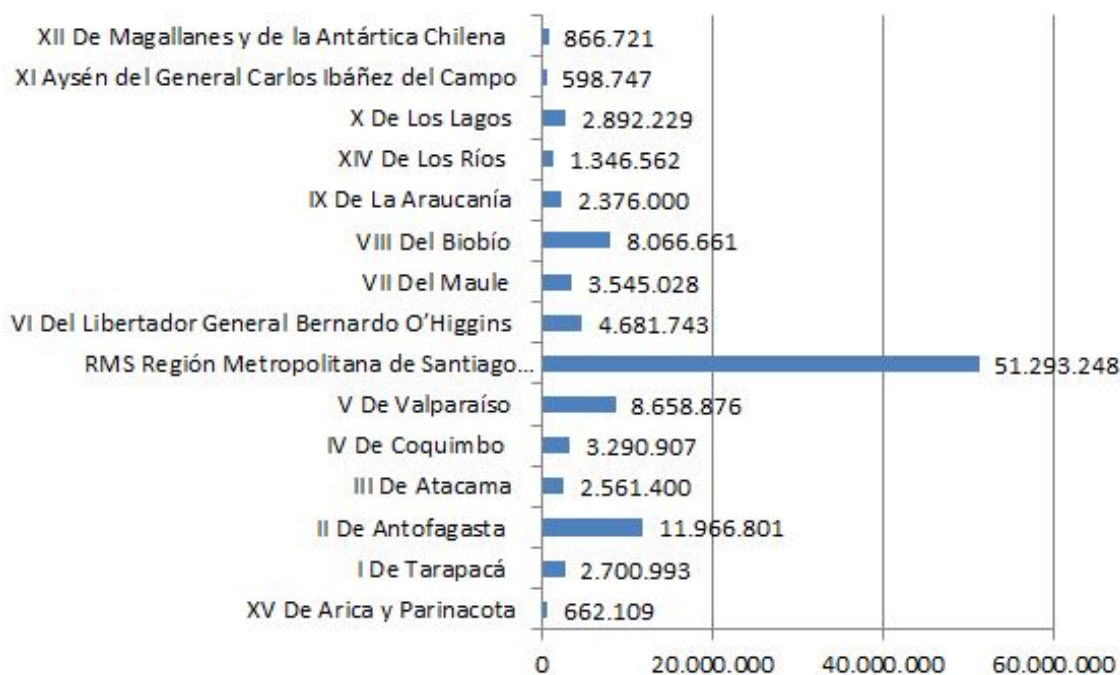


Figura 5.3: PIB Regional 2014 (Millones de pesos encadenados)

Fuente: Banco Central

El componente del PIB Regional que tuvo un peso mayor en el 2014 corresponde a Servicios personales⁷ con un 16 %; seguido de industria manufacturera⁸ con un 12,5 %; Transportes y telecomunicaciones con un 11 %; Servicios financieros y empresariales⁹ con un 11,3 % y, Comercio, restaurantes y hoteles con un 10,7 %.

⁷Servicios personales incluye los ítems de Educación, Salud y otros.

⁸Industria manufacturera incluye: Alimentos; Bebidas y tabaco; Textil, prendas de vestir y cuero; Maderas y muebles; Celulosa, papel e imprentas; Refinación de petróleo; Química, caucho y plástico; Productos minerales no metálicos; Metálicas básicas, Productos metálicos, maquinaria y equipos y otros y n.c.p.

⁹Servicios financieros y empresariales incluye servicios financieros, seguros, arriendo de inmuebles y servicios prestados a empresas.

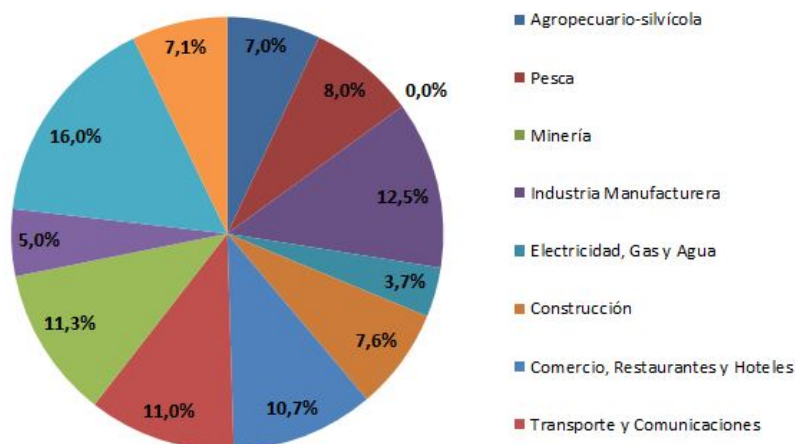


Figura 5.4: Composición PIB región de Los Lagos por clase de actividad económica 2014

Fuente: Banco Central

La economía de la Región de Los Lagos se basa fuertemente en las actividades Agrícola-Pecuarias, Silvícola y Pesca (Acuicultura), incluyendo los procesos industriales asociados. Destacan la ganadería de especialización lechera, la elaboración de conservas (principalmente de mariscos), la agricultura extensiva de cereales, la explotación forestal, el turismo y, particularmente, la industria salmonera. La actividad Forestal es de gran relevancia en la región, especialmente en lo que se refiere a la explotación del bosque nativo.

La actividad acuícola es, sin duda, una de las más relevantes. La región es la principal zona productora de moluscos del país. La forma del litoral facilita la presencia del mar en todo el sector sur de la región y a la vez representa un recurso que favorece la actividad turística, tanto terrestre como insular. La pesca industrial se concentra en la producción de harinas, aceites, conservas y productos refrigerados y congelados, que se destinan principalmente a la exportación. La acuicultura ha mostrado en la región un desarrollo notable en los últimos 20 años. Su principal producto son los salmones y las truchas, y son también importantes los choritos y ostras y la especie de alga pelillo.

En cuanto a la actividad industrial, las provincias de Osorno y Llanquihue han desarrollado industrias basadas en la producción agrícola, ganadera y pesquera. En Chiloé, en cambio, la actividad de procesamiento es mayoritariamente artesanal, de menor escala y de comercialización a nivel local.

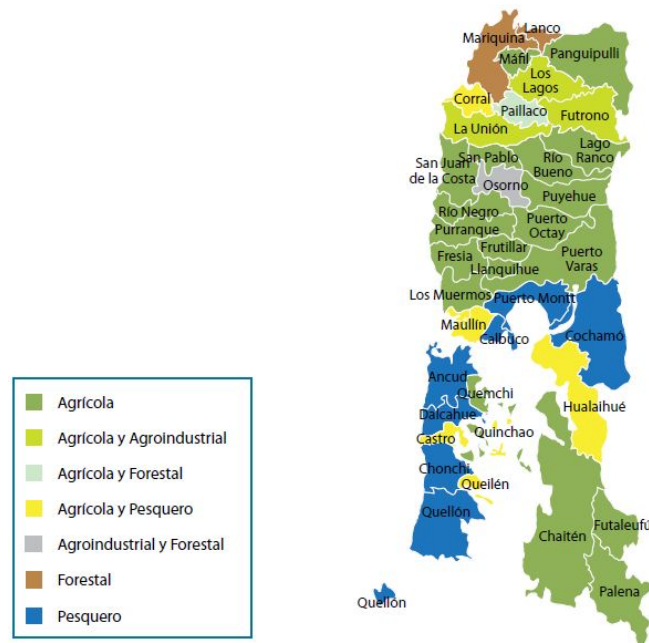


Figura 5.5: Localización de las actividad industriales según comunas en la Región de Los Lagos

Fuente: Ministerio Obras Públicas

5.2.3. Distribución del ganado en la región

La región es relativamente importante en la masa de ganado de jabalíes y de bovinos en relación al total del país, explicando el 17,3 % y 27,9 %, respectivamente. Sin embargo, destaca el ganado de ciervos, que explica cerca del 47 % en relación al país. Las existencias de ganado de la Región de los Lagos, según la información que consta en el Censo de 2007, se muestran a continuación:

Tabla 5.4: Existencias animales en la Región de los Lagos según Censo 2007

Especie	Región	País	Región/País
Bovinos	1.058.210	3.789.697	27,9 %
Ovinos	322.337	3.938.895	8,2 %
Cerdos	81.027	3.292.707	2,5 %
Caballares	23.785	320.740	7,4 %
Caprinos	11.720	738.887	1,6 %
Ciervos	4.654	9.915	46,9 %
Jabalíes	1.083	6.255	17,3 %
Conejos	1.060	45.582	2,3 %
Alpacas	642	28.899	2,2 %
Chinchillas	170	12.563	1,4 %

Fuente: Elaborado a partir de información del VII Censo Nacional Agropecuario y Forestal; Odepa - INE, 2007.

La Región de Los Lagos es una importante productora de carne de ganado bovino y productora de leche a nivel nacional. En 2015, la región aportó 57.576 toneladas de carne en vara, lo que representa un 25,6 % de la producción nacional.

Tabla 5.5: Beneficio ganado bovino: Número de animales y Kg de carne en vara

Año	Número de animales			Kilos de carne en vara		
	Los Lagos	País	%	Los Lagos	País	%
2010	164.174	819.374	20,0 %	42.749.248	210.744.659	20,3 %
2011	153.061	724.830	21,1 %	40.856.000	190.978.870	21,4 %
2012	175.773	762.129	23,1 %	45.694.589	197.570.622	23,1 %
2013	207.438	790.970	26,2 %	54.371.684	206.284.748	26,4 %
2014	244.274	892.749	27,4 %	59.364.062	224.110.980	26,5 %
2015	246.703	923.207	26,7 %	57.576.790	225.261.270	25,6 %

Fuente: ODEPA e INE

La distribución de las cabezas de ganado bovino en las distintas provincias de la región

de Los Lagos se aprecia en la siguiente [Tabla 5.6](#)

Tabla 5.6: Distribución Ganado en Provincias de la región de Los Lagos, Censo 2007

		Comuna							
Llanquihue		Chiloé		Osorno		Palena			
Provincia	Cabezas	Provincia	Cabezas	Provincia	Cabezas	Provincia	Cabezas	Provincia	Cabezas
Puerto Montt	23.268	Castro	11.546	Osorno	109.615	Chaitén	6.599		
Calbuco	14.180	Ancud	41.433	Puerto Octay	92.510	Futaleufú	5.380		
Cochamó	6.850	Chonchi	13.847	Purranque	98.399	Hualaihué	2.148		
Fresia	47.382	Curaco de Vélez	5.383	Puyehue	81.865	Palena	10.607		
Frutillar	76.703	Dalcahue	8.704	Río Negro	80.228				
Los Muermos	83.200	Puqueldón	2.968	San Juan de La Costa	9.441				
Llanquihue	45.210	Queilén	3.272	San Pablo	55.663				
Mauñín	32.196	Quellón	7.398						
Puerto Varas	54.161	Quemchi	10.048						
		Quinchao	6.990						
Total Comuna	383.150		111.589		527.721		24.734		
TOTAL REGIÓN	1.047.194								

Fuente: Elaborado a partir del Censo Agropecuario 2007

5.2.4. Consumo Energético Región

En materia de Energía, la región posee numerosas centrales hidroeléctricas que aprovechan las caídas de aguas de los ríos que cruzan de este a oeste la zona. Existen también plantas termoeléctricas por iniciativa de Endesa y de inversiones privadas. El sistema interconectado extiende su red a la Isla de Chiloé a través de un cable submarino y la región cuenta con más de diez plantas generadoras de energía eléctrica.

Tabla 5.7: Distribución de Energía Eléctrica según cliente en Región de Los Lagos

Región y Tipo de Cliente	Años			
	2007	2008	2009	2010
Residencial	468	434	316	315
Comercial	482	505	340	340
Mínero	1	0	0	0
Agrícola	102	102	78	83
Industrial	721	703	499	480
Varios	315	301	271	325
Total Región de Los Lagos	2.089	2.045	1.504	1.543

Fuente: INE

Consumo Eléctrico

Para el año 2013, la región de los Lagos presento un consumo de 504.504.396 [kWh], lo que la situó en el séptimo lugar de consumo regional. Este consumo corresponde al 4,28 % del país.

Tabla 5.8: Venta de energía eléctrica en distribución 2013

Región	Energía (kWh)	% Consumo
Antofagasta	414.287.995	3,51 %
Arica y Parinacota	146.700.315	1,24 %
Atacama	175.179.668	1,49 %
Coquimbo	424.691.726	3,60 %
Región Aisén del Gral. Carlos Ibáñez del Campo	54.343.459	0,46 %
Región de la Araucanía	687.627.469	5,83 %
Región de Los Lagos	504.504.396	4,28 %
Región de Magallanes y de la Antártica Chilena	112.317.842	0,95 %
Región del Biobío	1.166.386.270	9,89 %
Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	531.557.141	4,51 %
Región del Maule	590.136.765	5,00 %
Región Metropolitana de Santiago	5.504.276.573	46,66 %
Tarapacá	227.207.188	1,93 %
Valparaíso	1.256.300.699	10,65 %
Total general	11.795.517.506	100,00 %

Fuente: Energía Abierta 2013

Históricamente el consumo de energía eléctrica en la región según sector es mayormente industrial, seguido por el sector comercial y residencial. El consumo en todos los sectores ha disminuido del 2007 al 2010. [Figura 5.6](#)

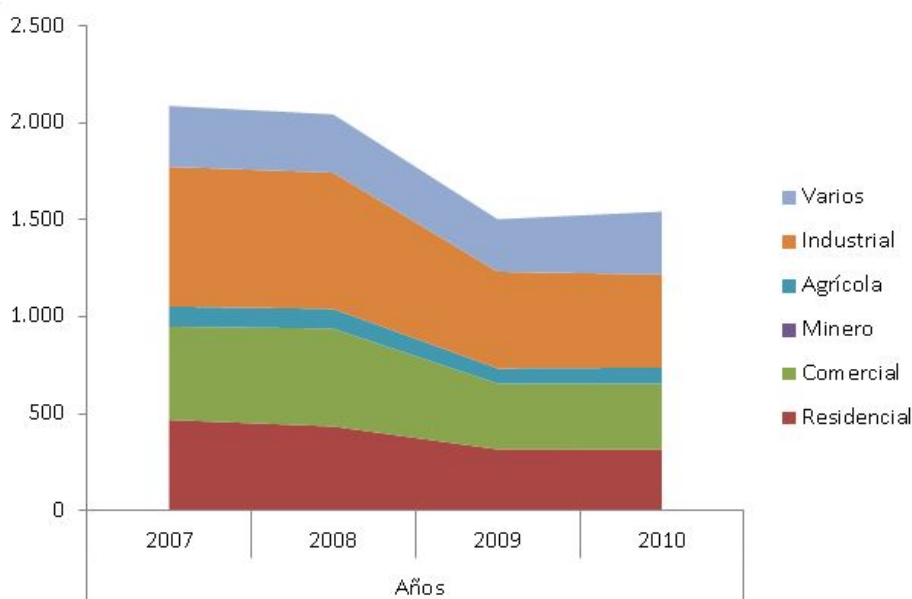


Figura 5.6: Consumo energía eléctrica según sector

Fuente: Elaboración Propia según datos del INE

La energía generada en la región es mayormente producto hidroeléctricidad y energía convencional térmica. Esta composición en la matriz energética regional se ha mantenido relativamente constante en los últimos años. En términos porcentuales, la energía producida en Los Lagos, representará el 2,22 % al año 2010.

Tabla 5.9: Generación eléctrica por año en región de Los Lagos

Región y Tipo de Generación	Generación de Energía Eléctrica (Gwh) por año			
	2007	2008	2009	2010
Térmica	618	89	62	105
Hidráulica	1.632	865	970	1.232
Ciclo Combinado	-	-	-	-
Región de Los Lagos	2250	954	1032	1337
TOTAL PAÍS	57722	58.708	58.392	60.159
% Generación Región	3,90 %	1,62 %	1,77 %	2,22 %

Fuente: INE

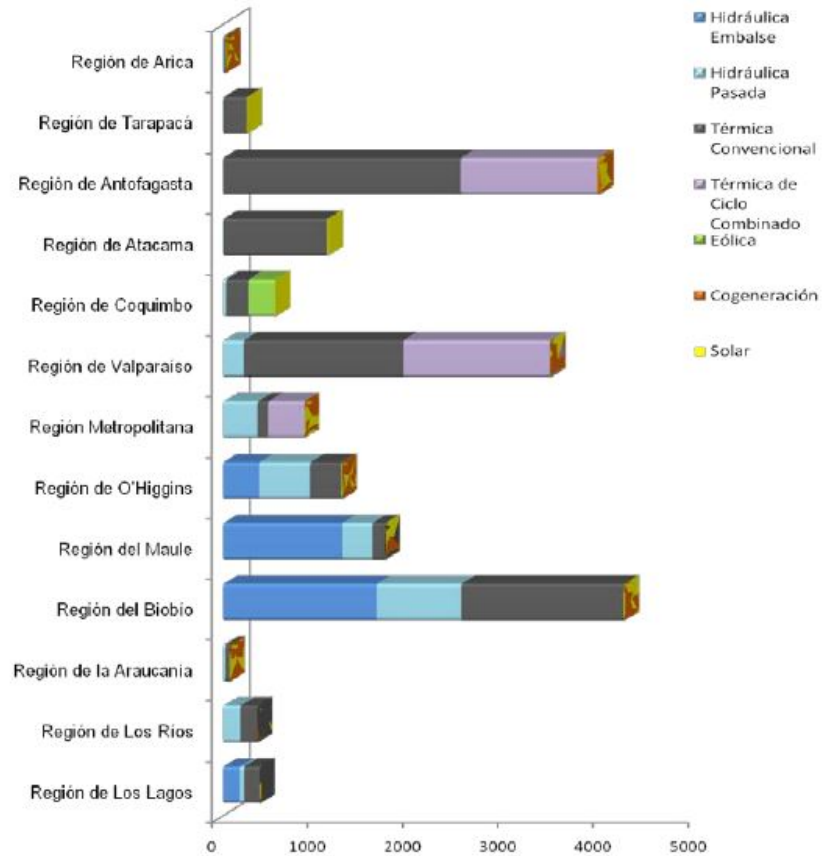


Figura 5.7: Distribución regional por fuente de la generación eléctrica en Chile (MW) al 2013

Fuente: Corporación de Bienes de Capital- CBC.

En relación a la producción de energía a través de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), al 2013, la totalidad de energía distribuida en la región fue proveniente de hidroeléctrica de pasada. [Figura 5.8](#)

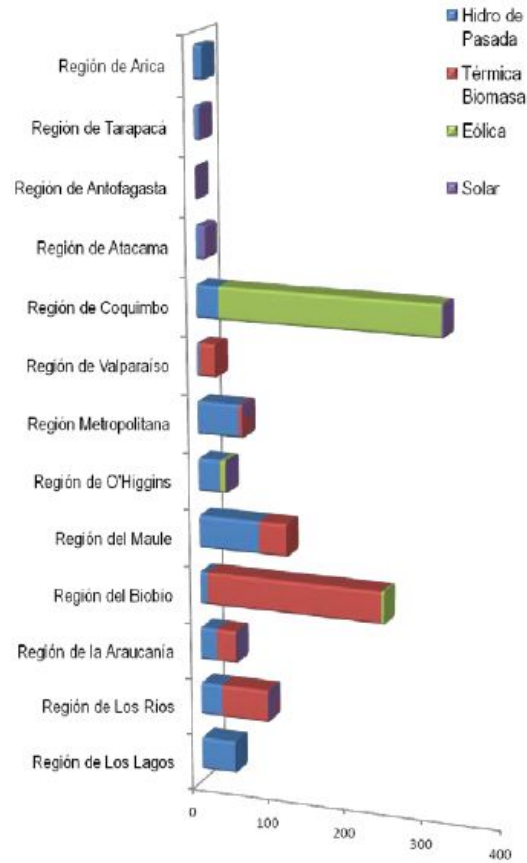


Figura 5.8: Distribución regional por fuente de ERNC al 2013

Fuente: Corporación de Bienes de Capital- CBC.

Específicamente en la X región de Los Lagos actualmente existen 16 centrales generadoras de electricidad en base a ERNC, de estas 15 corresponden a centrales hidroeléctricas de pasadas y una a generación en base a energía eólica, la comenzó a operar en 2014. La última central de pasada se encuentra en fase de prueba aún.

Tabla 5.10: Centrales ERNC región de Los Lagos

Región	Comuna	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Sistema	Año Ingreso
X	Palena	1.4	Mini Hidro	Aysen	1987
X	Puyehue	11.8	Mini Hidro	SIC	1995
X	Hualache	0.77	Mini Hidro	Aysen	2007
X	Puyehue	0.8	Mini Hidro	SIC	2010
X	Chonchi	6.0	Mini Hidro	SIC	2010
X	Puerto Montt	3.0	Mini Hidro	SIC	2011
X	Puerto Octay	6.8	Mini Hidro	SIC	2012
X	Puerto Octay	3.3	Mini Hidro	SIC	2012
X	Puerto Octay	9.0	Mini Hidro	SIC	2013
X	Puerto Octay	3.2	Mini Hidro	SIC	2013
X	Puerto Varas	1.2	Mini Hidro	SIC	2013
X	Dalcahue	36.0	Eólica	SIC	2014
X	Puyehue	0.3	Mini Hidro	SIC	2014
X	Chonchi	7.0	Mini Hidro	SIC	2014
X	Puerto Octay	0.6	Mini Hidro	SIC	2014
X	Puyehue	9.0	Mini Hidro	SIC	2015

Fuente: Energía Abierta

Dentro de la región de Los Lagos las comunas que presentan los mayores consumos son Puerto Montt, con un 31,22 % y por Osorno, la cual tuvo un consumo del 23,83 %.

[Figura 5.9](#)

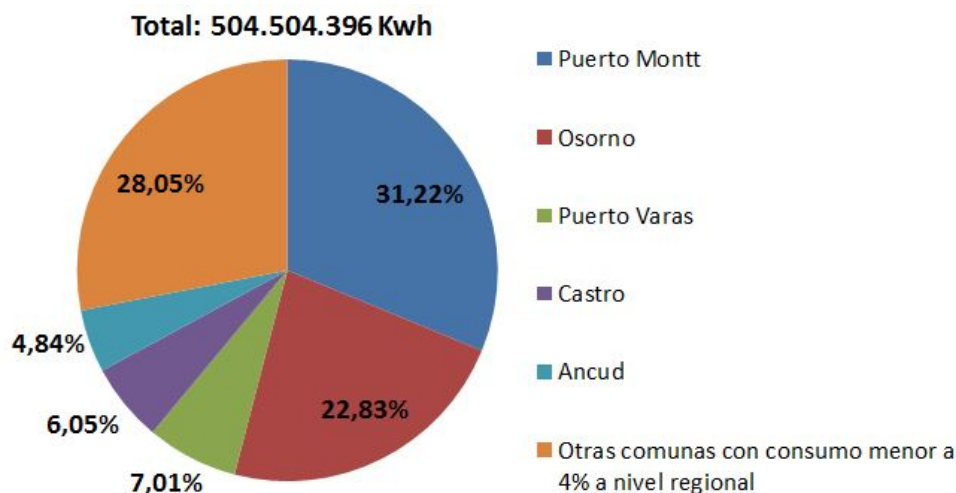


Figura 5.9: Consumo energía residencial por comuna en la región de los Lagos 2013

Fuente: Energía Abierta

5.3. Características proyecto

Se evaluará una Central de biogás en base a estiércol animal como fuente, la cual tendrá como foco los ganaderos o productores de la región que cuenten con un número de cabezas de ganado entre 100 y 500. Este segmento ganadero fue determinado pues agrupa la mayor cantidad de ganaderos o productores en la región (47 %). Además será una herramienta de apoyo, contraste y evaluación al proyecto "Promoviendo el desarrollo de la energía a biogás en pequeñas y medianas agroindustrias seleccionadas" desarrollado actualmente por la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI) y el Centro para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES), el cual tiene como objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, valorizar los residuos, reducir los costes energéticos, promover la inversión y el desarrollo de la tecnología del mercado del biogás en el sector lácteo en el sur. Pretende el fomento de la economía local y la creación de una nueva industria sostenible, específicamente centrada en las regiones de Los Ríos y Los Lagos. Además, el segmento seleccionado corresponde a productores en competitivo, con acceso a información y financiamiento.

5.4. Diseño Planta

El proyecto para este segmento deberá desarrollarse para un rango de producción de biogás dado por:

Tabla 5.11: Producción de biogás de 100 y 500 cabezas de ganado

Cabezas de ganado	100	500	unidades
Producción biogas diario	91,9	459,3	[m ³ /día]
Producción Biogas anual	33.525,3	167.626,3	[m ³ /año]

Fuente: Elaboración Propia

Con los niveles de producción de biogás anteriores y considerando la conversión energética de 6 *KWh* por m³ de biogás se tiene la energía a partir del biogás. Utilizando un factor de planta de 90 % (7.884 horas de operación al año) , una eficiencia de conversión eléctrica de 38 % y un factor de seguridad del 5 % se tiene la capacidad instalada y la generación eléctrica bruta de las plantas. [Tabla 5.13](#)

La tecnología utilizada para la planta de biogás corresponde a la tradicional europea, es decir, aquella con digestor de hormigón, control de temperatura y agitación. Sin embargo, para plantas de potencia eléctrica menor a 100 kW, es factible técnicamente introducir materiales y tecnologías de menor costo, como piscinas cubiertas o estanques de fibra de vidrio enterrados, sin agitación ni control de temperatura. Con dichos cambios se disminuye la eficiencia en la obtención de biogás, pero producen un importante ahorro en la inversión. Para la evaluación se despreció la posible disminución en la producción de biogás al utilizar estos materiales.

Tabla 5.12: Potencia Instalada y Generación Eléctrica bruta de plantas de biogás de 100 y 500 cabezas de ganado

Cabezas de ganado	100	500	unidades
Capacidad Instalada	9,21	46,05	KW
Generación Eléctrica anual (bruta)	76.437,57	382.187,85	KWh/año

Fuente: Elaboración Propia

El Modelo Autoprodutor es el establecido para el proyecto, con lo cual el producto

final(energía eléctrica generada) no es comercializado sino utilizado en autoconsumo. Esta energía puede ser utilizada como autoconsumo en ordeña, producción de frío, iluminación o actividades agroindustriales pequeñas (queserías u otras).

Se considera un autoconsumo eléctrico del 10 % de la energía eléctrica por parte de la planta, quedando disponible la restante energía eléctrica. Esta corresponde a:

Tabla 5.13: Potencia Instalada y Generación Eléctrica bruta de plantas de biogás de 100 y 500 cabezas de ganado

Cabezas de ganado	100	500	unidades
Generación Eléctrica	68.794	343.969	KWh/año

Fuente: Elaboración Propia

Además se realizaron las siguientes consideraciones:

6 | Evaluación Económica

6.1. Flujo de Caja

Este capítulo tiene por objetivo evaluar económicamente la planta de biogás establecida acorde al número de cabezas de ganado que presenta el productor. En este contexto, se llevará a cabo un análisis sobre la inversión, ingresos y costos que forman parte del flujo de caja asociado al proyecto. Se llevarán a cabo las siguientes consideraciones:

- Tasa de descuento de 10 %.
- Horizonte del Proyecto de 20 años.
- Tasa de Impuesto de 20 %.
- Depreciación Acelerada.
- Modelo de evaluación Con y Sin financiamiento externo.

Posteriormente se realizará un análisis de sensibilidad del proyecto, donde se analizará el comportamiento del mismo frente a cambios en factores que pudieran afectar la rentabilidad del proyecto.

6.1.1. Inversión

La producción de biogás para ganaderos que tengan entre 100 y 500 cabezas de ganado varía entre 33,5 miles de $[m^3]$ y 167,6 miles de $[m^3]$ al año. A partir de ello, se obtiene el

rango para la generación eléctrica y la capacidad instalada que tendrá en base a las horas de operación en el año (7.884 horas), tal como se aprecia en la [Tabla 6.1](#). La inversión para la plantas de biogás está dada por la siguiente curva [Ministerio de Energía \(2011\)](#). Esta muestra la menor inversión unitaria (US\$/kW) para plantas de biogás de diferentes tamaños. [Figura 6.1](#)

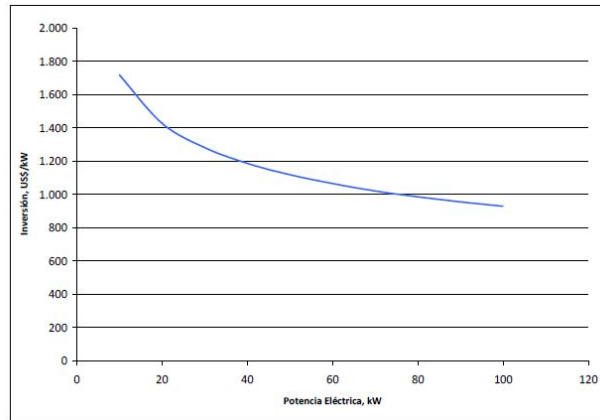


Figura 6.1: Inversión con Tecnología Tradicional para Plantas de Diferente Tamaño (Potencia menor a 100 kW)

Con esto, se tiene el rango de inversión para la planta de biogás, el cual va de US 16.140 para 100 cabezas de ganado a US 53.017 para 500 cabezas de ganado.

Tabla 6.1: Rango de inversión para ganaderos entre 100 y 500 cabezas

Cabezas de ganado	100	500	unidades
Producción biogas diario	91,85	459,25	[m ³ /día]
Producción Biogas anual	33,50	167,60	10 ³ * [m ³ /año]
Capacidad Instalada	9,21	46,05	KW
Inversión Total Dólares	16.138,85	53.016,54	USD
Inversión Total Pesos	10.813.028	35.521.080	\$

Fuente: Elaboración Propia

El desglose de la inversión en la planta de biogás para ganaderos con 100 y 500 cabezas de ganado se muestra a continuación en [Tabla 6.2](#). La principal inversión corresponde al Motor generador, con el 58 % de la inversión total, seguida por el Digestor (32 %) y los

Estudios Preliminares e Ingeniería (10 %).

Tabla 6.2: Desglose inversión planta biogás para ganaderos entre 100 y 500 cabezas

Inversión	Cabezas de ganado por Planta		Moneda
	100 Cabezas	500 Cabezas	
Estudios Preliminares e Ingeniería (10 %)	1.614	5.302	US\$
Digestor (32 %)	5.164	16.965	US\$
Motor - Generador (58 %)	9.361	30.750	US\$
Inversión Total	16.139	53.017	US\$

Fuente: Elaboración Propia

6.1.2. Capital de Trabajo

El capital de Trabajo corresponde a aquellos recursos que requiere la empresa para poder operar a corto plazo, con lo cual se cubren las necesidades básicas del proyecto tales como insumos, mano de obra, materia prima, etc.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) considera un capital de trabajo igual al 20 % de la inversión total, con lo se obtienen los valores mostrados en la [Tabla 6.3](#) para la planta de biogás con base de 100 y 500 cabezas de ganado.

Tabla 6.3: Capital de trabajo para plantas de Biogás con 100 y 500 cabezas de animales

Capital de Trabajo	Monto	Moneda
Planta de Biogás para 100 cabezas de ganado	3.228	US\$
Planta de Biogás para 500 cabezas de ganado	10.603	US\$

Fuente: Elaboración Propia

6.1.3. Depreciación

La depreciación es la disminución del valor de un activo fijo, producido por el paso del tiempo, desgaste por uso, el desuso, insuficiencia técnica, obsolescencia u otros factores de carácter operativo, tecnológico, tributario, etc.

Para el flujo de caja se utilizará Depreciación Acelerada de acuerdo a lo indicado por el SII. Para ello, la depreciación de los equipos, cuya vida útil es aproximadamente 10

años, se considera un tercio de su vida útil normal (3 años). Para las obras civiles (Digestor Anaeróbico) se considera un valor residual 0 y una vida útil de 20 años.

$$Depreciacion_t = \frac{Valor\ Inicial}{Ent[(vida\ util)/3]} \quad (6.1)$$

La [Tabla 6.4](#) muestra la depreciación para los proyectos con base de 100 y 500 cabezas de ganado.

Tabla 6.4: Depreciación para plantas de Biogás con 100 y 500 cabezas de animales

		Proyecto Biogás		
Cabezas de Ganado		100	500	
ITEM	Vida Util	Depreciación Anual	Depreciación Anual	Valor Residual
Motor Generador	3	3.120	10.250	0
Digestor	20	258	848	0

Fuente: Elaboración Propia

6.1.4. Ingresos

Los ingresos de cada proyecto están dado por:

Ingresos por Ahorros eléctricos

Los ingresos del proyecto corresponden al ahorro energético que se produce en las estancias donde se establece la planta, pues se genera electricidad a partir de insumos propios. Es importante destacar que este ingreso depende directamente del precio de la energía eléctrica en el tiempo por lo que se obtendrán diversos ingresos anuales según el escenario energético presentado.

Ante esto, se consideraron 3 escenarios energéticos en relación a la variación de los precios de la electricidad, como muestra la [Figura 6.2](#)

- Escenario energético pesimista: Se considera un precio inicial de 80 US\$/MWh y un crecimiento anual del -2 %.
- Escenario energético moderado: Se considera un precio inicial de 90 US\$/MWh y un crecimiento anual del 1 %.
- Escenario energético optimista: Se considera un precio inicial de 100 US\$/MWh y un crecimiento anual del 2 %.

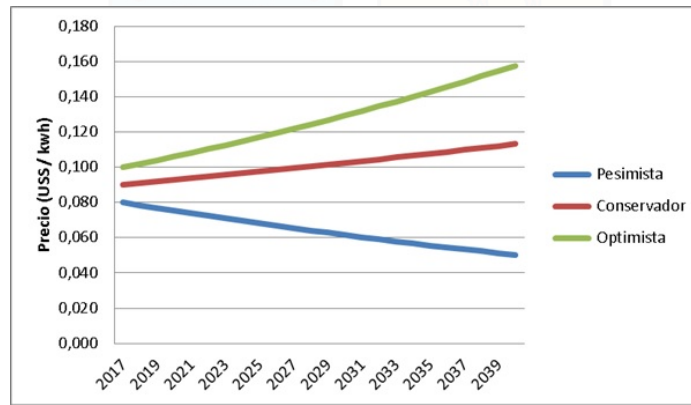


Figura 6.2: Escenarios para el precio de la energía eléctrica

Fuente: Elaboración Propia

Se consideró que el consumo eléctrico propio de la planta corresponde al 10 % de la generación eléctrica bruta del proyecto.

Para estancias con 100 y 500 cabezas de ganado se tiene un ingreso promedio según escenario dado por [Tabla 6.5](#)

Tabla 6.5: Ingresos Plantas Biogás de 100 y 500 cabezas de ganado

Ingresos promedio anual			
Escenario	Planta base 100 cabezas de ganado	Planta base 500 cabezas de ganado	Moneda
Pesimista	4.573	22.867	USD/año
Moderado	6.816	34.082	USD/año
Optimista	8.358	41.788	USD/año

Fuente: Elaboración Propia

Ingresos por digestato

No se considera ingresos por uso del digestato como biofertilizante, ni se obtiene ahorro por no compra de fertilizante tradicional, ya que se considera que el sustrato y el digestato pueden tener usos iguales como mejorador de suelos (caso bovinos y aves).

Venta de Energía Térmica

En la evaluación económica de estos proyectos no se considera la comercialización de la energía térmica obtenida, por lo cual no se tienen ingresos en referencia a este ítem.

Ingresos por Potencia

Corresponde al pago realizado a las generadoras por estar disponibles para el SIC. Los ingresos son por potencia firme (potencia disponible). En ese caso no aplica, pues las plantas de biogás corresponden a un sistema aislado para autoconsumo y no están conectadas al Sistema Interconectado Central.

6.1.5. Costos

Los costos asociados al proyecto corresponden a:

- **Costos de Mantenimiento:** Corresponden principalmente a mantenciones que deben hacerse periódicamente al biodigestor y al generador.
- **Costos de Operación:** Son los que se incurre para mantener el funcionamiento de la planta.

De acuerdo a **Ministerio de Energía (2011)** estos costos corresponde al 6 % de la inversión total. Por lo cual, para plantas de biogás en base a 100 y 500 cabezas de ganado se tiene:

Tabla 6.6: Costos Operación y Mantenimiento Biogás de 100 y 500 cabezas de ganado

Costos Operación y Mantenimiento		
Planta base 100 cabezas de ganado	Planta base 500 cabezas de ganado	Moneda
968	3.181	USD/año

Fuente: Elaboración Propia

6.1.6. Financiamiento del proyecto

Para ayudar al financiamiento de la inversión en la construcción de la planta de biogás se considera un crédito a largo plazo durante todo el periodo de evaluación, con tasa de interés de 4,56 %.

Se evaluará el proyecto con un porcentaje de 50 % para el financiamiento sobre la inversión.

Al momento se evaluar el proyecto con recursos ajenos se debe considerar los siguientes elementos:

- **Principal:** Es el monto que se debe. Al inicio es igual al monto prestado, llegando a cero al final del plazo del crédito.
- **Cuota:**Corresponde a un monto periódico para cancelar la deuda, esta compuesta de Amortización e Intereses.
- **Amortización:** Es el monto cancelado que disminuye el Principal.
- **Interés:** Es la cantidad que cancela el servicio de la deuda. Corresponde al costo del dinero en el tiempo que se tiene prestado.

Para el proyecto de biogás de 100 cabezas de ganado se obtuvo las cuotas, intereses y amortizaciones, las que se muestran en la [Tabla 6.7](#)

Tabla 6.7: Cuotas, Intereses y Amortizaciones Proyecto con base 100 cabezas de ganado

Año	Saldo Insoluto	Intereses	Amortización	Cuota
0	8.069	-	-	-
1	7.814	368	256	624
2	7.547	356	267	624
3	7.267	344	279	624
4	6.975	331	292	624
5	6.669	318	306	624
6	6.350	304	319	624
7	6.016	290	334	624
8	5.667	274	349	624
9	5.301	258	365	624
10	4.920	242	382	624
11	4.520	224	399	624
12	4.103	206	417	624
13	3.666	187	436	624
14	3.210	167	456	624
15	2.733	146	477	624
16	2.234	125	499	624
17	1.712	102	522	624
18	1.167	78	545	624
19	596	53	570	624
20	0	27	596	624

Fuente: Elaboración Propia

Para el proyecto de biogás de 500 cabezas de ganado se obtuvo las cuotas, intereses y amortizaciones, las que se muestran en la [Tabla 6.8](#)

Tabla 6.8: Cuotas, Intereses y Amortizaciones Proyecto con base 500 cabezas de ganado

Año	Saldo Insoluto	Intereses	Amortización	Cuota
0	26.508			
1	25.669	1.209	840	2.048
2	24.791	1.170	878	2.048
3	23.873	1.130	918	2.048
4	22.913	1.089	960	2.048
5	21.909	1.045	1.004	2.048
6	20.860	999	1.049	2.048
7	19.762	951	1.097	2.048
8	18.615	901	1.147	2.048
9	17.416	849	1.200	2.048
10	16.161	794	1.254	2.048
11	14.850	737	1.312	2.048
12	13.478	677	1.371	2.048
13	12.045	615	1.434	2.048
14	10.545	549	1.499	2.048
15	8.978	481	1.568	2.048
16	7.339	409	1.639	2.048
17	5.625	335	1.714	2.048
18	3.833	256	1.792	2.048
19	1.959	175	1.874	2.048
20	-0	89	1.959	2.048

Fuente: Elaboración Propia

6.2. Resultados

6.2.1. Resultados Sin Financiamiento

La evaluación de la rentabilidad y viabilidad económica del proyecto de biogás para ganaderos con base 100 y 500 cabezas de ganado se centra en los siguientes indicadores:

- VAN: Valor Actual Neto proyecto.
- TIR: Tasa Interna de Retorno proyecto puro.
- PAYBACK: Tiempo esperado recuperación inversión.

Los proyectos fueron evaluados considerando una tasa de descuento privada de 10 % y un horizonte para el proyecto de 20 años. A continuación se muestran los indicadores obtenidos para el proyecto con base 100 cabezas de ganado:

Tabla 6.9: Indicadores económicos proyecto con base 100 cabezas de ganado

Escenario Energético			
Indicador	Pesimista	Moderado	Optimista
VAN (US\$)	9.079	21.083	29.629
TIR	17,5 %	24,1 %	28,3 %
Payback	8	6	5

Fuente: Elaboración Propia

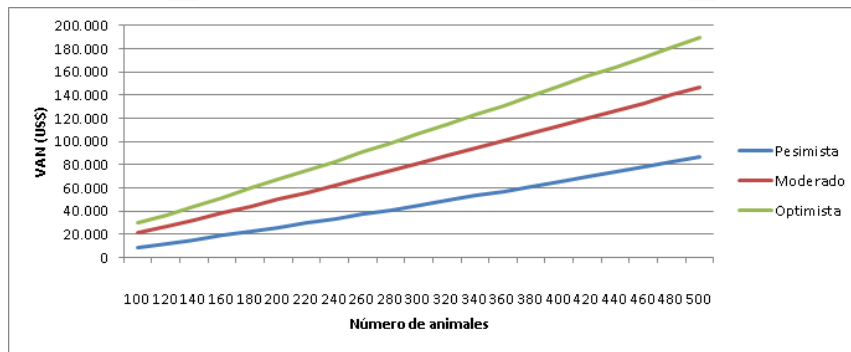
Por su parte, los indicadores obtenidos para el proyecto con base 500 cabezas de ganado son:

Tabla 6.10: Indicadores económicos proyecto con base 500 cabezas de ganado

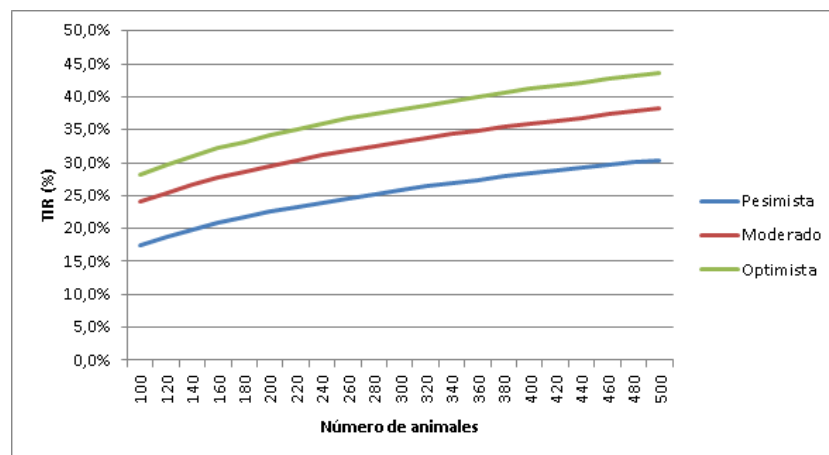
Escenario Energético			
Indicador	Pesimista	Moderado	Optimista
VAN (US\$)	86.503	146.523	189.252
TIR	30,4 %	38,2 %	43,7 %
Payback	4	4	3

Fuente: Elaboración Propia

A continuación se muestran los indicadores económicos para las plantas de biogás con masa ganadera entre 100 y 500, mostrando su evolución según el número de animales.

**Figura 6.3:** Evolución del VAN según el número de animales del proyecto

Fuente: Elaboración Propia

**Figura 6.4:** Evolución del TIR según el número de animales de proyecto

Fuente: Elaboración Propia

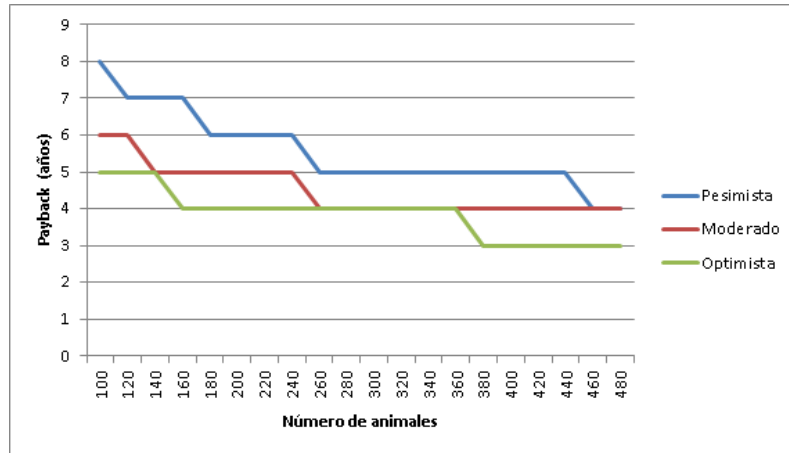


Figura 6.5: Evolución del Payback según el número de animales del proyecto

Fuente: Elaboración Propia

Se puede apreciar que a medida que aumenta el número de animales para la producción de biogás en la planta a evaluarse el VAN aumenta, al igual que la TIR y los plazos de recuperación de inversión se reducen, siendo de 3 y 4 años según el escenario energético presentado.

6.2.2. Resultados Con Financiamiento

Los resultados para los indicadores económicos con financiamiento del proyecto en 50 % son los siguientes:

Tabla 6.11: Indicadores económicos con financiamiento proyecto base 100 cabezas de ganado

Indicador	Escenario Energético		
	Pesimista	Moderado	Optimista
VAN (US\$)	12.302	24.306	32.852
TIR	27,8 %	37,0 %	43,4 %
Payback	5	4	3

Fuente: Elaboración Propia

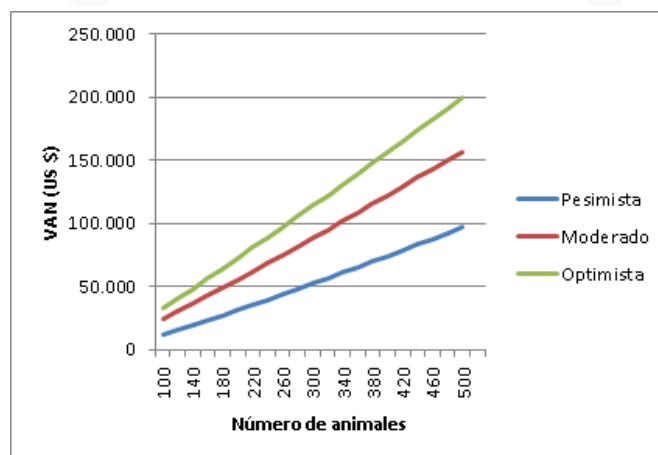
Por su parte, los indicadores obtenidos para el proyecto con base 500 cabezas de ganado son:

Tabla 6.12: Indicadores económicos con financiamiento proyecto base 500 cabezas de ganado

Escenario Energético			
Indicador	Pesimista	Moderado	Optimista
VAN (US\$)	97.091	157.112	199.840
TIR	49,6 %	60,7 %	69,4 %
Payback	3	2	2

Fuente: Elaboración Propia

A continuación se presenta la evolución del VAN y Payback según el número de cabezas de ganado al financiar el proyecto en un 50 %.

**Figura 6.6:** Evolución del VAN según el número de animales del proyecto y % de Financiamiento para las inversiones

Fuente: Elaboración Propia

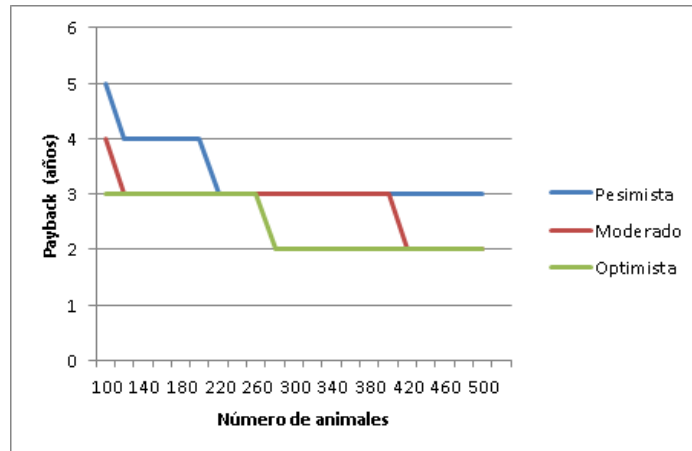


Figura 6.7: Evolución del VAN según el número de animales del proyecto y % de Financiamiento para las inversiones

Fuente: Elaboración Propia

Se observa que el VAN aumenta en todos los escenarios al financiar el 50 % del proyecto con crédito de largo plazo. El plazo de recuperación de la inversión (payback) también disminuye, llegando a 2 años para el escenario optimista y moderado para un número de animales alrededor de 500 cabezas, siendo 3 y 4 años para el proyecto sin financiamiento.

6.3. Análisis de Sensibilidad

Mediante el análisis de sensibilidad se puede apreciar como influyen en la rentabilidad del proyecto ciertos factores al ser modificados. Para el análisis de sensibilidad se consideró la tasa de descuento y el porcentaje de financiamiento del proyecto.

6.3.1. Tasa de descuento

Se analiza el comportamiento del VAN al variar la tasa de descuento desde 5 % a 15 % en los proyectos de biogás con base de 100 y 500 cabezas de animales.

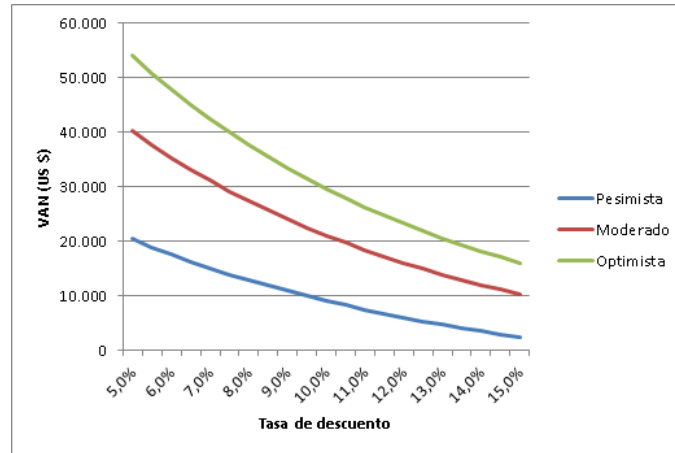


Figura 6.8: Evolución del VAN según distintas tasas de descuentos para 100 cabezas de ganado

Fuente: Elaboración Propia

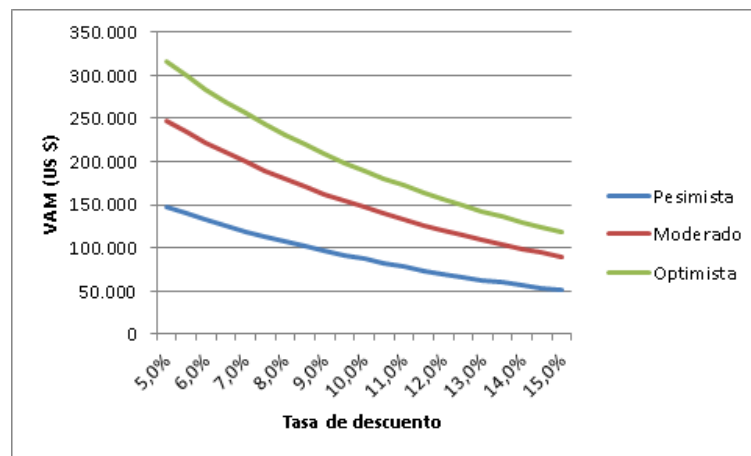


Figura 6.9: Evolución del VAN según distintas tasas de descuentos para 100 cabezas de ganado

Fuente: Elaboración Propia

Se observa que la tasa de descuento tiene un importante influencia en el VAN del proyecto, por lo cual juega un papel fundamental a la hora de evaluar económicamente un proyecto. A pesar de las variaciones en la tasa de descuento los proyectos para los distintos escenarios energéticos son rentables.

6.3.2. Monto Financiamiento Proyecto

Al modificar el monto del crédito a largo plazo que permitiera financiar la inversión de la planta de biogás de 50 % a 100 % se obtuvo el siguiente gráfico:

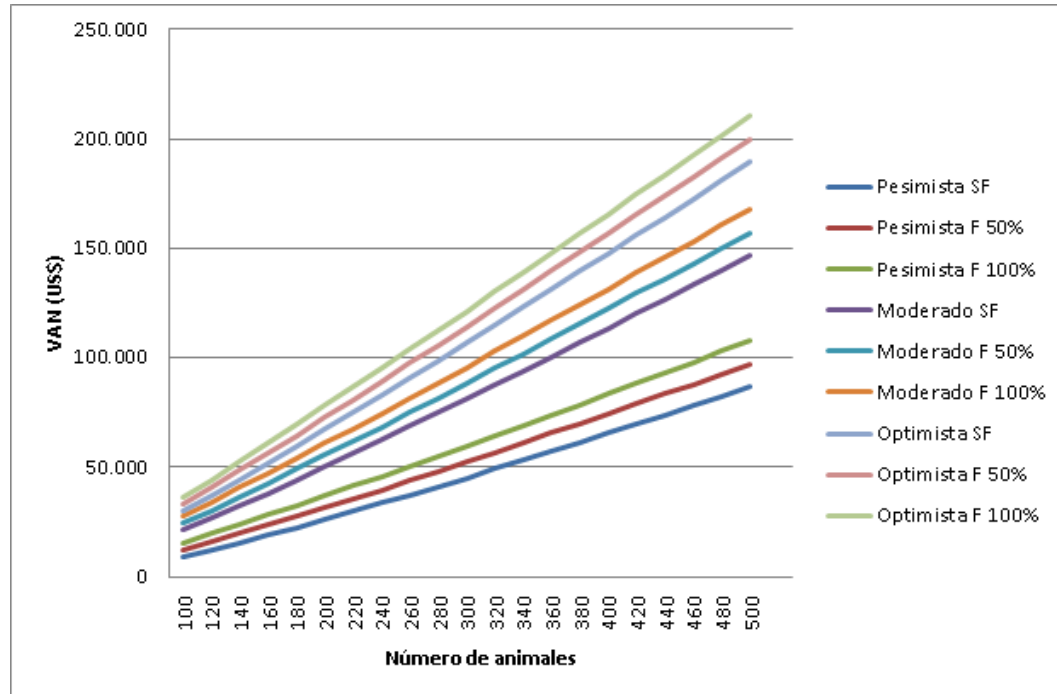


Figura 6.10: Evolución del VAN según el número de animales del proyecto y % de Financiamiento para las inversiones

Fuente: Elaboración Propia

Se aprecia que al aumentar el monto de financiamiento desde 50 % a 100 % el VAN del proyecto aumenta en todos los escenarios energéticos analizados. El VAN obtenido con un porcentaje de financiamiento es mayor al VAN del proyecto sin financiamiento.

6.4. Beneficios del Proyecto

6.4.1. Reducción de emisiones de CO_2

El CO_2 generado en la combustión del biogás no agrega más carbono a la atmósfera, pues los residuos orgánicos al descomponerse lo producen por si solo. De esta forma, se podría considerar que el CO_2 obtenido a partir del procesamiento del biogás forma parte del ciclo de carbono, por lo cual, se considera como un recurso con emisiones nulas de CO_2 . En Chile el factor de emisión (promedio) en tonelada de CO_2 por unidad de energía en mega watt hora para las plantas térmicas es 0.628 [tCO_2/MWh] [Central \(2015\)](#), por lo cual con cada MWh generado con biogás se tiene un ahorro equivalente de CO_2

Los ahorros de emisiones de dióxido de carbono para las plantas de biogás en base a 100 y 50 cabezas de ganado son 48,0 y 240,2 toneladas al año.

Tabla 6.13: Ahorro de Emisiones de CO_2 al sustituir combustibles fósiles

Cabezas de ganado	100	500	unidades
CO ₂ /día (ton)	0,1	0,7	ton/día
CO ₂ /año (ton)	48,0	240,2	ton/año

Fuente: Elaboración Propia

6.4.2. Beneficios Sociales y Ambientales

La producción de energía en base a biogás permite la valorización de los residuos para su uso energético, que puede ser para la producción de electricidad o calor. El calor obtenido se puede reutilizar en procesos internos de la misma planta o ser vendido a terceros.

El estiércol al mantenerse apilado en la tierra en espera de su descomposición para ser utilizado como abono, produce la contaminación de los mismos terrenos, debido a las altas concentraciones de nitrógeno y fósforo que contiene. A su vez, puede contaminar las aguas subterráneas adyacentes. Por lo cual el digestato obtenido producto de la digestión anaeróbica permite mitigar la contaminación mencionada y se puede utilizar como abono para la tierra. Además durante el proceso de producción de biogás se reducen olores y agentes patógenos que tiene el estiércol.

6.4.3. Beneficios Económicos

La implementación de proyectos de generación eléctrica en base a biogás presenta beneficios económicos, pues se produce energía eléctrica y térmica a partir de recursos, que antes no eran considerados solo desechos. El nuevo enfoque apunta a ver los residuos como una fuente para la generación de energía, y con ello, como una fuente de ingresos producto del autoconsumo o como ingresos por la venta de los mismos a terceros.

7 | Conclusiones generales.

El trabajo de tesis presentó la evaluación técnica del potencial actual de producción de biogás a partir de estiércol animal y la evaluación económica sobre la factibilidad de instalar un planta generadora en base a biogás para un segmento de productores ganaderos que cuenten con un número entre 100 y 500 cabezas de ganado bovino . El análisis técnico se enfocó en cuantificar la producción actual de biogás acorde al número de animales en el país. Para esto, se aplicaron las restricciones de disponibilidad para la obtención del recurso, lo que refleja la incapacidad de recolectar la totalidad del mismo o los usos alternativos que posee.

El estiércol avícola y porcino presenta gran disponibilidad para su recolección y tratamiento, debido a la gran concentración geográfica de su industria, presentándose como una gran oportunidad para el desarrollo de proyectos en base a biogás. El ganado bovino, a pesar de estar concentrado en las regiones Centro-Sur del país presenta coeficientes reducidos de disponibilidad debido a la baja cantidad de establecimientos ganaderos con sistemas de estabulación, siendo mayor al 50 % en la región Metropolitana y menor al 5 % en el sur de Chile, lo que se traduce en la merma del potencial en base a esta fuente.

El potencial de generación eléctrica en base a biogás a través de estiércol animal corresponde a 2.521.895 [MWh/año] y está concentrado en las regiones de O'Higgins y Metropolitana, con 60.2 % y 28,4 % del total respectivamente. Es importante destacar que 78,9 % del potencial de generación mencionado proviene del estiércol avícola.

La capacidad actual instalada en plantas de biogás es 47[MW] con alrededor de 10 % en base a estiércol animal. Todas las estas plantas de biogás suministran electricidad al Sistema Interconectado Central (SIC). Los resultados de este trabajo indican una capacidad instalable de biogás en base a estiércol animal correspondiente a 320 [MW], lo que

representa el 1,6 % de la capacidad instalada actual.

La evaluación económica estuvo centrada en proyectos de biogás que se pudieran establecer en lugares donde se cuente con el insumo para la producción del mismo. En este caso se evaluó proyectos en base a estiércol bovino en la Región de Los Lagos para un segmento de productores específico (100-500 cabezas), lo que no significa que no pueda aplicarse a productores con iguales características en otras regiones.

La evaluación de la planta fue realizada en términos de su capacidad instalada según cabezas de ganado, la cual varía entre 9,21 [Kw] a 46,05 [Kw], para el segmento analizado. Los indicadores económicos para los proyectos evaluados son positivos, pues en la mayoría de los casos se tiene VAN positivo y plazos de recuperación de la inversión menores al horizonte de planeación del proyecto (20 años). Se realizó la evaluación del proyecto considerando distintos escenarios para el precio de la energía, lo que influye directamente en los ingresos del mismo al compensar la electricidad comprada al sistema en caso de no estar el proyecto. Los resultados mostraron rentabilidad positiva del proyecto y plazos de recuperación de inversión razonables para la magnitud de la inversión. Dentro de los escenarios planteados, el escenario pesimista corresponde al más alejado de la realidad, pues los precios de la energía han ido al alza en los últimos años.

El proyecto fue evaluado al considerar financiamiento externo para solventar la inversión inicial en la planta. Los indicadores obtenidos para cada escenarios son positivos, con VAN entre 9.079 US\$ y 29.629 US\$ para el proyecto en base a 100 cabezas de ganado y entre 86.503US\$ y 189.252US\$ para el proyecto con base a 500 cabezas.

A partir del análisis de sensibilidad se puede mencionar lo siguiente: El VAN y TIR del proyecto aumentan para todos los escenarios energéticos a medida que crece la cantidad de cabezas de ganado consideradas para el desarrollo de la planta de biogás, siendo el VAN positivos en cada caso y la TIR mayor a la tasa de descuento considerada. El payback del proyecto disminuye al aumentar la cantidad de ganado considerado para el diseño de la planta de biogás, oscilando entre 5 a 8 años al considerar un número de animales cercano a 100 cabezas y, entre 3 y 4 años para una cantidad de animales cercana a 500 cabezas. Al recurrir a financiamiento externo para la inversión en la planta de biogás los indicadores económicos mejoran, lográndose mayores valores para el VAN al ejecutar el proyecto con

un 100 % de financiamiento.

De acuerdo a los resultados de los flujos de caja se podría indicar que la implementación de proyectos de generación en base a plantas de biogás en el segmento seleccionado se presenta como una alternativa viable, fomentando el uso e incorporación de energías limpias en la industria ganadera y disminuyendo los efectos contaminantes sobre el medio ambiente al mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero y manejar los residuos de forma eficiente.

Por último, es relevante el hecho de que Chile no cuente con una legislación vigente en relación a los biocombustibles y, hasta la fecha, el biogás no cuenta con un marco regulador específico, constituyendo una de las principales barreras de entrada para la inversión en esta tecnología. Actualmente, las normas se centran en garantizar condiciones adecuadas para la salud de la población y no abordan cuestiones relacionadas con su explotación y uso como combustible. Por lo cual, cambios en el entorno y el desarrollo de políticas de fomento hacia el uso de biocombustibles influirán en la forma en que se desarrolla este tipo de proyectos.

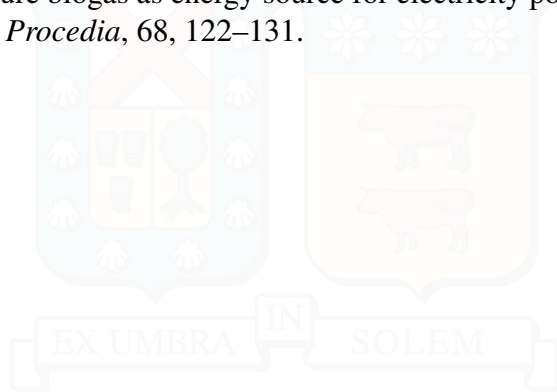
Bibliografía

- Adeoti, O; Ayelegun, T A; y Osho, S O (2014). Nigeria biogas potential from livestock manure and its estimated climate value. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37, 243–248.
- APA-ASOHUEVO (2006). Caracterización de la industria avícola nacional. *Boletín Veterinario Oficial. Servicio Agrícola Ganadero*, 6, 1–8.
- Aslan, Alper (2016). The causal relationship between biomass energy use and economic growth in the United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 362–366.
- Avcioğlu, A. Onurbaşı y Türker, U. (2012). Status and potential of biogas energy from animal wastes in Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(3), 1557–1561.
- Benito, M.; Ortiz, I.; Rodríguez, L.; y Muñoz, G. (2015). NiCo bimetallic catalyst for hydrogen production in sewage treatment plants: Biogas reforming and tars removal. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(42), 14456–14468.
- Billen, Pieter; Costa, José; Aa, Liza Van Der; Caneghem, Jo Van; y Vandecasteele, Carlo (2014). Electricity from poultry manure : a cleaner alternative to direct land application. *Journal of Cleaner Production*.
- Caballero, Margarita; Lozano, Socorro; y Ortega, Beatriz (2007). Efecto invernadero , calentamiento global y cambio climático : una perspectiva desde las ciencias de la tierra. *Revista Digital Universitaria*, (pp.12).
- Calvo-salazar, Manuel y Coord, Ricardo Marqués (2014). *Carne Porcina, Noviembre de 2013*. Technical report.
- Cantore, Nicola; Calì, Massimiliano; y Willem, Dirk (2016). Does energy efficiency improve technological change and economic growth in developing countries ? *Energy Policy*, 92, 279–285.
- Central, Sistema Interconectado (2015). De Corto Plazo De Abril 2015 Sistema Interconectado Central.
- Centro para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES) (2016). *CIFES Report. Renewable Energy in the Chilean Electricity Market*. Technical report.

- Chasnyk, O.; Sołowski, G.; y Shkarupa, O. (2015). Historical, technical and economic aspects of biogas development: Case of Poland and Ukraine. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 227–239.
- CIFES, Ministerio de Energía (2016). Reporte Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno.
- CME (2014). World Energy Council.
- CNE/GTZ (2008). *Potencial de Biogás. Identificación y clasificación de los distintos tipos de biomasa disponible en Chile para la generación de biogás.*
- Comite CORFO (2014). Guía de Conexión de proyectos ERNC.
- Dimpl, Elmar (2010). Small-scale Electricity Generation from Biomass Part II: Biogas. *Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) - HERA.*
- Duran, Elisa; Aravena, Claudia; y Aguilar, Renato (2015). Analysis and decomposition of energy consumption in the Chilean industry. *Energy Policy*, 86, 552–561.
- Estrategia 2050, Ministerio de Energía Chile (2015). Estrategia Nacional de Energía 2050.
- Giacomozzi, Jaime y ODEPA (2015). *Actualización del mercado avícola.* Technical report.
- Gomez, Claudius Da Costa (2013). *Biogas as an Energy Option - An Overview.* Woodhead Publishing Limited.
- Guo, L I U G U O (2010). Potential of biogas production from livestock manure in China: GHG emission abatement from 'manure-biogas-digestate' system.
- Gutiérrez, Alexis Sagastume; Eras, Juan J Cabello; Billen, Pieter; y Vandecasteele, Carlo (2015). SC. *Journal of Cleaner Production.*
- Herrera, Carolina y Sims, Douglass (2012). El costo nivelado de energía y el futuro de la energía renovable no convencional en Chile : derribando algunos mitos.
- Hosseini, Seyed Ehsan y Wahid, Mazlan Abdul (2014). Development of biogas combustion in combined heat and power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 868–875.
- IEA (2015). World Energy Outlook 2015.
- INE-ODEPA (2016). INFORME CON DETALLE REGIONAL Y MENSUAL (PECUARIO).
- International Energy Agency (2015). KeyWorld Energy Statistics 2015.
- IPCC (2014). Cambio climático 2014 Resumen para responsables de políticas.
- Iván, Vera-Romero; Melitón, Estrada-Jaramillo; José, Martínez-Reyes; y Agustina, Ortiz-Soriano (2015). Potencial de generación de biogás y energía eléctrica. Parte II: residuos sólidos urbanos. *Ingeniería, Investigación y Tecnología*, 16(3), 471–478.

- Jaime Giacomozzi C.; P., Daniel Barrera; y Odepa, Oficina de Estudios y Políticas Agrarias (2016). Boletín de carne bovina.
- Li, Jiang; Wei, Luoyu; Duan, Qiwu; Hu, Guoquan; y Zhang, Guozhi (2014). Semi-continuous anaerobic co-digestion of dairy manure with three crop residues for biogas production. *Bioresource Technology*, 156, 307–313.
- Marin, E N (2008). EL DEBATE ENTRE LA TIMIDEZ. (pp. 65–76).
- Merlin Christy, P.; Gopinath, L. R.; y Divya, D. (2014). A review on anaerobic decomposition and enhancement of biogas production through enzymes and microorganisms. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 34, 167–173.
- Ministerio de Energía, BNE (2014). Reporte anual del Balance Nacional de Energía 2014.
- Ministerio de Energía (2011). Modelos de negocio que rentabilicen aplicaciones de biogás en Chile y su fomento. (pp. 205).
- Moreda, Iván López (2016). The potential of biogas production in Uruguay. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 1580–1591.
- Odepa (2007). *Contribución de la política agraria al desarrollo de los biocombustibles en Chile*.
- Ounnar, Amel; Benhabyles, Lamia; y Igoud, Sadek (2012). Energetic valorization of biomethane produced from cow-dung. *Procedia Engineering*, 33, 330–334.
- Pao, Hsiao-tien; Li, Yi-ying; y Fu, Hsin-chia (2014). Clean energy , non-clean energy , and economic growth in the MIST countries. *Energy Policy*, 67, 932–942.
- Pinos-Rodríguez (2012). Impactos y regulaciones ambientales del estiércol generado por los sistemas ganaderos de algunos países de américa. *Agrociencia*, 46(4), 359–370.
- Rana, Roberto; Ingrao, Carlo; Lombardi, Mariarosaria; y Tricase, Caterina (2015). Science of the Total Environment Greenhouse gas emissions of an agro-biogas energy system : Estimation under the Renewable Energy Directive. *Science of the Total Environment*.
- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (2015). Renewables Global Status Report 2015.
- RenewableIEA (2015). Key Renewables Trends Excerpt from: Renewable Information.
- Rios, Mario y Kaltschmitt, Martin (2016). Electricity generation potential from biogas produced from organic waste in Mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 384–395.
- Sun, Qie; Li, Hailong; Yan, Jinying; Liu, Longcheng; Yu, Zhixin; y Yu, Xinhai (2015). Selection of appropriate biogas upgrading technology-a review of biogas cleaning, upgrading and utilisation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 521–532.

- Wang, Q; Thompson, E; Parsons, R; Rogers, G; y Dunn, D (2011). Economic feasibility of converting cow manure to electricity : A case study of the CVPS Cow Power program in Vermont. *Journal of Dairy Science*, 94(10), 4937–4949.
- Wresta, Arini; Andriani, Dian; Saepudin, Aep; y Sudiby, Henny (2015). Economic analysis of cow manure biogas as energy source for electricity power generation in small scale ranch. *Energy Procedia*, 68, 122–131.



A | Anexos

A.1. Flujo de Caja e Indicadores Económicos





Porcentaje financiamiento		0%																					
NECESIDADES DE FINANCIACIÓN																							
Inversión Total	100% \$	16.139																					
Recursos Propios	100% \$	16.139																					
Recursos Ajenos	0% \$	-																					
Escenario Precio Energía Pesimista																							
Tasa de Incentivo	10%																						

ITEM	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
INGRESOS PROYECTO ELECTRO/TERMICO.																						
Energía Eléctrica SIC (Mwh/año)	66.794	66.794	66.794	66.794	66.794	66.794	66.794	66.794	66.794	66.794	66.794	66.794	66.794	66.794	66.794	66.794	66.794	66.794	66.794	66.794	66.794	
Precio Energía SIC (USD/Mwh (PROYECCION))	0,0800	0,0784	0,0753	0,0725	0,0709	0,0685	0,0654	0,0621	0,0584	0,0541	0,0491	0,0434	0,0371	0,0303	0,0231	0,0155	0,0075	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
Total Ingreso Energía Eléctrica	5.393	5.286	5.180	5.076	4.975	4.875	4.778	4.682	4.589	4.497	4.407	4.319	4.232	4.148	4.065	3.983	3.901	3.826	3.749			
TOTAL INGRESOS (USD)	5.504	5.393	5.286	5.180	5.076	4.975	4.875	4.778	4.682	4.589	4.497	4.407	4.319	4.232	4.148	4.065	3.983	3.901	3.826	3.749		
COSTOS PROYECTO.																						
Operación y Mantenimiento	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	
TOTAL COSTOS (USD)	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	
RESULTADO OPERACIONAL (USD)	4.535	4.425	4.312	4.212	4.108	4.006	3.907	3.809	3.714	3.620	3.528	3.438	3.350	3.264	3.179	3.096	3.015	2.935	2.857	2.781		
DEPRECIACION.																						
Depreciación Motores y Equipos (USD)	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	
Depreciación Torres, Comed y otros (USD)	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	
TOTAL DEPRECIACION (USD)	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	
INTERES																						
Interés Crédito																						
RESULTADO ANTES DE IMPUESTO (USD)	1.157	1.047	939	833	729	626	524	423	323	224	126	32	-32	-132	-241	-356	-477	-604	-737	-876	-1.020	
IMPUESTO UTILIDADES (USD) (20%)	231	209	188	167	146	125	105	85	65	45	25	5	-13	-27	-48	-69	-91	-114	-138	-163	-189	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTO (USD)	925	837	751	666	583	501	419	338	258	179	101	27	-15	-65	-137	-211	-286	-365	-443	-523	-609	
TOTAL DEPRECIACION (USD)	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	
AMORTIZACIÓN																						
Amortización Crédito																						
INVERSION																						
Planta de Biogas	16.139																					
Activos Nominales (Capital de Trabajo) (20%)	3.226																					
Inversión	19.367																					
FLUJO ANTES DE FINANCIAMIENTO	-19.367	4.304	4.216	4.129	4.041	3.953	3.865	3.777	3.689	3.601	3.513	3.425	3.337	3.249	3.161	3.073	2.985	2.897	2.809	2.721	2.633	
Crédito Largo Plazo																						
FLUJO DESPUES DE FINANCIAMIENTO	-19.367	4.304	4.216	4.129	4.041	3.953	3.865	3.777	3.689	3.601	3.513	3.425	3.337	3.249	3.161	3.073	2.985	2.897	2.809	2.721	2.633	
FLUJO DESPUES DE FINANCIAMIENTO ACTUALIZADO	-19.367	3.943	3.484	3.103	2.836	2.073	1.898	1.690	1.446	1.282	1.137	1.007	895	791	701	621	550	487	432	382	338	
FLUJO ANTES DE FINANCIAMIENTO ACTUALIZADO ACUMULADO	-19.367	-15.454	-11.970	-8.867	-6.051	-4.458	-2.620	-990	456	1.738	2.975	3.882	4.775	5.566	6.268	6.889	7.439	7.927	8.358	8.741	9.079	
Año Recuperación Capital	19.077	14.231	9.756	5.566	2.118	1.008	4.059	6.840	9.417	11.812	14.038	16.108	18.031	19.619	21.401	23.025	24.460	25.793	27.027	28.183	29.253	
Interés para el VAN	10%																					
VAN PROYECTO (USD)	\$	9.072																				
IRV PROYECTO (%)	10%																					
PAY BACK (AÑO)	0																					

Figura A.1: Flujo Caja para proyecto con base 100 cabezas de vacuno en Escenario Pesimista

Fuente: Elaboración Propia

Porcentaje financiamiento		0%																					
NECESIDADES DE FINANCIACIÓN		100%	\$	16.139																			
Inversión Total	100%	\$	16.139																				
Recursos Propios		0%	\$	-																			
Recursos Ajenos		0%	\$	-																			
Escenario Precio Energía Optimista		VAN PROYECTO (USD)		29.629																			
Tasa de Incentivo		TIR PROYECTO (%)		28%																			
		PAY BACK (AÑO)		5																			

ITEM	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2040	
INGRESOS PROYECTO ELECTRO/TERMICO.																							
Energía Eléctrica SIC (MWh/año)	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794
Precio Energía SIC (USD/MWh (PROYECCION))	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000
Total Ingreso Energía Eléctrica	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879
TOTAL INGRESOS (USD)	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879
COSTOS PROYECTO.																							
Operación y Mantenimiento	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968
TOTAL COSTOS (USD)	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968
RESULTADO OPERACIONAL (USD)	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911	5.911
DEPRECIACION.																							
Depreciación Motores y Equipos (USD)	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120
Depreciación Cables, Cones y otros (USD)	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258
TOTAL DEPRECIACION (USD)	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378
INTERES																							
Interés Crédito																							
RESULTADO ANTES DE IMPUESTO (USD)	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533	2.533
IMPUESTO UTILIDADES (USD) (20%)	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTO (USD)	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026
TOTAL DEPRECIACION (USD)	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378
AMORTIZACIÓN																							
Amortización Crédito																							
INVERSION																							
Planta de Biogas	16.139																						
Activos Nominales (Capital de Trabajo) (20% Inversión)	8.226																						
FLUJO ANTES DE FINANCIAMIENTO	19.367	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405
Crédito Largo Plazo																							
FLUJO DESPUES DE FINANCIAMIENTO	19.367	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405	5.405
FLUJO DESPUES DE FINANCIAMIENTO ACTUALIZADO	19.367	4.913	4.558	4.228	3.925	3.620	3.322	3.029	2.742	2.468	2.207	1.958	1.720	1.493	1.275	1.066	0.864	0.669	0.481	0.299	0.131	-0.032	-0.195
FLUJO ANTES DE FINANCIAMIENTO ACTUALIZADO ACUMULADO	19.367	14.453	9.896	5.669	2.173	1.077	4.099	6.908	9.520	11.946	14.205	16.303	18.253	20.065	21.750	23.315	24.770	26.121	27.377	28.544	29.629	30.644	31.618
Año Recuperación Capital	19.077	14.231	9.756	5.566	2.118	1.008	4.059	6.840	9.417	11.812	14.038	16.108	18.031	19.819	21.481	23.025	24.460	25.793	27.027	28.183	29.253	30.253	31.199
Interés para el VAN	10%																						
VAN PROYECTO (USD)	\$	29.629																					
TIR PROYECTO (%)	28%																						
PAY BACK (AÑO)	5																						

Figura A.3: Flujo Caja para proyecto con base 100 cabezas de vacuno en Escenario Optimista

Fuente: Elaboración Propia

Porcentaje financiamiento		0%																			
NECESIDADES DE FINANCIACIÓN																					
Inversión Total	100%	\$	16.139																		
Recursos Propios	100%	\$	16.139																		
Recursos Ajenos	0%	\$	-																		
Escenario Precio Energía Pesimista																					
Tasa de Incentivo	10%																				
VAN PROYECTO (USD)		9.073																			
TIR PROYECTO (%)		18%																			
PAY BACK (AÑO)		8																			

ITEM	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
INGRESOS PROYECTO ELECTRO/TERMICO.																						
Energía Eléctrica SIC (Mwh/año)	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	
Precio Energía SIC (USD/Mwh (PROYECCION))	0,0800	0,0784	0,0758	0,0738	0,0723	0,0709	0,0695	0,0681	0,0665	0,0651	0,0635	0,0621	0,0604	0,0588	0,0571	0,0553	0,0535	0,0517	0,0499	0,0481	0,0463	
Total Ingreso Energía Eléctrica	5.504	5.393	5.286	5.180	5.076	4.975	4.875	4.778	4.682	4.589	4.497	4.407	4.319	4.232	4.148	4.065	3.983	3.901	3.826	3.749	3.674	
TOTAL INGRESOS (USD)	5.504	5.393	5.286	5.180	5.076	4.975	4.875	4.778	4.682	4.589	4.497	4.407	4.319	4.232	4.148	4.065	3.983	3.901	3.826	3.749	3.674	
COSTOS PROYECTO.																						
Operación y Mantenimiento	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	
TOTAL COSTOS (USD)	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968
RESULTADO OPERACIONAL (USD)	4.535	4.425	4.317	4.212	4.108	4.006	3.907	3.809	3.714	3.620	3.528	3.438	3.350	3.264	3.179	3.096	3.015	2.935	2.857	2.781	2.706	2.631
DEPRECIACION.																						
Depreciación Motores y Equipos (USD)	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	
Depreciación Cables, Conectores y otros (USD)	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258
TOTAL DEPRECIACION (USD)	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378
INTERES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interés Crédito	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO ANTES DE IMPUESTO (USD)	1.157	1.047	939	833	729	628	529	434	345	256	168	81	-11	-181	-282	-388	-499	-615	-736	-862	-993	-1.129
IMPUESTO UTILIDADES (USD) (20%)	231	209	188	166	145	125	107	91	76	61	47	34	22	11	0	-1	-2	-3	-4	-5	-6	-7
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTO (USD)	925	837	751	667	584	503	428	343	269	195	117	47	-19	-80	-162	-242	-327	-418	-511	-607	-706	-809
TOTAL DEPRECIACION (USD)	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378
AMORTIZACIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortización Crédito	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INVERSION	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139
Plantas de Biogas	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139
Activos Nominales (Capital de Trabajo) (20%)	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226
Inversión	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367
FLUJO ANTES DE FINANCIAMIENTO	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367
FLUJO DESPUES DE FINANCIAMIENTO	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367
FLUJO DESPUES DE FINANCIAMIENTO ACTUALIZADO	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367
FLUJO ANTES DE FINANCIAMIENTO ACTUALIZADO ACUMULADO	-19.367	-15.454	-11.970	-8.867	-6.051	-3.458	-1.060	1.039	3.082	5.066	6.981	8.827	10.604	12.313	13.956	15.534	17.048	18.500	19.891	21.223	22.507	23.744
Año Recuperación Capital	19.077	14.231	9.756	5.566	2.118	1.008	4.059	6.840	9.417	11.812	14.038	16.108	18.031	19.819	21.481	23.025	24.460	25.793	27.027	28.163	29.253	30.299
Interés para el VAN	10%																					
VAN PROYECTO (USD)	\$	9.073																				
TIR PROYECTO (%)	18%																					
PAY BACK (AÑO)	8																					

Figura A.4: Flujo Caja para proyecto con base 500 cabezas de vacuno en Escenario Pesimista

Fuente: Elaboración Propia

Porcentaje financiamiento		0%																			
NECESIDADES DE FINANCIACIÓN																					
Inversión Total	100% \$	16.139																			
Recurso Propios	100% \$	16.139																			
Recurso Ajeno	0% \$																				
Escenario Precio Energía Moderado																					
Tasa de Incentivo	10%																				
VAN PROYECTO (USD)		21.083																			
TIR PROYECTO (%)		24%																			
PAY BACK (AÑO)		6																			

ITEM	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
INGRESOS PROYECTO ELECTRO/TERMICO.																						
Energía Eléctrica SIC (Mwh/año)	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794
Precio Energía SIC (USD/Mwh (PROYECCION))	0,0900	0,0918	0,0927	0,0937	0,0946	0,0955	0,0964	0,0974	0,0984	0,0994	0,1004	0,1014	0,1024	0,1034	0,1044	0,1054	0,1064	0,1074	0,1084	0,1094	0,1104	0,1114
Total Ingreso Energía Eléctrica	6.191	6.253	6.316	6.379	6.443	6.507	6.572	6.638	6.704	6.771	6.839	6.908	6.977	7.046	7.117	7.188	7.260	7.333	7.406	7.480	7.554	7.628
TOTAL INGRESOS (USD)	6.191	6.253	6.316	6.379	6.443	6.507	6.572	6.638	6.704	6.771	6.839	6.908	6.977	7.046	7.117	7.188	7.260	7.333	7.406	7.480	7.554	7.628
COSTOS PROYECTO.																						
Operación y Mantenimiento	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968
TOTAL COSTOS (USD)	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968
RESULTADO OPERACIONAL (USD)	5.223	5.285	5.348	5.411	5.475	5.539	5.604	5.670	5.736	5.803	5.871	5.939	6.008	6.078	6.149	6.220	6.292	6.364	6.438	6.512	6.586	6.660
DEPRECIACION.																						
Depreciación Motores y Equipos (USD)	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120
Depreciación Torres, Cones y Aros (USD)	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258
TOTAL DEPRECIACION (USD)	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378
INTERES CREDITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO ANTES DE IMPUESTO (USD)	1.845	1.907	1.969	2.032	2.095	2.159	2.223	2.288	2.353	2.418	2.483	2.548	2.613	2.678	2.743	2.808	2.873	2.938	3.003	3.068	3.133	3.198
IMPUESTO UTILIDADES (USD) (20%)	369	381	394	408	421	435	449	463	477	491	505	519	533	547	561	575	589	603	617	631	645	659
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTO (USD)	1.476	1.525	1.575	1.624	1.674	1.724	1.774	1.824	1.874	1.924	1.974	2.024	2.074	2.124	2.174	2.224	2.274	2.324	2.374	2.424	2.474	2.524
TOTAL DEPRECIACION (USD)	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378
AMORTIZACION	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortización Crédito	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INVERSION	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139
Planta de Biogas	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139	16.139
Activos Nominales (Capital de Trabajo) (20% Inversión)	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226	3.226
FLUJO ANTES DE FINANCIAMIENTO	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367	-19.367
FLUJO DESPUES DE FINANCIAMIENTO	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367	19.367
FLUJO DESPUES DE FINANCIAMIENTO ACTUALIZADO	19.367	18.554	17.741	16.928	16.115	15.302	14.489	13.676	12.863	12.050	11.237	10.424	9.611	8.798	7.985	7.172	6.359	5.546	4.733	3.920	3.107	2.294
FLUJO ANTES DE FINANCIAMIENTO ACTUALIZADO ACUMULADO	-19.367	-14.954	-10.901	-7.179	-3.889	-1.084	1.094	3.421	5.862	8.303	10.744	13.185	15.626	18.067	20.508	22.949	25.390	27.831	30.272	32.713	35.154	37.595
Año Recuperación Capital	19.077	14.231	9.736	5.566	2.118	1.008	4.059	6.840	9.417	11.812	14.038	16.108	18.031	19.819	21.481	23.025	24.460	25.793	27.027	28.163	29.253	30.253
Interés para el VAN	10%																					
VAN PROYECTO (USD)	\$	21.083																				
TIR PROYECTO (%)	24%																					
PAY BACK (AÑO)	6																					

Figura A.5: Flujo Caja para proyecto con base 500 cabezas de vacuno en Escenario Moderado

Fuente: Elaboración Propia

Porcentaje financiamiento		0%																				
NECESIDADES DE FINANCIACIÓN		100%	\$	16.139																		
Inversión Total	100%	\$	16.139																			
Recursos Propios		100%	\$	16.139																		
Recursos Ajenos		0%	\$	-																		
Escenario Precio Energía		Optimista	29.629																			
Tasa de Incentivo		10%	5																			
VAN PROYECTO (USD)			29.629																			
TIR PROYECTO (%)			28%																			
PAY BACK (AÑO)			5																			

ITEM	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2040	
INGRESOS PROYECTO ELECTRO/TERMICO.																							
Energía Eléctrica SIC (MWh/año)	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794	68.794
Precio Energía SIC (USD/MWh (PROYECCION))	0.1000	0.1040	0.1061	0.1082	0.1104	0.1126	0.1148	0.1170	0.1192	0.1214	0.1236	0.1258	0.1280	0.1302	0.1324	0.1346	0.1368	0.1390	0.1412	0.1434	0.1456	0.1478	0.1500
Total Ingreso Energía Eléctrica	6.879	7.017	7.157	7.300	7.446	7.595	7.747	7.902	8.059	8.221	8.386	8.554	8.725	8.899	9.077	9.259	9.444	9.633	9.825	10.022			
TOTAL INGRESOS (USD)	6.879	7.017	7.157	7.300	7.446	7.595	7.747	7.902	8.059	8.221	8.386	8.554	8.725	8.899	9.077	9.259	9.444	9.633	9.825	10.022			
COSTOS PROYECTO.																							
Operación y Mantenimiento	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968
TOTAL COSTOS (USD)	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968	968
RESULTADO OPERACIONAL (USD)	5.911	6.049	6.189	6.332	6.478	6.627	6.779	6.934	7.092	7.253	7.418	7.585	7.756	7.931	8.109	8.290	8.476	8.664	8.857	9.054			
DEPRECIACION.																							
Depreciación Motores y Equipos (USD)	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120	3.120
Depreciación Cables, Conectores y otros (USD)	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258
TOTAL DEPRECIACION (USD)	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378
INTERES																							
Interés Crédito																							
RESULTADO ANTES DE IMPUESTO (USD)	2.533	2.670	2.811	2.957	3.107	3.261	3.419	3.581	3.748	3.920	4.097	4.279	4.466	4.658	4.855	5.057	5.264	5.476	5.693	5.915	6.142	6.374	6.611
IMPUESTO UTILIDADES (USD) (20%)	507	534	562	592	624	658	694	732	772	814	858	904	952	1.002	1.054	1.108	1.164	1.222	1.282	1.344	1.408	1.474	1.542
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTO (USD)	2.026	2.136	2.249	2.365	2.483	2.609	2.745	2.889	3.038	3.186	3.343	3.509	3.684	3.868	4.060	4.261	4.472	4.694	4.927	5.171	5.426	5.692	5.969
TOTAL DEPRECIACION (USD)	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378	3.378
AMORTIZACIÓN																							
Amortización Crédito																							
INVERSION																							
Planta de Biogas	16.139																						
Activos Nominales (Capital de Trabajo) (20%)	3.226																						
Inversión	19.367																						
FLUJO ANTES DE FINANCIAMIENTO	-19.367	5.405	5.515	5.627	5.741	5.858	5.978	6.100	6.225	6.353	6.484	6.618	6.755	6.895	7.038	7.184	7.333	7.485	7.640	7.798	7.959	8.124	8.292
Crédito Largo Plazo																							
FLUJO DESPUES DE FINANCIAMIENTO	-19.367	5.405	5.515	5.627	5.741	5.858	5.978	6.100	6.225	6.353	6.484	6.618	6.755	6.895	7.038	7.184	7.333	7.485	7.640	7.798	7.959	8.124	8.292
FLUJO DESPUES DE FINANCIAMIENTO ACTUALIZADO	-19.367	4.913	4.558	4.228	3.920	3.632	3.364	3.116	2.896	2.692	2.504	2.331	2.173	2.029	1.898	1.779	1.672	1.576	1.491	1.416	1.350	1.292	1.241
FLUJO ANTES DE FINANCIAMIENTO ACTUALIZADO ACUMULADO	-19.367	-14.453	-9.896	-5.669	-1.732	1.077	4.099	6.908	9.520	11.946	14.205	16.303	18.253	20.065	21.750	23.315	24.770	26.121	27.377	28.544	29.629	30.644	31.618
Año Recuperación Capital	19.077	14.231	9.756	5.566	1.718	1.008	4.059	6.840	9.417	11.812	14.038	16.108	18.031	19.819	21.481	23.025	24.460	25.793	27.027	28.183	29.253	30.253	31.199
Interés para el VAN	10%																						
VAN PROYECTO (USD)	\$	29.629																					
TIR PROYECTO (%)	28%																						
PAY BACK (AÑO)	5																						

Figura A.6: Flujo Caja para proyecto con base 500 cabezas de vacuno en Escenario Optimista

Fuente: Elaboración Propia