

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**PERSPECTIVAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BIO-  
METANO A PARTIR DE DESECHOS ORGÁNICOS(VERDURAS)**

**ANALIZAR ASPECTOS LEGALES, FINANCIEROS Y DEMÁS  
ASPECTOS RELACIONADOS CON LA FACTIBILIDAD DE  
IMPLEMENTACIÓN DE AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA A PARTIR DE DESECHOS DE VERDURAS, POR  
PARTE DE CLIENTES REGULADOS EN EL ECUADOR.  
PROPONER POSIBLES MEJORAS AL PROCESO ACTUAL**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO  
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
ELECTRICIDAD**

**EDUARDO JHOSIMAR NOGUERA HERRERA**

**eduardo.noguera@epn.edu.ec**

**DIRECTOR: PAUL FABRICIO VASQUEZ MIRANDA**

**paul.vasquez@epn.edu.ec**

**DMQ, abril 2023**

## CERTIFICACIONES

Yo, Eduardo Jhosimar Noguera Herrera declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.



---

**Eduardo Jhosimar Noguera Herrera**

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Eduardo Jhosimar Noguera Herrera, bajo mi supervisión.



---

**Dr. Ing. Paúl Fabricio Vásquez Miranda**  
**DIRECTOR**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el producto resultante del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

EDUARDO JHOSIMAR NOGUERA HERRERA

PAÚL FABRICIO VÁSQUEZ MIRANDA

## **DEDICATORIA**

Este trabajo le dedico a mis padres, por brindarme su apoyo incondicional, por creer en mí, por tenerme paciencia y ayudarme a cumplir el sueño de ser Ingeniero Eléctrico.

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, porque es a quién admiro y es mi guía en este camino llamado vida.

A mis padres, son quienes más anhelo, por su sacrificio han contribuido en mi desarrollo personal y académico.

A Ney, por su compañía y consejos me han servido para seguir adelante.

A los profesores de la Escuela Politécnica Nacional, me han forjado de carácter; enseñando que la disciplina y la paciencia es esencial en la vida.

Al Dr. Paúl Vásquez, quien supervisó este trabajo, con sus recomendaciones y aportes fue posible la realización del mismo.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN .....	VII
ABSTRACT .....	VIII
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo general.....	2
1.2 Objetivos específicos .....	2
1.3 Alcance .....	2
1.4 Marco teórico .....	3
1.4.1 Tecnologías de Generación Eléctrica .....	3
1.4.2 Biomasa .....	6
1.4.3 Biogás .....	6
1.4.4 Estructura de Marco Legal del sector eléctrico ecuatoriano .....	7
1.4.5 Definiciones relacionadas a proyectos de autogeneración de energía eléctrica en el Ecuador .....	8
1.4.6 Evaluación financiera de un proyecto .....	9
2 METODOLOGÍA.....	10
2.1 Situación actual del biogás con fines de generación eléctrica en el Ecuador.....	11
2.1.1 Estado actual de energías renovables en el Ecuador .....	13
2.1.2 Fuentes de generación eléctrica a partir de biogás.....	16
2.1.3 Ámbito Legal.....	17
2.1.4 Ámbito Normativo .....	19
2.1.5 Ámbito Económico.....	29
2.1.6 Barreras y puntos débiles detectados.....	31
2.2 Situación Normativa en otros países, respecto a generación de energía eléctrica a partir de biogás .....	32
2.2.1 Situación de la biomasa en el ámbito internacional.....	32
2.2.2 Matriz comparativa entre normativas .....	41

2.3	Aspectos relevantes que fueron considerados en un proyecto de autogeneración que se implementó en Chile .....	42
2.3.1	Integración del proyecto .....	42
2.3.2	Financiamiento del proyecto .....	46
2.3.3	Viabilidad y aspectos relevantes del proyecto “Reciclajes Industriales S.A” de Chile	54
2.4	Lineamiento y aspectos Normativos que puede incorporar la “Agencia de Regulación y Control de Energía Eléctrica y Recursos Naturales no Renovables” .....	55
3	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	56
3.1	Conclusiones.....	56
3.2	Recomendaciones.....	57
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	58
5	ANEXOS.....	61

## RESUMEN

El presente trabajo es una investigación acerca de la situación actual de las energías renovables en el Ecuador, en específico de la obtención de energía eléctrica a partir de biogás. Se analiza los aspectos legales y financieros en lo que respecta a proyectos de biogás en el país, luego un análisis de las normativas extranjeras con el objetivo de comparar con las normativas vigentes del país.

Para estudiar el potencial de la electricidad a partir biogás, se realiza el estudio de un modelo de evaluación económica de proyectos de autogeneración con gas bio-metano ya implementado, analizando que tan rentable es su aplicación.

Por último, con lo investigado se propone un conjunto de recomendaciones en los lineamientos normativos para mejorar el proceso actual de autogeneración.

**PALABRAS CLAVE:** Energías Renovables No Convencionales – ERNC, Sistema Nacional Interconectado, Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, Biogás.

## **ABSTRACT**

The present work is an investigation about the current situation of renewable energies in Ecuador, specifically obtaining electricity from biogas. The legal and financial aspects regarding biogas projects in the country are analyzed, followed by an analysis of foreign regulations in order to compare with the current regulations of the country.

In order to study the potential of electricity from biogas, the study of an economic evaluation model of self-generation projects with bio-methane gas already implemented is carried out, analyzing how profitable its application is.

Finally, with the research, a set of recommendations is proposed in the normative guidelines to improve the current process of self-generation.

**KEYWORDS:** Non-Conventional Renewable Energies, National Interconnected System, Agency for the Regulation and Control of Non-Renewable Energy and Natural Resources, Biogas.

# 1 INTRODUCCIÓN

El inevitable agotamiento de recursos fósiles obliga en los años 70 el interés de nuevas fuentes de energía, se consolidó estos planes con el acuerdo de Kioto que establece controlar los gases de efecto invernadero. Actualmente el acuerdo perdió interés por parte de los grandes países industrializados; en el año 2016 se logró un acuerdo entre varios países llamado "Acuerdo de París", es un tratado internacional que consiste en compromisos de los países aliados en reducir las emisiones de dióxido de carbono para los años venideros logrando un futuro sostenible.

A nivel de Latinoamérica ha incrementado el desarrollo de la generación de electricidad con energías renovables, la Agencia de Energías Renovables - IRENA estima una reducción del 22% de emisiones de carbono en la región para el 2030. Convirtiendo a Latinoamérica en un atractivo para inversionistas de proyectos interesados en la reducción de emisiones de carbono.

En el Ecuador, por el progresivo desarrollo económico, a nivel industrial necesita una alternativa para satisfacer las demandas energéticas y buscar respuestas para el suplir esta demanda. Por esta razón, las autoridades del país como el "Ministerio de Energía y Minas" ha implementado diversos estatutos para suplir la demanda energética en el país, realizando la planificación energética donde participan las energías renovables con los combustibles fósiles.

La participación de las energías renovables en el país resulta una óptima respuesta para suplir la crisis energética. El Ecuador ha incentivado el uso de las fuentes renovables desde el año 2000 con estatutos y regulaciones que de alguna manera logran la integración de nuevas energías al mercado energético. Entre ellas se inició con la regulación CONELEC Nro. 008/00, que establecía un precio preferencial de kWh en el uso de fuentes renovables, conforme pasaron los años, las regulaciones se fueron desarrollando y con ello el cambio de precios referenciales, hasta llegar a la regulación CONELEC Nro. 001/13 que se encuentra derogada actualmente.

Los cambios en las próximas regulaciones detallaron en las exigencias energéticas relacionado con las exigencias ambientales, brindando una óptima alternativa para el desarrollo de la matriz energética del país.

El Ecuador tiene interés por la integración de fuentes renovables, estas energías limpias no contaminan y son inagotables, disminuyendo las emisiones de carbono como el CO<sub>2</sub>. Respecto a la biomasa, en el país tiene conveniencia en el desarrollo de esta energía, cuenta el sector de la agricultura en las diferentes regiones, obteniendo desechos orgánicos que sirvan como materia prima para el producto de esta fuente energética y sus

derivados como es el biogás. Existen pocos proyectos que utilizan los desechos orgánicos como fuente energética, la presente investigación detalla la implementación de este tipo de proyectos, vistos desde el ámbito normativa y de financiamiento.

## **1.1 Objetivo general**

Proponer, en base de análisis normativos de otros países y de la situación actual del Ecuador, un conjunto de aspectos y lineamientos que permitan incentivar en nuestro país, la ejecución de proyectos de biomasa a partir de desechos de verduras.

## **1.2 Objetivos específicos**

1. Analizar, mediante investigación bibliográfica, la situación actual de la biomasa y de proyectos de la misma, que permitan la generación de energía eléctrica a partir de biogás, producido por desechos de verduras en el Ecuador, para identificar barreras y puntos débiles relacionados a este caso.
2. Analizar la normativa en otros países respecto a la obtención de biogás, a partir de desechos de verduras, con fines de generación de energía eléctrica.
3. Investigar sobre el proceso de integración, planificación y financiamiento de este tipo de proyectos en la industria eléctrica de otros países, definiendo las mejores prácticas que podrían ser sugeridas a la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARC).
4. Establecer un conjunto de lineamientos y aspectos normativos que podría incorporar la ARC en el ámbito regulatorio, a fin de incentivar la integración y el desarrollo de este tipo de proyectos.

## **1.3 Alcance**

La presente investigación se inicia con el levantamiento bibliográfico relacionado a la implementación de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de biogás, con énfasis en la producción de energía eléctrica a partir de desechos de verduras en el Ecuador. Se analiza las dificultades que existen para que estos proyectos se lleven a efecto. Finalmente se realiza la identificación de barreras y puntos débiles detectados.

Se realiza el análisis de la situación normativa de otros países en la obtención del biogás, a partir de desechos de verduras para la generación de energía eléctrica, mediante tablas comparativas de normativas de distintos países. A continuación, se realiza la revisión de normativa específica sobre la generación de energía eléctrica, producidos por desechos de

verduras y la depuración de esta información para determinar aspectos a ser considerados en el país.

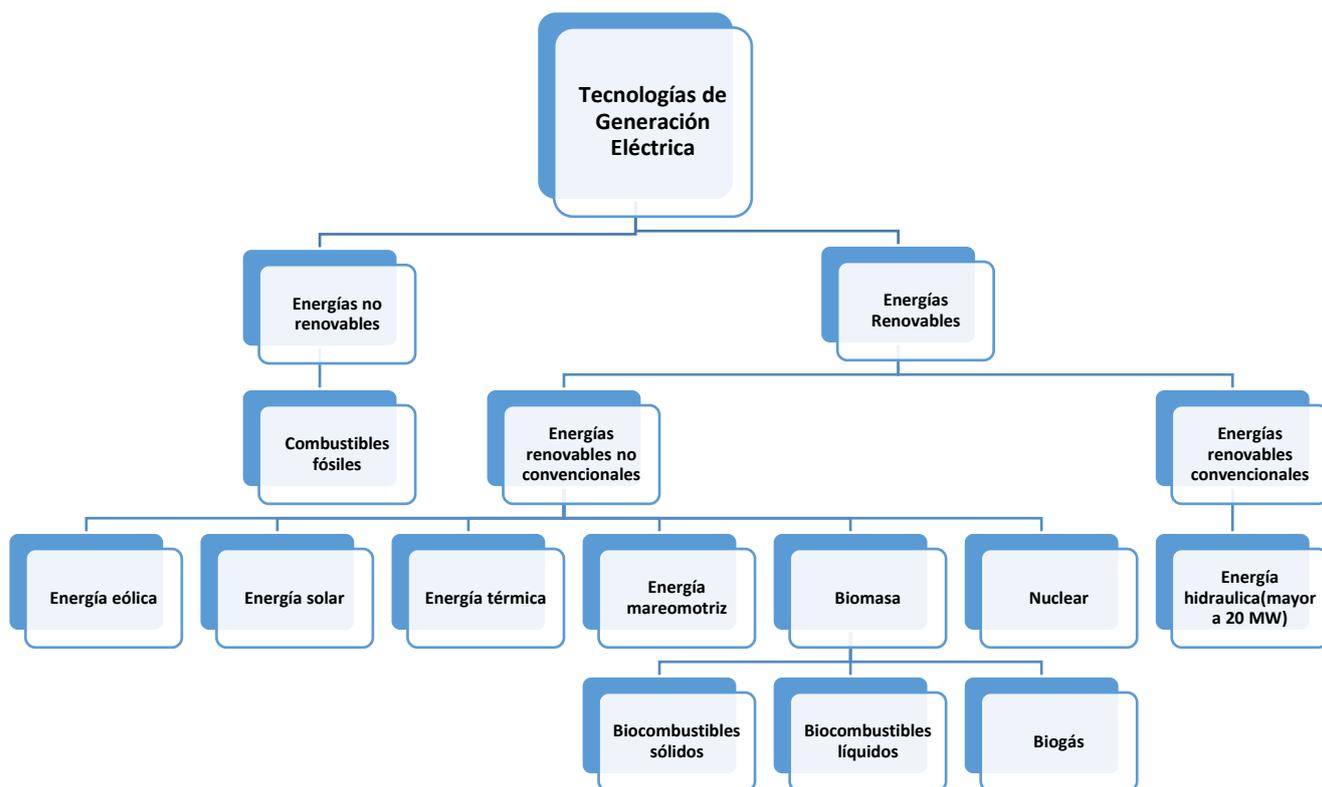
A continuación, se investiga sobre el proceso de implementación de este tipo de proyectos de generación eléctrica en el mundo. Se realiza el análisis de viabilidad y rentabilidad de un proyecto ya implementado. Luego se realiza un estudio de un modelo financiero ejecutado. Por último, se seleccionan las mejores prácticas, con la finalidad de enviar sugerencias a la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARC).

Finalmente, con toda la investigación realizada, se extraen las mejores ideas. Se establece un conjunto de lineamientos y aspectos normativos que puede incorporar la ARC en el ámbito regulatorio. Por último, se obtienen las conclusiones y recomendaciones.

## **1.4 Marco teórico**

### **1.4.1 Tecnologías de Generación Eléctrica**

El propósito de la generación de electricidad consiste en transformar un recurso primario en electricidad. Cada tecnología posee características técnicas propias con estructuras de costes asociadas.



**Figura 1.** Clasificación de tecnologías de generación eléctrica. Realizada por el autor

En la actualidad, las centrales de generación eléctrica se dividen en dos tipos de tecnologías según el uso de fuentes energéticas: renovables y no renovables.

#### 1.4.1.1 Energías Renovables

Son energías que provienen de fuentes naturales e inagotables, cuya renovación es mayor a la cadencia de uso. No emiten gases de efecto invernadero, actualmente éstas se consideran económicamente competitivas frente a las energías convencionales, lo cual permite su independencia. [1]

Tiene la desventaja de ocupar grandes extensiones de terreno, impactando el ecosistema. Funcionan con la disponibilidad del recurso energético, es decir no se puede controlar cuando operan (solar, eólica).

Por su naturaleza se clasifican en energías renovables convencionales y energías renovables no convencionales (ERNC). [1]

#### 1.4.1.2 Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

Es una forma no muy común de producir energía eléctrica, su uso se limita por los altos costos de producción y conversión a energía eléctrica. [1]

Se considera energía no convencional por su uso marginal y la poca comercialización.

Por su reciente desarrollo, no se ha logrado el nivel de producción comercial para competir con las energías convencionales.



**Figura 2.** Energía Renovables No Convencionales [2]

Se clasifican en:

- **Energía eólica:** Producida por la fuerza del viento por medio de aerogeneradores.
- **Energía solar:** Energía obtenida por la luz del sol, produce energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos. Se clasifica en: energía solar fotovoltaica, energía solar térmica y energía solar termoeléctrica. [2]
- **Energía hidráulica(hasta a 20 MW):** Producida por energía potencial de la caída del agua almacenada en grandes embalses, logrando conversión a energía eléctrica mediante turbinas hidráulicas. [2]
- **Energía geotérmica:** Produce energía a través del calor proveniente de altas temperaturas del interior de la tierra.
- **Energía mareomotriz:** Produce energía a través de la fuerza de los mares.
- **Energía nuclear:** Llamado también energía atómica, proviene del proceso de fisión nuclear del núcleo de uranio, libera energía en forma de radiación y calor para producción de electricidad. [3]
- **Energía térmica:** Produce energía a partir del calor, por medio de la combustión de diversas materias: madera, carbón, etc.
- **Biomasa:** Produce energía por medio de la quema de residuos orgánicos, incluye corteza, ramas y cualquier producto biodegradable. [2]

- **Biogás:** Obtención de energía eléctrica que implica la degradación anaeróbica, es decir sin oxígeno de la biomasa. [2]

#### **1.4.1.3 Energías Renovables Convencionales**

Las Energías Renovables Convencionales, visto desde el ámbito energético son las energías que tienen escasa intervención en el Mercado Energético Nacional. La energía renovable convencional con mayor participación es la hidráulica. [1]

#### **1.4.1.4 Energías No Renovables**

Son energías que se obtienen de fuente limitada, que una vez consumido se agota el abastecimiento. Las fuentes son los combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas natural) se caracteriza por provocar gases de efecto invernadero. [4]

Se considera energía convencional porque tiene tecnologías de uso frecuente en el mundo para producir energía eléctrica.

#### **1.4.2 Biomasa**

Es una central de generación eléctrica que usa recursos forestales, recursos agrícolas, recursos agroindustriales y recursos urbanos. [5]

En lo que se refiere a producción, es más rápida que la producción a partir de combustibles fósiles. Por medio de la biotecnología, la biomasa puede extraer combustibles mediante destilación, gasificación, hidrólisis o digestión aeróbica. [4]

La biomasa para uso energético se puede convertir en:

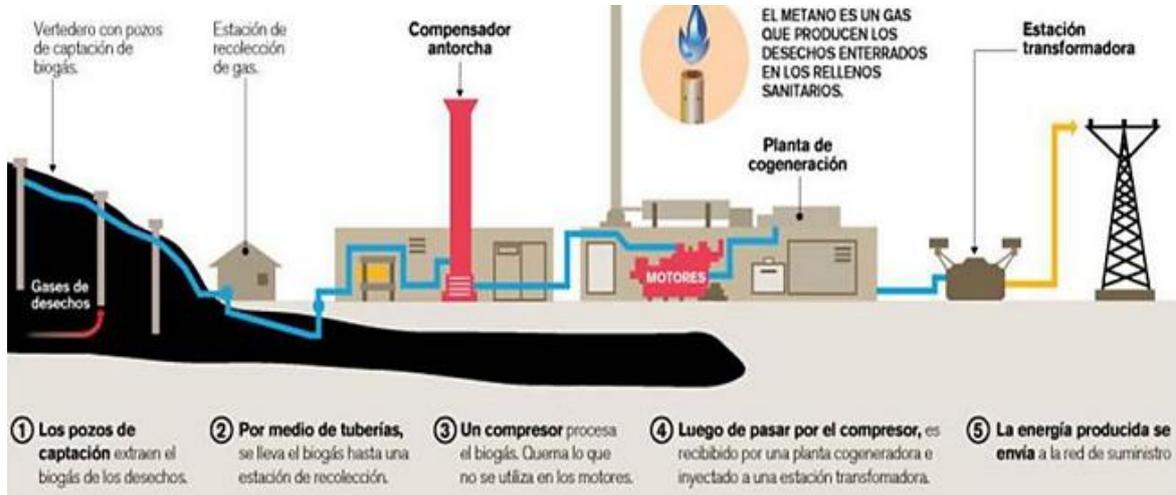
- Biocombustibles sólidos: astillas, madera triturada y prensada
- Biocombustibles líquidos: biodiésel, bioetanol
- Biocombustibles gaseosos: biogás [4]

#### **1.4.3 Biogás**

Esta energía se obtiene en un biodigestor como resultado de la degradación anaerobia de desechos orgánicos. [5]

El biogás resulta de la mezcla de metano y bióxido de carbono principalmente. Con concentraciones en los rangos del 45% a 60% en el metano y de 40% a 60% en el bióxido de carbono. El producto de biogás es recolectado tubos verticales u horizontales

perforados, luego se lleva a un mechero para ser quemado o a la planta de cogeneración, donde el biogás se filtra, comprime y se introduce en los motores de generación interna para la generación de energía eléctrica. [6]



**Figura 3.** Generación de energía eléctrica con biogás [6]

En la figura 3, se identifica el proceso en diferentes etapas, las cuales son: tratamiento de gas, producción de energía eléctrica y manejo de líquidos.

#### 1.4.4 Estructura de Marco Legal del sector eléctrico ecuatoriano

El soporte legal que se da en la factibilidad de una regulación en el sector eléctrico ecuatoriano se muestra en la figura 4. [6]



**Figura 4.** Estructura de Marco Legal del sector eléctrico ecuatoriano [6]

#### **1.4.5 Definiciones relacionadas a proyectos de autogeneración de energía eléctrica en el Ecuador**

##### **1.4.5.1 Agencia de Regulación y Control de Energía Eléctrica y Recursos Naturales no Renovables (ARC)**

Creada en julio del 2020, es la unión de las Agencias de Regulación y Control Hidrocarburífero, Minero y de Electricidad. La institución ARC controla, fiscaliza y regula los sectores estratégicos de electricidad, minas e hidrocarburos. Predispone los intereses del estado y del consumidor, optimiza los recursos energéticos con responsabilidad ambiental y social. [7]

##### **1.4.5.2 Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento**

Llamado por sus siglas “SGDA”, es el conjunto de equipos en la generación de energía eléctrica, donde utiliza alguna fuente energética para su propio abastecimiento o autoconsumo de energía. [8]

##### **1.4.5.3 Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica - LOSPEE**

Esta Ley es la garantía para que el servicio público de energía eléctrica ejecute los principios establecidos en la constitución con garantía y eficiencia. La LOSPEE realiza la normalización de planificación, regulación y control en el servicio público de energía eléctrica por parte del Estado. [9]

#### 1.4.5.4 Código Orgánico del Ambiente

Regula temas importantes en la gestión del medio ambiente y uso responsable de recursos naturales del país. Establece regulaciones para el desarrollo sostenible con énfasis en temas relacionados con el cambio climático, patrimonios forestales, vida silvestre, bioseguridad, etc. [10]

#### 1.4.6 Evaluación financiera de un proyecto

Es parte del análisis de prefactibilidad del proyecto, juntos con la evaluación técnica y operativa. En el aspecto económico financiero existen indicadores de evaluación para la factibilidad de un proyecto. Según el valor de estos indicadores se determina si el proyecto es financieramente rentable o no.

##### 1.4.6.1 VAN

Es el Valor Actual Neto, este parámetro evalúa si el proyecto es rentable o no. Determina el correspondiente valor en el presente de los flujos futuros que produce el proyecto en base a la inversión. [11]

Se calcula mediante:

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=0}^N \frac{F_i}{(1 + \delta)^i} \quad (1)[11]$$

Donde:

*VAN: Valor actualizado neto*

*I<sub>0</sub>: Inversión inicial*

*F<sub>i</sub>: Flujo de efectivo*

*N: Número de periodos en el proyecto*

*δ: Tasa de descuento*

##### 1.4.6.2 TIR

Es la Tasa Interna de Retorno, este parámetro hace que cumpla la condición de que el VAN tenga nulo valor. En otras palabras, la TIR del proyecto es proporcional a la rentabilidad, entonces el proyecto es más rentable con un TIR superior. [11]

Se calcula mediante:

$$0 = VAN = -I_0 + \sum_{i=0}^N \frac{F_i}{(1 + TIR)^i} \quad (2)[11]$$

Donde:

*VAN: Valor actualizado neto*

*TIR: Tasa interna de retorno*

*I<sub>0</sub>: Inversión inicial*

*N: Número de periodos en el proyecto*

### 1.4.6.3 Payback Time

Es el periodo de recuperación en la inversión del proyecto. El payback tiene relación directa con la inversión inicial. [11]

Se calcula mediante:

$$0 = -I_0 + \sum_{i=0}^{n=Payback} F_i \quad (3)[11]$$

Donde:

*N: Periodo de recuperación*

*I<sub>0</sub>: Inversión inicial*

*F<sub>i</sub>: Flujo de efectivo*

## 2 METODOLOGÍA

En el presente trabajo, se utiliza el método investigativo, el cual consiste en recurrir a la técnica de consulta bibliográfica para establecer la información científica de una manera verdadera. Asociado con lo anterior se utilizan los métodos: inductivo – deductivo y analítico sintético. De esta manera se obtienen en forma idónea: el análisis de aspectos normativos, legales y financieros que tienen relación con la implementación de proyectos de autogeneración de energía eléctrica con desechos de verduras, proponiendo mejoras al proceso actual.

Con la finalidad de viabilizar la realización del componente se plantea una metodología en tres etapas que son: recopilación y análisis de información, investigación de un modelo financiero para implementación de este tipo de proyectos. Para continuar con la exploración de conocimientos, se continúan aplicando los métodos citados anteriormente y además se utiliza el método de análisis de la información que consiste en recopilar la misma y obtener las partes más importantes.

En la primera etapa, se utiliza en forma primordial el método de proyectos, debido a que se tiene la recolección de la información relacionado con la implementación de proyectos de generación eléctrica a partir de biogás, tomando en consideración la información publicada en: Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento, Regulaciones de la Agencia de Regulación y Control de Energía Eléctrica y Recursos Naturales no Renovables para la Generación Distribuida. Además, se utilizan las normativas internacionales relacionados con proyectos de generación de energía eléctrica a partir de desechos orgánicos.

Para la segunda etapa, se realiza el estudio bibliográfico sobre el proceso de implementación de este tipo de proyectos de generación eléctrica en países latinoamericanos, realizando un estudio de un modelo financiero ya ejecutado, analizando viabilidad y factibilidad. Para esta etapa al escoger los países se está utilizando el método selectivo y además al estudiar el modelo financiero del país seleccionado se toma en cuenta el método económico.

Por último, con la información obtenida, se realiza la etapa de obtención de resultados, usando el método comparativo, mediante una matriz de semejanzas y diferencias entre normativas y leyes referentes a proyectos de generación eléctrica a partir de biomasa en el Ecuador y distintos países. Luego de este análisis comparativo se obtienen potenciales lineamientos regulatorios, además de los aspectos normativos que pueden incorporarse a la Agencia de Regulación y Control de Energía Eléctrica y Recursos Naturales no Renovables (ARC).

## **2.1 Situación actual del biogás con fines de generación eléctrica en el Ecuador**

En el presente capítulo se resume la situación actual y el potencial del biogás en el Ecuador, también se analiza las políticas, el ámbito económico y el marco regulatorio en su desarrollo. Para entrar en contexto se presenta una visión breve del sector eléctrico ecuatoriano.

El Ecuador tiene un potencial económico fuerte en lo que respecta al sector agrícola, presentando capacidad técnica en la producción de biogás con fines energéticos, lo que es posible diversificar la matriz eléctrica, disminuyendo la dependencia de producción de energía en fuentes convencionales. [6]

Sin embargo, en el Ecuador no se ha activado el proceso de liberación y desarrollo de la tecnología de biodigestores con fines de obtención de electricidad por dos razones. Uno

es el subsidio al gas, que lo hace muy accesible a los productores y, por otro lado, la cobertura amplia de la red eléctrica. [6]

En la tabla 1 y 2, se presentan las plantas que utilizan biogás y biomasa.

**Tabla 1.** Centrales de generación eléctrica con biomasa [6]

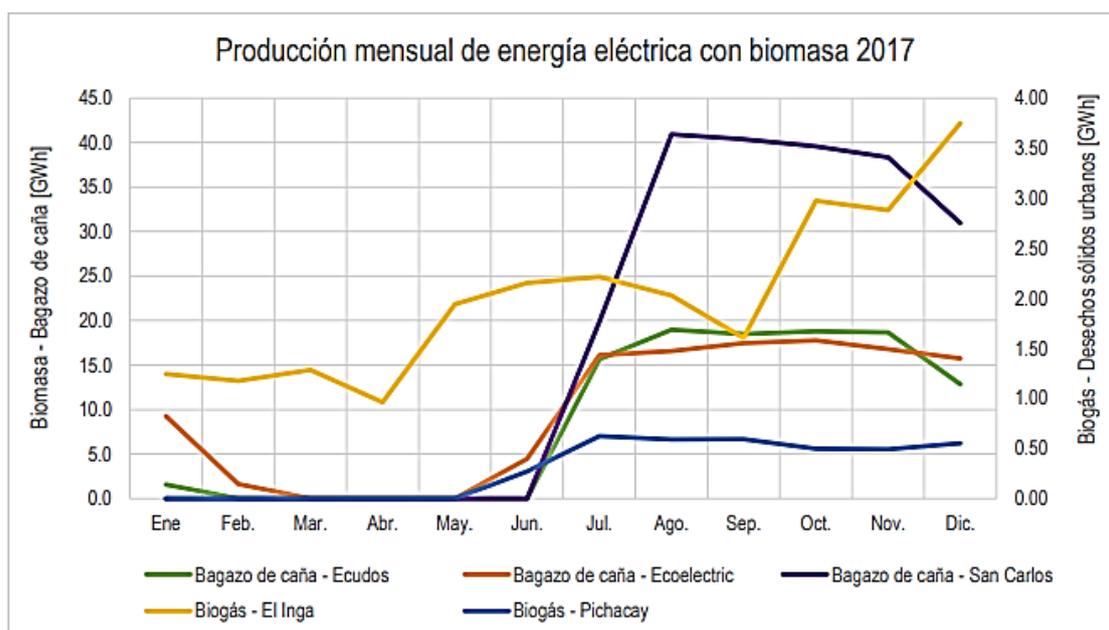
<b>Centrales de biomasa bajo condiciones preferentes</b>						
<b>Provincia</b>	<b>Proyecto</b>	<b>Potencia Efectiva [MW]</b>	<b>Regulación Nro. CONELEC</b>	<b>Precio preferente [ctvs. USD/kWh]</b>	<b>Inicio de condiciones preferentes</b>	<b>Fin de condiciones preferentes</b>
Cañar	Escudos	6,6	003/02	\$ 10,23	9-mar-05	8-mar-15
		8,4	004/04	\$ 9,04	4-ago-06	3-ago-18
Guayas	Ecoelectric	5,2	003/02	\$ 10,23	15-mar-05	14-feb-15
		9,8	004/04	\$ 9,04	26-ene-06	25-ene-18
	San Carlos	15	003/02	\$ 10,23	11-nov-04	28-dic-12
		36	004/11	\$ 9,60	28-dic-12	27-dic-27
<b>TOTAL</b>		66				

**Tabla 2.** Centrales de generación eléctrica con biogás [6]

<b>Centrales de biogás bajo condiciones preferentes</b>						
<b>Provincia</b>	<b>Proyecto</b>	<b>Potencia Efectiva [MW]</b>	<b>Regulación Nro. CONELEC</b>	<b>Precio preferente [ctvs. USD/kWh]</b>	<b>Inicio de condiciones preferentes</b>	<b>Fin de condiciones preferentes</b>
Azuay	Pichacay	1	001/13	\$ 11,08	30-may-14	29-may-29
Pichincha	El Inga	5,5	004/11	\$ 11,05	25-ene-13	24-ene-28
<b>TOTAL</b>		6,5				

En el Sistema Nacional Interconectado, las plantas de biogás y biomasa cuentan con 72,5 MW, donde la mayoría de las fuentes energéticas es de biomasa. Estas fuentes de energía no convencionales se desarrollaron con incentivo de condiciones preferentes en lo que respecta a precios preferenciales y despacho energético. Sus fuentes energéticas principalmente son: desechos orgánicos y bagazo de caña. [6]

En la figura 5 se encuentra la producción mensual de energía eléctrica con biogás y biomasa en el año 2017.



**Figura 5.** Disponibilidad de centrales que utilizan biogás y biomasa en el 2017 [6]

Se observa que las centrales de biogás tienen una producción variable en el tiempo, según la cantidad de desechos orgánicos que contenga. En el proyecto el Inga, tiene su capacidad máxima a final del año, situación diferente para el proyecto Pichacay que tiene un incremento exponencial durante junio y agosto.

### 2.1.1 Estado actual de energías renovables en el Ecuador

En el Ecuador actualmente el 92% de generación de electricidad proviene de centrales hidroeléctricas, 7% de centrales térmicas y tan sólo el 1 % proviene de fuentes con energías Renovables No Convencionales - ERNC. [12]

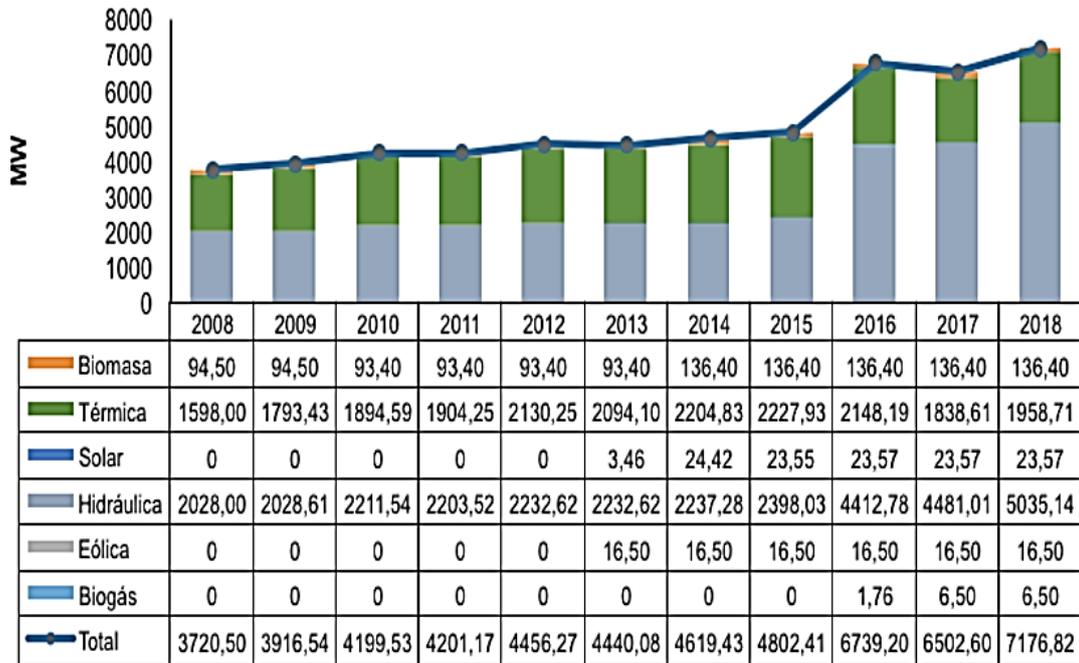
Por ello se busca consolidar la matriz energética limpia, con incentivos a inversionistas por medio de procesos públicos transparentes, alianzas público-privadas, regulaciones convenientes y simplificadas que se indica en la metodología.

En el desarrollo de la matriz energética limpia, se suma las acciones del Gobierno Nacional junto con el Ministerio de Energía y Minas, implementando acciones de eficiencia energética. [12]

La expansión de la energía eléctrica en el Ecuador se caracteriza por la abundancia de las fuentes renovables de hidroeléctricas. El Plan Maestro de Electricidad 2016-2025 prevé una potencia instalada de 7.472 MW, donde el 67,4% será hidroeléctrico, 31,6% será

termoeléctrico y el 0,01% se espera que sean de fuentes renovables no convencionales. [13]

En la figura 6, indica el desarrollo de potencia efectiva del sistema Nacional Interconectado en el periodo 2008-2018.



**Figura 6.** Desarrollo de potencia efectiva en el S.N.I 2008-2018 [13]

Se observa que en el S.N.I habido aporte de energía de biomasa desde el 2008, pero en el caso de fuentes de biogás se ha desarrollado los proyectos apenas en año 2016, siendo sólo dos proyectos de biogás con aporte de 45,52 GWh, representando el 0,21% de las energías renovables.

La tabla 3, presenta la potencia nominal y efectiva de las fuentes energéticas en el Ecuador, dividido por tipo de sistema.

**Tabla 3.** Potencia efectiva y nominal de fuentes energéticas [13]

Sistema	Tipo de Central	Potencia Nominal		Potencia Eléctrica	
		MW	%	MW	%
S.N.I	Hidráulica	4.440,70	53,98	4.412,78	58,02
	Eólica	16,50	0,20	16,50	0,22
	Térmica	2.449,62	29,78	2.148,19	28,24
	Biomasa	144,30	1,75	136,40	1,79
	Fotovoltaica	24,46	0,30	23,57	0,31
	Biogás	2,00	0,02	1,76	0,02

Total en S.N.I		7.077,58	86,03	6.739,21	88,60
<b>No Incorporado</b>	Hidráulica	5,66	0,07	5,39	0,07
	Eólica	4,65	0,06	4,65	0,06
	Térmica	1.136,52	13,82	854,83	11,24
	Fotovoltaica	2,02	0,02	2,02	0,03
Total No Incorporado		1.148,84	13,97	866,89	11,40
<b>TOTAL</b>		<b>8.226,42</b>	<b>100,00</b>	<b>7.606,10</b>	<b>100,00</b>

Se puede observar que, para el tipo de central no convencional biogás tiene una potencia nominal de 2 MW, representando apenas el 2% de la potencia total del Ecuador.

En la tabla 4, se encuentran las centrales que utilizan fuentes de energía renovable y su capacidad efectiva, a la fecha de diciembre del 2018.

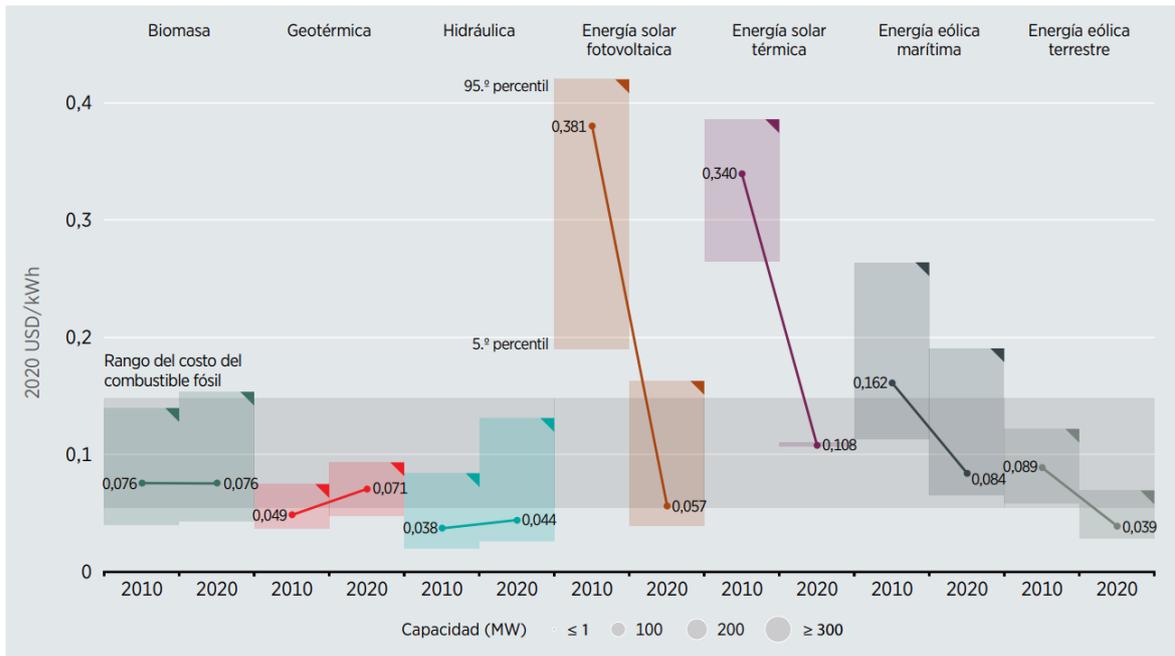
**Tabla 4.** Numero de Centrales y potencia efectiva con fuentes renovables [13]

Tipo	Con embalse		Sin embalse		Sub total	
	Número de centrales	Potencia efectiva [MW]	Número de centrales	Potencia efectiva [MW]	Número de centrales	Potencia efectiva [MW]
Hidráulica	5	1598	66	3443	71	5041
Biomasa	N/A	N/A	N/A	N/A	3	136,4
Eólica	N/A	N/A	N/A	N/A	3	21,15
Solar	N/A	N/A	N/A	N/A	34	26,74
Biogás	N/A	N/A	N/A	N/A	2	6,5
<b>SUB TOTAL</b>					<b>113</b>	<b>5232</b>

Se observa en la tabla 4, que se cuenta con 34 centrales fotovoltaicas con capacidad de 26,74 MW y 2 plantas de biogás con potencia efectiva de 6,50 MW. [13]

#### 2.1.1.1 Costo de generación de biomasa

Se analiza el costo de las centrales generadoras de energía renovable, por medio del parámetro “Levelized Cost of Energy– LCOE” que es un ponderado que permite comparar los costos según el tipo de generación. En la figura 7 se presenta los costos globales de generación eléctrica renovable al año 2020.



**Figura 7.** LCOE globales de tecnologías renovables en el periodo 2010 - 2020 [14]

Donde se observa que el LCOE de las energías fotovoltaicas ha tenido una considerable reducción en un periodo de diez años. El inversor de la central estima los valores de tecnologías antes de empezar con el proyecto. Se observa la ventaja de la energía fotovoltaica con el LCOE de 0,057 USD/MWh que es el más bajo de las tecnologías, a diferencia de la biomasa con un LCOE de 0,076 USD/MWh.

### 2.1.2 Fuentes de generación eléctrica a partir de biogás

Actualmente existen pocos biodigestores de tamaño considerable, prevalecen biodigestores de tamaño pequeño instalado en instalaciones rurales. Los más representativos son:

#### 2.1.2.1 Planta de biogás del Jardín Botánico de Quito

Es un biodigestor de 12m<sup>3</sup>, opera con residuos de poda. Genera 9 m<sup>3</sup>/día de biogás, almacenado en membrana geotextil para consumo por un MCI (Motor de Combustión Interna), conectado a un generador de 12 kW. [14]

En las instalaciones captan el biogás y realiza la conversión energética para transformarlo en electricidad, esta planta tiene fin principalmente educativo. Los visitantes observan como los desechos vegetales, se transforman en biogás. Las cantidades generadas son reducidas, y el jardín botánico no usa este producto para necesidades energéticas. Luego el biogás que se genera es quemado en una cocineta y pasa al generador eléctrico.

### **2.1.2.2. EL Inga - EMGIRS – EP (Pichincha)**

La instalación de la planta de biogás surge del convenio entre el Municipio de Quito y la empresa Gasgreen. El biogás que se elabora por metano obtiene su fuente residual del relleno sanitario de Quito, estos desechos son principalmente de verdura. La planta generadora transforma el 30% del biogás generado en energía eléctrica. En el 2018 generó 40,25 GWh, esta energía producida pasa a la red eléctrica del Ecuador que es el Sistema Nacional Interconectado - SNI. [15]

Actualmente, la planta de biogás no cuenta con un plan de manejo oficial de residuo en la ciudad, por lo que el proyecto puede quedar en estancamiento.

La planta generadora se encuentra el interior del relleno sanitario “El Inga” de Quito. El sistema instalado tiene dos generadores con capacidad de 40 MW e interconectados con la red nacional de energía eléctrica. Cuenta con dos tuberías subterráneas de HDPE( polietileno de alta intensidad) conectado hacia la central, la energía generada pasa por una línea de transmisión de 22,8 kV. [15]

La Organización de Naciones Unidas validó este proyecto y lo cataloga como pionero en el Ecuador. La planta generadora elimina el gas metano, logrando la conversión a una potencia de 5.500 kW.

### **2.1.2.3 Pichacay (Cuenca)**

El proyecto cuenta con 30 pozos de relleno sanitario de Pichacay. El proceso de conversión cuenta con dos fases: 1) Captación y destrucción del gas metano obtenido de desechos orgánicos y 2) Transformación del biogás para producción de electricidad. [16]

El relleno sanitario recibe diariamente un aproximado de 500 toneladas de basura, estos desechos se extraen en un sistema de tuberías y ductos, se transporta y purifica en un bioprocesador. El metano convertido en biogás se envía al equipo generador donde funciona como combustible, pasa por un alternador generando energía eléctrica. Esta energía se conecta al sistema de transmisión de 22 kV con el Sistema Nacional Interconectado del país. [16]

La planta de biogás genera 2MW de electricidad y reduce la contaminación de 46.000 toneladas de CO<sub>2</sub> por año. [16]

## **2.1.3 Ámbito Legal**

### **2.1.3.1 Constitución de la Republica del Ecuador**

El artículo 14 de la Constitución Ecuatoriana dice “Se reconoce el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice la sostenibilidad

y el buen vivir, sumak kawsay”. Es de interés general el cuidar y preservar la biodiversidad del país. [17]

El artículo 14 de la Constitución Ecuatoriana dice “El Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. La soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua.” [17]

El artículo 413 de la Constitución Ecuatoriana incentiva a la búsqueda de fuentes de energía eléctrica diferentes a convencional, con el objetivo de disminuir la dependencia del consumo de fuentes fósiles. El Ministerio de Energía y Minas siguiendo estas directrices, impulsa el uso energético de desechos agrícolas, agroindustriales y pecuarios . Con el uso de biodigestores para la producción de biogás. [18]

### **2.1.3.2 Asamblea Nacional Constituyente**

La Asamblea Constituyente en sesión en el 2008 expidió el Mandato Constituyente No. 9, promulgado en el Registro Oficial No. 339. En dicho mandato objeta la intervención medida para solucionar la escasez en inversiones de proyectos en sectores eléctricos y de telecomunicaciones, satisfaciendo requerimientos de infraestructura, estimulando con la inyección de recursos del estado. [9]

La Asamblea Constituyente considera que, “resulta imperativo construir una matriz de generación eléctrica económica y ecológicamente equilibrada, incrementando la participación de las energías limpias y renovables como la eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz e hidroeléctrica, disminuyendo la generación térmica ineficiente que utiliza combustibles fósiles”. [9]

### **2.1.3.3 Artículo 2, N°5 LOSPEE**

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), en el año 2015, en el numeral 5 del artículo 2 establece en uno de sus objetivos, “El desarrollar mecanismos de promoción por parte del Estado, para incentivar el aprovechamiento técnico y económico de recursos energéticos, con énfasis en las fuentes renovables”. [19]

En el artículo 26 de la Ley Ibídem, referido a ERNC en segundo párrafo dice que, “La electricidad producida con este tipo de energías contará con condiciones preferentes respecto a ámbitos económicos y operativos establecidos mediante regulación expedida por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables”. [19]

#### **2.1.3.4 Ministerio de Energía y Minas**

El acuerdo ministerial Nro. MERNNR-VEER-2019-0001-AM, emitió las políticas para la generación de electricidad a partir de desechos orgánicos de la ciudad; otorgando condiciones de operación y de precios preferentes para el incremento de proyectos energéticos, considerando diversos tipos de tecnología. Estas condiciones preferentes se presentan en la sección de ámbito normativo. [20]

#### **2.1.3.5 Ministerio del Ambiente**

En proyecto de Generación de “Capacidades para el aprovechamiento Energético de residuos agropecuarios”. En su primera etapa realizó el manual de análisis de tecnologías y experiencias de biodigestores en Ecuador para medianos productores y en la segunda etapa desarrolló el manual de instalación de biodigestores tubulares de geomembrana, implementado en las provincias de El Oro y Santo Domingo de los Tsáchilas, a modo de demostración. [21]

#### **2.1.3.6 Código Orgánico del Ambiente**

En el artículo 9, en su numeral 2 reconoce, “como principio fundamental las mejores prácticas ambientales en todas las manifestaciones y decisiones de administración públicas junto con actividades del sector privado, con el fin de reducir la contaminación y optimizar el uso de recurso natural”. [10]

En el artículo 259 reconoce “como criterio para el desarrollo de medidas de mitigación del cambio climático, promoción de patrones de producción y consumo que disminuyan las emisiones de gases de efecto invernadero”. [10]

#### **2.1.4 Ámbito Normativo**

En lo que respecta a marco regulatorio, en 1996 se creó varios incentivos en el sector eléctrico ecuatoriano para energías renovables diferentes a las hidroeléctricas. Los principales beneficios fueron: mayor apertura para empresas privadas para que inviertan en proyectos con ERNC y disponer del sistema nacional de transmisión para transporte de energía eléctrica a zonas alejadas.

Para el análisis normativo del sector eléctrico ecuatoriano, estas rigen de acuerdo con lo siguiente:

- «Constitución de la República»
- «Decisiones comunidad Andina 816 y anexos de la 757»
- «Leyes: Energía eléctrica; Defensa del Consumidor; y, Eficiencia Energética»

- «Reglamentos Generales: RGLOSPEE; RGLODC; y, RGLOEE »
- «Marco Regulatorio» [22]

#### 2.1.4.1 Principales regulaciones para biomasa y biogás

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables(ARC) dictó varias regulaciones para incentivar el desarrollo de proyectos de generación de electricidad con fuentes renovables no convencionales. Las regulaciones más importantes son: No. CONELEC 004/11 y No. CONELEC 001/13. Ambas regulaciones establecieron condiciones preferentes de plazo, despacho y precio. Sin embargo, fueron derogadas en acuerdo con la resolución No. ARCONEL 031/16 de 8 de junio del 2016. Se estableció que de manera provisional los proyectos de generación de energía eléctrica que hayan conseguido el título habilitante podrán suscribir el correspondiente título habilitante, dentro del plazo determinado en los referidos documentos. [6]

Históricamente, se emitieron seis regulaciones que implementaban condiciones preferentes en proyectos de generación eléctrica con biogás y biomasa.:

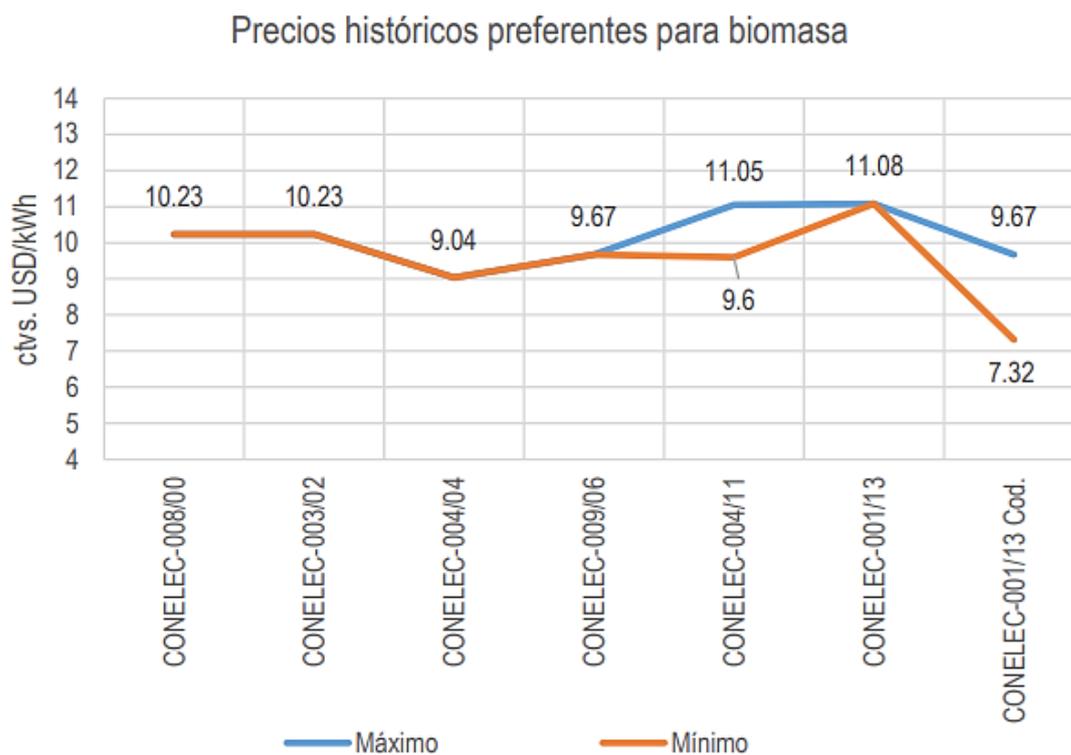
- «Asamblea Nacional»
- «Regulación Nro. CONELEC-003/02»
- «Regulación Nro. CONELEC-004/04»
- «Regulación Nro. CONELEC-009/06»
- «Regulación Nro. CONELEC-004/11»
- «Regulación Nro. CONELEC-001/13»
- «Regulación Nro. CONELEC-001/13» Codificada [6]

En la tabla 5 presenta las normativas que existieron para el desarrollo de plantas de generación de energía eléctrica con biogás y biomasa, detallando despacho, plazo y precios preferentes.

**Tabla 5.** Condiciones históricas preferentes para generación de energía eléctrica con biomasa y biogás [6]

	Biomasa		Biogás		Plazo [años]	Potencia Máxima [MW]
	< 5MW	> 5MW	< 5MW	> 5MW		
Regulación	Precio [ctv. USD/kWh]					

CONELEC-008/00	\$ 10,23	\$ 10,23	\$ 10,23	\$ 10,23	10	15
CONELEC-003/02	\$ 10,23	\$ 10,23	\$ 10,23	\$ 10,23	10	15
CONELEC-004/04	\$ 9,04	\$ 9,04	\$ 9,04	\$ 9,04	12	15
CONELEC-009/06	\$ 9,67	\$ 9,67	\$ 9,67	\$ 9,67	12	15
CONELEC-004/11	\$ 11,05	\$ 9,60	\$ 11,05	\$ 9,60	15	-
CONELEC-001/13	\$ 11,08	\$ 11,08	\$ 11,08	\$ 11,08	15	-
CONELEC-001/13 Cod.	\$ 9,67	\$ 9,67	\$ 7,32	\$ 7,32	15	-



**Figura 8.** Precios históricos preferentes para generación de energía eléctrica con biomasa y biogás [6]

En la tabla 5 y figura 8 se observan el precio máximo fijado y condiciones preferentes para centrales de generación con biogás y biomasa. Se observa que hubo un pico de precio

preferencial de 11,08 ctvs. USD/kWh y el precio más favorable de 7,32 ctvs. USD/kWh mediante la regulación Nro. CONELEC-001/13 actualmente derogada. Conforme se expedía regulaciones de este tipo de energía, ya no estableció potencia máxima establecida, debido a la escasez de este tipo proyectos existentes en el país.

#### 2.1.4.2 Regulación Nro. CONELEC – 004/11

Como se menciona en los aspectos normativos, la regulación Nro. CONELEC-004/11 junto con la regulación Nro. CONELEC-001/13 se encuentran derogadas en la actualidad. Sin embargo, se analiza dicha regulación debido a que se enfoca en el tratamiento de ERNC, para la investigación en específica del biogás y biomasa. Finalmente, además para dichos proyectos que hayan sido aprobados mientras regía está regulación, funcionan con el correspondiente título habilitante para los plazos determinados en dichos documentos.

La presente regulación se enfoca en el despacho de energía eléctrica hacia el SNI y sistemas aislados, por medio de generadores que usan fuentes con ERNC. Las energías renovables no convencionales comprenden: fotovoltaica, eólica, biogás, biomasa, geotérmica y centrales hidroeléctricas de hasta 50MW de capacidad instalada. [5]

La resolución del Concejo Nacional de Electricidad(CONELEC) entrega una tarifa “feed-in tariff” para generación de electricidad a con ERNC, determinando un precio referencial de 11,05 cUSD/kWh para cada proyecto de biomasa menor a 5 MW y de 9,60 cUSD/kWh para proyectos mayores mayor de 5 MW ( exceptuando Galápagos). [5]

#### – Precios Preferentes

Los precios preferentes de la energía medida en el punto de conexión por kWh se indican en la tabla 6.

**Tabla 6.** Precios Preferentes energía Renovable [cUSD/kWh]

<b>Centrales</b>	<b>Territorio Continental</b>	<b>Territorio Insular</b>
Eólicas	9,13	10,04
Fotovoltaicas	40,03	44,03
Biomasa y biogás < 5 MW	11,05	12,16
Biomasa y biogás > 5 MW	9,60	10,56
Geotérmicas	31,21	14,53

Los precios establecidos de la tabla 6 tienen vigencia por un periodo de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante. Las fuentes con ERNC que operen en el sector eléctrico, tienen un tratamiento similar a una central convencional rigiendo con las normativas vigentes para ese periodo, terminado el periodo de precios preferenciales, establece un precio con la norma de esa fecha. [5]

– **Condiciones operativas**

**Punto de entrega y medición**

Para las fuentes ERNC, el punto de entrega y medición será la conexión con la red Transmisión o Distribución, notificado en los planes de expansión y transmisión. [5]

**Calidad de producto**

Los parámetros técnicos en la energía entregada por este tipo de generadores son los mismos que los parámetros para generadores convencionales, que se rigen con la normativa presente. [5]

**2.1.4.3 Regulación Nro. CONELEC – 001/13**

Se analiza la regulación No. CONELEC 001/13, debido a que se refiere a «La participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables no Convencionales», entonces para aquellos proyectos que fueron aprobados mientras regía esta regulación, cumplirán con el título habilitante hasta los plazos establecido en esta regulación.

En la tabla 7 se establece los precios establecidos para generadores con biomasa y biogás.

**Tabla 7.** Precios preferentes [cUSD/kWh] [23]

<b>Centrales</b>	<b>Territorio Continental</b>	<b>Territorio Insular</b>
Biomasa	9,67	10,64
Biogás	7,32	8,05

En cambio, para fuentes hidroeléctricas menores a 30 MW, el precio preferente se encuentra en la tabla 8.

**Tabla 8.** Precios preferentes [cUSD/kWh] [23]

<b>Centrales</b>	<b>Capacidad [MW]</b>	<b>Territorio Continental</b>
Hidroeléctricas	$C \leq 30$	6,58

Al igual que la regulación Nro. CONELEC – 004/11, las generadoras con ERNC se dará un tratamiento idéntico a un generador convencional y se rigen a las normativas vigentes a la fecha.

Respecto a precios referentes, los generadores de la tabla 7 se negociará el precio de venta establecido a la norma de la época. Para los generadores de la tabla 8, el precio de venta se liquidará máximo con el precio de la media de las centrales hidroeléctricas con características similares. [23]

Respecto a pagos de factibilidad de conexión de un generador con ERNC, el cliente debe realizar el pago sin devolución a la distribuidora o transmisor que realice el estudio, según los siguientes montos: [23]

- «10.000,00 USD para un generador mayor a 1MW»
- «5.000,00 USD para un generador menor a 1MW»

En la regulación señala que el Ministerio de Energía y Minas realizó diferentes asistencias para desarrollar la generación de energía eléctrica con biomasa y biogás, estas fueron:

- Realizar el primer Atlas Bioenergético del país, donde muestra el potencial de biogás en producción.
- Incentivar a pequeños y medianos productores agrícolas por medio de talleres informativos sobre la tecnología de biodigestores. [23]

#### **2.1.4.4 Regulación ARCERNR-002/21**

LA regulación de «Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas – EGDHS para realizar la actividad de generación» establece técnicas comerciales a cumplirse para centrales de generación distribuida, donde dichos proyectos sean habilitados por el Ministerio Rector para ejecutar la generación. [25]

- **ARTÍCULO 6. «CARACTERIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA A SER DESARROLLADA POR EGDHS»**

Una central de energía eléctrica con EGDHS, se considera central de generación distribuida siempre que cumpla las principales características:

- Capacidad nominal entre 0,1 – 10 MW
- La planta se conecte cerca de la carga y a una red menor de 138 kV
- Utilice una ERNC o una energía de combustible fósil [25]

– **Proyectos que consten en el Plan Maestro de Electricidad - PME**

Los proyectos reconocidos por el Ministerio Rector, que se encuentren en el plan del PME, con fuentes ERNC serán ejecutados por empresas privadas de economía popular y solidaria y empresas mixtas donde el Estado tendrá la mayoría de las acciones de la empresa. [25]

La energía abastecerá a los clientes regulados y puede ser comercializada a los grandes consumidores. El trámite de Título Habilitante debe cumplir con lo impuesto en el RGLOSPEE y el requerimiento establecido por el Ministerio Rector. [25]

– **ARTÍCULO 15. CONDICIONES DE DESPACHO**

Para las empresas con ERNC la potencia nominal instalada será mayor a 1MW, será despachadas por el CENACE con exención de costo variable de producción y con los lineamientos de la regulación ARCERNNR 004/20 y para centrales con ERNC menor a 1 MW será auto despachadas. [25]

En la factibilidad de conexión, la distribuidora establecerá concisiones de despacho.

Para las indisponibilidades que se presenten afecten en el despacho de la capacidad de la distribuidora debe cumplir con:

- a) *«Las EGDHs propietarias de CGDs de potencia nominal instalada igual o mayor a un (1) MW cumplirán las condiciones de despacho que disponga el CENACE, en coordinación con las Distribuidoras, de acuerdo con sus procedimientos de aplicación.»*
- b) *«Las EGDHs propietarias de CGDs de potencia nominal instalada menor a un (1) MW cumplirán las condiciones de despacho que disponga la Distribuidora. » [25]*

**2.1.4.5 Regulación ARCERNNR-005/21**

La Regulación de “Participación de Autogeneradores y Cogeneradores en el Sector Eléctrico” establece las condiciones técnicas, operativas y comerciales para la participación

de autogeneradores y cogeneradores en el sector eléctrico ecuatoriano. Los principales artículos referentes a incentivos de energías renovables son:

– **ART 10. «Precio referente para autogeneradores con Energías Renovables No convencionales»**

Aplica un preferente para la incorporación de proyectos autogeneradores con ERNC que este rígado en la aplicación del artículo 3 de esta regulación. Se especifica la capacidad de la planta y el precio será de 0,056 USD/kWh con una duración de 10 años desde la operación del proyecto. [24]

– **ART 3. « ÁMBITO DE APLICACIÓN »**

Se aplica la regulación para empresas interesadas en el desarrollo de proyectos de cogeneración y autogeneración de energía, con capacidad mayor a 1MW. Estas empresas con empresas privadas, de económica mixta y de economía popular y solidaria. [24]

En el caso de empresas públicas, aplica este articulo siempre que se para autoconsumo y sean la implementación de nuevos proyectos. [24]

– **ART 14. « AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN »**

Los autogeneradores que deseen ampliar la capacidad, se rigen en lo establecido en esta normativa, luego deben cumplir los requerimientos de operación y conexión de las respectivas regulaciones normativas. Las ampliaciones se podrán realizar siempre que su instalación sea de la misma tecnología que el autogenerador base, los requerimientos serán establecidos por el Ministerio de Energía. [24]

– **ART.11 « DESPACHO REFERENTE PARA AUTOGENERADORES CON ERNC »**

Los autogeneradores con ERNC que entren en los requisitos establecidos en esta regulación, tienen un despacho preferente por parte del CENACE, con una exención del CVP(Costo Variable de Producción) siempre que se rigen en lo establecido en el artículo 26 de la regulación. [24]

Para los autogeneradores con despacho centralizado, deben cumplir las consideraciones de operación y conexión de las regulaciones respectivas. En lo que se refiere a calidad de voltaje, el CENACE dispone estas condiciones basándose en la respectiva curva de capacidad. [24]

– **ART. 26 « DECLARACIÓN EN OPERACIÓN COMERCIAL DE LA CENTRAL DE AUTOGENERACIÓN »**

Para que el autogenerador y cogenerador sea considerado en operación comercial, debe cumplir con las siguientes regulaciones:

- a) *«Sistema de Medición Comercial -SISMEC- del Sector Eléctrico Ecuatoriano»;*
- b) *«Requisitos y procedimiento para las etapas de pruebas técnicas y de operación experimental previas al inicio de la operación comercial de centrales o unidades de generación»;*
- c) *«Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado»;*
- d) *«Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables No Convencionales a las Redes de Transmisión y Distribución», para el caso de autogeneradores con ERNC.*
- e) *«Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano»;*
- f) *«Libre acceso a los sistemas de transmisión o distribución»*
- g) *«Modelo de contrato regulado», cuando corresponda; [24]*

#### **2.1.4.6 Regulación ARCERNNR 002/23**

La regulación de «Generación eléctrica a partir de residuos o desechos sólidos no peligrosos municipales» establece condiciones y requisitos de nuevos generadores con ERNC a partir de residuos sólidos no peligrosos municipales. [27]

- **«Coordinación de los GADM y Participantes»**

Los interesados en estos proyectos deben gestionar con el GADM para que esta institución establezca: Ubicación del proyecto, método de obtención del biogás, capacidad máxima y plazo para incorporación del generador. [27]

- **«Precio de venta de la energía y plazo aplicable»**

El precio de venta de la tecnología energética a partir de biogás será de 74,7 USD/MWh, con un plazo preferente de 15 años a partir de la suscripción del proyecto. La energía producida regirá a la normativa de la época. [27]

El precio comercial será en función de la medición en el punto de conexión con la distribuida que deberá coordinar con el inversionista, los contratos se rigen de acuerdo con la normativa de transacciones comerciales. [27]

- **«Despacho»**

Para los proyectos con fuentes de biogás y cuenten con potencia nominal mayor o igual a 1 MW, será despachado por el CENACE con exento en el precio preferencial. [27]

En caso de eventos que perjudique la normal operación de la central de biogás, el CENACE no tiene la obligación de despacho de forma preferente. [27]

Si el generador se conecta a la red de distribución, el despacho en condiciones normales será coordinadas con el CENACE, siguiendo las directrices de la regulación ARCERNNR 004/20 referente a la planificación del SEP. [27]

Las centrales menores a 1 MW no están sujetas al despacho centralizado por el CENACE, el excedente se entrega a los puntos de conexión cumpliendo los requerimientos en el contrato de conexión. [27]

– **«Punto de conexión»**

Para que el generador identifique los puntos de conexión, este solicitara a la empresa distribuidora o transmisora el «Certificado de Factibilidad de Conexión», donde puede solicitar información técnica por parte de la distribuidora. [27]

– **«Ampliación de capacidad de generación»**

Para los generadores que amplíen su capacidad nominal, debe solicitar el Certificado de Calificación y ajustarse a las normativas pertinentes cumpliendo requisitos de conexión y operación.

La ampliación de capacidad sucede siempre que la ampliación sea de la misma tecnología, con los requisitos establecidos por el Ministerio de Energía y Minas. [27]

- **«Declaración de operación comercial»**

Para los generadores mayores a 1 MW, cumpliendo la regulación actual, debe cumplir con las siguientes regulaciones:

- a) «Sistema de Medición Comercial -SISMEC- del Sector Eléctrico Ecuatoriano»
- b) «Requisitos y procedimiento para las etapas de pruebas técnicas y de operación experimental previas al inicio de la operación comercial de centrales o unidades de generación»
- c) «Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado»
- d) «Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables No Convencionales a las Redes de Transmisión y Distribución»
- e) «Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano»
- f) «Libre acceso a los sistemas de transmisión o distribución»
- g) «Modelo de contrato regulado», cuando corresponda. [27]

Y para aquellos generadores menor a 1MW, la operación comercial será llevar a cabo por el CENACE. Luego el CENACE coordinara con el ARC que la empresa distribuidora ha realizado un punto de conexión. [27]

### 2.1.5 Ámbito Económico

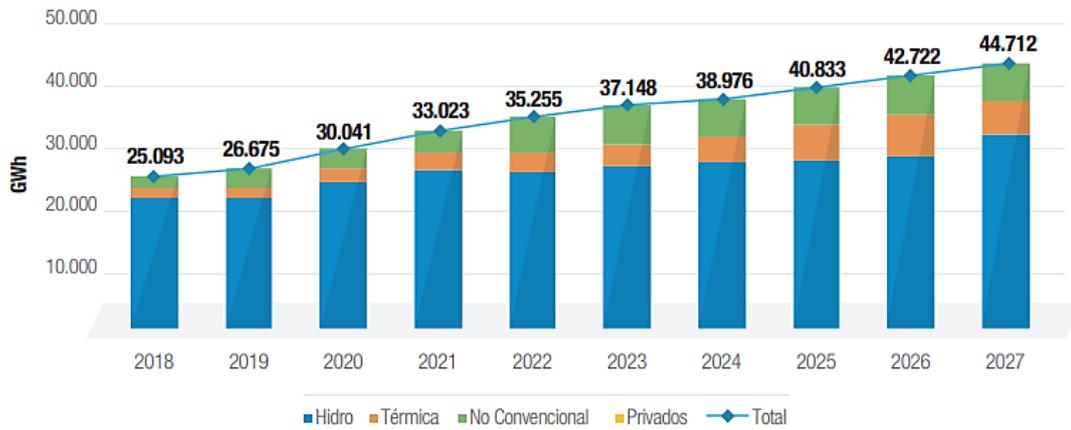
En el capítulo de expansión de la generación del Plan Maestro de Electricidad, establece recursos de 6.150 millones de dólares. En la figura 7, se observa las inversiones que deben efectuarse cada proyecto. [13]



**Figura 9.** Inversión para cada proyecto de generación de energía eléctrica en el periodo 2018-2027 [13]

En la figura 9 se observa que para las fuentes con energía renovable cuenta con 9 millones de dólares de inversión en el año 2019. Para el desarrollo del proyecto de la empresa EMACBGP ENERGY, es el responsable de producción de biogás en la producción de electricidad de Pichacay, se tomó como inversión inicial de \$ 1.950.000,00 USD. [13]

En la figura 10, presenta el desarrollo de la generación de electricidad hasta el año 2027, donde se observa la producción de energía de las fuentes con ERNC con relación a las hidroeléctricas.

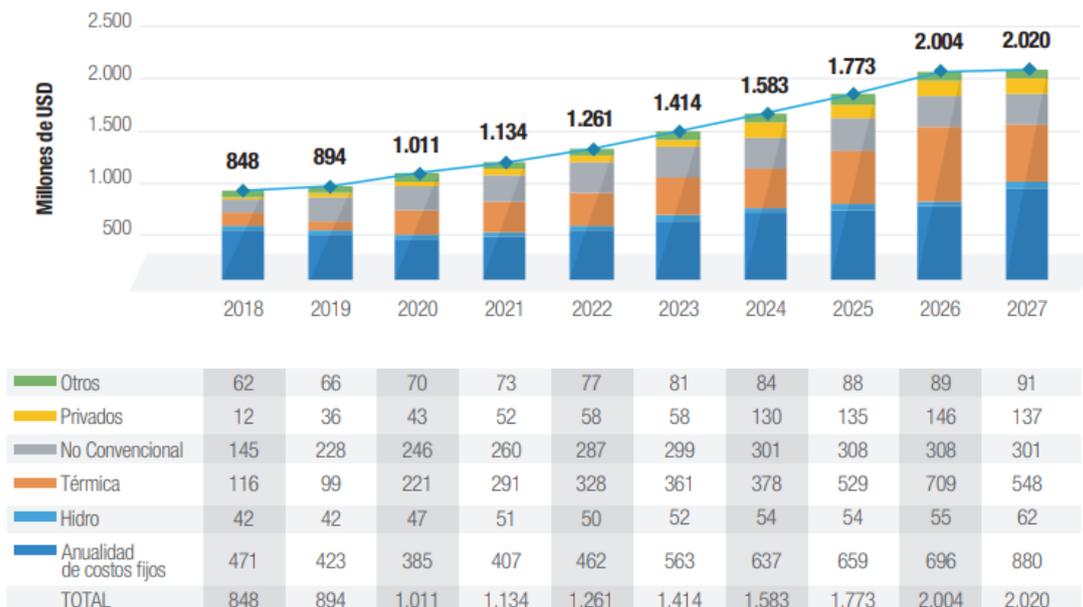


**Figura 10.** Evolución de la generación eléctrica [13]

En el año 2018 se incorporó al sistema eléctrico el proyecto Pichacay de biogás con 1 MW de potencia efectiva.

### 2.1.5.1 Costo Medio de Generación – CMG

Determina anualmente la producción de las plantas de generación, detallando costos de generación dependientes de las energías hidráulicas, produce un impacto de costos entre períodos lluviosos y de estiaje.



**Figura 11.** Evolución del Costo Medio de Generación – Caso Base [13]

Esta inversión tendrá una incidencia directa en el cálculo del costo medio de generación, en cuanto a los costos de Administración, Operación y Mantenimiento. Se estima que para

energía de fuentes no convencionales el CMG es de 145 millones de dólares en el año 2018, siendo apenas dos centrales con fuente de biogás que representa el 1,13% de todas las centrales de generación instaladas para ese año. [13]

En lo que respecta a proyectos de generación de energía eléctrica a partir de biomasa o biogás, existen mecanismos de inversión como es la Cooperación Financiera No Reembolsable que es el mecanismo que más utilizado en la implementación de proyectos eléctricos que permiten el cambio de la matriz productiva. Utiliza Convenios de Cooperación Bilateral, que son convenios establecidos entre el Gobierno Nacional y un Organismo Multilateral.

La IFC(Corporación Financiera Internacional) ha desarrollado un programa de financiamiento, el cual incentiva proyectos de generación electricidad con uso de ERNC por medio de financiamiento. Para esto, se trabaja en conjunto con instituciones financieras, se elabora un listado de proyectos que califiquen para poder ser financiados. Los proyectos que se eligen son aquellos que reduzcan el consumo energético en al menos en un 15%, o proyectos que incentiven el uso de ERNC.

### **2.1.6 Barreras y puntos débiles detectados**

En base al análisis de la situación actual del biogás en el Ecuador se señalan las siguientes barreras:

- En el Ecuador cuenta con pocos rellenos sanitarios dedicados a la extracción de biogás, se debe al escaso desarrollo de tecnologías de biodigestores.
- Respecto al Ministerio de Energía y Minas, no existe una adecuada articulación del tema de Generación de ERNC, con énfasis en biogás y biomasa.
- Los lineamientos regulatorios del CONELEC y los reglamentos del gobierno(Constitución de la República y plan “Toda una Vida”) definen un positivo escenario para la ampliación de tecnologías referentes a biogás. Sin embargo, los lineamientos analizados vienen relacionados con lo referente a biomasa. Una opción viable sería separar cada energía renovable según su origen; y en el caso de biogás ampliar la información económica – operativa.
- Escases de centrales incorporadas de biogás, apenas existen dos en el país, con potencia nominal de 7,26 MW aportando 0,18% del total de energías renovables a diferencia de las hidroeléctricas que aportan el 81,08%. Datos obtenidos del capítulo de generación del Plan Maestro de Electricidad 2016-2025.

- En el Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, en el capítulo de expansión de generación, no existe información a detalle del biogás sólo se considera como ERNC. Por este hecho no existen datos oficiales en lo que se refiere a potencial económico y comercial. A pesar de que el potencial técnico es significativo por la estructura agrícola del país.
- En el Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, en el capítulo de Plan de Expansión de Generación del SNI 2018-2027, no existe ningún proyecto de biogás o biomasa en fase de construcción.
- Existe desventaja competitiva en lo referente al biogás y biomasa, en el Ecuador hay mayor uso de las energías provenientes de paneles solares que las de biomasa, debido a que el coste de fabricación de los paneles solares ha descendido en los últimos años. La biomasa cuenta con un LOCE de 0,076 USD/MWh versus el LCOE de paneles solares de 0,057 USD/MWh logrando que estas instalaciones sean más asequibles y tenga mayor participación. Datos obtenidos de IRENA.
- A diferencias de países como Chile, en Ecuador no dispone de una guía o un documento que establezcan las directrices que permitan planificar, operar y liquidar proyectos de energía eléctrica con biogás. Esto se considera una barrera debido a que, en caso de nuevos proyectos de biogás, resulta dificultoso para el inversionista, pues no cuenta con lineamientos de tecnologías, costos, ni permisos ambientales que requieren una planta de biogás para incorporarse al mercado eléctrico.

## **2.2 Situación Normativa en otros países, respecto a generación de energía eléctrica a partir de biogás**

Con el fin de sugerir posibles ajustes o recomendaciones a las normativas vigentes respecto a energías Renovables No Convencionales con énfasis en biogás, se investiga la situación energética en el mundo.

### **2.2.1 Situación de la biomasa en el ámbito internacional**

Para conocer el aspecto normativo internacional, primero se analiza los países con mayor producción de biomasa globalmente. La Agencia internacional de la Energía (AIE) calcula que tiene el 10% de la energía proviene de la biomasa, donde también se encuentra los combustibles líquidos y el biogás. [25]

Gran porcentaje corresponde a países en desarrollo, donde los desechos orgánicos es la fuente con mayor uso para producir electricidad. En la tabla 9 se encuentra el ranking de

las mayores plantas de energía eléctrica con fuente de biomasa, lista obtenida de *El periódico de la Energía*.

**Tabla 9.** Ranking de Plantas de energía eléctrica a partir de biogás con mayor capacidad en el mundo [25]

Central de biomasa	País	Capacidad Instalada [MW]
Ironbridge	Reino Unido	740
AlholmensKraft	Finlandia	265
Toppila	Finlandia	210
Polaniec	Polonia	205
Kymijärvi II	Finlandia	160
Vaasa	Finlandia	140
Wisapower	Finlandia	140
Florida Crystals	Estados Unidos	140
KaukaanVoima	Finlandia	125
Seinäjoki	Finlandia	125

Como se observa en la lista, Finlandia es el país de mayor consumo de energía en el mundo, cuenta con 1490 toneladas sólida de biomasa distribuidas en siete centrales de electricidad a partir de biomasa y sus derivados como es el biogás.

En lo que respecta a biogás los países con mayor capacidad de energía son:

**Tabla 10.** Lista de países potencial para producción de energía eléctrica a partir de biogás [26]

País	Capacidad de producción [MW]
Alemania	3,594 MW
Reino Unido	1,425 MW
Estados Unidos	1,047 MW
Italia	477 MW
Australia	427 MW
España	194 MW
Países Bajos	130 MW
Francia	120MW
Canadá	117 MW
Suecia	64 MW

Se debe tomar en cuenta en esta lista que, la capacidad de producción en cada país es utilizado para generar electricidad y combustible.

El uso del biogás en su mayoría a nivel de producción en el mundo es para generación de electricidad. Actualmente existen países que generan electricidad a partir de biogás con proyectos económicos exitoso, los países son Alemania, Reino Unido, Suecia y Brasil.

A nivel mundial se tiene un panorama alentador, presentando mayor inversión de energía de biomasa en países europeos y asiáticos. Alemania es el país con mayor cantidad de producción de energía eléctrica con fuente de biogás, cuenta con más de 5.000 plantas y una potencia de 1.700 MW. [27]

La biomasa es la cuarta fuente natural de energía más grande en el mundo.

### **2.2.1.1 Alemania**

Como se mencionó en el inicio de este capítulo, Alemania es el país con potencial de producción de energía eléctrica a partir de biogás. Debido a esto es importante analizar las normativas que rigen en este país para sacar las mejores ideas.

Las fuentes de cogeneración normalmente tienen un rango de potencia entre 150kW y 1 MW, no usan equipos grandes por temas de logística. [28]

En Alemania existe un gran interés en la transición de la matriz energética, este es uno de los factores del éxito del biogás.

Se aplica el sistema “feed-in tariffs” que es un incentivo para incrementar la inversión en proyectos de energías renovables, es decir que los operadores de red son obligados a la conexión y transformación energía eléctrica a partir de ERNC con un precio preferencial. Se aplica para proyectos menores a 5 MW con un precio mínimo fijado por el tipo de fuente energética renovable, para las energías con biomasa tiene un costo de 15 USD/MWh. [29]

Desde el 2012 en Alemania se estableció una prima de mercado energético que motiva a que los propietarios de los proyectos con ERNC tuvieran la decisión de operar sus proyectos según el estado del mercado energético. Este mercado se categoriza por el tipo de tecnología mediante cupos y se realiza subastas para instalación de cada proyecto. [29]

Para las nuevas construcciones de edificios deben cumplir los requisitos de la Ley Alemana. En lo que respecta a lo energético, obliga a que las instalaciones de calefacción sean abastecidas con ERNC. En el caso de los edificios existentes pueden solicitar el “Programa de Incentivos de mercado para Energías Renovables” que provee de asistencia energética para el cambio de tecnologías de calefacción a partir de fuentes renovables. [29]

La Ley Alemana establece que el biogás tenga una conexión directa a las redes de gas natural del país. En lo referente a costos, para la conexión hasta de 10 km debe ser asumido el 75% por el propietario de la red y el 25% restante por el propietario del proyecto. La ley reparte responsabilidades en lo que se refiere al acondicionamiento del biogás para la conexión a la red de gas natural. [29]

### 2.2.1.2 Argentina

En Argentina se ejecuta el programa de «Abastecimiento de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables - RENOVAR», que implementa un mercado exclusivo para las energías renovables a través de subastas. En la tabla 11 presenta las condiciones de la subasta para dicho programa. [6]

**Tabla 11.** Ronda de subasta de programa RENOVAR [6]

<b>Tipo</b>	<b>Potencia ofertada [MW]</b>	<b>Potencia adjudicada [MW]</b>	<b>Precio máximo [USD/MWh]</b>	<b>Precio ofertado promedio [USD/MWh]</b>	<b>Valor referencial inversión [USD/kW]</b>
Biomasa	100	117	110	107	3000
Biogás	35	35	160	157	5500
Biogás relleno sanitario	15	13	130	129	2500

En la tabla 11 se observa que los proyectos de biogás tienen incentivo por la capacidad de potencia instalada, que se suma al precio atribuido. También incluyen incentivos fiscales para generadores con ERNC y con plazo de 20 años para todas las tecnologías. [6]

En el Artículo 39 de la Ley No 24.065, establece que CAMMESA(planifica la operación del Sistema Argentino de Interconexión – SAIDI) no pondrá restricciones para aquellos autogeneradores de energía eléctrica por medio de contratos pactados con los demandantes, exceptuando en casos técnicos. CAMMESA analizará las ventas de energías en medida que resulte beneficioso para el sistema. [29]

Entonces, en los artículos 1° y 39 de la Ley 24.065, se puede incorporar cualquier tipo de energía con su oferta de mercado, en este caso con fuentes renovables. Pudiendo obtener incentivos siempre y cuando los precios cubran los costos de incorporación.[29]

En el anexo 39 de los Procedimientos de “Control de Tensión y Despacho de Potencia Reactiva” establece condiciones particulares para generación con ERNC, excluyendo las fuentes eólicas e hidroeléctricas. Para que este tipo de fuente de energía ingrese al

MEM(Marco eléctrico Mayorista), debe contar con una potencia nominal igual o mayor a 0,5MW. Las fuentes ingresadas deberán cumplir los requisitos de ingreso de nuevos generadores al MEM. [30]

La Ley No 26.190 de 2006 declaro interés hacia la generación de electricidad con ERNC para el servicio público. Con incentivos hacia la investigación de tecnologías y la manufacturación de equipos. Tuvo como meta que las ERNC contribuyeran hasta alcanzar el 8% de generación de energía eléctrica en los próximos 10 años a partir de la vigencia del reglamento. [31]

La Ley No 26.190, rugalada por el Decreto PEN No 562/09, estableció: “Conjunto de beneficios tributarios durante 10 años a los nuevos proyectos de producción de energía eléctrica con fuentes renovables”. Estos beneficios devolverán el pago por Impuesto al Valor Agregado(IVA) a los bienes nuevos de depreciación. Por último, el estado se compromete a promocionar a accesos fiscales en las que participan las jurisdicciones provinciales y municipales. [31]

Ley No 27.191 que es una reforma a la Ley 26.190, amplió los beneficios tributarios y estableció que los beneficiarios de energías renovables acrediten entre 30 y 60% de integración en instalaciones electromecánicas(exceptuando obra civil). Adicionalmente tienen derecho al beneficio de un certificado fiscal , que equivale a una exención del 20% de impuestos. Los beneficiarios del régimen, en cualquier momento, regresar al anterior acuerdo de precio en contratos con ERNC. [32]

Además, la Ley No 27.191, estableció obligar a los grandes usuarios (consumo mayor a los 300kW), un consumo de energía con ERNC. Con el fin de estimular y promover la producción de energías renovables. Estos usuarios deberían abastecerse de acuerdo con los parámetros de la tabla 12: [32]

**Tabla 12.** Porcentaje de consumo con energías renovables para grandes usuarios [32]

<b>Año de consumo de EFR</b>	<b>Porcentaje de energías renovable para empresa grande</b>
2017	8 %
2019	12 %
2021	16%
2023	18%
2025	20%

En caso de no cumplir con lo estipulado, las grandes empresas obtendrán una multa del CVP de energía eléctrica, cuya fuente de generación sea el combustible gasoil de importación.

Se dispuso la creación del Fondo para el «Desarrollo de energías Renovables – FODER», que ofrece financiación a proyectos con ERNC, otorgando desde el 50% del ahorro combustibles utilizados por las plantas del proyecto. [33]

FODER adicional ofrece remuneración para pagar por quince años para cada kWh generado por las fuentes renovables entregadas al MEM o destinadas al servicio público.

### 2.2.1.3 Brasil

En Brasil se encuentra la Empresa de Investigación Energética EPE, establece costos regulados de energía en generación de electricidad con recursos renovables. Los precios normalizados en lo referente a biomasa se encuentran en la tabla 12.

**Tabla 13.** Costos regulados en la generación de energía eléctrica con biomasa [6]

Fuente	Inversión [USD/MWh]		O&M fijo [USD/MWh]		Combustible [USD/MWh]		Costo nivelado [USD/MWh]	
	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior
Bagazo	7	44	3	19	-	-	11	63
Biogás	16	53	7	22	-	-	23	75
Residuos Forestales	25	26	11	11	13	51	49	89
Residuos agrícolas	34	34	15	15	39	45	88	94

En la tabla 13 se observa que el costo de inversión más alto es para el biogás con 53 USD/MWh.

La Empresa Energética EPE, por medio del informe “Energía Termoeléctrica, gas natural, biomasa, carbón, nuclear”, implementa costos normalizados de generación de electricidad a partir de biomasa. [6]

La generación de electricidad con biomasa a partir de bagazo caña ha logrado el 10% de participación en la matriz energética nacional, con potencia instalada de 12.300 MW en el 2014. El desarrollo de esta fuente renovable se logró por medio del «Programa de Incentivo

a las Fuentes Alternativas de Energía eléctrica – PROINFA», que promueve el desarrollo de tecnologías pequeñas plantas de generación con fuentes renovables. [34]

El mercado energético se maneja por medio de subastas en supervisión de la empresa estatal Eletrobás para el cierre de contratos de compra por veinte años. [34]

En el año 2007 se implementaron Subastas de con ERNC a través del Decreto 6048/07 que abastece a las distribuidoras por contratos con la “Agencia Nacional de energía eléctrica – ANEEL”. Obteniendo precios de venta de 80 US\$/MWh en energía eólica y de 84US\$/MWh en fuentes de cogeneración a partir de desechos de caña de azúcar. Este mercado de subastas energéticas se realiza por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica. [35]

El sistema de Instalaciones Compartidas para Generadores – ICG, facilita el punto de conexión a la red de los proyectos eléctricos con capacidad baja, entre ellos pequeñas centrales hidráulicas y fuentes renovables. Estas ERNC con potencia menor o igual a 30 MW pueden exigir al menos de un 50% de descuento en las tarifas de uso de sistemas de transmisión y distribución. [36]

Para el otorgamiento de licencias en requerimientos ambientales corresponden a jurisdicciones estadales. En general para aquellas plantas de producción de electricidad superiores a 10 MW, sea o no de recursos renovables, debe presentar la evaluación de Impacto Ambiental. [35]

#### 2.2.1.4 Chile

La “Comisión Nacional de Energía – CNE”, aprobó el “Informe de Costos de Tecnologías de Generación”, que identifica los costos de operación e inversión de centrales eléctricas con biogás y biomasa. En la tabla 14 se encuentra los costos de producción energética para cada tipo de fuente renovable. [6]

**Tabla 14.** Costo de generación de energía eléctrica con biomasa [6]

Tipo	Inversión [USD/kW]	Costo variable [USD/MWh]	Costo fijo [USD/kW-año]	Tiempo de construcción [años]
Tecnología térmica a biomasa	3100	5 a 15	3 a 4% de inversión	3
Tecnología térmica a biogás	3500	9 a 15	3 a 4% de inversión	3

La producción de energía eléctrica con ERNC en el sistema chileno se incrementó a través del mercado de subastas. Pero en los últimos años han descendido los precios de subasta, donde la compra de proyectos con biomasa fue nula.

En adición a esto, la “Comisión Nacional de Energía – CNE”, aprobó el “Informe de Costos de Tecnologías de Generación”, de 2018. [28]

Los equipos de biogás en cogeneración se disponen en el rango de potencia de 20kW a 4MW. [28]

La Ley N°20.257 de fomento de ERNC del 2008 establece que, las empresas generadoras de Chile con capacidad instalada mayor a 200MW, tienen la obligación de que un porcentaje de energía entregada a los consumidores finales sea por medio de ERNC. En el año 2007 se estipuló un porcentaje del 5% para las empresas generadoras, en el año 2010 se estableció un aumento progresivo de 0,5% en los siguientes años hasta llegar a un máximo de 20% el 2025. [37]

La Ley N°19.940 permite a pequeños generadores de ERNC con capacidades instaladas menores a 9MW sean integrados a mercados mayoristas, en situaciones no discriminatorias. Estos generadores tienen tratamiento operacional y comercial accesible. La Ley además establece a las redes de distribución para dichas generadoras y la liberación de peajes de transmisión troncal. [37]

La Ley N°20.018 crea un mercado exclusivo para fuentes con ERNC, en condiciones de igualdad de competencia con las demás generadoras que logren contrato con empresas de distribución. [37]

El reglamento D.S 244/05 crea modelo de negocios para generadoras con capacidad menores a 9 MW, permitiendo el desarrollo de generación distribuida. Tiene un beneficio para las fuentes ERNC debido a que toda la energía de despacho y auto despacho económico se compra en el mercado mayorista, con precio de compra establecido. [37]

Existe en Chile programas con fondos de ayuda que fomenten la participación de empresas en la participación en las etapas de desarrollo de proyectos con ERNC. Las ayudas pueden ser subsidios, precios preferenciales y créditos. Los programas de apoyo a las ERNC realizados por CORFO (Corporación de Fomento de Producción) son:

1. Programa Todo-Chile: Para empresas a nivel regional, pueden postular empresas extranjeras y nacionales que cuenten con ventas anuales inferiores a 40 millones USD anuales y que evalúen perspectivas de inversión superior a los 400.000 USD. Siempre que utilicen las ERNC con la Ley N°20.257. El beneficio consiste en un

subsidio hasta del 50% de estudio de proyecto (prefactibilidad, estudio económico, estudio financiero, asesorías, etc.) y hasta del 2% en inversión, siempre que no sea superior a los 60.000\$.

2. Confinamiento de estudios avanzados de ingeniería para proyectos de ERNC: Destinadas para empresas con desarrollos avanzados del proyecto.
3. Apoyo a financiamiento de inversión: Exclusivo para proyectos con ERNC, donde CORFO otorga iniciativas con la búsqueda de inversionistas para proyectos de ERNC, además otorga crédito a largo plazo para financiamiento, se puede acceder por la Banca Local. [38]

Adicional a estos apoyos, existe la contribución extranjera denominado “Mecanismo de Desarrollo Limpio – MDL”. Consiste que aquellos países que forman parte del Protocolo de Kyoto, debe reducir al 5% las emisiones de gases de efecto invernadero. En el caso de Chile, tiene la posibilidad de obtener financiamientos a proyectos para la reducción de estos gases. [38]

#### **2.2.1.5 Colombia**

En Colombia se promueve el desarrollo de las ERNC por medio de la Ley 1715, cuyo objetivo es el de reducir las emisiones carbono y logrando una evolución económica sostenible. Esta ley regula la integración de las ERNC al Sistema Energético Nacional. En el artículo 17 dice que “el Gobierno Nacional, en coordinación con las Corporaciones Autónomas, establecerá planes de actuación con el fin de fomentar el aprovechamiento energético de biomasa agrícola y evitar el abandono, la quema incontrolada en la explotación o el vertimiento de los residuos agrícolas”. [40]

Esta ley junto con la Ley 143 tienen lineamientos de política energética, regulaciones económicas y operativas, que impulsan la generación de energía eléctrica con ERNC.

La Ley 1955 es la modificación a la Ley 1715, en el artículo 175 dice “los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido tendrán derecho a deducir de su renta, en un período no mayor de 15 años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión, el 50% del total de la inversión realizada”. Este es un incentivo tributario en las inversiones de proyectos con ERNC, estos incentivos son principalmente de tipo fiscal, donde adicionalmente se adiciona la exención del pago del IVA, impuestos de importación de equipos y recuperación de la inversión de activos para la producción y uso de energía. [39]

En lo que respecta a biogás, estas leyes benefician a sólo a proyectos industriales y a gran escala, no incluye a plantas de biogás de autoconsumo, tampoco a las que generan electricidad para abastecer a las ciudades. Lo que resulta beneficioso para las empresas. Tampoco tiene un financiamiento directo del estado, por lo que la inversión para proyectos de biogás debe venir por parte de las empresas interesadas.

Colombia cuenta con esquemas tarifarios para la integración de las ERNC en el mercado de energía, estos esquemas son:

- Esquema “Feed-in tariffs”, donde las entidades regulatorias establecen que los consumidores pueden obtener energía de fuentes renovables un precio predeterminado sobre el precio de la energía convencional.
- Esquema de “Cuotas y certificados verdes”, es para los consumidores que no cumplen con la parte acordada de energía con fuentes renovables, deben realizar una multa. Entonces el acuerdo financiero es negociado si la empresa tiene certificados verdes.
- Esquema de “subasta” que consiste en que los proyectos con ERNC entran en un mercado de ofertas competitivo para adquirir dicha energía. Los proyectos que sobresalen son los que tienen mejores propuestas en cuanto a precio y eficiencia energética. [40]

## 2.2.2 Matriz comparativa entre normativas

Parámetros Regulatorios	Alemania	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador
<b>Subastas</b>	No	Si, con mejor oferta de precios	Sí con precio de subasta de 90 USD/MWh	No	Si, siempre que la oferta sea mejor que las de energía convencional	No
<b>Feed-in tariff</b>	Subsidio de 15 USD/MWh	Si	No	No	Si	Sí, para proyectos que cumplieron con el Título Habilitante
<b>Subsidios a la conexión de red con ERNC</b>	No	No	50% de descuento en peaje de transmisión	Descuento total en peaje de transmisión	No	no

				o distribución		
<b>Obligación a Distribuidoras a comprar porcentaje de energías renovables</b>	Sí, pero para calefacción. Empresas que no cumplan están obligadas capacitarse para estas instalaciones.	No	No	Sí, con 5 a 10% porcentaje de ERNC, recibe multa si no cumple	No	No
<b>Subsidio de la energía a usuarios</b>	No	Si	Si, por parte de BNDES	No	Sí, exención de pago de IVA	No
<b>Precios de energía mercado mayorista</b>	35 USD/MWh	13 USD/MWh	60 USD/MWh	90 USD/MWh	87 USD/MWh	74,7 USD/MWh
<b>Programas estatales</b>	No	FODER	PROINFA	CORFO	No	No

Con la información obtenida de la matriz comparativa de normativas a nivel internacional, se logra establecer lineamientos y recomendaciones que puede implementar el ARC en las ERNC con énfasis en biogás. Se presentará en la sección 2.4 .

## 2.3 Aspectos relevantes que fueron considerados en un proyecto de autogeneración que se implementó en Chile

Se realiza el estudio de implementación de un proyecto de biogás ya ejecutado, con el objetivo de obtener las mejores consideraciones para la implementación de este tipo de proyectos en el Ecuador.

Se escogió la planta de biogás de la empresa “Reciclajes Industriales S.A” de Chile. Los parámetros de integración, financiamiento y planificación del proyecto de biogás se rigen en lo establecido en la “Guía de Planificación para Proyectos de Biogás en Chile”.

El estudio de este modelo tiene la posibilidad de producir energía térmica y energía eléctrica, estos dos tipos de energía puede considerarse como principales ingresos del proyecto. Este modelo de negocios en el proyecto de biogás asegura la valoración de todos sus productos. [28]

### 2.3.1 Integración del proyecto

Para la integración del proyecto de biogás en el mercado eléctrico de Chile, se rige principalmente por las condiciones de operación que se aplican en los proyectos de

generación eléctrica convencional. En la producción de biogás, como es de autoconsumo, se encuentra categorizado como cliente libre según la “Ley General de Servicios Eléctricos”. Los valores de venta se fijan con lo establecido con la empresa distribuidora, estos valores son respecto a regulación de precios y tarifas de energía.

Para el caso de un proyecto de biogás que se quiera comercializar al mercado energético, se debe guiar de acuerdo con el documento “Las energías Renovables No Convencionales en el Mercado eléctrico chileno”, donde se encuentra fundamentos legales, regulatorios, análisis integral al mercado chileno, costos de operación y la participación en el mercado energético. [28]

El proyecto de generación de energía eléctrica con biogás tiene elevado costo de inversión, si el proyecto es de menor escala, es difícil obtener rentabilidad. Se recomienda que el productor tenga asegurado un abastecimiento de materia orgánica a largo plazo.

Para este tipo de proyectos se busca valorizar la energía térmica residual con el fin de permitir mayor rentabilidad en la inversión. Es recomendable diseñar el proyecto para el abastecimiento de energía eléctrica y térmica.

En resumen, un modelo de negocios de producción de biogás debe asegurar la venta de todos sus productos. Las fuentes de ingresos para un proyecto de biogás son por:

- Ventas de energía y potencia eléctrica
- Ventas de energía térmica
- Sustitución de combustibles
- Ventas de bonos de carbono [28]

Para las alternativas de proyectos con ERNC, existen cinco modelos de negocios en venta de energía eléctrica y el tipo de acuerdo que se debe realizar. Se presentan en la tabla 15:

**Tabla 15.** Modelo de negocio de energía eléctrica con ERNC

<b>Modelo de negocio de venta de energía eléctrica</b>	<b>Tipo de acuerdo</b>
Mercado Spot	Donde el precio establecido de venta corresponde al costo marginal instantáneo para energía, para excedentes de potencia menores a 9 MW.
Empresa distribuidora	Según acuerdo libremente por ambas partes.

Empresa distribuidora por clientes regulados	Por licitaciones públicas, precio establecido en el contrato.
Cliente libre	Según acuerdo libremente por ambas partes, estableciendo un precio de energía.
Otros generadores	Según acuerdo libremente por ambas partes, don la empresa generadora a su vez comercializa a consumidores finales.

### 2.3.1.1 Ingresos del proyecto

#### – Ingresos por venta de energía térmica

En las fuentes de energía de biogás, existe un excedente de energía térmica, este se puede destinar para autoconsumo o comercializar para un ingreso. No existe un precio oficial debido a que este producto residual es poco convencional. Para establecer un precio de venta de energía térmica se realiza un estudio comparativo entre los valores de producción de calor en ese momento para el posible comprador. [28]

#### – Venta por sustitución a otros combustibles

Otra alternativa es el utilizar el biogás para la generación de calor en combustión directa con fines de calefacción. Dependerá de la inversión y el combustible que se desea sustituir.

#### – Ventas de bonos de carbono

Los proyectos de biogás, vistos desde las Naciones Unidas se puede considerar como proyectos “MDL – Mecanismo de Desarrollo Limpio”, generando ingresos por medio del mercado del carbono. Los proyectos pueden obtener los certificados de “reducciones de emisiones certificadas” (CERs – Certified emission Reductions) que es un tipo de bono de carbono. Un CER equivale a una tonelada métrica de dióxido de carbono CO<sub>2</sub>. No existe un precio fijo, se realiza un estudio según la tecnología e inversión de cada proyecto. [28]

### 2.3.1.2 Costos de proyectos de biogás

Depende según la complejidad del proyecto, el nivel de automatización, materiales y maquinarias que se pueden o no importar del país.

#### – Inversión

Los costos de inversión para una planta de biogás dependen generalmente de: obras civiles, equipos y materiales, equipos de importación.

Las obras civiles corresponden a oficinas, sala de máquinas, perforación e instalación del proyecto. Sus costos representan entre el 30 y 50% de la inversión total

El precio de los materiales y equipos dependen del valor del mercado en ese momento. En este grupo se encuentran: tuberías, equipos eléctricos, bombas, etc. También se considera los costos por planificación y conexión a la red. Tiene una inversión hasta del 25% de la inversión total.

Las maquinarias generalmente son de exportación, los equipos para el uso del biogás en específico. Tiene un costo entre el 30 y 45% de la inversión total. [28]

Por otra parte, si el proyecto considera entregar excedentes a la red de energía eléctrica, se debe contemplar la inversión de conexión de esta. Dependerá del nivel de tensión a conectar y tipo de transmisión de energía.

#### – **Costos de operación**

En proyectos de biogás, se basa en la utilización de biomasa residual. Se debe tomar en cuenta los costos asociados al sustrato, transporte, personal y la energía utilizada por la planta.

La energía utilizada en la planta fluctúa entre el 5 y 15% de la producción de energía y la demanda térmica utilizada dependerá de las condiciones del sitio del sistema de biodigestión tiene un valor entre el 10 y 35% de energía producida.

Para los requerimientos de personal, dependen del nivel de automatización de la planta. Basado en proyectos de biogás de Alemania, para una planta de 500kW necesita una persona del nivel técnico y un ayudante a jornada parcial.

#### – **Costos de mantenimiento**

Para equipos complejos de la planta como son los grupos electrógenos, es conveniente que el mantenimiento incluya en los contratos con la empresa proveedora del equipo, por lo que no se considera como costos de mantenimiento.

Para otro tipo de maquinarias como bombas, agitadores, sistemas de transporte, etc. Tiene un valor entre el 4 y 8% del valor de inversión.

#### – **Otros costos**

Estos costos se consideran como administración de la planta generadora y seguro de los trabajadores. Para el caso de la administración corresponde a un 10% del tiempo empleado del personal técnico. Los costos de seguro se estima que es el 1% de la inversión total, este costo se debe cotizar directamente de las empresas aseguradoras de Chile, debido a que este tipo de proyectos no es conocido a nivel nacional.

### **2.3.1.3 Instancias de Apoyo en proyectos de biogás en Chile**

En Chile se ha implementados instrumentos financieros para estimular los proyectos ERNC, entre ellos los proyectos de biogás. “La Corporación de Fomento de la Producción – CORFO” tiene los siguientes instrumentos:

- Subsidios de preinversión: Subsidia hasta el 50% de costos de estudio de evaluación de proyectos de ERNC.
- Líneas de financiamiento: Son créditos bancarios para proyectos medioambientales, en este caso proyectos ERNC. Los fondos son otorgados por CORFO. [42]

En resumen, para el proceso de integración de un proyecto ERNC, para un análisis de modelo de comercialización de energía, no es posible dar una recomendación en general, debido a las características del mercado chileno, se requiere un análisis particular según el tipo de proyecto.

### **2.3.2 Financiamiento del proyecto**

Se realiza el estudio financiero de una planta de biogás de la empresa “Reciclajes Industriales S.A” de Chile, donde recibe más de setenta mil toneladas de residuos agroindustriales. [42]

El estudio empieza con un análisis sobre la inversión, ingresos y costos que forman el flujo de caja y termina con un análisis de sensibilidad de financiamiento, modificando los principales factores que hacen variar la rentabilidad del proyecto.

Para el financiamiento del proyecto se pretende vender sus excedentes de energía eléctrica en el mercado spot, por medio de evaluación económica de un proyecto. La planta de biogás es de tamaño pequeño cuenta con capacidad de 1MW. [42]

El mercado spot, es una comercialización a corto plazo, los vendedores realizan ofertas de cantidades de electricidad con su equivalente precio y los generadores se despachan para suministrar la demanda.

#### **2.3.2.1 Inversión del proyecto**

La inversión considera equipos de alimentación, equipos de bombas y separación de sólidos, piping, agitadores. Es importante mencionar que los residuos llegan con pretratamiento de sólidos. En la inversión total se realizado la conversión de moneda en dólares.

#### **– Grupo Electrógeno**

El equipo más importante de la planta que es la unidad generadora de marca MWM TCG 2020 V12 tiene una inversión de 800.000 USD.

– **Maquinarias**

El costo de las maquinarias es de 330.00 USD considera los equipos de bombas y separador de sólidos, agitadores y los equipos especiales.

– **Obra civil**

Corresponde a la instalación del grupo electrógeno, fundaciones de equipos, salas de máquinas, piping industrial y demás obras de menor tamaño. La inversión total de las obras civiles es de 1.400.000 USD

– **Subestación elevadora**

Son los equipos correspondientes al transformador y su instalación a la red eléctrica, tiene un costo de 100.000 USD.

– **Terreno**

El terreno es de 6.000 m<sup>3</sup> con un costo de 430.000 USD.

– **Gastos extras e instalación**

Es el gasto a la inversión adicional al diseño del proyecto propuesto, esto es referente a operación y control de las maquinas, equipos electrónicos, materiales para instalación de equipos de compresión, instalación y fundición de la planta de biogás. La inversión total es de 350.000 USD. [42]

Finalmente, se tomó un gasto de contingencia, que son los imprevistos en el momento de la inversión, este es igual al 15% de la inversión total.

**Tabla 16.** Costos de inversión [42]

<b>INVERSIÓN</b>	
Biodigestor	\$ 800.000,00
Maquinarias	\$ 330.000,00
Obras Civiles	\$ 1.400.000,00
Subestación elevadora	\$ 100.000,00
Terreno	\$ 430.000,00
Otros	\$ 350.000,00

<b>SUBTOTAL</b>	\$ 3.410.000,00
Contingencia(15% de la inversión)	\$ 511.500,00
<b>TOTAL</b>	\$ 3.921.500,00

### 2.3.2.2 Capital de Trabajo

Es el recurso disponible del proyecto, que cubren sus necesidades básicas a corto plazo. Para el proyecto se tomó el 20% de la inversión total. [28]

### 2.3.2.3 Depreciación

En el flujo de fondos se tomó como depreciación el tercio de la vida útil de los equipos de instalación, es decir 3 años. Se tomó un costo de 2.980.000 USD, dando una depreciación anual de 993.333,33 USD.

**Tabla 17.** Depreciación de los equipos de instalación

<b>Depreciación</b>	\$ 2.980.000,00
<b>Depreciación - 3 años</b>	\$ 993.333,33

### 2.3.2.4 Costos y Gastos

#### – Personal

En el proyecto se requiere personal para descarga de los sustratos, técnico de operación en la planta y analizador biológico del sustrato. Se necesita dos técnicos a tiempo completo y un asistente técnico a tiempo parcial. Se establece un sueldo anual de 20.000 USD.

#### – Mantenimiento y operación

Para este gasto el proyecto se basó en la guía de planificación de biogás, con un factor de planta del 80% y una operación de 7.500 horas anuales de la unidad generadora, se considera un costo de 60.000 USD. [28]

#### – Costos de transmisión eléctrica

La planta de biogás conectada a la red eléctrica de distribución de la empresa CHILECTRA, con un gasto anual de 33.400USD. [42]

#### – Costos de venta de carbono

El proyecto estima en el 10% de ingreso por venta de carbono, es decir tiene un costo anual de 10.781 USD.

– **Gastos extras**

Son los gastos respectos a seguros de empleadores, trabajo administrativo de la planta, equipos medidores, etc. Tiene un costo anual de 5.000 USD. [28]

**Tabla 18.** Costos de operación

	<b>USD/mes</b>	<b>USD/año</b>	<b>Costo de Venta Neto</b>
Costos de ventas de carbono	\$ 898,41	\$ 10.780,92	\$ 177.888,42
Costos de transmisión eléctrica	\$ 13.926	\$ 167.108	
<b>IVA Crédito Costos</b>	\$	33.798,7998	
<b>COSTO DE VENTA BRUTO</b>	\$	<b>211.687,2198</b>	

**Tabla 19.** Costos de producción

	<b>\$/mes</b>	<b>\$/año</b>	<b>Gastos de explotación netos</b>
Mantenimiento y reparación de equipos	\$ 5.000,00	\$ 60.000,00	\$ 85.000,00
Sueldo y leyes legales	\$ 1.666,67	\$ 20.000,00	
Otros gastos	\$ 416,67	\$ 5.000,00	
<b>IVA Crédito Costos</b>	\$	16.150,00	
<b>COSTO DE VENTA BRUTO</b>	\$	<b>101.150,00</b>	

**2.3.2.5 Ingresos**

– **Venta de energía eléctrica**

La planta de biogás tiene una producción 7.427 MWh y el precio spot de energía eléctrica es 90 USD/kWh, dando ingresos líquidos anuales de 668.445 USD. [42]

– **Venta de potencia eléctrica**

La planta tiene una capacidad de 0,85 MW, con un precio de venta a 9,6 USD/KW mensualmente, obteniendo ingresos anuales de 54.262 USD. [42]

– **Venta de energía térmica**

En el proyecto analizado, no existe ingresos de energía térmica debido a que no existe tarifas de energía térmica en Chile. Sin embargo, la planta cuenta con energía térmica disponible de 20.506 MMBtu, la energía térmica tiene un precio de 10 USD/MMBtu, el proyecto estableció este precio de venta debido a que es menor al precio del gas natural industrial, generando ingresos anuales líquidos de 205.059 USD. [42]

La venta de ingresos con energía térmica se considera en el capítulo de análisis de sensibilidad del proyecto financiero.

– **Bonos de carbono**

La planta evita la emisión de 6.55 kg de CO<sub>2</sub> equivalente, utilizando aproximadamente 4 millones de volumen de CO<sub>2</sub>, obtiene la emisión de 26.952 toneladas de emisión de CO<sub>2</sub> evitadas. El precio del CER(reducciones de emisiones certificadas) en el momento del proyecto fue de 1 USD, obteniendo ingresos anuales líquidos de 26.952 USD. [42]

**Tabla 20.** Ingresos financieros del proyecto

<b>INGRESOS TOTALES</b>				
<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Año 0 ( Inversión)</b>		
		<b>Cantidad</b>	<b>\$/mes</b>	<b>\$/año</b>
1	Energía eléctrica	1	\$ 55.702,50	\$ 668.430,00
2	Potencia Eléctrica	1	\$ 4.069,67	\$ 48.835,99
3	Bonos de Carbono	1	\$ 2.246,00	\$ 26.952,00
4	Energía Térmica	1	\$ -	\$ -
	Ventas Netas			\$ 744.217,99
	IVA debido	1		\$ 141.401,42
	<b>VENTAS BRUTAS</b>			\$ 885.619,41

– **Tasa de descuento**

En el proyecto se considera una tasa de descuento del 10%, el general para proyectos de ERNC de Chile.

La evaluación financiera cuenta con un horizonte de evaluación de veinte años, es el tiempo general para proyecto energéticos en Chile. [31]

**2.3.2.6 Resultados**

El análisis del estudio financiero para la planta de biogás de la empresa Reciclajes Industriales S.A de Chile obtuvieron resultados de rentabilidad positivos, obteniendo un VAN>0, TIR>10% y un Payback en 9 años. El Flujo de caja se encuentra en anexos.

**Tabla 21.** Indicadores financieros de rentabilidad

<b>Indicador de rentabilidad</b>	<b>Valor</b>
VAN	125.332 USD
TIR	10,41%
Payback	9 años

### 2.3.2.7 Análisis de sensibilidad

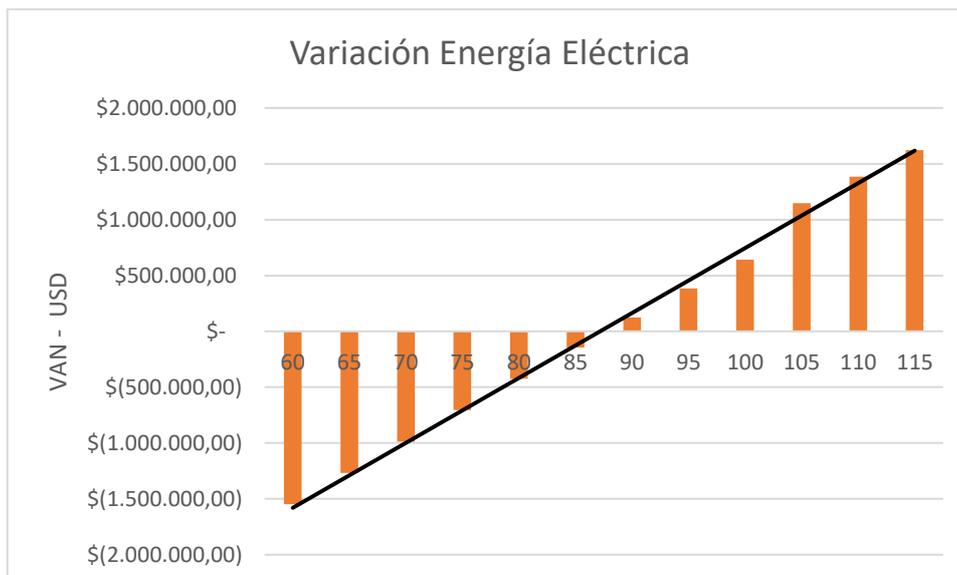
Se realiza el análisis de sensibilidad para observar la variación de indicadores de rentabilidad del proyecto de biogás. Se implementa el estudio 'ceteris paribus', moviendo un factor de ingresos/egresos, es decir los datos de entrada y encontrar la variación de la evaluación económica del proyecto o parámetros de salida.

#### – Sensibilidad en precios de energía eléctrica

Se realiza esta variación de ingresos, porque la mayoría de los ingresos del proyecto proviene de venta de energía eléctrica, se supone que el proyecto es sensible ante esta variación. En la figura 7 se observa como el VAN se vuelve positivo con un precio de energía mayor o igual a 98 USD/kWh. Para un precio de energía de 115 USD/kWh se obtiene un VAN de 1.622.711 USD.

**Tabla 22.** Sensibilidad Energía Eléctrica

USD/kWh	VAN
60	\$-1.549.315,00
65	\$-1.268.240,00
70	\$ -987.165,00
75	\$ -706.090,00
80	\$ -425.015,00
85	\$ -143.940,00
<b>90</b>	<b>\$ 125.329,00</b>
95	\$ 383.346,00
100	\$ 641.363,00
105	\$ 1.147.259,00
110	\$ 1.384.985,00
115	\$ 1.622.711,00



**Figura 7.** Sensibilidad de Energía Eléctrica

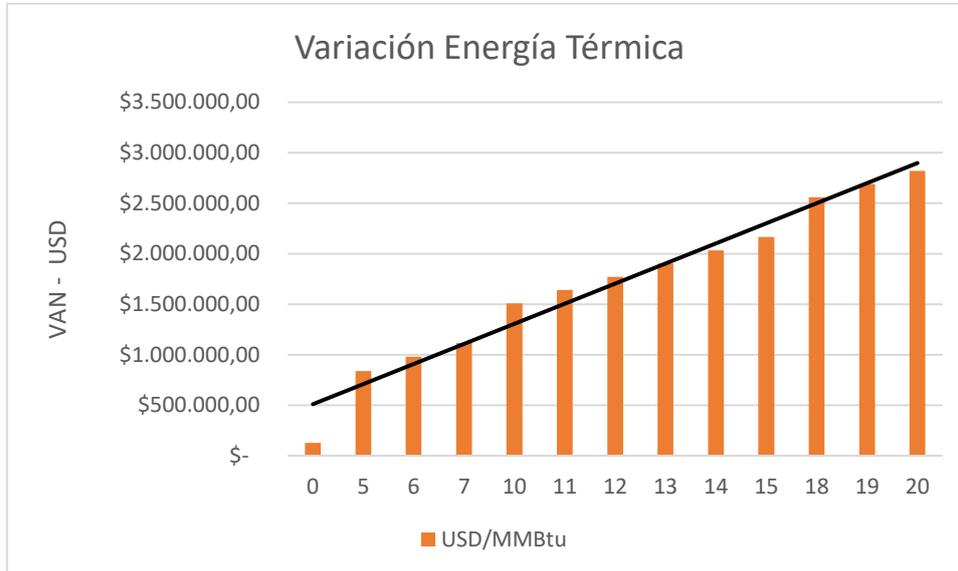
– **Sensibilidad en precios de energía térmica**

En una planta de biogás generalmente existe energía residual térmica, es por ello que se considera esta energía como un ingreso adicional, sin tener que realizar más inversión. Para el análisis de sensibilidad se considera un precio de energía térmica entre los rangos de 0 y 15 USD/MMBtu, logrando obtener un VPN hasta de 2.821.809 USD logrando ser 22 veces mayor que el caso sin ventas de energía térmica.

**Tabla 23.** Sensibilidad Energía Térmica

USD/MMBtu	VAN	TIR
0	\$ 125.329,00	10,41%
5	\$ 837.716,00	21,71%
6	\$ 980.193,00	13,16%
7	\$ 1.115.263,00	13,59%
10	\$ 1.509.081,00	14,81%
11	\$ 1.640.354,00	15,22%
12	\$ 1.771.627,00	15,62%
13	\$ 1.902.900,00	16,02%
14	\$ 2.034.173,00	16,22%
15	\$ 2.165.445,00	16,82%
18	\$ 2.559.264,00	18,02%

19	\$ 2.690.356,00	18,42%
20	\$ 2.821.809,00	18,81%



**Figura 8.** Sensibilidad de Energía Térmica

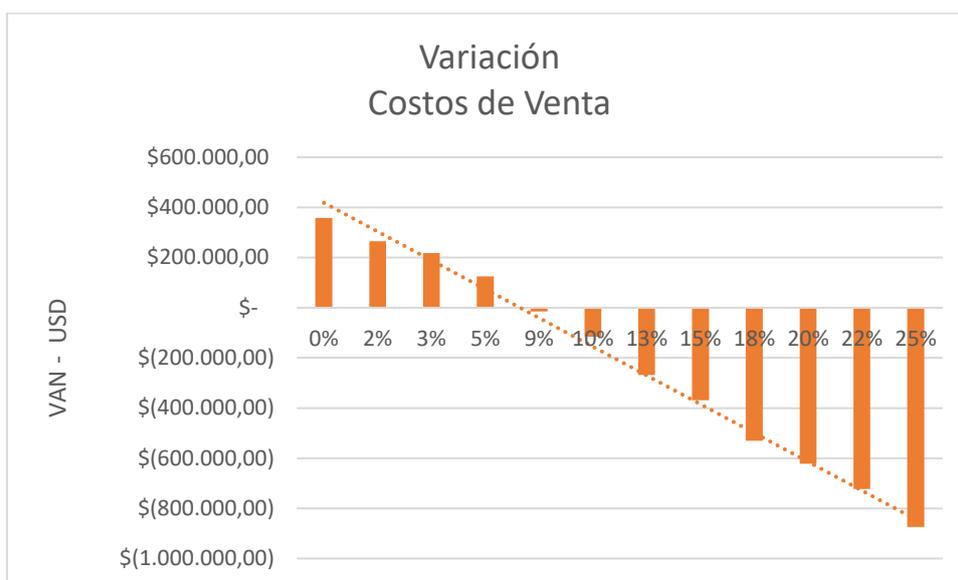
– **Costo de venta**

Se toma un porcentaje de costo de venta para definir los costos de transmisión. Se realiza esta variación debido a que formará parte de los costos totales en los ingresos del proyecto. En la figura 9 se observa que cuando los costos de transmisión supera el 9% de ingresos por la venta de energía eléctrica, el proyecto ya no es rentable con un VAN negativo.

**Tabla 24.** Sensibilidad Costo de venta

Costos de Transmisión	VAN	TIR
0%	\$ 357.547,00	11,17%
2%	\$ 264.661,00	10,87%
3%	\$ 218.218,00	10,71%
5%	\$ 125.332,00	10,41%
9%	\$ -14.641,00	9,95%
10%	\$ -115.828,00	9,62%
13%	\$ -267.609,00	9,11%
15%	\$ -368.796,00	8,78%

18%	\$ -530.577,00	8,27%
20%	\$ -621.764,00	7,93%
22%	\$ -722.951,00	7,58%
25%	\$ -874.731,00	7,06%



**Figura 9.** Sensibilidad de Costo de Venta

### 2.3.3 Viabilidad y aspectos relevantes del proyecto “Reciclajes Industriales S.A” de Chile

En función del análisis del proceso de integración y financiamiento del proyecto “Reciclajes Industriales S.A” de biogás en Chile se llega a los siguientes aspectos relevantes:

#### 2.3.3.7 Aspectos relevantes en el proceso de integración del proyecto

- Para este tipo de proyectos, por su costo considerable de inversión, el productor debe tener asegurado un abastecimiento de materia orgánica a largo plazo.
- El proyecto cuenta con ventas de bonos de carbono, ingreso adicional a las ventas de energías.
- En la inversión, considerar el costo de conexión al sistema eléctrico, en el caso que el proyecto considere entregar excedentes y establecer la venta de energía otros generadores.
- Chile cuenta con instituciones de financiamiento en lo que respecta a estudios evaluación de proyectos y créditos bancarios.

### **2.3.3.8 Aspectos relevantes en el proceso de financiamiento del proyecto**

- El proyecto analizado tiene una inversión de 3.921.500,00 USD, valores dentro del rango establecido por la guía de biogás.
- El costo de equipos con tecnología de biogás abarca un costo del 30 y 45% de la inversión total, este rango se considera para todo proyecto de biogás.
- En la evaluación del proyecto se presenta un VPN positiva y una TIR mayor del 10%, significa que la evaluación financiera del proyecto “Reciclajes Industriales S.A” es económicamente rentable.
- Con el análisis de sensibilidad, se busca la valorizar el producto de energía térmica residual en la planta de biogás, con el fin de tener mayor rentabilidad en la inversión.
- Este proyecto implementado, es de institución privada, por lo que no cuenta con financiamiento. Se puede obtener mejor rentabilidad si se pide financiamiento. Esta ayuda financiera puede ser utilizada para la compra de terreno y equipos para la instalación civil, incluso puede ayudar disminuyendo el payback.
- En el análisis de sensibilidad, se demuestra la ventaja que ofrece los proyectos de biogás, debido a que tiene tres fuentes de ingresos: Venta de energía eléctrica, venta de energía térmica y venta por sustitución de combustibles.

## **2.4 Lineamiento y aspectos Normativos que puede incorporar la “Agencia de Regulación y Control de Energía Eléctrica y Recursos Naturales no Renovables”.**

Con el análisis realizado a las normativas nacionales, extranjeras y el estudio de implementación de un proyecto energético relacionado con la generación de energía eléctrica a partir de ERNC, con énfasis en biogás. Se plantea recomendaciones que puede incorporar la Agencia de Regulación:

- Establecer estándares técnicos, operativos y financieros para la introducción del biogás en el mercado eléctrico del país, por parte del Ministerio Rector. Esto es importante debido a que el tipo de biodigestor será diferente según la zona climática que se encuentre, difiriendo la inversión de un proyecto. Se realiza esta recomendación tomando como referencia a Chile que cuenta con la guía de implementación de proyectos de biogás.
- Como se observó en la sección 2.3, un proyecto de biogás es rentable, pero a largo plazo. Por ello se recomienda establecer incentivos financieros por parte de las autoridades pertinentes en el aspecto de descuentos para maquinarias importadas

o acuerdos con entidades bancarias para financiamiento de proyectos de energía eléctrica a partir de biogás, donde se pueda justificar los altos costos de inversión de este tipo de proyectos.

- Establecer un lineamiento donde los generadores con capacidad mayor o igual a 200 MW(estimado), tenga la obligación de que un porcentaje de la energía entregada a sus demandas sea con ERNC. Se propone estas recomendaciones en base a las normativas implementadas en Chile.
- Implementar incentivos para investigaciones acerca de las tecnologías de generación de electricidad con biomasa, esta es una de las razones por la que hay pocos proyectos, los equipos de tratamiento de biogás son importados resultando un gasto considerable.
- Establecer un sistema de subastas, pero en dichas subastas esté considerado un bloque para energías de biomasa. Considerándose un mercado exclusivo para que proyectos con ERNC tengan justa competitividad entre proyectos energéticos, donde las mejores ofertas sean implementadas.
- Para los nuevos proyectos de ERNC con énfasis en biogás, implementar el incentivo “feed-in tariff” en la regulación ARCERNR 002/23 referente a generación eléctrica a partir de desechos sólidos, con un precio preferencial que sea conveniente para la distribuidora y el inversionista. Esto debido a que los precios “feed-in tariff” se encuentran en regulación Nro. CONELEC – 001/13 que está actualmente derogada.
- Implementar el sistema de certificados verdes, estos son incentivos financieros que se usan en proyectos con ERNC y para aquellos proyectos que no cuentan con este certificado debe pagar una multa. Este mecanismo es implementado en Chile, donde un proyecto con ERNC recibe ingresos anuales, dependiendo del dióxido de carbono eliminado.

### **3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **3.1 Conclusiones**

- Con la investigación realizada y analizando las normativas extranjeras, se comprueba que el Ecuador con sus normativas vigentes acerca de las ERNC necesita realizar ciertos ajustes para el desarrollo de la diversificación de la matriz energética.

- El Ecuador cuenta con condiciones para a implementación de proyectos con biogás, por su alto grado en agricultura, se genera muchos residuos vegetales. La integración de este proyecto puede ser factible. Sin embargo, se necesita realizar ajuste a la normativa actual, para que faciliten a los pequeños empresarios la inversión de dichos proyectos.
- En el Ecuador, en el marco legal vigente, existen disposiciones y sustento necesario para permitir el desarrollo de nuevas normativas que regule aspectos a mejorar en lo referente a la generación de EE a partir de recursos no convencionales.
- El ajustar lineamientos normativos donde se defina los parámetros de precios y condiciones preferentes, incluido incentivos financieros para proyectos de ERNC con énfasis en biogás, es necesario para incentivar a las pequeñas empresas, generando empleo e incrementando la diversificación de la matriz energética.
- Se realizó el estudio de la integración de un proyecto implementado de biogás en Chile, este análisis fue para proyectos de biogás en general de dicho país, ya que este tipo de proyecto se rige en valores de costos y operación, según el tipo de tecnología del biodigestor a invertir.
- Para que un proyecto de biogás sea atractivo para los inversionistas, necesita una rentabilidad con un payback a corto plazo, este se puede mejorar con financiamiento externo.
- Se realizó el estudio de evaluación financiera de un proyecto ya implementado en Chile, cuenta con una planta de biogás de 1MW de capacidad, que generalmente será para pequeños productores. Se concluye que tiene rentabilidad tomando en cuenta que también puede obtener ingresos por venta de energía térmica.
- La disposición de venta de energía térmica, puede ser un importante factor para la rentabilidad de un proyecto de biogás. Esto debido al caso de estudio del proyecto "Reciclajes Industriales S.A" de Chile. Donde se observó que, con el ingreso de venta de energía térmica, el VAN crece hasta un 4% del caso base. El proyecto tiene mayor holgura financiera, puede ser considerado esta venta extra de energía para próximos proyectos del Ecuador.

### **3.2 Recomendaciones**

- Se recomienda el realizar ajustes e implementar lineamientos en las regulaciones relacionadas con ERNC en el Ecuador, en lo referente al aspecto ambiental para incentivar la reducción de dióxido de carbono.
- Sugerir que se realice un estudio de demanda térmica, para mejorar la integración de proyectos de biogás en el Ecuador, logrando incrementar la viabilidad de este tipo de proyectos.

## 4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] FERROVIAL, «Energías Alternativas,» [En línea]. Available: <https://www.ferrovial.com/es/energias-alternativas/#:~:text=Las%20energ%C3%ADas%20convencionales%20generan%20residuos,impacto%20es%20menor%20y%20reversible..> [Último acceso: 2023 enero 22].
- [2] Portal Frutícola, «¿Qué son las Energías Renovables No convencionales (ERNC)?,» [En línea]. Available: <https://www.portalfruticola.com/noticias/2021/12/08/que-son-la-energias-renovables-no-convencionales-ernc/>. [Último acceso: 17 diciembre 2022].
- [3] E. V. Font, «Energías renovables y no renovables. Ventajas y desventajas de ambos tipos de energía,» Santiago de Chile, 2020.
- [4] L. Milla, «EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL,» Facultad de Ingeniería Industrial, Lima, 2015.
- [5] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «Tratamiento de las energías renovables no convencionales,» Regulación No. CONELEC 004/11.
- [6] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «Proyecto de Regulación: Generación eléctrica a partir de residuos o desechos sólidos no peligrosos municipales. Informe de sustento,» 2019.
- [7] Gobierno del Ecuador , «Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/>.
- [8] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica,» REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/2021, 2021.
- [9] ASAMBLEA NACIONAL DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR, «LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA,» QUITO, 2015.
- [10] Ministerio del Ambiente MAE, «Código Orgánico del Ambiente,» Quito, 2017.

- [11] G. B. Urbina, Evaluación de Proyectos, México, D.F.: McGraw-Hill, 2010.
- [12] Ministerio de Energía y Minas, «Recursos y Energía,» Gobierno de la República del Ecuador, 2020. [En línea]. Available: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/>. [Último acceso: 9 enero 2023].
- [13] MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, «Plan Maestro de Electricidad - PME 2018-2027».
- [14] Jardín Botánico de Quito, 2020. [En línea]. Available: <https://www.jardinbotanicoquito.com/es/>.
- [15] Quito Informa , «La Planta de Biogás de Emgirs-EP contribuye con el cuidado del planeta,» 30 marzo 2022. [En línea]. Available: <http://www.quitoinforma.gob.ec/2022/03/30/la-planta-de-biogas-de-emgirs-ep-contribuye-con-el-cuidado-del-planeta/>.
- [16] EMAC EP Empresa Municipal de asea de Cuenca, «Planta de Biogás Pichacay,» 2021. [En línea]. Available: <https://emac.gob.ec/servicios/planta-de-biogas/>.
- [17] ASAMBLEA NACIONAL DEL ECUADOR, «CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR,» Montecristi, 2008.
- [18] P. Carvajal y R. Soria, «Biogás: Una Alternativa para la Expansión de Generación eléctrica en el Ecuador,» Universidad Federal de Río de Janeiro - Brasil, Río de Janeiro.
- [19] Asamblea Nacional de la República del Ecuador, «LEY ORGANICA DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA,» Quito, 2015.
- [20] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «ACUERDO Nro. MERNNR-VEER-2021-0008-AM,» Quito, 2021.
- [21] Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica, «Proyecto de Generación de Capacidades para el aprovechamiento energético de Residuos Agropecuarios,» Quito.
- [22] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «Mapa Normativo de sector eléctrico Ecuatoriano,» 2022.
- [23] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «La participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales,» Regulación No. CONELEC 001/13.
- [24] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «Participación de Autogeneradores y Cogeneradores en el Sector Eléctrico,» REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-005/21, 2021.
- [25] J. A. Roca, «El Periódico de la Energía,» 2016. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-plantas-de-biomasa-del-mundo/>. [Último acceso: 22 febrero 2023].

- [26] International Renewable Agency , «IRENA,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/>. [Último acceso: 15 enero 2022].
- [27] Gamma Ingenieros S.A., «Modelos de Negocio que Rentabilicen Aplicaciones de Biogás en Chile.,» Ministerio de Energía, Santiago de Chile, 2011.
- [28] Ministerio de Energía de Chile - MINERENERGÍA, «Guía de Planificación para proyectos de Biogás en Chile,» Santiago de Chile, 2017.
- [29] Constitución de la Nación Argentina, «Ley Nº 24.065 - Régimen de la Energía Eléctrica,» Buenos Aires, 1991.
- [30] Ministerio de Energía y Minería de Argentina, «MINEM,» 2020. [En línea]. Available: [www.minem.gob.ar](http://www.minem.gob.ar). [Último acceso: 2023 enero 15].
- [31] Constitución de la Nación Argentina, «Ley Nº 26.190 - Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.,» Buenos Aires, 2006.
- [32] Constitución de la Nación Argentina, «Ley Nº 27.191 – Modificación de la Ley Nº 26.190, Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.,» Buenos Aires, 2015.
- [33] Ministerio de Energía y Minería de Argentina, «Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables,» Buenos Aires, 2016.
- [34] Eletrobras, «Programas de Incentivos a Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica - PROINFA,» 2016. [En línea]. Available: <https://eletrobras.com/en/Paginas/Proinfa.aspx>. [Último acceso: 15 enero 2023].
- [35] Ministério de Minas e Energia, «Agência Nacional de Energia Elétrica,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.gov.br/aneel/pt-br>. [Último acceso: 15 enero 2023].
- [36] Comercialización de Energía Eléctrica, [En línea]. Available: [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br).
- [37] Comisión Nacional de energía de Chile, «Las energías Renovables no convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno,» Proyecto Energías Renovables No Convencionales, Santiago de Chile, 2009.
- [38] H. Rudnick, «Energía de biomasa forestal, lecciones internacionales y su potencial en Chile,» Santiago de Chile, 2011.
- [39] Secretaria de la Plataforma Regional LEDS LAC; LEDS GLObal Partnership (LEDS GP), «De la práctica a la política: análisis de las barreras a la inversión en biogás en Colombia y las medidas para abordarlas, a partir de la experiencia de los desarrolladores y otros actores relevantes,» 2021.
- [40] CONGRESO DE COLOMBIA, 2014.

[41] L. Carvajal, Metodología de la Investigación Científica. Curso general y aplicado, 28 ed., Santiago de Cali: U.S.C., 2006, p. 139.

## **5 ANEXOS**

ANEXO I. Flujo de Fondos del proyecto “Reciclajes Industriales S.A” de Chile

**ANEXO I. Flujo de Fondos del proyecto "Reciclajes Industriales S.A" de Chile**

	Año 0 (inversión)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Ingresos	Energía eléctrica		668445	668445	668445	668445	668445	668445	668445	668445	668445	668445	668445
	Potencia Eléctrica		48836	48836	48836	48836	48836	48836	48836	48836	48836	48836	48836
	Bonos de Carbono		26952	26952	26952	26952	26952	26952	26952	26952	26952	26952	26952
	<b>Ventas Netas</b>		744233	744233	744233	744233	744233	744233	744233	744233	744233	744233	744233
	IVA debido		141404	141404	141404	141404	141404	141404	141404	141404	141404	141404	141404
	<b>VENTAS BRUTAS</b>		885637	885637	885637	885637	885637	885637	885637	885637	885637	885637	885637
Costo Ventas	Costos de ventas de carbono		10781	10781	10781	10781	10781	10781	10781	10781	10781	10781	10781
	Costos de transmisión eléctrica		33422	33422	33422	33422	33422	33422	33422	33422	33422	33422	33422
	<b>Costo de Venta Neto</b>		44203	44203	44203	44203	44203	44203	44203	44203	44203	44203	44203
	IVA Crédito Costos		8399	8399	8399	8399	8399	8399	8399	8399	8399	8399	8399
	<b>COSTO DE VENTA BRUTO</b>		52601	52601	52601	52601	52601	52601	52601	52601	52601	52601	52601
Costo Producción	Mantenimiento y reparación de equipos		60000	60000	60000	60000	60000	60000	60000	60000	60000	60000	60000
	Sueldo y leyes legales		20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
	Otros gastos		5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
	<b>Gastos de explotación netos</b>		85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000
	<b>IVA Crédito Costos</b>		16150	16150	16150	16150	16150	16150	16150	16150	16150	16150	16150
	<b>COSTO DE VENTA BRUTO</b>		101150	101150	101150	101150	101150	101150	101150	101150	101150	101150	101150
TOTAL IVA debito		141404	141404	141404	141404	141404	141404	141404	141404	141404	141404	141404	141404
TOTAL IVA crédito		24549	24549	24549	24549	24549	24549	24549	24549	24549	24549	24549	24549
PAGO DE IVA		116856	116856	116856	116856	116856	116856	116856	116856	116856	116856	116856	116856
Flujo neto de explotación		615030	615030	615030	615030	615030	615030	615030	615030	615030	615030	615030	615030
<b>INVERSIÓN</b>	-3921500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pago de interés por los créditos recibidos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación		993333	993333	993333	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad bruta		-378303	-378303	-378303	615030	615030	615030	615030	615030	615030	615030	615030	615030

**IMPUESTO A LA RENTA 20%**

Impuesto acumulado		-75661	-151321	-226982	-103976	19030	123006	123006	123006	123006	123006	123006	123006
Impuesto a pagar		0	0	0	0	19030	123006	123006	123006	123006	123006	123006	123006
<b>Utilidad Neta</b>		-378303	-378303	-378303	615030	596000	492024	492024	492024	492024	492024	492024	492024
<b>Capital de Trabajo</b>		-784300											

**FLUJO DE CAJA**

Flujo de caja del periodo	-3921500	-169270	615030	615030	615030	596000	492024	492024	492024	492024	492024	492024	492024
Flujo de caja acumulado	-3921500	-169270	445760	1060790	1675820	2271820	2763844	3255868	3747892	4239917	4731941	5223965	5715989

VAN	<b>\$125.433</b>
TIR	<b>10,41%</b>
Payback	<b>Año 9</b>

Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
668445	668445	668445	668445	668445	668445	668445	668445
48836	48836	48836	48836	48836	48836	48836	48836
26952	26952	26952	26952	26952	26952	26952	26952
744233	744233	744233	744233	744233	744233	744233	744233
141404	141404	141404	141404	141404	141404	141404	141404
885637	885637	885637	885637	885637	885637	885637	885637
10781	10781	10781	10781	10781	10781	10781	10781
33422	33422	33422	33422	33422	33422	33422	33422
44203	44203	44203	44203	44203	44203	44203	44203
8399	8399	8399	8399	8399	8399	8399	8399
52601	52601	52601	52601	52601	52601	52601	52601
60000	60000	60000	60000	60000	60000	60000	60000
20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000	85000
16150	16150	16150	16150	16150	16150	16150	16150
101150	101150	101150	101150	101150	101150	101150	101150
141404	141404	141404	141404	141404	141404	141404	141404
24549	24549	24549	24549	24549	24549	24549	24549
116856	116856	116856	116856	116856	116856	116856	116856
615030	615030	615030	615030	615030	615030	615030	615030
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
615030	615030	615030	615030	615030	615030	615030	615030

123006	123006	123006	123006	123006	123006	123006	123006
123006	123006	123006	123006	123006	123006	123006	123006
492024	492024	492024	492024	492024	492024	492024	492024
							784300

492024	492024	492024	492024	492024	492024	492024	1276324
6208013	6700037	7192061	7684085	8176109	8668133	9160157	10436481