



**UNIVERSIDAD LAICA “ELOY ALFARO” DE MANABÍ
FACULTAD DE CIENCIAS SOCIALES, DERECHO Y BIENESTAR**

CARRERA DE ECONOMÍA

**PROYECTO DE TITULACIÓN MODALIDAD:
PROYECTO DE INVERSIÓN
PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE ECONOMISTA**

TEMA:

**PROYECTO DE INVERSIÓN PARA LA CREACIÓN DE UNA PLANTA DE BIOGÁS A
PARTIR DE DESECHOS ORGÁNICOS EN LA CIUDAD DE MANTA.**

AUTOR:

BRAVO PÁRRAGA JEAN CARLOS

TUTOR:

ING. CARLOS MUÑOZ RODRÍGUEZ, MG

**MANTA-MANABÍ-ECUADOR
2026**

CERTIFICADO DE TUTOR

En calidad de docente tutor(a) de la Facultad Ciencias Sociales, Derecho y Bienestar, carrera de Economía de la Universidad Laica “Eloy Alfaro” de Manabí, CERTIFICO:

Haber dirigido, revisado y aprobado preliminarmente el Trabajo de Integración Curricular, bajo la autoría del estudiante BRAVO PÁRRAGA JEAN CARLOS, periodo académico 2025-2, legalmente matriculado en la carrera de Economía, cumpliendo el total de 384 horas, cuyo tema del proyecto es **“PROYECTO DE INVERSIÓN PARA LA CREACIÓN DE UNA PLANTA DE BIOGÁS A PARTIR DE DESECHOS ORGÁNICOS EN LA CIUDAD DE MANTA.”**.

La presente investigación ha sido desarrollada en apego al cumplimiento de los requisitos académicos exigidos por el Reglamento de Régimen Académico y en concordancia con los lineamientos internos de la opción de titulación en mención, reuniendo y cumpliendo con los méritos académicos, científicos y formales, y la originalidad del mismo, requisitos suficientes para ser sometida a la evaluación del tribunal de titulación que designe la autoridad competente.

Particular que certifico para los fines consiguientes, salvo disposición de Ley en contrario.

Manta, 19 de febrero de 2026.

Lo certifico,



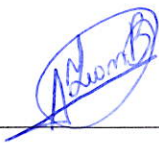
Ing. Carlos Muñoz Rodríguez, Mg
Docente Tutor
Carrera de Economía

CERTIFICADO DE AUTORÍA

Bravo Párraga Jean Carlos, declaro que el contenido en el presente trabajo de titulación, "**PROYECTO DE INVERSIÓN PARA LA CREACIÓN DE UNA PLANTA DE BIOGÁS A PARTIR DE DESECHOS ORGÁNICOS EN LA CIUDAD DE MANTA**", Ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros, conforme a las citas y pie de las páginas que constan en el documento cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía.

Los análisis, resultados, conclusiones y recomendaciones obtenidas de un amplio estudio son única y exclusiva responsabilidad de los autores, las cuales no pueden ser modificadas sin la debida autorización de estos.

A través de esta declaración, cedemos esta investigación a la Universidad Laica "Eloy Alfaro de Manabí" para que la utilice como estime conveniente, según lo establecido por leyes y reglamentos estipulados, por la normativa institucional vigente.



Bravo Párraga Jean Carlos

131689524-0

DEDICATORIA

Quiero empezar agradeciendo primeramente a Dios, por brindarme la vida, la fortaleza y la sabiduría necesarias para superar cada reto y permitirme culminar con éxito esta importante etapa de mi formación académica y profesional.

A mi padre, Tairon Bravo, por ser mi mayor ejemplo de vida, de esfuerzo, responsabilidad y perseverancia. Gracias por tu apoyo constante, por tus enseñanzas y por motivarme siempre a seguir adelante incluso en los momentos más difíciles. Este logro también es tuyo, porque has sido una pieza fundamental en cada paso de mi camino. Junto de la mano de mi madre, Nathaly Párraga, por su amor incondicional y único, su paciencia y por nunca dejar de creer en mí. Gracias por cada consejo, por cada palabra de aliento y por acompañarme en este proceso con dedicación y cariño. Tu apoyo ha sido mi mayor fortaleza y mis ganas de seguir adelante. Son mis dos mayores ejemplos a seguir en la vida, son mi todo, los amo con todo mi corazón.

A mis queridas hermanas, Vianka Bravo P. y Valeria Bravo P., por su compañía, su comprensión y apoyo han sido una fuente constante de motivación para continuar y no rendirme. A mi abuelita, María Floridalba Vera (Mami Lola), por su amor, sus valores y sus sabias palabras, que han dejado una huella profunda en mi vida y en mi formación como persona. Gracias por ser inspiración y por enseñarme la importancia de la humildad y la perseverancia.

AGRADECIMIENTO

Hoy cierro una etapa muy importante de mi vida y no puedo hacerlo sin agradecer primero a Dios, por acompañarme en cada paso del camino, por darme fuerzas cuando sentía que no podía más y por recordarme que los sueños se construyen con fe, esfuerzo y perseverancia. Cada dificultad enfrentada fue también una oportunidad para crecer y aprender.

A la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí y a la carrera de Economía, por abrirme las puertas al conocimiento y permitirme formarme no solo como profesional, sino también como persona. A mis docentes, gracias por su paciencia, por sus enseñanzas y por cada consejo que dejó una huella en mi proceso académico y personal.

A mi mamá y papá, hermanas y abuelita quienes han sido el pilar fundamental de mi vida. Gracias por su amor infinito, por sus sacrificios silenciosos, por sus palabras de aliento cuando el cansancio y las dudas aparecían. Este logro es también el reflejo de todo lo que han hecho por mí y de la confianza que siempre depositaron en mis capacidades.

Finalmente, agradezco a todas las personas que estuvieron presentes durante este camino, que, con una palabra de ánimo, un consejo o simplemente con su compañía hicieron más llevadero este proceso. Hoy este trabajo representa no solo un requisito académico cumplido, sino el resultado de años de esfuerzo, sueños, sacrificios y amor compartido.

ÍNDICE

CERTIFICADO DE TUTOR	i
CERTIFICADO DE AUTORÍA.....	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTO	iv
ÍNDICE.....	v
ÍNDICE DE TABLAS	ix
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	xi
RESUMEN EJECUTIVO.....	xii
ABSTRACT	xiii
CAPÍTULO 1: ESTUDIO ESTRATÉGICO	1
1.1 Análisis estratégico.....	1
1.1.1 Análisis del Macroentorno.....	2
1.1.2 Análisis de la Industria	11
1.1.3 Análisis interno.....	13
1.1.4 Análisis FODA	14
1.2 Planteamiento estratégico	15
1.2.1 Visión y Misión	15
1.2.2 Objetivos Estratégicos	16
1.2.3 Valores Institucionales.....	16
2.1. Análisis del mercado de referencia.....	17
2.1.1. Análisis y Cuantificación de la Demanda Actual y Futura.....	17
2.1.2. Resultados de encuesta aplicada a población objetivo	18

2.1.3.	Análisis y Cuantificación de la Oferta Actual y Futura.....	41
2.1.4.	Cuantificación de la Demanda Insatisfecha Actual y Futura.....	42
2.1.5.	Determinación de la Demanda que atenderá el Proyecto	44
2.2.	Plan comercial	45
2.2.1.	Objetivos del Plan Comercial	45
2.2.2.	Segmentos del Mercado.....	45
2.2.3.	Producto.....	45
2.2.4.	Precio	47
2.2.5.	Plaza o distribución.....	48
2.2.6.	Promoción.....	50
3.1	Estudio Técnico	52
3.1.1	Capacidad de producción.....	52
3.1.2	Plan de producción	53
3.1.3	Localización.....	55
3.1.4	Ingeniería del proceso productivo	57
3.1.5	Requerimientos de materia prima, insumos y materiales	59
3.1.6	Requerimiento de mano de obra directa e indirecta	60
3.1.7	Requerimiento de activos fijos para área operativa	62
3.1.8	Distribución de instalaciones (layout)	63
3.2	Estudio Organizacional.....	65
3.2.1	Datos generales de la empresa.....	65
3.2.2	Arquitectura organizacional: organigrama	66
3.2.3	Distribución de funciones y responsabilidades.....	67

3.2.4	Requerimientos de activos fijos para áreas administrativas	68
3.2.5	Requerimientos de personal para áreas administrativas	69
3.3	Estudio Legal	70
4.1	Horizonte de tiempo del plan financiero	71
4.2	Plan de Inversión	72
4.2.1	Flujo depreciaciones, amortizaciones y valor de salvamento.....	73
4.3	Plan de Financiamiento.....	74
4.3.1	Tabla de amortización.....	75
4.4	Proyecciones de Ingresos Operacionales.....	78
4.5	Proyecciones de Costos y Gastos Operacionales.....	79
4.6	Estado de Pérdidas y Ganancias Proyectado	81
4.7	Balance General Proyectado.....	82
CAPÍTULO 5: EVALUACIÓN		84
5.1	Evaluación financiera	84
5.1.1	Ratios financieros y puntos de equilibrio	84
5.1.2	Flujo de fondos proyectado	85
5.1.3	Costo Promedio Ponderado (WACC).....	87
5.1.4	Evaluación financiera del proyecto (VAN, TIR, PAYBACK).....	88
5.1.5	Análisis e interpretación de resultados de evaluación financiera	89
5.2	Evaluación ambiental.....	90
5.1.6	Identificación del impacto ambiental.....	90
5.1.7	Estudio de impacto ambiental.....	91
5.1.8	Plan de manejo ambiental	92

CONCLUSIONES	94
RECOMENDACIONES.....	96
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	97
ANEXOS	102

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Participación regional en el VAB (2022)	5
Tabla 2 Participación nacional en el VAB (2022)	5
Tabla 3 Modelo VRIO	13
Tabla 4 Matriz FODA	14
Tabla 5 Demanda proyectada en Manta, en GWh/año	17
Tabla 6 Aporte energético por ciudad en Manabí (según capacidad efectiva y aporte al consumo regional estimado)	42
Tabla 7 Proyección de demanda y brecha energética 2024–2028	43
Tabla 8 <i>Potencial energético de biogás</i>	44
Tabla 9 Tarifa referencia por fuente de energía	47
Tabla 10 Tarifa referencia por fuente de energía	52
Tabla 12 Capacidad productiva	53
Tabla 13 Plan de producción	54
Tabla 14 Requerimientos de materia prima, insumos y materiales	59
Tabla 15 Requerimiento de mano de obra directa e indirecta	60
Tabla 16 Requerimientos de activos fijos para área operativa	62
Tabla 17 Detalle de perfil de puestos	67
Tabla 18 Requerimientos de activos fijos para áreas administrativas	68
Tabla 19 <i>Plan de inversión</i>	72
Tabla 20 <i>Depreciaciones y amortizaciones</i>	74
Tabla 21 <i>Porcentaje de financiamiento</i>	74
Tabla 22 <i>Financiamiento detallado</i>	75

Tabla 23 <i>Tabla de amortización</i>	76
Tabla 24 <i>Proyecciones de ingresos detallada</i>	78
Tabla 25 <i>Proyecciones de costos y gastos operacionales</i>	79
Tabla 26 <i>Estado de resultados proyectado</i>	81
Tabla 27 <i>Balance general proyectado</i>	82
Tabla 28 <i>Ratios financieros</i>	85
Tabla 29 <i>Punto de equilibrio</i>	85
Tabla 30 <i>Flujo de fondos proyectados</i>	86
Tabla 31 <i>Análisis del VAN y TIR</i>	88
Tabla 32 <i>Payback</i>	89
Tabla 33 <i>Identificación del impacto ambiental</i>	90
Tabla 34 <i>Matriz cuantitativa de impactos</i>	91
Tabla 35 <i>Plan de manejo ambiental</i>	92

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 <i>Consumo mensual energía</i>	18
Gráfico 2 <i>Pago mensual promedio</i>	19
Gráfico 3 <i>Habitantes en hogar</i>	20
Gráfico 4 <i>Frecuencia de uso de equipos de alto consumo</i>	21
Gráfico 5 <i>Suficiencia energía recibida</i>	22
Gráfico 6 <i>Limitaciones por fallas</i>	23
Gráfico 7 <i>Proyección consumo futuro</i>	23
Gráfico 8 <i>Conoce una planta de biogás</i>	24
Gráfico 9 <i>Ha escuchado de proyectos de biogás</i>	25
Gráfico 10 <i>Considera que el biogás es confiable</i>	26
Gráfico 11 <i>Confía en que le biogás mejora el servicio de electricidad</i>	27
Gráfico 12 <i>Tiene preocupaciones sobre implementar una planta de biogas</i>	28
Gráfico 13 <i>Le gustaría recibir más información</i>	30
Gráfico 14 <i>Uso de electrodomésticos en los hogares</i>	31
Gráfico 15 <i>Beneficios de la planta de biogás</i>	33

RESUMEN EJECUTIVO

El proyecto plantea establecer una planta generadora de energía a partir de biogás en Manta. Como objetivo general se propuso diseñar una planta de generación eléctrica mediante biogás en Manta que aproveche los residuos orgánicos de la ciudad para diversificar la matriz energética local, y reducir la huella de carbono para ello se procedió a analizar la disponibilidad de residuos, determinar su viabilidad técnica-económica y evaluar sus impactos ambientales. La metodología usa análisis PESTEL, FODA y de Cinco Fuerzas, encuestas a la comunidad y a la empresa eléctrica, estudios de mercado, dimensionamiento técnico de digestores y motores, y evaluación financiera y ambiental. Como resultado, los residuos podrían generar 68 000 m³/día de biogás y 59,6 GWh/año de energía en el primer año. La inversión inicial es de USD 4,21 millones, los ingresos regulados por la tarifa de 74,7 USD/MWh dan como resultado un VAN positivo de \$1,123,317.97 y una TIR de 50% los cuales permiten establecer la rentabilidad del proyecto determinado también por beneficios ambientales y sociales.

Palabras clave: biogás; residuos orgánicos; energía renovable; Manta; viabilidad económica; digestión anaerobia; análisis PESTEL; impacto ambiental.

ABSTRACT

The project proposes establishing a biogas-fired power plant in Manta. The overall objective was to design a biogas-fired power plant in Manta that utilizes the city's organic waste to diversify the local energy mix and reduce the carbon footprint. To achieve this, the project analyzed waste availability, determined its technical and economic feasibility, and assessed its environmental impacts. The methodology employed PESTEL, SWOT, and Five Forces analyses, surveys of the community and the electric utility, market research, technical sizing of digesters and engines, and financial and environmental evaluations. As a result, the waste could generate 68,000 m³/day of biogas and 59.6 GWh/year of energy in the first year. The initial investment is USD4.21 million, the regulated revenues from the tariff of 74.7USD/MWh result in a positive NPV of \$1,123,317.97 and an IRR of 50% which allow establishing the profitability of the project also determined by environmental and social benefits.

Keywords: biogas; organic waste; renewable energy; Manta; economic viability; anaerobic digestion; PESTEL analysis; environmental impact.

CAPÍTULO 1: ESTUDIO ESTRATÉGICO

1.1 Análisis estratégico

El análisis estratégico puede interpretarse como un proceso sistemático que persigue informar sobre el entorno interno y el entorno externo de una organización para la toma de decisiones, la formulación de objetivos viables, la construcción de planes de acción que sean sostenibles, ya que la información obtenida mediante el análisis estratégico contribuye a anticipar cambios, adaptarse al entorno y contribuir a la viabilidad a largo plazo de proyectos e inversiones (Johnson y otros, 2020; Kotler & Armstrong, 2021).

Dadas las circunstancias que rodean a la empresa, el análisis estratégico es el contexto a partir del cual se sitúan las capacidades de la organización a un entorno cambiante. Incluye realizar un análisis de características de tipo político, económico, social, tecnológico, ecológico y legal (macroentorno) así como los factores internos que determinan la competitividad, tales como recursos, capacidades, estructura (Hill y otros, 2015).

En un proyecto de inversión como lo es el de construir una planta de biogás, el análisis estratégico sirve precisamente para evaluar el entorno normativo, de recursos, de mercado y las implicaciones tecnológico-operativas. También sirve para hacer elecciones estratégicas en aspectos clave como podría ser la localización, modelo de gobernanza (público-privada), fuentes de financiación y legitimación social (Mintzberg y otros, 2005).

Para ello se utilizan herramientas metodológicas, conocidas como análisis PESTEL, para analizar el entorno macroeconómico en términos de políticos, económicos, sociales, tecnológicos, ecológicos y legales (Johnson y otros, 2020); matriz FODA para identificar las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas internas y externas (Kotler & Keller, 2016); y el modelo de las cinco fuerzas de Porter para entender el entorno competitivo analizando la rivalidad del

sector, la amenaza de nuevos entrantes, productos sustitutivos, poder de negociación de proveedores y poder de negociación de los clientes (Porter, 2008).

1.1.1 Análisis del Macroentorno

El análisis del macroentorno, tal y como lo define el marketing estratégico, es un medio que permite identificar los factores que pueden impactar de manera positiva o negativa en el funcionamiento de una organización; frente al microentorno, que se refiere a los factores que se encuentran más cerca a la empresa, como los proveedores o los clientes, el macroentorno hace referencia a variables más amplias en el tiempo como son las políticas, economía, sociedad, tecnología, medio ambiente, y procesos legales, y que afectan a todos los agentes que operan en el mercado (Kotler & Armstrong, 2021).

En un mundo globalizado, interconectado y en continua transformación, el seguimiento del macroentorno es una acción clave para ser competitivo, adaptarse a las transformaciones, como la transición energética, las crisis sanitarias, o las tecnologías disruptivas (Johnson y otros, 2020).

Entre las herramientas de análisis más utilizadas se encuentra el análisis PESTEL, que agrupa a los factores del macroentorno en seis tipos de factores: Políticos, Económicos, Socioculturales, Tecnológicos, Ecológicos y Legales, y que permite analizar de un modo organizado el entorno con el fin de pensar en su posible efecto en el negocio (Johnson y otros, 2020).

1.1.1.1 Factor Político

Un ejemplo de ello es la Constitución aprobada por la Asamblea Nacional (de 2008) que consagra el derecho a que las personas se beneficien de un ambiente sano y prohíbe la realización de actividades que destruyan ecosistemas o alteren de forma permanente las condiciones del

entorno (Art. 73-74) y de la Ley Orgánica de Gestión Ambiental (de 2004) que promueve la conservación de los recursos naturales y el uso sostenible de la energía.

A nivel nacional el gobierno promueve la diversificación de la matriz energética a partir de políticas y normas favorables tal y como señala el Ministerio de Energía y Minas que destaca que el 92% de la generación actual es hidroeléctrica y que sólo un 1% corresponde a fuentes no convencionales como el biogás, en esta línea se impulsa la tecnología más reciente (solar, eólica, biomasa, biogás) valiéndose de concesiones y tarifas preferenciales (Ministerio de Energía y Minas, 2023). Un hito reciente de este proceso es la Resolución ARCONEL-0004-2023 que establece un precio de compra de USD 74,70/MWh para la energía generada a partir de residuos sólidos no peligrosos (Clean Air Task Force, 2025).

A nivel local el GAD de Manta ha armonizado ordenanzas en un Código Legal Municipal (2023) aunque aún falta un plan específico de gestión de residuos, por lo tanto, el contexto político-legal ecuatoriano favorece la inversión en energías limpias con respaldo constitucional y regulaciones que promueven las alianzas público-privadas para proyectos de biogás.

1.1.1.2 Factor Económico

Considerando los últimos cinco años, hemos podido ver una ligera recuperación de la economía ecuatoriana a raíz de la crisis provocada por la pandemia en el año 2020. Así, el Producto Interno Bruto (PIB) del año 2022 reporta un crecimiento de un 2,95 %, con la recuperación del consumo interno y algunos proyectos de inversión como su principal motor, aunque, en 2024 el país ha tenido que lidiar con una crisis energética severa debido a la escasez hídrica que ha traído pérdidas por USD 1.916 millones, y un decrecimiento del PIB del -2 %, así como un consumo de los hogares que decrece un -1,3 % (Banco Mundial, 2024), para 2025 se espera que la economía

ecuatoriana se reactive con un crecimiento de un 2,8 %, gracias a la reactivación del consumo y exportaciones no petroleras (Banco Mundial, 2024).

En cuanto al empleo, el país tiene un nivel de desempleo relativamente bajo (3,8 % en 2023), aunque con altos niveles de informalidad (INEC, 2023). Esto significa tanto una fortaleza como un desafío para los proyectos de inversión, como la planta de biogás, que generaría empleo formal y estable; y el consumo interno, si bien en 2024 se afecta debido a la situación del país, muestra indicios de recuperación hacia 2025.

La matriz energética nacional continúa siendo petrolizada. En 2023 la producción de energía primaria fue de 202 millones de barriles de petróleo equivalente (BEP), de las cuales el 85,8 % fue a partir de combustibles fósiles, mientras que las renovables, entre las que están el biogás, apenas representan el 9,7 % (Ministerio de Energía y Minas, 2024); aquí se puede apreciar la oportunidad para diversificar la matriz energética con los proyectos sostenibles como el biogás, por ejemplo, en puntos estratégicos como Manta.

Refiriéndonos al comercio interior de energía, el gas licuado de petróleo (GLP) continúa siendo el combustible básico dentro de los hogares. En el año 2023, Ecuador produjo un total de 178.580 miles de kg de GLP, mientras que importó 1.190,87 millones de kg para satisfacer la demanda local total de más de 1,37 millones de toneladas (Banco Central del Ecuador, 2024); los precios del GLP están más que subsidiados —dado que una bombona tiene un precio de un aproximado de USD 1,60 si su precio real es superior a \$ 9— (Cabrera, 2017); lo que incentiva a aumentar su altísimo uso.

El VAB de Manta (2024) fue de USD 1.756,9 millones, que equivale al 32,6 % del VAB provincial de Manabí de USD 5.383,6 millones. Si se suma el VAB nacional total, Manta contribuyó del VAB del país con el 1,58 % y Manabí como un todo con el 4,85 %, hasta llegar a

los USD 110.978 millones. Estos valores se muestran de forma más clara en la tabla 1 de anexo adjunto:

Tabla 1

Participación regional en el VAB (2022)

Territorio	VAB (millones USD)	Participación (%)
Manta	1.756,9	32,63 %
Resto de Manabí	3.626,7	67,37 %
Total Manabí	5.383,6	100,00 %
Total Ecuador	110.978,3	—

Fuente: Banco Central del Ecuador (2024). Cuentas Nacionales Regionales. Presentación "Evolución del VAB de la provincia de Manabí".

Estos datos muestran que Manta genera casi un tercio del VAB provincial, mientras que el resto de cantones de Manabí generan en conjunto dos tercios, lo que demuestra la concentración económica en el cantón costero y le convierte en el centro productivo y comercial de la provincia; una información útil para enfocar la inversión en infraestructura, como por ejemplo soluciones energéticas de biogás, más adaptables a zonas de alta demanda localizada.

En términos nacionales, Manta también tiene una participación importante; la siguiente tabla muestra el porcentaje que generan tanto Manta como la provincia de Manabí al VAB nacional:

Tabla 2

Participación nacional en el VAB (2022)

Territorio	VAB (millones USD)	Participación respecto a Ecuador (%)
Manta	1.756,9	1,58 %
Manabí	5.383,6	4,85 %

Fuente: Banco Central del Ecuador (2024). Cuentas Nacionales Regionales. Presentación "Evolución del VAB de la provincia de Manabí".

La Tabla 2 muestra que Manabí genera casi el 5 % del VAB nacional, ubicándose entre las cinco provincias más productivas del país, y Manta genera más que muchas provincias juntas

(1,58 %); es decir, Manta lidera la economía de Manabí y soporta gran parte de la economía del país.

Si consideramos que las principales actividades económicas de Manta son el comercio (18,4%), la industria manufacturera (15,9%) y la construcción (14,5%), Manta se especializa en actividades consumidoras de energía y, por tanto, refuerza la necesidad de medidas de energías renovables en el territorio, como por ejemplo una planta de biogás, que generaría energía limpia a partir de residuos, fortalecería la soberanía energética y contribuiría a un desarrollo económico bajo en carbono.

1.1.1.3 Factor Social

Manabí tiene 1.592.840 habitantes (INEC, 2022); el cantón Manta, 264.145 habitantes. La población de Manabí se concentra en un 58 % en áreas urbanas y un 42 % en áreas rurales (INEC, 2022). En Manta la población se localiza casi en su totalidad en las cinco parroquias urbanas (Manta, Tarquí, Los Esteros, Eloy Alfaro, San Mateo); en cambio, las parroquias rurales (San Lorenzo y Santa Marianita) son menos pobladas y se dedican a la agricultura y la pesca. La población en la provincia ha aumentado; creció un 14 % entre 2010 y 2022, lo que crea más demanda para los servicios públicos, como la recolección de basura y el acceso a energía (INEC, 2022).

En las ciudades se generan 0,9 kg/habitante/día de basura, y el 56 % es materia orgánica (INEC, 2023), ideal para generar biogás, pero la separación en origen aún es escasa: solo el 34,5 % de los cantones en Ecuador tienen políticas de clasificación, y en Manabí alrededor del 73 % de los cantones han iniciado procesos de separación, pero no hay datos actualizados para Manta (Ministerio de Ambiente y Agua, 2021).

La conciencia ecológica es escasa. Un ejemplo, en una encuesta de Calceta (Manabí) con un 77 % de ciudadanos que jamás han sido preparados para el manejo de residuos (INEC, 2023), estas mismas constataciones muestran que, a pesar una importante base material para alimentar una planta de biogás (por lo que corresponde a la cantidad de residuos), hará falta una fuerte labor pedagógica para lograr la conciencia ciudadana e involucra la comunidad.

Los proyectos de biogás en Ecuador han mostrado potencial social, pues, por ejemplo, el relleno sanitario de Quito genera hasta 40 MW, es decir, lo suficiente para abastecer a 20.000 hogares y ha creado un fondo comunitario que ha financiado proyectos sociales por arriba de USD 2,5 millones de dólares (El Comercio, 2024; EMGIRS EP, 2024). Este modelo se puede replicar en Manta con beneficios ambientales, energéticos y sociales.

Finalmente, es importante mencionar que proyectos de energías limpias como el biogás ayudan a construir diversos ODS, como el ODS 7 (energía asequible y no contaminante), ODS 8 (trabajo decente y crecimiento económico), ODS 12 (producción y consumo sostenibles), ODS 13 (acción por el clima) (Naciones Unidas, 2023). Estos impactos positivos ayudan a fortalecer la viabilidad social de la inversión planteada.

1.1.1.4 Factor tecnológico

El proyecto de biogás en Manta contará con un componente de tecnología de automatización que buscará hacer más eficaz la operación, dado los sistemas de control de temperatura, presión y flujo de biogás que se incluirán en el diseño de la planta. Estas tecnologías permiten hacer un monitoreo en tiempo real del proceso, lo cual permite hacer frente a la solución de problemas técnicos, rendimiento de la planta y menores costos operativos a largo plazo (Méndez & Ortega, 2022).

En tecnología de infraestructura, Ecuador está incorporando capacidades técnicas en el sector energético con el apoyo internacional y existen casos previos de esta integración de sensores, SCADA, PLC en plantas de biogás del país. Lo que muestra que existe capacidad técnica y humana adaptable a Manta siempre y cuando exista una capacitación (CELEC EP, 2021).

Las tecnologías inteligentes en plantas de biogás (sensores IoT, análisis en tiempo real, etc.) pueden ser máximas hasta en un 20% en su eficiencia energética, dado el control de la carga orgánica y digestión anaerobia (Barrios y otros, 2020), y la digitalización mejora la trazabilidad de los residuos para el cumplimiento normativo ambiental. Y para la automatización, se requiere tener financiamiento, capacitación técnica local y acceso a partes de tecnología de importación, que hay que planear con anticipación (FAO, 2019).

En ese sentido, aunque Ecuador tiene crecientes capacidades técnicas, el éxito del componente tecnológico dependerá de alianzas estratégicas, asistencia técnica especializada y mecanismos de cooperación con empresas proveedoras de tecnologías limpias.

1.1.1.5 Factor ecológico

En Ecuador se han implementado algunas prácticas de sostenibilidad en su política pública, aunque persista un reto latente. Así, la Encuesta de Información Ambiental-Económica en Empresas del INEC (2023) precisa que tan sólo el 28,9% de las empresas en Ecuador contaban con programas de gestión ambiental en 2022, y tan solo el 10,1% utilizaban tecnologías limpias. De tal modo se deduce un bajo grado de integración ambiental en Ecuador, pero a la vez un potencial para proyectos como el de biogás.

El uso de tecnologías limpias como biodigestores, para captura de metano o para cogeneración de energía han dado resultados en ámbitos prácticos, en países como Alemania, donde el biogás ha conseguido reducir emisiones de gases de efecto invernadero y valorizar

residuos orgánicos (FAO, 2018), o en Quito, donde la planta de biogás Río Inga eliminó 16.000 toneladas anuales de metano, lo cual equivale a 400.000 toneladas de CO₂, disminuyendo de tal forma la huella ambiental (EMGIRS EP, 2024).

La economía verde en el Ecuador ha mostrado desarrollo en los ámbitos forestal, de residuos o el de la energía, pero sigue siendo una porción pequeña del PIB. Como muestra el Instituto Nacional de Estadística y Censos (2023) sólo el 0,43 % del empleo en el país afecta a la economía verde, pero existe un importante margen de crecimiento con proyectos de energía limpia y limpieza de suelos y aguas contaminadas.

En Manabí, ciudad de Manta, el biogás se plantea como una alternativa que permitiría disminuir la cantidad de residuos orgánicos en los vertederos y, por ende, disminuir la generación de lixiviados, líquidos contaminantes que se generan por la descomposición de la materia orgánica y que contaminan las fuentes de agua subterránea y superficial (INEC, 2023).

1.1.1.6 Factor legal

El ordenamiento jurídico ecuatoriano aboga por el derecho a la existencia de un ambiente sano, así como por la implementación y utilización de tecnologías limpias para proteger el ambiente. La Ley de Gestión Ambiental (2004) establece los principios para el desarrollo sostenible mediante incentivos a proyectos que tiendan a disminuir la contaminación. En este sentido, cabe mencionar que la Constitución de 2008 reconoce y garantiza los derechos de la naturaleza (art. 71-74), lo cual permite crear un contexto favorable para la elaboración correspondiente a la instalación de proyectos de biogás.

En el ámbito provincial, el PDOT (Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial) de Manabí promueve algunos lineamientos generales sobre la utilización racional del suelo productivo, orientando la producción hacia una práctica sostenible (Prefectura de Manabí, 2024).

De esta forma, la instalación de una planta de biogás debe respetar las zonificaciones de uso de suelo y las regulaciones de uso del suelo urbano-rural propuestas por el GAD municipal de Manta, las cuales ha establecido la Prefectura.

Desde la óptica tributaria estas empresas se pueden acoger al régimen de microempresas o al régimen general de acuerdo con el modelo organizativo. Las inversiones en tecnologías limpias pueden acceder a los beneficios de las deducciones del impuesto a la renta de la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno. De igual manera, la Ley de Eficiencia Energética determina la utilización de energías renovables, así como también beneficios para los proyectos certificados.

De igual forma, deben considerarse las licencias ambientales que el MAATE exige a todos aquellos proyectos que pretendan realizar actividades que puedan tener impactos sobre el entorno natural, tal como es el funcionamiento de este tipo de plantas. En materia de derechos de operación, el proyecto debe contar con permisos municipales, registro en el SRI, inscripción en el RUC, así como también el cumplimiento de las normas del MAATE.

1.1.1.7 Factor competencia

La industria de biogás es un sector emergente en Ecuador, que se puede observar en comparación con el modelo de análisis competitivo de Porter. Los pocos actores existentes se organizan en proyectos aislados: por ejemplo, la organización Gasgreen (España) para el caso de Quito en asociación con EMGIRS, y varias iniciativas de captura de biogás en Cuenca. En efecto, los generadores de energía hidroeléctrica suponen el 92% de la producción total, los generadores de energía térmica suponen un 7% y solo un 1% corresponde a fuentes de energía no convencionales (eólica, solar, biomasa y biogás).

En el caso Manta, en lo que a la energía biogás respecta, la competencia directa es baja y no hay plantas de biogás funcionando. El biogás, indirectamente compite también con sustitutos

eléctricos (gas natural, gas licuado de petróleo para combustión, diésel) como otras fuentes de energía verde (futuras inversiones de energía eólica y solar).

1.1.2 Análisis de la Industria

1.1.2.1 Amenaza de nuevos competidores

La barrera de entrada a proyectos biogás es alta en coste inicial y cumplimiento normativo (permisos ambientales complejos y asociaciones con el sector público), pero el nuevo marco regulatorio favorece a nuevos participantes: la Resolución ARCONEL-005/24 de septiembre 2024 (generación distribuida) facilita el autoabastecimiento eléctrico renovable (NMS Law, 2024) y la tarifa fija de USD 74,7/MWh por 15 años disminuye el riesgo comercial (Clean Air Task Force, 2025), por lo que la amenaza de nuevos competidores es media: hay incentivos gubernamentales (PPP y contratos asegurados), pero se necesitan capacidades técnicas y capital.

1.1.2.2 Producto sustituto

El biogás compite con sustitutos tanto dentro como fuera del sector energético; en el sector eléctrico dominan hidroeléctrica y térmica (gas, petróleo) y las nuevas solar y eólica, al existir grandes represas y plantas fotovoltaicas como sustitutos limpios financiados internacionalmente (Ministerio de Energía y Minas, 2024).

En el uso de calor/combustible, el GLP y el gas natural son sustitutos a la cocina o calefacción con biogás, pero al ser materia prima los residuos orgánicos, no hay más sustitutos reales que otras formas de valorización de residuos (compostaje industrial, incineración). La matriz eléctrica actual depende en un 92% de hidro (Ministerio de Energía y Minas, 2023), por lo que las fuentes renovables alternativas aún tienen poca participación, pero compiten por inversión. En resumen, existen múltiples sustitutos energéticos, pero solo el biogás tiene la ventaja del aprovechamiento de residuos locales.

1.1.2.3 Rivalidad de los competidores

En estos momentos, el mercado biogás nacional es pequeño, y cuenta con muy pocos participantes, las empresas mixtas público-privadas son las que dominan los grandes proyectos, y en el área de Manta/Manabí no hay jugadores biogás consolidados; por tanto, la rivalidad es baja. Si consideramos todo el sector de la energía, la competencia es en proyectos y financiaciones: el gobierno adjudica los grandes contratos a consorcios internacionales, y es en el terreno de las energías renovables locales donde podría aumentar la rivalidad si otros desarrolladores solares y/o eólicos llegan al mercado de las energías renovables.

1.1.2.4 Poder de negociación de los proveedores

Los "proveedores" básicos en este proyecto son los generadores de residuos orgánicos (municipio, empresas alimentarias) y los suministradores de tecnología/equipos. Respecto a la materia prima (residuo), el poder es bajo: generalmente el gobierno local ofrece o cede los derechos de uso del vertedero, por lo que la planta de biogás "compra" la basura o recibe derechos sin coste, disminuyendo el poder de negociación de proveedores.

En cuanto a los equipos y servicios tecnológicos (reactores, turbinas) sí tienen un poder moderado, puesto que son varias las empresas internacionales competidoras en el mercado de la tecnología de digestión anaerobia; la tecnología es estándar y replicable.

Por último, proveedores de capital financiero (bancos, inversionistas) pueden imponer condiciones en el desarrollo del proyecto, pero la existencia de incentivos estatales (tasa preferencial) y subsidios ayuda a la obtención de crédito.

1.1.2.5 Poder de negociación de los compradores

Los compradores de energía eléctrica serán las empresas distribuidoras y, en última instancia, los consumidores residenciales e industriales de Manta. Dado que la tarifa está fijada

por regulación (USD 74,7/MWh) durante 15 años (Clean Air Task Force, 2025) las distribuidoras estatales (CNEL, cooperativas locales, etc.) tienen escasa palanca para presionar precios; han de adquirir la energía pactada.

Aun así, el mercado eléctrico nacional está concentrado en pocas entidades públicas, lo cual da cierto poder de negociación frente a un solo generador, no obstante, al ser un esquema de tarifas garantizadas, el generador de biogás asume menos riesgo de contraparte.

1.1.3 *Análisis interno*

1.1.3.1 **VRÍO**

A continuación, en la Tabla 1 se evalúan los principales recursos y capacidades del proyecto según el marco VRIO:

Tabla 3

Modelo VRIO

Recurso/capacidad	Valioso	Raro	Difícil de imitar	Organización. (gestión)	Ventaja competitiva
Tecnología de digestión	Sí	No (disponible)	No (replicable)	Sí	Competitiva (eficiencia)
Acceso a residuos orgánicos	Sí	Moderado (único en Manta)	Moderado	Sí	Sostenible (flujo gratis)
Socio público-privado (concesión)	Sí	Sí (licencia exclusiva)	Moderado	Sí	Ventaja en permisos
Equipo humano capacitado	Sí	Moderado	No	Sí	Competitiva (expertise)
Incentivos legales/fiscales	Sí	No (para renovables)	No	Sí	Ventaja en costos operativos
Marca/imagen ecológica	Sí	No	No	Sí	Diferenciadora (Sostenibilidad)

Nota. Elaborado con base a información de Manta obtenida por el autor del estudio.

Los recursos clave del proyecto (tecnología de biogás, acceso exclusivo a residuos, estructura PPP) son en su mayoría valiosos y organizados adecuadamente. El carácter público-privado y los permisos municipales otorgan cierta rareza a la concesión de residuos, lo que constituye una ventaja sostenida. Aunque la tecnología en sí no es única, la combinación de tecnología probada con un marco institucional favorable brinda una ventaja competitiva sostenible.

1.1.4 Análisis FODA

A continuación, en la Tabla 2 se presenta un análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades, Amenazas) del proyecto:

Tabla 4

Matriz FODA

Fortalezas	Oportunidades
Ubicación estratégica: vertedero accesible en Manta (materia prima garantizada).	Incentivos y tarifas regulatorias (ARCONEL, 2023a).
Alianza público-privada existente (modelo Gasgreen-EMGIRS).	Financiamiento de organismos multilaterales (CAF, BID).
Tecnología limpia y probada (biogás) con beneficios ambientales comprobados.	Demanda creciente de energía renovable en la costa y potencial exportación eléctrica regional.
Reducción de emisiones de GEI (mitigación de metano) y generación de empleo local.	Participación en mercados de carbono (venta de CER) o cumplimiento de metas climáticas.
Imagen positiva por contribuir a economía circular y ODS.	Alianzas estratégicas futuras (Industrias agrícolas locales pueden sumarse como proveedoras de biomasa).
Debilidades	Amenazas
Elevada inversión inicial y costes de operación	Incertidumbre política local/nacional (cambio de autoridades, burocracia en permisos).
Dependencia de flujos de residuos (varianza estacional, porcentaje de separación en origen).	Competencia de otras renovables
Necesidad de cambiar hábitos de residuos de la población local (baja separación orgánica).	Fluctuaciones económicas (tasas de interés, deuda pública elevada) que encarecen financiamiento.
Pérdida de reputación ante posibles problemas sanitarios (olores, filtraciones) si no se controla la planta correctamente.	Riesgos ambientales (terremotos en Manabí) que podrían dañar la infraestructura.
Falta de experiencia previa en Manta (curva de aprendizaje en gestión de biogás).	Cancelación o reducción de subsidios a energía que afecte viabilidad económica.

Nota. Elaborado con base a información de Manta obtenida por el autor del estudio.

En el análisis FODA del proyecto para la generación de energías renovables a partir de residuos orgánicos en Manta, Ecuador, se determina como un punto fuerte que permitiría su desarrollo en el medio en que se desarrollará, como es estar ubicado cerca del vertedero de la ciudad de Manta, garantizando así el suministro de materia prima, así como la alianza público-privada que tienen con la empresa Gasgreen y EMGIRS, siendo un ejemplo de cooperación institucional en el cual ponen la parte técnica y legitimidad para ejecutar el proyecto.

En cuanto a las oportunidades, el proyecto puede aprovechar marcos regulatorios favorables en que se define un marco de incentivos regulatorios como el establecido en la

Resolución ARCONEL 2023, que reconoce la generación distribuida y la existencia de medidas para generación de energías limpias e incentivos para nuevos proyectos.

El proyecto puede vender en el mercado de carbono Certificados de Emisión Reducida (CER) para cumplir con las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC) del país. Sin embargo, también existen debilidades a resolver, como la alta inversión inicial de la planta y los costos operativos de mantenimiento, tecnología especializada y personal calificado; la disponibilidad y calidad de los residuos, ya que depende de la estacionalidad y la poca cultura de separación en la fuente, lo que puede reducir la eficiencia del sistema.

Finalmente, las amenazas externas también son altas: inestabilidad política local/nacional o burocracia institucional que dificulte la obtención de permisos o la continuidad del apoyo estatal; otras energías renovables competidoras, como la solar fotovoltaica, que ha logrado reducir mucho sus costes; o las condiciones macroeconómicas que aumenten los costes de financiamiento y pongan en riesgo la viabilidad económica del proyecto.

1.2 Planteamiento estratégico

1.2.1 Visión y Misión

1.2.1.1 Visión

Ser la primera opción en Manta para la producción de energía renovable a partir de residuos orgánicos, liderando la transición hacia una matriz energética sostenible para el año 2030.

1.2.1.2 Misión

Generar energía limpia en Manta aprovechando los residuos orgánicos locales contribuyendo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

1.2.2 *Objetivos Estratégicos*

1.2.2.1 *Objetivo General*

Diseñar una planta de generación eléctrica mediante biogás en Manta que aproveche los residuos orgánicos de la ciudad para diversificar la matriz energética local, y reducir la huella de carbono.

1.2.2.2 *Objetivos específicos*

- Analizar la disponibilidad de los residuos orgánicos generados en Manta con el fin de determinar la cantidad y calidad del insumo base para la producción de biogás.
- Evaluar la viabilidad técnica del proyecto considerando el tipo de tecnología a emplear, la capacidad de tratamiento de la planta y el potencial de generación energética.
- Determinar la viabilidad económica del proyecto mediante un estudio de costos de inversión, operación y mantenimiento y como proyecciones de ingresos por venta de energía y subproductos como el biofertilizante.
- Estudiar los impactos ambientales positivos y negativos asociados al proyecto y verificar su compatibilidad con la normativa ambiental nacional vigente.

1.2.3 *Valores Institucionales*

Los valores que guían este proyecto de inversión son:

- **Sostenibilidad Ambiental:** Compromiso con el cuidado del medio ambiente y el uso responsable de los recursos naturales.
- **Innovación:** Búsqueda constante de tecnologías que mejoren la eficiencia en la producción de energía renovable y en la gestión de residuos.
- **Transparencia:** Gestión clara y ética en todas las etapas del proyecto, comunicando de forma abierta resultados e información relevante a los actores interesados.

- **Excelencia:** Búsqueda de la calidad operativa y la mejora continua en la gestión del proyecto, aplicando buenas prácticas internacionales en energías renovables

CAPÍTULO 2: ESTUDIO DE MERCADO

2.1. Análisis del mercado de referencia

2.1.1. Análisis y Cuantificación de la Demanda Actual y Futura

En el año 2021 el cantón Manabí consumió 2.028 GWh, el 11,8 % del consumo nacional; de este, 817,6 GWh fueron del sector residencial y 309,9 GWh del sector industrial. Manta, la ciudad más grande de Manabí (264 mil habitantes, 25 % de la provincia), concentra gran parte de esa demanda.

Con base en lo anterior, si Manta representa el 26 % del consumo provincial, eso se traduciría en 210 GWh/año residenciales y 80 GWh/años industriales en 2022. Proyectando un crecimiento moderado (5 % anual), esta demanda podría alcanzar 276 GWh residenciales y 103 GWh industriales para 2027. La siguiente tabla ilustra esta tendencia:

Tabla 5

Demanda proyectada en Manta, en GWh/año

Año	Demanda residencial (GWh)	Demanda industrial (GWh)	Total (GWh)
2022	216	81	297
2023	227	85	312
2024	238	89	327
2025	250	94	344
2026	263	98	361
2027	276	103	379

Fuente: Datos históricos de Manabí, proyección propia

Estos números proyectados implican que la demanda eléctrica de Manta crecerá varios puntos porcentuales por encima del promedio de la última década.

2.1.2. Resultados de encuesta aplicada a población objetivo

Como método de recolección de información para el presente proyecto, se elaboraron dos encuestas dirigidas a distintos actores relevantes. La primera se centró en la comunidad vecina a la planta de biogás y la segunda en la empresa que comprará la energía. Ambas encuestas buscaron recolectar información para diseñar, aprobar y hacer viable el proyecto en términos sociales y comerciales.

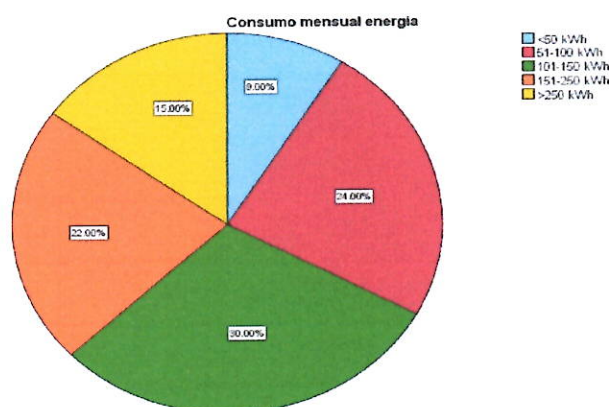
Para definir el tamaño de la muestra se aplicó un muestreo no probabilístico, es decir, a juicio de expertos, seleccionado a 100 habitantes de San Juan, sitio donde se tiene planificado ubicar la planta de biogás.

2.1.2.1. Encuesta para ciudadanos de San Juan

Se va a aplicar a los ciudadanos que residan en el entorno donde se va a desarrollar la planta de biogás en San Juan". Su objetivo es dar a conocer el proyecto a la comunidad, indagar sobre el conocimiento y percepción que tienen del mismo, los beneficios que consideran más relevantes y levantar posibles inquietudes. Con sentido social y pedagógico, pretende crear confianza, participación y apropiación del proyecto.

Gráfico 1

Consumo mensual energía

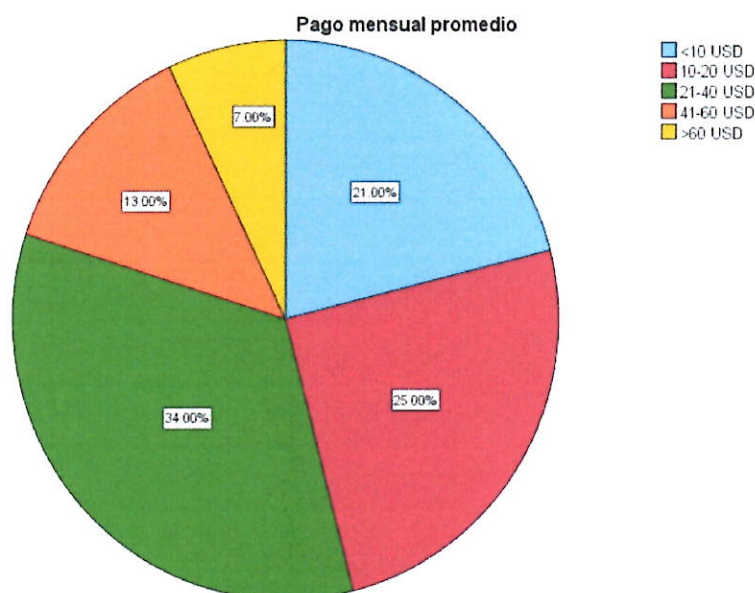


Fuente: Elaborado por autor con base a datos obtenidos en SPSS

El Gráfico 1 muestra que la mayoría de los hogares encuestados consume entre 51–150 kWh al mes, con sólo un 9 % por debajo de 60 kWh y 15 % por encima de 250 kWh. Esto indica un consumo moderado, típico de familias de tamaño medio. Dado que a nivel nacional sólo el 9,7 % de la energía proviene de renovables (con un 85,8 % de fuentes fósiles), estos valores resaltan la oportunidad de que la planta de biogás suministre parte de esta demanda local. La distribución del consumo sugiere que la nueva capacidad podría cubrir una fracción importante del consumo residencial en el área, especialmente para segmentos medios (51–150 kWh), apoyando la reducción de la dependencia de fuentes fósiles.

Gráfico 2

Pago mensual promedio



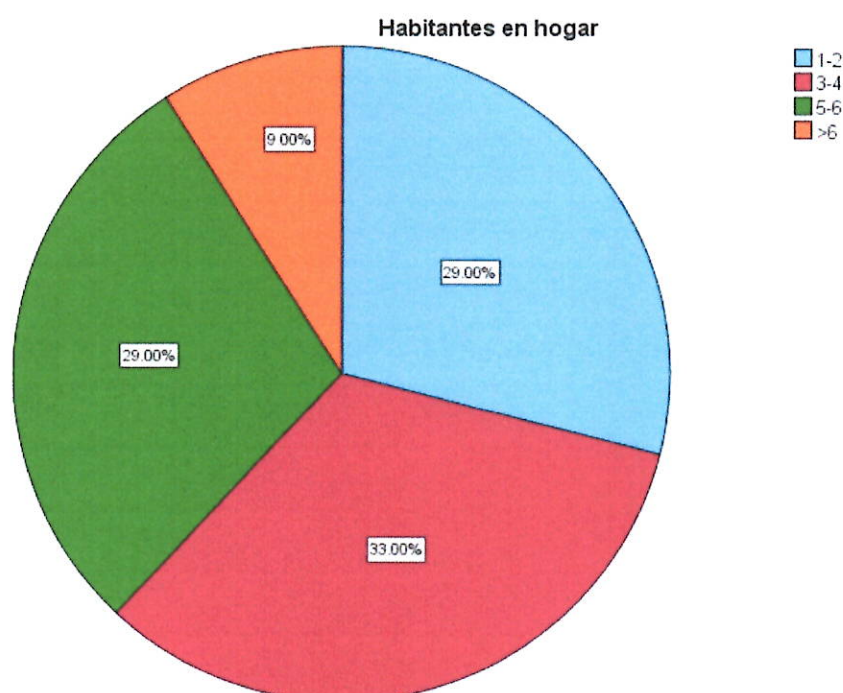
Fuente: Elaborado por autor con base a datos obtenidos en SPSS

El Gráfico 2 indica el pago mensual promedio de electricidad de los encuestados. Aproximadamente el 46 % de los hogares paga hasta USD 20 y un 34 % entre USD 21–40; sólo 20 % paga más de 40 USD. Esto se traduce en tarifas bajas promedio. En ese contexto, la tarifa regulada para el biogás establecida por ARCONEL de USD 74,70/MWh (7,47 centavos de

dólar/kWh) es comparable con los precios de pago locales. Esto implica que la energía de la planta se vendería a un precio constante favorable para CNEL y que permitiría cubrir costos de operación. En su conjunto, estos datos de ventas indican que la facturación eléctrica local es compatible con la viabilidad económica del proyecto, al enlazar la capacidad de pago de la comunidad con la tarifa regulada.

Gráfico 3

Habitantes en hogar



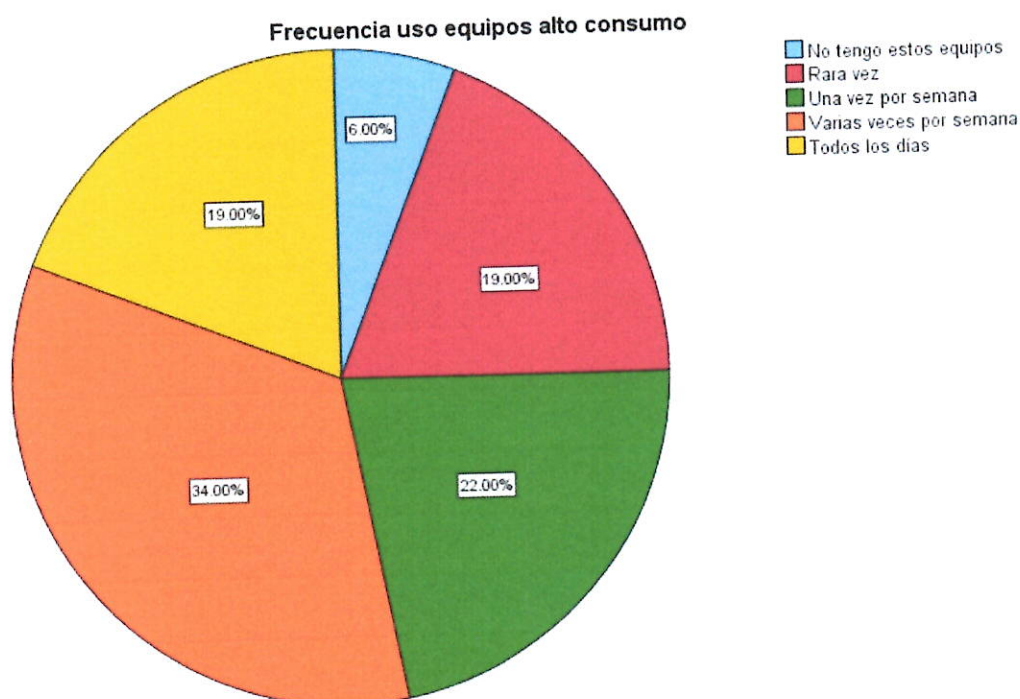
Fuente: Elaborado por autor con base a datos obtenidos en SPSS

El Gráfico 3 refleja el tamaño de los hogares: cerca del 62 % tiene entre 3 y 6 integrantes y sólo 9 % más de 6. Familias de este tamaño suelen tener demanda eléctrica significativa (iluminación, electrodomésticos, etc.). El hecho de que Manta concentre casi un tercio del producto interno de la provincia indica que la ciudad es el núcleo económico y demográfico de la zona. Esto implica que la demanda local tenderá a crecer y a ser sostenida, lo que favorece un suministro adicional. En resumen, la demografía de San Juan (hogares medianos/medianos-grandes) refuerza

la consistencia de los datos de consumo: una planta de biogás bien dimensionada podría atender las necesidades de familias típicas en el área, alineándose con la importancia estratégica de Manta en la región.

Gráfico 4

Frecuencia de uso de equipos de alto consumo



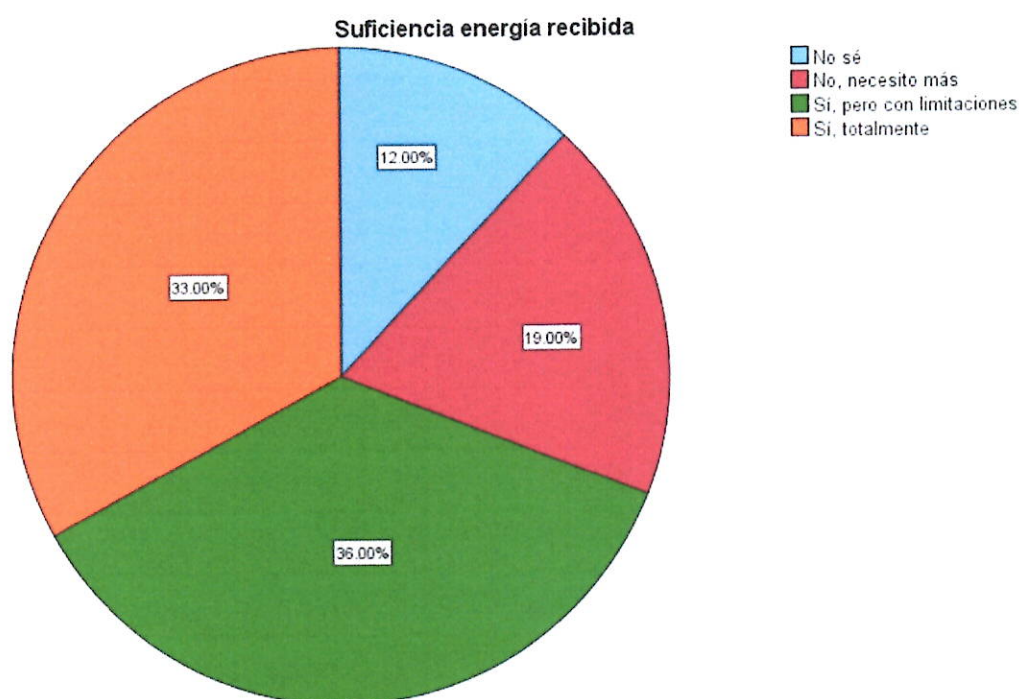
Fuente: Elaborado por autor con base a datos obtenidos en SPSS

En el Gráfico 4 se observa la *frecuencia de uso de equipos de alto consumo*: un 34 % los usa “varias veces por semana” y un 22 % “una vez por semana”, mientras sólo el 6 % indica “No tengo estos equipos”. En total, más de la mitad de la población emplea estos aparatos con frecuencia (diaria o semanal). Esto sugiere picos regulares de demanda en los hogares (por ejemplo, refrigeradores, estufas eléctricas, climatizadores). Este uso intensivo respalda la necesidad de energía fiable y de base. Además, la conversión de materia orgánica en energía limpia reduce las emisiones de metano, por lo que el funcionamiento de estos equipos se podría abastecer de energía renovable local y así contribuir a las metas ambientales. En resumen, la gran utilización

de equipos requiere un suministro constante, un nicho que la planta de biogás podría llenar con sus beneficios de producción constante y de carga base.

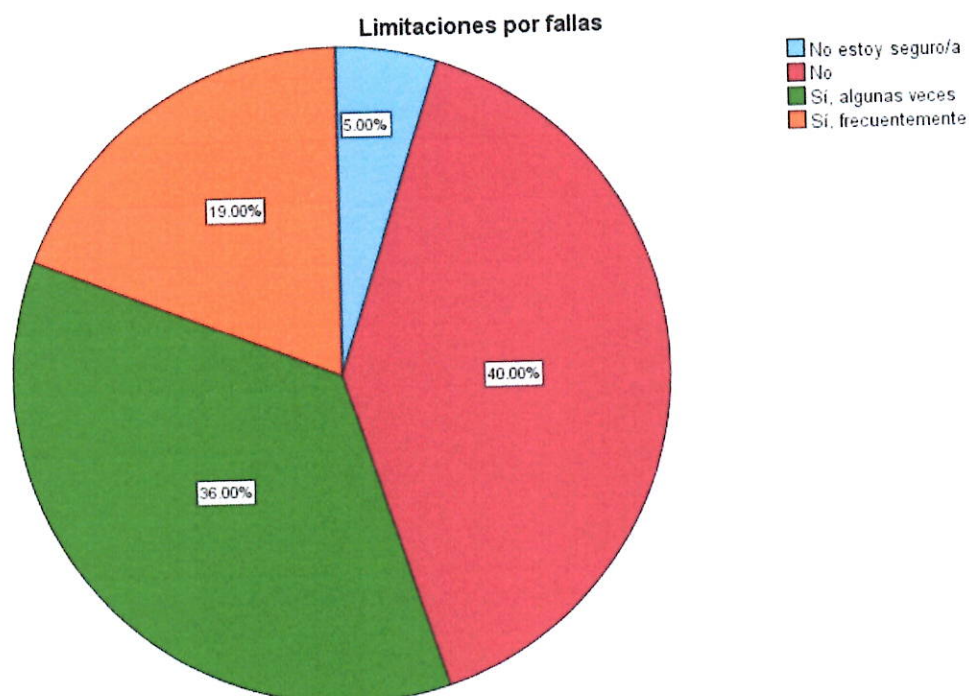
Gráfico 5

Suficiencia energía recibida



Fuente: Elaborado por autor con base a datos obtenidos en SPSS

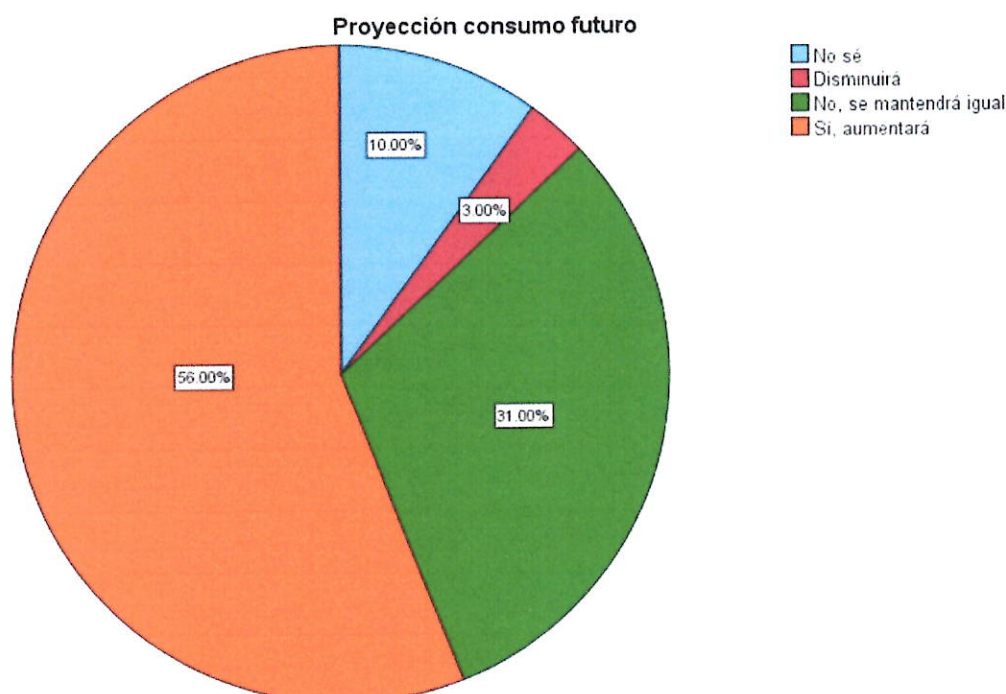
El Gráfico 5 aborda la percepción de la suficiencia del suministro actual: solo el 33 % de los encuestados considera que la energía que recibe es totalmente suficiente, mientras 36 % dice “sí, pero con limitaciones” y 19 % responde que “no, necesito más”; 12 % no sabe. Es decir, 55% muestra indiferencia o siente restricciones. Este hallazgo es coherente con la situación reciente; Ecuador tuvo una gran problema en 2024 por falta de lluvia, lo que podría hacer que se reduzca la confianza en el suministro. La alta proporción de personas con suministro limitado muestra una necesidad de más energía; esto hace más importante el plan. En conjunto, parece que una porción importante de la comunidad está abierta a nuevas fuentes verdes que mejoren la confiabilidad del sistema.

Gráfico 6*Limitaciones por fallas*

Fuente: Elaborado por autor con base a datos obtenidos en SPSS

El Gráfico 5 muestra que un 36 % de los encuestados reconoce haber sufrido limitaciones “algunas veces” y un 19 % “frecuentemente” por fallas en el suministro eléctrico, mientras que solo el 40 % dice que no ha tenido este problema y el 5 % no está seguro. Es decir, más de la mitad ha experimentado interrupciones. Este dato es coherente con la crisis energética de 2024 en Ecuador, en la que la escasez de lluvias redujo la capacidad hidroeléctrica y obligó a racionar la electricidad. La percepción de un servicio inestable refuerza la necesidad de fuentes firmes de generación como la planta de biogás, que puede producir energía de manera constante a partir de residuos orgánicos, contribuyendo a reducir las restricciones y la dependencia de fuentes fósiles.

Gráfico 7*Proyección consumo futuro*

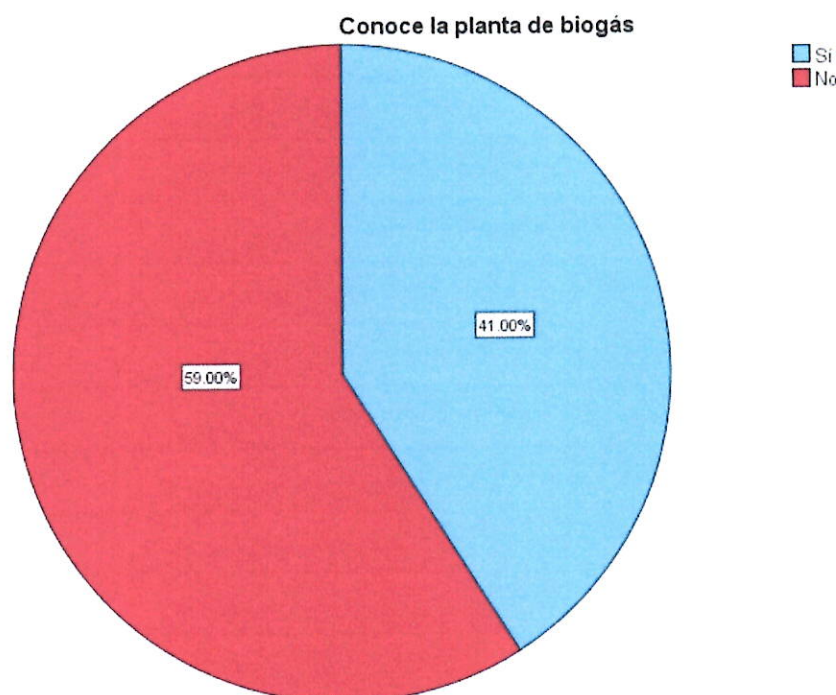


Fuente: Elaborado por autor con base a datos obtenidos en SPSS.

La mayoría de los encuestados (56 %) cree que su consumo eléctrico aumentará, 31 % estima que se mantendrá igual y solo 3 % piensa que disminuirá; un 10 % no sabe. Esta expectativa de crecimiento se relaciona con el tamaño de los hogares y el desarrollo económico de Manta, que concentra casi un tercio del producto interno bruto de la provincia. Con un mix nacional todavía dominado por fuentes fósiles (85,8 %) y solo un 9,7 % proveniente de energías renovables, el incremento de la demanda ofrece una oportunidad para introducir generación limpia y local, como el biogás, que ayude a diversificar la matriz y a reducir emisiones. Este tipo de generación distribuida no solo permite aprovechar residuos orgánicos locales para producir energía, sino que también reduce emisiones, mejora la resiliencia del sistema eléctrico y promueve un modelo más sostenible y descentralizado.

Gráfico 8

Conoce una planta de biogás



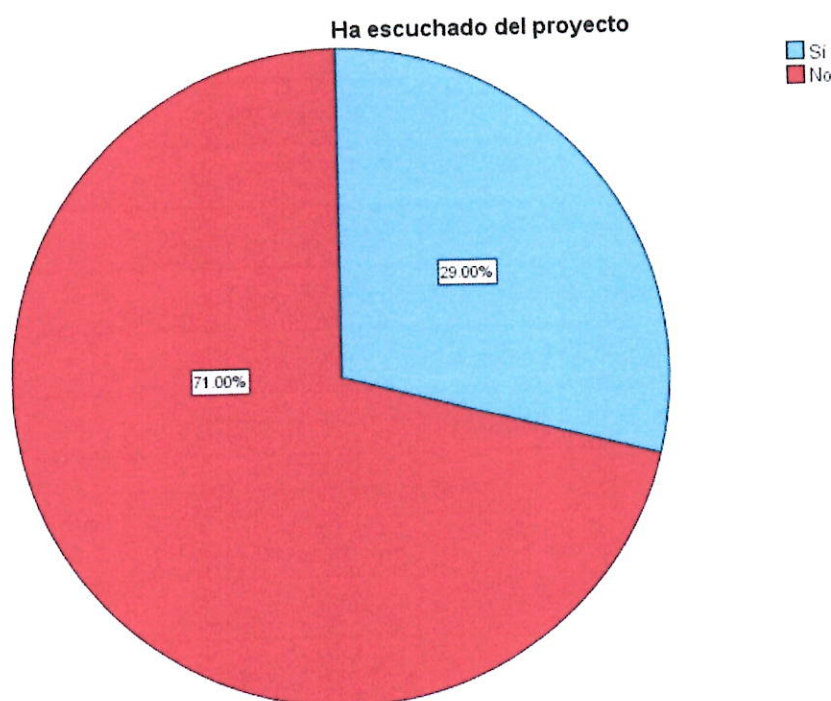
Fuente: Elaborado por autor con base a datos obtenidos en SPSS

Solo el 41 % afirma conocer la planta de biogás, mientras que el 59 % no la conoce. Esta falta de familiaridad evidencia un déficit en la difusión del proyecto. Aun cuando la transformación de residuos en energía renovable reduce las emisiones de metano y contribuye a la sostenibilidad, la mayoría de la población no ha recibido información suficiente. Se requiere reforzar las actividades de sensibilización para que la comunidad entienda los beneficios de la planta y participe en su implementación.

Sin embargo, cuando la ciudadanía no comprende el funcionamiento ni las ventajas de una planta de biogás, es más probable que surjan dudas, desinterés o incluso rechazo hacia su implementación. Por ello, resulta fundamental fortalecer las actividades de sensibilización mediante campañas informativas claras, talleres comunitarios, charlas educativas y el uso de medios locales que faciliten el acceso a la información.

Gráfico 9

Ha escuchado de proyectos de biogás



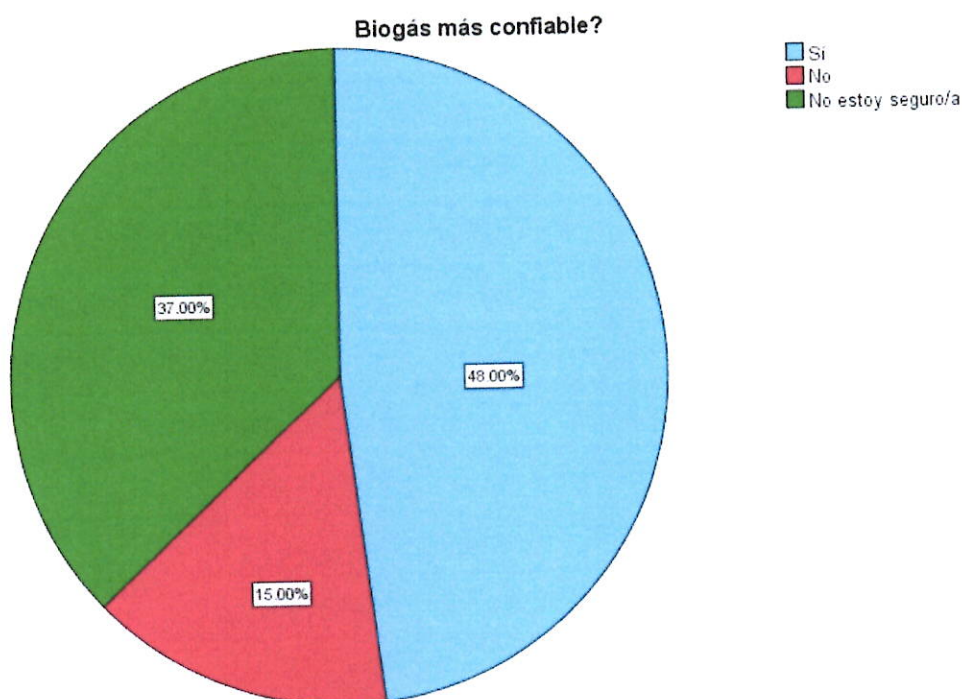
Fuente: Elaborado por autor con base a datos obtenidos en SPSS

Un 71 % de los encuestados no ha escuchado hablar del proyecto y solo un 29 % sí. Este desconocimiento coincide con la baja difusión señalada en el gráfico anterior. Para lograr aceptación social, es necesario ejecutar campañas de comunicación que expliquen cómo la planta contribuye a mejorar la confiabilidad del servicio y a cumplir la normativa nacional en materia de energías renovables.

En este contexto, resulta fundamental diseñar e implementar campañas de comunicación más claras, constantes y accesibles, que expliquen de manera sencilla los objetivos del proyecto, su funcionamiento y los beneficios directos para la comunidad. Informar cómo la planta contribuye a mejorar la confiabilidad del servicio energético, optimizar el manejo de residuos y alinearse con la normativa nacional en materia de energías renovables puede fortalecer la percepción positiva del proyecto.

Gráfico 10

Considera que el biogás es confiable

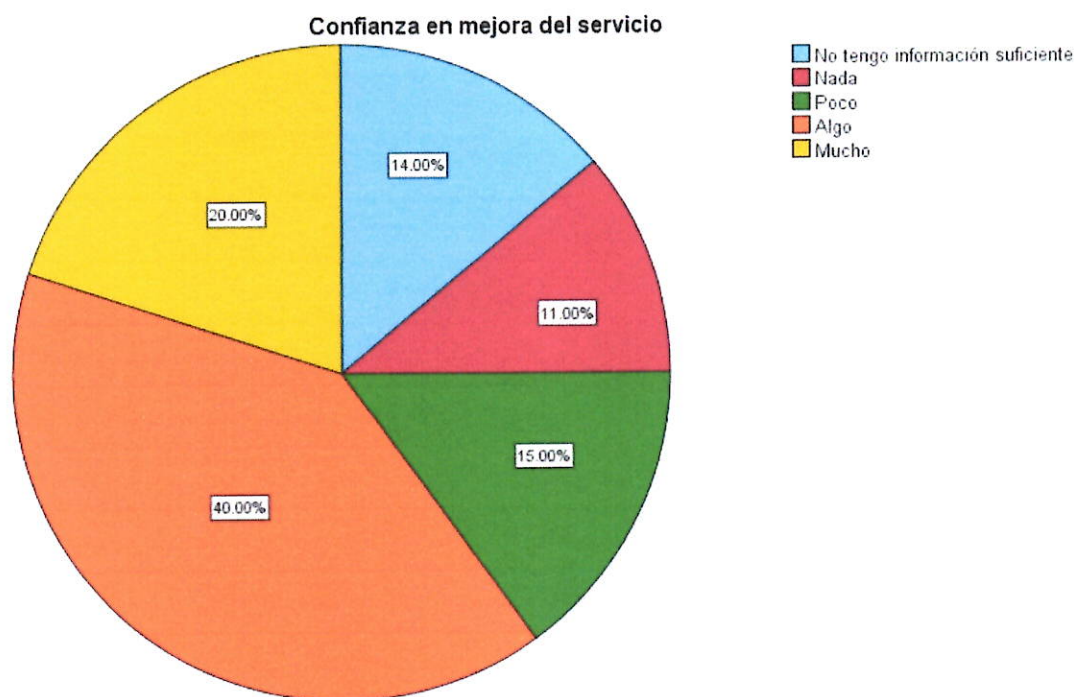


Fuente: Elaborado por autor con base a datos obtenidos en SPSS

Un 48 % considera que la energía generada con biogás sería más confiable que el suministro actual, mientras que el 37 % no está seguro y el 15 % piensa que no. La ventaja competitiva del biogás radica en que puede generar electricidad 24/7 si se dispone de residuos suficientes, lo que lo diferencia de otras renovables intermitentes. No obstante, la elevada proporción de personas indecisas demuestra la necesidad de fortalecer los procesos de educación y divulgación técnica dirigidos a la comunidad. Explicar de manera clara cómo funciona la digestión anaerobia, cómo se garantiza el abastecimiento de materia prima y cuáles son los estándares de calidad del suministro eléctrico podría mejorar la percepción pública sobre la confiabilidad del proyecto.

Gráfico 11

Confía en que le biogás mejora el servicio de electricidad

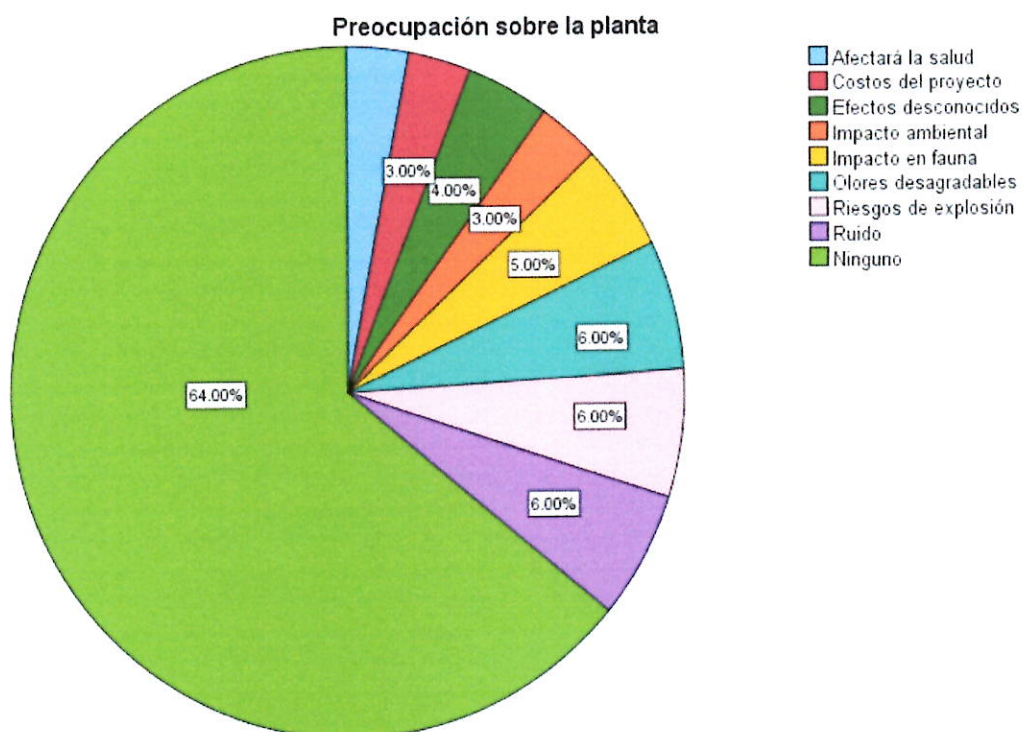


Fuente: Elaborado por autor con base a datos obtenidos en SPSS

El 20 % tiene “mucho” confianza en que la planta mejorará el servicio y un 40 % “algo”, mientras que un 15% siente “poco” y un 11% “nada”; un 14% no tiene información suficiente. En suma, el 60% se muestra optimista respecto a una mejora. Esta percepción se apoya en la posibilidad de diversificar la matriz energética y reducir la exposición a crisis como las ocurridas por falta de lluvias. No obstante, el 26% que expresa poca o ninguna confianza y el 14 % sin información dejan claro que se debe ofrecer evidencia técnica y resultados tangibles para consolidar esa confianza. Para consolidar la confianza social, resulta fundamental presentar evidencia técnica verificable, estudios de impacto, datos de rendimiento y ejemplos concretos de proyectos similares que hayan logrado mejorar la calidad del suministro energético.

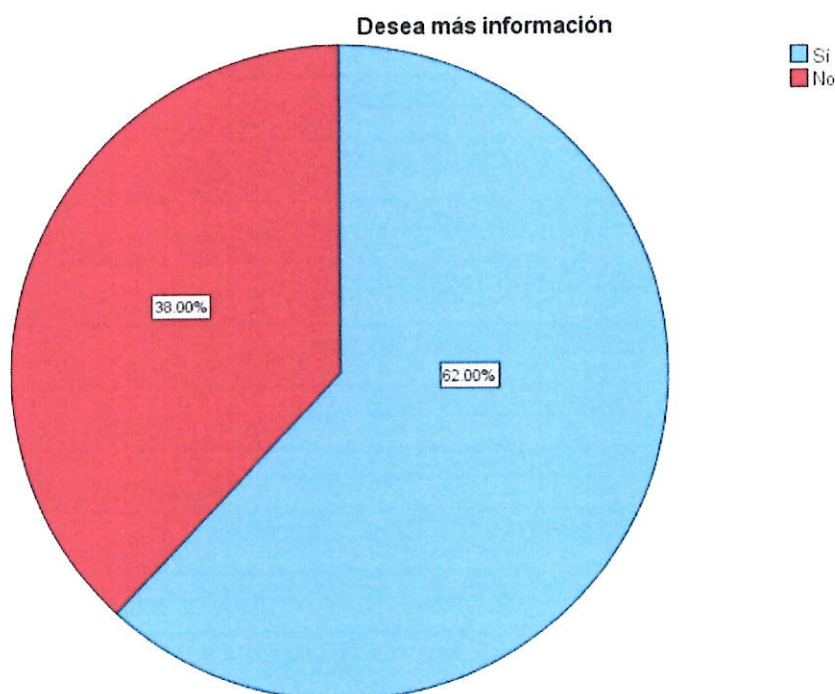
Gráfico 12

Tiene preocupaciones sobre implementar una planta de biogas



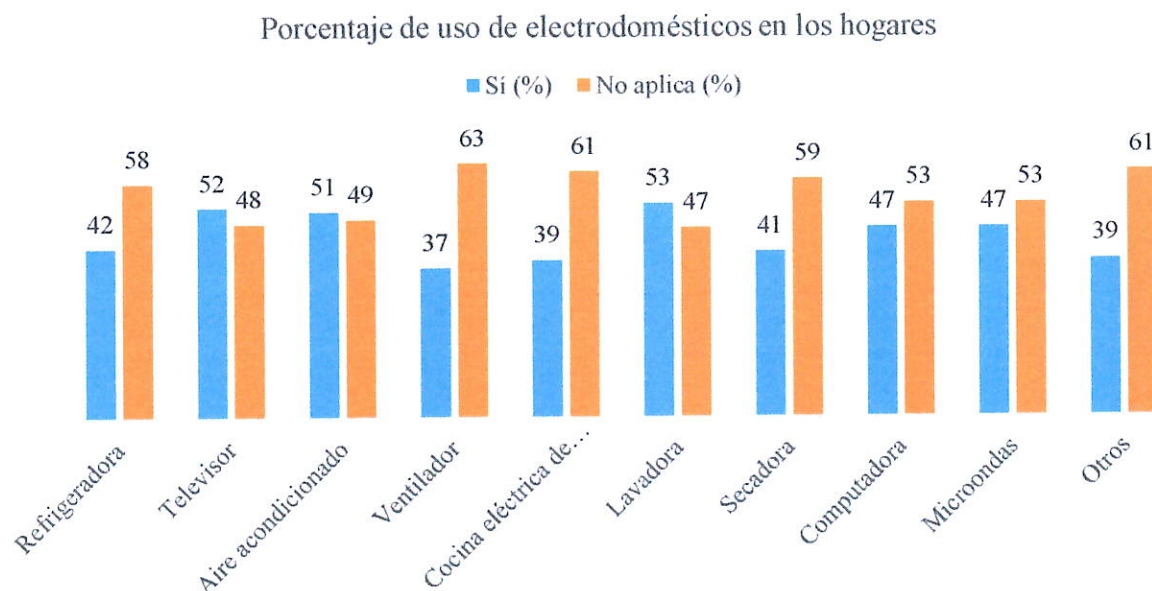
Fuente: Elaborado por autor con base a datos obtenidos en SPSS

El 64 % de los encuestados no tiene ninguna preocupación respecto al proyecto. Las preocupaciones restantes se distribuyen en aspectos puntuales: costos (4 %), efectos desconocidos (3 %), impacto ambiental (5 %), impacto en la fauna (aprox. 6 %), olores desagradables (6 %), riesgos de explosión (6 %), ruido (6 %) y posibles efectos en la salud (3 %). La gran mayoría sin problemas muestra una aceptación social buena, pero que haya temores minoritarios entre un pequeño grupo hace ver la importancia de abordar de manera transparente la gestión de residuos, los métodos de seguridad y los controles de ambiente. Recordar que el biogás usa restos orgánicos, disminuye las emisiones de metano y contribuye en objetivos climáticas.

Gráfico 13*Le gustaría recibir más información*

Fuente: Elaborado por autor con base a datos obtenidos en SPSS

Un 62 % desearía recibir más información sobre la planta, frente a un 38 % indica que no la quiere. La gran necesidad de información confirma que el grupo está muy interesado en entender el proyecto y sus efectos. En este contexto, resulta fundamental diseñar e implementar un plan de comunicación estratégico que priorice la claridad, la accesibilidad y la participación comunitaria. Dicho plan debería incluir charlas informativas abiertas, talleres educativos y espacios de conversación donde las personas puedan plantear preguntas y expresar sus inquietudes. Asimismo, la elaboración de material divulgativo como la elaboración de folletos, infografías y contenido digital.

Gráfico 14*Uso de electrodomésticos en los hogares*

Fuente: Elaborado por autor con base a datos obtenidos en SPSS

El 42% de las personas que fueron encuestas indicó usar la nevera, mientras que el 58% contestó "no aplica," lo que hace pensar que menos de la mitad de las casas tienen este electrodoméstico. La refrigeración es algo importante que necesita un uso constante de energía; su creciente adopción, junto con la expectativa de mayor demanda futura, refuerza la necesidad de un suministro continuo y seguro que la planta de biogás puede apoyar.

En el caso del televisor, el 52 % respondió que sí lo utiliza y el 48 % señaló "no aplica". La distribución cercana al 50 % revela que el televisor sigue siendo un aparato común en los hogares, contribuyendo al consumo doméstico. La generación de biogás, al incrementar la participación de renovables en un país donde aún dominan los combustibles fósiles, puede abastecer este tipo de demandas de ocio y comunicación sin incrementar las emisiones.

El 51 % de los encuestados utiliza aire acondicionado y un 49 % indica que “no aplica”. Esto sugiere que la mitad de los hogares recurren a sistemas de climatización. El uso de aire acondicionado implica un consumo eléctrico elevado y estacional, lo cual puede tensionar la red durante épocas de calor. Un 37 % de los encuestados utiliza ventiladores, mientras que el 63 % indica “no aplica”. Los ventiladores consumen menos energía que el aire acondicionado, pero su uso masivo también incrementa la carga. La proporción relativamente alta de hogares que no usan ventilador podría deberse a la preferencia por aire acondicionado o a condiciones climáticas moderadas.

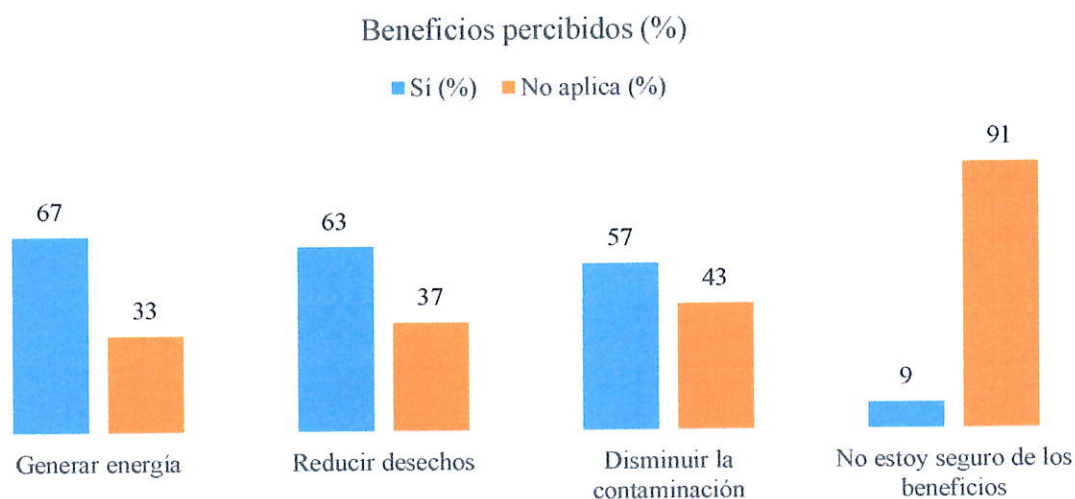
El 39 % afirma utilizar cocina eléctrica de inducción y el 61 % indica que no aplica. La cocina de inducción ha sido promovida en Ecuador para sustituir cocinas de gas, pero todavía no alcanza mayoría de uso. Dado que cocinar eléctricamente traslada la demanda de energía al sector eléctrico, el aumento de hogares con cocinas de inducción generará un alza en el consumo. En el caso de las lavadoras, un 53 % de los encuestados señala que sí las utiliza y el 47 % que no aplica. Las lavadoras representan cargas significativas cuando funcionan en horarios pico. Solo el 41 % usa secadora y el 59 % no aplica. La secadora es un electrodoméstico de alta potencia y su uso frecuente puede impactar notablemente en la carga diaria. Alrededor del 47 % de los encuestados utiliza computadora o microondas y aproximadamente el 53 % indica “no aplica”.

Bajo la categoría “Otros” (posiblemente licuadoras, planchas, etc.), el 39 % respondió “sí” y el 61 % “no aplica”. Esta diversidad de equipos menores incrementa la demanda diaria de electricidad y revela hábitos de consumo heterogéneos. La planta de biogás puede aportar un suministro constante y local que cubra estas necesidades sin depender de la red nacional saturada.

Dos tercios de los encuestados (67 %) considera que generar energía con la planta sería un beneficio, mientras que el 33 % indica que no aplica. La mayoría reconoce lo importante que es producir electricidad localmente usando residuos, en armonía la política nacional de diversificar maneras de producir energía y usar menos combustibles fósiles. Este respaldo social aprueba la idea de que la planta de biogás no solo va a manejar los desperdicios, sino que también va a dar un servicio de energía necesario.

Gráfico 15

Beneficios de la planta de biogás



Fuente: Elaborado por autor con base a datos obtenidos en SPSS

El 63 % considera beneficiosa la reducción de desechos mediante la planta y el 37 % dice que no aplica. Este resultado destaca la percepción positiva de la planta como solución para la gestión de residuos orgánicos. El proceso de digestión anaeróbica evita que los residuos se descompongan en rellenos sanitarios, reduciendo la emisión de metano y produciendo un fertilizante orgánico.

En la gráfica se muestra que el 63% de los encuestados piensa que la planta de biogás es un beneficio en la disminución de residuos y el 37% piensa que no aplica. En términos de

disminución de la contaminación, el 57% lo reconoce como un beneficio directo del proyecto, en comparación con el 43% que indica que no. Esto demuestra que ya hay conciencia ambiental sobre la relación entre el manejo de residuos y la generación de energía limpia y la reducción de emisiones contaminantes.

Finalmente, solo el 9 % de los encuestados manifiesta no estar seguro respecto a los beneficios del proyecto, mientras que el 91 % indica que esta opción no aplica. Este resultado es particularmente relevante, ya que evidencia un bajo nivel de indecisión o desconocimiento general sobre los efectos del proyecto. La reducida proporción de respuestas de incertidumbre sugiere que, aunque no todos los ciudadanos identifiquen claramente cada beneficio específico, la mayoría tiene una posición definida frente a la planta de biogás.

2.1.2.2. Entrevista para la empresa compradora de electricidad

Esta entrevista se encuentra orientada hacia la empresa compradora de electricidad, la CNEL. Su objetivo consiste en descubrir sus expectativas, sus requisitos técnicos y comerciales, y en conocer su opinión respecto a la energía generada mediante biogás. Se entrevistó a un funcionario del área administrativa vinculada a la compra de electricidad:

Pregunta 1. ¿Conoce usted la tecnología de generación de electricidad mediante biogás?

Respuesta: Sí. CNEL, como distribuidora pública de energía, conoce perfectamente las tecnologías de generación de energías renovables, y, en particular, conoce bien los sistemas de digestión anaerobia para la obtención del biogás. La empresa ha participado en proyectos de energías renovables y supervisa las reglamentaciones y los desarrollos técnicos del sector. Es más, la reciente reglamentación del gobierno (por ejemplo la resolución de ARCONEL sobre el biogás) ha colocado este tema en la agenda institucional

de tal manera que la CNEL tiene información técnica y operativa sobre la viabilidad de esta tecnología.

Análisis: El entrevistado (CNEL) demuestra que la institución comparte un conocimiento suficiente y positivo acerca del biogás como fuente energética, el cual nos parece ventajoso para el proyecto, ya que significa que CNEL no necesitará una capacitación inicial sobre el tema, sino que está dispuesto a contribuir al mismo. Y de la siguiente forma también, puesto que CNEL verá positivamente la propuesta técnica de la planta, sin ninguna suspicacia, presentando su atención y disposición únicamente en aspectos operacionales e integración al sistema. El grado de conocimiento de CNEL reduce las barreras burocráticas iniciales y tiende a normalizar las expectativas de un proveedor inmediato de energía renovable sin mayores dificultades.

Pregunta 2. ¿Considera que la energía proveniente del biogás es una alternativa confiable?

Respuesta: Lo creo fiable, sí, solo si es capaz de asegurar la materia prima. La generación de biogás sí puede generar electricidad todos los días del año durante las 24 horas, 7 días a la semana ya que es capaz de tener un suministro constante de residuos orgánicos, siendo técnica y posiblemente más continuo que otras renovables como la solar o la eólica. CNEL piensa que la planta puede operar ya sea mediante reservas de biogás o mediante un contrato de suministro de residuos, lo que reduce el riesgo de cortes en el proceso.

Análisis: La respuesta deja claro que CNEL confía en la generación con biogás, que en términos de planificación ven con buenos ojos que el biogás pueda ser una fuente de respaldo (baseload) para la red, que pueda contribuir de manera segura sin reservas especiales, siempre y cuando mantenga un flujo adecuado de residuos. Para el proyecto, esta percepción confirma que CNEL está dispuesto a integrar la energía de biogás en su matriz, lo que facilita conseguir contratos

y evitar objeciones por variabilidad, y que, al hablar de calidad de energía, la planta se ajusta a los estándares de CNEL, que garantizan parámetros (voltaje, frecuencia) para ser aceptados.

Pregunta 3. ¿Qué aspectos valora más de un proveedor de energía renovable?

Respuesta: En la actualidad, CNEL opta por la compra de energía en el mercado eléctrico regulado. "El procedimiento implica formalizar contratos con el operador del mercado (CENACE) y con los generadores calificados". Normalmente, CNEL participa realizando un proceso de licitación o firmando Contratos Regulados LOSPEE (Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica). Asimismo, también se emplean los mecanismos de despacho centralizado dispuestos por CENACE. Si se formaliza la compra de energía en el caso de un generador específico, se suscribe un PPA bilateral que viene registrado ante ARCONEL cumpliendo con los plazos de despacho y con los flujos comerciales normativos. Los pagos de forma general se realizan por medio de un sistema nacional de facturación de CENACE que calcula las facturaciones según lo que se ha inyectado. En resumen, el procedimiento vigente actual implica un proceso de licitación, un procedimiento de contratos permitidos, una interconexión permitida y un registro de la misma en el mercado eléctrico nacional.

Análisis: De la respuesta se puede inferir que CNEL prioriza tres ejes: técnico, económico y ambiental, y que para el proyecto se traduce en que la planta cumpla con los requisitos eléctricos y normativos, garantice disponibilidad (factor de planta esperado) y demuestre respaldo financiero (inversión asegurada); en el mercado prefiere contratos a largo plazo con tarifa fija (un PPA a 15 años con tarifa fija de USD 74,70/MWh satisface esa condición) y finalmente, el valor por la sostenibilidad ambiental significa que la planta debe promocionar sus beneficios verdes en la

negociación; en resumen, un perfil de proveedor confiable y transparente que adapte el proyecto a la regulación e incentivos.

Pregunta 4. ¿Cuál es el procedimiento actual para la compra de energía por parte de su empresa?

Respuesta: Hoy en día, CNEL obtiene energía del mercado eléctrico regulado. "Este procedimiento se lleva a cabo mediante la firma de contratos con el operador del mercado (CENACE) y con generadores calificados". En general, CNEL participa en los procesos de licitación o firma Contratos Regulados LOSPEE (Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica). También son aplicables los mecanismos de despacho centralizado regulados por CENACE, y si implica contratar energía de un generador específico, se establecen PPA bilaterales que están registrados ante ARCONEL, con tiempos de despacho y flujos comerciales que se ajustan a la regulación vigente, y el pago se produce a través del sistema de facturación nacional de CENACE, que realiza el cálculo de las facturaciones a sí mismo según el volumen que inyecta.

Análisis: Esto significa que el proyecto se debe someter a los canales regulares de contratación de CNEL. Implica que, antes de vender energía, la planta debe obtener el permiso de generación (título habilitante) y luego negociar un contrato registrado con CENACE. Para el equipo del proyecto, esto significa avanzar en trámites regulatorios y preparar ofertas en los plazos requeridos. Dado que CNEL se rige por LOSPEE, el plan de negocios debe considerar la modalidad de Contrato Regulado o Subasta, según aplique. Por lo tanto, la respuesta es que el proyecto se debe ajustar al cronograma y reglas de compra de CNEL, con énfasis en obtener el permiso de generación y la conexión técnica desde el inicio.

Pregunta 5. ¿Qué requisitos técnicos y legales solicita su empresa para formalizar la compra de electricidad?

Respuesta: Para realizar una compra de energía, CNEL le exige al generador cumplir con toda la normativa sectorial: título habilitante del Ministerio de Energía (concesión o autorización en los términos de la LOSPEE) y aprobación ambiental en los casos que corresponda. En lo eléctrico, la planta debe contar con un contrato de interconexión con CENACE/CELEC que certifique su conexión al SNI; en lo técnico, se exige ubicar equipos de medida homologados, protecciones (relés, disyuntores) y transformadores acordes a la tensión de la red. Deben cumplir con los estándares de calidad de energía (factor de potencia, armónicos, distorsión) establecidos en el Código de Conexión Eléctrica de ARCONEL. Legalmente, el generador renovable debe registrarse ante ARCONEL y CENACE como ERNC.

Análisis: El desglose de requisitos indica que el proyecto debe estar técnicamente listo y aprobado antes de generar energía; es decir, ya deben estar en trámite los primeros pasos (título habilitante, estudio de impacto ambiental, contrato de interconexión). En otras palabras, planificar bien la fase de permisos implica definir todos los equipos de control y protección, contadores, etc. Hablar del Código de Conexión es hacer énfasis en las certificaciones eléctricas rigurosas; en la práctica, asegura que CNEL reciba energía en cumplimiento con la normativa de calidad y minimiza los riesgos en la red.

Pregunta 6. ¿Cómo evalúa el impacto que tendría el suministro de energía de nuestra planta en su matriz energética?

Respuesta: Desde CNEL, la inyección de esta energía biogás sumaría al portafolio de abastecimiento. A nivel nacional más del 85 % de la energía se genera a partir de

combustibles fósiles y solo el 9,7 % de renovables (biogás incluido). Por lo cual, cada nueva planta limpia hace más diverso el mix. "La contribución de una planta de 2 MW (aprox. 14 GWh/año) sería pequeña a nivel nacional, pero significativa a nivel local para Manabí, donde la generación actual es mayoritariamente térmica". Además, por su condición de energía renovable, ayudaría a cumplir objetivos ambientales y de seguridad energética regional.

Análisis: La respuesta indica que CNEL percibe a la planta de biogás como un refuerzo en la matriz energética; mencionar el bajo porcentaje de renovables recalca que toda aportación limpia es estratégica, y aunque su capacidad sea pequeña en comparación con la generación provincial, los entrevistados reconocen beneficios concretos: reducción de combustibles fósiles y refuerzo al suministro local. "Esto evidencia que CNEL apoya la diversificación con energías limpias ante la reciente crisis energética". Para el proyecto esto representa que la contribución será aceptada institucionalmente y puede abrir puertas para contratos porque alinea los intereses de CNEL (seguridad de suministro) con los beneficios ambientales del proyecto. La principal conclusión es que el proyecto refuerza la seguridad y sostenibilidad de la red regional, por lo que CNEL lo acogería.

Pregunta 7. ¿Cuál sería el esquema de pagos preferido para el servicio prestado?

Respuesta: CNEL se decanta por un modelo de precio fijo en un plazo determinado como lo estipula la regulación vigente. Siguiendo la resolución ARCONEL-0004-2023, el precio garantizado para la energía de biogás es USD 74,70/MW. Así, el contrato anhelado es un PPA bilateral a precio fijo en dólares durante un plazo de 15 años (o de cualquier duración supuesta). El contrato incluiría cláusulas bien definidas de pagos mensuales sobre energía inyectada al sistema. Esto permite eliminar riesgos por cambios de precios frente al

aseguramiento de previsibilidad tanto para CNEL como para el generador. En brevísimos términos, CNEL elige por un PPA convencional a precio regulado, con pagos mensuales fijos de la tarifa ARCONEL y solo ajuste por energía efectivamente entregada considerada en la factura de CENACE.

Análisis: La afirmación confirma que el marco regulatorio (tarifa regulada ARCONEL) se ajusta a las expectativas de CNEL. Cuando mencionan los USD 74,70/MWh y el largo plazo, se evidencia que CNEL está más interesada en la seguridad económica: ese precio fijo por 15 años es un mecanismo que "reduce el riesgo comercial" y brinda estabilidad (en los términos de la regulación) al proyecto. Para el proyecto es ideal: una vez que tengan el PPA y la interconexión, sus ingresos serán muy predecibles y garantizados por ley. En la práctica facilita la estructuración financiera del proyecto y la estimación de flujos futuros, y la selección de un contrato a largo plazo significa compromiso mutuo; CNEL se compromete a comprar la energía por muchos años, mejorando la bancabilidad y la planificación operativa de la planta.

Pregunta 8. ¿Estaría interesado en establecer un convenio a largo plazo con nuestra planta?

Respuesta: Sí. La CNEL estaría interesada en un contrato de largo plazo, lo ideal sería a la "vida útil del activo". Un pacto de entre 10 y 15 años es ideal, dado que permite garantizar los suministros y los precios. Como principal distribuidora de Manabí nuestro deseo es garantizar la estabilidad del suministro para cuando el servicio vaya funcionando sin interrupciones. De ahí que la CNEL consideraría muy favorable un PPA a largo plazo del sistema de biogás, atendiendo que coincide con los intereses de ambas partes: se garantiza la venta de la energía y se garantiza la disponibilidad de capacidad generadora en base a la red.

Análisis: Tal respuesta reafirma el interés de CNEL en establecer una relación a largo plazo con la planta, ya que el plazo de 10-15 años se ajusta a la tarifa regulada antes mencionada, que maximizaba la estabilidad de la operación", por lo que CNEL valora la garantía de suministro y está dispuesta a comprometerse a largo plazo, lo que hace más factible conseguir financiamiento para el proyecto. Para la planta, significa un mensaje de viabilidad: un PPA a largo plazo reduce la incertidumbre comercial y atrae mejores condiciones de crédito o inversión; en definitiva, es una señal positiva el interés manifiesto en un contrato a largo plazo que establecerá la base del modelo de negocio PPA y fortalecerá la estructura del proyecto financiero.

2.1.3. Análisis y Cuantificación de la Oferta Actual y Futura

En la actualidad, el sistema de suministro eléctrico en la provincia de Manabí proviene mayormente de centrales termoeléctricas locales (CELEC EP, 2021), tales como:

- Central Térmica Jaramijó (149,3 MW de capacidad instalada).
- Central Térmica Miraflores (Manta): capacidad total de 27 MW (efectivos: 20,4 MW).
- Central Manta II (20,4 MW nominales; 17,3 MW efectivos).
- Central Pedernales (5 MW nominales; 4 MW efectivos).

En función de las cifras precedentes, la capacidad instalada de estas centrales suma aproximadamente 201,7 MW, asumiendo una capacidad efectiva disponible de aproximadamente 191 MW. Esta potencia, aunque representa una gran parte de la potencia máxima, no es la suficiente para cubrir la demanda energética provincial. Según datos de CNEL EP (2021) el total de consumo eléctrico anual en Manabí fue de 2.027,51 GWh de un consumo máximo medio alcanzado de aproximadamente 315 MW.

La siguiente tabla resume el aporte proporcional de cada central al total de la capacidad instalada local, así como su capacidad teórica de cubrir el consumo anual provincial (considerando operación continua a plena carga):

Tabla 6

Aporte energético por ciudad en Manabí (según capacidad efectiva y aporte al consumo regional estimado)

Ciudad (central térmica)	Capacidad instalada (MW)	% del total instalado (201,7 MW)	Aporte teórico al consumo anual de Manabí (%)
Manta (Miraflores + Manta II)	47,4	23,5 %	16,3 %
Jaramijó	149,3	74,0 %	64,5 %
Pedernales	5,0	2,5 %	1,7 %

Fuente: Adaptada de datos de CELEC EP. (2023). Ficha técnica de centrales térmicas – Jaramijó, Manta, Pedernales.

Este análisis muestra que Jaramijó concentra la mayor parte de la capacidad térmica (74 %) y podría cubrir en teoría hasta 64,5 % del consumo provincial, mientras que las plantas ubicadas en Manta cubrirían un 16,3 % y Pedernales un 1,7 %. Cabe recalcar que estos porcentajes son teóricos y se basan en operación a plena carga durante 8.760 horas al año, por lo que, en la práctica, parte de la demanda es cubierta por la red nacional interconectada.

2.1.4. Cuantificación de la Demanda Insatisfecha Actual y Futura

Para estimar la demanda insatisfecha de energía eléctrica en la ciudad de Manta y sus zonas colindantes, se parte de una base referencial real proporcionada por CELEC EP y ProEnergía (2022–2023), en la cual se establece que la demanda eléctrica total de la provincia de Manabí alcanzó 2.027,5 GWh en el año 2021. Considerando que Manta representa uno de los núcleos urbanos más importantes de la provincia (con elevada concentración comercial, portuaria e industrial), se estima que su demanda regional directa para el año 2024 asciende aproximadamente a 800 GWh/año.

El crecimiento poblacional, económico y de actividades productivas conlleva un incremento en la demanda energética. Para este análisis se adopta un crecimiento anual del 5 %, en concordancia con las proyecciones nacionales del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador.

La generación eléctrica disponible en la zona de Manta–Manabí proviene principalmente de cuatro centrales termoeléctricas, operadas por CELEC:

- Central Jaramijó: 18 motores Hyundai, total 149,3 MW (500 GWh/año aprox.).
- Central Manta II: 12 motores Hyundai, total 20,4 MW nominal (60 GWh/año).
- Central Miraflores: 8 motores (GM y Mitsubishi), total 27 MW (80 GWh/año).
- Central Pedernales: 2 motores GM, total 5 MW (20 GWh/año).

Se mantiene constante la oferta de estas plantas (660 GWh/año en total) en el periodo 2024–2028, considerando que no se han reportado ampliaciones previstas para dichas instalaciones.

Es preciso indicar que los cálculos realizados para la cuantificación de la demanda insatisfecha fueron los siguientes:

- Demanda proyectada por año = Demanda del año anterior $\times$ 1.05
- Brecha energética = Demanda proyectada – Oferta constante (660 GWh)

En la Tabla 4 se proyectan anualmente (2024–2028) la demanda y brecha energética 2024–2028.

Tabla 7

Proyección de demanda y brecha energética 2024–2028

Año	Demanda proyectada (GWh)	Oferta constante (GWh)	Brecha (Demanda – Oferta) (GWh)
2024	800,00	660	140,00
2025	840,00 (=800 $\times$ 1.05)	660	180,00
2026	882,00 (=840 $\times$ 1.05)	660	222,00
2027	926,10 (=882 $\times$ 1.05)	660	266,10
2028	972,41 (=926,1 $\times$ 1.05)	660	312,41

Nota: Se tomó 5% de crecimiento anual de la demanda (basado en proyecciones nacionales) y generación local constante (sin nuevas plantas, CELEC mantiene output actual).

La tabla evidencia una brecha creciente entre la oferta y la demanda energética, que para 2028 supera los 312 GWh. Esto pone en evidencia la urgencia de integrar fuentes adicionales de generación, preferiblemente renovables y sostenibles, para disminuir la dependencia del sistema interconectado y garantizar seguridad energética local.

2.1.5. Determinación de la Demanda que atenderá el Proyecto

La literatura técnica (FAO, GIZ, BID) establece que cada kilogramo de residuo orgánico puede generar entre 400 y 700 litros de biogás, dependiendo de la tecnología, condiciones del digestor y tipo de materia prima. Para esta proyección se considera el escenario medio de 500 L/kg (equivalente a 0,5 m³/kg).

Para el cálculo se incorpora un supuesto realista: la cantidad de residuos orgánicos disponibles crecerá a una tasa del 2% anual. Esta tasa se justifica considerando el crecimiento poblacional y económico de Manta, la expansión del servicio municipal de recolección y el aumento en la cobertura del proyecto a nuevos sectores.

Tabla 8

Potencial energético de biogás

Año	Residuos (kg/día)	Biogás (m³/día)	Biogás (m³/año)	Energía (MWh/día)	Energía (GWh/año)
2024	136.000	68.000	24.820.000	96,0	35,04
2025	140.080	70.040	25.564.600	97,9	35,74
2026	144.282	72.141	26.331.538	99,9	36,46
2027	148.611	74.306	27.121.484	101,9	37,19
2028	153.070	76.535	27.935.128	103,9	37,93

Nota metodológica: Se considera una generación inicial de 136.000 kg/día de residuos orgánicos en 2024, con un crecimiento anual del 3 %. Se asume una producción media de 0,5 m³ de biogás por kg de residuo. El volumen anual de biogás se obtiene multiplicando el valor diario por 365 día.

Como se observa en la tabla, el proyecto tiene la capacidad de aumentar su producción energética de manera progresiva en los próximos cinco años, partiendo de 35,04 GWh/año en

2024 hasta alcanzar 37,93 GWh/año en 2028, solo en el escenario medio. Este incremento representa una oportunidad clave para reducir la demanda eléctrica insatisfecha en la zona de Manta y sus alrededores.

2.2. Plan comercial

2.2.1. Objetivos del Plan Comercial

Los objetivos principales del plan comercial son:

- Introducir la energía de biogás en el mercado local como fuente renovable confiable, alineada con la política energética del país.
- Concretar acuerdos de venta de energía con los agentes del mercado eléctrico (principalmente empresas distribuidoras reguladas), asegurando ingresos estables mediante contratos de largo plazo.
- Maximizar el aprovechamiento de residuos urbanos de Manta, ofreciendo una solución sostenible tanto energética como ambiental.

2.2.2. Segmentos del Mercado.

Los segmentos objetivo incluyen: Empresas distribuidoras/reguladas (principalmente *CNEL EP Unidad de Negocio Manabí* y la antigua *EMELMANABÍ*), que canalizan la electricidad al mercado residencial e industrial de la provincia. También se consideran sectores industriales locales de alto consumo (por ejemplo, la industria pesquera atunera y otras conserveras, plantas de alimentos, textiles, química, construcción y turismo en Manta)

2.2.3. Producto

El biogás es una mezcla gaseosa compuesta principalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), que se genera mediante la digestión anaerobia de residuos orgánicos. Su composición generalmente es de un 65% de CH_4 y un 35% de CO_2 , con pequeñas cantidades de

otros gases como sulfuro de hidrógeno (H_2S), vapor de agua y gases traza (FAO, 2018). Este gas puede utilizarse como fuente energética en motores o turbinas para la generación de electricidad y calor mediante cogeneración, o puede someterse a procesos de purificación para transformarse en biometano, un sustituto del gas natural en aplicaciones vehiculares o de red (FAO, 2018).

Las principales aplicaciones del biogás son:

- Producción de electricidad: mediante motores o turbinas apropiados para su uso con gas de bajo poder calorífico
- Producción de calor o vapor: aprovechamiento térmico por su uso en procesos industriales, o en la producción de calefacción
- Uso en transporte: tras purificado, podrá ser utilizado como biocombustible en vehículos, es decir, en estado comprimido o en estado líquido

En el Ecuador, el biogás es reconocido como parte de la fuente de energía renovable no convencional (ERNC), conforme establece la actual normativa correspondiente a la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCONEL, 2023a). Sin embargo, su uso en la matriz energética nacional es muy bajo. Así es que, de acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas (2024), el 92% de la generación es de tipo hidroeléctrica y menos del 1% es de fuentes no convencionales, como el biogás, la biomasa o la energía eólica; lo que pone de manifiesto el inmenso potencial de desarrollo de proyectos de biogás que complementen la matriz de energía renovable del país. Desde el punto de vista técnico, para su uso en sistemas de generación eléctrica, el biogás debe ser acondicionado a partir de la eliminación de las impurezas (H_2S , humedad, partículas sólidas).

2.2.4. Precio

El precio al que se vende la energía obtenida con biogás en Ecuador está determinado por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCONEL) en los marcos contractuales con el Sistema Nacional Interconectado (SNI). Para facilitar a la introducción de las energías renovables no convencionales (ERNC) ARCONEL ha declarado unos precios preferenciales para los nuevos proyectos. En ese marco se estableció un precio inicial de USD 0,0560/kWh (USD 56/MWh) para la generación con biogás por un período de 10 años en contratos con clientes regulados o mediante subastas públicas (ARCONEL, 2023a).

Además, de acuerdo con la Resolución ARCONEL-0004-2023, el precio de compra puede llegar hasta USD 74,70/MWh si la energía se genera a partir del aprovechamiento de residuos sólidos no peligrosos, categoría en la que se encuentra el biogás (ARCONEL, 2023b). Esto hace posible que, bajo ciertos esquemas de licitación o convenios de compra, la electricidad generada con biogás pueda venderse a precios superiores y, por lo tanto, sea viable venderla en los mercados eléctricos regulados.

Para hacer una comparación, la siguiente tabla muestra las tarifas referenciales de distintas fuentes de energía en Ecuador, de acuerdo a resultados de licitaciones del bloque renovable de 500 MW convocado en 2023 por el Ministerio de Energía y Minas:

Tabla 9

Tarifa referencia por fuente de energía

Fuente de energía	Tarifa referencial (USD/MWh)
Hidroeléctrica (ERNC)	52,44
Eólica (ERNC)	61,12
Solar fotovoltaica (ERNC)	67,79
Biomasa (ERNC)	45,59
Biogás (ERNC)	56,00
Térmica (combustibles fósiles)	75,00

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2023); ARCONEL (2023a); Primicias (2022).

Esta información evidencia que la tarifa de biogás (USD 56/MWh) resulta competitiva frente a otras fuentes de generación, especialmente en comparación con la energía solar fotovoltaica (USD 67,79/MWh) y térmica convencional (USD 70–80/MWh) (Ministerio de Energía y Minas, 2023; Primicias, 2022). Por tanto, la inyección de electricidad generada con biogás al Sistema Nacional Interconectado no solo es técnicamente viable, sino también económicamente atractiva bajo el marco regulatorio actual.

2.2.5. Plaza o distribución

La concentración del valor de la energía eléctrica generada por la planta de biogás será vendida al Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Ecuador, el correspondiente sistema nacional integrado por generadoras, distribuidoras y usuarios finales, a través de líneas de transmisión, subestaciones y centros de control que los componen, elementos que están extendidos y localizados en todo el país. Para la inyección de energía al SNI se utilizan criterios o estándares de viabilidad técnica, hacer uso del sistema nacional eléctrico y sostenibilidad regulatoria, dado que el poder vender la energía en el control de la inyección de energía significa hacerlo mediante contratos regulados y bajo tarifas preferenciales para energías renovables.

Para la integración al sistema se deben cumplir ciertos requisitos técnicos y normativos que establece la legislación ecuatoriana:

Título habilitante: Cualquier planta generadora, incluidas las plantas generadoras de biogás, deberán tener en el marco a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) un título habilitante, el cual será un título constitutivo de la Concesión (o Autorización de Generación) y representa la primera herramienta legal que habilita a las empresas para comunicar al SNI (MERNNR, 2022).

El contrato de interconexión: Una vez alcanzado el título habilitante, el promotor del proyecto tiene que acordar el contrato de interconexión con el correspondiente operador de la red, que en el caso de Manabí es CELEC EP Transmisión o cualquier distribuidora local, realizando la gestión correspondiente al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), operador del sistema y del mercado eléctrico (ARCONEL, 2023b). Este proceso requiere presentar los estudios técnicos de viabilidad (estudios de carga, de capacidad de línea, estabilidad de voltaje y frecuencia).

Las especificaciones técnicas de conexión: la planta debe incluir equipos de medida certificados por CENACE, protecciones eléctricas (relevadores, interruptores, pararrayos), los transformadores que deban suponer al punto de conexión y los dispositivos de sincronización a la red; además tiene que garantizar la calidad de la energía solicitada (factor de potencia, distorsión armónica, voltaje, etc.) con arreglo al Código de Conexión Eléctrica ARCONEL-001/21 (ARCONEL, 2021)

Legislación aplicable: El reglamento del proceso se encuentra sustentado en la LOSPEE, su reglamento y la normativa técnica emitida por el ARCONEL, junto a los procedimientos operativos que establece el CENACE, entre los cuales se ubican también el antes mencionado Código de Conexiones y las resoluciones sobre estándares de despacho y calidad. La planta, además, debe registrarse como generador ERNC ante el ARCONEL y el CENACE.

Intervienen en este sistema varios actores institucionales: MERNNR, como otorgante de permisos a la generación; ARCONEL, como regulador técnico y tarifario; CENACE, que opera y despacha el sistema y facturador en línea; CELEC EP o las distribuidoras que operan la infraestructura eléctrica de conexión. El productor de biogás inyecta su energía al sistema en los términos de conexiones y operación establecidos, recibiendo por contrastación el pago de la

energía inyectada en la red por virtud de contrataciones bilaterales o multimodalidades de subastas que establece la misma regulación.

2.2.6. Promoción

La forma de promover el proyecto de la instalación de biogás, se centra en los beneficios ambientales, sociales y económicos del proyecto, en consonancia con la realidad de la economía circular y la CR. El proyecto no sólo contribuye a la difusión del producto energético que se genera (electricidad a partir de desechos) sino que permite situar el compromiso de la institución por el desarrollo sostenible de la ciudad de Manta y su área de influencia.

a) Imagen verde y economía circular

Uno de los ejes centrales de la comunicación del proyecto tiene que ver con el posicionamiento del mismo, como modelo de economía circular que genera biogás a partir de residuos orgánicos; contribuyendo de esta forma al proceso de mitigar emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) como el metano; y al reciclado de nutrientes orgánicos como digestato.

La difusión de la imagen verde se ejecutará a través de mensajes como:

- *“Energía limpia desde residuos locales”*
- *“Economía circular que reduce emisiones y genera valor”*
- *“Del desecho al desarrollo: energía renovable para Manabí”*

Esta comunicación de mensajes se verá reforzada por una identidad visual adecuada, en donde predominen colores que se suelen asociar con sostenibilidad (verde, azul) y los símbolos vinculados con el reciclaje, la comunidad y el medio ambiente.

b) Responsabilidad social y compromiso comunitario

La estrategia promocional también enfatiza los beneficios sociales del proyecto, tales como:

- Generación de empleo local durante la etapa de construcción y operación de la planta.

- Formación técnica a jóvenes y emprendedores en temática de gestión de residuos, mantenimiento de instalaciones o sistemas de energías renovables.
- Soporte a cooperativas de recicladores y de agricultores mediante programas de separación de residuos y entrega de abonos orgánicos elaborados a partir de digestato.

Estos componentes de RSE contribuyen en la construcción del vínculo del proyecto con la comunidad en donde la aceptación social y la legitimidad del proyecto aumentan. Acciones concretas son:

- Campañas de sensibilización en escuelas rurales sobre energía, residuos.
- Jornadas abiertas para visitas comunitarias a la planta.
- Ferias ecológicas y actividades de sensibilización ambiental.

c) Mensajes de sostenibilidad

Los mensajes clave del plan de promoción buscan conectar al público con los objetivos del proyecto desde un lenguaje simple, directo y emocional, destacando:

- Impacto ambiental positivo: reducción de emisiones, mitigación del cambio climático.
- Impacto social tangible: mejora de calidad de vida, generación de empleo verde.
- Soberanía energética: uso de energía autóctona proveniente de recursos locales.

Ejemplos de mensajes diseñados para diferentes públicos son:

- *“Energía renovable de residuos: reduce tu huella de carbono”*
- *“Alianza público-privada por un Manta sustentable”*
- *“Generación limpia con impacto social positivo”*

d) Públicos objetivo y canales de comunicación

La estrategia promocional considera una segmentación clara de públicos estratégicos, con sus respectivos canales de comunicación:

Tabla 10*Tarifa referencia por fuente de energía*

Público objetivo	Acciones de promoción específicas
Entidades públicas	Presentaciones técnicas a Ministerio de Energía, ARCONEL y gobiernos locales; ruedas de prensa.
Empresas e industrias	Participación en ferias de energía y sostenibilidad, y visitas técnicas.
Comunidad local	Folletos, charlas, redes sociales, campañas barriales, actividades en colegios y ferias ecológicas.
Medios de comunicación	Uso de prensa escrita y radial regional, publicaciones en boletines municipales y redes sociales.

Fuente: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (2022). Plan de difusión y promoción de energías renovables. Elaborado por autor.

Este enfoque integral garantiza cobertura mediática a nivel institucional, técnico, comunitario y comercial, ampliando el alcance del proyecto y fortaleciendo su reputación.

e) Alianzas estratégicas

Como parte de la estrategia promocional, se establecerán alianzas con universidades locales como la ESPAM MFL o la UTPL, para el desarrollo de prácticas preprofesionales, pasantías y proyectos de investigación relacionados con energías renovables y gestión de residuos. Asimismo, se contempla la colaboración con ONGs ambientales, tales como CEPES o FONAPA, con el fin de validar el impacto social y ambiental del proyecto, incrementar su legitimidad y facilitar su inserción en redes de sostenibilidad.

CAPÍTULO 3: ESTUDIO TÉCNICO-ORGANIZACIONAL

3.1 Estudio Técnico

3.1.1 Capacidad de producción

La capacidad de producción de la planta de biogás se define a partir del potencial de generación de biogás de los insumos disponibles y la potencia eléctrica que se desea instalar. En Manta se dispone de alrededor de 250–300 toneladas diarias de residuos sólidos orgánicos (RSO) en el relleno sanitario local.

Este biogás, con metano (CH_4) mayoritario, permitiría energizar un generador eléctrico. Proyectos similares en Ecuador ilustran esta escala: por ejemplo, la planta de Gasgreen-EMGIRS en el relleno El Inga de Quito alcanzó una capacidad instalada de 9 MW para abastecer 40.000 hogares. Para el caso de Manta, un primer objetivo podría ser una planta modular de 1–5 MW, escalable a medida que crezca el suministro de residuos y la demanda energética. De cumplirse el aprovechamiento óptimo, la planta generaría biogás continuo aprovechable para electricidad y calor, reduciendo emisiones y dotando de energía renovable al cantón.

Con base en la información anterior, la Tabla 12 representa la capacidad productiva de la planta, basada en los recursos locales disponibles y supuestos técnicos conservadores.

Tabla 11

Capacidad productiva

Parámetro	Valor Numérico	Unidad	Fórmula Utilizada	Observación Técnica
Residuos sólidos orgánicos disponibles	300	toneladas/día	—	Valor máximo estimado en el relleno sanitario de Manta
Residuos orgánicos útiles	136–140	toneladas/día	—	Estimación conservadora para residuos orgánicos urbanos
Potencia instalada estimada	7,5	MW	$180.000 \text{ kWh/día} \div 24 \text{ h}$	Potencia promedio continua disponible
Capacidad de planta recomendada (fase inicial)	1–5	MW	—	Propuesta de escala inicial adaptable al crecimiento de RSO y demanda eléctrica
Factor de carga estimado	0,85	adimensional	—	Supone operación continua eficiente, considerando posibles pérdidas

Fuente: Elaborado por autor.

3.1.2 Plan de producción

El plan de producción contempla el cronograma de obras, puesta en marcha y operaciones continuas, se proyecta iniciar con la construcción de la infraestructura básica (digestores, generadores, obra civil) en un plazo aproximado de 12–18 meses.

La fase de arranque incorporará la adquisición de equipos (biodigestores, motores/generadores, sistemas de almacenamiento de gas y digestato) y su puesta a punto técnica.

Una vez operativa, la planta trabajará en régimen 24/7 con carga diaria de residuos, ajustando la alimentación según la variabilidad estacional de disponibilidad de material orgánico. La planificación de mantenimiento y escalabilidad prevé un tiempo de operación del orden de 8.000 horas/año (92% del año), con paradas programadas mínimas.

En la Tabla 13 se presentan los puntos clave del plan de producción con la finalidad de ilustrar de mejor manera el proceso productivo a seguir:

Tabla 12

Plan de producción

Fase del proceso	Actividades clave	Recursos técnicos involucrados	Objetivo operativo específico
1. Recepción de residuos orgánicos	Verificación de tipo, cantidad, humedad y composición de los residuos orgánicos.	Área de recepción, personal de inspección, sistema de registro, báscula.	Asegurar que los residuos cumplen con los requisitos técnicos para su aprovechamiento en la planta.
2. Pretratamiento / Mezclado	Trituración, mezcla homogénea con agua, ajuste de pH del sustrato.	Triturador, agitadores, bombas, medidores de pH, sistema de mezcla.	Homogeneizar y acondicionar el sustrato para una digestión anaerobia eficiente.
3. Digestión anaerobia (Reactor CSTR)	Fermentación de residuos en biodigestor continuo bajo condiciones mesofílicas durante 30–40 días.	Reactor CSTR, sistema de calefacción (35–38 °C), sensores (pH, temperatura, presión), sistema SCADA.	Generar biogás de forma continua bajo condiciones óptimas controladas.
4. Separación de productos	Separación del biogás crudo y digestato líquido tras la digestión.	Salida dual del digestor, válvulas de control, tanques de separación.	Obtener por separado el biogás y el digestato para su posterior valorización.
5. Purificación del biogás	Eliminación de H ₂ S, CO ₂ y humedad mediante filtrado, condensación y carbón activado.	Filtros, condensadores, columnas de carbón activado, sensores de calidad de gas.	Obtener biogás limpio y apto para la generación eléctrica.
6. Generación eléctrica	Conversión del biogás purificado en electricidad mediante motogeneradores conectados a la red.	Motor-generador a gas, inversores, tablero de control, conexión a red eléctrica, sistema SCADA.	Producir energía eléctrica renovable con monitoreo de eficiencia energética.
7. Supervisión general	Control automático de todo el proceso, generación de reportes de operación segura y trazabilidad.	Sistema SCADA, sensores IoT, paneles de control, técnicos operadores y supervisores.	Asegurar la trazabilidad, seguridad y estabilidad del sistema integral de producción.

Fuente: Elaborado por autor.

3.1.3 Localización

3.1.3.1 Macrolocalización

El proyecto de planta de biogás se emplazará en el sector San Juan, perteneciente al cantón Manta en la provincia de Manabí, en la costa central de Ecuador. Manta es una de las principales ciudades portuarias del país, ubicada aproximadamente a 400 km al suroeste de Quito. Geográficamente, la zona presenta un clima árido cálido, con una temperatura media anual cercana a 25°C y una altitud baja (alrededor de 6 msnm), condiciones favorables para la operación de digestores anaerobios mesofílicos.

La ubicación estratégica en la periferia de Manta ofrece excelente accesibilidad vial: el sitio se conecta a la ciudad por la vía Circunvalación y el camino Manta–San Juan, facilitando el transporte continuo de residuos desde los centros urbanos y mercados locales hasta la planta. Además, su proximidad al puerto internacional de Manta y al aeropuerto Eloy Alfaro brinda ventajas logísticas tanto para la importación de equipos especializados como para una eventual exportación de subproductos (como biofertilizantes). En el contexto regional, emplazar la planta en San Juan maximiza las sinergias con el entorno productivo manabita: Manta y sus alrededores cuentan con industrias pesqueras, agroindustriales y ganaderas que podrían aportar biomasa complementaria (ej.: restos de pescado, cascarilla, estiércol) al proceso. Adicionalmente, la cercanía a la infraestructura energética existente (red de distribución eléctrica y subestaciones cercanas) facilita la interconexión de la planta al Sistema Nacional Interconectado, permitiendo inyectar la energía renovable generada de manera confiable.

3.1.3.2 Microlocalización

El área física donde se ubicará la planta de biogás se localiza al lado del relleno sanitario municipal de San Juan, en las afueras de la ciudad de Manta, en un área de 2 hectáreas de propiedad

municipal, adyacente al actual vertedero de basura, siendo ésta su ubicación precisa por la cercanía inmediata a la fuente de materia prima: el relleno sanitario de San Juan recibe alrededor de 300 toneladas diarias de basura municipal, de las cuales una parte considerable son residuos orgánicos aprovechables.

Al localizarse junto a este flujo constante de RSO, la planta reduce costos y tiempos de transporte de materia prima y asegura el suministro al digestor; el terreno tiene una topografía mayormente plana, ligeramente elevado sobre el nivel del mar que la protege de inundaciones costeras, con acceso directo desde la carretera principal Nuevo Manta – San Juan, por donde podrán ingresar camiones recolectores y cisternas sin necesidad de vías adicionales.

En cuanto a servicios básicos, el sitio cuenta con factibilidad de conexión eléctrica y de agua: en las proximidades existe tendido eléctrico trifásico del sistema de distribución de Manta al que se podrá conectar la planta para exportar excedentes y alimentar equipos auxiliares, y tiene acceso a agua potable o de pozo para procesos de limpieza y preparación de sustrato.

La relativa proximidad a áreas habitadas (el barrio urbano más cercano se localiza a varios kilómetros) contribuye a minimizar impactos por olores o ruidos en la comunidad, aunque se prevé la instalación de barreras naturales y controles ambientales para garantizar la integración con el entorno. En definitiva, la microlocalización elegida combina accesibilidad, proximidad a materias primas y disponibilidad de infraestructura de soporte que favorecen la viabilidad y competitividad del proyecto en San Juan. La proximidad al puerto y a la red eléctrica favorece la conexión a la red nacional y el tejido productivo local —especialmente en los sectores pesquero, agroindustrial y manufacturero— podría proveer subproductos (estiércol, residuos alimenticios) que complementarían el sustrato.

En la Figura 1 se presenta una imagen referencial de la ubicación de la planta de biogás:

Figura 1

Imagen referencial de la ubicación de la planta de biogás



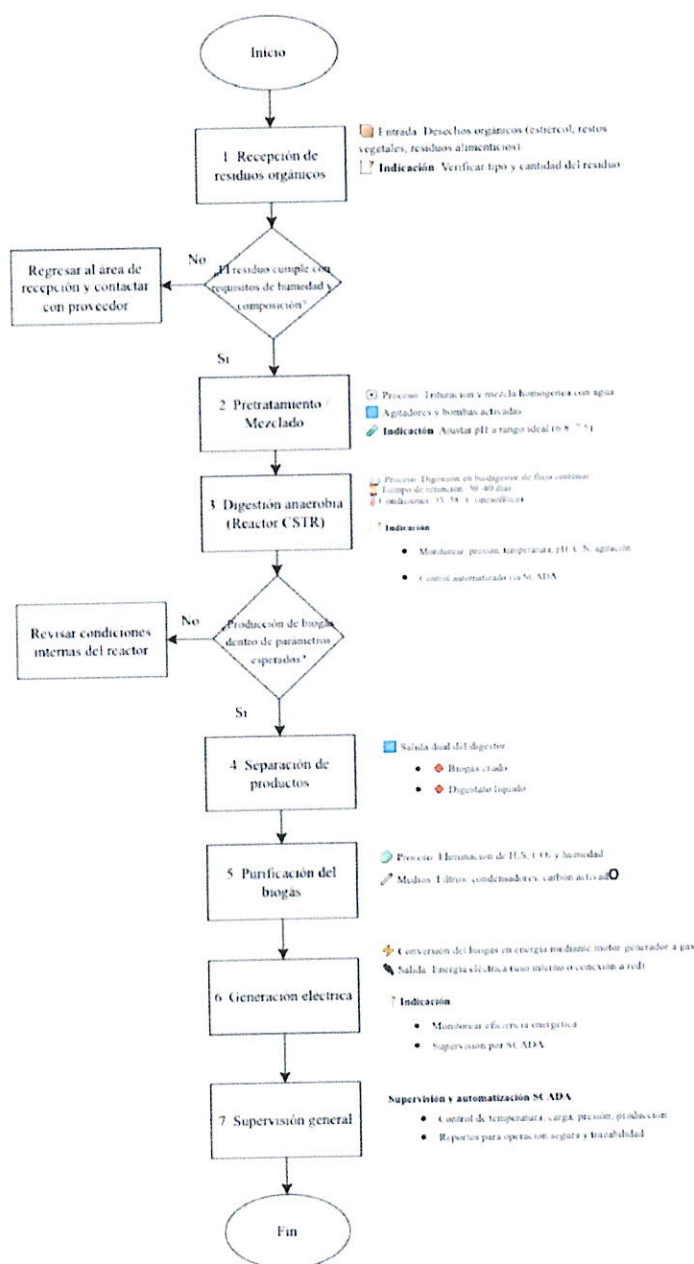
Fuente: Elaborado por autor por medio de herramientas como Google Maps y Canva.

3.1.4 Ingeniería del proceso productivo

En la Figura 2 se presenta la ingeniería abarca el ciclo completo del proceso productivo.

Figura 2

Proceso productivo de la planta de biogás



Fuente: Elaborado por autor por medio de herramientas como Drawio.

En el diagrama se puede observar el flujo de una planta de biogás típica, donde los residuos orgánicos (basura orgánica, estiércol, subproductos) se introducen en el biodigestor para la digestión anaeróbica, por medio de la cual los microbios los descomponen, generando biogás (CH₄ y CO₂) y un efluente líquido estabilizado (biofertilizante). El biogás se captura en un tanque, se purifica (eliminando H₂S y humedad) y se dirige a los motores generadores de electricidad. Esta

ingeniería necesita: sistemas de premezcla y bombeo, reactor(es) ~30-40 días THR (clima tropical), control de pH/nutrientes, motores generadores a gas y manejo seguro del digestato y el biogás excedente. Por: En un diseño de flujo continuo (CSTR), el volumen del digestor se obtiene multiplicando el flujo diario de desecho por el tiempo de retención. Se dimensionarán válvulas automáticas, agitadores (para homogenizar), precalentadores (en caso necesario) y un sistema para el postratamiento del efluente.

3.1.5 Requerimientos de materia prima, insumos y materiales

Los insumos principales para la planta de biogás son presentados en la Tabla 14

Tabla 13

Requerimientos de materia prima, insumos y materiales

Categoría	Insumo/Material	Unidad	Cantidad Estimada (diaria o mensual)	Observaciones técnicas
Materia prima principal	Residuos sólidos orgánicos (RSO)	t/día	300	Recolección diaria desde mercados, industrias, hogares
	Estiércol bovino/porcino	t/día	15–20	Ajuste de relación C/N (objetivo 30:1)
Insumos auxiliares	Bagazo agrícola / residuos pesqueros	t/mes	20–30	Mezcla complementaria de sustrato
	Agua para dilución y limpieza	m ³ /día	25–40	Uso en pretratamiento, digestores y limpieza de equipos
	Cal viva o hidróxido de sodio	kg/mes	800–1.000	Regulación de pH en digestión anaerobia
	Inoculantes microbianos / nutrientes	kg/mes	50–100	Mejora de procesos biológicos (si fuera necesario)
	Diesel para vehículos y generadores	gal/mes	500–600	Transporte y respaldo energético
	Energía eléctrica auxiliar	kWh/mes	5.000–8.000	Iluminación, bombeo, automatización SCADA
Materiales operativos	Lubricantes para motores	L/mes	100–150	Mantenimiento de motogeneradores
	Repuestos (válvulas, membranas, filtros)	unidades/mes	Variable (stock mínimo por tipo)	Rotación trimestral programada
	Sensores (pH, presión, temperatura, flujo)	unidades	20–30	Para sistemas de control automático
	Equipos de laboratorio básico	set	1	Cromatografía, medición de CH ₄ , H ₂ S, pH, humedad
	Bombas sumergibles	unidades	3–5	Transferencia de sustrato y digestato

	Agitadores mecánicos	unidades	4 (uno por biodigestor)	Homogeneización continua del sustrato
	Filtros de partículas	unidades	3	Pretratamiento de residuos
	Filtros de H ₂ S (carbón activado o antiácido)	kg/mes	500	Purificación del biogás antes de los generadores
	Compresores de biogás	unidades	2–3	Almacenamiento a presión media (30 bar)
Capacidad instalada	Biodigestores	m ³	6.000 (4 × 1.500)	Tiempo de retención ~20 días, CSTR
	Motogeneradores eléctricos	MW	2 × 2,5 MW (total 5 MW escalables)	Operación en régimen continuo
	Almacenamiento de digestato	m ²	800 (área de secado)	Recolección de biofertilizante

Fuente: Elaborado por autor por con base a datos de capacidad productiva y referencias de plantas de biogás en Ecuador.

En conjunto, la planta deberá manejar un flujo continuo de materia orgánica; por cada tonelada de residuos se estima producción de hasta 500 m³ de biogás, lo cual justifica la escala de equipos necesarios. La optimización C/N es esencial: si el alimento inicial tiene exceso de carbono, la digestión es lenta; si hay exceso de nitrógeno (C/N<8:1), aumenta la concentración de amonio tóxico. Por ello, la mezcla de sustratos se formulará para acercarse al óptimo, garantizando así una producción estable de biogás y un efluente de bajo impacto residual.

3.1.6 Requerimiento de mano de obra directa e indirecta

El personal operativo directo abarca las labores de producción y mantenimiento de la planta. Un ejemplo de estructura estimada es:

Tabla 14

Requerimiento de mano de obra directa e indirecta

Categoría	Cargo	Cantidad	Funciones principales
Personal Directo	Gerente/Técnico de Planta	1	Dirige la supervisión general de la planta, asegura el cumplimiento de estándares de calidad y coordina las actividades técnicas.
	Ingeniero de Operaciones	1	Controla la alimentación del digestor, regula parámetros de proceso y optimiza el rendimiento operativo.
	Operadores de Planta	3	Realizan turnos rotativos para la carga de insumos, operación de equipos y monitoreo de instrumentación.
	Técnicos de Mantenimiento	2	Especialistas mecánico y eléctrico responsables de reparaciones, mantenimiento preventivo y correctivo.

Personal Indirecto	Auxiliar de Laboratorio	1	Efectúa muestreos de biogás y digestato, ejecuta análisis de pH, CH ₄ , CO ₂ y otros parámetros básicos.
	Personal de Apoyo	2	Encargados de labores generales como limpieza, acarreo internos y vigilancia del perímetro de planta.
	Gerente General/Financiero	1	Gestiona la administración empresarial, finanzas y desarrollo de estrategias corporativas.
	Contador/Administrativo	1	Administra la contabilidad, procesos de facturación y elaboración de informes tributarios.
	Personal de Administración y RR.HH.	1	Gestiona procesos laborales, contratación y desarrollo del talento humano.
	Gerente Comercial	1	Dirige la estrategia de ventas de energía/biogás y mantiene relaciones comerciales con clientes e instituciones.
	Secretaria/Recepcionista	1	Atiende al público, coordina agendas y brinda soporte administrativo.
	Seguridad (Guardias)	2	Realizan turnos para resguardar la seguridad de las instalaciones.

Fuente: Elaborado por autor.

- Gerente/Técnico de Planta – 1 (responsable de supervisión general, calidad y coordinación técnica).
- Ingeniero de Operaciones – 1 (dirige la alimentación del digestor, parámetros de proceso).
- Operadores de Planta – 3 (turnos rotativos para carga de insumos, control de equipos e instrumentación).
- Técnicos de Mantenimiento – 2 (mecánico y eléctrico, para reparaciones y ajustes de rutina).
- Auxiliar de Laboratorio – 1 (muestreo de biogás y digestato, análisis básicos de pH, CH₄, CO₂, etc.).
- Personal de Apoyo – 2 (trabajadores generales para limpieza, acarreo internos y vigilancia del perímetro).

Los empleados indirectos incluyen funciones administrativas y de apoyo:

- Gerente General/Financiero – 1 (gestión empresarial, finanzas y estrategia).
- Contador/Administrativo – 1 (contabilidad, facturación, informes tributarios).
- Personal de Administración y RR.HH. – 1 (procesos laborales y recursos humanos).

- Gerente Comercial – 1 (ventas de energía/biogás, relación con clientes e instituciones).
- Secretaria/Recepcionista – 1 (atención, coordinación de agenda, soporte administrativo).
- Seguridad (guardias) – 2 (turnos para resguardar instalaciones).

En conjunto, se estiman 12–15 personas directas en área operativa y 6–7 en áreas administrativas. Estas cifras son referenciales y podrán ajustarse a la escala final de la planta. Todos los cargos requerirán capacitación inicial en seguridad industrial y manejo de biogás, siguiendo estándares técnicos y las mejores prácticas internacionales.

3.1.7 *Requerimiento de activos fijos para área operativa*

Los activos operativos para la planta de biogás son presentados en la Tabla 16:

Tabla 15

Requerimientos de activos fijos para área operativa

Categoría	Activo fijo	Unidad	Cantidad estimada	Observación técnica / función
1. Infraestructura Civil	Digestores anaeróbicos (concreto/galvanizado)	unidad	4	Volumen útil aprox. 1.500 m ³ cada uno; con aislamiento térmico y agitación interna
	Estanques de almacenamiento de digestato	unidad	2	Volumen de 800 m ³ cada uno; recubrimiento impermeable
	Canaletas y tolvas de recepción de residuos	unidad	5	Capacidad para 10 t de residuos cada una; estructura metálica con recubrimiento anticorrosivo
	Piso industrial, drenaje y vías internas	m ²	6.000	Incluye zonas de maniobra, tránsito y canalización pluvial
2. Equipos de Proceso	Bombas industriales (sumergibles, centrífugas)	unidad	6	Bomba sumergible para digestato, centrífuga para sustrato
	Mezcladoras / Agitadores mecánicos	unidad	4	Tipo paleta o hélice; acopladas en digestores
	Tuberías de HDPE (altamente resistente)	metro	2.000	Transporte de sustrato y biogás; diámetro según caudal
	Flares o chimeneas de combustión	unidad	1	Para quema segura de biogás excedente
	Sistemas de ventilación y enfriamiento	unidad	3	Para áreas técnicas y eléctricas
3. Generación Eléctrica	Generadores a biogás (1.5–2 MW c/u)	unidad	3	Potencia total instalada: ~4.5–5 MW
	Tableros eléctricos y sincronización	set	1	Sincronización con red pública (CNEL, ARCONEL)
	Equipos de tratamiento de biogás (H ₂ S y humedad)	set	2	Desulfuradores con carbón activado, deshumidificadores con condensadores

	Compresores de biogás (si aplica)	unidad	2	Solo si se requiere almacenamiento a presión
4. Instrumentación y Control	SCADA y PLC industrial	set	1	Supervisión en tiempo real de todos los procesos
	Caudalímetros y analizadores de CH ₄ /CO ₂	unidad	4	Para medición precisa de calidad del biogás
	Sensores de pH, temperatura, presión	unidad	12	En digestores, líneas de gas y tratamiento
	Estación meteorológica local	unidad	1	Monitoreo de variables externas que afectan el proceso
5. Transporte Interno	Camiones tolva (residuos al digestor)	unidad	3	Capacidad de 10–12 t; recolección desde centros urbanos
	Montacargas o grúa hidráulica	unidad	1	Movilización de equipos en planta
	Furgoneta técnica de inspección	unidad	1	Para transporte de técnicos y materiales menores
6. Seguridad Industrial	Detectores de gas (CH ₄ , H ₂ S, CO)	unidad	8	Instalados en puntos críticos de acumulación
	Sistema de alarmas y extinción de incendios	set	1	Incluye sensores, sirenas, extintores y aspersores
	Equipos de Protección Personal (EPP)	set	20	Cascos, trajes, guantes, botas, máscaras; rotación de turnos
	Señalización de seguridad y evacuación	set	1	Normativa INEN para industrias de riesgo moderado

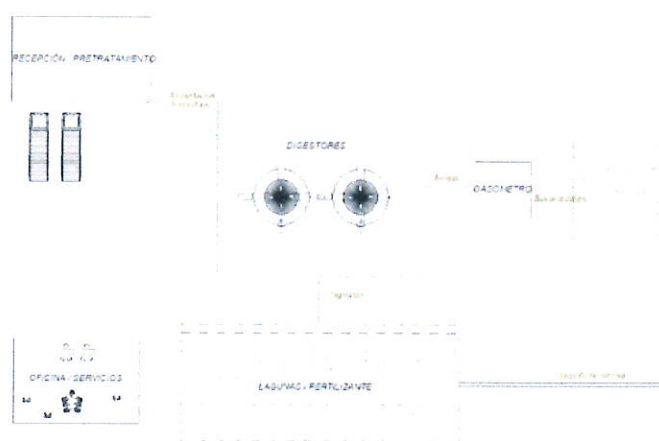
Fuente: Elaborado por autor por con base a datos de capacidad productiva y referencias de plantas de biogás en Ecuador.

3.1.8 Distribución de instalaciones (layout)

El layout de la planta se diseñará para optimizar el flujo de materiales y la seguridad. Se propone un esquema funcional:

Figura 3

Layout de las instalaciones



Fuente: Elaborado por autor mediante la herramienta Canva

Para la ubicación de la planta se ha considerado una distribución que favorezca el flujo de materiales y la seguridad operativa: junto a la entrada del terreno se ubicará la zona de recepción/pesaje y pretratamiento, que permitirá la maniobra de camiones y la descarga rápida de residuos; a continuación, en el centro del terreno, se ubicarán los digestores anaerobios y sus equipos auxiliares, dejando espacio perimetral para mantenimiento y futuras ampliaciones; junto a los digestores se localizará el gasómetro o depósitos de biogás, en área abierta y ventilada, pero cercada por seguridad. En un extremo del terreno, a una distancia suficiente, se ubicará el edificio de generación y control (caseta de motores y sala de control), aislado acústicamente y con cortafuegos, ya que es la zona de mayor riesgo (combustible gaseoso y equipos eléctricos).

Finalmente, el sector de salida del proceso comprenderá las lagunas o tanques de digestato y el área de almacenamiento de fertilizante sólido, al fondo del terreno, con accesos para su retirada. Esta disposición en zonas lineales (recepción → digestión → almacenamiento de gas → generación → tratamiento de efluentes) garantiza un flujo ordenado, evita cruces innecesarios entre materia prima y subproductos y cumple con las distancias de seguridad y normativas ambientales.

Constructiva y materialmente, cada parte empleará tecnologías duraderas y apropiadas para ambientes costeros tropicales; los reactores serán en hormigón armado (por su resistencia y buen comportamiento térmico) o en acero inoxidable de grado industrial (en diseños modulares prefabricados), resistente a la corrosión por contacto con sustancias ácidas y gases como el H_2S ; las cubiertas de digestores y gasómetros serán de membranas flexibles de PVC o poliuretano resistente a rayos UV y ataque químico para almacenar biogás a baja presión; las tuberías y válvulas para manipulación de biogás serán en acero al carbono recubierto en epóxido o en polietileno de alta densidad (HDPE) para gases corrosivos y evitar fugas. Los motogeneradores

serán equipos comerciales confiables (motores estacionarios a gas de encendido por chispa), montados sobre plataformas antivibratorias, con sistemas de enfriamiento y escape adaptados para biogás.

Se utilizarán materiales constructivos complementarios para las edificaciones de la planta (bloque de concreto, acero estructural en techos, recubrimientos anticorrosivos en pisos y áreas expuestas al digestato) para garantizar la durabilidad de la infraestructura con mínimo mantenimiento. Todo el diseño cumplirá con estándares técnicos y normativos nacionales aplicables (RASIM, normatividad ambiental, seguridad industrial) para garantizar la operación eficiente y segura para el personal y el medio ambiente.

3.2 Estudio Organizacional

3.2.1 Datos generales de la empresa

- **Nombre:** Planta *BioManta S.A.* (u otro, conforme a la denominación registrada).
- **Forma legal:** Sociedad Anónima (S.A.) o Sociedad por Acciones Simplificada (S.A.S.), de responsabilidad limitada.
- **Capital y accionistas:** Estará conformada por inversionistas privados y posiblemente entes públicos regionales interesados en energías limpias. Se establecerá un capital social inicial adecuado al monto de inversión (estimado en el estudio económico), suscrito en parte al momento de constitución.
- **Objeto social:** La empresa dedicará sus actividades a la generación y comercialización de energía eléctrica mediante a partir de biomasa orgánica, así como la gestión y valorización de residuos orgánicos. Incluirá la venta de biometano para calefacción o combustible, la provisión de biofertilizantes, y la prestación de servicios asociados (por ejemplo, tratamiento de residuos para terceros).

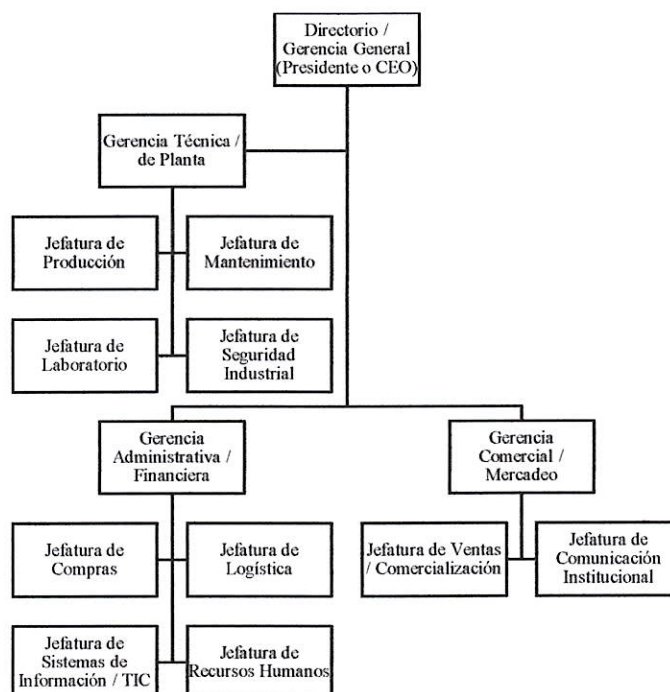
- **Sede y áreas:** La sede principal estará en Manta (Manabí). Se habilitarán oficinas administrativas (gerencia, finanzas, comercial) y se instalará físicamente la planta en los terrenos habilitados en San Juan.
- **Registro y normativas:** La compañía se inscribirá ante la Superintendencia de Compañías, establecerá su RUC ante el SRI, y tramitará licencias municipales (actividad industrial) en el cantón Manta. Cumplirá con la regulación laboral ecuatoriana (Cod. del Trabajo) y con certificaciones ISO o ecuatorianas pertinentes.

3.2.2 Arquitectura organizacional: organigrama

Se propone un organigrama jerárquico alineado con las funciones clave descritas mismo que se presenta a continuación:

Figura 4

Organigrama jerárquico



Fuente: Elaborado por autor

Este organigrama ilustra líneas de autoridad y comunicación. Se diseñará para mantener canales formales (reportes jerárquicos) y flexibles (coordinación transversal, por ejemplo entre Operaciones y Mantenimiento). Se definirá además un Comité de Seguridad y un Comité de Cumplimiento Ambiental, integrados por representantes de varias áreas, para asegurar la gobernanza interna.

3.2.3 Distribución de funciones y responsabilidades

Las funciones se asignarán conforme al organigrama anterior, para lo cual se han diseñado una tabla que establecer el perfil de puesto para el personal:

Tabla 16

Detalle de perfil de puestos

Puesto	Sueldo Promedio (USD/mes)	Derechos Laborales	Obligaciones del Puesto	Reporta a
Gerente General	2.500	Salario digno, estabilidad laboral, participación en decisiones, vacaciones anuales, afiliación al IESS.	Cumplir objetivos estratégicos; liderar equipos; garantizar la viabilidad económica y operativa del proyecto.	Junta de Accionistas
Jefe de Producción	1.800	Salario justo, condiciones de seguridad, formación continua, descanso semanal y vacaciones según la ley.	Garantizar continuidad operativa; cumplir metas de producción; aplicar protocolos de seguridad e higiene industrial.	Gerente General
Técnico de Mantenimiento	1.200	Jornada reglamentaria, remuneración justa, afiliación al IESS, estabilidad y provisión de equipo de protección personal.	Mantener operativos los equipos; cumplir cronogramas; registrar actividades técnicas y reportar fallas o riesgos.	Jefe de Producción
Operador de Planta	900	Ambiente seguro, jornada conforme a ley, afiliación, dotación de EPP, descansos y vacaciones.	Ejecutar procesos operativos; seguir normas de bioseguridad; reportar anomalías; registrar datos operacionales diarios.	Jefe de Producción
Contador / Finanzas	1.500	Remuneración conforme a ley, vacaciones, estabilidad contractual, confidencialidad, afiliación y formación continua.	Preparar informes contables y tributarios; realizar proyecciones financieras; custodiar información sensible.	Gerente General
Compras y Logística	1.000	Estabilidad laboral, remuneración justa, herramientas de trabajo,	Gestionar compras con transparencia; controlar logística interna; cumplir	Gerente Administrativo

Ventas / Comercial	1.200	afiliación al IESS, participación en capacitaciones. Derechos contractuales, participación en comisiones, jornada regular, vacaciones y afiliación.	con plazos y presupuestos. Cumplir metas comerciales; gestionar cartera de clientes; asegurar contratos y condiciones comerciales favorables.	Gerente Comercial
Recursos Humanos	1.100	Protección laboral, acceso a información institucional, participación en desarrollo profesional, estabilidad contractual.	Ejecutar procesos de selección; aplicar normativas laborales; promover el bienestar y desempeño del personal.	Gerente Administrativo
Calidad y Ambiental	1.300	Condiciones de trabajo seguras, respeto por el entorno ético, el acceso a la formación y/o al desarrollo; la participación en auditorías.	Asegurar la regulación; realizar informes ambientales; gestionar la certificación en los procesos y el control ambiental.	Gerente Técnico

Fuente: Elaborado por autor

En la práctica, muchas tareas podrán desempeñarse de forma interdisciplinaria en las fases iniciales (por ejemplo, el gerente de planta puede asumir tareas de gestión ambiental hasta contratar personal dedicado).

3.2.4 *Requerimientos de activos fijos para áreas administrativas*

Las áreas administrativas requerirán activos propios de oficina mismos que se encuentran detallados en la Tabla 17:

Tabla 17

Requerimientos de activos fijos para áreas administrativas

Categoría	Activo fijo	Unidad	Cantidad estimada	Observación técnica / Función
I. Infraestructura Administrativa	Oficinas administrativas equipadas	unidad	1	Incluye módulos para gerencia, finanzas, comercial, RRHH y recepción
	Escritorios y sillas ergonómicas	set	12	Mobiliario para cada puesto administrativo, cumple normativa de ergonomía laboral
	Archivadores y estanterías	unidad	8	Almacenamiento físico de documentos; resistentes y con cerradura
	Sala de reuniones	unidad	1	Capacidad para 10 personas, equipada con mesa y pantalla

2. Equipos de Cómputo y Comunicación	Computadoras portátiles o de escritorio	unidad	12	Procesadores i5 o superiores, mínimo 8 GB RAM; incluye licencias de software
	Impresoras multifunción	unidad	2	Impresión, escaneo y copiado de documentos; conexión en red
	Teléfonos IP y red interna	set	1	Telefonía por internet, router, switch, firewall empresarial, red cableada y WiFi
	Sistema de videoconferencia	unidad	1	Cámara HD, micrófono y altavoces; compatible con Zoom, Teams, etc.
3. Mobiliario y Software	Sillones gerenciales	unidad	3	Asientos ejecutivos para gerencia general, técnica y financiera
	Mobiliario de recepción	set	1	Escritorio, silla y señalética para atención al visitante
	Software contable y ERP	licencia	3	Incluye módulos para contabilidad, compras, nómina y logística (anual renovable)
	Licencias de seguridad informática	licencia	12	Antivirus empresarial, firewall, backup automático en la nube o NAS
4. Vehículos Corporativos	Automóviles utilitarios (4x4)	unidad	2	Para desplazamiento de gerencia y visitas técnicas a campo
	Camioneta de doble cabina para logística	unidad	1	Apoyo a actividades de compras, transporte de documentación, materiales y supervisión
5. Equipos de Oficina Adicionales	Proyector digital o TV para presentaciones	unidad	1	Pantalla de alta resolución para capacitaciones o juntas corporativas
	Kits de capacitación (manuales, útiles, rotafolios)	set	4	Herramientas para inducción de personal, reuniones técnicas y formación continua
	Material de archivo físico	set	3	Carpetas, folders, cajas para almacenamiento temporal o legal
	Sistema de videovigilancia y alarma	set	1	Cámaras CCTV internas y externas, sensores de movimiento y alarma sonora

Fuente: Elaborado por autor

Estos activos deberán cumplir normas locales (conexión eléctrica, cableado estructurado) y estarán sujetos a inventario contable. Su selección se hará bajo criterios de durabilidad y mantenimiento.

3.2.5 *Requerimientos de personal para áreas administrativas*

El personal administrativo básico estimado es el siguiente:

- Gerente General (1) – Rol directivo global.
- Gerente Financiero/Contable (1) – Control financiero y contable.

- Especialista en Contratos/Mercadeo (1) – Negociación comercial, gestión con distribuidoras.
- Coordinador de Recursos Humanos (1) – Gestión laboral y capacitación.
- Administrativos/Secretaría (1-2) – Atención administrativa, asistente de gerencia, facturación.

Esta estructura da como resultado 5-6 personas en las áreas administrativas, más el personal indirecto de apoyo ya mencionado (por ejemplo, un tesorero o un auxiliar de compras, dependiendo del tamaño final de la empresa). En total, la plantilla inicial podría rondar entre 18 y 22 empleados. A futuro se piensan realizar más contrataciones conforme vaya aumentando la producción. Los empleados administrativos serán capacitados en finanzas, leyes, gerencia, y el personal técnico seguirá capacitándose en temas operativos y ambientales.

3.3 Estudio Legal

El estudio jurídico determina la normativa y los procedimientos para hacer viable el proyecto. Es un elemento esencial para la vida.

- Constitución de compañía: Se inscribirá la empresa en la Superintendencia de Compañías, con todos los requisitos del Código Civil y de Propiedad Intelectual (por el nombre comercial). Se obtendrá el RUC y el Registro Único de Beneficiarios Finales.
- Permisos municipales: Obtención de patente municipal industrial, uso de suelo industrial y permiso de funcionamiento ante el GADM de Manta. El local debe estar zonificado en el Plan de Uso de Suelo como compatible con industria limpia.
- Licencia ambiental: Según la Ley de Gestión Ambiental, se seguirá un proceso de Declaración o Estudio de Impacto Ambiental (DIA/EIA) en el Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica. Esto implica planes de manejo de residuos, prevención de

olores y emisiones, manejo del digestato; considerar la Resolución Acuerdo Nacional sobre residuos.

- Permiso de vertimientos: En caso de que el digestato se vaya a verter en suelos o aguas, se deberá solicitar permiso a la Autoridad del Agua (SENAGUA) para vertidos líquidos.
- Registro ante la ARN: Si la planta superara los límites de emisión de contaminantes, sería censada en la Agencia de Regulación y Control (ex ARCSA aire/agua), pero al ser un proceso cerrado, las emisiones a la atmósfera son principalmente CO₂ y CH₄ (a controlar con combustión).
- Autorización eléctrica: Como generador, se inscribirá en el Ministerio de Energía/Energías Renovables (hoy ARCONEL) para obtener la autorización de operación eléctrica. La planta biogás (fuente renovable) calificará para las condiciones preferenciales para energías limpias. Se firmará un Convenio de interconexión con la distribuidora local y se registrará la tarifa a aplicar.
- Incentivos e impuestos: La inversión es prioritaria en Manabí; según la Ley de Fomento Productivo, las nuevas inversiones productivas en Manabí estarán exentas del Impuesto a la Renta hasta por 15 años, entre otros incentivos tributarios (IVA e ISD en importaciones de bienes de capital, líneas de crédito preferenciales, etc.). Se analizará suscribir un Contrato de Inversión con el Estado para asegurarse incentivos tributarios, al amparo del Código Orgánico de la Producción y normativa vigente.

CAPÍTULO 4: ESTUDIO FINANCIERO

4.1 Horizonte de tiempo del plan financiero

El presente proyecto que se refiere a la construcción de una planta de generación eléctrica a partir de biogás, en el sector San Juan del cantón Manta— tiene un horizonte de evaluación de

cinco años, tiempo en el que se espera verificar el comportamiento de la viabilidad financiera y operativa del proyecto. En base a esta duración, se espera recuperar la inversión inicial dentro de este tiempo, con la propuesta de integración de los residuos orgánicos que se irán incorporando al sistema, un comportamiento relativamente estabilizado de los ingresos por la venta de energía al Sistema Nacional Interconectado.

4.2 Plan de Inversión

La inversión total inicial del proyecto se sitúa en un importe total de 4 117 787,21 USD, que se distribuirá entre inversiones fijas, diferidas y capital de trabajo. En cuanto a las inversiones fijas, estas representan la mayor proporción del desembolso, alcanzando 4 024 003,20 USD: la adquisición de maquinaria y equipos es la que más (3 569 166,20 USD), los muebles y enseres ocupan 2 181,00 USD, los equipos de computación requieren 21 286,00 USD y las obras físicas (edificaciones y construcciones) 431 370,00 USD. El componente diferido, en el que se incluyen los costos y estudios del proyecto más los gastos de constitución de la sociedad mercantil, asciende a 17 665,00 USD, y el capital de trabajo para el primer mes de su operación se calcula en 76 119,01 USD, teniendo en cuenta materiales de oficina, materia prima, mano de obra y gastos administrativos y de fabricación.

Tabla 18

Plan de inversión

DESCRIPCIÓN	VALOR (US\$)	%	%
A. FIJAS:			
(+) MAQUINARIAS Y EQUIPOS	\$3,569,166.20		88.70%
(+) MUEBLES Y ENSERES	\$2,181.00		0.05%
(+) EQUIPOS DE COMPUTACIÓN	\$21,286.00		0.53%
(+) OBRA FÍSICA	\$431,370.00		10.72%
(=) SUBTOTAL INVERSIONES FIJAS	\$4,024,003.20	97.72%	100.00%
B. DIFERIDAS			

(+) COSTOS Y ESTUDIOS PROYECTO	\$750.00		4.25%
(+) GASTOS DE CONSTITUCIÓN	\$16,915.00		95.75%
(=) SUBTOTAL INVERSIONES DIFERIDAS	\$17,665.00	0.43%	100.00%
C. CAPITAL DE TRABAJO (3):			
(+) MATERIALES DE OFICINA	\$743.81		0.98%
(+) MATERIA PRIMA DIRECTA	\$3,116.25		4.09%
(+) MANO DE OBRA DIRECTA	\$2,060.07		2.71%
(+) GASTOS INDIRECTAS FABRICACIÓN + OPEX	\$68,763.74		90.34%
(+) GASTOS ADMINISTRATIVOS	\$1,435.13		1.89%
(=) SUB TOTAL CAPITAL DE TRABAJO	\$76,119.01	1.85%	100.00%
D. TOTAL INVERSIONES	\$4,117,787.21	100.00%	

Fuente: Elaborado por autor

4.2.1 Flujo depreciaciones, amortizaciones y valor de salvamento

El estudio de depreciación muestra cómo se reduce el valor contable de los activos a lo largo del tiempo. La maquinaria, valorada inicialmente en 3 569 166,20 USD, se deprecia en diez años con un valor residual de 178 458,31 USD, lo que implica un cargo anual de 339 070,79 USD durante los cinco primeros años analizados. Los muebles de oficina y los equipos de computación presentan valores menores (2 181,00 USD y 21 286,00 USD, respectivamente) y se deprecian a un ritmo distinto: los muebles con un valor residual de 109,05 USD y una vida útil de diez años, generando una depreciación anual de 207,20 USD; y los equipos de cómputo con un valor residual de 1 064,30 USD y una vida útil de tres años, con una depreciación anual de 6 740,57 USD, completándose su depreciación al tercer año. La obra física, por su parte, registra un valor contable de 71 370,00 USD, un valor residual de 3 568,50 USD y una vida útil de veinte años, generando una depreciación anual uniforme de 3 390,08 USD. Al final del quinto año, el total de depreciaciones acumuladas asciende a 1 929 376,91 USD y el valor residual conjunto de los activos fijos alcanza 1 929 376,91 USD. Por otro lado, los activos diferidos suman 17 665,00 USD y se amortizan en cinco años, a razón de 3 533,00 USD por año, hasta desaparecer completamente al término del quinquenio.

Tabla 19

Depreciaciones y amortizaciones

% VR	ACTIVOS	VALOR CONTAB LE	VALOR RESID UAL	AÑ OS	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	VALOR R. NUEVO
5 %	MAQUINARIA	\$3,569,1 66.20	\$178,4 58.31	10	\$339,0 70.79	\$339,0 70.79	\$339,0 70.79	\$339,0 70.79	\$339,0 70.79	\$1,873, 812.26
5 %	MUEBLES DE OFICINA	\$2,181.0 0	\$109.0 5	10	\$207.2 0	\$207.2 0	\$207.2 0	\$207.2 0	\$207.2 0	\$1,145. 03
5 %	EQUIPOS DE COMPUTO	\$21,286. 00	\$1,064 .30	3	\$6,740 .57	\$6,740 .57	\$6,740 .57			\$0.00
5 %	OBRA FÍSICA	\$71,370. 00	\$3,568 .50	20	\$3,390 .08	\$3,390 .08	\$3,390 .08	\$3,390 .08	\$3,390 .08	\$54,419 .63
	TOTAL, DEP				\$349,4 08.63	\$349,4 08.63	\$349,4 08.63	\$342,6 68.06	\$342,6 68.06	\$1,929, 376.91
Amortización										
	TIPO	VALOR CONTA BLE		AÑ OS	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	
	ACTIVOS DIFERIDO	\$ 17,665.0 0	\$0.00	5	\$3,533 .00	\$7,066 .00	\$10,59 9.00	\$14,13 2.00	\$17,66 5.00	

Fuente: Elaborado por autor

4.3 Plan de Financiamiento

La estructura financiera del proyecto muestra un fuerte apalancamiento: el 78 % de los recursos proviene de un crédito bancario por 3 219 202,56 USD y el 22 % restante corresponde a capital propio por 898 584,65 USD.

Tabla 20

Porcentaje de financiamiento

DESCRIPCIÓN	DÓLARES	%
CRÉDITO BANCARIO	\$3,219,202.56	78%
CAPITAL PROPIO	\$898,584.65	22%
TOTAL	\$4,117,787.21	100%

Fuente: Elaborado por autor

El financiamiento bancario cubre la mayor parte de las inversiones fijas y la participación de los socios financia las inversiones diferidas y el capital de trabajo. En total, el crédito bancario es un total de 3 219 202,56 USD, que representa el 78,18 % y el capital propio es de 898 584,65

USD equivalentes al 21,82 %. El crédito se contrata a una tasa efectiva anual del 9,50 % (0,76 % mensual), a cinco años y con cuotas mensuales fijas calculadas en función del monto financiado.

Tabla 21

Financiamiento detallado

Detalles del plan de financiamiento					
DESCRIPCIÓN	INVERSIÓN	FINANCIAMIENTO			
	TOTAL	CRÉDITO BANCARIO	CAPITAL PROPIO		
	US\$	US\$	%	US\$	%
A. INVERSIONES FIJAS		80%		20.0%	
(+) MAQUINARIAS Y EQUIPOS	\$3,569,166.20	\$2,855,332.96		\$713,833.24	
(+) MUEBLES Y ENSERES	\$2,181.00	\$1,744.80		\$436.20	
(+) EQUIPOS DE COMPUTACIÓN	\$21,286.00	\$17,028.80		\$4,257.20	
(+) OBRA FÍSICA	\$431,370.00	\$345,096.00		\$86,274.00	
(=) SUBTOTAL INVERSIONES FIJAS	\$4,024,003.20	\$3,219,202.56	78.18%	\$804,800.64	19.54%
B. INVERSIONES DIFERIDAS					
(+) COSTOS Y ESTUDIOS PROYECTO	\$750.00			\$750.00	
(+) GASTOS DE CONSTITUCIÓN	\$16,915.00			\$16,915.00	
(=) SUBTOTAL INVERSIONES DIFERIDAS	\$17,665.00			\$17,665.00	0.43%
C. CAPITAL DE OPERACIÓN (01 MES)					
(+) MATERIALES DE OFICINA	\$743.81			\$743.81	
(+) MATERIA PRIMA DIRECTA	\$3,116.25			\$3,116.25	
(+) MANO DE OBRA DIRECTA	\$2,060.07			\$2,060.07	
(+) GASTOS INDIRECTAS FABRICACIÓN	\$68,763.74			\$68,763.74	
(+) GASTOS ADMINISTRATIVOS	\$1,435.13			\$1,435.13	
(=) SUB TOTAL CAPITAL DE TRABAJO	\$76,119.01			\$76,119.01	1.85%
D. TOTAL FINANCIAMIENTO (A+B+C)	\$4,117,787.21	\$3,219,202.56	78.18%	\$898,584.65	21.82%

Fuente: Elaborado por autor

4.3.1 *Tabla de amortización*

La tabla de amortización revela que, al inicio, una parte importante de la cuota corresponde a intereses (30 542,28 USD en la primera cuota) y otra al capital amortizado; conforme avanzan los meses, la fracción de capital aumenta y la de intereses disminuye. Para el mes sesenta, el saldo

del préstamo se cancela completamente, lo que reduce significativamente los gastos financieros en los últimos años de operación.

Tabla 22

Tabla de amortización

<i>Tabla de amortización</i>				
Tipo	Inversión			
Destino	<i>Activo Fijo y Diferidas</i>	Tasa Efectiva (%)	9.50%	
Sector Económico	Exportación	Tasa Mensual (%)	0.76%	
Facilidad	<i>Pequeña y Mediana Empresa</i>	Monto (USD)	3,219,202.56	
Tipo Amortización	<i>Cuota Fija</i>	Plazo (Años)	5	
Forma de Pago	<i>Mensual</i>	Plazo (Meses)	60	
Periodo	Saldo	Capital	Interés	Cuota
0	\$3,219,202.56			
1	\$3,176,644.15	\$42,558.41	\$24,438.69	\$66,997.09
2	\$3,133,762.66	\$42,881.49	\$24,115.60	\$66,997.09
3	\$3,090,555.63	\$43,207.03	\$23,790.07	\$66,997.09
4	\$3,047,020.60	\$43,535.04	\$23,462.06	\$66,997.09
5	\$3,003,155.06	\$43,865.53	\$23,131.56	\$66,997.09
6	\$2,958,956.52	\$44,198.54	\$22,798.55	\$66,997.09
7	\$2,914,422.45	\$44,534.07	\$22,463.02	\$66,997.09
8	\$2,869,550.29	\$44,872.16	\$22,124.94	\$66,997.09
9	\$2,824,337.49	\$45,212.81	\$21,784.29	\$66,997.09
10	\$2,778,781.45	\$45,556.04	\$21,441.05	\$66,997.09
11	\$2,732,879.57	\$45,901.88	\$21,095.21	\$66,997.09
12	\$2,686,629.22	\$46,250.35	\$20,746.75	\$66,997.09
13	\$2,640,027.77	\$46,601.46	\$20,395.64	\$66,997.09
14	\$2,593,072.53	\$46,955.23	\$20,041.86	\$66,997.09
15	\$2,545,760.84	\$47,311.70	\$19,685.40	\$66,997.09
16	\$2,498,089.97	\$47,670.86	\$19,326.23	\$66,997.09
17	\$2,450,057.21	\$48,032.76	\$18,964.34	\$66,997.09
18	\$2,401,659.81	\$48,397.40	\$18,599.69	\$66,997.09
19	\$2,352,895.00	\$48,764.81	\$18,232.28	\$66,997.09
20	\$2,303,759.99	\$49,135.01	\$17,862.08	\$66,997.09
21	\$2,254,251.97	\$49,508.02	\$17,489.07	\$66,997.09

22	\$2,204,368.10	\$49,883.86	\$17,113.23	\$66,997.09
23	\$2,154,105.54	\$50,262.56	\$16,734.54	\$66,997.09
24	\$2,103,461.42	\$50,644.13	\$16,352.97	\$66,997.09
25	\$2,052,432.82	\$51,028.60	\$15,968.50	\$66,997.09
26	\$2,001,016.84	\$51,415.98	\$15,581.11	\$66,997.09
27	\$1,949,210.53	\$51,806.31	\$15,190.79	\$66,997.09
28	\$1,897,010.94	\$52,199.60	\$14,797.50	\$66,997.09
29	\$1,844,415.07	\$52,595.87	\$14,401.22	\$66,997.09
30	\$1,791,419.91	\$52,995.15	\$14,001.94	\$66,997.09
31	\$1,738,022.44	\$53,397.47	\$13,599.63	\$66,997.09
32	\$1,684,219.61	\$53,802.84	\$13,194.26	\$66,997.09
33	\$1,630,008.32	\$54,211.28	\$12,785.81	\$66,997.09
34	\$1,575,385.49	\$54,622.83	\$12,374.26	\$66,997.09
35	\$1,520,347.99	\$55,037.50	\$11,959.59	\$66,997.09
36	\$1,464,892.67	\$55,455.32	\$11,541.77	\$66,997.09
37	\$1,409,016.36	\$55,876.31	\$11,120.78	\$66,997.09
38	\$1,352,715.86	\$56,300.50	\$10,696.60	\$66,997.09
39	\$1,295,987.95	\$56,727.91	\$10,269.19	\$66,997.09
40	\$1,238,829.40	\$57,158.56	\$9,838.54	\$66,997.09
41	\$1,181,236.92	\$57,592.48	\$9,404.62	\$66,997.09
42	\$1,123,207.22	\$58,029.69	\$8,967.40	\$66,997.09
43	\$1,064,736.99	\$58,470.23	\$8,526.87	\$66,997.09
44	\$1,005,822.89	\$58,914.11	\$8,082.99	\$66,997.09
45	\$946,461.53	\$59,361.36	\$7,635.74	\$66,997.09
46	\$886,649.53	\$59,812.00	\$7,185.10	\$66,997.09
47	\$826,383.47	\$60,266.06	\$6,731.03	\$66,997.09
48	\$765,659.89	\$60,723.58	\$6,273.52	\$66,997.09
49	\$704,475.33	\$61,184.56	\$5,812.53	\$66,997.09
50	\$642,826.28	\$61,649.05	\$5,348.05	\$66,997.09
51	\$580,709.23	\$62,117.06	\$4,880.04	\$66,997.09
52	\$518,120.61	\$62,588.62	\$4,408.47	\$66,997.09
53	\$455,056.84	\$63,063.76	\$3,933.33	\$66,997.09
54	\$391,514.33	\$63,542.51	\$3,454.58	\$66,997.09
55	\$327,489.43	\$64,024.90	\$2,972.19	\$66,997.09
56	\$262,978.48	\$64,510.95	\$2,486.15	\$66,997.09
57	\$197,977.80	\$65,000.68	\$1,996.41	\$66,997.09
58	\$132,483.66	\$65,494.14	\$1,502.96	\$66,997.09
59	\$66,492.32	\$65,991.34	\$1,005.75	\$66,997.09

Fuente: Elaborado por autor

4.4 Proyecciones de Ingresos Operacionales

Las proyecciones de ingresos parten de la venta de electricidad al Sistema Nacional Interconectado. En el primer año se estima una producción de 35 040 MWh con una tarifa de 56 USD/MWh, lo que genera ingresos anuales de 1 962 240 USD. Para el segundo año se proyecta un leve aumento en la capacidad operativa (5,1 MW) y un precio de 57,12 USD/MWh, elevando los ingresos a 2 041 514,50 USD. En el tercer y cuarto año los aumentos de capacidad y tarifas continúan, alcanzando ingresos de 2 123 991,68 USD y 2 209 800,95 USD, respectivamente. Al quinto año, con un precio de 60,62 USD/MWh y una producción anual cercana a las 37 928 MWh, los ingresos llegan a 2 299 076,90 USD. Estas cifras reflejan un crecimiento moderado sostenido del 17 % en los ingresos operacionales durante el quinquenio.

Tabla 23

Proyecciones de ingresos detallada

Año 1					
Capacidad (MW)	Escenario de precio en USD/MWh	Energía anual (7 446 MWh)	Ingreso diario (USD)	Ingreso mensual (USD)	Ingreso anual (USD)
5	\$56,00	35040	\$5.376,00	\$163.520	\$1.962.240
Total de ingresos				\$163.520,00	\$1.962.240,00

Año 2					
Capacidad (MW)	Escenario de precio en USD/MWh	Energía anual (MWh)	Ingreso diario (USD)	Ingreso mensual (USD)	Ingreso anual (USD)
5,1	\$57,12	35740,8	\$5.593	\$170.126,21	\$2.041.514
Total de ingresos				\$170.126,21	\$2.041.514,50

Año 3					
Capacidad (MW)	Escenario de precio en USD/MWh	Energía anual (MWh)	Ingreso diario (USD)	Ingreso mensual (USD)	Ingreso anual (USD)
5,202	\$58,26	36456	\$5.819	\$176.999,31	\$2.123.992
Total de ingresos				\$176.999,31	\$2.123.991,68

Año 4

Capacidad (MW)	Escenario de precio en USD/MWh	Energía anual (MWh)	Ingreso diario (USD)	Ingreso mensual (USD)	Ingreso anual (USD)
5	\$59,43	37185	\$6.054	\$184.150,08	\$2.209.801
Total de ingresos				\$184.150,08	\$2.209.800,95

Año 5

Capacidad (MW)	Escenario de precio en USD/MWh	Energía anual (MWh)	Ingreso diario (USD)	Ingreso mensual (USD)	Ingreso anual (USD)
5	\$60,62	37928,42	\$6.299	\$191.589,74	\$2.299.077
Total de ingresos				\$191.589,74	\$2.299.076,90

Fuente: Elaborado por autor

4.5 Proyecciones de Costos y Gastos Operacionales

Los gastos operativos y los costos directos fueron estimados para cinco años. La materia prima, cuyo costo corresponde al año uno: 149 580,00 USD, aumenta progresivamente al llegar al año cinco hasta un total de 161 910,20 USD, y la mano de obra directa de 98 883,55 USD el primer año, se incrementa en el año cinco hasta llegar a un total de 107 034,73 USD. Por su parte, los gastos generales de fabricación alcanzan 275 054,96 USD en el año uno y en el año cinco hasta 297 728,33 USD. Todo este conjunto se muestra como el subtotal de costos que va creciendo desde 523 518,51 USD en el año uno a 566 673,27 USD en el año cinco.

En cuanto a los gastos de administración aumenta desde 53 135,08 USD a 57 515,12 USD, en cuanto a los gastos financieros hay una importante caída, desde 271 391,80 USD en el primer año a 38 305,24 USD en el quinto año, dada la amortización del préstamo, constituyendo todas estas variables sumadas el total de cada año, que se desacelera progresivamente desde 848 045,38 USD en el primer año a 662 493,63 USD en el año cinco, lo que puede imaginarse como una mejora en la estructura de costos del proyecto que va avanzando durante los plazos estipulados.

Tabla 24

Proyecciones de costos y gastos operacionales

Proyección de Gastos Administrativos						
DETALLE	AÑOS					TOTAL
	1	2	3	4	5	
Incremento anual GA (%):		2%	2%	2%	2%	
(+) SALARIOS						
(+) Gerente General/Financiero	\$14,336.84	\$ 14,623.58	\$ 14,916.05	\$ 15,214.37	\$ 15,518.66	\$ 74,609.49
(+) Contador/Administrativo	\$9,699.56	\$ 9,893.55	\$ 10,091.42	\$ 10,293.25	\$ 10,499.12	\$ 50,476.90
(+) Personal de Administración y RR.HH.	\$9,699.56	\$ 9,893.55	\$ 10,091.42	\$ 10,293.25	\$ 10,499.12	\$ 50,476.90
(+) Gerente Comercial	\$11,245.32	\$ 11,470.23	\$ 11,699.63	\$ 11,933.62	\$ 12,172.30	\$ 58,521.10
(+) secretaria/Recepcionista	\$8,153.80	\$ 8,316.88	\$ 8,483.21	\$ 8,652.88	\$ 8,825.94	\$ 42,432.70
(+) Seguridad (Guardias)	\$15,751.13	\$ 16,066.15	\$ 16,387.47	\$ 16,715.22	\$ 17,049.53	\$ 81,969.49
(=) Total Salarios	\$ 53,135.08	\$ 54,197.78	\$ 55,281.74	\$ 56,387.37	\$ 57,515.12	\$ 276,517.09
(=) SUBTOTAL GA (S/depreciación)	\$ 53,135.08	\$ 54,197.78	\$ 55,281.74	\$ 56,387.37	\$ 57,515.12	\$ 276,517.09
Proyección de Costos y Gastos						
DESCRIPCIÓN	AÑOS					TOTAL
	1	2	3	4	5	
A. COSTOS		2%	2%	2%	2%	
(+) MATERIA PRIMA DIRECTA	\$ 149,580.00	\$ 152,571.60	\$ 155,623.03	\$ 158,735.49	\$ 161,910.20	\$ 778,420.33
(+) MANO DE OBRA DIRECTA	\$ 98,883.55	\$ 100,861.22	\$ 102,878.44	\$ 104,936.01	\$ 107,034.73	\$ 514,593.95
(+) GASTOS GENERALES FABRICACIÓN	\$ 275,054.96	\$ 280,556.06	\$ 286,167.18	\$ 291,890.52	\$ 297,728.33	\$ 1,431,397.06
(=) SUBTOTAL COSTOS	\$ 523,518.51	\$ 533,988.88	\$ 544,668.65	\$ 555,562.03	\$ 566,673.27	\$ 2,724,411.34
B. GASTOS DE OPERACIÓN						
(+) GASTOS ADMINISTRATIVOS	\$ 53,135.08	\$ 54,197.78	\$ 55,281.74	\$ 56,387.37	\$ 57,515.12	\$ 276,517.09
(+) GASTOS FINANCIEROS	\$ 271,391.80	\$ 220,797.33	\$ 165,396.39	\$ 104,732.36	\$ 38,305.24	\$ 800,623.12
(=) SUBTOTAL GASTOS OPERACIÓN	\$ 324,526.88	\$ 274,995.11	\$ 220,678.13	\$ 161,119.73	\$ 95,820.36	\$ 1,077,140.21

C.TOTAL	\$	\$	\$	\$	716,681.76	\$	\$
COSTOS +	848,045.38	808,983.99	765,346.78			662,493.6	3,801,551.
GASTOS AÑO						3	54

Fuente: Elaborado por autor

4.6 Estado de Pérdidas y Ganancias Proyectado

El estado de resultados proyectado refleja la evolución del negocio. Los ingresos crecen de 1 962 240,00 USD a 2 299 076,90 USD entre el primer y el quinto año, mientras que el costo de venta aumenta de 523 518,51 USD a 566 673,27 USD. Como resultado, la utilidad bruta se incrementa de 1 438 721,49 USD a 1 732 403,64 USD. Tras deducir los gastos administrativos y el gasto financiero, la utilidad operacional pasa de 1 036 177,79 USD en el primer año a 1 332 220,46 USD en el quinto. Considerando la depreciación y amortización, la utilidad antes de impuestos varía entre 114 717,90 USD y 194 087,28 USD a lo largo del horizonte de evaluación. Con una tasa de impuesto a la renta del 25 % y una participación a los trabajadores del 15 %, la utilidad neta se incrementa gradualmente de 487 551,07 USD en el primer año a 824 870,95 USD en el quinto, evidenciando una mejora sostenida en la rentabilidad del proyecto durante el quinquenio analizado.

Tabla 25

Estado de resultados proyectado

	<i>AÑO 0</i>	<i>AÑO 1</i>	<i>AÑO 2</i>	<i>AÑO 3</i>	<i>AÑO 4</i>	<i>AÑO 5</i>
<i>Ingresos</i>		\$1,962,240.00	\$2,041,514.50	\$2,123,991.68	\$2,209,800.95	\$2,299,076.90
<i>Costo de Venta</i>		\$523,518.51	\$533,988.88	\$544,668.65	\$555,562.03	\$566,673.27
UTILIDAD BRUTA		\$1,438,721.49	\$1,507,525.62	\$1,579,323.03	\$1,654,238.92	\$1,732,403.64
<i>Gastos administrativos</i>		\$53,135.08	\$54,197.78	\$55,281.74	\$56,387.37	\$57,515.12
<i>Gasto financiero</i>		\$349,408.63	\$349,408.63	\$349,408.63	\$342,668.06	\$342,668.06
<i>Utilidad Operacional</i>		\$1,036,177.79	\$1,103,919.21	\$1,174,632.66	\$1,255,183.49	\$1,332,220.46
<i>Depreciación</i>		\$271,391.80	\$220,797.33	\$165,396.39	\$104,732.36	\$38,305.24
<i>Amortización</i>		\$764,785.99	\$883,121.88	\$1,009,236.28	\$1,150,451.13	\$1,293,915.21
<i>UAI (Utilidad antes de impuestos)</i>		\$114,717.90	\$132,468.28	\$151,385.44	\$172,567.67	\$194,087.28

<i>IU (Impuestos a las utilidades)</i> 25%	\$650,068.09	\$750,653.60	\$857,850.83	\$977,883.46	\$1,099,827.93
<i>Part. Trab 15%</i>	\$162,517.02	\$187,663.40	\$214,462.71	\$244,470.86	\$274,956.98
UTILIDAD NETA	\$487,551.07	\$562,990.20	\$643,388.13	\$733,412.59	\$824,870.95

Fuente: Elaborado por autor

4.7 Balance General Proyectado

El balance proyectado muestra un activo total que disminuye de 4 117 787,21 USD en la fecha de inicio a 3 253 355,22 USD en el quinto año. Esta disminución obedece a la depreciación de los activos fijos, que pasa de 3 569 166,20 USD a 3 569 166,20 USD en términos brutos, viéndose afectado por la acumulación de depreciaciones a lo largo del período.

El activo corriente, que comprende principalmente caja y bancos e inventarios, aumenta progresivamente hasta 1 440 812,26 USD en el cuarto año y continúa incrementándose hasta 1 842 691,38 USD en el último ejercicio. Por el lado del pasivo, el pasivo corriente (principalmente impuestos y participación de trabajadores) crece de 114 717,90 USD a 194 087,28 USD, mientras que el pasivo fijo se reduce gradualmente hasta 0,00 USD al pagarse completamente el préstamo bancario.

El patrimonio se fortalece, pasando de 898 584,65 USD en el inicio a 4 627 002,33 USD en el quinto año, gracias a la acumulación de utilidades retenidas. En conjunto, estas cifras indican que la empresa reduce su nivel de endeudamiento y consolida su posición financiera conforme el proyecto avanza.

Tabla 26

Balance general proyectado

Balance general por							
DESCRIPCIÓN	Años						
	Inicio (0)	1	2	3	4	5	
1. ACTIVOS							
ACTIVO CORRIENTE							
(+)	(+) Caja/Bancos	\$76,119.01	\$380,505.36	\$709,736.38	\$1,063,964.39	\$1,440,812.26	\$1,842,691.38

(+) Inventarios	\$76,119.01	\$380,505.36	\$709,736.38	\$1,063,964.39	\$1,440,812.26	\$1,842,691.38
(=) TOTAL ACTIVO CORRIENTE (a)						
(+) ACTIVO FIJO	\$3,569,166.20	\$3,569,166.20	\$3,569,166.20	\$3,569,166.20	\$3,569,166.20	\$3,569,166.20
(+) Maquinaria, equipos y herramientas	\$0.00	-\$339,070.79	-\$339,070.79	\$339,070.79	\$339,070.79	-\$339,070.79
(+) Muebles y enseres	\$2,181.00	\$2,181.00	\$2,181.00	\$2,181.00	\$2,181.00	\$2,181.00
(+) Equipos de computación	\$0.00	-\$207.20	-\$207.20	-\$207.20	-\$207.20	-\$207.20
(+) Obra física	\$21,286.00	\$21,286.00	\$21,286.00	\$21,286.00	\$21,286.00	\$21,286.00
(-) Depreciación	\$0.00	-\$6,740.57	\$6,740.57	\$6,740.57	\$0.00	\$0.00
(=) TOTAL ACTIVO FIJO (b)	\$431,370.00	\$431,370.00	\$431,370.00	\$431,370.00	\$431,370.00	\$431,370.00
(+) ACTIVO DIFERIDO	\$0.00	-\$3,390.08	-\$3,390.08	-\$3,390.08	-\$3,390.08	-\$3,390.08
(+) Activo diferido bruto	\$4,024,003.20	\$3,246,614.65	\$3,260,095.78	\$3,260,095.78	\$3,253,355.22	\$3,253,355.22
(-) Amortización acumulada activo diferido						
(=) TOTAL ACTIVO DIFERIDO (c)	\$17,665.00	\$17,665.00	\$17,665.00	\$17,665.00	\$17,665.00	\$17,665.00
(=) TOTAL ACTIVOS (a+b+c)	\$0.00	-\$3,533.00	-\$7,066.00	-\$10,599.00	-\$14,132.00	-\$17,665.00
	\$17,665.00	\$14,132.00	\$10,599.00	\$7,066.00	\$3,533.00	\$0.00
2. PASIVOS:		\$4,117,787.21	\$3,641,252.01	\$3,980,431.16	\$4,331,126.17	\$4,697,700.48
(+) PASIVO CORRIENTE						
(+) Participación Trabajadores (15%)						
(+) Impuesto a las Utilidades (25%)	\$0.00	\$114,717.90	\$132,468.28	\$151,385.44	\$172,567.67	\$194,087.28
(=) TOTAL PASIVO CORRIENTE (d)	\$0.00	\$162,517.02	\$187,663.40	\$214,462.71	\$244,470.86	\$274,956.98
(+) PASIVO FIJO (LARGO PLAZO)						
(+) Préstamos Bancarios L/P (inicial)	\$0.00	\$277,234.92	\$320,131.68	\$365,848.15	\$417,038.53	\$469,044.26
(=) TOTAL PASIVO FIJO (e)	\$3,219,202.56	\$2,686,629.22	\$2,103,461.42	\$1,464,892.67	\$765,659.89	\$0.00
(=) TOTAL PASIVOS (d+e)	\$3,219,202.56	\$2,686,629.22	\$2,103,461.42	\$1,464,892.67	\$765,659.89	\$0.00
	\$3,219,202.56	\$2,963,864.14	\$2,423,593.10	\$1,830,740.82	\$1,182,698.43	\$469,044.26
3. PATRIMONIO						
(+) Capital Propio						

(+)	Utilidad Acumulada	\$898,584.65	\$898,584.65	\$898,584.65	\$898,584.65	\$898,584.65	\$898,584.65
(+)	Utilidad del Ejercicio Actual	\$0.00	-\$221,196.78	\$879,450.20	\$943,547.28	\$1,014,616.70	\$1,112,000.28
(=)	TOTAL, PATRIMONIO	\$0.00	\$0.00	-\$221,196.78	\$658,253.42	\$1,601,800.70	\$2,616,417.41
		\$898,584.65	\$677,387.87	\$1,556,838.07	\$2,500,385.35	\$3,515,002.05	\$4,627,002.33
(=)	TOTAL, PASIVOS + PATRIMONIO (2+3)						

Fuente: Elaborado por autor

CAPÍTULO 5: EVALUACIÓN

5.1 Evaluación financiera

5.1.1 Ratios financieros y puntos de equilibrio

Al objeto de evaluar la salud financiera del proyecto se consideraron diversos indicadores elaborados a partir de los estados financieros proyectados. La ratio de liquidez y la ratio de solvencia fueron construidas a partir de la información referente al balance general proyectado; el activo corriente, compuesto por caja y bancos e inventarios fue puesto de relieve frente al pasivo corriente —que expresa las deudas de corto plazo tales como impuestos y participación de los trabajadores— para poder determinar así su capacidad de pago.

En los primeros años, el flujo de caja aumenta pasando de USD 380 505,36 en el primer año a USD 1 842 691,38 en el año quinto y el flujo de los pasivos de corto plazo aumentó desde USD 162 517,02 en año primero hasta USD 274 956,98 en el año quinto, de tal forma que se dio lugar a una razón corriente siempre mayor que la unidad a lo largo del período que permitió mostrar una adecuada solvencia de corto plazo.

El ratio de deuda-patrimonio fue evaluada a partir de la relación entre el pasivo total respecto de patrimonios: en un primer momento la deuda de largo plazo fue muy elevada (USD 3

219 202,56); no obstante, fue disminuyendo hasta extinguirse en el quinto año, permitiendo mejorar notoriamente el nivel de apalancamiento financiero.

Tabla 27

Ratios financieros

CATEGORÍA	INDICADOR	AÑOS					PROMEDIO
		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	
Liquidez	Liquidez (Razón Corriente)	1.37	2.22	2.91	3.45	3.93	2.78
	Endeudamiento del Activo	0.81	0.61	0.42	0.25	0.09	0.44
Solvencia	Endeudamiento Patrimonial	4.38	1.56	0.73	0.34	0.10	1.42
	Apalancamiento Financiero	5.38	2.56	1.73	1.34	1.10	2.42
Rentabilidad	Margen bruto	0.73	0.74	0.74	0.75	0.75	0.74
	Crecimiento de ventas			0.85			Año 1 al 5
	Crecimiento de gastos			0.92			Año 1 al 5

Fuente: Elaborado por autor

Con el propósito de determinar el punto de equilibrio se emplearon las proyecciones de ingresos operacionales y los costos; resulta que los ingresos anuales aumentan de 1.962.240,00 a 2.299.076,90 USD, mientras que los costos y gastos operacionales aumentaron de 913.785,40 a 669.851,81 USD. La relación entre ingresos y costos permite determinar el nivel de producción para el cual la utilidad operativa se vuelve nula; tal punto se da en la venta de aproximadamente 3,5 MW anuales de energía de acuerdo a los precios vigentes.

Tabla 28

Punto de equilibrio

	1	2	3	4	5
Punto de equilibrio en función de las ventas	442,614.93	372,402.63	296,784.44	215,230.42	127,163.43
Punto de equilibrio en función de la capacidad instalada	22.56%	18.24%	13.97%	9.74%	5.53%

Fuente: Elaborado por autor

5.1.2 Flujo de fondos proyectado

El flujo de fondos se construyó a partir de los flujos operacionales, y los flujos financieros e de inversión se integraron para la elaboración del flujo de fondos de la empresa: primero, se

determinó el flujo operativo de manera anual, a partir de restar los egresos de operación a los ingresos operacionales, por ejemplo, en el primer año a unos ingresos de 1 962 240,00 USD las ventas del primer año y a unos egresos de operación por 926 062,22 USD se le dio un flujo operativo por valor de 1 036 177,79 USD; luego, se le añadieron los ingresos no operativos tales como la entrada del préstamo del banco (3 219 202,56 USD) y el aporte del capital propio (898 584,65 USD), que fueron contabilizados en el período preoperativo.

Del lado de egresos no operativos se contaron no sólo los desembolsos de inversión sino también los pagos del capital e intereses del crédito. Y el flujo de fondos neto resultaría de la suma del flujo operativo y el flujo no operativo, donde para el primer año se muestra un valor positivo de 743 928,49 USD, el cual se suma a un saldo de caja inicial (76 119,01 USD), produciendo un saldo acumulado de 380 505,36 USD, por lo que se debe recordar que dicho procedimiento se repite durante los años siguientes; se muestra que los flujos positivos van en aumento en el cuarto año y posteriormente hay un descenso debido a que el préstamo se va amortizando.

Tabla 29

Flujo de fondos proyectados

	<i>AÑO 0</i>	<i>AÑO 1</i>	<i>AÑO 2</i>	<i>AÑO 3</i>	<i>AÑO 4</i>	<i>AÑO 5</i>
<i>Ingresos</i>	\$1,962,240.00	\$2,041,514.50	\$2,123,991.68	\$2,209,800.95	\$2,299,076.90	
<i>Costo de Venta</i>	\$523,518.51	\$533,988.88	\$544,668.65	\$555,562.03	\$566,673.27	
UTILIDAD BRUTA	\$1,438,721.49	\$1,507,525.62	\$1,579,323.03	\$1,654,238.92	\$1,732,403.64	
<i>Gastos administrativos</i>	\$53,135.08	\$54,197.78	\$55,281.74	\$56,387.37	\$57,515.12	
<i>Gasto financiero</i>	\$349,408.63	\$349,408.63	\$349,408.63	\$342,668.06	\$342,668.06	
<i>Utilidad Operacional</i>	\$1,036,177.79	\$1,103,919.21	\$1,174,632.66	\$1,255,183.49	\$1,332,220.46	
<i>Depreciación</i>	\$271,391.80	\$220,797.33	\$165,396.39	\$104,732.36	\$38,305.24	
<i>Amortización</i>	\$764,785.99	\$883,121.88	\$1,009,236.28	\$1,150,451.13	\$1,293,915.21	
<i>UAI (Utilidad antes de impuestos)</i>	\$114,717.90	\$132,468.28	\$151,385.44	\$172,567.67	\$194,087.28	

<i>IU (Impuestos a las utilidades) 25%</i>	\$650,068.0 9	\$750,653.6 0	\$857,850.8 3	\$977,883.4 6	\$1,099,827. 93
<i>Part. Trab 15%</i>	\$162,517.0 2	\$187,663.4 0	\$214,462.7 1	\$244,470.8 6	\$274,956.9 8
UTILIDAD NETA	\$487,551.0 7	\$562,990.2 0	\$643,388.1 3	\$733,412.5 9	\$824,870.9 5
<i>Depreciación</i>	\$349,408.6 3	\$349,408.6 3	\$349,408.6 3	\$342,668.0 6	\$342,668.0 6
<i>Amortización</i>	\$532,573.3 4	\$583,167.8 1	\$638,568.7 5	\$699,232.7 8	\$765,659.8 9
<i>Valor residual</i>					\$2,466,869. 07
<i>Inversión</i>	<i>-\$</i> 4,117,787.21				
<i>Financiamiento</i>	<i>\$</i> 3,219,202.56				
FLUJO DE CAJA	\$ 4,205,960.28	\$743,928.4 9	\$819,350.5 6	\$863,216.8 1	\$910,048.5 1
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	\$ 76,119.01	\$380,505.3 6	\$709,736.3 8	\$1,063,964. 39	\$1,440,812. 26
					\$1,842,691. 38

Fuente: Elaborado por autor

5.1.3 Costo Promedio Ponderado (WACC)

El costo promedio ponderado de capital refleja la rentabilidad mínima que exige la combinación de deuda y patrimonio. Para calcularlo se identificaron las proporciones de financiamiento: 78 % de deuda bancaria y 22 % de capital propio. La tasa de costo de la deuda se tomó de la tasa efectiva del préstamo de 9,5 % anual. El costo del capital propio se estimó a partir de la rentabilidad exigida por los inversionistas en proyectos de energía renovable, considerando el riesgo país y el mercado eléctrico nacional; suponiendo un costo de capital propio cercano al 20 %, la fórmula del WACC se aplica como sigue:

$$WACC = [(E/V) \times K_e] + [(D/V) \times K_d \times (1 - T)]$$

Donde E y D son los valores de patrimonio y deuda, K_e y K_d los costos respectivos y T la tasa impositiva del 25 %. Al sustituir los valores se obtiene un WACC del orden del 9,93 %, ligeramente inferior al costo de la deuda porque la tasa impositiva reduce el costo efectivo del

financiamiento bancario. Este WACC se utilizó como tasa de descuento para evaluar el valor presente neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

5.1.4 Evaluación financiera del proyecto (VAN, TIR, PAYBACK)

Con los flujos de caja estimados se calcularon los indicadores de rentabilidad. El VAN se calculó descontando los flujos netos de cada año a una TMAR del 20 % y restando la inversión inicial de 898 584,65 USD. El resultado fue un VAN positivo de 1 123 317,97 USD, lo que significa que el proyecto crea valor para los accionistas.

La TIR se encontró de forma iterativa, buscando la tasa de descuento que iguale el VAN a cero; esta fue del 50 %, muy superior a la TMAR, lo que demuestra que el proyecto es muy atractivo financieramente.

El tiempo de recuperación (payback) se determinó sumando los flujos netos descontados hasta igualar la inversión inicial. Según el flujo de fondos descontado, la recuperación de la inversión se da en el año 5, en el cual el flujo acumulado pasa de -29 567,59 USD a 1 123 317,97 USD, lo que demuestra que el proyecto recupera la inversión inicial y genera excedentes al final del horizonte de evaluación.

Tabla 30

Análisis del VAN y TIR

	TMAR	20.00%
	VAN	\$1,123,317.97
	TIR	50%
	C/B	4.71
AÑO	0	-\$ 898,584.65
AÑO	1	\$304,386.36
AÑO	2	\$329,231.02
AÑO	3	\$354,228.00
AÑO	4	\$376,847.88
AÑO	5	\$2,868,748.19

Fuente: Elaborado por autor

Tabla 31

Payback

PAYBACK AÑO 5						
AÑOS	AÑO 0	AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4	AÑO5
FLUJO DE CAJA	-\$ 898,584.65	\$304,386.36	\$329,231.02	\$354,228.00	\$376,847.88	\$2,868,748.19
FLUJO DESCONTA DO	-\$ 898,584.65	\$253,655.30	\$228,632.65	\$204,993.06	\$181,736.05	\$1,152,885.56
FLUJO ACUMULA DO	-\$ 898,584.65	-\$ 644,929.35	-\$ 416,296.70	-\$ 211,303.64	-\$ 29,567.59	\$ 1,123,317.97

Fuente: Elaborado por autor

5.1.5 *Análisis e interpretación de resultados de evaluación financiera*

El análisis hecho a los resultados indica que la planta de biogás es financieramente viable dado lo siguiente: un VAN positivo y una TIR superior al coste de capital implica que el ingreso futuro, al ser descontado, es superior a la inversión realizada, con el suficiente rendimiento para el capital invertido. Un payback de partida en menos de cinco años hace disminuir el riesgo, y permite reinvertir utilidades en la expansión del proyecto. Como continuidad de este argumento, la reducción del pasivo, dado por la amortización del crédito bancario, mejora la solvencia de la empresa y libera recursos para nuevas inversiones. Además, sensibilidades realizadas respecto al precio de la energía y al volumen de producción muestran que la rentabilidad es positiva incluso ante descensos moderados del ingreso, dado que los costes fijos son reducidos y la estructura de tarifas de 1.00 tiene el beneficio de un precio preferencial, otorgado por la ARCONEL para la energía generada a partir de residuos.

5.2 Evaluación ambiental

5.1.6 Identificación del impacto ambiental

Se elaboró un inventario de actividades de construcción y operación de planta y los componentes ambientales susceptibles de verse impactados: suelo, agua, aire, fauna y comunidades humanas. Se identificaron impactos positivos, como la disminución de emisiones de metano al aprovechar residuos orgánicos, y impactos negativos, como la generación de emisiones de olor o ruido durante la operación de los biodigestores. Todo ello se desarrolló en una matriz de identificación de riesgos que clasifica cada impacto según la probabilidad de ocurrencia y su severidad.

Tabla 32

Identificación del impacto ambiental

Componente ambiental	Impacto potencial	Tipo	Fase	Observación breve
Aire	Emisión de metano residual y CO ₂	Negativo	Operación	Fugas en biodigestores podrían liberar gases de efecto invernadero si no hay sistemas de captura.
Aire	Generación de olores	Negativo	Operación	La descomposición de residuos produce olores; se controla mediante cubiertas y filtros.
Agua	Descarga de efluentes contaminados	Negativo	Operación	El digestato sin tratamiento puede afectar cuerpos de agua locales.
Agua	Uso de agua para procesos	Negativo	Operación	El consumo de agua potable es moderado y requiere de sistemas de recirculación.
Suelo	Acumulación de lodos/digestato	Negativo	Operación	El residuo sólido puede contaminar el suelo si se deposita sin manejo adecuado.
Ecosistema	Reducción de emisiones de metano	Positivo	Operación	La captación de biogás disminuye las emisiones que de otro modo se liberarían en los vertederos.
Socioeconómico	Creación de empleo local	Positivo	Construcción y operación	Generación de puestos de trabajo directos e indirectos en la planta.
Socioeconómico	Riesgos de salud por olores	Negativo	Operación	Olores intensos pueden afectar la calidad de vida de comunidades cercanas; se mitiga con filtros y barreras vegetales.
Seguridad y salud	Accidentes laborales en obras	Negativo	Construcción	Uso de maquinaria pesada implica riesgos; se requiere formación y EPP.

Seguridad y salud	Riesgo de explosión por acumulación de gas	Negativo	Operación	Una mala ventilación podría generar mezclas explosivas; se instalan sensores y sistemas de alarma.
-------------------	--	----------	-----------	--

Fuente: Elaborado por autor

5.1.7 Estudio de impacto ambiental

Se realizó una matriz cuantitativa que asignaba puntuaciones a cada impacto en base a su magnitud, extensión, duración y capacidad de ser revertido. Las valoraciones señalaron que los impactos de tal forma contrastan con los negativos, que son en su mayoría moderados y susceptibles a ser mitigados mediante buenas prácticas de operación; por ejemplo, las condiciones óptimas del manejo de los lodos y los digestatos pueden llegar a ser una práctica adecuada para evitar la contaminación de los suelos y los cuerpos de aguas, así como la inclusión de sistemas de filtrado puede mitigar olores.

Fueron aplicadas escalas de puntuaciones de 1 (muy bajo), 2 (bajo), 3 (moderado), 4 (alto) y 5 (muy alto) para ponderar la magnitud (M), la extensión (E), la duración (D) y la capacidad de ser revertido (R). El valor total (VT) se establecería sumando cada una de las cuatro variables.

Tabla 33

Matriz cuantitativa de impactos

Impacto	M	E	D	R	VT	Interpretación
Emisión residual de metano y CO ₂	4	2	3	4	13	Impacto significativo que requiere sistemas de captura y monitoreo continuo.
Generación de olores	3	3	4	2	12	Importante; necesita filtros y biofiltros.
Descarga de efluentes contaminados	3	2	3	3	11	Requiere planta de tratamiento y recirculación de digestato.
Uso de agua para procesos	2	1	2	3	8	Impacto moderado, se gestiona con recirculación y uso eficiente.
Acumulación de lodos/digestato	3	2	3	4	12	Impacto importante, mitigado mediante compostaje y uso agrícola controlado.
Reducción de emisiones de metano	4	2	4	4	14	Impacto positivo notable, contribuye a la mitigación del cambio climático.
Creación de empleo local	3	2	3	5	13	Impacto positivo que mejora la economía local y no necesita medidas de mitigación.
Riesgos de salud por olores	3	2	3	3	11	Importante; requiere barreras vegetales y distancias adecuadas.
Accidentes laborales	4	1	2	4	11	Debe atenderse con programas de seguridad y capacitación.
Riesgo de explosión por gas	4	1	2	4	11	Mitigado mediante sensores, ventilación y protocolos de emergencia.

Fuente: Elaborado por autor

5.1.8 Plan de manejo ambiental

El plan abarca medidas de gestión de residuos sólidos y líquidos, control de emisiones atmosféricas, control de ruidos y olores, y programas de capacitación y seguridad laboral para los trabajadores. También establece indicadores de cumplimiento y responsables para cada medida, con un cronograma desde la etapa de construcción hasta la operación y cierre de la planta.

Tabla 34

Plan de manejo ambiental

Fase	Impacto mitigado	Medida de manejo	Responsable	Indicador de cumplimiento	Cronograma
Construcción	Accidentes laborales	Capacitación en seguridad industrial y entrega de EPP; supervisión de obras.	Supervisor de obra	Número de incidentes reportados	Continuo durante la obra
Construcción	Perturbación del suelo	Delimitación de áreas de trabajo, revegetación de zonas afectadas.	Ingeniero ambiental	Superficie restaurada (m ²)	Final de obra
Operación	Emisión de metano y CO ₂	Instalación y mantenimiento de sistemas de captura y antorchas de seguridad.	Jefe de planta	Monitoreo de emisiones (ppm)	Mensual
Operación	Generación de olores	Uso de cubiertas herméticas, filtros de biofiltración y vegetación perimetral.	Encargado de operación	Quejas de la comunidad	Trimestral
Operación	Descarga de efluentes	Implementar tratamiento del digestato y reutilización como fertilizante.	Operador de digestores	Análisis de efluentes (mg/L)	Semestral
Operación	Acumulación de lodos	Gestión de lodos mediante compostaje y aplicación controlada en agricultura.	Responsable ambiental	Volumen de lodos gestionados (m ³)	Trimestral
Operación	Riesgo de explosión	Instalación de sensores de metano, ventilación adecuada y plan de contingencia.	Jefe de mantenimiento	Registro de mantenimiento de sensores	Mensual
Operación	Salud de comunidades cercanas	Establecer franjas de amortiguamiento y campañas de	Coordinador social	Encuestas de satisfacción	Anual

		información ambiental.			
Operación	Creación de empleo local	Priorizar la contratación local y programas de capacitación laboral.	Recursos humanos	Porcentaje de personal local	Anual
Post-operación	Cierre y restauración del sitio	Desmontaje de instalaciones, disposición segura de equipos, restauración del área.	Gerente de proyecto	Cumplimiento de plan de cierre	Fin de vida útil

Fuente: Elaborado por autor

CONCLUSIONES

El análisis realizado permite concluir que la ciudad de Manta dispone de un suministro significativo y sostenible de residuos orgánicos urbanos, estimado en aproximadamente 136 toneladas diarias para el año 2024, con una proyección de crecimiento anual del %, alcanzando cerca de 153 toneladas diarias en 2028. Este volumen constituye una base suficiente para la producción de biogás, con un caudal aproximado de 68.000 m³ diarios, considerando rendimientos promedio de 0,5 m³/kg y contenidos de metano entre 60 % y 65 %, lo que se traduce en una generación eléctrica estimada de 59,6 GWh anuales durante el primer año de operación de la planta.

La velocidad de degradación de los residuos orgánicos y su disponibilidad continua los convierte en una materia prima técnicamente adecuada para la producción de biogás. No obstante, se identifican factores que podrían afectar la estabilidad del suministro, como las variaciones estacionales y la limitada cultura de separación de residuos en origen. En este sentido, se concluye que el fortalecimiento de la recolección selectiva y la educación ambiental resulta un elemento clave para garantizar la sostenibilidad operativa del proyecto.

Desde el punto de vista técnico, la tecnología propuesta basada en digestión anaerobia continua mediante reactores CSTR mesofílicos, complementada con sistemas de cogeneración mediante motores a gas, se considera apropiada, probada y confiable. La propuesta de una planta modular de entre 1 y 5 MW en su fase inicial, con posibilidad de escalamiento hasta 7,5 MW conforme aumente la disponibilidad de residuos, permite asegurar una generación energética continua (24/7) y adaptable a la demanda futura. Asimismo, la incorporación de sistemas de automatización y control inteligente (SCADA e IoT) incrementa la eficiencia operativa y respalda

la factibilidad técnica del proyecto, en concordancia con la experiencia local y el marco normativo energético vigente.

El análisis económico-financiero demuestra que el proyecto es económicamente viable y rentable. Con una inversión total estimada de USD 4,21 millones, los flujos proyectados evidencian ingresos estables derivados de la venta de energía renovable a tarifa regulada (ARCONEL $\approx$ USD 74,70/MWh). Los resultados financieros reflejan un Valor Actual Neto (VAN) positivo, una Tasa Interna de Retorno (TIR) superior al costo de capital (WACC $\approx$ 9,3 %) y un periodo de recuperación de la inversión de aproximadamente 3,5 años, confirmando la generación de valor para los inversionistas bajo los supuestos analizados.

En términos ambientales y sociales, el proyecto genera impactos positivos relevantes, entre ellos la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero mediante la captura de metano, la mejora en la gestión de residuos sólidos urbanos y la producción de digestato utilizable como biofertilizante, contribuyendo a la protección de suelos y cuerpos de agua. Adicionalmente, se identifican beneficios socioeconómicos como la creación de empleo local y el fortalecimiento de un modelo de economía circular.

Si bien se identificaron impactos negativos potenciales asociados a emisiones fugitivas, olores, tratamiento de efluentes, consumo de agua y riesgos operativos, estos fueron evaluados como de magnitud moderada y susceptibles de mitigación mediante la aplicación de buenas prácticas, tecnologías de control y cumplimiento normativo. Finalmente, se concluye que el proyecto se ajusta al marco legal ambiental y sectorial vigente, lo que confirma su viabilidad legal, técnica, económica y ambiental para su implementación en la ciudad de Manta.

RECOMENDACIONES

Se recomienda implementar reactores anaerobios modulares, robustos y de operación probada, tales como digestores de hormigón agitados y térmicamente aislados, complementados con sistemas avanzados de monitoreo y control, SCADA, sensores de CH₄ y H₂S, con el fin de optimizar el proceso de digestión anaerobia, prevenir fallas operativas y maximizar la eficiencia energética. Asimismo, resulta indispensable asegurar una adecuada separación de residuos en origen y un pretratamiento eficiente de la materia orgánica (triturado, cribado, ajuste de pH y balance de la relación C/N), garantizando una producción estable y continua de biogás.

Desde la perspectiva económica y de gestión, se recomienda establecer contratos de largo plazo de 10 a 15 años para la venta de energía eléctrica con CNEL bajo la tarifa regulada de ARCONEL, así como aprovechar incentivos fiscales y mecanismos de financiamiento público-privado orientados a proyectos de energías renovables. Adicionalmente, se sugiere incorporar al modelo de negocio la valorización del digestato como biofertilizante, generando ingresos complementarios, y negociar condiciones favorables para la provisión de residuos municipales. El control riguroso de los costos operativos y la reinversión de utilidades en mejoras de eficiencia o ampliación de capacidad permitirán fortalecer la sostenibilidad financiera del proyecto.

En el ámbito social, se recomienda desarrollar e implementar un programa permanente de información, participación y educación ciudadana, orientado a comunicar de manera transparente los beneficios ambientales, económicos y sociales del proyecto, así como a atender oportunamente las inquietudes de la población relacionadas con olores, ruidos o impactos en la salud. La capacitación comunitaria en separación de residuos y la articulación con autoridades municipales

y organizaciones locales resultan fundamentales para asegurar el apoyo social y el abastecimiento continuo de materia prima.

Finalmente, se recomienda ejecutar de forma estricta las medidas de mitigación ambiental previstas, incluyendo la instalación de biofiltros y sistemas de tratamiento del biogás, el manejo adecuado del digestato y lodos, y la recirculación del agua de proceso para minimizar vertidos. Esto debe complementarse con un monitoreo periódico de emisiones atmosféricas y de la calidad de suelos y cuerpos de agua, así como con auditorías ambientales externas y el cumplimiento estricto de la normativa vigente (RMA/EIA, RASIM y certificaciones de seguridad), garantizando que los impactos residuales sean aceptables y que el proyecto genere los beneficios ecológicos esperados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARCONEL. (2021). *Código de Conexión Eléctrico ARCONEL-001/21*. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. <https://www.arconel.gob.ec>
- ARCONEL. (2023a). *Sistema Nacional Interconectado – Definiciones y estructura*. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. <https://www.arconel.gob.ec>
- ARCONEL. (2023b). *Requisitos para conexión al SNI de nuevas plantas generadoras*. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. <https://www.arconel.gob.ec>
- Asamblea Constituyente. (2008). *Constitución de la República del Ecuador. Registro Oficial No. 449, 20 de octubre de 2008*.
- Ayala, S. (2024). *Última etapa de planta de biogás en Quito entra en operación*. Expreso.

Banco Central del Ecuador. (2023). *Cuentas nacionales trimestrales*.
<https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorReal/CuentasNacionales/Index.htm>

Banco Central del Ecuador. (2024). *Estadísticas del sector petróleo y minas*.
<https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP202402.pdf>

Banco Mundial. (2024). *Ecuador: Informe económico 2024*.
<https://www.bancomundial.org/es/country/ecuador/overview#:~:text=La%20actividad%20econ%C3%B3mica%20experiment%C3%B3%20una,de%20electricidad%20a%20nivel%20nacional>

Banco Mundial. (2024). *Ecuador: panorama general*.

Barrios, J., Ramírez, A., & Torres, M. (2020). Impacto de la digitalización en plantas de tratamiento de residuos sólidos urbanos. *Revista Ingeniería y Sociedad*, 37(1), 45-58.

Cabrera, C. (2017). *El subsidio al GLP y sus implicaciones fiscales en Ecuador*. Universidad de las Américas.

CELEC EP. (2021). *Informe de infraestructura tecnológica aplicada a energías renovables en Ecuador*. Corporación Eléctrica del Ecuador. <https://www.celec.gob.ec>

Clean Air Task Force. (2025). *Ecuadorian waste sector methane analysis*.

Congreso Nacional del Ecuador. (2004). *Ley de Gestión Ambiental: Codificación 19. Registro Oficial Suplemento 418 de 10 de septiembre de 2004*.

El Comercio. (22 de Enero de 2024). Planta de biogás de Quito genera electricidad a partir de residuos.

El Comercio. (2024). *Quito amplía su capacidad de generación de energía limpia*. El Comercio.

- EMGIRS EP. (2024). *Alianza estratégica entre EMGIRS EP y GASGREEN: gestión sostenible de biogás en Quito*. Empresa Pública Metropolitana de Gestión Integral de Residuos Sólidos (EMGIRS).
- EMGIRS EP. (2024). *Informe anual de sostenibilidad*. Empresa Pública Metropolitana de Gestión Integral de Residuos Sólidos.
- EMGIRS EP. (2024). *Resultados operativos de la planta de biogás Río Inga 2023–2024*. Empresa Pública Metropolitana de Gestión Integral de Residuos Sólidos.
- FAO. (2018). *El potencial del biogás para una agricultura sostenible y climáticamente inteligente*. Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura. <https://openknowledge.fao.org/server/api/core/bitstreams/b317eeae-270f-48f4-92d7-3e0fff8a7873/content>
- FAO. (2019). *Gestión de residuos orgánicos mediante biodigestores: tecnologías apropiadas para América Latina*. <https://www.fao.org/documents>
- Hill, C., Jones, G., & Schilling, M. (2015). *Strategic Management: Theory: An Integrated Approach (11th ed.)*. Cengage Learning.
- INEC. (2022). *Resultados del Censo de Población y Vivienda*. Instituto Nacional de Estadística y Censos . <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/censo-de-poblacion-y-vivienda/>
- INEC. (2023). *Boletín técnico de Gestión de Residuos Sólidos Urbanos 2023*. Instituto Nacional de Estadística y Censos.
- INEC. (2023). *Estadísticas ambientales y de residuos sólidos*. Instituto Nacional de Estadística y Censos . https://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Encuestas_Ambientales/Municipios/2023/Residuos_Solidos/Boletin_Tecnico_GRS_2023.pdf

- Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC). (2023). *Encuesta de Información Ambiental-Económica en Empresas 2022*. <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/encuesta-de-informacion-ambiental-economica-en-empresas/>
- Johnson, G., Scholes, K., & Whittington, R. (2020). *Exploring Corporate Strategy (12th ed.)*. Pearson Education.
- Kotler, P., & Armstrong, G. (2021). *Principles of Marketing (18th ed.)*. Pearson.
- Kotler, P., & Keller, K. L. (2016). *Marketing Management (15th ed.)*. Pearson Education.
- Ley de Eficiencia Energética. (2019). *Registro Oficial Suplemento No. 417 del 20 de enero de 2019*. <https://www.ambiente.gob.ec>
- Méndez, C., & Ortega, P. (2022). Automatización en sistemas de producción de biogás: una revisión técnica. *Revista Técnica Energía Renovable*, 15(2), 23-39.
- MERNNR. (2022). *Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento*. Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. <https://www.rekursosyenergia.gob.ec>
- Ministerio de Ambiente y Agua. (2021). *Plan de implementación de la primera contribución determinada a nivel nacional (NDC) de Ecuador 2020-2025*. Quito: MMAE.
- Ministerio de Energía y Minas. (2023). *Ecuador consolida la producción eléctrica a partir de fuentes renovables*.
- Ministerio de Energía y Minas. (2024). *Balance energético nacional 2023*. <https://energia.gob.ec/>
- Ministerio de Energía y Minas del Ecuador. (2023). *Resultados del proceso de licitación para el bloque renovable 500 MW*. <https://www.rekursosyenergia.gob.ec>
- Ministerio del Ambiente y Agua. (2021). *Política Nacional de Gestión de Residuos*. <https://ambiente.gob.ec>

- Mintzberg, H., Ahlstrand, B., & Lampel, J. (2005). *Strategy Safari: A Guided Tour Through the Wilds of Strategic Management*. Free Press.
- Naciones Unidas. (2023). *Objetivos de Desarrollo Sostenible: Agenda 2030*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/>
- NMS Law. (2024). *Ecuador: nuevo marco normativo para la generación distribuida de energía para autoabastecimiento*. NMS Law – Noticias de Actualidad Legal.
- Porter, M. (2008). The Five Competitive Forces That Shape Strategy. *Harvard Business Review*, 86(1), 78-93.
- Prefectura de Manabí. (2024). *Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial (PDOT) 2021–2025*. <https://www.manabi.gob.ec>
- Primicias. (2022). *El alto costo de la energía térmica en el Ecuador*. <https://www.primicias.ec>
- República del Ecuador. (2004). *Ley de Gestión Ambiental (Codificación)*. Registro Oficial Suplemento No. 418. <https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/05/Ley-de-Gestion-Ambiental-Codificada.pdf>
- Salazar, D., & Astudillo, E. (2024). *Ecuador se debate entre su gran potencial energético y un sistema atado a subsidios*. Bloomberg Línea.
- Salazar, P., & Astudillo, R. (2024). *Crisis energética y matriz eléctrica en Ecuador*. Universidad Central del Ecuador.

ANEXOS

Anexo 1

Formato de encuesta para ciudadanos de San Juan

Objetivo:

Conocer el nivel de información, percepción y aceptación de la comunidad sobre la planta de biogás, sus funciones y beneficios, así como evaluar la calidad y suficiencia del servicio eléctrico tradicional que reciben los ciudadanos.

Sección 1: Uso y calidad del servicio de energía tradicional

1. ¿A cuánto asciende aproximadamente su consumo mensual de energía eléctrica?

(Según recuerde de su planilla de luz)

- Menos de 50 kWh
- De 51 a 100 kWh
- De 101 a 150 kWh
- De 151 a 250 kWh
- Más de 250 kWh

2. ¿Cuánto paga usted en promedio por su factura de energía eléctrica cada mes?

- Menos de \$10
- Entre \$10 y \$20
- Entre \$21 y \$40
- Entre \$41 y \$60
- Más de \$60

3. ¿Cuántas personas viven en su hogar?

- 1 a 2
- 3 a 4
- 5 a 6
- Más de 6

4. ¿Qué aparatos eléctricos utiliza con mayor frecuencia en su hogar?

(Marque los que correspondan)

- Refrigeradora
- Televisor
- Aire acondicionado
- Ventilador
- Cocina eléctrica / de inducción
- Lavadora
- Secadora
- Computadora
- Microondas
- Otros: _____

5. ¿Con qué frecuencia usa equipos de alto consumo (aire acondicionado, cocina eléctrica, calentadores)?

- Todos los días
- Varias veces por semana
- Una vez por semana
- Rara vez
- No tengo estos equipos

6. ¿Considera que la energía que recibe actualmente es suficiente para su consumo diario?

- Sí, totalmente
- Sí, pero con limitaciones
- No, necesito más
- No sé

7. ¿Ha tenido que limitar el uso de ciertos aparatos debido a fallas o baja disponibilidad de energía?

- Sí, frecuentemente
- Sí, algunas veces
- No
- No estoy seguro/a

8. ¿Cree que su consumo eléctrico aumentará en los próximos años?

(Por adquisición de electrodomésticos, crecimiento familiar, trabajo en casa u otros motivos)

- Sí, aumentará
- No, se mantendrá igual
- Disminuirá
- No sé

Sección 2: Percepción sobre la planta de biogás

9. ¿Conoce usted qué es una planta de biogás?

- Sí
- No

10. ¿Ha escuchado sobre el proyecto de planta de biogás que se implementará en esta zona?

- Sí
- No

11. ¿A qué beneficios podría usted asociar una planta de biogás?

(Marque todas las que considere correctas)

- Generar energía eléctrica
- Reducir desechos orgánicos
- Disminuir la contaminación
- No estoy seguro/a

13. ¿Considera que una energía limpia como el biogás podría ser más confiable que la energía tradicional?

- Sí

- No
- No estoy seguro/a

14. ¿Cuánto confía usted en que una solución como una planta de biogás pueda mejorar el servicio eléctrico en su zona?

- Mucho
- Algo
- Poco
- Nada
- No tengo información suficiente

15. ¿Tiene alguna preocupación sobre el funcionamiento de la planta?

- Sí (¿Cuál?): _____
- No

16. ¿Le gustaría recibir más información o charlas sobre el proyecto?

- Sí
- No

Anexo 2

Formato de entrevista para la empresa compradora de electricidad

Objetivo:

Recopilar información sobre expectativas, condiciones comerciales y percepciones respecto al aporte de la planta de biogás como proveedor de energía.

Formato de encuesta:

Datos generales:

- Nombre de la empresa
- Cargo del encuestado
- Área de trabajo

Preguntas:

1. ¿Conoce usted la tecnología de generación de electricidad mediante biogás?
2. ¿Considera que la energía proveniente del biogás es una alternativa confiable?
3. ¿Qué aspectos valora más de un proveedor de energía renovable?
4. ¿Cuál es el procedimiento actual para la compra de energía por parte de su empresa?
5. ¿Qué requisitos técnicos y legales solicita su empresa para formalizar la compra de electricidad?
6. ¿Cómo evalúa el impacto que tendría el suministro de energía de nuestra planta en su matriz energética?
7. ¿Cuál sería el esquema de pagos preferido para el servicio prestado?
8. ¿Estaría interesado en establecer un convenio a largo plazo con nuestra planta?

Anexo 3*Tabulación de datos en spss***Frecuencias**

		Notas
Salida creada		08-DEC-2025 22:55:47
Comentarios		
Entrada	Conjunto de datos activo	ConjuntoDatos0
	Filtro	<ninguno>
	Ponderación	<ninguno>
	Segmentar archivo	<ninguno>
	N de filas en el archivo de datos de trabajo	100
Manejo de valores perdidos	Definición de perdidos	Los valores perdidos definidos por el usuario se tratan como perdidos.
	Casos utilizados	Las estadísticas se basan en todos los casos con datos válidos.
Sintaxis		FREQUENCIES VARIABLES=VAR00001 VAR00002 VAR00003 VAR00004 VAR00005 VAR00006 VAR00007 VAR00008 VAR00009 VAR00010 VAR00011 VAR00012 VAR00013 VAR00014 VAR00015 VAR00016 VAR00017 VAR00018 VAR00019 VAR00020 VAR00021 VAR00022 VAR00023 VAR00024 VAR00025 VAR00026 VAR00027 /PIECHART PERCENT /ORDER=ANALYSIS.
Recursos	Tiempo de procesador	00:00:04.74
	Tiempo transcurrido	00:00:02.99

Tabla de frecuencia

Consumo mensual energía

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	<50 kWh	9	9.0	9.0	9.0
	51-100 kWh	24	24.0	24.0	33.0
	101-150 kWh	30	30.0	30.0	63.0
	151-250 kWh	22	22.0	22.0	85.0
	>250 kWh	15	15.0	15.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Pago mensual promedio

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	<10 USD	21	21.0	21.0	21.0
	10-20 USD	25	25.0	25.0	46.0
	21-40 USD	34	34.0	34.0	80.0
	41-60 USD	13	13.0	13.0	93.0
	>60 USD	7	7.0	7.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Habitantes en hogar

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	1-2	29	29.0	29.0	29.0
	3-4	33	33.0	33.0	62.0
	5-6	29	29.0	29.0	91.0
	>6	9	9.0	9.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Frecuencia uso equipos alto consumo

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	No tengo estos equipos	6	6.0	6.0	6.0
	Rara vez	19	19.0	19.0	25.0
	Una vez por semana	22	22.0	22.0	47.0
	Varias veces por semana	34	34.0	34.0	81.0

	Todos los días	19	19.0	19.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Suficiencia energía recibida

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	No sé	12	12.0	12.0	12.0
	No, necesito más	19	19.0	19.0	31.0
	Sí, pero con limitaciones	36	36.0	36.0	67.0
	Sí, totalmente	33	33.0	33.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Limitaciones por fallas

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	No estoy seguro/a	5	5.0	5.0	5.0
	No	40	40.0	40.0	45.0
	Sí, algunas veces	36	36.0	36.0	81.0
	Sí, frecuentemente	19	19.0	19.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Proyección consumo futuro

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	No sé	10	10.0	10.0	10.0
	Disminuirá	3	3.0	3.0	13.0
	No, se mantendrá igual	31	31.0	31.0	44.0
	Sí, aumentará	56	56.0	56.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Conoce la planta de biogás

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	41	41.0	41.0	41.0
	No	59	59.0	59.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Ha escuchado del proyecto

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	29	29.0	29.0	29.0
	No	71	71.0	71.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Biogás más confiable?

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	48	48.0	48.0	48.0
	No	15	15.0	15.0	63.0
	No estoy seguro/a	37	37.0	37.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Confianza en mejora del servicio

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	No tengo información suficiente	14	14.0	14.0	14.0
	Nada	11	11.0	11.0	25.0
	Poco	15	15.0	15.0	40.0
	Algo	40	40.0	40.0	80.0
	Mucho	20	20.0	20.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Preocupación sobre la planta

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Afectará la salud	3	3.0	3.0	3.0
	Costos del proyecto	3	3.0	3.0	6.0
	Efectos desconocidos	4	4.0	4.0	10.0
	Impacto ambiental	3	3.0	3.0	13.0
	Impacto en fauna	5	5.0	5.0	18.0
	Olores desagradables	6	6.0	6.0	24.0
	Riesgos de explosión	6	6.0	6.0	30.0
	Ruido	6	6.0	6.0	36.0
	Ninguno	64	64.0	64.0	100.0

Total	100	100.0	100.0
-------	-----	-------	-------

Desea más información

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	62	62.0	62.0	62.0
	No	38	38.0	38.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Uso_Refrigeradora

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	42	42.0	42.0	42.0
	No aplica	58	58.0	58.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Uso_Televisor

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	52	52.0	52.0	52.0
	No aplica	48	48.0	48.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Uso_Aire_acondicionado

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	51	51.0	51.0	51.0
	No aplica	49	49.0	49.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Uso_Ventilador

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	37	37.0	37.0	37.0
	No aplica	63	63.0	63.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Uso_Cocina_electrica_induccion

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	39	39.0	39.0	39.0
	No aplica	61	61.0	61.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Uso_Lavadora

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	53	53.0	53.0	53.0
	No aplica	47	47.0	47.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Uso_Secadora

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	41	41.0	41.0	41.0
	No aplica	59	59.0	59.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Uso_Computadora

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	47	47.0	47.0	47.0
	No aplica	53	53.0	53.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Uso_Microondas

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	47	47.0	47.0	47.0
	No aplica	53	53.0	53.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Uso_Otros

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	39	39.0	39.0	39.0
	No aplica	61	61.0	61.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Beneficio_Generar_energía

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	67	67.0	67.0	67.0
	No aplica	33	33.0	33.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Beneficio_Reducir_desechos

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	63	63.0	63.0	63.0
	No aplica	37	37.0	37.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Beneficio_Disminuir_contaminación

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	57	57.0	57.0	57.0
	No aplica	43	43.0	43.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	

Beneficio_No_estoy_seguro

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	Sí	9	9.0	9.0	9.0
	No aplica	91	91.0	91.0	100.0
	Total	100	100.0	100.0	