

UNIVERSIDAD DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA
CARRERA DE INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



**ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA, AMBIENTAL Y
ECONÓMICA DE UNA PLANTA DE DIGESTIÓN
ANAERÓBICA DE LOS RESIDUOS SÓLIDOS
MUNICIPALES EN EL DISTRITO DE ALTO SELVA
ALEGRE**

TESIS

Para optar el título profesional de Ingeniera de la Energía

AUTORA

Alejandra Valdivia Espinoza (ORCID: 0000-0003-3266-8796)

ASESORA

Ximena Guardia Muguruza (ORCID: 0000-0001-7945-3691)

Lima – Perú

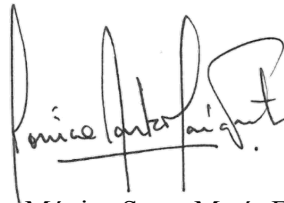
2023

DECLARACIÓN JURADA

Yo, Mónica Cecilia Santa María Fuster identificada con DNI No 18226712 en mi condición de autoridad responsable de validar la autenticidad de los trabajos de investigación y tesis de la UNIVERSIDAD DE INGENIERIA Y TECNOLOGIA, DECLARO BAJO JURAMENTO:

Que la tesis denominada “ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA, AMBIENTAL Y ECONÓMICA DE UNA PLANTA DE DIGESTIÓN ANAERÓBICA DE LOS RESIDUOS SÓLIDOS MUNICIPALES EN EL DISTRITO DE ALTO SELVA ALEGRE” ha sido elaborada por la señorita Alejandra Valdivia Espinoza, con la asesoría de Ximena Guardia Muguruza, identificada con el DNI N°45724456, y que se presenta para obtener el grado de Ingeniero de la energía, ha sido sometida a los mecanismos de control y sanciones anti plagio previstos en la normativa interna de la universidad, encontrándose un porcentaje de similitud de 0%.

En fe de lo cual firmo la presente.



Dra. Mónica Santa María Fuster
Directora de Investigación

En Barranco, el 30 de mayo de 2023

Dedicatoria:

A mis padres, Victor y Gladys, por su apoyo durante todos
estos años.

Agradecimientos:

A mi asesora, Ximena Guardia, por introducirme el tema de biomasa y guiarme en el desarrollo de la tesis.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
TABLA DE CONTENIDO	4
RESUMEN	11
ABSTRACT	12
INTRODUCCIÓN	13
CAPÍTULO I	19
1. MARCO TEÓRICO	19
1.1. Situación actual de los residuos sólidos en Perú	19
1.1.1. Cuantificación y composición de los residuos	19
1.1.2. Disposición final de los residuos	20
1.1.3. Valorización de los residuos	23
1.2. Plantas de generación de energía a partir de residuos sólidos	24
1.3. Digestión anaeróbica.....	25
1.3.1. Definición.....	26
1.3.2. Etapas del proceso de generación de biogás	26
1.3.3. Tipos de biodigestores	28
1.3.4. Componentes de un biodigestor de gran escala.....	29
1.3.5. Características del biogás	30
1.4. Generación de energía eléctrica a partir de biodigestores	31
1.5. Marco legal aplicable.....	32
1.5.1. Ley de Gestión Integral de los Residuos Sólidos	32
1.5.2. Reglamento de la Ley de Gestión Integral de los Residuos Sólidos	33
1.5.3. Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables	33
1.6. Información del distrito de Alto Selva Alegre	34

1.6.1.	Población.....	34
1.6.2.	Generación de residuos sólidos municipales.....	36
1.6.3.	Caracterización de los residuos sólidos	36
1.6.4.	Necesidades energéticas.....	38
1.7.	Mercado eléctrico en el Perú.....	38
1.7.1.	Situación actual del mercado eléctrico	38
1.7.2.	Proyección de oferta y demanda de electricidad	40
1.7.3.	Precios históricos de Subastas RER	41
1.7.4.	Estimación de precios del mercado de corto plazo.....	42
1.7.5.	Precios en el mercado libre de energía en el Perú	44
CAPÍTULO II.....		45
2.	METODOLOGÍA.....	45
2.1.	Recolección de información de la gestión actual de residuos sólidos en Alto Selva Alegre.....	46
2.2.	Disponibilidad de materia prima	46
2.2.1.	Residuos orgánicos domiciliarios.....	47
2.2.2.	Residuos orgánicos no domiciliarios	48
2.3.	Diseño técnico de la planta	50
2.3.1.	Almacenamiento y tratamientos	51
2.3.2.	Unidad de digestión	53
2.3.1.	Mezclador.....	57
2.3.2.	Producción de biogás.....	59
2.3.3.	Unidad de purificación.....	61
2.3.4.	Producción de energía eléctrica y térmica	62
2.4.	Selección del sitio.....	67
2.4.1.	Criterios de selección.....	67
2.4.2.	Características principales del sitio	71
2.4.3.	Aspectos ambientales.....	71

2.5.	Evaluación ambiental.....	71
2.6.	Evaluación económica	74
2.6.1.	Detalle de presupuesto	74
2.6.2.	Análisis de viabilidad económica.....	74
2.6.3.	Análisis del precio del carbono en el Perú	77
CAPÍTULO III.....		78
3.	RESULTADOS	78
3.1.	Disponibilidad de materia prima	78
3.2.	Diseño técnico de la planta	79
3.2.1.	Diseño del Biodigestor.....	79
3.2.2.	Producción de biogás.....	80
3.2.3.	Producción de energía eléctrica y térmica	81
3.2.4.	Balance de energía.....	81
3.2.5.	Diseño de otros componentes.....	82
3.3.	Evaluación del sitio.....	83
3.3.1.	Ubicación de la planta.....	83
3.3.2.	Características principales del sitio	85
3.3.3.	Aspectos ambientales.....	88
3.4.	Evaluación ambiental.....	88
3.5.	Evaluación económica	89
3.5.1.	Detalle de presupuesto	89
3.5.2.	Análisis de viabilidad económica.....	89
3.5.3.	Análisis del precio del carbono en el Perú	92
4.	CONCLUSIONES	94
5.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	95
ANEXOS		103

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1. Comparación de tecnologías de generación de energía [26][27]	25
Tabla 1.2. Condiciones mínimas y características de las plantas de valorización [31]	33
Tabla 1.3. Generación de residuos en Alto Selva Alegre en el año 2019 [5].....	36
Tabla 1.4. Precios subastas RER [36]	42
Tabla 2.1. Información y parámetros de la población Alto Selva Alegre [34].....	47
Tabla 2.2. Información y parámetros de generación de residuos domiciliarios [5].....	48
Tabla 2.3. Información y parámetros de generación de residuos no domiciliarios [5].....	49
Tabla 2.4. Información y parámetros de fracción orgánica de residuos no domiciliarios [5]	50
Tabla 2.5. Características del triturador de residuos [40].....	52
Tabla 2.6. Parámetros del agitador [34]	57
Tabla 2.7. Composición de biogás producido	60
Tabla 2.8. Características técnicas de unidad de cogeneración	63
Tabla 2.9. Temperatura promedio en Alto Selva Alegre [46]	65
Tabla 2.10. Alternativas de análisis de sensibilidad	77
Tabla 3.1. Proyección de disponibilidad de materia prima	78
Tabla 3.2. Volumen del biodigestor.....	79
Tabla 3.3. Dimensiones del biodigestor	80
Tabla 3.4. Producción de biogás y potencial de energía	80
Tabla 3.5. Producción de energía eléctrica y térmica	81
Tabla 3.6. Balance de energía eléctrica.....	81

Tabla 3.7. Balance de energía eléctrica.....	82
Tabla 3.8. Dimensiones del tanque de almacenamiento	82
Tabla 3.9. Dimensiones del mezclador	82
Tabla 3.10. Costos de inversión y operación del proyecto.....	89

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1. Generación de residuos sólidos de los años 2014 – 2021 [1].....	19
Figura 1.2. Composición de residuos sólidos municipales en el 2021 [1].....	20
Figura 1.3. Mapa nacional de infraestructuras de disposición final [21].....	21
Figura 1.4. Generación y disposición final de residuos municipales 2014 – 2021 [1].....	22
Figura 1.5. Evolución de GEI generados por la disposición de residuos sólidos [24]	23
Figura 1.6. Residuos recuperados a nivel nacional 2014 – 2021 [1].....	24
Figura 1.7. Proceso de digestión anaeróbica [29].....	26
Figura 1.8. Biodigestores de tipo continuo [30]	28
Figura 1.9. Biodigestor tipo batch o discontinuo [29]	29
Figura 1.10. Componentes de un biodigestor [28]	30
Figura 1.11. Composición de la población de Alto Selva Alegre [34]	35
Figura 1.12. Características de las viviendas [34].....	35
Figura 1.13. Composición de los residuos domiciliarios en el año 2019 [5].....	37
Figura 1.14. Composición de residuos no domiciliarios en el año 2019 [5].....	37
Figura 1.15. Energía o combustible utilizado por los hogares para cocinar en el 2017 [34]	38
Figura 1.16. Evolución de la producción de electricidad 2001 – 2022 [8]	39
Figura 1.17. Producción de electricidad según recurso energético 2022 [8]	40
Figura 1.18. Balance de Generación Eficiente en el SEIN. Periodo 2023 – 2034. Escenario de demanda media [35]	41
Figura 1.19. Costo marginal en el SEIN 2019 – 2028 [37].....	43

Figura 1.20. Costo marginal en el SEIN Octubre – Diciembre 2022 [38].....	43
Figura 1.21. Costo mercado libre en el SEIN [39]	44
Figura 2.1. Flujograma de la metodología del trabajo de investigación	45
Figura 2.2. Diseño conceptual de la planta	51
Figura 2.3. Tiempo de retención [43]	55
Figura 2.4. Composición de biogás [30]	60
Figura 2.5. Diagrama general del proceso de cogeneración	66
Figura 2.6. Mapa Base distrital de Alto Selva Alegre [47]	68
Figura 2.7. Plano de zonificación de Alto Selva Alegre [48]	69
Figura 2.8. Mapa de peligros del volcán Misti [49]	70
Figura 2.9. Áreas naturales protegidas y zonas de amortiguamiento [50].....	70
Figura 3.1. Población y generación de residuos orgánicos municipales.....	79
Figura 3.2. Producción de biogás y potencial de energía anual	80
Figura 3.3. Balance de energía de planta de digestión anaeróbica.....	82
Figura 3.4. Superposición de mapas en el distrito de Alto Selva Alegre.....	84
Figura 3.5. Ubicación de la planta de digestión anaeróbica.....	85
Figura 3.6. Ubicación de la subestación y línea de transmisión.....	86
Figura 3.7. Layout de la planta de digestión anaeróbica.....	87
Figura 3.8. Ubicación de la planta en Google Earth.....	87
Figura 3.9. Reducción de emisiones del proyecto	89
Figura 3.10. LCOE según escenarios de financiamiento	91
Figura 3.11. Distribución del financiamiento.....	91
Figura 3.12. Proyección del precio del carbono	93

RESUMEN

En la presente tesis se realiza un análisis técnico, ambiental y económico de una planta de digestión anaeróbica a partir de la fracción orgánica de los residuos sólidos municipales en el distrito de Alto Selva Alegre, provincia y departamento de Arequipa. Dicha planta se presenta como una alternativa de tratamiento de residuos sólidos frente a la disposición final que se realiza en el botadero controlado Quebrada Honda.

En primer lugar, se evaluó la situación actual de la gestión de residuos sólidos y la disponibilidad de la materia prima. Seguidamente, se realizó el diseño técnico de la planta, detallando el dimensionamiento y producción de energía de la misma. Posteriormente, se seleccionó la mejor ubicación para la planta. Luego, se cuantificó la reducción de emisiones por el proyecto. Finalmente, se realizó una evaluación económica del proyecto considerando dos ingresos adicionales a la venta de energía: ingreso asociado a Unidades de Carbono Verificadas y cobro por el servicio de tratamiento de residuos sólidos.

Los resultados muestran que, entre el 2027 y 2041, el potencial de energía del biogás a generar asciende a 135,288 MWh. Para utilizar la totalidad de residuos orgánicos al 2027, se plantea una planta de digestión anaeróbica de 500 kW de potencia instalada, con un factor de planta de 80% y una inversión de 2,180 MUSD. Dicha planta requiere 6,600 m² de área y es posible su ubicación dentro del distrito de Alto Selva Alegre. Se propone su financiamiento mediante una nueva subasta con Recursos Energéticos Renovables a un costo de energía de 72.14 USD/MWh, el cual incluye el cobro por el servicio del tratamiento de residuos sólidos.

PALABRAS CLAVES:

Biogás; Residuos; Biomasa; Arequipa

ABSTRACT

TECHNICAL, ENVIRONMENTAL AND ECONOMIC FEASIBILITY ANALYSIS OF AN ANAEROBIC DIGESTION PLANT OF MUNICIPAL SOLID WASTE IN ALTO SELVA ALEGRE DISTRICT

In this thesis, a technical, environmental, and economic analysis of an anaerobic digestion plant is carried out from the organic fraction of municipal solid waste in Alto Selva Alegre, province and department of Arequipa. This plant is presented as an alternative for the treatment of solid waste compared to the final disposal that takes place in the current disposal site Quebrada Honda.

First, the current situation of solid waste management and the availability of raw material were evaluated. Then, the design of the plant was carried out, detailing its dimensioning and energy production. Subsequently, the best location for the plant was selected and the reduction of emissions by the project was quantified. Finally, an economic evaluation of the project was carried out considering two additional incomes besides the sale of energy: sell of Verified Carbon Units and payment for the solid waste treatment service.

The results show that, between 2027 and 2041, the energy potential of the biogas generated is 135,288 MWh. To use the whole organic wastes, an anaerobic digestion plant with an installed power of 500 kW is proposed, with a plant factor of 80% and an investment of 2,180 MUSD. The plant requires 6,600 m² of area in the Alto Selva Alegre District. Finally, the entry of this plant is proposed through a new auction with Renewable Energy Resources at an energy cost of 72.14 USD/MWh, with the additional income of waste treatment.

KEYWORDS:

Biogas; Waste; Biomass; Arequipa

INTRODUCCIÓN

La actual gestión de los residuos sólidos en el Perú es un problema que pone en riesgo la calidad del ambiente y la salud de las personas. En el 2021, el Perú generó 22,505 toneladas de residuos sólidos municipales al día [1]. De estos, solo el 61.29% fue dispuesto en rellenos sanitarios y el restante fue depositado en lugares de acopio no autorizados [2]. Como consecuencia, en junio de 2022 se registraron alrededor de 1,704 áreas degradadas por residuos sólidos, las mismas que ocupan 2,337 ha del territorio nacional [3].

Una de las causas del problema de la disposición final de los residuos sólidos en el Perú es la insuficiente capacidad de las infraestructuras para su acumulación. En 2021, la cantidad de residuos sólidos dispuestos en los rellenos sanitarios a nivel nacional fue de 5,034,338 toneladas, aproximadamente el 61.29% de la generación nacional durante ese periodo [2]. Es decir, poco más de la mitad de lo que se genera al día es correctamente depositado. Más aun, existen regiones que no cuentan con ninguna infraestructura aprobada para la disposición de sus residuos, como la región Arequipa.

Una alternativa de solución para la falta de rellenos sanitarios es la construcción de centros de acopio de residuos inorgánicos y plantas de valorización de residuos orgánicos. Estas últimas juegan un rol importante en el manejo de residuos, dado que reducen la cantidad destinada a rellenos sanitarios o botaderos, incrementando su vida útil y permiten el aprovechamiento de la biomasa para otros usos como la generación de energía. Desafortunadamente, a pesar de tal ventaja, en el 2021, solo se valorizaron 148,497 t/año, lo que representa el 1.8% del total generado [1]. Además, el 46.0% de los residuos valorizados fueron residuos orgánicos [1].

A su vez, el uso de energías renovables como la biomasa, en reemplazo de combustibles fósiles, contribuye a la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). En el 2020, el Perú se comprometió a incrementar la reducción de sus emisiones de GEI en 40% al año 2030 [4]. Por lo tanto, el aprovechamiento energético de los residuos orgánicos también contribuye al cumplimiento de los compromisos ambientales.

El distrito de Alto Selva Alegre, provincia de Arequipa, departamento de Arequipa como otros distritos del país, presenta una deficiencia en relación con el manejo de los residuos sólidos. En el 2019, el distrito generó 48.48 ton/día de residuos sólidos municipales, de los cuales el 59% correspondió a materia orgánica aprovechable [5]. Sin embargo, a la fecha, el distrito realiza la disposición final de sus residuos en la infraestructura Quebrada Honda, la cual no cuenta con la aprobación de relleno sanitario [6]. Además, el distrito cuenta con una planta piloto de compostaje que aprovecha menos del 1% de los residuos orgánicos [7].

Alcance

El alcance de la presente tesis involucra el análisis de viabilidad técnica, ambiental y económica para la implementación de una planta de digestión anaeróbica en el distrito de Alto Selva Alegre a partir de la fracción orgánica de los residuos sólidos municipales.

La cuantificación y estimación de la generación de residuos sólidos en el distrito de Alto Selva Alegre, se realizó tomando información secundaria proveniente de portales institucionales públicos y reportes distritales y regionales de caracterización de residuos. Asimismo, se utilizó información de artículos científicos, fichas técnicas e investigaciones para el diseño de la planta de generación de energía.

El tipo de tecnología elegido para diseñar el sistema de generación de energía fue el de digestión anaeróbica, ya que permite la generación simultánea de biogás y sustrato sólido para la producción de energía y compost respectivamente. De esta manera, los ingresos recaudados por ambos productos ayudaron a la sostenibilidad económica de la planta. Además, la digestión anaeróbica es la tecnología más utilizada en países en vías de desarrollo.

El estudio técnico se enfoca en el diseño básico de los principales componentes de la planta como el biodigestor y el motor a biogás; así como, en el diseño del proceso de producción de energía eléctrica y térmica a partir de los residuos orgánicos. Asimismo, el análisis económico se limitó al costo de instalación de la planta, costo de operación y mantenimiento (O&M) y costo de recolección y traslado de los residuos orgánicos. Sin

embargo, no se incluyeron los costos de estudios ni obtención de licencias previas requeridas para la construcción de la planta. Asimismo, dentro del análisis ambiental, se incluye la evaluación de los aspectos ambientales de la ubicación de la planta; así como, la cuantificación de reducción de emisiones de GEI que el proyecto puede lograr.

Antecedentes

En el Perú, a partir de la incorporación del mecanismo de subastas para la promoción de energías renovables en la matriz energética peruana, se han puesto en operación diferentes centrales de generación de energía a partir de la biomasa e incluso de residuos sólidos urbanos. Cabe resaltar que, hasta el 2023 en el Perú, la valorización energética que ocurre en las centrales de biomasa se encuentra limitada a dos tipos de tecnología. En primer lugar, se encuentra la cogeneración a partir del bagazo de la caña de azúcar con cuatro centrales en el país. De la misma manera, la tecnología de recuperación de metano en rellenos sanitarios se ha implementado en cuatro centrales y constituyen las primeras centrales de valorización de residuos sólidos urbanos del país [8]. A continuación, se describe el avance de la valorización energética de residuos sólidos urbanos en el Perú hasta el 2023.

A mediados del 2009, se publicó la primera subasta para el Suministro de Energía Eléctrica con Recursos Energéticos Renovables (RER) al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), también denominado subasta RER, donde se ofertaron 813 GWh/año con tecnología de biomasa [9]. Esta subasta permitió la incorporación de la central termoeléctrica de Huaycoloro, con una energía anual ofertada de 28,295 MWh/año a un precio de 110 USD/MWh. A fines del 2011, la central inició sus operaciones contando con una capacidad instalada de 4 MW que aprovecha el metano generado en el relleno sanitario Huaycoloro [10].

Asimismo, en el 2011 se llevó a cabo la segunda subasta RER, donde se ofertaron 235 GWh/año y resultó como adjudicataria la central termoeléctrica La Gringa V con un precio ofertado de 99.99 USD/MWh para una energía ofertada de 14 016 MWh/año [11]. En

el 2015, la central inició su operación con una capacidad instalada de 3 MW, con las mismas características tecnológicas que la central de Huaycoloro [12].

A mediados del 2015, se convocó a la cuarta subasta RER cuya oferta de energía para biogás con residuos sólidos urbanos fue 31 GWh/año [13]. Tras esta subasta, se incorporaron la central térmica de biomasa (CTB) Doña Catalina y la CTB Callao. Ambas se presentaron con las mismas ofertas en energía y precio, las cuales corresponden a 14.5 GWh/año y 77 US\$/MWh. Asimismo, ambas cuentan con 2.4 MW de potencia instalada. En el 2018, se realizó la puesta en operación comercial (POC) de la CTB Doña Catalina [14]. Sin embargo, la POC de la CTB Callao se retrasó hasta mediados del 2020 [15]. Actualmente, la electricidad generada a partir de los residuos sólidos urbanos representa el 0.14% de la generación total del SEIN [8].

A nivel global, en el 2019 el potencial energético de todos los residuos orgánicos, tales como estiércol de ganado, residuos de comida, aguas residuales, residuos de cultivos y cultivos energéticos, se estimó entre 10,100 y 14,000 TWh anuales [16]. Sin embargo, en el 2019, la producción de energía a partir de bioenergía fue 557,853 GWh, de los cuales el 16% corresponde a energía generada por biogás [17]. Entre las centrales de biogás, el país con mayor capacidad instalada en el 2019 fue Alemania con 7,459 MW [17].

En el 2019, en Alemania se inició la operación de la planta de fermentación de sólidos Hellefelder Höhe, la cual forma parte de la extensión de la planta de compostaje del mismo nombre. Esta planta procesa los residuos orgánicos municipales por medio de la digestión anaeróbica donde se produce el biogás y el residuo es posteriormente procesado para la producción de compost. Al 2020, la planta de biogás utiliza 22,000 toneladas de residuos al año para generar 2.2 millones de Nm³ de biogás anuales y tiene una capacidad instalada de 580 kW de electricidad [18].

Justificación y motivación

Al 2023, existen cuatro regiones del Perú que no cuentan con una infraestructura adecuada para la disposición final de los residuos sólidos, dichas regiones son Arequipa, Moquegua, Tacna y Madre de Dios [19]. Entre ellas, Arequipa muestra la mayor generación de residuos sólidos municipales, ascendiendo a 355,362.39 toneladas promedio anual en el 2021 [2]. Esta situación contribuye tanto a la disminución de la calidad de vida de la población en Arequipa, como al aumento de emisiones de GEI al ambiente.

Por un lado, entre los factores que disminuyen la calidad de vida de la población debido a la gestión inadecuada de los residuos sólidos, se encuentran la presencia de vectores y roedores, filtración de lixiviados en el suelo y contaminación de recursos naturales. La extensión total de áreas degradadas al 2021 en Arequipa asciende a 103.35 hectáreas, las cuales corresponden a 83 áreas degradadas por residuos sólidos [2].

Por otro lado, la disposición final de los residuos sólidos contribuye al incremento de GEI tanto en infraestructuras autorizadas como en espacios no autorizados. En el 2014, las emisiones generadas por la descomposición de los residuos sólidos a nivel nacional ascendieron a 6,439.12 GgCO_{2eq}, lo que representa 71% del total de emisiones del sector desechos y el 3.8% de las emisiones totales al 2014 [20].

Asimismo, la valorización energética de los residuos sólidos trae múltiples ventajas, tanto en el aspecto económico como ambiental. En primer lugar, la valorización de residuos permite reducir la cantidad de residuos destinados a un relleno sanitario. Por lo tanto, la vida útil de esta infraestructura se alarga, reduciendo así el gasto público en proyectos nuevos o de ampliación de rellenos sanitarios. En segundo lugar, el reemplazo de energía a partir de la quema de combustibles fósiles por el uso de energía renovable como la obtención de biogás a partir de residuos sólidos, contribuye a la reducción de emisiones de GEI. En el 2014, las emisiones de GEI por actividades de quema de combustibles en las industrias de energía ascendieron a 14,752.18 GgCO_{2eq} [20].

Por lo tanto, la presente tesis busca demostrar la viabilidad técnica, económica y ambiental de una planta de digestión anaeróbica a ubicarse en el distrito de Alto Selva Alegre, Arequipa. De esta manera, se contribuirá al desarrollo de tecnologías de aprovechamiento de residuos sólidos para su conversión en energía.

Objetivo general

Analizar la viabilidad técnica, ambiental y económica de implementar una planta de digestión anaeróbica de los residuos sólidos municipales en el distrito de Alto Selva Alegre.

Objetivos específicos

- Analizar el potencial de generación de energía a partir de los residuos sólidos municipales.
- Diseñar una planta de digestión anaeróbica para generación de energía a partir de los residuos sólidos orgánicos municipales.
- Determinar el potencial de reducción de emisiones de GEI a partir de la operación de la planta de digestión anaeróbica.
- Analizar la viabilidad económica del diseño propuesto con el valor agregado de reducción de emisiones de GEI y servicio de tratamiento de residuos sólidos.

CAPÍTULO I

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Situación actual de los residuos sólidos en Perú

1.1.1. Cuantificación y composición de los residuos

En los últimos años, a nivel nacional se ha incrementado la cantidad de residuos sólidos de origen municipal. Como se puede ver en la Figura 1.1, en el año 2021 se generaron 8,214,356 toneladas de residuos municipales con un promedio de generación per cápita de 0,83 kg/hab/día [1]. Asimismo, en el 2021 el promedio diario de generación de residuos sólidos municipales fue 22,505 ton/día, siendo la provincia de Lima la de mayor generación, con el 44% del total de residuos generados [1].

Los residuos sólidos municipales son aquellos que se generan producto de las actividades urbanas y es responsabilidad de la gestión municipal velar por el servicio de limpieza pública de los residuos municipales en todo el ámbito de su jurisdicción. Los residuos municipales pueden clasificarse, según su origen, en residuos domiciliarios y no domiciliarios. En la Figura 1.1, se muestra la generación de residuos municipales y la generación per cápita a nivel nacional para el periodo 2014 – 2021 [1].

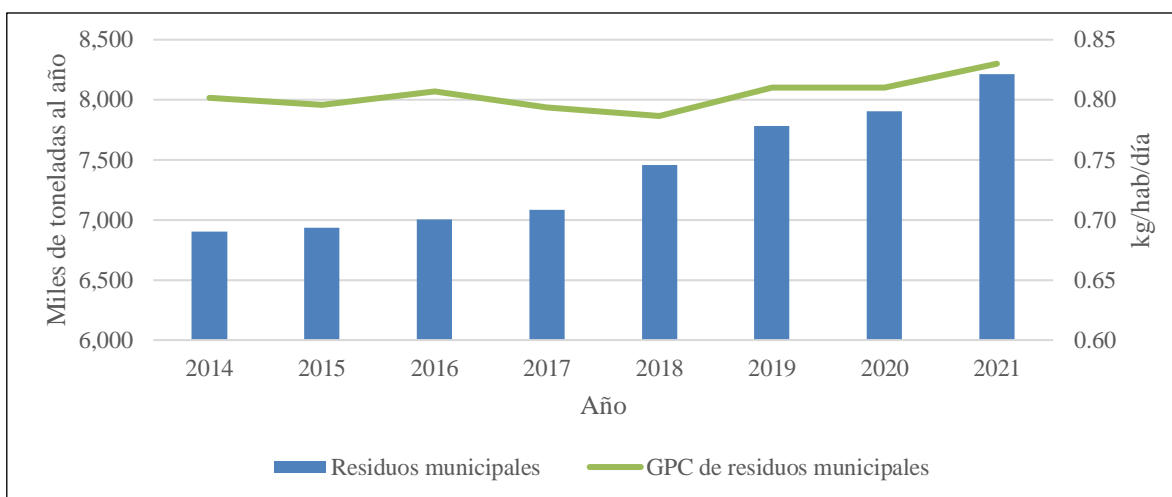


Figura 1.1. Generación de residuos sólidos de los años 2014 – 2021 [1]

A su vez, los residuos sólidos se clasifican según su composición física en residuos inorgánicos valorizables, orgánicos, peligrosos y no valorizables. En el 2021, los residuos orgánicos representaron el 56.9% de los residuos municipales y el 57.0% en promedio entre los años 2014 al 2021 [1]. En la Figura 1.2, se muestra la composición de los residuos municipales generados en el 2021. De esta manera, se puede observar que existe un gran potencial de aprovechamiento de los residuos orgánicos municipales.

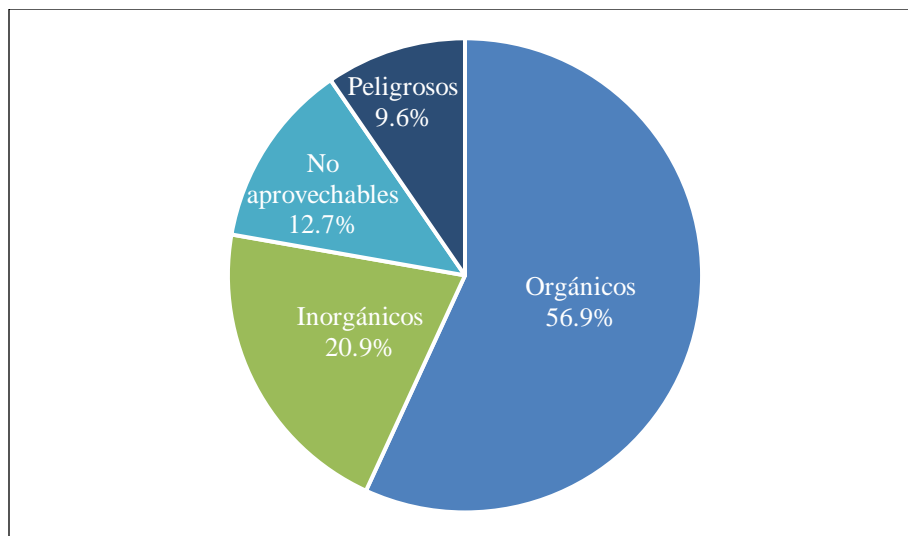


Figura 1.2. Composición de residuos sólidos municipales en el 2021 [1]

1.1.2. Disposición final de los residuos

En los últimos años, la cantidad y cobertura de rellenos sanitarios ha incrementado en el país. A octubre del 2021 en el Perú, se encontraban en operación 65 rellenos sanitarios y 5 celdas transitorias [21]. En la Figura 1.3, se muestra la ubicación de infraestructuras de disposición final a nivel nacional. Además, la cantidad de residuos dispuestos en rellenos sanitarios en el 2021 fue de 5,034,338 toneladas, que equivale al 61.29% del total de residuos generados [22]. En la Figura 1.4, se muestra la cantidad de residuos municipales dispuestos adecuadamente [1].

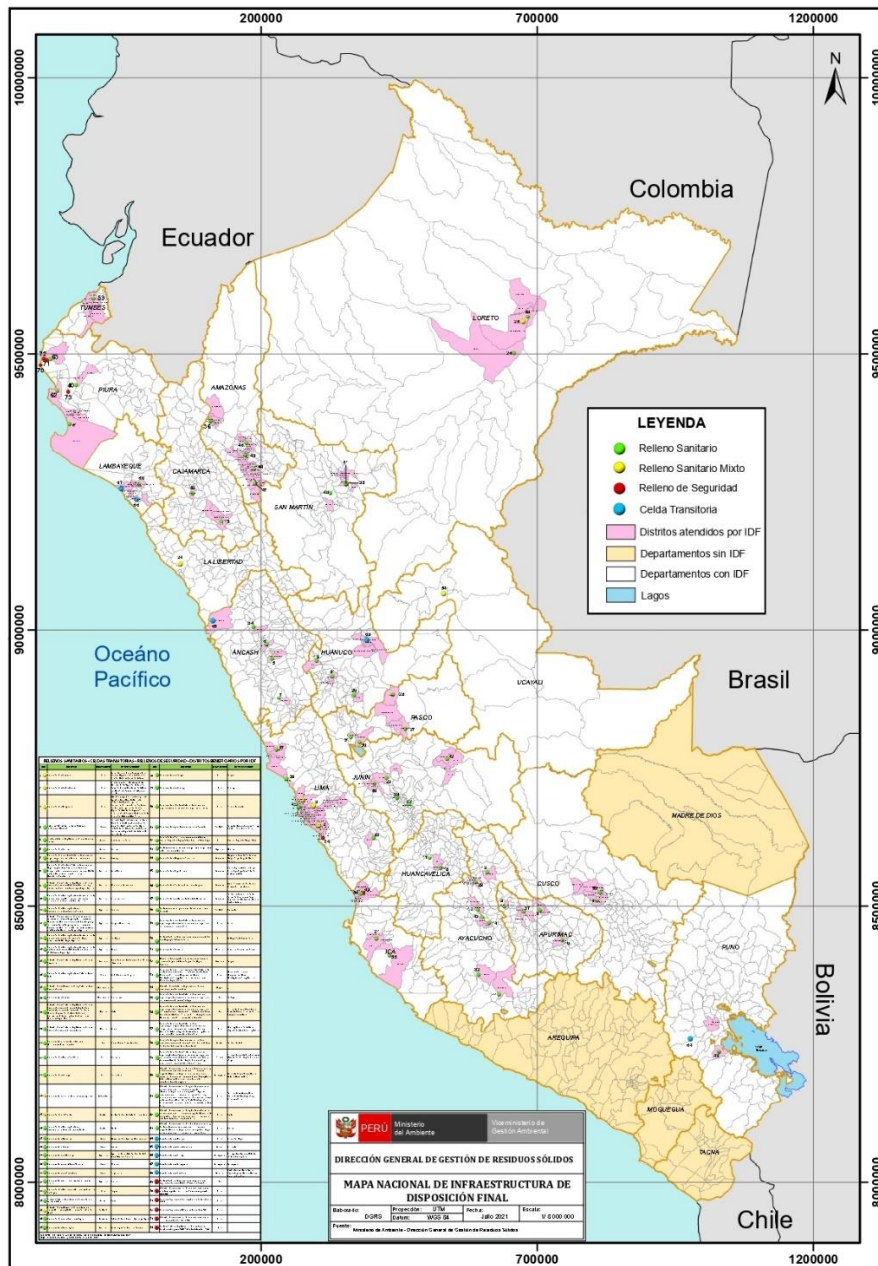


Figura 1.3. Mapa nacional de infraestructuras de disposición final [21]

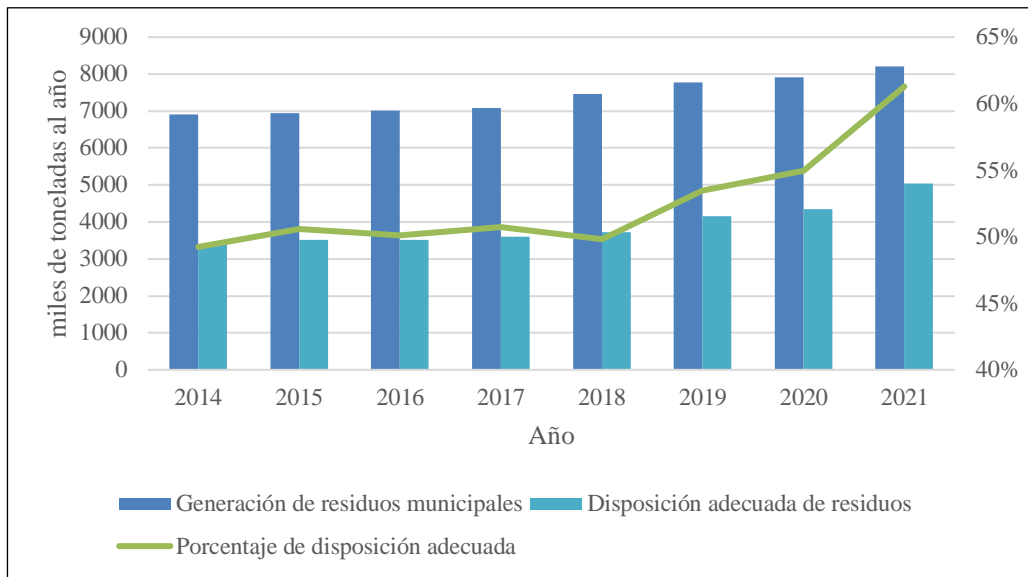


Figura 1.4. Generación y disposición final de residuos municipales 2014 – 2021 [1]

Según el Ministerio del Ambiente, el relleno sanitario es una infraestructura de disposición final que cuyo beneficio es la disposición sanitaria y ambientalmente segura de los residuos sólidos. Según su tipo de operación, estas infraestructuras se pueden clasificar en relleno sanitario manual, semi mecanizado y mecanizado [23].

Un relleno sanitario manual se caracteriza por no exceder una capacidad de operación de 20 toneladas de residuos diarios. En cambio, un relleno sanitario semi mecanizado tiene la capacidad de operar hasta 50 toneladas de residuos diarios e incluye la combinación de trabajo con equipos mecánicos como herramientas manuales. Por último, los rellenos sanitarios mecanizados se utilizan para operar con una capacidad mayor a 50 toneladas [23].

La operación de un relleno sanitario empieza con la llegada de los vehículos y la recepción de residuos. Luego, se descargan los residuos en la zona de trabajo y se procede a extender los residuos en una capa delgada. Seguidamente, se compactan los residuos mediante pistones manuales o un tractor oruga, dependiendo de la categoría del relleno [23].

Por otro lado, también es importante la cuantificación de las emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) generadas por la disposición de residuos sólidos en tierra. En la Figura 1.5, se muestra la evolución de los GEI generados por dicha actividad desde el año

2000 hasta 2014. En el 2014, las cifras de GEI incrementaron un 23.13% respecto al año 2012, ascendiendo a 6,439.12 GgCO_{2eq} generadas. Además, cabe resaltar que la disposición de residuos sólidos en tierra representa el 66.52% de las emisiones generadas por todo el sector desechos en el Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero del 2014 [24].

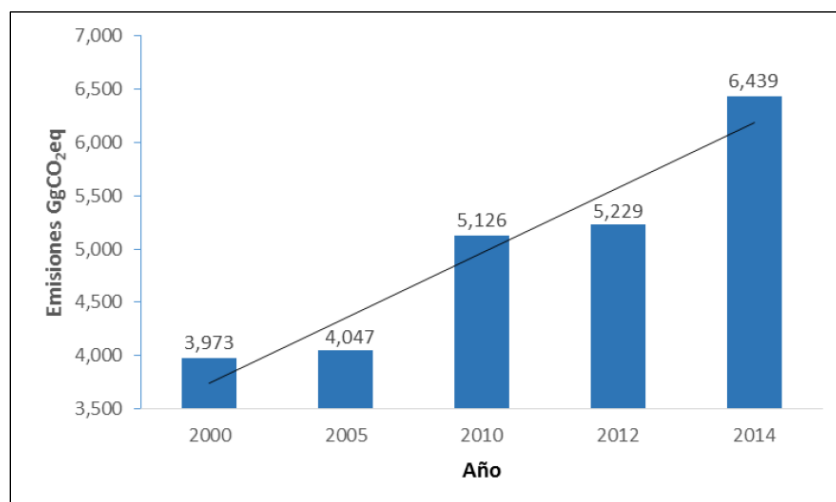


Figura 1.5. Evolución de GEI generados por la disposición de residuos sólidos [24]

1.1.3. Valorización de los residuos

Según la Ley N°1278, Ley de Gestión Integral de Residuos Sólidos, la valorización de residuos es una alternativa de gestión y manejo previa a la disposición final y se lleva a cabo en infraestructuras autorizadas para tal fin. Además, su promoción constituye uno de los lineamientos de la gestión integral de los residuos sólidos con el objetivo de reaprovechar los residuos y sustituir a otros materiales o recursos en diferentes operaciones productivas [25].

Mediante la Ley N° 29332 se crea el Programa de incentivos a la mejora de la gestión municipal en el 2009, el cual busca mejorar la calidad de los servicios públicos a través de la transferencia de recursos a las municipalidades por el cumplimiento de metas determinadas. De esta manera, el Ministerio del Ambiente propone la Meta 3 correspondiente a la implementación de un sistema integrado de manejo de residuos sólidos municipales. Entre las actividades, se encuentra la valorización de residuos sólidos orgánicos e inorgánicos. En el marco de este programa, en el año 2021, 731 y 245 municipalidades realizaron la

valorización de residuos orgánicos e inorgánicos, respectivamente [22]. En la Figura 1.6 se puede observar que desde el 2014, la cantidad de residuos recuperados inorgánicos ha incrementado de 16,197 ton/año en el 2014 a 80,251 ton/año en el 2021 [1].

Sobre los residuos orgánicos, su valorización puede ser del tipo material o energética. En cuanto a la valorización material, se incluyen las alternativas de compostaje, recuperación de aceites y bio-conversión. Por otro lado, algunas opciones para realizar la valorización energética son co-procesamiento, co-incineración, entre otras alternativas de generación de energía. En el Perú, los residuos orgánicos valorizados en plantas de tratamiento administradas por municipalidades aumentaron de 27,450 ton/año en el 2018 a 68,246 ton/año en el 2021 como parte del Programa de Incentivos [1]. En la actualidad en Perú, el principal método de valorización de residuos orgánicos es el compostaje, pero también se utiliza su potencial energético mediante la recolección de metano en rellenos sanitarios.

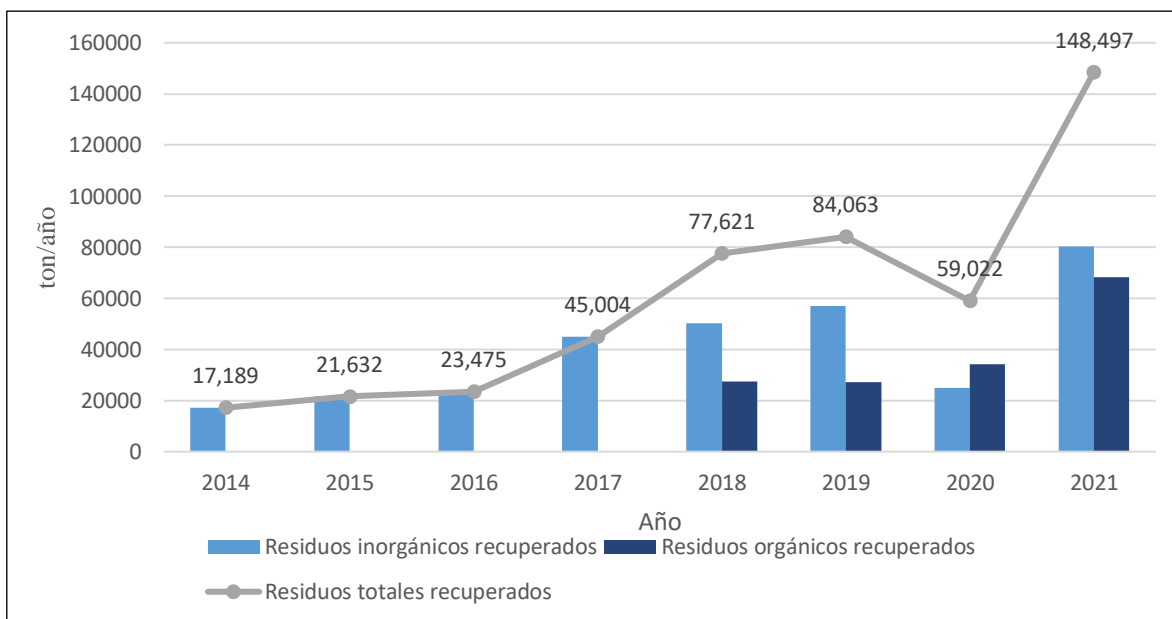


Figura 1.6. Residuos recuperados a nivel nacional 2014 – 2021 [1]

1.2. Plantas de generación de energía a partir de residuos sólidos

Existen diferentes tipos de tecnologías para la generación de energía a partir de los residuos sólidos. En la Tabla 1.1, se muestra una comparación de las principales tecnologías, entre las cuales, se encuentra la digestión anaeróbica. Esta tecnología consiste en la

degradación de la materia orgánica en ausencia de oxígeno, con la finalidad de producir gas metano o también llamado biogás.

El proceso de conversión de materia orgánica en biogás se realiza en un reactor sellado, llamado biodigestor. Como subproducto del proceso de biodigestión, también se produce un residuo sólido o líquido que puede ser utilizado como fertilizante bajo ciertas condiciones según las normativas de cada país. La literatura muestra que, ciertas condiciones en países en vías de desarrollo como alto porcentaje de residuos orgánicos, disponibilidad de residuos agrícolas como sustrato adicional y climas cálidos, son favorables para el desarrollo de esta tecnología [26].

Tecnología	Principio	Temperatura	Productos
Incineración	Combustión oxidativa completa	850 - 1450°C	Gases de combustión y vapor de agua
Digestión anaeróbica	Degradación de la materia orgánica en ausencia de oxígeno	35 - 48°C	Biogás y fertilizantes (biol y biosol)
Recolección de metano	Captura de gas emitido por la degradación anaeróbica de la materia orgánica	No aplica	Metano y dióxido de carbono
Pirólisis	Descomposición térmica en condiciones de ausencia o bajo oxígeno	500 - 800°C	Gas pirólisis
Gasificación	Oxidación parcial de la materia	800 - 1000°C	Gas sintético o syngas

Tabla 1.1. Comparación de tecnologías de generación de energía [26][27]

1.3. Digestión anaeróbica

Dado que la presente tesis se enfocará en la digestión anaeróbica para la producción de energía a partir de residuos sólidos orgánicos, a continuación, se explica a más detalle su principio de funcionamiento.

1.3.1. Definición

Se denomina digestión anaeróbica al proceso biológico que se basa en la descomposición de la materia orgánica a través de microorganismos en ausencia de oxígeno [26]. Este proceso ocurre de manera natural en ambientes con oxígeno reducido como sedimentos de lagos [28]. Asimismo, este proceso se encuentra en rellenos sanitarios por la degradación de la materia orgánica. En este sentido, el biodigestor es aquel reactor diseñado para generar las condiciones favorables para la digestión anaeróbica [26]. El gas producido en un biodigestor se denomina biogás y se compone principalmente de metano [28].

1.3.2. Etapas del proceso de generación de biogás

El proceso de digestión anaeróbica se divide en cuatro etapas, las cuales son hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis, las cuales se muestran en la Figura 1.7. A continuación, se describirán cada una de las etapas del proceso.

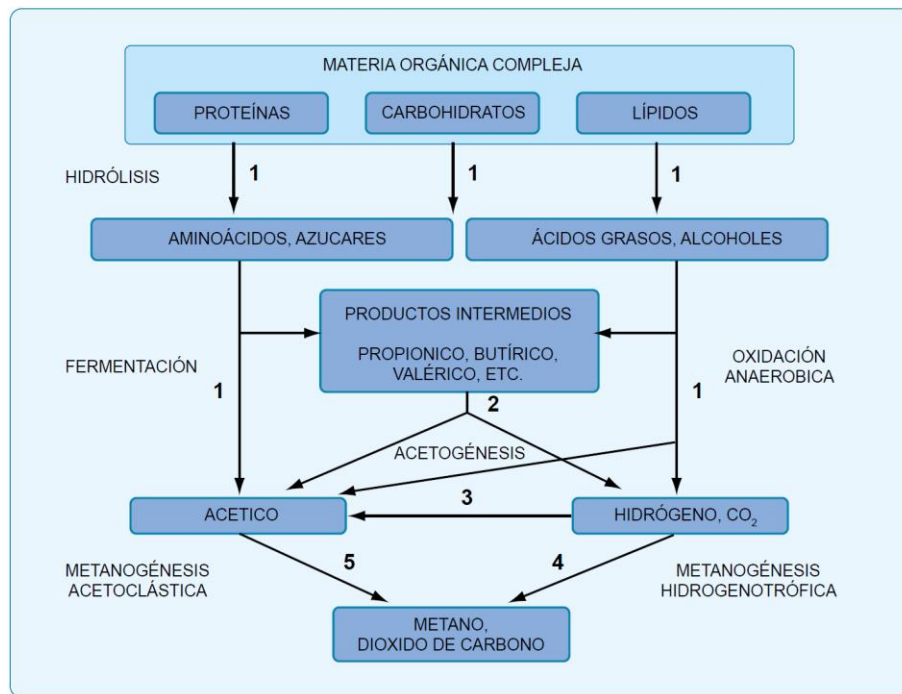


Figura 1.7. Proceso de digestión anaeróbica [29]

La primera etapa para la degradación anaeróbica es la hidrólisis del sustrato inicial. El objetivo de esta etapa es convertir los compuestos complejos como carbohidratos, proteínas y grasas, en compuestos solubles para los microorganismos como aminoácidos, azúcares y ácidos grasos [29].

Las enzimas hidrolíticas son las responsables de llevar a cabo el proceso de hidrólisis y su adsorción depende de diversos factores como el tamaño de las partículas y la temperatura [29]. Estas mejoran la tasa de hidrólisis si la temperatura del proceso es mayor o si el tamaño de partícula es menor. Además, se recomienda un rango de relación de carbono nitrógeno y pH en esta fase de 10 a 30:1 y 6.5 a 8, respectivamente [28].

En la segunda etapa del proceso de digestión anaeróbica, los compuestos solubles se convierten en ácidos volátiles de alto número de carbono como propiónico, butírico y alcoholes por medio de la acidogénesis [30]. Este proceso se realiza a través de la acción de un grupo de microorganismos denominados bacterias formadoras de ácido. Otros productos intermedios formados en esta etapa son hidrógeno, dióxido de carbono y, en bajas cantidades, ácido láctico y alcohol [28].

En la tercera etapa, algunos productos obtenidos por medio de la acidogénesis como etanol son convertidos en acetato e hidrógeno por medio de la acetogénesis [29]. Durante este proceso se debe controlar el balance entre microorganismos homacetogénicos, consumidores de hidrógeno y las bacterias acetogénicas productoras de hidrógeno, para mantener un bajo nivel de presión parcial de hidrógeno [30]. Además, como resultado de la etapa acetogénica se obtienen los ácidos volátiles sencillos, precursores del biogás [29].

Finalmente, en la última etapa del proceso, los ácidos volátiles son convertidos en metano a través de la metanogénesis anaeróbica. Por un lado, las bacterias formadoras de metano acetoclásico, son aquellas que convierten compuestos como acetato o aminas en metano. Por otro lado, las bacterias metanogénicas hidrogenotróficas son aquellas que convierten el hidrógeno y dióxido de carbono en metano [28].

1.3.3. Tipos de biodigestores

Según el tipo de carga, los biodigestores se pueden clasificar en tres tipos: Continuos, semicontinuos y discontinuos. Los biodigestores continuos son aquellos cuya carga se realiza de manera ininterrumpida y la producción de biogás es uniforme a lo largo del tiempo. En este tipo de biodigestores, el nivel de carga dentro del reactor siempre se mantiene constante debido a que la cantidad de sustrato que ingresa al reactor es la misma que la cantidad del efluente que se extrae [28]. Además, este tipo de biodigestores permite la generación en gran escala de biogás y es más utilizado en aplicaciones industriales [29]. En la Figura 1.8, se muestran dos tipos de biodigestores continuos. A la derecha, se encuentra un biodigestor vertical y a la izquierda, un biodigestor horizontal.

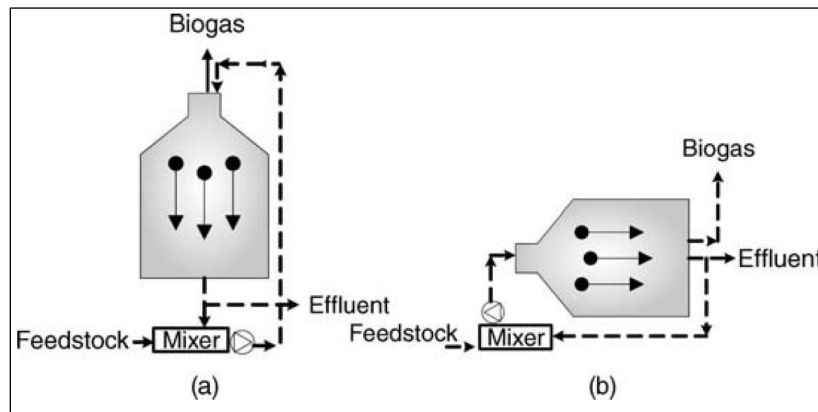


Figura 1.8. Biodigestores de tipo continuo [30]

Por otro lado, los biodigestores semicontinuos se refieren a aquellos digestores que cuyo tipo de carga es una mezcla entre continuo y estacionario. Al contrario de los digestores de carga continua, que se realiza durante diferentes momentos del día, este tipo de digestores se caracteriza por recibir una sola carga de sustrato una vez al día [28]. Su uso es más orientado a aplicaciones de pequeña escala y los modelos de biodigestores más utilizados son el modelo chino y el modelo indiano [29].

Por último, los biodigestores discontinuos se caracterizan operar de manera intermitente. Cuando se alimenta el digestor, este es llenado por completo y es sellado durante todo el proceso de fermentación, sin la posibilidad de ingresar nuevas cargas hasta

el final del proceso. De esta manera, al inicio del proceso la producción de biogás es lenta y al cabo de unos días, la tasa de producción incrementa. Finalmente, cuando la producción de biogás decrece, el proceso del primer lote termina y el digestor es vaciado y cargado nuevamente [28]. En la Figura 1.9, se muestra una representación de una batería de digestores discontinuos con una salida al gasómetro.

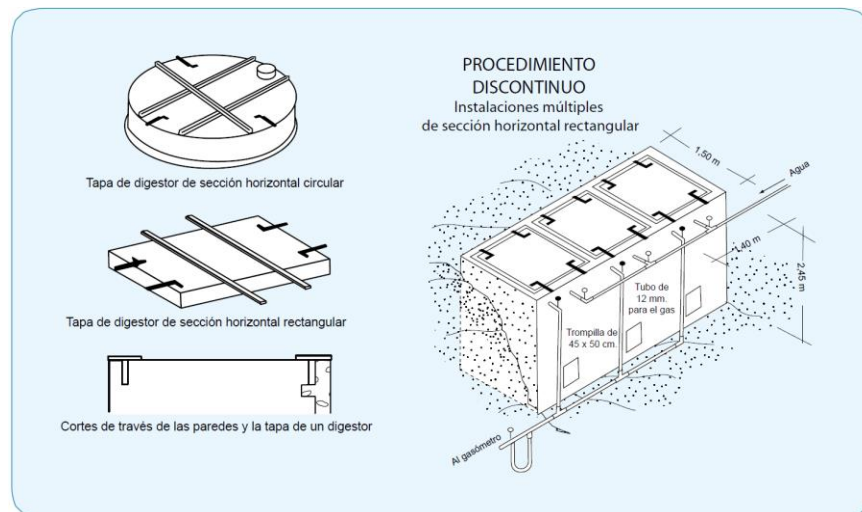


Figura 1.9. Biodigestor tipo batch o discontinuo [29]

1.3.4. Componentes de un biodigestor de gran escala

Existen diversos componentes que pueden encontrarse en un biodigestor de gran escala. En esta sección, se describirán los componentes principales que son utilizados en la mayoría de los biodigestores como el tanque reactor, agitadores y cúpula de almacenamiento de biogás.

El principal componente de un biodigestor es el reactor, tanque donde se realiza la digestión anaeróbica de los residuos. Los tanques pueden ser de diversos materiales como concreto o acero. Por un lado, los tanques de concreto reforzado tienen la ventaja de que la fundación y el reactor pueden ser construidos como un solo componente y puede construirse en la superficie, enterrados parcialmente o bajo suelo [30]. En cambio, los tanques de acero deben ser instalados sobre una base de concreto y solo pueden instalarse en la superficie. Por otro lado, los tanques de acero tienen un menor tiempo de construcción en comparación con los tanques de concreto [28].

Los agitadores son utilizados en biodigestores para asegurar que los sustratos se encuentren completamente mezclados en el reactor. Algunas ventajas del uso de agitadores son la mezcla de inóculos con sustrato fresco, sustrato homogéneo en nutrientes y calor y prevención del asentamiento de sustrato en el fondo del reactor. Se recomienda realizar la agitación en inicio con intervalos largos y frecuentes y luego reducir observando la formación de sustratos asentados [30]. Existen diversos tipos de agitadores como agitadores mecánicos, hidráulicos y neumáticos. Por ejemplo, el agitador de motor sumergible es un tipo de agitador mecánico en el cual el motor se encuentra completamente sumergido en el sustrato [28].

Algunos biodigestores también incluyen una cúpula de gas en la parte superior del reactor, donde se almacena temporalmente el biogás generado. Según el diseño del biodigestor, la cúpula puede ser flotante o rígida. En el primer caso, el gas se almacena variando la altura de la cúpula [30]. En ella, la cubierta se desliza sobre una serie de ruedas para incrementar su altura según la cantidad de gas generado. En el último caso, es necesario un cierre de agua para proteger la estructura de la cúpula ante extracciones muy rápidas de gas o líquido [29]. Los componentes descritos previamente se encuentran en la Figura 1.10.

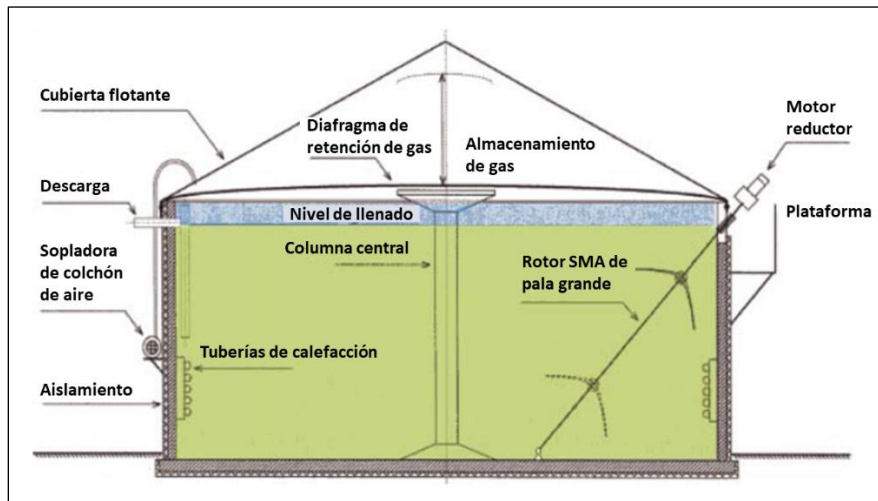


Figura 1.10. Componentes de un biodigestor [28]

1.3.5. Características del biogás

El biogás se compone principalmente de metano (55 – 70%) y dióxido de carbono (30 – 45%). Debido a su contenido de metano, el biogás tiene un poder calorífico de

dos tercios del gas natural (entre 6.0 – 6.5 kWh/m³) aproximadamente y depende del sustrato ingresado al reactor [29]. Además, existen otros componentes en el biogás como el dióxido de carbono, el cual es formado durante la fase de hidrólisis y acidogénesis. Además, el biogás puede presentar algunos contaminantes como el sulfuro de hidrógeno, el cual es un componente que tiene propiedades corrosivas. Por lo tanto, el componente debe ser removido para no afectar las unidades de producción de calor y electricidad.

Entre otras características del biogás, destacan una densidad de 1.2 kg/m³ y masa molar de 16.043 kg/kmol. El punto crítico del biogás se encuentra entre 74 – 88 atm de presión y -82.5°C de temperatura. Finalmente, el equivalente de combustible del biogás es 0.60 – 0.65 litros de petróleo/m³ biogás [29].

1.4. Generación de energía eléctrica a partir de biodigestores

El proceso general de una planta de biogás se divide en los siguientes procesos: Pretratamiento, digestión anaeróbica, generación de electricidad y manejo de los residuos.

Inicialmente, se necesita de una instalación adecuada para la recepción y almacenamiento de los residuos orgánicos. El almacenamiento de los residuos puede variar entre unas horas a hasta dos días. Luego, los residuos orgánicos requieren de un proceso de tratamiento previo a su ingreso en el reactor, este proceso se denomina pretratamiento.

Existen diferentes tipos de tecnologías de pretratamiento como físicos, químicos o biológicos. Sin embargo, todas las tecnologías cumplen con el objetivo de mejorar el rendimiento de producción de biogás, acelerar el proceso de degradación y mejorar la estabilidad. Entre las diferentes tecnologías, se destaca el pretratamiento mecánico, el cual es un tipo de pretratamiento físico que se basa en la reducción del tamaño de partícula para incrementar el área superficial y mejorar la disponibilidad de la biomasa. Sin embargo, una desventaja es el alto consumo de energía para la operación de las cortadoras [30].

Después, el proceso de digestión anaeróbica se puede llevar a cabo mediante una o dos fases, refiriéndose al número de tanques necesarios para la generación de biogás. En los procesos de una fase, las cuatro etapas mencionadas previamente se realizan en un solo

tanque reactor. Mientras que, en un proceso de dos fases, las etapas de hidrólisis y acidogénesis se llevan a cabo en un primer tanque y las etapas de acetogénesis y metanogénesis se realizan en un tanque denominado tanque reactor. Las ventajas de un proceso en dos fases son el incremento de la tasa de producción de biogás y la concentración de metano en el biogás producido [28].

El biogás obtenido puede ser almacenado dentro del biodigestor o en un tanque separado. En el segundo caso, los tanques de almacenamiento son herméticos y deben mantener una presión manométrica de 0,5 a 30 mbar [28]. Una vez obtenido los productos de la digestión anaeróbica, se procede a utilizar el biogás para la generación de energía.

Existen diversas formas de utilizar el biogás para generación de energía, una de ellas es a través de la cogeneración de electricidad y calor por medio de una unidad CHP (por sus siglas en inglés Combined Heat and Power). La cogeneración permite la utilización del biogás para producir electricidad y recuperar el calor de los gases de combustión. El calor recuperado puede ser utilizado para la generación de vapor o agua caliente [30].

1.5. Marco legal aplicable

1.5.1. Ley de Gestión Integral de los Residuos Sólidos

La Ley de Gestión Integral de los Residuos Sólidos, aprobada mediante el DL N°1278 el 23 de diciembre de 2016, tiene como objetivo maximizar la eficiencia del uso de los materiales y garantizar una gestión integral de los residuos en el aspecto ambiental económico y sanitario [25]. Esta gestión integral busca también recuperar y valorizar energéticamente y materialmente los residuos mediante alternativas como la generación de energía a partir de procesos de biodegradación, el cual coincide con el enfoque del presente trabajo [25].

De esta manera, la Ley N°1278, se basa en el principio de valorización de residuos y su priorización sobre la disposición final. Asimismo, entre los lineamientos de la Ley, se encuentra el desarrollo de las tecnologías utilizadas para la valorización de residuos, así como la promoción de su investigación e innovación [25].

1.5.2. Reglamento de la Ley de Gestión Integral de los Residuos Sólidos

El 21 de diciembre de 2017, se aprobó el reglamento del DL N°1278, el cual menciona dos aspectos importantes en relación con la valorización de residuos. En primer lugar, las municipalidades tienen la facultad de implementar una planta de valorización de residuos siempre que cumpla con las características mencionadas en la Tabla 1.2. En segundo lugar, se incluye la biodegradación de la fracción orgánica de los residuos para la generación de energía como una de las operaciones de una planta de valorización, las cuales deben cumplir con los criterios mínimos mencionados en la Tabla 1.2.

	Contenido
Condiciones mínimas	<ul style="list-style-type: none">• No situarse en áreas residenciales, comerciales o recreacionales• No impedir el tránsito vehicular• Colocar un sistema de lavado, limpieza y fumigación• Presentar vías de evacuación de aguas de lluvias
Características	<ul style="list-style-type: none">• Presentar un área de maniobra y operación de vehículos, que no obstruya la operación de la planta• Presentar un área de manejo de residuos independiente del área de los laboratorios y administrativa.• Presentar un sistema de iluminación y ventilación• Contar con paredes y pisos impermeables y lavables• Presentar sistemas contra incendio

Tabla 1.2. Condiciones mínimas y características de las plantas de valorización [31]

1.5.3. Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables

La Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables, aprobada mediante el DL N°1002 el 02 de mayo de 2008, tiene

como objetivo promover la producción de electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER) como energía primaria [32]. Entre ellos se encuentran recursos como solar, eólico, biomasa, geotérmico, mareomotriz y energía hidráulica no mayor a 20 MW.

De esta manera, mediante la Ley se declara de interés nacional el desarrollo de nueva generación de energía eléctrica con RER y su participación en la matriz energética. Sobre la comercialización de la energía y potencia generada con RER, se le considera un costo variable igual a cero (0) con la finalidad de beneficiar dicha generación con una prioridad en el despacho diario [32]. Asimismo, se modifica la Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, en cuanto a que se incluye el requisito de concesión definitiva para el desarrollo de generación de energía con RER con capacidad instalada mayor a 500 kW [32].

1.6. Información del distrito de Alto Selva Alegre

El distrito de Alto Selva Alegre se encuentra ubicado en la provincia y departamento de Arequipa a 2,520 msnm. La extensión del distrito asciende a 6 978 km² y cuenta con más de 70 asentamientos humanos [33]. Entre las características climáticas se encuentra una temperatura entre 10 y 22, humedad relativa de 15% y precipitación de 20 mm en valores promedios anuales [33].

1.6.1. Población

Según el Censo Nacional, la población del distrito Alto Selva Alegre fue de 85,870 habitantes en el año 2017 y la totalidad de la población corresponde al área urbana. Además, entre el 2007 al 2017, la tasa de crecimiento intercensal de Alto Selva Alegre fue de 1.68%. Entre las características de la población, se destaca que el 94% de la población reside en una casa independiente y el 93% sabe leer y escribir [34]. Como se puede observar en la Figura 1.11, el número de mujeres es mayor al número de hombres y el rango de edades predominante se encuentra entre 15 y 29 años.

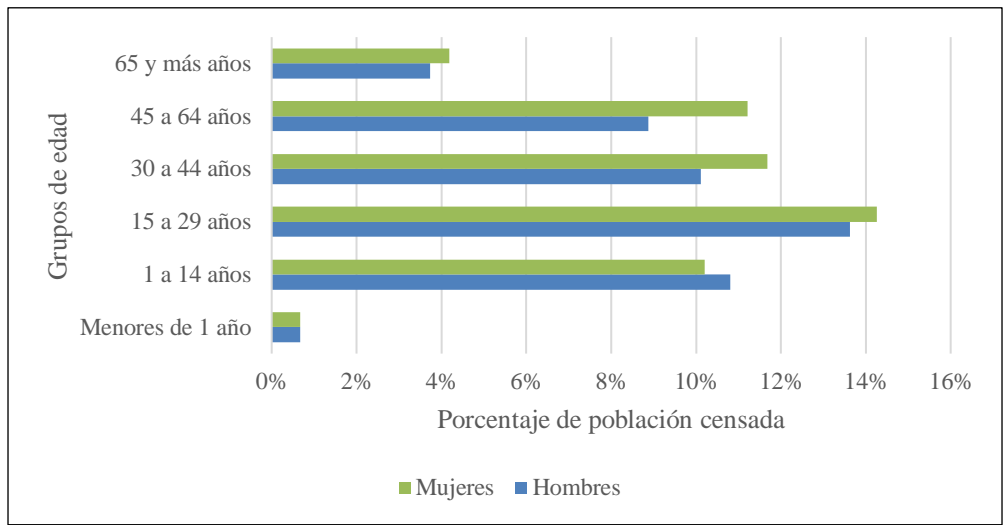


Figura 1.11. Composición de la población de Alto Selva Alegre [34]

Por otro lado, en cuanto a las características de las viviendas y hogares, en la Figura 1.12, se observa que el 9% de la población en viviendas particulares no dispone del servicio de agua todos los días de la semana. Asimismo, el 56% de la población no cuenta con conexión a internet [34].

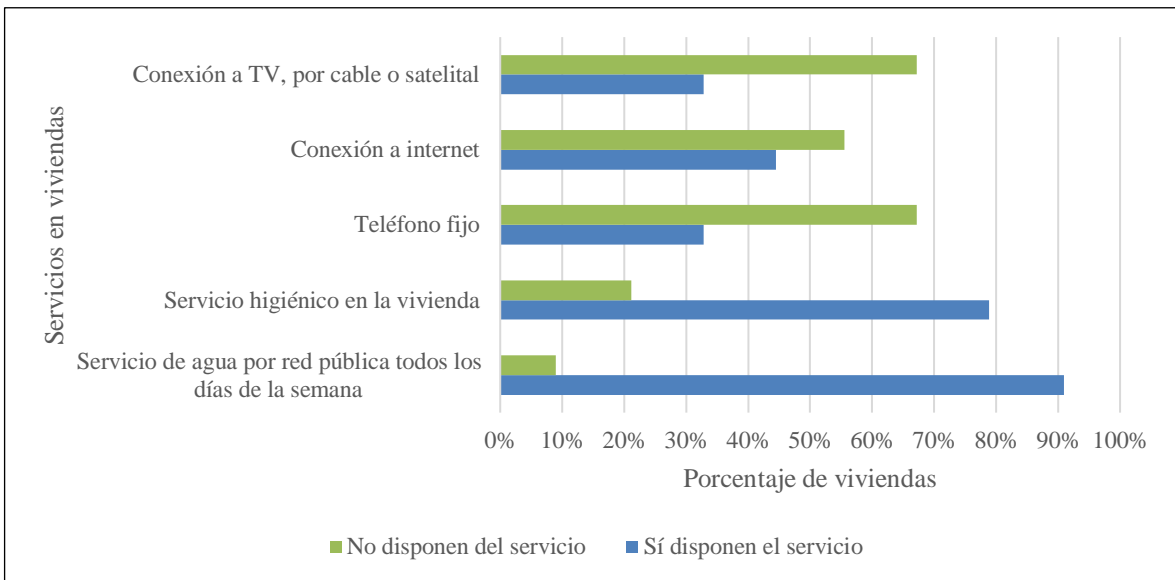


Figura 1.12. Características de las viviendas [34]

1.6.2. Generación de residuos sólidos municipales

Como se puede observar en la Tabla 1.3, el distrito de Alto Selva Alegre cuenta con una generación per cápita (GPC) municipal de 0.54 kg/hab/día. Además, la generación promedio en el distrito asciende a 48.48 toneladas diarias, de las cuales, el 85% corresponden a residuos domiciliarios. De esta manera, la generación per cápita (GPC) domiciliaria en el distrito es 0.46 kg/hab/día [5].

Variable	Unidad	Valor
GPC Domiciliaria	kg/hab/día	0.46
GPC Municipal	kg/hab/día	0.54
Generación domiciliaria	ton/día	41.09
Generación No domiciliaria	ton/día	7.39
Generación Municipal	ton/día	48.48

Tabla 1.3. Generación de residuos en Alto Selva Alegre en el año 2019 [5]

1.6.3. Caracterización de los residuos sólidos

En la Figura 1.13, se puede observar que la mayoría de los residuos sólidos domiciliarios corresponden a materia orgánica (63.38%). Además, la composición de los residuos muestra que los residuos inorgánicos y no valorizables representan el 15.30% y 21.22% respectivamente. Cabe mencionar que, dentro de la fracción orgánica, la mayor parte corresponde a los residuos de alimentos con el 56.56% del total de residuos domiciliarios, seguido por los residuos de poda (3.16%) y otros orgánicos (3.66%) [5].

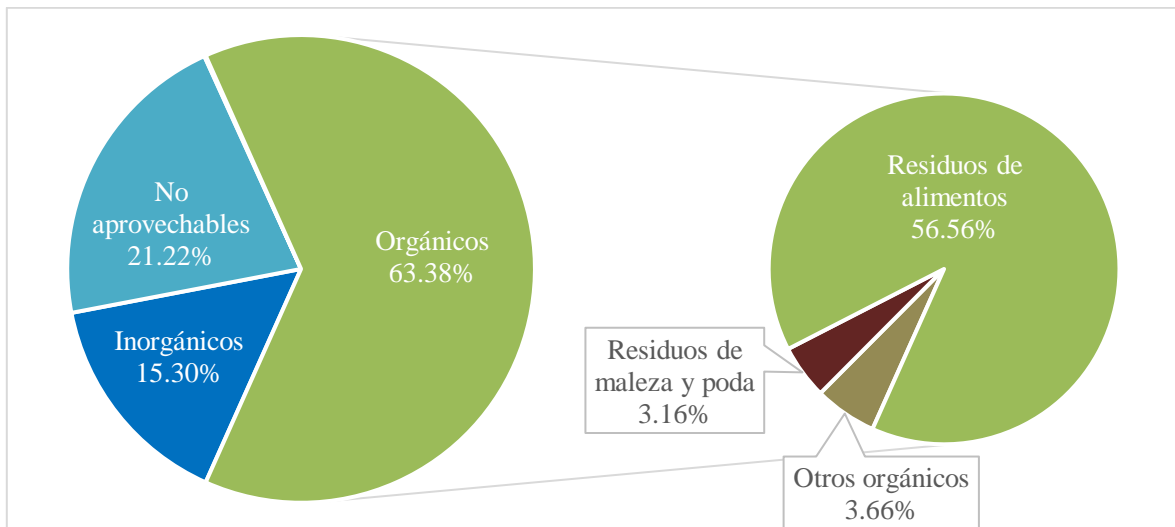


Figura 1.13. Composición de los residuos domiciliarios en el año 2019 [5]

Por otro lado, en la Figura 1.14 se muestra el porcentaje de materia orgánica en los residuos no domiciliarios del distrito de Alto Selva Alegre, el cual representa el mayor porcentaje de tipo de residuo en la mayoría de generadores [5]. Además, cabe resaltar que en el barrido de vías, el mayor porcentaje por composición son los residuos no aprovechables con un 78% [5].

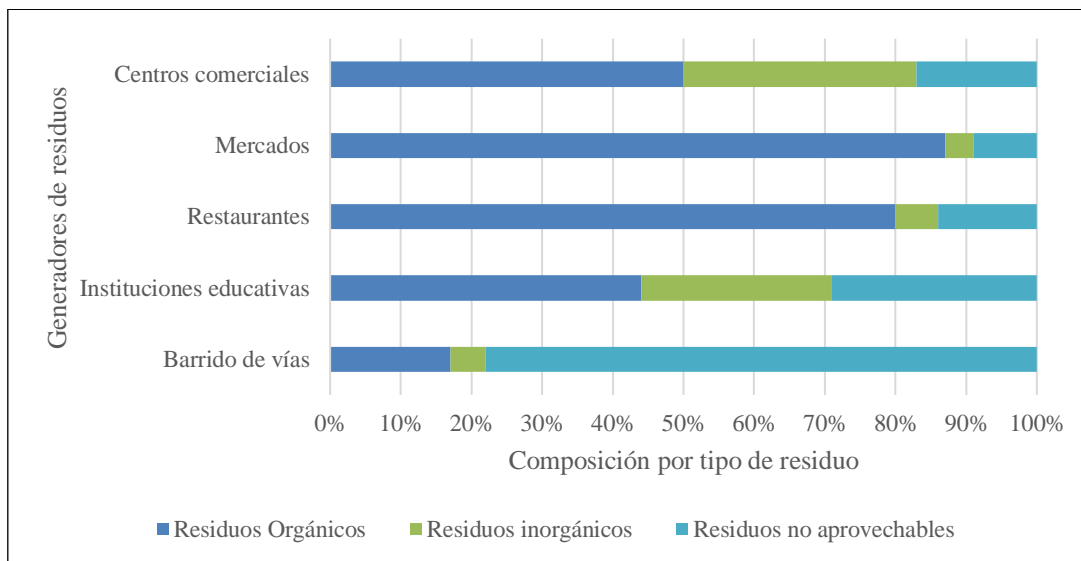


Figura 1.14. Composición de residuos no domiciliarios en el año 2019 [5].

1.6.4. Necesidades energéticas

En la Figura 1.15, se observa que la mayoría de los hogares en el distrito de Alto Selva Alegre utilizan Gas Licuado de Petróleo para cocinar, lo que representa el 96% de los hogares. Además, se muestra que 1326 hogares utilizan leña como combustible para cocinar, lo que corresponde al 5% del total de hogares. Asimismo, el 6% de los hogares no cuenta con alumbrado eléctrico por red pública [34].

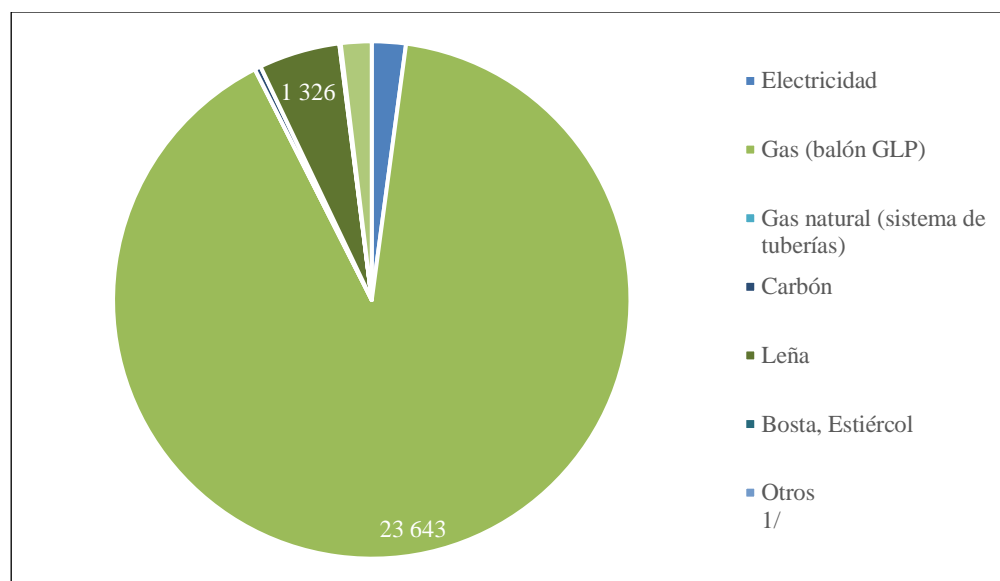


Figura 1.15. Energía o combustible utilizado por los hogares para cocinar en el 2017 [34]

1.7. Mercado eléctrico en el Perú

1.7.1. Situación actual del mercado eléctrico

En el 2022, la producción de energía eléctrica fue de 56,083.67 GWh. En la Figura 1.16, se muestra la evolución de la producción de electricidad entre el año 2001 y 2022. Como se puede observar, la producción de energía eléctrica se ha incrementado en los últimos años. En el periodo de 2001 – 2019, la tasa de crecimiento promedio anual fue de 6.05%. Mientras que, entre los años 2021 – 2022, la tasa de crecimiento anual fue 3.88%. Cabe resaltar que, en el Perú a partir de marzo del 2020, se inició el estado de emergencia sanitaria a nivel nacional por la pandemia del COVID-19. Debido a esto, se tomaron diferentes medidas que llevaron a una paralización temporal de diversos sectores productivos y, por lo

tanto, a una reducción en el consumo de energía durante el mismo periodo. De esta manera, en el 2020, la producción de electricidad presentó una variación de -7.00% respecto al 2019 [8].

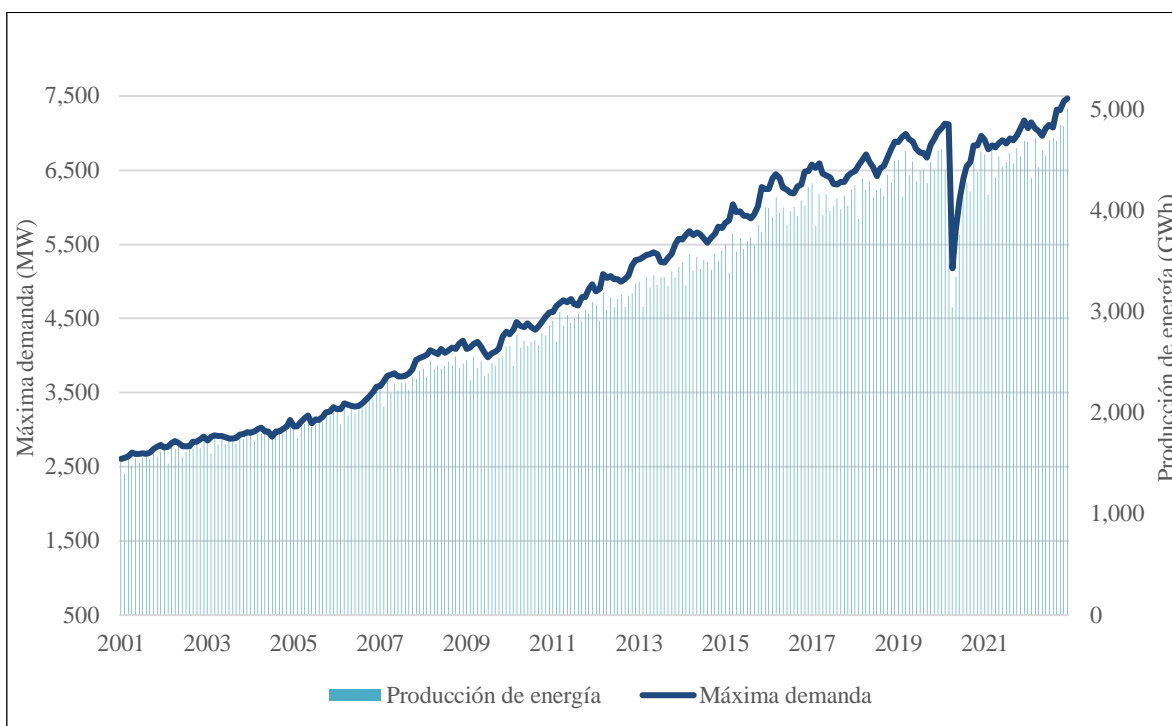


Figura 1.16. Evolución de la producción de electricidad 2001 – 2022 [8]

En la Figura 1.17, se muestra la producción de electricidad por tipo de recurso energético en el año 2022. Como se puede observar, la matriz eléctrica se compone principalmente de hidroenergía y gas natural como fuentes de generación, las cuales representaron el 50.79% y 42.99% de la matriz en el 2022, respectivamente. Asimismo, la participación de energía renovables como solar fotovoltaica, eólica, bagazo y biogás ha ingresado al mercado eléctrico desde el 2010 con la primera subasta RER. De esta manera, al año 2022, la generación total de las centrales de generación de energía solar, eólica, bagazo y biogás fue 3,105.30 GWh, lo que correspondió al 5.54% de la producción total.

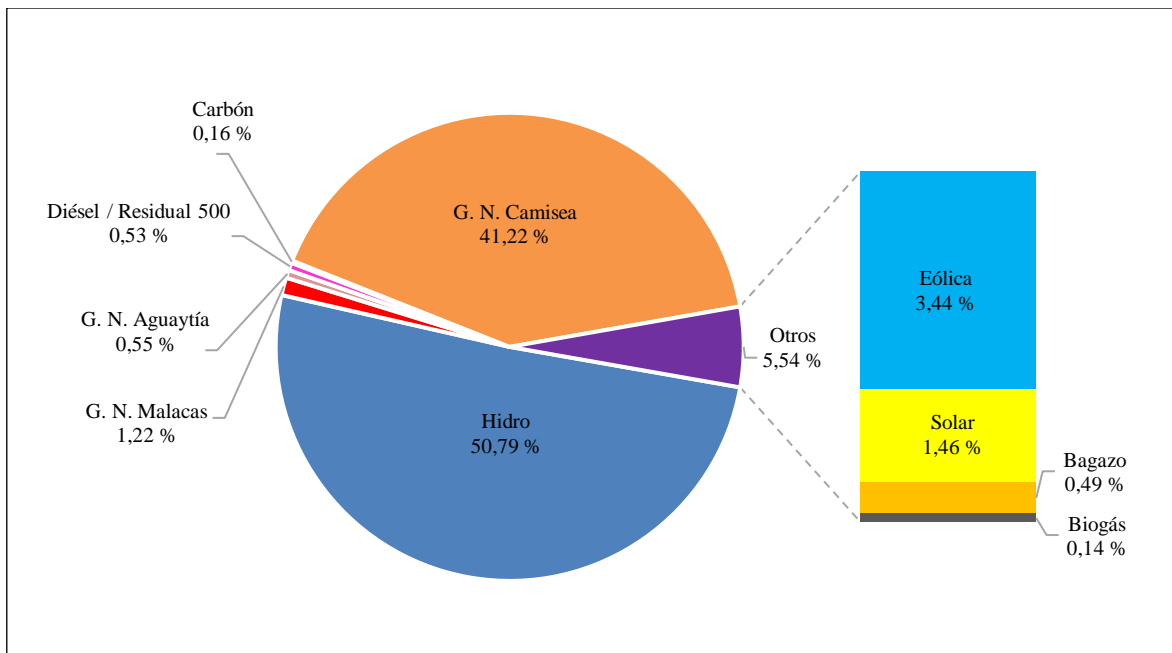


Figura 1.17. Producción de electricidad según recurso energético 2022 [8]

1.7.2. Proyección de oferta y demanda de electricidad

La Generación Eficiente se define como la capacidad de generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables y no renovables de bajo costo operativo, sin contar con la generación de energía a partir de combustibles líquidos [35]. De esta manera, la proyección de oferta y demanda de electricidad indica el requerimiento de nueva Generación Eficiente en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN).

Según el informe de diagnóstico del SEIN realizado en el 2021 para el periodo 2023 – 2032, en un escenario de crecimiento económico medio se proyecta que la demanda del SEIN incrementará un 3.1% anual o 270 MW anuales, hasta el año 2028. Esta demanda sería abastecida principalmente por centrales hidroeléctricas y térmicas a gas natural con una participación del 52% y 38%, respectivamente [35].

Sin embargo, desde el 2025 al 2034, se proyecta un requerimiento de nueva Generación Eficiente en el SEIN con la finalidad de cubrir la demanda en el periodo mencionado. Para el 2034, se proyecta que la demanda de energía se incrementará en 2.8%

anual con una máxima demanda de energía al 2034 de 10,637 MW. En la Figura 1.18, se puede observar que la demanda de energía superará la generación eficiente en el año 2025. De esta manera, en el año 2025, se requerirá 100 MW en nuevos proyectos de generación de energía para cubrir la demanda. Del mismo modo, en el año 2034, se requerirá de 2100 MW de nueva Generación Eficiente en el SEIN [35].

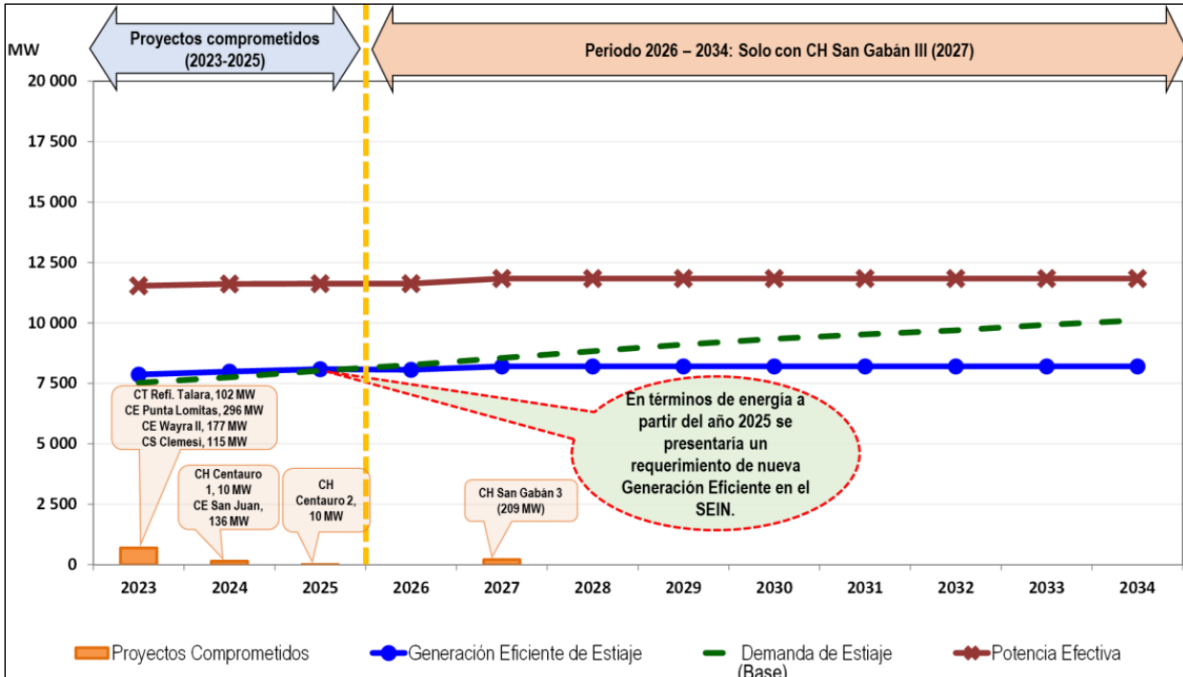


Figura 1.18. Balance de Generación Eficiente en el SEIN. Periodo 2023 – 2034. Escenario de demanda media [35]

1.7.3. Precios históricos de Subastas RER

En la Tabla 1.4, se muestra la relación de proyectos adjudicados por medio del mecanismo de subastas RER. Entre las centrales de biogás, se encuentran cuatro proyectos cuya materia prima son los residuos sólidos. Se puede observar que, el precio monómico de la energía ha disminuido en las últimas subastas hasta un precio de 77 USD/MWh. Mientras que, las primeras centrales adjudicadas se establecieron con un precio mayor entre 110 y 99.90 USD/MWh [36].

Tecnología	Proyecto	Potencia central (MW)	Precio monómico (USD/MWh)	Fecha de la subasta	Inversión estimada (MM US\$)
Biomasa	Paramonga	23.0	52.00	2009	31.0
Biogás	Huaycoloro	4.4	110.00	2009	10.5
	La Gringa V	2.0	99.90	2011	5.6
	El Callao	2.0	77.00	2016	-
	Huaycoloro II	2.0	77.00	2016	-
Eólica	Marcona	32.0	65.50	2009	43.6
	Cupisnique	80.0	85.00	2009	242.4
	Talara	30.0	87.00	2009	101.2
	Tres Hermanas	90.0	69.00	2011	180.0
	Parque Nazca	126.0	37.83	2016	-
	Huambos	18.0	36.84	2016	-
	Duna	18.0	37.49	2016	-
Solar	Panamericana	20.0	215.00	2009	94.6
	Majes	20.0	222.50	2009	73.6
	Repartición	20.0	225.00	2009	73.5
	Tacna	20.0	223.00	2009	9.6
	Moquegua	16.0	119.90	2011	43.0
	Rubí	144.5	47.98	2016	-
	Intipampa	40.0	48.50	2016	-
Pequeñas Hidro	17 plantas	179.7	~60.00	2009	285.1
	7 plantas	102.0	~53.60	2011	227.6
	15 plantas	204.7	~56.50	2013	450.3
	6 plantas	79.7	~43.8	2016	-
	Total	64	1273.96		

Tabla 1.4. Precios subastas RER [36]

1.7.4. Estimación de precios del mercado de corto plazo

En la Figura 1.19, se muestra la proyección del costo marginal promedio mensual en las barras de Santa Rosa y Moquegua representativas de la zona centro y sur del SEIN hasta el año 2028. Cabe resaltar que, la proyección no toma en cuenta el efecto de la pandemia por COVID-19 en el 2020 y considera la necesidad de nueva generación eficiente desde el 2022. Por lo tanto, se proyecta que el costo marginal se incrementará cerca de 200 USD/MWh en el 2028 en un escenario de crecimiento de demanda pesimista sin nueva generación eficiente [37].

Asimismo, en la Figura 1.20, se muestra el costo marginal en las barras de Santa Rosa y Moquegua en el último trimestre del 2022, con el tipo de cambio del 15 de noviembre de 2022, 3.860 S/. / USD. Como se puede observar, el costo marginal en noviembre superó los 150 USD/MWh y se mantuvo elevado hasta diciembre de 2022 [38].

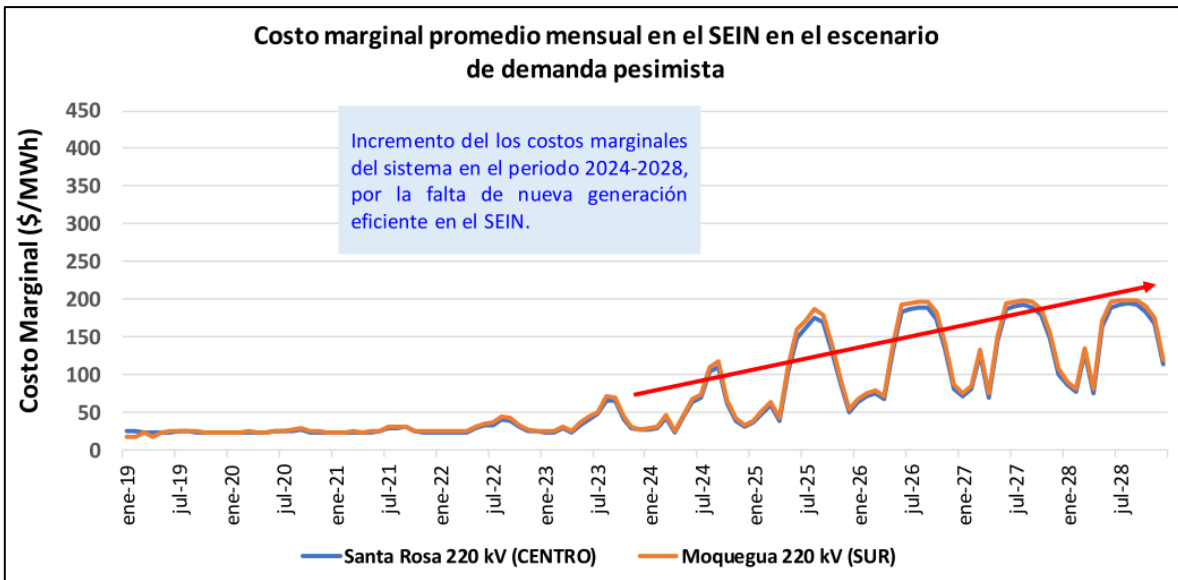


Figura 1.19. Costo marginal en el SEIN 2019 – 2028 [37]

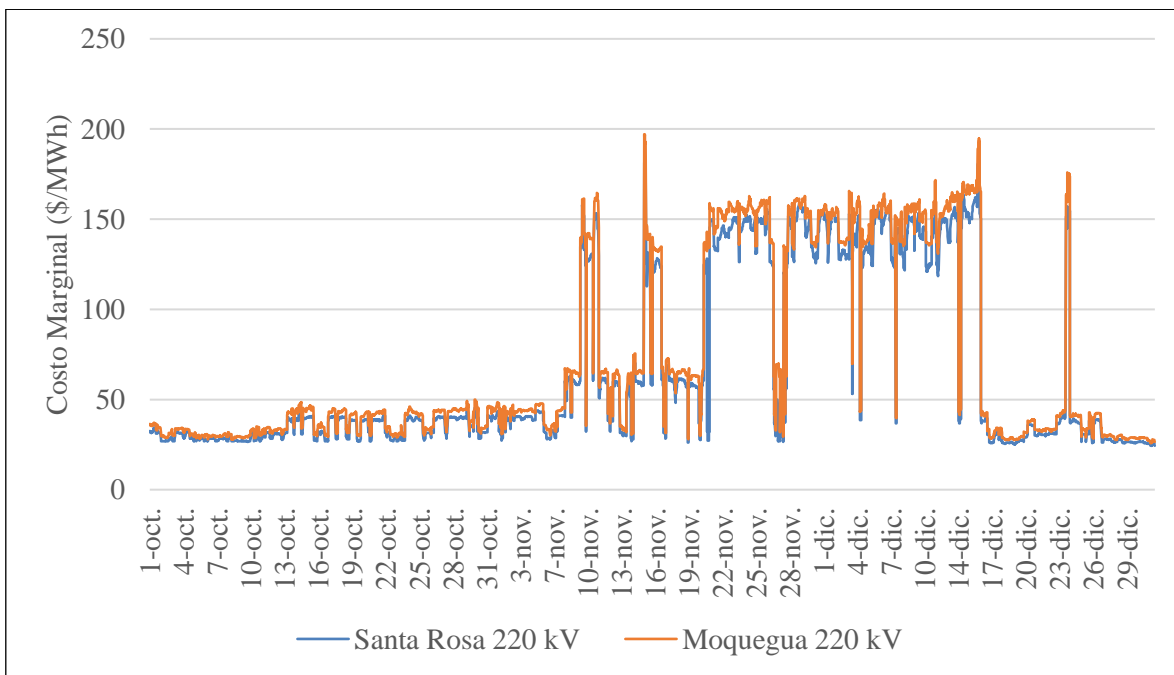


Figura 1.20. Costo marginal en el SEIN Octubre – Diciembre 2022 [38]

1.7.5. Precios en el mercado libre de energía en el Perú

En la Figura 1.21, se muestra la evolución del precio por energía en el mercado libre en el SEIN y en el mercado regulado en la Barra Lima en 2022. Se puede observar que, el precio en el mercado libre fue entre 15 y 20 ctv S./ kWh. Cabe resaltar que, el precio en el mercado regulado en la Barra Lima en dicho periodo se encuentra entre 25 y 30 ctv S./ kWh [39].

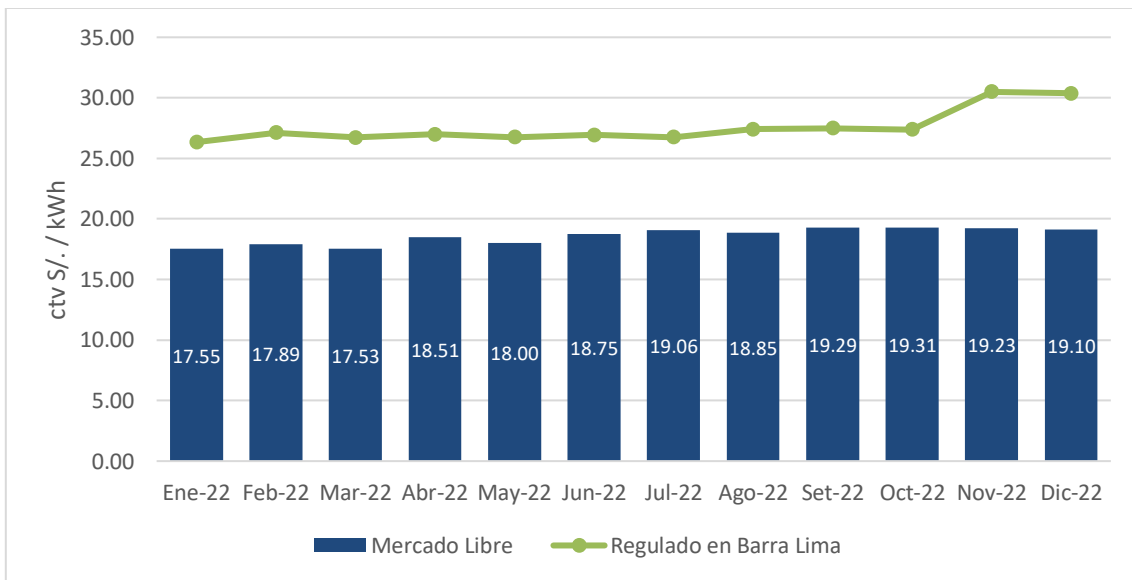


Figura 1.21. Costo mercado libre en el SEIN [39]

CAPÍTULO II

2. METODOLOGÍA

En el presente capítulo se detalla la metodología utilizada con el objetivo de evaluar la viabilidad técnica y económica de una planta de generación de energía de acuerdo con los objetivos de la presente investigación. En primer lugar, se evaluó la disponibilidad de los sustratos, que consiste en la fracción orgánica de los residuos sólidos municipales del distrito de Alto Selva Alegre. En base a la información anterior, se diseñó la planta de digestión anaeróbica. Luego, se seleccionó y evaluó el sitio según aspectos técnicos, ambientales y sociales. Finalmente, se realizó la evaluación ambiental y económica. En la Figura 2.1, se muestra el flujograma de la metodología a utilizar. El proceso para seguir en cada etapa se detalla a continuación.

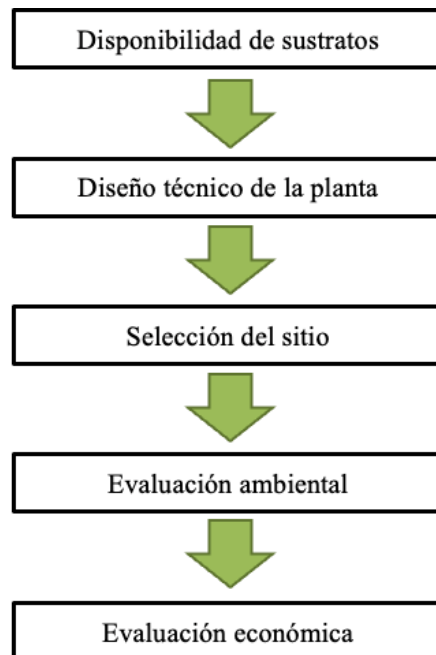


Figura 2.1. Flujograma de la metodología del trabajo de investigación

2.1. Recolección de información de la gestión actual de residuos sólidos en Alto Selva Alegre

Se dividió la información requerida de gestión actual de los residuos sólidos en cuatro etapas: generación, recolección, valorización y disposición final. Respecto a la generación de residuos, se utilizó la información del Estudio de Caracterización de Residuos Sólidos de Alto Selva Alegre del año 2019. De este documento se obtuvo información sobre la fracción orgánica de los residuos municipales y la generación per cápita de residuos (GPC).

Luego, la información sobre la recolección de residuos sólidos se obtuvo a partir de una entrevista realizada a Renato Cuadros, encargado del cumplimiento de la Meta 3: Implementación de un sistema integrado de manejo de residuos sólidos municipales del Ministerio de Economía y Finanzas del Perú en la municipalidad de Alto Selva Alegre. Por medio de la entrevista, se definió el porcentaje de cobertura del servicio de recojo de residuos y la frecuencia de recojo.

Respecto a la valorización de residuos, se utilizó la información del reporte de cumplimiento de la Meta 3: Implementación de un sistema integrado de manejo de residuos sólidos municipales del Programa de incentivos a la mejora de la gestión municipal del Ministerio de Economía y Finanzas del Perú al 2020. En este reporte se detalla la cantidad de residuos orgánicos valorizados desde el inicio del programa en la municipalidad.

Finalmente, sobre la disposición de residuos sólidos, se recolectó información sobre la ubicación de disposición final por medio de la entrevista realizada a Renato Cuadros. En la entrevista también se obtuvo información de la ubicación de la planta de compostaje de la municipalidad de Alto Selva Alegre.

2.2. Disponibilidad de materia prima

La materia prima de la planta de digestión anaeróbica es la fracción orgánica de los residuos sólidos municipales del distrito de Alto Selva Alegre, la cual se compone de residuos domiciliarios y no domiciliarios. Por lo tanto, se evaluó la disponibilidad de cada materia

prima. A continuación, se detalló la metodología para la proyección de la generación de residuos orgánicos.

Como resultado de esta sección, se definió la cantidad de residuos a procesar en la planta de digestión anaeróbica. Además, se definió como un recurso gratuito la obtención de cada materia prima. Asimismo, se consideró que la recolección selectiva de los residuos orgánicos se realiza por medio de la municipalidad distrital de Alto Selva Alegre desde la fuente de generación hasta el punto de acopio determinado.

2.2.1. Residuos orgánicos domiciliarios

Primero, se estimó la población en el distrito de Alto Selva Alegre para el año 2027 y 2041, año de puesta en operación comercial y fin de la vida útil de la planta respectivamente. Para el cálculo de la población, se utilizó la información del censo poblacional del 2017 del INEI, la cual se encuentra en la Tabla 2.1. Además, el cálculo se realizó siguiendo la Ecuación 2.1.

Población censada	85870
Año del censo	2017
Tasa de crecimiento poblacional	1.68%
Año objetivo 1	2027
Año objetivo 2	2041

Tabla 2.1. Información y parámetros de la población Alto Selva Alegre [34]

$$P_f = P_o(1 + r)^{(T_f - T_o)}$$

Ecuación 2.1. Proyección de la población

Donde:

P_f = Proyección de la población en el año objetivo

P_o = Población del último censo

r = Tasa de crecimiento poblacional

T_f = Año objetivo

T_o = Año del último censo

Luego, se obtuvo la proyección de generación per cápita (GPC) de residuos sólidos domiciliarios en base Ecuación 2.2. La información requerida se obtuvo del Estudio de caracterización de residuos sólidos del distrito de Alto Selva Alegre del 2019, ver Tabla 2.2.

$$G_f = G_o(1 + r)^{(T_f - T_o)}$$

Ecuación 2.2. Proyección de la GPC

Donde:

G_f = Proyección de la GPC en el año objetivo (kg/hab/día)

G_o = GPC del último estudio de caracterización (kg/hab/día)

r = Tasa de crecimiento de la GPC

T_f = Año objetivo

T_o = Año del último estudio de caracterización

Generación Per Cápita (kg/hab/día)	0.46
Año del estudio de caracterización	2019
Tasa de crecimiento de GPC	1.00%
Año objetivo 1	2027
Año objetivo 2	2041

Tabla 2.2. Información y parámetros de generación de residuos domiciliarios [5]

En base a la información anterior y el porcentaje de residuos orgánicos definido en el marco teórico (63.38%), se estimó la generación de residuos sólidos para el año 2027 y 2041.

2.2.2. Residuos orgánicos no domiciliarios

De manera similar, la estimación de residuos orgánicos no domiciliarios se realizó por medio de la Ecuación 2.3. La información se obtuvo del Estudio de caracterización de residuos sólidos del distrito de Alto Selva Alegre del 2019, ver Tabla 2.3.

$$RND_f = RND_o(1 + r)^{(T_f - T_o)}$$

Ecuación 2.3. Proyección de los residuos no domiciliarios

Donde:

RND_f = Proyección de los residuos sólidos no domiciliarios en el año objetivo (ton/día)

RND_o = Residuos no domiciliarios del último estudio de caracterización (ton/día)

r = Tasa de crecimiento de los residuos no domiciliarios

T_f = Año objetivo

T_o = Año del último estudio de caracterización

Residuos no domiciliarios (ton/día)	6.96
Año del estudio de caracterización	2019
Tasa de crecimiento de los residuos no domiciliarios	1.00%
Año objetivo 1	2027
Año objetivo 2	2041

Tabla 2.3. Información y parámetros de generación de residuos no domiciliarios [5]

Asimismo, el porcentaje de residuos orgánicos en los residuos no domiciliarios se calculó mediante la Ecuación 2.4. Cabe resaltar que el estudio de caracterización de los residuos sólidos en Alto Selva Alegre no indica la fracción orgánica de los residuos de hoteles e instituciones públicas y privadas. Por lo tanto, se calculó la fracción orgánica de todos los residuos no domiciliarios en base a la composición de los residuos de comercios, restaurantes, colegios, mercados y barrido de vías, ver Tabla 2.4.

$$FO_{RND} = \frac{\sum(M_i \times FO_i)}{\sum M_i}$$

Ecuación 2.4. Fracción de orgánica de los residuos no domiciliarios

Donde:

FO_{RND} = Fracción orgánica de los residuos sólidos no domiciliarios

M_i = Generación de cada tipo de residuo no domiciliario en el año de caracterización

FO_i = Fracción orgánica de cada residuo no domiciliario

	Generación (kg/día)	Fracción orgánica
Comercios	2,398.51	50%
Restaurantes	2,466.63	80%
Colegios	845.64	44%

Mercados	700.34	87%
Barrido de vías	293.86	17%

Tabla 2.4. Información y parámetros de fracción orgánica de residuos no domiciliarios [5]

Finalmente, la generación de residuos sólidos se estableció mediante la Ecuación 2.5.

$$R_f = G_f \times P_f \times FO_{RD}/1000 + RND_f \times FO_{RND}$$

Ecuación 2.5. Proyección de los residuos generados

Donde:

R_f = Proyección de los residuos sólidos en el año objetivo (ton/día)

G_f = Proyección de la GPC en el año objetivo (kg/hab/día)

P_f = Proyección de la población en el año objetivo

FO_{RD} = Fracción orgánica de los residuos domiciliarios

RND_f = Proyección de los residuos sólidos no domiciliarios en el año objetivo (ton/día)

FO_{RND} = Fracción orgánica de los residuos no domiciliarios

2.3. Diseño técnico de la planta

El diseño técnico de la planta está dividido en seis componentes: Almacenamiento y tratamiento, unidad de digestión, mezclador, producción de biogás, unidad de purificación y producción de energía.

Asimismo, en la Figura 2.2 se muestra el diseño conceptual de la planta de digestión anaeróbica. El proceso de generación de energía comienza en la recepción de los residuos orgánicos en el tanque de almacenamiento. Luego, se realizan los pretratamientos que se componen por la separación manual y trituración de los residuos. A partir de ello, los residuos pretratados son enviados a una mezcladora donde se realizará la mezcla de los residuos con el sustrato líquido producto de la digestión anaeróbica. Luego, la mezcla ingresa al biodigestor donde se realiza el proceso de producción de biogás, el cual es recolectado en el tanque de almacenamiento. Finalmente, el biogás ingresa a la unidad de limpieza y

purificación donde se retiran los contaminantes y es transformado en calor y electricidad mediante la unidad de cogeneración.

Cabe resaltar que, el proceso descrito incluye el aprovechamiento del sustrato líquido y sólido obtenido del proceso de digestión anaeróbica. Por un lado, el sustrato líquido ingresa nuevamente al proceso y alimenta la mezcladora. Por otro lado, el sustrato sólido es materia prima para la producción de compost.

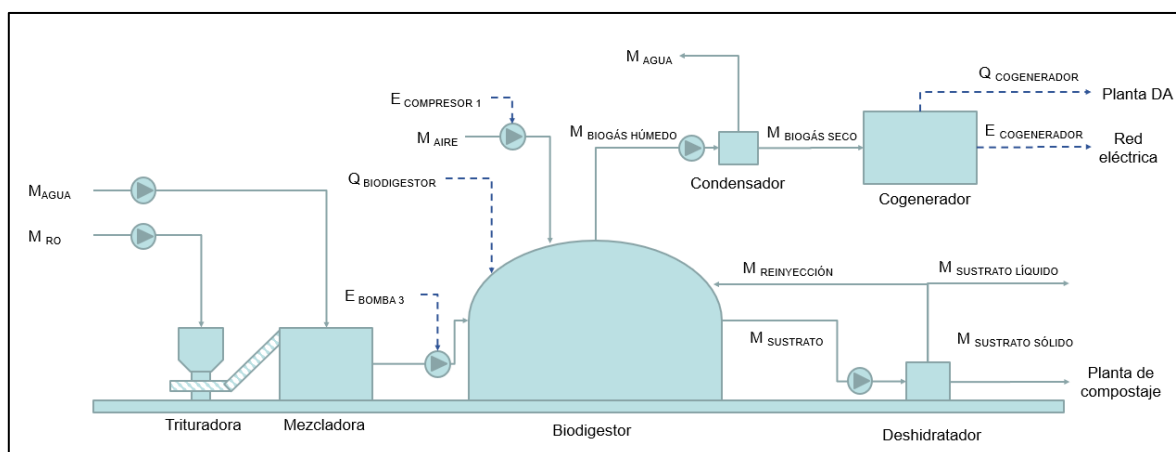


Figura 2.2. Diseño conceptual de la planta

2.3.1. Almacenamiento y tratamientos

En primer lugar, el diseño de la planta considera que los residuos orgánicos serán recolectados por la municipalidad de Alto Selva Alegre y depositados temporalmente en el punto de acopio donde se realiza la producción de compost actualmente, ubicado en la Asociación Rafael Hoyos Rubio en Alto Selva Alegre, cuyas coordenadas geográficas son 16°22'21.5"S 71°31'26.8"W.

Actualmente, la municipalidad realiza la valorización de los residuos orgánicos para la producción de compost. En el 2020, se valorizó 69.31 toneladas de residuos orgánicos que representa menos del 1% de la generación total. Debido a la capacidad actual de procesamiento de residuos orgánicos, se considera que la planta de digestión anaeróbica procesa todos los residuos orgánicos generados en el distrito de Alto Selva Alegre.

A partir de ello, la operación de la planta de digestión anaeróbica inicia desde el transporte de residuos orgánicos en la Asociación Rafael Hoyos Rubio. De esta manera, en esta sección se determinó la distancia y se consideró el costo del transporte de los residuos hasta la ubicación de la planta. Cabe resaltar que, se considera una frecuencia de transporte diaria de los residuos orgánicos.

Luego, en el pretratamiento, se consideraron dos métodos de pretratamiento: separación manual y trituración. El primero tiene el objetivo de eliminar los residuos no orgánicos recolectados. Se considera que, se pierde un 5% de residuos sólidos orgánicos en este proceso en base a los resultados del programa de compostaje de Alto Selva Alegre. Mientras que, el segundo busca reducir el tamaño de los residuos. Además, la operación de la trituradora de residuos se realizó en base a las características comerciales mostradas en la Tabla 2.5.

Parámetro	Valor
Volumen del tanque (m ³)	20
Potencia nominal (kW)	15
Fracción después de moler (mm)	30 – 60
Productividad (ton/h)	6
Dimensiones (mm)	Longitud: 7 900, Ancho: 4 700, Altura: 4 500

Tabla 2.5. Características del triturador de residuos [40]

A partir de la potencia nominal, se obtiene el consumo de potencia promedio diario de la trituradora, según la Ecuación 2.6 [41].

$$P_T = \frac{\dot{M}}{C_T \times 24} \times P_{Tn}$$

Ecuación 2.6. Potencia de trituradora

Donde:

P_T = Potencia actual de la trituradora (kW)

\dot{M} = Cantidad de residuos orgánicos a procesar (ton/día)

C_T = Productividad de la trituradora (ton/h)

P_{Tn} = Potencia nominal de la trituradora (kW)

Finalmente, se dimensionó el tanque de almacenamiento del sustrato en base a una capacidad de almacenamiento de 2 días de la cantidad de sustrato necesario como materia prima del digester diariamente, valor sugerido según la literatura revisada [28]. En la Ecuación 2.7, se muestra el cálculo realizado.

$$V_S = V_d \times D$$

Ecuación 2.7. Dimensionamiento de tanque de almacenamiento

Donde:

V_S = Volumen de tanque de almacenamiento (m^3)

V_d = Volumen de residuos orgánicos procesados diariamente ($m^3/día$)

D = Días de almacenamiento

Para determinar las dimensiones del tanque de almacenamiento, se estableció una relación entre la altura y el diámetro del tanque según la Ecuación 2.8.

$$\frac{H_S}{D_S} = \frac{1}{2}$$

Ecuación 2.8. Relación de altura / diámetro en tanque de almacenamiento

Donde:

H_M = Altura del tanque de almacenamiento (m)

D_M = Diámetro del tanque de almacenamiento (m)

2.3.2. Unidad de digestión

Se diseñó un biodigestor del tipo continuo o semi continuo con tipo de alimentación seca de una sola fase, proyectado para operar a una temperatura mesofílica entre $38^\circ\text{C} - 40^\circ\text{C}$, según la temperatura promedio de operación en plantas de digestión anaeróbica [42]. Se consideró que parte del calor generado será para autoconsumo de la planta, para mantener la temperatura del biodigestor según lo requerido. En base a las especificaciones anteriores, se detalla la metodología para el cálculo de volumen del biodigestor.

En primer lugar, se estableció que la cantidad de residuos orgánicos a procesar es equivalente al 91% de la generación de residuos proyectada, según la eficiencia calculada de la actual planta de compostaje de Alto Selva Alegre (cantidad de residuos aprovechados en comparación con cantidad total de residuos recolectados). Este valor considera las pérdidas en la segregación en la fuente, el transporte y la separación manual. Así, la cantidad de residuos a procesar se establece por medio de la Ecuación 2.9.

$$\dot{M} = R_f \times 0.91$$

Ecuación 2.9. Cantidad de residuos a procesar

Donde:

\dot{M} = Cantidad de residuos orgánicos a procesar (ton/día)

R_f = Proyección de los residuos sólidos en el año objetivo (ton/día)

Luego, se calculó el consumo de agua para el proceso de digestión. Para esto, se definió la concentración de sólidos totales en la mezcla de 25% y se calculó la cantidad de agua en base a la Ecuación 2.10 [28]. Además, se utilizó al valor de concentración de sólidos totales inicial de 29.18% [5].

$$M_f = \frac{\dot{M} \times ST}{\dot{M} + \dot{W}}$$

Ecuación 2.10. Cantidad de agua en la mezcla

Donde:

M_f = Concentración de sólidos totales en la mezcla (%)

\dot{M} = Cantidad de residuos orgánicos a procesar (ton/día)

ST = Concentración de sólidos totales inicial de residuos orgánicos domiciliarios (%)

\dot{W} = Cantidad de agua necesaria (ton/día)

A partir de la cantidad de agua que se necesita agregar, se calculó el volumen del reactor. Este volumen depende del tiempo de retención hidráulico según la temperatura de operación; a medida que la temperatura aumenta, el tiempo requerido disminuye. En la Figura 2.3, se muestra el tiempo de retención calculado según la temperatura de trabajo. Debido a

que la planta contempla un sistema de calefacción a 39°C, se estableció el tiempo de retención hidráulico de 20 días.

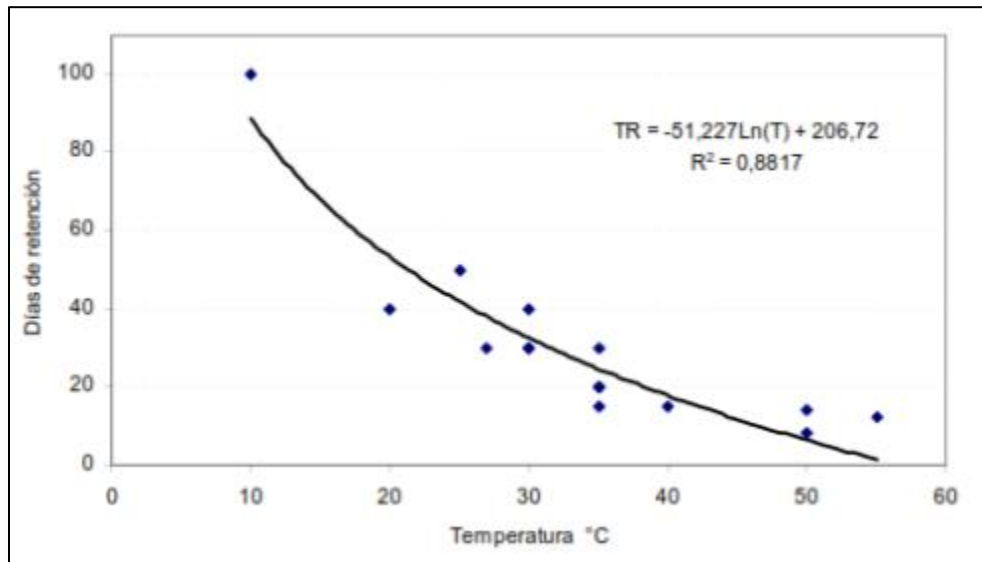


Figura 2.3. Tiempo de retención [43]

Asimismo, se estableció un factor de disponibilidad anual de la planta de digestión anaeróbica del 80%. De esta manera, el volumen total de reactor fue el resultado de la Ecuación 2.11 y Ecuación 2.12. Además, la densidad de los residuos orgánicos y el agua se establece en 0.39 y 1.0 ton/m³ respectivamente.

$$V_L = \frac{\dot{M}}{\rho_x} + \frac{\dot{W}}{\rho_w}$$

Ecuación 2.11. Volumen de carga

Donde:

V_L = Volumen de carga (m³/día)

\dot{M} = Carga diaria de residuos orgánicos (ton/día³)

ρ_x = Densidad de residuos orgánicos (ton/m³)

\dot{W} = Carga diaria de agua (ton/día³)

ρ_w = Densidad del agua (ton/m³)

$$V_R = \frac{HRT}{FA} \times V_L$$

Ecuación 2.12. Volumen del reactor

Donde:

V_R = Volumen del reactor (m³)

HRT = Tiempo de retención (días)

FA = Factor de disponibilidad anual

V_L = Volumen de carga (m³/día)

Finalmente, el volumen total del biodigestor se compone del volumen del reactor y el volumen del gasómetro. Se seleccionó un biodigestor con gasómetro flexible, el cual se compone de una membrana en la parte superior que se expande según la cantidad de biogás almacenado. Por lo tanto, el volumen total del biodigestor es igual al del reactor. Asimismo, en esta sección se establecieron las dimensiones del biodigestor según los modelos comerciales [44].

Por otro lado, se consideraron dos agitadores de hélice sumergible, debido que son los más utilizados entre los agitadores en biodigestores, según la literatura revisada [28]. El cálculo de la potencia nominal del agitador se muestra en las ecuaciones Ecuación 2.13.

$$P_A = \frac{1.3}{1000} \times Ne_A \times \rho_G \times \left(n_A \times \frac{2\pi}{60} \right)^3 \times D_A^5$$

Ecuación 2.13. Potencia nominal de agitador

Donde:

P_{An} = Potencia nominal de agitador (kW)

Ne_A = Número de Newton

ρ_G = Densidad de la mezcla (kg/m³)

n_A = Velocidad de rotación (rpm)

D_A = Diámetro de agitador (m)

Parámetro	Valor
Número de Newton	0.5
Densidad de la mezcla (kg/m ³)	427
Velocidad de rotación (rpm)	150
Diámetro de agitador (m)	0.5

Tabla 2.6. Parámetros del agitador [34]

A partir de la potencia nominal, se obtiene el consumo de potencia promedio diaria por ambos agitadores, según la Ecuación 2.14. Se considera que el tiempo de operación de los agitadores es de 5 min/h [41].

$$P_{A\ tot} = 2 \times P_A \times \frac{t_A}{60}$$

Ecuación 2.14. Potencia total de agitadores

Donde:

$P_{A\ tot}$ = Potencia total de agitadores (kW)

P_A = Potencia de agitador (kW)

t_A = Tiempo de operación (min/h)

2.3.1. Mezclador

Asimismo, el tanque mezclador se diseñó según la Ecuación 2.15. Según la literatura revisada, el tiempo de almacenamiento deber ser 10 días para realizar trabajos de limpieza y mantenimiento en el biodigestor [41]. Además, se consideró un factor de seguridad de 1.25 para tener en cuenta el volumen de aire y accesorios.

$$V_M = V_L \times T_M \times 1.25$$

Ecuación 2.15. Volumen del mezclador

Donde:

V_M = Volumen del mezclador (m³)

V_L = Volumen de carga (m³/día)

T_M = Tiempo de almacenamiento líquido (días)

Para determinar las dimensiones del mezclador, se estableció una relación entre la altura y el diámetro del tanque según la Ecuación 2.16.

$$\frac{H_M}{D_M} = \frac{1}{2}$$

Ecuación 2.16. Relación de altura / diámetro en mezclador

Donde:

H_M = Altura del mezclador (m)

D_M = Diámetro del mezclador de carga (m)

Asimismo, dentro del mezclador, se considera una bomba rotatoria para enviar la mezcla de materia prima al biodigestor. En la Ecuación 2.17, se muestra el cálculo de la potencia de la bomba. Para la potencia nominal, se consideró que la bomba debe cargar el volumen completo del reactor en 5 horas. Se consideró una bomba con una presión de cabeza de 1 bar y una eficiencia de 0.5.

$$P_{Bn} = \frac{V_R}{5} \times \frac{\Delta P \times 10^5}{3600} \times \frac{1}{\eta_B} / 1000$$

Ecuación 2.17. Potencia nominal de bomba

Donde:

P_{Bn} = Potencia nominal de la bomba (kW)

V_R = Volumen del reactor (m³)

ΔP = Presión de cabeza (bar)

η_B = Eficiencia de la bomba

A partir de la potencia nominal, se obtiene el consumo de potencia promedio de la bomba, según la Ecuación 2.18. Se considera que el tiempo de operación de la bomba es de 1 hora/día [41].

$$P_B = P_{Bn} \times \frac{t_B}{24}$$

Ecuación 2.18. Potencia de bomba

Donde:

P_B = Potencia actual de la bomba (kW)

P_B = Potencia nominal de la bomba (kW)

t_B = Tiempo de operación (h/día)

2.3.2. Producción de biogás

La producción de biogás se calculó mediante la Ecuación 2.19. La información de la composición de sólidos volátiles (86.3%) se obtuvo según la literatura revisada [45]. Además, se estableció la relación de generación de metano (267.3 Nm³ CH₄/tonVS) y porcentaje de metano en biogás (54%).

$$\dot{V} = \frac{\dot{M} \times ST \times SV \times Y}{Z}$$

Ecuación 2.19. Producción de biogás

Donde:

\dot{V} = Producción de biogás (Nm³/año)

\dot{M} = Carga diaria de residuos orgánicos (ton/año)

ST = Sólidos totales de residuos orgánicos domiciliarios (%)

SV = Sólidos volátiles de residuos orgánicos domiciliarios (%)

Y = Ratio de generación de metano (Nm³ CH₄/tonVS)

Z = Porcentaje en volumen de metano en biogás

Asimismo, se definió la composición del biogás obtenido en base al porcentaje de metano considerado (54%) y según los valores mostrados por la Figura 2.4 correspondiente a una planta de digestión anaeróbica a escala agrícola.

Parámetro	Planta de digestión anaeróbica a escala agrícola	Planta de digestión anaeróbica centralizada	Relleno sanitario	Planta de tratamiento de aguas residuales	Gas natural
CH4 (vol %)	55–60	60–70	35–65	60–65	81–89
Otros hidrocarburos (vol %)	0	0	0	0	3.5–9.4
H2 (vol %)	0	0	0–3	0	—
CO2 (vol %)	35–40	30–40	25–45	35–40	0.67–1.00
N2 (vol %)	<1–2	2–6	<1–17	<1–2	0.28–14.00
O2 (vol %)	<1	0.5–1.6	<1–3	<0.05–0.70	0
H2S (ppm)	25–30	0–2000	30–500	<0.5–6800	0–2.9
NH3 (ppm)	≈100	≈100	≈5	<1–7	0
Compuestos halogenados (mg/m ³)	<0.01	<0.25	0.3–225	0–2	—
Siloxanos (mg/m ³)	<0.03–<0.2	<0.08–<0.5	<0.3–36	<1–400	—
Wobbe (índice)	24–33	24–33	20–25	25–30	44–55
Poder calorífico inferior (MJ/Nm ³)	19.7–21.5	21.5–25.1	10.7–23.3	21.5–23.3	31–40

Nota: 1 kWh / Nm³ = 3,6 MJ / Nm³
Fuente: adaptado con autorización de Rasi et al. (2007); y Petersson y Wellinger (2009).

Figura 2.4. Composición de biogás [30]

En la Tabla 2.7, se muestra la composición considerada para el biogás producido. Además, a partir del PCI establecido, se estimó el potencial de energía del biogás anual.

Componente	Concentración (vol%)
Metano	54%
Dióxido de carbono	33%
Agua	2%
Sulfuro de hidrógeno	25 ppm
Nitrógeno	0.5%
Oxígeno	0.5%
Poder Calorífico Inferior (PCI)	19.7 MJ/Nm ³

Tabla 2.7. Composición de biogás producido

Por lo tanto, se calculó el potencial de energía anual producto del biogás generado a partir de los residuos orgánicos según la Ecuación 2.20.

$$\dot{E}_B = \frac{\dot{V} \times PCI_B}{3600}$$

Ecuación 2.20. Potencial de energía anual de biogás

Donde:

\dot{E}_B = Potencial de energía anual del biogás generado (MWh/año)

\dot{V} = Flujo volumétrico de generación de biogás (Nm³/año)

PCI_B = Poder Calorífico Inferior del biogás (MJ/Nm³)

2.3.3. Unidad de purificación

La unidad de purificación tiene como objetivo eliminar las impurezas que pueden dañar el equipo de cogeneración de electricidad y calor. Por lo tanto, se establece el proceso de purificación que consiste en la remoción de sulfuro de hidrógeno y agua.

En primer lugar, la remoción de sulfuro de hidrógeno en biogás para fines de combustión puede ser atendida por medio de la desulfuración biológica en el biodigestor [28]. Este proceso consiste en la adición de oxígeno de manera controlada en el biodigestor mediante un compresor de aire. De esta manera, los microorganismos, en presencia del oxígeno, convierten el sulfuro de hidrógeno en sulfuro, el cual sale del digestor en forma de digestato sólido. Por lo tanto, en esta sección se diseñó el compresor de aire requerido según la Ecuación 2.21. Según la literatura revisada, la relación de flujo de aire y el flujo de biogás debe ser de $\frac{\dot{V}_L}{\dot{V}_B} = 0.04$ [41].

$$\dot{V}_L = \frac{\dot{V}_L}{\dot{V}_B} \times \dot{V}_B$$

Ecuación 2.21. Flujo volumétrico del aire

Donde:

\dot{V}_L = Flujo volumétrico del aire (m³/h)

$\frac{\dot{V}_L}{\dot{V}_B}$ = Relación de flujo de aire y el flujo de biogás

\dot{V}_B = Flujo volumétrico del biogás (m³/h)

Luego, se calculó la potencia del compresor mediante la Ecuación 2.22. Se considera que el tiempo de operación de la bomba es de 1 hora/día [41]. Para esto, se consideró una diferencia de presión inicial y final de 1 a 6 bar respectivamente, y una eficiencia de 0.5.

$$P_C = \dot{V}_L \times \frac{(P_{C1} - P_{C2}) \times 10^5}{3600} \times \frac{1}{\eta_C} / 1000$$

Ecuación 2.22. Potencia del compresor

Donde:

P_C = Potencia del compresor (kW)

\dot{V}_L = Flujo volumétrico del aire (m³/h)

P_{C1} = Presión de cabeza inicial (bar)

P_{C2} = Presión de cabeza final (bar)

η_C = Eficiencia del compresor

En segundo lugar, la remoción de agua en el biogás se puede realizar mediante el secado por condensación, esta técnica es considerada como el estado del arte para remoción de agua en biogás para posterior utilización en combustión [28]. El procedimiento consiste en separar el condensado mediante el enfriamiento del biogás por debajo del punto de rocío, el cual ocurre en la tubería de gas luego del almacenamiento de biogás. Para esto, es necesario un separador de condensados al final de la tubería de biogás para recolectar los líquidos.

Para efectos de la presente tesis, se consideró que el flujo volumétrico de producción de biogás y el PCI se mantienen como se mencionó anteriormente. Adicionalmente, se consideró que, como resultado de la purificación, el biogás obtenido cumple con las especificaciones mínimas técnicas para su uso en una unidad de cogeneración.

2.3.4. Producción de energía eléctrica y térmica

Finalmente, el procesamiento del biogás culmina en la producción de electricidad y calor mediante una unidad de cogeneración o también denominada Combined Heat and Power (CHP). Para realizar la evaluación de producción de energía, se consideró una unidad de cogeneración según las características mencionadas en la Tabla 2.8. La ficha técnica del CHP se encuentra en el Anexo 1. Se consideró el modelo SGE-24HM.

Característica	Valor
----------------	-------

Consumo de biogás	1243 kW
Eficiencia eléctrica	40.2%
Eficiencia térmica del sistema de refrigeración	16.0%
Eficiencia térmica de los gases de escape	24.9%
Derrateo de altura	15%
Factor de planta	80%
Poder Calorífico Inferior	19.7 MJ/Nm ³

Tabla 2.8. Características técnicas de unidad de cogeneración

En primer lugar, se calculó la cantidad de biogás a consumir mediante la Ecuación 2.23.

$$F = f \times 8760 \times 3600 \times \dot{F} \times PCI \div 1000$$

Ecuación 2.23. Generación de energía eléctrica

Donde:

F = Consumo de biogás anual (Nm³/año)

f = Factor de planta (%)

\dot{F} = Consumo de combustible (kW)

PCI = Poder Calorífico Inferior (MJ/Nm³)

Luego, la cantidad de energía eléctrica se obtuvo con la Ecuación 2.24. De la misma manera, se calculó la disponibilidad de recuperación de calor del sistema de refrigeración y los gases de escape.

$$\dot{E}_{el} = \dot{F} \times R_{el} \times R_{al}$$

Ecuación 2.24. Generación de energía eléctrica

Donde:

\dot{E}_{el} = Energía eléctrica generada (kW)

\dot{F} = Consumo de combustible (kW)

R_{el} = Eficiencia eléctrica

R_{al} = Derrateo de altura

Para calcular la demanda de calor del sistema de calentamiento del biodigestor, se utilizó la Ecuación 2.25, considerando un aumento de temperatura de 12°C a 39°C, calor específico de los residuos sólidos de 3.6639 kJ/kg*K y una eficiencia de 90%. Además, se verificó que la demanda será atendida por la recuperación de calor del sistema de refrigeración del motor.

$$\dot{Q}_B = \frac{Cp_m \times \dot{S} \times (T_2 - T_1)}{Ef_{HE} \times 3600}$$

Ecuación 2.25. Demanda de energía térmica

Donde:

\dot{Q}_B = Energía térmica consumida por sistema de calefacción (MWh/año)

Cp_m = Calor específico de la mezcla de entrada en el biodigestor (kJ/kgK)

\dot{S} = Carga de la mezcla en el biodigestor (ton/año)

T_2 = Temperatura de operación (°C)

T_1 = Temperatura ambiente (°C)

Ef_{HE} = Eficiencia del intercambiador de calor

En la Tabla 2.9, se muestra la temperatura promedio mensual de Alto Selva Alegre en 2019 [46]. De esta manera, se consideró una temperatura ambiente promedio de 12°C en la Ecuación 2.25.

Mes	Temperatura (°C)
Enero	12.17
Febrero	11.77
Marzo	12.33
Abril	11.80
Mayo	10.55
Junio	10.64
Julio	10.04
Agosto	11.02
Septiembre	12.03
Octubre	11.76
Noviembre	12.79
Diciembre	12.50
Promedio anual	11.62

Tabla 2.9. Temperatura promedio en Alto Selva Alegre [46]

Asimismo, se calculó la generación de energía eléctrica adicional recuperando el calor de los gases de escape por medio de un Ciclo Orgánico Rankine (ORC) que utiliza R-134A como fluido de trabajo con la Ecuación 2.26, considerando una eficiencia eléctrica del turbogenerador de 15%, y un factor de planta de 80%. La eficiencia eléctrica se consideró en base en la ficha técnica del turbogenerador que se encuentra en el Anexo 2. Se consideró el modelo TURBODEN 2 en modo de máxima eficiencia eléctrica.

$$P_{rec} = \dot{Q}_g \times Ef_{el}$$

Ecuación 2.26. Potencia eléctrica generada

Donde:

P_{rec} = Energía eléctrica generada adicional (kW)

\dot{Q}_g = Calor recuperado de gases de escape (kW)

Ef_{el} = Eficiencia eléctrica del turbogenerador (kW)

Debido a que la energía adicional se obtiene por medio de un proceso de cogeneración, es necesario que la planta de digestión anaeróbica obtenga la calificación de Central de Cogeneración para asegurar la venta de energía adicional en el mercado energético. Según el Reglamento de cogeneración del Perú, publicado por el Decreto Supremo N° 064-2005EM, para obtener la calidad de Central de Cogeneración Calificada, es necesario que la planta cumpla con un rendimiento eléctrico equivalente (REE) de 30% para una central a biomasa [47]. Además, para las centrales con una capacidad menor a 3 MW, el REE mínimo es 10% menor. De esta manera, la presente planta requiere de un REE mínimo de 27%.

Por lo tanto, se calculó el REE de la planta de digestión anaeróbica por medio de la Ecuación 2.27. Para la energía eléctrica total (E), se incluye la generación eléctrica de la unidad de cogeneración y el turbogenerador. Para el calor útil (V), se incluye el calor recuperado de los gases de escape. Para el combustible (Q), se incluye el consumo de biogás.

En la Figura 2.5, se muestra el diagrama del proceso de cogeneración y las potencias térmicas y eléctricas a considerar en la Ecuación 2.27.

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0.9}} = \frac{\dot{E}_{el} + P_{rec}}{\dot{F} - \frac{\dot{Q}_g}{0.9}}$$

Ecuación 2.27. Rendimiento eléctrico equivalente

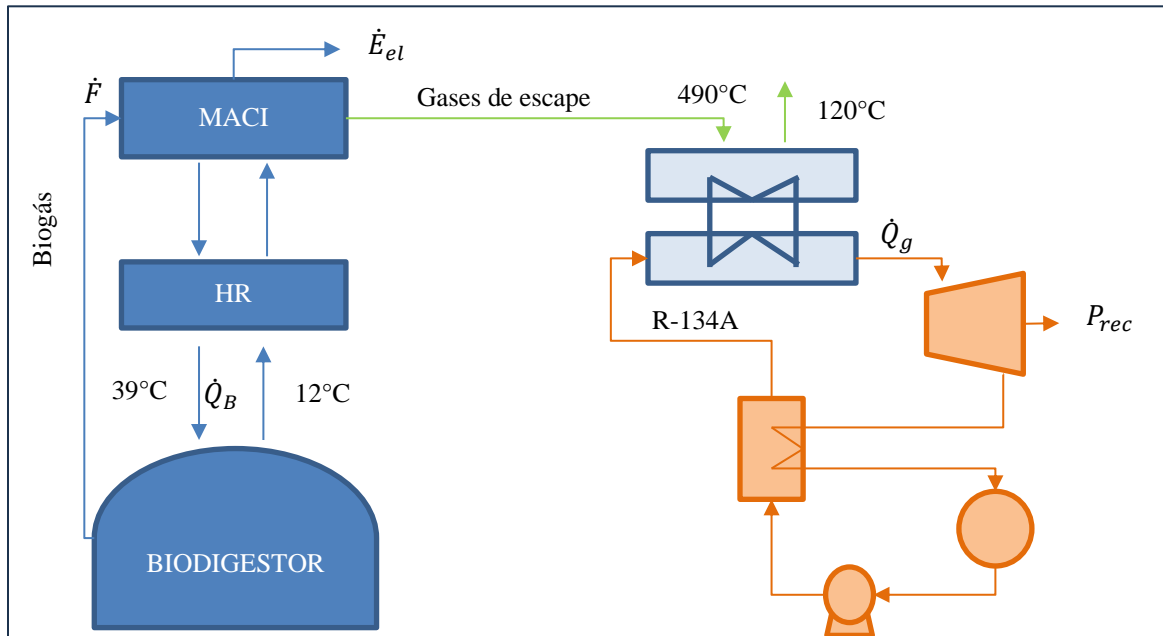


Figura 2.5. Diagrama general del proceso de cogeneración

Finalmente, se realizó el balance de energía eléctrica total de la planta según la Ecuación 2.28.

$$P_{el\ net} = P_{el} + P_{rec} - P_T - P_A - P_B - P_C$$

Ecuación 2.28. Potencial de generación de energía térmica

Donde:

$P_{el\ net}$ = Potencia eléctrica neta (kW)

P_{el} = Potencia eléctrica de generación (kW)

P_T = Potencia de triturador (kW)

P_A = Potencia de agitadores (kW)

P_B = Potencia actual de la bomba (kW)

P_C = Potencia del compresor (kW)

P_{rec} = Energía eléctrica generada adicional (kW)

2.4. Selección del sitio

En esta sección, se seleccionó el sitio de la planta de digestión anaeróbica, se revisaron las características del sitio y los aspectos ambientales.

2.4.1. Criterios de selección

En primer lugar, la planta se ubicará en el distrito de Alto Selva Alegre con la finalidad de reducir el tiempo de transporte de los residuos sólidos a procesar en la planta. Para esto, se identificaron los límites distritales mediante el Mapa Base del distrito de Alto Selva Alegre, ver Figura 2.6 [48].

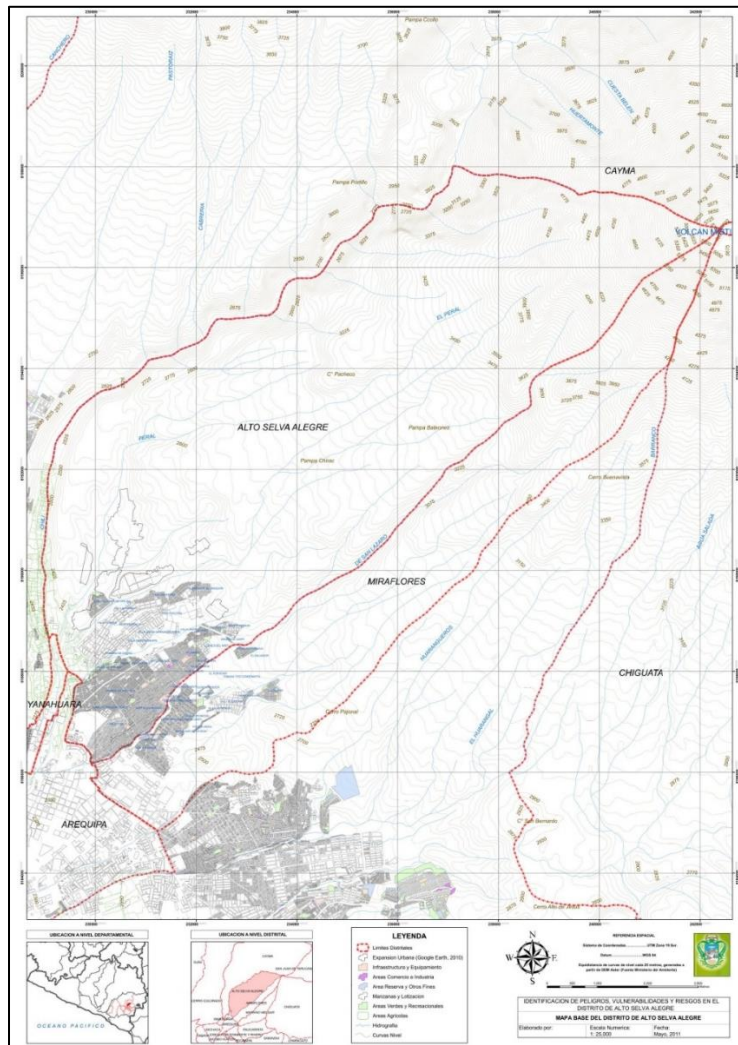


Figura 2.6. Mapa Base distrital de Alto Selva Alegre [48]

En segundo lugar, se consideró que la planta no se ubicará en áreas residenciales, comerciales o recreacionales, según lo indica el reglamento de la Ley de Gestión Integral de los Residuos Sólidos [31]. De esta manera, se utilizó la zonificación del distrito de Alto Selva Alegre para determinar las zonas disponibles, ver Figura 2.7.

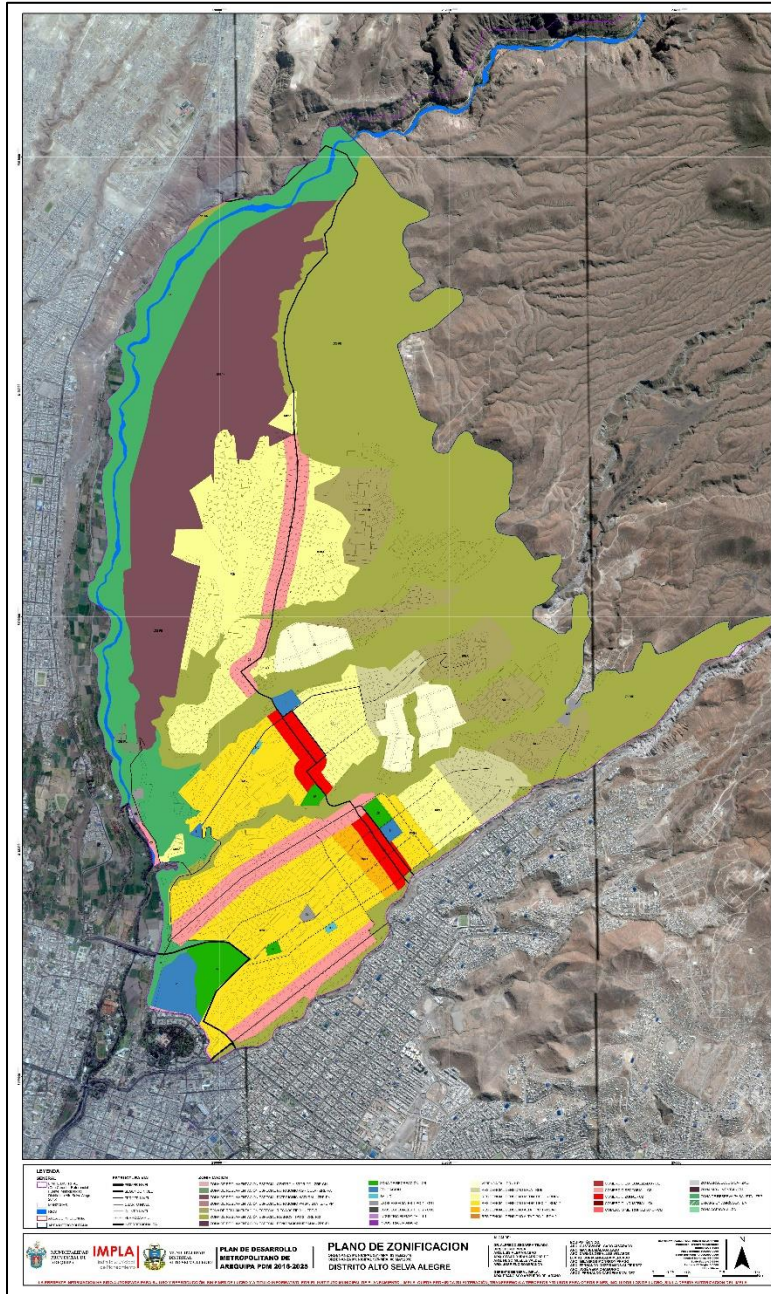


Figura 2.7. Plano de zonificación de Alto Selva Alegre [49]

En tercer lugar, la planta no se ubicará en una zona de alto peligro debido a que es la zona de mayor peligro según el Mapa de peligros múltiples de la zona proximal del volcán Misti, ver Figura 2.8. Asimismo, la planta se ubicará próxima a las vías principales indicadas.

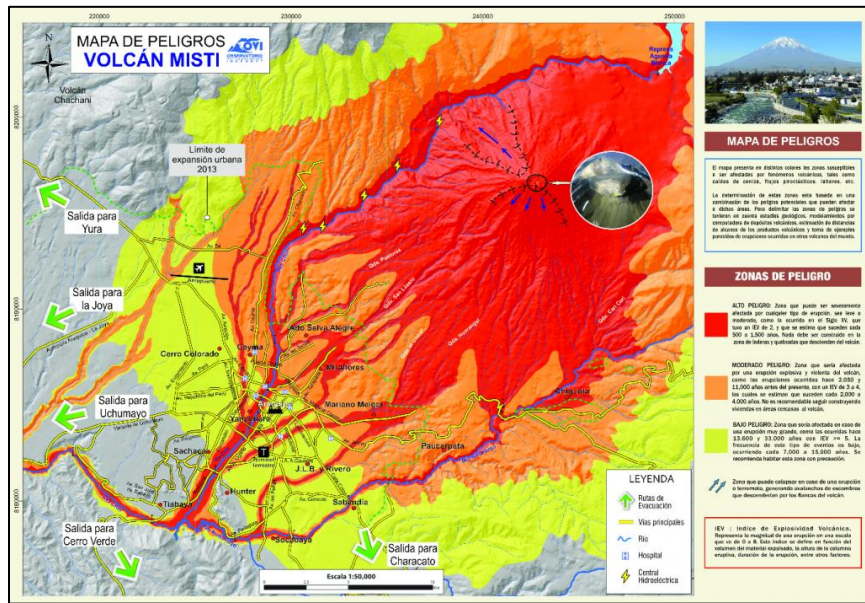


Figura 2.8. Mapa de peligros del volcán Misti [50]

En cuarto lugar, la planta no se ubicará en un Área Natural Protegida (ANP) o Zona de Amortiguamiento para evitar la afectación a las mismas. Por lo tanto, se identificaron las ANP y zonas de amortiguamiento en Alto Selva Alegre, ver Figura 2.9.

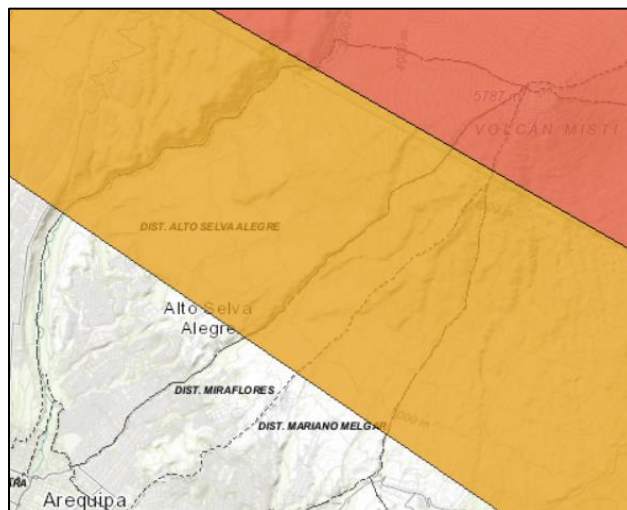


Figura 2.9. Áreas naturales protegidas y zonas de amortiguamiento [51]

2.4.2. Características principales del sitio

Luego de seleccionar el sitio en base a los criterios mencionados en la sección anterior, se identificaron las características del lugar seleccionado. Para esto, se identificó la distancia a la subestación eléctrica más cercana a partir de la información de OSINERGMIN [52]. Además, se estableció el área requerida para la planta de digestión anaeróbica.

2.4.3. Aspectos ambientales

Los aspectos ambientales se establecieron en referencia a los términos de referencia para la aprobación de una Declaración de Impacto Ambiental-DIA para proyectos de similares características, según la Ley de Gestión Integral de los Residuos Sólidos [31]. De esta manera, se identificó la distancia al sitio de las siguientes áreas según la información de del Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado (SERNANP) y el Servicio Nacional Forestal y de Fauna Silvestre (SERFOR).

- Áreas Naturales Protegidas
- Zonas de Amortiguamiento
- Áreas de Conservación Regional
- Ecosistemas Frágiles (aprobados por SERFOR)
- Sitios RAMSAR
- Reserva Territorial
- Reserva Indígena (Comunidades campesinas o pueblos indígenas u originarios)

2.5. Evaluación ambiental

La evaluación ambiental comprende la cuantificación de reducción de emisiones de GEI a partir de la operación de la planta de digestión anaeróbica, tanto por la recuperación de metano de la degradación de los residuos orgánicos, como del reemplazo de energía a partir de combustibles fósiles por energía a partir de fuentes renovables. Para esto, se utilizó la metodología ACM0022: Alternative waste treatment processes --- Version 3.0 aprobada por el Mecanismo de Desarrollo Limpio [53]. Esta metodología permite cuantificar la

reducción de emisiones de GEI por dos fuentes de reducción de emisiones: el reemplazo de la disposición de residuos orgánicos en tierra por el aprovechamiento de estos mediante la digestión anaeróbica y el reemplazo energía a partir de los combustibles fósiles por energía renovable. Las ecuaciones utilizadas se tomaron considerando las emisiones aplicables al proyecto.

Para calcular las reducciones de emisiones, se utilizó la Ecuación 2.29.

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Ecuación 2.29. Reducción de emisiones del proyecto

Donde:

ER_y = Reducciones de emisiones en el año y (tCO_{2eq})

BE_y = Emisiones de línea base en el año y (tCO_{2eq})

PE_y = Emisiones del proyecto en el año y (tCO_{2eq})

Las emisiones de línea base se calcularon por medio de la Ecuación 2.30.

$$BE_y = BE_{CH_4,y} + BE_{EN,y}$$

Ecuación 2.30. Emisiones de línea base

Donde:

BE_y = Emisiones de línea base en el año y (tCO_{2eq})

$BE_{CH_4,y}$ = Emisiones de metano de los residuos en el año y (tCO_{2eq})

$BE_{EN,y}$ = Emisiones asociadas con la generación de energía en el año y (tCO_{2eq})

Las emisiones de línea base por los residuos sólidos se calculó mediante la herramienta “Tool04: Emissions from solid waste disposal sites” del Mecanismo de Desarrollo Limpio [54]. El cálculo se detalla en la Ecuación 2.31.

$$BE_{CH_4,y} = \varphi_y \times (1 - f_y) + GWP_{CH_4} \times \sum_{x=1}^y Default_{org,y} \times W_{org,x}$$

Ecuación 2.31. Emisiones de línea base de metano por residuos sólidos

Donde:

$BE_{CH_4,y}$ = Emisiones de metano de los residuos en el año y (tCO_{2eq})

ϕ_y = Factor de corrección por incertidumbres para el año y

f_y = Fracción de metano capturado en el sitio de disposición actual

GWP_{CH_4} = Potencial de calentamiento global del metano (tCO_{2eq}/tCH₄)

$\sum_{x=1}^y Default_{org,y}$ = Valores fijos para el procedimiento simplificado

$W_{org,x}$ = Cantidad total de desechos orgánicos eliminados en sitio de disposición actual en el año (toneladas)

Las emisiones de línea base asociadas con la generación de energía se calcularon mediante la herramienta “Tool 05: Baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption and monitoring of electricity generation” del Mecanismo de Desarrollo Limpio [55]. El cálculo se detalla en la Ecuación 2.32.

$$BE_{EN,y} = EC_{BL,y} \times EF_{EF,y}$$

Ecuación 2.32. Emisiones de línea base asociadas con la generación de energía

Donde:

$BE_{EN,y}$ = Emisiones asociadas con la generación de energía en el año y (tCO_{2eq})

$EC_{BL,y}$ = Electricidad generada por la electricidad en el año y (MWh /año)

$EF_{EF,y}$ = Factor de emisión para la generación de electricidad en el año y (tCO_{2eq}/MWh)

Las emisiones del proyecto se calcularon mediante la herramienta “Tool 14: Project and leakage emissions from anaerobic digesters” del Mecanismo de Desarrollo Limpio [56]. El cálculo se detalla en la Ecuación 2.33.

$$PE_y = Q_{CH_4,y} \times EF_{CH_4,y} \times GWP_{CH_4}$$

Ecuación 2.33. Emisiones del proyecto

Donde:

PE_y = Emisiones del proyecto en el año y (tCO_{2eq})

$Q_{CH_4,y}$ = Cantidad de metano producido en el digestor anaeróbico en el año y (t CH₄)

$EF_{CH_4,y}$ = Fracción de metano producido que se escapa del digestor anaeróbico

GWP_{CH_4} = Potencial de calentamiento global del metano (tCO_{2eq}/tCH_4)

2.6. Evaluación económica

2.6.1. Detalle de presupuesto

El presupuesto fue detallado en base al costo de inversión de la planta (CAPEX) y los gastos operacionales y de mantenimiento (OPEX). En el costo de inversión inicial se incluye el costo para la planta de biogás como para la línea de transmisión para la conexión eléctrica a la subestación más cercana [57], [58]. Para el OPEX, se considera un costo fijo del 2% de la inversión inicial y un costo variable no combustible de 9.3 USD/MWh [59]. Entre los costos de operación se incluye del proceso de pretratamiento de la materia prima, generación de biogás y electricidad.

2.6.2. Análisis de viabilidad económica

El análisis de viabilidad de la planta de digestión anaeróbica contempla tres escenarios de financiamiento. Para todos los escenarios, se consideró una tasa de descuento de 7%, una degradación de los equipos en 0.5% anual y un tiempo de vida útil de 15 años.

En el primer escenario, el financiamiento se basa en la venta de energía en una subasta RER. Para esto, se evaluó el costo nivelado de energía (LCOE) según la Ecuación 2.34. De esta manera, se consideró un escenario viable si el LCOE resultó igual o menor a la última subasta de energía con biogás (77 USD/MWh), según lo mostrado en la Tabla 1.4.

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1} \frac{OPEX}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1} \frac{EG}{(1+i)^t}}$$

Ecuación 2.34. Cálculo de LCOE

Donde:

$LCOE$ = Costo nivelado de energía (USD/MWh)

$CAPEX$ = Costo de inversión (USD)

$OPEX$ = Costo de operación anual (USD/año)

EG = Cantidad de energía vendida anual (MWh/año)

i = Tasa de descuento

t = Año de operación

El segundo escenario de financiamiento considera la venta de energía en una subasta RER y la venta de servicio de tratamiento de residuos sólidos a la Municipalidad de Alto Selva Alegre. Actualmente, la municipalidad paga una tarifa de 3.67 USD/ton por depositar sus residuos sólidos en el botadero Quebrada Honda. Se calculó el LCOE con el aporte de la venta de servicio de tratamiento de residuos mediante la Ecuación 2.35.

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1} \frac{OPEX_t - SRV_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1} \frac{EG_t}{(1+i)^t}}$$

Ecuación 2.35. Cálculo de LCOE con aporte de servicio

Donde:

$LCOE$ = Costo nivelado de energía (USD/MWh)

$CAPEX$ = Costo de inversión (USD)

$OPEX_t$ = Costo de operación anual (USD/año)

SRV_t = Ingreso por cobro de servicio de tratamiento de residuos sólidos (USD/año)

EG_t = Cantidad de energía vendida anual (MWh/año)

i = Tasa de descuento

t = Año de operación

Asimismo, en el segundo escenario, se evaluó en tres sub-escenarios: pesimista, medio y optimista. El sub-escenario pesimista considera la tarifa actual de residuos sólidos de 3.67 USD/ton; el sub-escenario medio, una tarifa de 7.18 USD/ton que corresponde a la tarifa del relleno sanitario de Andahuaylas en 2021; y el sub-escenario optimista, una tarifa de 15.94 USD que es la tarifa en el 2022 del relleno sanitario de Andahuaylas [60].

De manera similar al primer escenario, se consideró un escenario viable si el LCOE resultó igual o menor a la última subasta de energía con biogás (77 USD/MWh).

El tercer escenario de financiamiento contempla la venta de energía al mercado libre por medio de un contrato de compraventa de energía (PPA, por sus siglas en inglés), la venta de servicio de tratamiento de residuos sólidos y la venta de Unidades de Carbono Verificadas (VCU, por sus siglas en inglés) al mercado voluntario de carbono. Actualmente, el precio social de carbono en el Perú es de 7.17 USD/tCO_{2eq} [61]. Se calculó el LCOE considerando el aporte del VCU mediante la Ecuación 2.36. La tarifa de servicio de tratamiento de residuos sólidos se consideró en 3.67 USD/ton.

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1} \frac{OPEX_t - SRV_t - VCU_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1} \frac{EG_t}{(1+i)^t}}$$

Ecuación 2.36. Cálculo de LCOE con aporte de VCU

Donde:

$LCOE$ = Costo nivelado de energía (USD/MWh)

$CAPEX$ = Costo de inversión (USD)

$OPEX_t$ = Costo de operación anual (USD/año)

SRV_t = Ingreso por venta de servicio de tratamiento de residuos sólidos (USD/año)

VCU_t = Ingreso por venta de Unidades de Carbono (USD/año)

EG_t = Cantidad de energía vendida anual (MWh/año)

i = Tasa de descuento

t = Año de operación

Asimismo, en el tercer escenario se evaluó tres sub-escenarios: pesimista, medio y optimista. El sub-escenario pesimista considera el precio social de carbono en el Perú del carbono de 7.17 USD/tCO_{2eq}; el sub-escenario medio, un precio de 15 USD/tCO_{2eq}; y el sub-escenario optimista, un precio de 25 USD/tCO_{2eq} según lo pronosticado para la región de Latinoamérica para el periodo 2025 y 2030 [62].

Se consideró que un escenario es viable si el LCOE resultó menor o igual a 35 USD/MWh. El precio límite de energía se ha determinado en base al precio promedio de contratos PPA en el 2022 [63]. En la Tabla 2.10, se muestra un resumen de los tres escenarios de financiamiento para determinar el LCOE y la viabilidad económica de la planta de digestión anaeróbica.

Financiamiento	LCOE		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Venta de energía por subasta RER	✓	✓	
Venta de energía en el mercado libre			✓
Venta de servicio de tratamiento de residuos sólidos	-	✓	✓
Venta de Unidades Verificadas de Carbono (VCUs)	-	-	✓

Tabla 2.10. Alternativas de análisis de sensibilidad

2.6.3. Análisis del precio del carbono en el Perú

Además, se realizó un análisis del precio del carbono según la realidad peruana para determinar el año estimado que se obtiene un precio de 25 USD/ tCO_{2eq} utilizado en el escenario 3 optimista (3.3). Actualmente, el Perú aun no cuenta con una normativa de impuesto al carbono como otros países de la región tales como Argentina, Colombia, Chile o México. Sin embargo, cabe resaltar que el precio del carbono en el mercado voluntario en el Perú llegó a 12 USD/ tCO_{2eq} al cierre del 2022 [64].

En el caso de Chile, el precio social de carbono se encuentra en 32 USD/tCO_{2eq} y el impuesto al carbono en 5 USD/tCO_{2eq} que aplica al sector de generación eléctrica. Asimismo, en un informe elaborado por el Fondo Monetario Internacional (FMI) encargado por el Ministerio de Hacienda de Chile, se propuso un escenario del impuesto al carbono el cual se fija en 35 USD/tCO_{2eq} en 2024 con un incremento lineal hasta 74 USD/tCO_{2eq} en 2030 [65].

Para determinar el precio del carbono en Perú del 2024 al 2030, se utilizó como precio base de 7.17 USD/tCO_{2eq} en el 2024, igual al precio social del carbono en el Perú. Luego, se aplicó el incremento lineal de la propuesta de Chile al 2030. De esta manera, se obtuvo el año requerido para obtener un precio de 25 USD/ tCO_{2eq} según el escenario 3 optimista (3.3).

CAPÍTULO III

3. RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos del análisis técnico, económico y ambiental de la planta de digestión anaeróbica en Alto Selva Alegre.

3.1. Disponibilidad de materia prima

En la Tabla 3.1 se muestra la proyección de la población en el distrito de Alto Selva Alegre para el periodo 2027 – 2041, periodo de operación de la planta de digestión anaeróbica. Asimismo, se muestra la proyección de la fracción orgánica de los residuos sólidos orgánicos. A partir de esto, se proyecta que Alto Selva Alegre generará entre 12,654 y 16,424 ton/año de fracción orgánica de residuos sólidos municipales.

Variables		Año	
Símbolo	Descripción	2027	2041
G_f	Proyección de la GPC (kg/hab/día)	0.498	0.573
P_f	Proyección de la población	94,854	109,032
FO_{RD}	Fracción orgánica de los residuos domiciliarios	63.38%	
RND_f	Proyección de los residuos sólidos no domiciliarios (ton/día)	7.534	8.660
FO_{RND}	Fracción orgánica de los residuos no domiciliarios	62.70%	
R_f	Proyección de los residuos sólidos (ton/día)	34.669	44.997

Tabla 3.1. Proyección de disponibilidad de materia prima

En la Figura 3.1 se muestra la evolución de la población y generación de residuos orgánicos municipales en Alto Selva Alegre entre 2027 y 2041. Se puede observar que la mayoría de los residuos orgánicos corresponden a los residuos domiciliarios, los cuales representan el 87.1% de los residuos orgánicos municipales en los 15 años de operación.

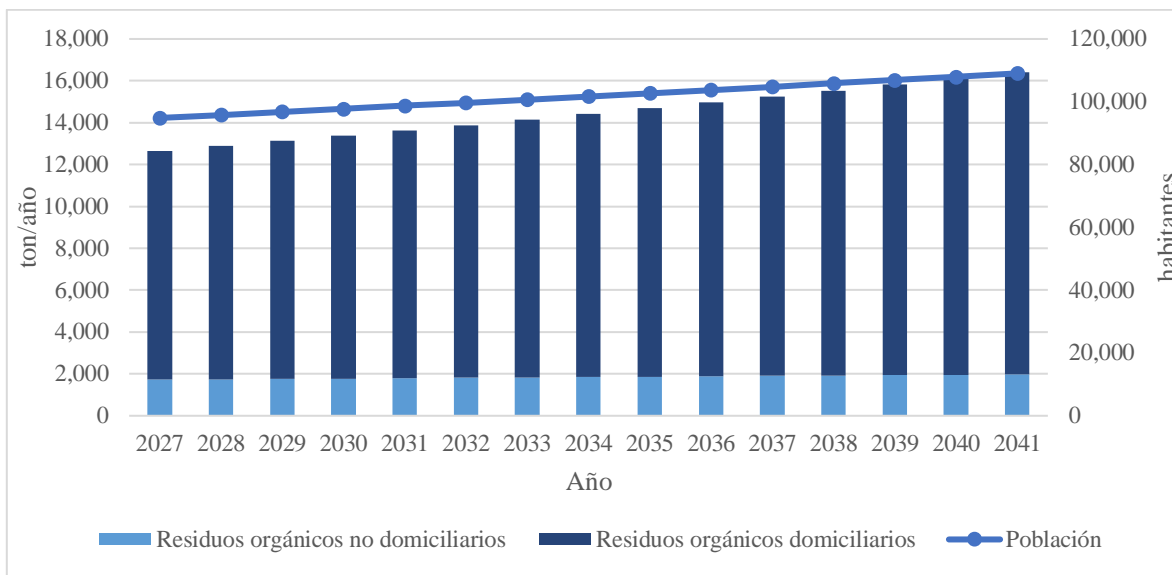


Figura 3.1. Población y generación de residuos orgánicos municipales

A partir del análisis de la disponibilidad de la materia prima, se concluye que el distrito de Alto Selva Alegre generará 241,986 toneladas de residuos orgánicos entre el 2027 y 2041, los cuales pueden ser aprovechados para la generación de energía mediante la presente planta de digestión anaeróbica.

3.2. Diseño técnico de la planta

3.2.1. Diseño del Biodigestor

En la Tabla 3.2 se muestra el cálculo del volumen del biodigestor según la proyección de generación de residuos en el año 2027, año de inicio de operaciones de la planta de digestión anaeróbica. De esta manera, se calcula un volumen del biodigestor de 2088 m³. Cabe resaltar que, el diseño de la planta contempla la generación de residuos en el primer año de la planta con la finalidad de no sobredimensionar la planta y garantizar la entrega de la materia prima proyectada.

Símbolo	Descripción	Valor
\dot{M}	Cantidad de residuos orgánicos a procesar (ton/día)	32.94
\dot{W}	Cantidad de agua necesaria (ton/día)	5.51
V_R	Volumen del biodigestor (m ³)	2,249

Tabla 3.2. Volumen del biodigestor

Luego, se establece las dimensiones comerciales del biodigestor según el volumen calculado en la Tabla 3.3.

Dimensiones	Valor
Altura (m)	11.66
Diámetro (m)	16.21
Volumen efectivo (m ³)	2,414

Tabla 3.3. Dimensiones del biodigestor

3.2.2. Producción de biogás

En la Tabla 3.4 se muestra el potencial de generación de metano y biogás, y potencial de energía anual para el año 2027 y 2041. De esta manera, la producción de biogás a partir de los residuos sólidos es de 24,722,730 Nm³ durante el periodo entre 2027 y 2041.

Descripción	Año objetivo	
	2027	2041
Producción de metano anual (Nm ³ /año)	778,841	1,010,844
Producción de biogás anual (Nm ³ /año)	1,442,299	1,871,934
Potencial de energía anual (MWh/año)	7,893	10,244

Tabla 3.4. Producción de biogás y potencial de energía

Asimismo, en la Figura 3.2 se muestra la evolución de la producción de biogás y potencial de energía anual durante la vida útil de la planta de digestión anaeróbica.

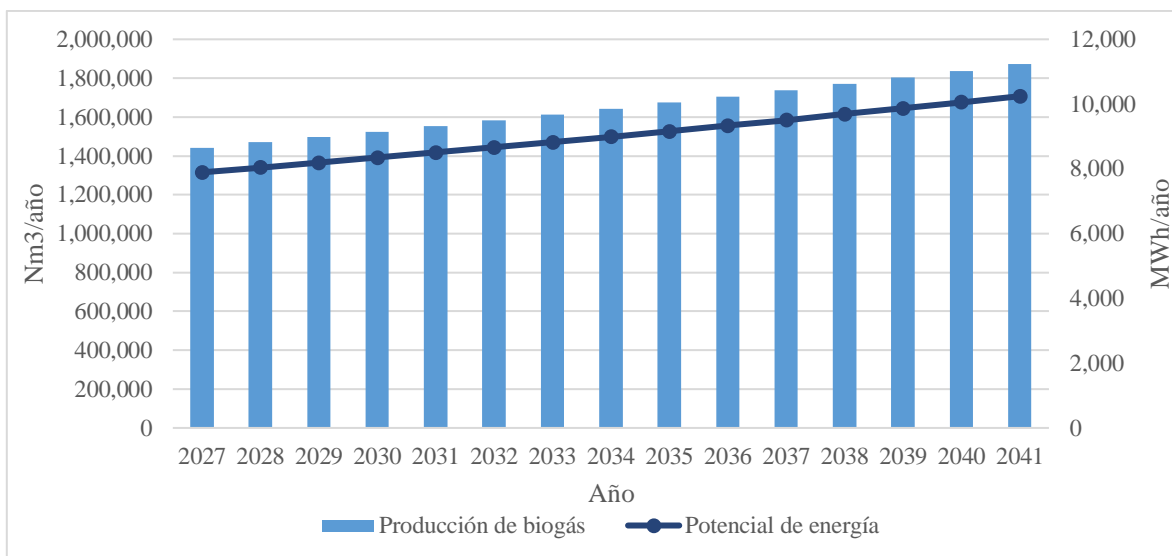


Figura 3.2. Producción de biogás y potencial de energía anual

3.2.3. Producción de energía eléctrica y térmica

Los resultados de la producción de energía eléctrica generada y potencial de generación de energía térmica y demanda de calor se muestran en la Tabla 3.5. Se puede observar que la demanda de calor para el sistema de calefacción del biodigestor es menor al potencial de calor recuperado de sistema de refrigeración. Por lo tanto, se confirma el autoabastecimiento de calor para el proceso de digestión anaeróbica. De esta manera, la planta recuperará el calor necesario para la calefacción del biodigestor y el ciclo orgánico de Rankine. Además, se obtiene un REE que se asegura la venta de energía eléctrica por el proceso de cogeneración.

Descripción	Valor
Consumo de biogás (Nm ³ /año)	1,442,299.00
Producción de energía eléctrica (MWh/año)	2,698.59
Calor recuperado de sistema de refrigeración (MWh/año)	1,074.04
Calor recuperado de gases de escape (MWh/año)	1,667.73
Demanda de calor para sistema de calefacción (MWh/año)	366.64
Producción de energía eléctrica adicional (MWh/año)	416.93
Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE)	51.59%

Tabla 3.5. Producción de energía eléctrica y térmica

3.2.4. Balance de energía

En el balance de energía, se obtiene la potencia eléctrica neta de la planta considerando el consumo de la trituradora de residuos, bomba para el mezclador, agitadores para el biodigestor y compresor de aire. La potencia de generación neta se detalla en la Tabla 3.6 y el balance de energía de la planta de digestión anaeróbica se muestra en la Figura 3.3.

Símbolo	Descripción	Valor
P_{el}	Potencia eléctrica de generación (kW)	385.07
P_{ad}	Potencia eléctrica de generación adicional (kW)	59.49
P_T	Potencia de trituradora (kW)	3.43
P_A	Potencia de agitador (kW)	5.59
P_B	Potencia actual de la bomba (kW)	5.21
P_C	Potencia del compresor (kW)	1.83
$P_{el\ net}$	Potencia eléctrica neta (kW)	428.51

Tabla 3.6. Balance de energía eléctrica

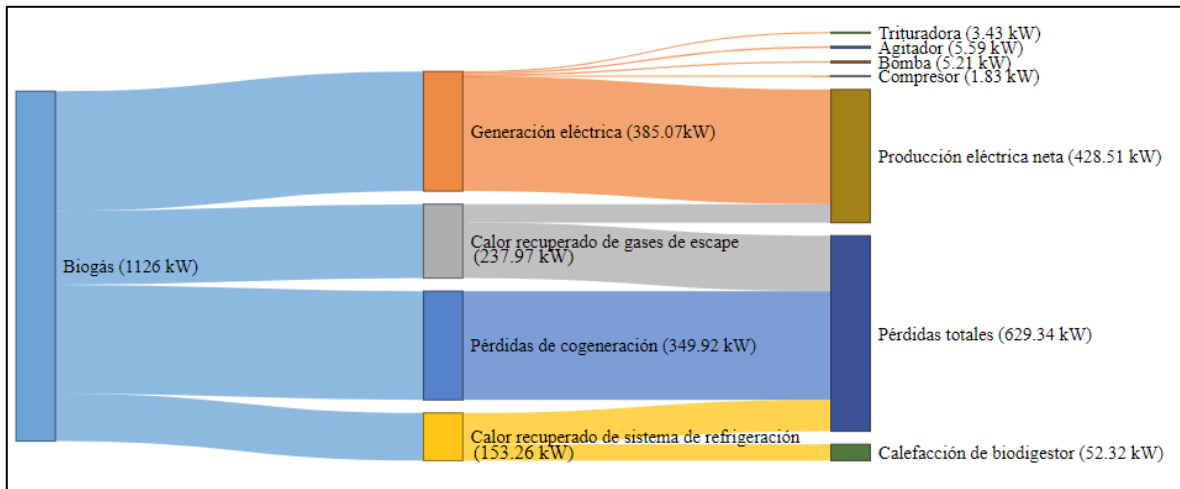


Figura 3.3. Balance de energía de planta de digestión anaeróbica

3.2.5. Diseño de otros componentes

En la Tabla 3.7, se muestra el diseño de los otros componentes de la planta.

Símbolo	Descripción	Valor
V_S	Volumen de tanque de almacenamiento (m^3)	169
V_M	Volumen del mezclador (m^3)	1056
P_{el}	Potencia eléctrica nominal de cogenerador (kW)	500

Tabla 3.7. Balance de energía eléctrica

Asimismo, mediante las ecuaciones Ecuación 2.7 y Ecuación 2.15 se establece las dimensiones del tanque de almacenamiento y mezclador según el volumen calculado, ver Tabla 3.8 y Tabla 3.9.

Dimensiones	Valor
Altura (m)	3.8
Diámetro (m)	7.6
Volumen (m^3)	172

Tabla 3.8. Dimensiones del tanque de almacenamiento

Dimensiones	Valor
Altura (m)	6.95
Diámetro (m)	13.90
Volumen (m^3)	1055

Tabla 3.9. Dimensiones del mezclador

De esta manera, el diseño técnico de la planta de digestión anaeróbica muestra que la planta tiene una capacidad de procesamiento de 12,654 ton/año de residuos con un potencial de generación de 1,442,299 Nm³ de biogás al año por medio de un biodigestor de 2,249 m³ a una temperatura de 39°C y un tiempo de retención de 20 días. Además, la planta de digestión anaeróbica cuenta con una potencia de 429 kW con un factor de planta de 80%, utilizando un motor a biogás de 500 kWe y un ciclo orgánico Rankine de 60 kWe.

3.3. Evaluación del sitio

3.3.1. Ubicación de la planta

La planta de digestión anaeróbica se ubicará en el distrito de Alto Selva Alegre, provincia de Arequipa, departamento de Arequipa con coordenadas geográficas (16°21'18.1"S, 71°29'49.7"O). Con el objetivo de cumplir las condiciones del Reglamento de la Ley de Gestión Integral de los Residuos Sólidos, se seleccionó una ubicación fuera de las zonas residenciales, comerciales y recreacionales identificadas, ver

Figura 3.4. Además, la planta se ubicó en la zona fuera de la ANP más cercana, la Reserva Nacional de Salinas y Aguada Blanca y de su zona de amortiguamiento.

Por otro lado, la planta se encuentra ubicada en la zona de peligro moderado según la clasificación de peligros volcánicos de Arequipa. Sin embargo, cabe resaltar que, así como se plantea la construcción de una planta de digestión anaeróbica, en la zona cercana se encuentran otras centrales de generación como S.E. C.H. CHARCANI I (1.64 MW), S.E. C.H. CHARCANI II (0.58 MW), S.E. C.H. CHARCANI III (4.66 MW), S.E. CHARCANI VI (15.37) y S.E. C.H. CHARCANI IV (8.91 MW), las cuales se ubican en zona de peligro moderado a alto como se muestra en la

Figura 3.4. La ubicación de la planta se muestra en la Figura 3.5.

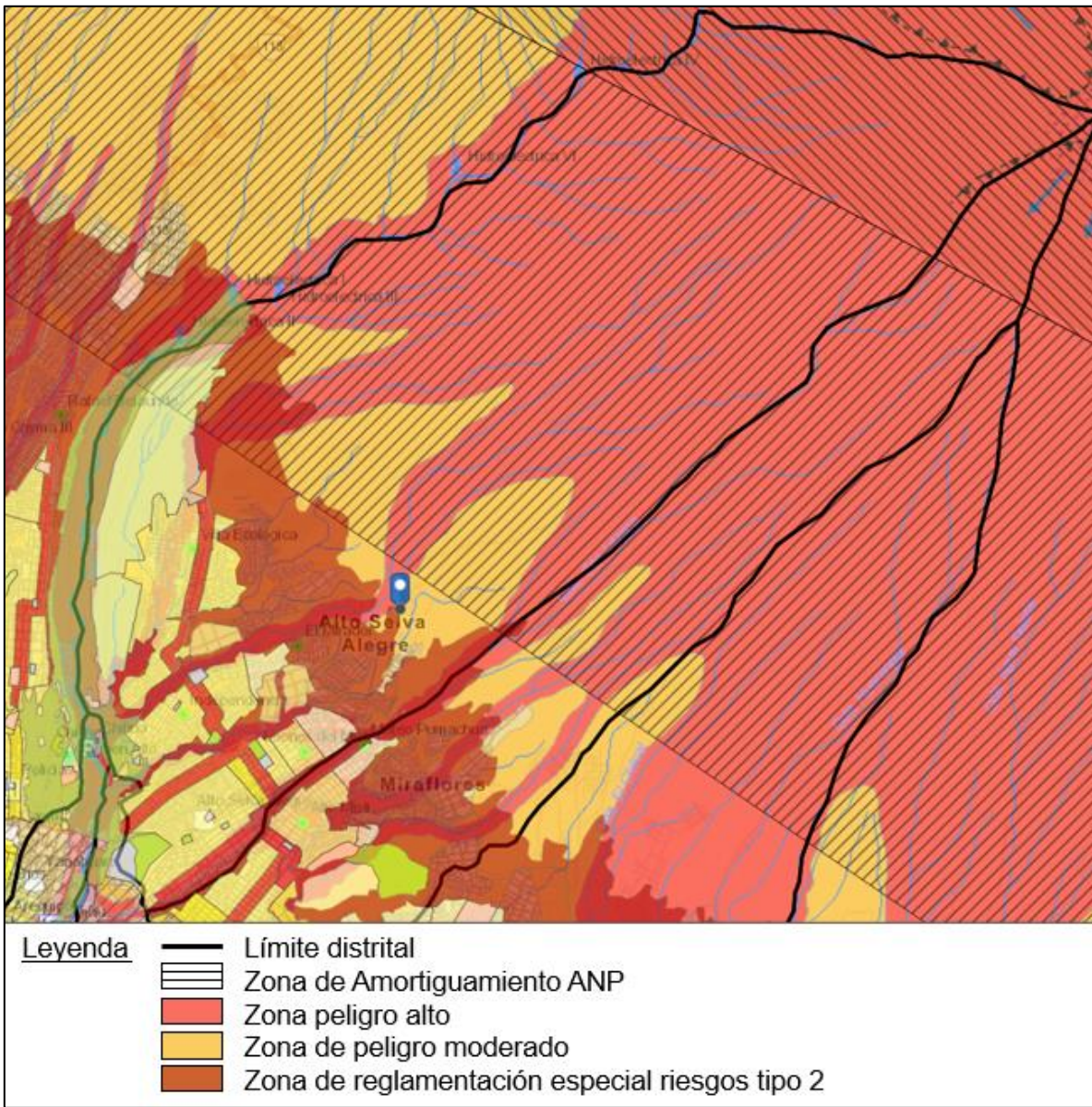


Figura 3.4. Superposición de mapas en el distrito de Alto Selva Alegre

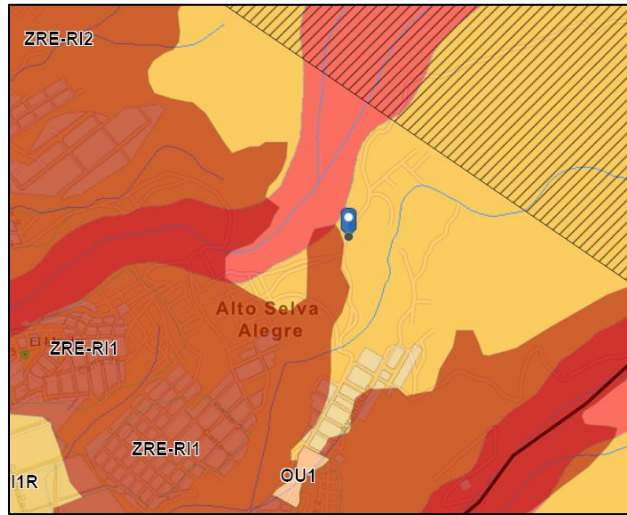


Figura 3.5. Ubicación de la planta de digestión anaeróbica

3.3.2. Características principales del sitio

En la Figura 3.6 se muestra que la subestación más cercana a la planta es la Subestación eléctrica Chilina. Por lo tanto, la línea de transmisión requerida debe contar con una tensión nominal de 33 kV y una longitud de 5.0 km. Además, se muestra que la misma subestación funciona como punto de conexión de otras plantas de generación de energía como C.H. Charcani IV y C.H. Charcani VI. Por otro lado, se determinó que la planta se encuentra a 3.5 km de la planta de compostaje donde se recolectan los residuos orgánicos actualmente.

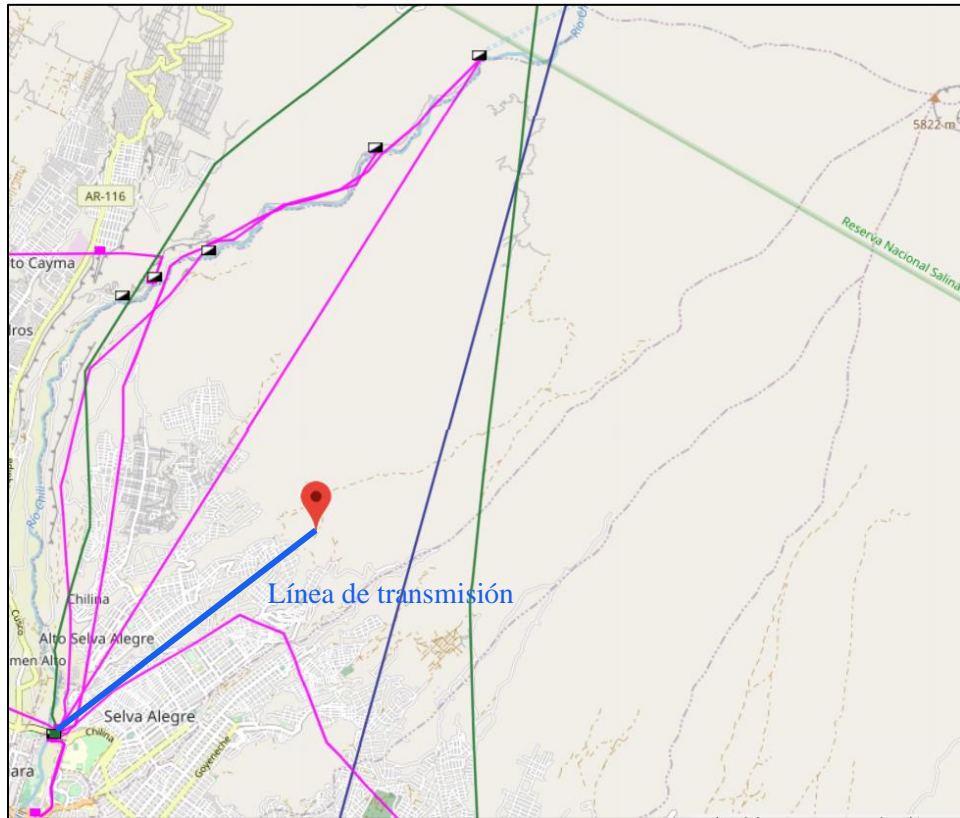


Figura 3.6. Ubicación de la subestación y línea de transmisión

La planta de digestión anaeróbica requiere de 6,600 m² de área, se ha considerado la ubicación de los componentes principales tales como el biodigestor, trituradora, tanque de almacenamiento, mezclador y unidad de cogeneración. En la Figura 3.7 se muestra la distribución de los componentes.

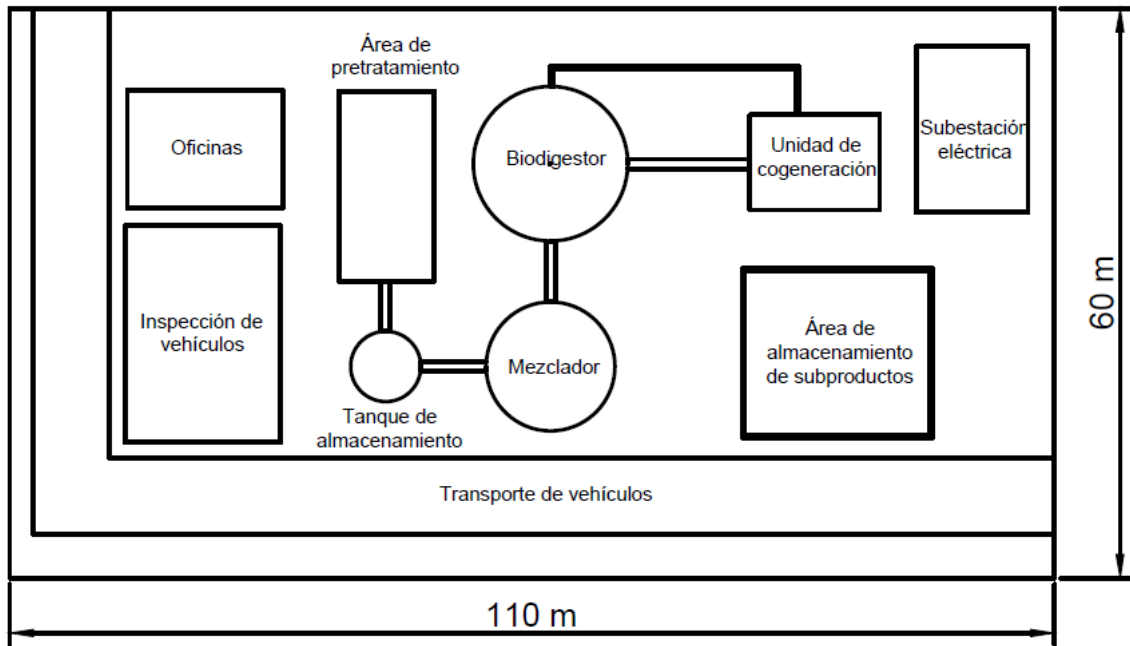


Figura 3.7. Layout de la planta de digestión anaeróbica

A partir del área y requerida, se estableció el plano en la ubicación determinada, ver Figura 3.8.



Figura 3.8. Ubicación de la planta en Google Earth

3.3.3. Aspectos ambientales

La planta de digestión anaeróbica presenta una distancia aproximada al límite más cercano del ANP Reserva Nacional de Salinas y Aguada Blanca y su zona de amortiguamiento de 8000 m y 400 m respectivamente. Asimismo, no se encuentran Áreas de Conservación Regional, Ecosistemas Frágiles (aprobados por SERFOR), Sitios RAMSAR, Reserva Territorial o Reserva Indígena (Comunidades campesinas o pueblos indígenas u originarios) cercanas a la planta o en el distrito de Alto Selva Alegre.

Por lo tanto, de la evaluación del sitio, se concluye que es posible la ubicación de la planta en el distrito de Alto Selva Alegre en las coordenadas (16°21'18.1"S, 71°29'49.7"O) con un área de 6,600 m² y la conexión al sistema eléctrico mediante la subestación Chilina 33 kV.

3.4. Evaluación ambiental

En la Figura 3.9, se presenta la cantidad de reducción de emisiones de CO_{2eq} para el tiempo de vida útil del proyecto. Durante los 15 años de operación del proyecto, se estima una reducción de 103,814 tCO_{2eq} por concepto de reducción de la cantidad de residuos dispuestos en tierra y generación de energía renovable. Así, el proyecto contribuye a la reducción de emisiones de GEI y califica a vender Unidades de Carbono Verificadas dentro de mercados de carbono voluntarios.

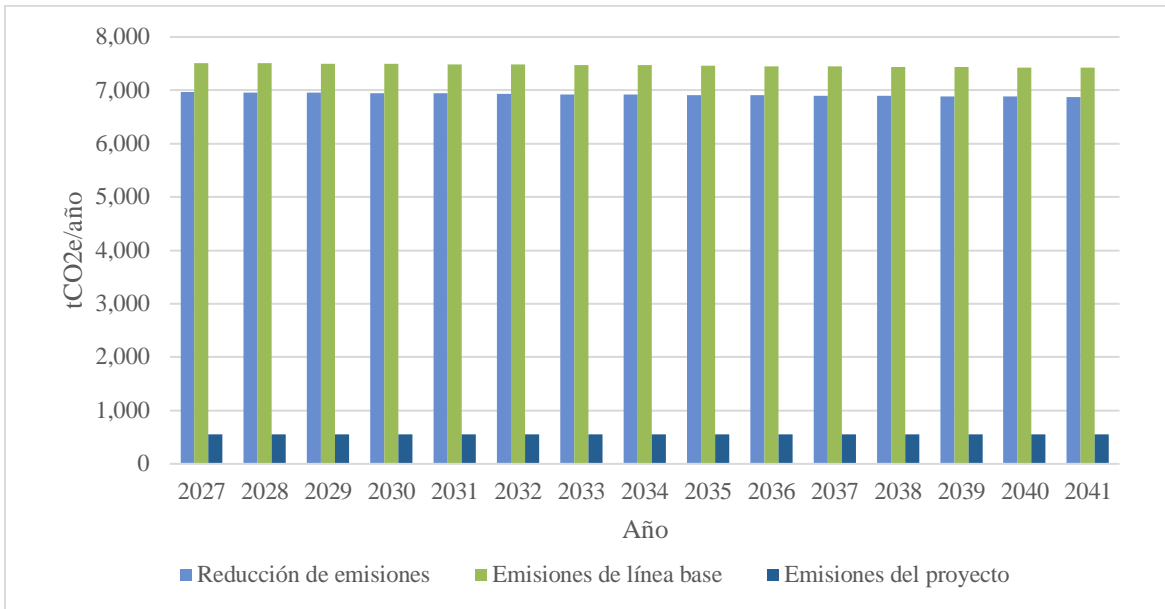


Figura 3.9. Reducción de emisiones del proyecto

3.5. Evaluación económica

3.5.1. Detalle de presupuesto

En la Tabla 3.10, se muestra que el valor de inversión inicial del proyecto es de 2,179,815 USD con un costo anual de 61,016 USD al año 1.

Descripción	Valor
CAPEX	
Costo de la planta de biogás	1,745,750 USD
Costo de la línea de transmisión eléctrica	434,065 USD
Inversión total	2,179,815 USD
OPEX	
Costos fijos	34,915 USD/año
Costos variables	9.30 USD/MWh
Costos de operación al año 1	61,016 USD

Tabla 3.10. Costos de inversión y operación del proyecto

3.5.2. Análisis de viabilidad económica

En la Figura 3.10, se muestra el LCOE para cada escenario de financiamiento y sub-escenarios respectivamente. En el primer escenario, el LCOE resulta en 103.28 USD/MWh

considerando como ingreso solo la venta de energía mediante una subasta RER. Se puede observar que este escenario presente el LCOE más elevado. En adelante, el primer escenario se denomina como valor inicial de LCOE.

En el segundo escenario, el LCOE considera tanto la venta de energía por subasta RER como un ingreso adicional por el pago del servicio de tratamiento de residuos sólidos. De esta manera, el LCOE resulta en 87.36 USD/MWh en un escenario pesimista que considera una tarifa de tratamiento de residuos de 3.67 USD/ton. Por otro lado, en el escenario normal con la tarifa de tratamiento de 7.18 USD/ton, se tiene un LCOE de 72.14 USD/MWh, mientras que en un escenario optimista con un pago de 15.94 USD/ton por el tratamiento de residuos, el LCOE resulta en 34.16 USD/MWh y corresponde a una reducción de 67% del valor inicial. Cabe resaltar que, el tipo de cambio considerado fue de 3.765 soles/USD con fecha del 31 de marzo de 2023.

En el tercer escenario, el LCOE considera la venta de energía al mercado libre, la venta de servicio de tratamiento de residuos sólidos y la venta de VCU. En este escenario, se obtiene un LCOE de 70.34 USD/MWh en el sub-escenario pesimista que considera el precio de carbono actual de 7.17 USD/tCO_{2e}. En la Figura 3.10, se puede observar que, el LCOE de menor valor corresponde al sub-escenario optimista con un valor de 28.00 USD/MWh.

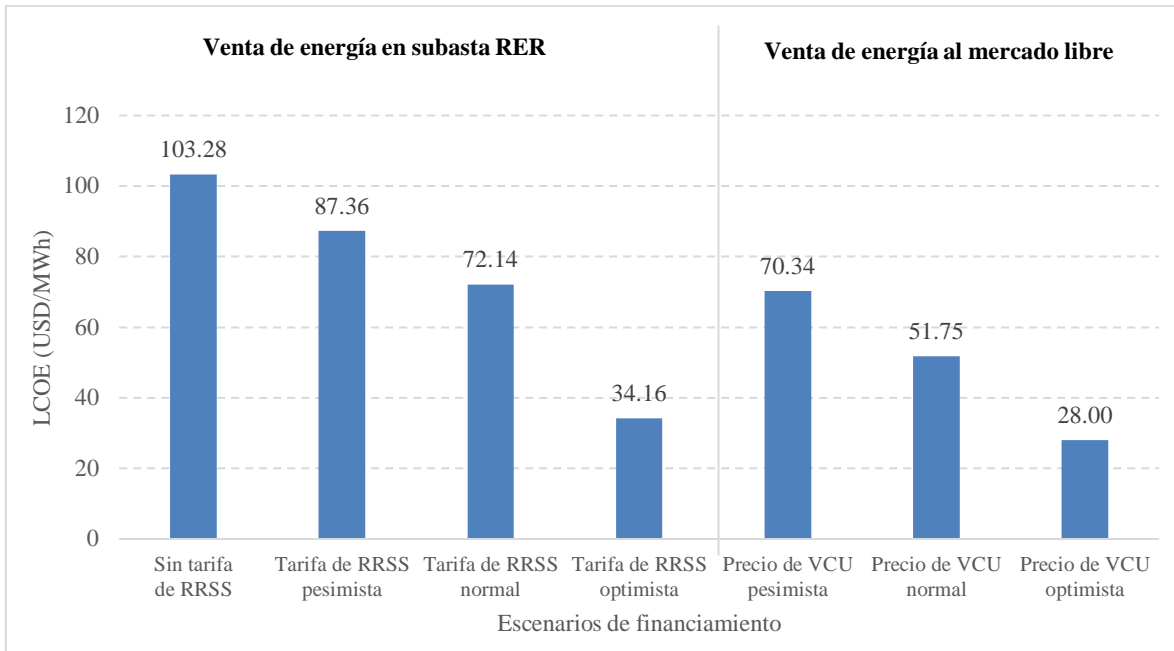


Figura 3.10. LCOE según escenarios de financiamiento

En la Figura 3.11, se muestra la distribución de ingresos en el tercer escenario, sub-escenario pesimista. Se puede observar que, los aportes por el servicio de tratamiento de residuos sólidos y la venta de VCU puede financiar el 32% de una planta de digestión anaeróbica. En el Anexo 3, se encuentra el flujo de caja de este escenario.

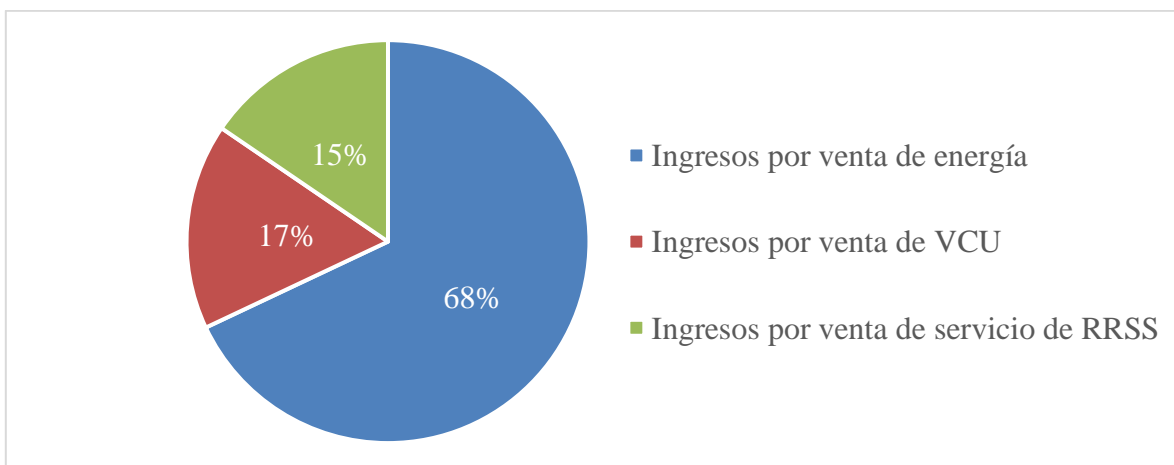


Figura 3.11. Distribución del financiamiento

Por último, según los criterios de viabilidad económica definidos en la sección 2.6.2, se determinó que el primer escenario con venta de energía en una subasta RER no es viable debido a que el LCOE excede el límite de 77 USD/MWh. De esta manera, se puede concluir que la planta de digestión anaeróbica no se considera viable si solo tiene un ingreso por venta de energía.

Para el segundo escenario, los sub-escenarios normal y optimista presentaron un LCOE menor a 77 USD/MWh, precio de biomasa en la última subasta RER. Considerando el escenario normal, el precio de la energía de una central de digestión anaeróbica a ser subastado en una siguiente subasta RER puede llegar a ser de 72.14 USD/MWh. Por lo tanto, se concluye que el ingreso adicional del servicio de tratamiento de residuos sólidos permite viabilizar la planta propuesta. Además, es necesario el incremento de la tarifa de tratamiento a un mínimo de 7 USD/ton. Este incremento se puede sustentar en base a la mejora en la gestión de residuos sólidos al depositar los residuos en una planta de digestión anaeróbica a diferencia del botadero Quebrada Honda.

Para el tercer escenario, solo el sub-escenario optimista presentó un LCOE menor al límite de 35 USD/MWh. De esta manera, se concluye que el aporte adicional de VCUs en conjunto con el servicio de tratamiento permite ingresar al mercado libre a la planta de digestión anaeróbica con un precio competitivo. Sin embargo, es necesario que el precio del carbono incremente a un mínimo de 25 USD/tCO_{2eq} para financiar el costo de la planta propuesta. Para esto, se realizó el análisis en la Sección 3.5.3 con el objetivo de determinar la viabilidad del año de inicio de operaciones de la planta de digestión anaeróbica, según las tendencias del mercado de carbono en la región de Latinoamérica.

3.5.3. Análisis del precio del carbono en el Perú

En la Figura 3.12, se muestra el incremento proyectado del precio del carbono en base al escenario de precios sociales de Chile al 2030. Como se puede observar, el Perú puede establecer un precio del carbono al año 2027 superior a 25 USD USD/tCO_{2eq}. Sin embargo, cabe resaltar que la presente proyección considera que el Perú adopte el sistema de impuesto al carbono a partir del año 2024.

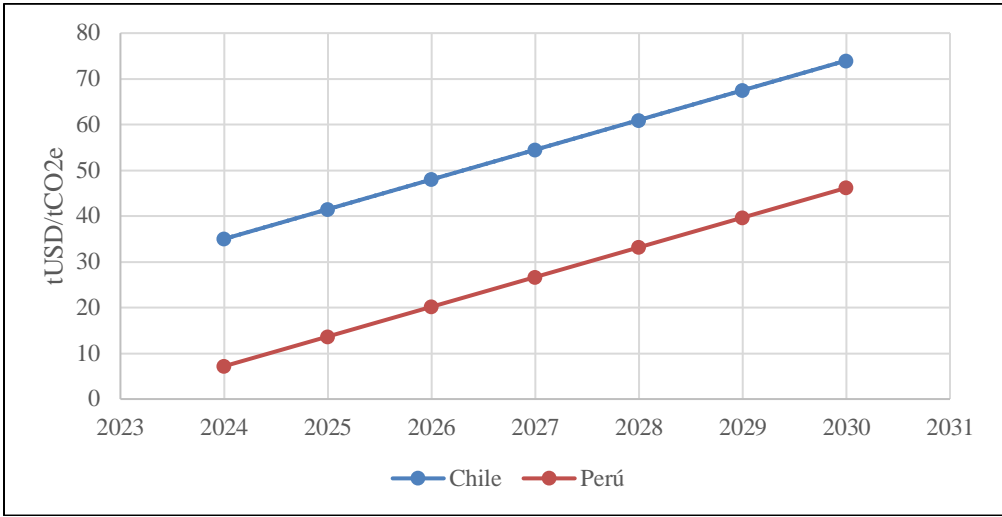


Figura 3.12. Proyección del precio del carbono

Por lo tanto, del análisis del precio del carbono, se concluye que es posible que el precio del carbono se incremente a 25 USD USD/tCO₂eq en el Perú para el año 2027. De esta manera, en el tercer escenario, el sub-escenario optimista puede ser viable al 2027.

4. CONCLUSIONES

1. Se proyecta que el distrito de Alto Selva Alegre contará con una generación de residuos orgánicos municipales de 34.669 y 44.997 ton/día en el año 2027 y 2041 respectivamente. De esta manera, el potencial energético del biogás a partir de los residuos orgánicos en el distrito de Alto Selva Alegre es de 135,288 MWh con una generación de 24,722,730 Nm³ de biogás del 2027 al 2041.
2. La planta de digestión anaeróbica contempla un biodigestor de 2,249 m³ de volumen y una capacidad de producción anual de biogás de 1,442,299 Nm³ con una composición volumétrica de 54% de metano. Además, la planta cuenta con una potencia de 429 kW con un factor de planta de 80% y generación neta de 3,003 MWh de energía eléctrica al año.
3. La ubicación de la planta no presenta afectación al medio ambiental ni al patrimonio cultural. Además, la planta permitirá reducir emisiones de GEI por la reducción de residuos sólidos dispuestos en lugar de disposición final actual y por el desplazamiento de energía de la red eléctrica nacional. En total, se tiene 103,814 tCO_{2eq} dejadas de emitir al ambiente.
4. El costo de inversión y operación de la planta asciende a 2,180 MUSD y 61.0 MUSD/año respectivamente. En base a los escenarios de financiamiento, la planta no resulta viable solo con el ingreso por venta de energía en una subasta RER. Sin embargo, se determinó que el escenario con ingreso por tratamiento de los residuos a una tarifa de 7.18 USD/ton puede financiar un LCOE a 72.14 USD/MWh y ser viable en una subasta RER. Asimismo, el escenario con ingreso por venta de VCU's permite obtener un LCOE menor a 35 USD/MWh y ser económicamente viable en el mercado libre.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ministerio del Ambiente, “Coordinación de información sobre gestión de residuos sólidos.” 2023, Accedido: Mar. 31, 2023. [Online]. Disponible: <https://minam.zohosites.com/coordinaciones/coordinación-de-información-sobre-gestión-de-residuos-sólidos>.
- [2] Sistema Nacional de Información Ambiental, “Estadística ambiental.” 2023, Accedido: Mar. 31, 2023. [Online]. Disponible: <https://sinia.minam.gob.pe/informacion/tematicas?tematica=08>.
- [3] Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, “Áreas degradadas por residuos sólidos municipales,” *Resolución N.º 00018-2022-OEFA/DSIS Inventario Nacional de Áreas Degradadas por Residuos Sólidos*. 2022, Accedido: Mar. 31, 2023. [Online]. Disponible: <https://www.gob.pe/institucion/oeffa/normas-legales/3156088-00018-2022-oeffa-dsis>.
- [4] Gobierno del Perú, “Reporte de actualización de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional del Perú (NDC),” 2020. [Online]. Disponible: [https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Peru First/Reporte de Actualización de las NDC del Perú.pdf](https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Peru%20First/Reporte%20de%20Actualizaci3n%20de%20las%20NDC%20del%20Peru.pdf).
- [5] Municipalidad distrital de Alto Selva Alegre, “Estudio de Caracterización de Residuos Sólidos en el Distrito de Alto Selva Alegre,” 2019.
- [6] M. E. Bejarano Meza, “Investigación experimental del equilibrio gaseoso e hídrico del botadero de Quebrada Honda - Yura - Arequipa 2016,” Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, 2018.
- [7] Municipaliad Provincial de Arequipa, “Plan de Gestión Ambiental de Residuos Solidos (PIGARS) de la provincia de Arequipa.” p. 77, 2017, [Online]. Disponible: [https://www.muniarequipa.gob.pe/descargas/gestionmanejoresiduos/PIGARS 2017-2028/PIGARS final 22 de Diciembre.pdf](https://www.muniarequipa.gob.pe/descargas/gestionmanejoresiduos/PIGARS%202017-2028/PIGARS%20final%2022%20de%20Diciembre.pdf).

- [8] Comité de Operación Económica del Sistema (COES), “Estadística Anual 2022.” Lima, 2023, Accedido: Mar. 31, 2023. [Online]. Disponible: <https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica?anio=2022>.
- [9] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, “Bases Consolidadas para la Primera Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables.” p. 4, 2009, [Online]. Disponible: <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/subastas/primera-subasta-1>.
- [10] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, “Central termoeléctrica huaycoloro,” 2020. [Online]. Disponible: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS GFE/Acordeón/Generación/1.5.1.pdf.
- [11] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, “Bases Consolidadas para la Segunda Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables.” p. 4, 2011, [Online]. Disponible: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/energias-renovables/Subastas/SegundaSubasta/segundasubasta_BasesConsolidadas.pdf.
- [12] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, “Central de Biomasa La Gringa V,” 2020. [Online]. Disponible: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS GFE/Acordeón/Generación/1.5.3.pdf.
- [13] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, “Bases Consolidadas para la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables.” p. 3, 2015, [Online]. Disponible: <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/subastas/cuarta-subasta>.
- [14] División de Supervisión de Electricidad Osinergmin, “Supervisión de contratos de centrales de generación y líneas de transmisión de energía eléctrica en operación,”

2020. [Online]. Disponible:
http://www.osinerg.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Operacion-enero-2020.pdf.
- [15] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, “Central termoeléctrica de biomasa callao (2,4 MW),” 2020. [Online]. Disponible:
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS GFE/Acordeón/Generación/3.7.2.pdf.
- [16] World Biogas Association, “Global potential of biogas,” 2019. [Online]. Disponible:
https://www.worldbiogasassociation.org/wp-content/uploads/2019/09/WBA-execsummary-4ppa4_digital-Sept-2019.pdf.
- [17] International Renewable Energy Agency, “Renewable Energy Statistics 2019,” Abu Dhabi, 2021. [Online]. Disponible:
<https://www.irena.org/publications/2021/Aug/Renewable-energy-statistics-2021>.
- [18] Renergon, “RENERGON RSD®-E | SOLID FERMENTATION & COMPOSTING Sundern, Germany.” <https://www.renergon-biogas.com/en/portfolio-items/biogas-plant-sundern-germany/>.
- [19] Ministerio del Ambiente, “Listado de rellenos sanitarios,” 2021. [Online]. Disponible: https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/2002071/Listado de Rellenos sanitarios y de seguridad_02.08_RPublico.pdf.
- [20] Ministerio del Ambiente, “Inventario nacional de gases de efecto invernadero 2014,” 2019. [Online]. Disponible: <http://infocarbono.minam.gob.pe/annios-inventarios-nacionales-gei/ingei-2014/>.
- [21] Ministerio del Ambiente, “Mapa nacional de infraestructura de disposición final,” 2021. [Online]. Disponible: <https://www.gob.pe/institucion/minam/informes-publicaciones/279709-listado-de-rellenos-sanitarios>.
- [22] Ministerio del Ambiente, “Indicadores de residuos sólidos 2021.” 2022, Accedido: Mar. 27, 2023. [Online]. Disponible:
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiODI2NjU0MzgtNTQyOS00ZjM0LWI3Yj>

AtN2YwNzcwMWY1M2IzIiwidCI6IjBIMmFiZjRILWEzUjUtNDFIZi1iOWE0LWM5YWE2ZGQ1NTE4MCJ9.

- [23] Ministerio del Ambiente, “Guía de diseño, construcción, operación, mantenimiento y cierre de relleno sanitario manual.” Lima, p. 87, 2011, [Online]. Disponible: <https://sinia.minam.gob.pe/documentos/guia-diseno-construccion-operacion-mantenimiento-cierre-relleno>.
- [24] Ministerio del Ambiente, “Reporte Anual de Gases de Efecto Invernadero del sector desechos del año 2014. Categoría: Disposición de desperdicios sólidos en tierra,” p. 54, 2017, [Online]. Disponible: http://infocarbono.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2017/09/RAGEI_RRSS_VERSION-FINAL-1.pdf.
- [25] Congreso de la República, *Ley de Gestion Integral de Residuos Sólidos-1278*, no. 23 de diciembre. Perú, 2016, pp. 56–67.
- [26] D. Mutz, D. Hengevoss, C. Hugi, and T. Gross, *Waste-to-energy options in - municipal solid waste management*. Eschborn: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2017.
- [27] A. Kumar and S. R. Samadder, “A review on technological options of waste to energy for effective management of municipal solid waste,” *Waste Manag.*, vol. 69, pp. 407–422, 2017, doi: 10.1016/j.wasman.2017.08.046.
- [28] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), *Guide to Biogas: From production to use*. Eschborn: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2012.
- [29] M. T. Varnero Moreno, *Manual del Biogás*. Santiago de Chile, 2011.
- [30] A. Wellinger, J. Murphy, and D. Baxter, *The biogas handbook*, 1st ed. Cambridge: Woodhead Publishing Limited, 2013.
- [31] Ministerio del Ambiente, *Reglamento del Decreto Legislativo N° 1278, Decreto Legislativo que aprueba la Ley de Gestión Integral de Residuos Sólidos*. Perú, 2017, p. 32.

- [32] Congreso de la República del Perú, *Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables*, vol. 1, no. 4. 2015, pp. 1–6.
- [33] Municipalidad distrital de Alto Selva Alegre, “Memoria Anual 2017,” 2017, [Online]. Disponible:
http://munialtoselvaalegre.gob.pe/transparencia/infor_presupuestal/memoria_anual_2017.pdf.
- [34] Instituto Nacional de Estadística e Informática, “Resultados Definitivos del departamento de Arequipa,” Lima, 2018. [Online]. Disponible:
https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1551/.
- [35] Comité de Operación Económica del Sistema (COES), “Informe De Diagnóstico De Las Condiciones Operativas Del SEIN,” 2023. [Online]. Disponible:
[https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Planificación%2FPlan de Transmisión%2FActualización Plan de Transmisión 2023 - 2032%2F02. ID 2023-2032%2F01. Informe%2FInforme COES-DP 01-2021_completo.pdf](https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Planificación%2FPlan%20de%20Transmisión%2FActualización%20Plan%20de%20Transmisión%202023%20-%202032%2F02.%20ID%202023-2032%2F01.%20Informe%2FInforme%20COES-DP%2001-2021_completo.pdf).
- [36] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, *La industria de la electricidad en el Perú*. 2016.
- [37] COES SINAC, “Evaluación de la necesidad de generación eficiente en el SEIN y prospectiva del suministro eléctrico del sur en el corto, mediano y largo plazo,” pp. 16–42, 2018.
- [38] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Costos Marginales Revisados,” 2022.
<https://www.coes.org.pe/Portal/mercadomayorista/costosmarginales/revisados>
(Accedido Mar. 31, 2023).
- [39] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, “Informe Mensual: Mercado Libre de Electricidad,” *Regulación tarifaria*, 2023.
<https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion->

tarifaria/publicaciones/regulacion-tarifaria.

- [40] Zorg Biogas, “Trituradora 171 600 EUR.” <https://zorg-biogas.com/es/catalogo-de-equipos/trituradoras/trituradora> (Accedido Oct. 28, 2021).
- [41] D. Deublein and A. Steinhauser, “Typical Design Calculation for an Agricultural Biogas Plant,” *Biogas from Waste Renew. Resour.*, pp. 357–364, 2010, doi: 10.1002/9783527632794.ch35.
- [42] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), “Biogas-Messprogramm II 61 Biogasanlagen im Vergleich,” p. 168, 2009, [Online]. Disponible: <http://www.worldcat.org/oclc/845555821>.
- [43] M. Barrena G., V. Olivares M., L. Taramona R., and N. Chauca R., “Influencia de la temperatura ambiente sobre la producción de biogas,” *Rev. Investig. la Univ. Le Cordon Bleu*, vol. 4, no. 1, pp. 15–25, 2017, doi: 10.36955/riulcb.2017v4n1.002.
- [44] Zorg Biogas, “Volumes and dimensions of biogas reactors,” *Digestores*. <https://zorg-biogas.com/es/catalogo-de-equipos/digestores>.
- [45] L. Tobiasen, K. Kahle, C. Hindsgaul, and B. Kamuk, “Waste to Energy – Energy Recovery of Green Bin Waste: Incineration/Biogas Comparison,” *Curr. Sustain. Energy Reports*, vol. 1, no. 4, pp. 136–149, 2014, doi: 10.1007/s40518-014-0018-1.
- [46] NASA Prediction Of Worldwide Energy Resource, “Data Access Viewer Point Monthly Series,” 2021. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- [47] Ministerio de Energía y Minas, “DECRETO SUPREMO N° 082-2007-EM,” 2007, [Online]. Disponible: http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/legislacion/002subsector_electricidad/ds082-2007-em.pdf.
- [48] Municipalidad distrital de Alto Selva Alegre, “Mapa Base del distrito de Alto Selva Alegre.” 2011, [Online]. Disponible: http://munialtoselvaalegre.gob.pe/muniasa/images/imagenes2017/documentos_mdasa/plano_asa.pdf.

- [49] Municipalidad distrital de Alto Selva Alegre, “PLANO DE ZONIFICACIÓN DISTRITO DE ALTO SELVA ALEGRE,” 2016. [Online]. Disponible: <https://munialtoselvaalegre.gob.pe/mdasa/licenciafuncionamiento/zonificacion/PDM-zonificacion2016-2025.pdf>.
- [50] M. y M. Instituto Geológico, “Mapa de peligros múltiples de la zona proximal del volcán Misti.” http://ovi.ingemmet.gob.pe/?page_id=128 (Accedido Oct. 25, 2021).
- [51] Servicio Nacional Forestal y de Fauna Silvestre, “Mapa Principal Visor Cartografico GEOSERFOR.” <https://geo.serfor.gob.pe/geoportal/home/webmap/viewer.html?webmap=4f6e9815cf1a463c8a97544a4d0b9fb8> (Accedido Oct. 25, 2021).
- [52] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, “Mapa Instalaciones de Alta Tensión.” 25/10/2021.
- [53] M. Booklet and P. Versions, “ACM0022: Alternative waste treatment processes --- Version 3.0,” pp. 21–23.
- [54] Clean Development Mechanism, “Methodological Tool04: Emissions from solid waste disposal sites,” *EB 65 Rep.*, 2011, [Online]. Disponible: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-04-v6.0.0.pdf>.
- [55] Clean Development Mechanism, “Methodological tool05: Baseline, project and / or leakage emissions from electricity consumption and monitoring of electricity generation,” 2015.
- [56] Clean Development Mechanism, “Methodological tool14: Project and leakage emissions from anaerobic digesters (Version 1.0.0).” 2012, [Online]. Disponible: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-14-v1.pdf>.
- [57] C. Linnenberg, C. Melebrán, I. Jofré, and G. Schleenstein, *Estudio de factibilidad de un biodigestor anaeróbico en una planta faenadora de carne*. Santiago de Chile, 2019.
- [58] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN,

“Resolución de división de supervisión de electricidad organismo supervisor de la inversión en energía y minería osinergmin n° 3338-2019.” 2019, [Online].

Disponible: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/903591/RPAS-P091-00176909-EGA.pdf>.

- [59] Comisión Nacional de Energía de Chile, “Informe de costos de tecnologías de generación en Chile,” 2020. [Online]. Disponible: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf><http://marefateadyan.nashriyat.ir/node/150>.
- [60] Municipalidad provincial de Andahuaylas, “Reunión anual residuos sólidos 2021,” 2021.
- [61] Ministerio de Economía y Finanzas del Perú, “Estimación Del Precio Social Del Carbono Para La Evaluación Social De Proyectos En El Perú,” 2021. [Online]. Disponible: https://www.mef.gob.pe/contenidos/inv_publica/anexos/anexo3_RD006_2021EF6301.pdf.
- [62] DNV, “Energy Transition Outlook 2022,” p. 151, 2022, [Online]. Disponible: <https://www.dnv.com/energy-transition-outlook/index.html>.
- [63] Pacific Credit Rating, “Perú : Sector Electricidad,” p. 8, 2022, [Online]. Disponible: <https://ww1.ratingspcr.com/multi/9616/5592/9962/PE-202112-ELECTRI.pdf>.
- [64] Diario Gestión, “Perú liberará nuevos bonos de carbono mientras se encamina a una consulta previa,” 2022, [Online]. Disponible: <https://gestion.pe/economia/peru-liberara-nuevos-bonos-de-carbono-mientras-se-encamina-a-una-consulta-previa-cop27-acuerdo-de-paris-ambiente-minam-noticia/>.
- [65] Fundación Terram, “Reforma tributaria : FMI sugiere a Hacienda aumentar el impuesto a emisiones de carbono e igualar gravamen al diésel con la gasolina,” 2023. <https://www.terram.cl/2023/01/reforma-tributaria-fmi-sugiere-a-hacienda-aumentar-el-impuesto-a-emisiones-de-carbono-e-igualar-gravamen-al-diesel-con-la-gasolina/>.

ANEXOS

ANEXO 1: Ficha técnica de la unidad de cogeneración

SGE-24HM & SGE-42HM

Engine Parameters	English Units	Metric Units	SGE-24HM				SGE-42HM			
Speed	rpm		1,500		1,800		1,500		1,800	
Engine power	bhp	kWb	697	(520)	697	(520)	1,395	(1,040)	1,395	(1,040)
Cylinder arrangement			In Line 8				V12			
Mean effective pressure	psi	bar	252	(17.4)	210	(14.5)	286	(19.7)	238	(16.4)
Bore	inch	mm	5.98	(152)	5.98	(152)	6.30	(160)	6.30	(160)
Stroke	inch	mm	6.50	(165)	6.50	(165)	6.89	(175)	6.89	(175)
Displacement	cu.in	Litres	1,460	(24.0)	1,460	(24.0)	1,718	(42.2)	1,718	(42.2)
Mean piston speed	in/s	m/s	325	(8.3)	390	(9.9)	344	(8.8)	413	(10.5)
Compression ratio			11.8 : 1				11.9 : 1			
Combustion air mass flow	lbs/hr	kg/h	4,211	(1,910)	5,247	(2,380)	10,119	(4,590)	10,251	(4,650)
Packaged ventilation air flow ²⁾	scfm	m ³ /h	21,424	(36,400)	21,424	(36,400)	42,849	(72,800)	42,849	(72,800)
Engine coolant capacity (Main circuit) ³⁾	gal.	Litres	21	(80)	21	(80)	63	(240)	63	(240)
Engine coolant capacity (Aux. circuit) ³⁾	gal.	Litres	5	(20)	5	(20)	20	(75)	20	(75)
Lube oil capacity ³⁾	gal.	Litres	45	(169)	45	(169)	107	(403)	107	(403)
Lube oil consumption ⁴⁾	lbs/bhp.hr	g/kWh	0.00058	(0.35)	0.00058	(0.35)	0.00025	(0.15)	0.00025	(0.15)
Energy Balance										
Generator efficiency ^{5) 6)}	%	%	96.6		96.2		97.2		96.9	
Electrical power ^{5) 6)}	kWe	kW	502		500		1,011		1,008	
Jacket (HT) water heat	Btu x 1,000/hr	kW	788.7	(231)	679.5	(199)	1,864.3	(546)	1,959.9	(574)
Intercooler (LT) water heat	Btu x 1,000/hr	kW	273.2	(80)	327.8	(99)	198.0	(58)	194.6	(57)
Exhaust heat - cooled to 120°C	Btu x 1,000/hr	kW	874.1	(256)	1055.1	(309)	1,697.0	(497)	1,908.7	(559)
Engine radiation heat	Btu x 1,000/hr	kW	99.0	(29)	136.6	(40)	239.0	(70)	239.0	(70)
Generator radiation heat	Btu x 1,000/hr	kW	60.4	(18)	67.5	(20)	99.4	(29)	110.1	(32)
Fuel consumption ⁷⁾	Btu x 1,000/hr	kW	4,029.0	(1,180)	4,244.1	(1,243)	8,071.7	(2,364)	8,382.4	(2,455)
Mechanical efficiency	%		44.1		41.8		44.0		42.4	
Electrical efficiency	%		42.6		40.2		42.8		41.0	
Thermal efficiency	%		48.1		48.6		46.6		48.5	
Total efficiency	%		90.6		88.8		89.3		89.5	
System Parameters										
Jacket (HT) water temperature max.	°F	°C	194	(90)	194	(90)	194	(90)	194	(90)
Jacket (HT) water flow rate min.	gpm	L/hr	141	(32)	123	(28)	167	(38)	167	(38)
Jacket (HT) water flow rate max.	gpm	L/hr	264	(60)	264	(60)	308	(70)	308	(70)
Intercooler stages			Single				Double			
Intercooler (LT) coolant temperature	°F	°C	131	(55)	131	(55)	131	(55)	131	(55)
Intercooler (LT) coolant flow rate min./max.	gpm	L/hr	88	(20)	110	(25)	88	(20)	110	(25)
Intercooler (LT) coolant flow rate min./max.	gpm	L/hr	132	(30)	132	(30)	132	(30)	132	(30)
Exhaust manifold type			Dry				Dry			
Exhaust temperature	°F	°C	927	(497)	916	(491)	806	(430)	865	(463)
Exhaust mass flow wet	lbs/hr	kg/h	4,674	(2,120)	5,732	(2,600)	11,067	(5,020)	11,244	(5,100)
Exhaust backpressure max.	psi	mbar	0.65	(45)	0.65	(45)	0.65	(45)	0.65	(45)
Maximum pressure loss in front of air cleaner	psi	mbar	0.073	(5)	0.073	(5)	0.073	(5)	0.073	(5)
Fuel pressure range	psi	mbar	0.73 - 3.48 (50 - 240)				0.73 - 3.48 (50 - 240)			
Starter battery 2x12 V, capacity required	Ampere-hour		280				280			
Emissions ⁸⁾										
NOx	g/bhp.hr		< 1.1		< 1		< 1.1		< 1	
CO	g/bhp.hr		< 2.4		< 2.4		< 2.2		< 2.2	
THC (In C1 base)	g/bhp.hr		< 4.3		< 4.3		< 4.3		< 4.3	
NMHC (In C1 base)	g/bhp.hr		< 0.7		< 0.7		< 0.7		< 0.7	

ANEXO 2: Ficha técnica de la unidad ORC

Turbodren 200/300 kW Units - Typical Performances

	TURBODREN 2 Dual mode*		TURBODREN 3 Dual mode*		TURBODREN 3 CHP	
	Saturated steam ~16 bar(a) Max electric efficiency mode	Saturated steam ~26 bar(a) CHP mode	Saturated steam ~23 bar(a) Max electric efficiency mode	Saturated steam ~30 bar(a) CHP mode	80 °C water output	90 °C water output
THERMAL INPUT						
Saturated steam / Thermal Oil inlet temperature "HT" Loop (in)	200	226	220	234	310	310
Water condensate / Thermal Oil outlet temperature "HT" Loop (out)	181	209	201	216	221	227
Overall thermal power input	1234	1624	1708	1971	1817	1835
Heat source flow rate**						
t/h	2.2	3.1	3.2	3.8	30.2	32.4
Saturated steam / Thermal Oil inlet temperature "HT" Loop (in)	392	439	428	453	590	590
Water condensate / Thermal Oil outlet temperature "HT" Loop (out)	358	408	394	421	437	441
Overall thermal power input	4.21	5.54	5.83	6.73	6.21	6.26
Heat source flow rate**	81	114	118	140	309	331
THERMAL OUTPUT - Hot water						
Hot water temperature (in/out)	35/55	75/95	35/55	55/75	60/80	75/90
Thermal power to the cooling water circuit	1002	1402	1380	1647	1491	1505
Hot water temperature (in/out)	95/131	167/203	95/131	131/167	140/176	167/194
Thermal power to the cooling water circuit	3.42	4.78	4.71	5.62	5.09	5.13
PERFORMANCES						
Gross active electric power	200	200	300	300	300	300
Captive consumption	12	22	18	26	20	23
Net active electric power	188	178	282	274	280	277
Gross electric efficiency	16.2	12.3	17.5	15.5	16.5	16.3
Electric generator	Asynch.; 400V; 50Hz	Asynch.; 400V; 50Hz	Asynch.; 400V; 50Hz	Asynch.; 400V; 50Hz	Asynch.; 400V; 50Hz	Asynch.; 400V; 50Hz
Biomass consumption***	558	735	775	880	825	830
Typical delivery time (EXW)	9	9	9	9	9	9
Months						

* Dual mode: the same ORC module (fed with saturated steam) can be operated either in "max electric efficiency" mode or in "CHP" mode.

ANEXO 3: LCOE del escenario 2 sub-escenario pesimista

		CAPEX															
		MUSD															
		USD															
		MUSD															
		2%															
		USD/MWh															
		USD															
		USD															
Capacidad instalada de la planta	MW	0.500															
Capacidad neta	MW	0.429															
Eficiencia de planta	%	80%															
Tasa de depreciación de equipos	%	0.5%															
Precio por YCU	USD/CO2e	7.17															
Precio por tratamiento de RRSS	USD/RSU	3.67															
Tasa de descuento	%	7%															
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Altos		0															
Inversión		2180															
Costos de O&M			59	55	51	48	44	41	39	36	34	31	29	27	25	24	22
Ventas YCU y servicio RRSS			90	84	79	73	69	64	60	56	52	49	46	43	40	37	35
Energía producida			2807	2610	2427	2257	2099	1951	1815	1687	1569	1459	1357	1262	1173	1091	1015
LCOE solo energía		103.28															
LCOE con ventas YCU y servicio RRSS		70.34															
		70.34															
Precio pagado por energía		USD/MWh															
Altos		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Energía producida			3003	2988	2973	2958	2943	2929	2914	2899	2885	2871	2856	2842	2828	2814	2799
Ingresos por venta de energía			211	210	209	208	207	206	205	204	203	202	201	200	199	198	197
Ingresos por venta de YCU			50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	49	49	49	49	49
Ingresos por servicio RRSS			46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Costos de O&M			63	63	63	62	62	62	62	62	62	62	61	61	61	61	61
Flujo de caja solo energía		-2180	148	147	147	146	145	144	143	142	141	140	139	138	137	136	136
Flujo de caja con YCU y fee		-2180	245	244	243	242	241	240	239	238	237	236	235	234	234	233	232
TIR		7.0%															
VAN (7%)		0															