



**Universidad Europea de Canarias**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

Máster Universitario en Energías Renovables

**ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN SISTEMA HÍBRIDO  
FOTOVOLTAICO Y COGENERACIÓN CHP A PARTIR DEL  
SISTEMA DE GESTIÓN DE RESIDUOS DEL COMPLEJO  
AMBIENTAL DE TENERIFE (CAT)**

**Alumnos: Grupo 2**

**Diego Fernando Pulido López**

**Román Julián Chavez Cuervo**

**Miguel Ángel Quispe Baldeon**

**José Antonio Silva Figueroa**

**Sebastián Andrés Sanabria Alvarino**

**Juan Manuel Zorro Aicardi**

**Tutor: Juan Carlos de Haro Sanchez**

**Abril, 2026.**



Universidad europea de Canarias

## **TRABAJO FIN DE MÁSTER**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN SISTEMA HÍBRIDO  
FOTOVOLTAICO Y COGENERACIÓN CHP A PARTIR DEL  
SISTEMA DE GESTIÓN DE RESIDUOS DEL COMPLEJO  
AMBIENTAL DE TENERIFE (CAT)**

Máster Universitario en Energías Renovables

**Alumnos: Diego Fernando Pulido López  
Román Julián Chavez Cuervo  
Miguel Ángel Quispe Baldeon  
José Antonio Silva Figueroa  
Sebastián Andrés Sanabria Alvarino  
Juan Manuel Zorro Aicardi**

TUTOR: Juan Carlos de Haro Sánchez  
Abril, 2026.

---

## ÍNDICE GENERAL

<b>1</b>	<b>RESUMEN.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>ABSTRACT .....</b>	<b>2</b>
<b>3</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>4</b>	<b>OBJETIVOS .....</b>	<b>5</b>
<b>4.1</b>	<b>Objetivo general.....</b>	<b>5</b>
<b>4.2</b>	<b>Objetivos específicos .....</b>	<b>5</b>
<b>5</b>	<b>MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>6</b>
<b>5.1</b>	<b>Generalidades .....</b>	<b>6</b>
5.1.1	Convocatoria 2019 de la concesión de residuos de la isla de Tenerife. ....	7
5.1.2	Características generales de los rellenos sanitarios tecnificados (base CAT).....	8
<b>6</b>	<b>METODOLOGÍA .....</b>	<b>10</b>
<b>6.1</b>	<b>Caracterización de la fracción orgánica de los RSU.....</b>	<b>11</b>
<b>6.2</b>	<b>Estimación obtención del biogás .....</b>	<b>11</b>
<b>6.3</b>	<b>Diseño del sistema de captación.....</b>	<b>11</b>
<b>6.4</b>	<b>Parametrización del recurso solar.....</b>	<b>12</b>
<b>6.5</b>	<b>Producción energética .....</b>	<b>12</b>
<b>6.6</b>	<b>Evaluación técnico-económica.....</b>	<b>13</b>
<b>7</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>14</b>
<b>7.1</b>	<b>Caracterización del emplazamiento: aspectos técnicos y geotécnicos .....</b>	<b>14</b>
7.1.1	Condicionantes del emplazamiento .....	14
7.1.2	Principales restricciones geotécnicas .....	14
7.1.3	Criterios que considerar en el diseño.....	15
7.1.4	Soluciones de implantación evaluadas .....	16
7.1.5	Selección de solución técnica.....	16
7.1.6	Zonificación de viabilidad.....	18
7.1.7	Requerimientos para la fase de ingeniería de detalle .....	18
7.1.8	Análisis de riesgos y medidas de mitigación.....	18
<b>7.2</b>	<b>Caracterización del emplazamiento: superficies disponibles para implantación fotovoltaica .....</b>	<b>19</b>
<b>7.3</b>	<b>Potencial fotovoltaico del vertedero clausurado.....</b>	<b>20</b>

---

Evaluación del recurso solar disponible en el emplazamiento (Antiguo vertedero) .....	20
7.3.1 Dimensionamiento planta solar fotovoltaica con PVSYST .....	24
7.3.2 Configuración técnica del sistema fotovoltaico.....	28
<b>7.4 Análisis económico del sistema fotovoltaica .....</b>	<b>29</b>
7.4.1 Alcance y criterios de evaluación.....	29
7.4.2 Valores considerados en el cálculo.....	29
7.4.3 Estimación de ingresos y flujo neto anual .....	30
7.4.4 Desglose de la inversión inicial .....	31
7.4.5 Indicadores económico-financieros.....	32
7.4.6 Conclusión del análisis de viabilidad fotovoltaica .....	33
<b>7.5 Potencial del biogás y cogeneración (CHP) .....</b>	<b>34</b>
7.5.1 Condicionantes de la producción de biogás.....	34
7.5.2 Fases de la generación del biogás .....	34
7.5.3 Propiedades y sistema de extracción de biogás .....	35
7.5.4 Modelos de estimación de producción de biogás.....	36
7.5.5 Situación actual del aprovechamiento del biogás en el CAT .....	37
7.5.6 Implementación modelo de LandGEM.....	37
7.5.7 Datos de entrada: serie histórica de residuos depositados. ....	38
7.5.8 Parámetros del modelo LandGEM.....	40
7.5.9 Resultados de la estimación. ....	41
7.5.10 Dimensionamiento del sistema CHP.....	42
7.5.11 Configuración recomendada.....	43
7.5.12 Producción eléctrica y térmica estimada.....	44
7.5.13 Aprovechamiento del calor residual .....	45
<b>7.6 Complementariedad FV–CHP: modelo híbrido de generación.....</b>	<b>45</b>
7.6.1 Producción anual, emisiones evitadas y LCOE.....	46
7.6.2 Balance energético del sistema híbrido .....	47
7.6.3 Emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas .....	47
<b>7.7 Análisis comparativo entre el modelo de expansión del Cabildo y la propuesta integral de hibridación energética .....</b>	<b>48</b>

---

7.7.1	Comparación técnico-territorial de la expansión del modulo .....	48
7.7.2	Comparación y viabilidad técnica-económica de los modelos de expansión de módulos 51	
7.7.3	Síntesis comparativa y posicionamiento del modelo propuesto .....	52
<b>7.8</b>	<b>Análisis económico</b> .....	<b>53</b>
7.8.1	CAPEX (inversión inicial).....	53
7.8.2	OPEX (costes de operación y mantenimiento).....	54
7.8.3	LCOE (coste nivelado de energía).....	54
7.8.4	Síntesis comparativa de escenarios .....	55
7.8.5	Supuestos y limitaciones del análisis .....	56
<b>8</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>57</b>
<b>9</b>	<b>CONCLUSIONS</b> .....	<b>59</b>
<b>10</b>	<b>FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN</b> .....	<b>61</b>
<b>11</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>62</b>
<b>12</b>	<b>ANEXOS</b> .....	<b>64</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Evolución generación de residuos Tenerife. (Cabildo Tenerife) .....	7
Figura 2.	Esquema de planificación de llenado y de infraestructuras de un relleno sanitario. ....	9
Figura 3.	Esquema de perfil de instalación de estructuras del parque solar .....	17
Figura 4.	Ejemplos de instalación de estructuras.....	17
Figura 5.	Superficies disponibles para implantación fotovoltaica adicional. ....	19
Figura 6.	Coordenadas de ubicación antiguo vertedero CAT.....	21
Figura 7.	Datos de entrada para PVGIS .....	21
Figura 8.	Resultados PVGIS .....	22
Figura 9.	Irradiación mensual H(i) y producción específica en el CAT.....	24
Figura 10.	Inclinación y orientación de los paneles.....	25
Figura 11.	Características del sistema.....	26

---

Figura 12. Disposición paneles en emplazamiento (Vista 3D).....	26
Figura 13. Disposición paneles en emplazamiento (Vista Planta).....	27
Figura 14. Esquema típico de relleno sanitario.....	36
Figura 15. Comparativa de propuestas (Cabildo vs Propia).....	49
Figura 16. Imagen esquemática de colocación de paneles sobre los módulos.....	50

## INDÍCE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación del emplazamiento en función de su aptitud.....	18
Tabla 2. Análisis de riesgos y medidas de mitigación.....	18
Tabla 3. Superficie aprovechable del vertedero clausurado.....	20
Tabla 4. Irradiación y producción mensual (PVGIS – SARA3).....	23
Tabla 5. Parámetros técnicos base del sistema fotovoltaico.....	28
Tabla 6. Valores económicos base para el sistema fotovoltaico.....	30
Tabla 7. Producción anual considerada por escenario.....	30
Tabla 8. Resultado económico anual del sistema fotovoltaico.....	31
Tabla 9. Estimación de CAPEX del sistema fotovoltaico.....	31
Tabla 10. Indicadores de viabilidad económica del sistema fotovoltaico.....	32
Tabla 12. Composición típica de biogás en rellenos Complejo Ambiental de Tenerife.....	35
Tabla 13. Serie histórica de residuos recogidos en Tenerife (1998–2020).....	39
Tabla 15. Parámetros adoptados para el modelo LandGEM.....	40
Tabla 16. Producción estimada de biogás en el CAT.....	41
Tabla 17. Producción estimada de biogás en el CAT (escenarios).....	42
Tabla 17. Caudal medio horario de biogás según escenario.....	43
Tabla 18. Potencia eléctrica estimada según escenario.....	43
Tabla 19. Configuración CHP propuesta.....	44

---

Tabla 20. Producción energética anual del sistema CHP. ....	44
Tabla 21. Complementariedad de perfiles de generación FV y CHP. ....	46
El balance energético integra la producción eléctrica de ambas fuentes (FV + CHP) y la energía térmica del CHP. Para el escenario optimizado del proyecto (15 MWp FV + 1,3 MW CHP optimizado), se obtiene lo detallado en la tabla 22: .....	47
Tabla 22. Balance energético anual del sistema híbrido (escenario optimizado). ....	47
Tabla 23. Emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas por el sistema híbrido (escenario moderado) .....	47
Tabla 24. Comparativa de producción .....	52
Tabla 25. Análisis de riesgos y medidas de mitigación .....	53
Tabla 26. Estimación de CAPEX del sistema híbrido (escenario optimizado). ....	53
Tabla 27. Estimación de OPEX anual del sistema híbrido (escenario optimizado). ....	54
Tabla 28. Estimación de LCOE por tecnología y sistema combinado. ....	54
Tabla 29. Comparativa de escenarios del sistema híbrido FV + CHP. ....	55

## 1 RESUMEN

La transición energética en sistemas eléctricos insulares plantea retos específicos derivados de la elevada dependencia de combustibles fósiles y la limitada disponibilidad de suelo para la implantación de generación renovable. El presente trabajo evalúa la viabilidad técnico-económica de un sistema híbrido de generación renovable en el Complejo Ambiental de Tenerife (CAT), mediante la integración fotovoltaica y la cogeneración CHP alimentado con biogás de vertedero.

El análisis del emplazamiento, identificó 57.439 m<sup>2</sup> de superficie aprovechable, sobre los que se dimensionó una instalación fotovoltaica de 6,50 MWp con una producción estimada de 12,84 GWh/año. De forma complementaria, el potencial de biogás del CAT, se estimó mediante el modelo LandGEM en torno a 7,500,000 de Nm<sup>3</sup>/año, permite dimensionar un sistema CHP de 1,27 MW con una producción de 9,5 GWh eléctricos y 13,3 GWh térmicos anuales. El sistema híbrido alcanza una producción total de 18,69 GWh/año inicialmente, evitando 20.778 tCO<sub>2</sub>eq/año, con un LCOE ponderado de 53–58 €/MWh, competitivo contra los 150–200 €/MWh de la generación convencional en Canarias.

Los resultados demuestran la viabilidad del modelo de reconversión funcional de rellenos sanitarios como infraestructuras ambientales productivas, con capacidad de replicabilidad en lugares con limitaciones territoriales y alta dependencia de combustibles fósiles.

Palabras clave: Complejo Ambiental de Tenerife, energía fotovoltaica, hibridación energética, cogeneración con biogás, relleno sanitario.

## 2 ABSTRACT

The energy transition in island electrical systems presents specific challenges derived from high fossil fuel dependency and limited land availability for renewable energy deployment. This work assesses the technical and economic feasibility of a hybrid renewable energy system at the Complejo Ambiental de Tenerife (CAT), integrating a photovoltaic plant on the closed landfill with a biogas-fed CHP cogeneration system.

Site analysis identified 57.439 m<sup>2</sup> of usable surface, supporting a 6,50 MWp PV installation with an estimated output of 12,84 GWh/year. Complementarily, the CAT's biogas potential — estimated via the LandGEM model at approximately 7,5 million Nm<sup>3</sup>/year— enables a 1.3 MW CHP system producing 9.7 GWh of electricity and 11 GWh of heat annually. The hybrid system achieves a total output of 18,69 GWh/year in a first stage, avoiding 20.778 tCO<sub>2</sub>eq/year, with a blended LCOE of 53–58 €/MWh, competitive against the 150–200 €/MWh of conventional generation in the Canary Islands.

Results demonstrate the feasibility of functionally converting landfills into productive environmental infrastructures, replicable across other island systems with high energy dependency.

Keywords: Tenerife Environmental Complex, photovoltaic energy, energy hybridization, biogas cogeneration, landfill.

### 3 INTRODUCCIÓN

La transición hacia modelos energéticos sostenibles constituye uno de los principales retos de los sistemas eléctricos insulares, especialmente en territorios como la isla de Tenerife, caracterizados por una elevada dependencia de combustibles fósiles para la generación eléctrica, que aún representa un 78,9% del total producido (REE, 2026). Esta situación, unida a la limitada disponibilidad de suelo y a las restricciones territoriales propias de entornos insulares, plantea la necesidad de desarrollar estrategias innovadoras que permitan integrar generación renovable sin incrementar la ocupación de nuevos espacios naturales.

En este contexto, la optimización de infraestructuras ya existentes adquiere un papel estratégico. Entre ellas, los rellenos sanitarios, tradicionalmente concebidos como instalaciones destinadas a la disposición final de residuos, presentan un elevado potencial para su reconversión funcional hacia nuevos usos compatibles con la sostenibilidad ambiental y energética. Lejos de considerarse únicamente como pasivos ambientales, estos emplazamientos pueden evolucionar hacia plataformas multifuncionales capaces de integrar generación energética renovable, aprovechando sus condiciones particulares, como la disponibilidad de superficies antropizadas, la existencia de infraestructuras de acceso y conexión, y las limitaciones normativas para otros usos urbanísticos.

Desde el punto de vista técnico, los rellenos sanitarios constituyen entornos especialmente favorables tanto para la implantación de sistemas de generación fotovoltaica como para el aprovechamiento energético del biogás generado por la degradación anaerobia de la fracción orgánica de los residuos. En las últimas décadas, numerosos estudios han evidenciado el potencial del biogás de vertedero como recurso energético, evolucionando desde su quema controlada con fines ambientales hacia su valorización mediante sistemas de cogeneración (CHP), capaces de producir simultáneamente electricidad y energía térmica, mejorando así la eficiencia global de estas instalaciones y reduciendo emisiones de gases de efecto invernadero. En este sentido, estudios como *“Efficiency Analysis of the Generation of Energy in a Biogas CHP System and its Management in a Waste Landfill – Case Study”* publicado en el *Journal of Ecological Engineering* (Ciula y otros., 2022) han demostrado que la valorización energética del biogás permite optimizar el rendimiento del sistema y reducir el impacto ambiental asociado a la gestión de residuos.

De forma complementaria, el desarrollo de la energía solar fotovoltaica ha favorecido su implantación en superficies previamente intervenidas, priorizando la reutilización de suelos degradados frente a la ocupación de nuevos terrenos. En este contexto, diversos proyectos internacionales evidencian la viabilidad de este enfoque, como la planta fotovoltaica de Labarde en Burdeos/Francia (PV Europe, s.f.), desarrollada sobre un antiguo vertedero municipal, con

una potencia instalada cercana a 59 MW y una producción anual de aproximadamente 75 GWh, lo que demuestra el potencial de reconversión energética de este tipo de infraestructuras.

Más recientemente, la investigación ha comenzado a explorar la integración de ambas tecnologías mediante sistemas híbridos que combinan generación fotovoltaica y aprovechamiento del biogás en un mismo emplazamiento. Estos enfoques permiten complementar la producción energética, mejorar la estabilidad del suministro y maximizar el aprovechamiento de los recursos disponibles en infraestructuras de gestión de residuos.

Sin embargo, la mayor parte de estos estudios se han desarrollado en sistemas eléctricos interconectados o han abordado las tecnologías de forma aislada, existiendo aún una limitada investigación sobre su aplicación integrada en contextos insulares. En particular, los sistemas energéticos insulares presentan desafíos específicos, como la elevada dependencia de combustibles fósiles, las restricciones en la evacuación de energía, la necesidad de generación cercana a los puntos de consumo y la limitada disponibilidad de suelo. Estas condiciones refuerzan la necesidad de soluciones que integren planificación energética y gestión de residuos, permitiendo optimizar infraestructuras existentes y avanzar hacia modelos de generación descentralizada.

En el caso de la isla de Tenerife, el Complejo Ambiental de Tenerife (CAT), localizado en el límite suroeste del municipio de Arico, constituye un ejemplo representativo de infraestructura con potencial para este tipo de reconversión. Actualmente, el complejo dispone de un sistema de captación y valorización del biogás de vertedero con una potencia instalada del orden de 1 MW y una producción anual superior a 8.5 GWh (PTPO, 2017), lo que evidencia la existencia de un vector energético ya consolidado. Asimismo, iniciativas recientes como el proyecto GREENLAND, impulsado por el Instituto Tecnológico de Energías Renovables (ITER, 2023), han explorado la implantación de sistemas fotovoltaicos sobre las celdas de vertido, abordando los retos técnicos asociados a este tipo de instalaciones.

No obstante, estos desarrollos se han abordado de manera sectorial, sin un análisis integrado que evalúe de forma conjunta la hibridación energética entre generación fotovoltaica y aprovechamiento del biogás, ni la reconfiguración del relleno sanitario como una infraestructura ambiental productiva dentro del sistema energético insular.

En este sentido, el relleno sanitario deja de interpretarse únicamente como una instalación asociada a un pasivo ambiental durante su vida útil y su fase de clausura, para convertirse en una infraestructura ambiental productiva, en la que el cierre progresivo de sus módulos puede ir acompañado de su reconversión en superficies generadoras de energía. Este enfoque permite integrar gestión de residuos y producción energética en un mismo emplazamiento, reducir la ocupación de nuevos suelos y favorecer modelos de generación descentralizada

vinculados a la demanda local, en línea con los principios de economía circular y sostenibilidad territorial.

En este marco, se identifica la necesidad de abordar de manera integrada la hibridación energética en infraestructuras de gestión de residuos, especialmente en sistemas insulares donde las limitaciones territoriales y energéticas condicionan la implantación de nuevas soluciones. La ausencia de estudios que analicen conjuntamente la generación fotovoltaica y el aprovechamiento del biogás en rellenos sanitarios, junto con la falta de enfoques orientados a su reconversión funcional, pone de manifiesto una brecha relevante en la literatura actual. En este sentido, el concepto de relleno sanitario como infraestructura ambiental productiva adquiere especial interés, al plantear un modelo en el que la gestión de residuos y la generación energética se integran en un mismo sistema, contribuyendo a la optimización del uso del suelo, la reducción de emisiones y la transición hacia modelos energéticos más sostenibles en contextos insulares.

## **4 OBJETIVOS**

### **4.1 Objetivo general**

Evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de la hibridación energética fotovoltaica-cogeneración CHP en el Complejo Ambiental de Tenerife (CAT). Se propone la reconversión funcional del vertedero clausurado como nodo activo de producción renovable en polos integrales ambientales.

### **4.2 Objetivos específicos**

- Analizar el papel de los rellenos sanitarios dentro del sistema integral de gestión de residuos y su potencial como soporte físico para infraestructuras de generación renovable, favoreciendo la valorización de espacios antropizados, sin inducir nuevos procesos de ocupación o consumo de suelo.
- Proponer un modelo replicable de reconversión de rellenos sanitarios en infraestructuras energéticas integrales, orientadas a la valorización ambiental y a la integración en sistemas locales de generación de energía renovable.
- Caracterizar el recurso solar disponible y su compatibilidad técnica con superficies selladas del relleno sanitario, considerando limitaciones geotécnicas, ambientales y operativas propias de las operaciones y etapas productivas.
- Evaluar modelos de integración energética (inyección sobrante a la red, autoconsumo industrial cercano y esquemas híbridos) aplicables al contexto real de la isla.

- Determinar los beneficios ambientales derivados de la reutilización de suelos antropizados frente a la implantación de plantas renovables en suelo virgen.
- Estudiar la contribución del proyecto a la reducción de la dependencia energética insular y a los objetivos de descarbonización regional.
- Establecer una base inicial de lineamientos técnicos para integrar planificación de residuos y planificación energética en políticas públicas locales.
- Estimar preliminarmente el potencial energético del emplazamiento, considerando capacidad fotovoltaica y de generación eléctrica a partir de biogás, identificar restricciones técnicas estructurales del relleno sanitario y evaluar su compatibilidad normativa y viabilidad de evacuación eléctrica dentro del sistema energético insular vigente.

## 5 MARCO TEÓRICO

### 5.1 Generalidades

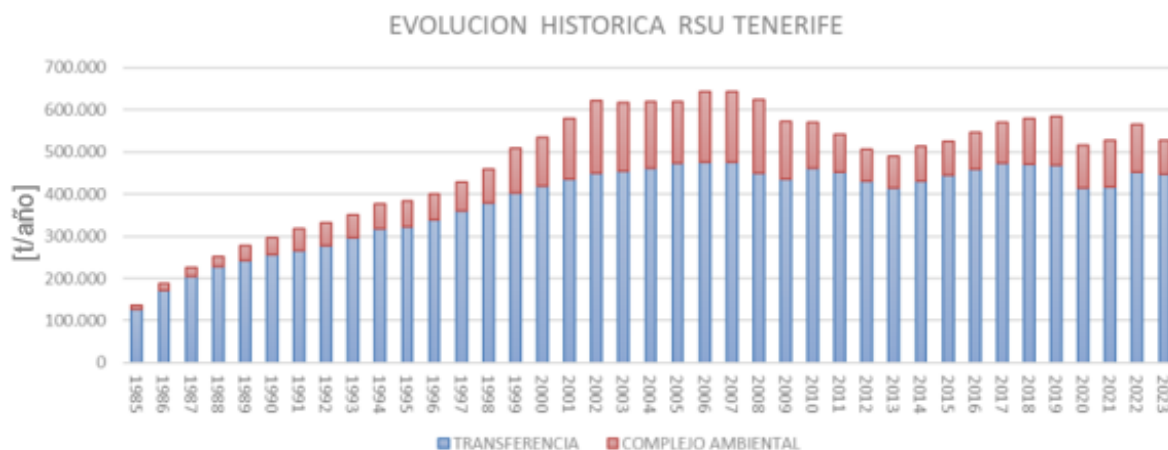
Los sistemas de energía insulares son muy distintos de los sistemas continentales, y se caracterizan por tener una interconexión débil, una fuerte dependencia de los combustibles fósiles de importación, unos altos costes de generación y, a la vez, una mayor vulnerabilidad a los fallos de alimentación. En este contexto, precisamente, ofrecen una oportunidad para enfocar el desarrollo de la transición energética de estas islas a partir de la disponibilidad de recursos renovables endógenos (energía solar, eólica o valorización de residuos). En este contexto, Tenerife tiene una alta dependencia de las fuentes fósiles, por lo que será necesario implementar estrategias de diversificación del mix energético, así como de ampliación de la participación de las energías renovables con el objetivo de mejorar la sostenibilidad y la seguridad del sistema.

La demanda de energía final en las Islas Canarias, en el año 2021, se distribuye principalmente entre la demanda de productos derivados de petróleo para uso final directo (76,4%), electricidad (23%) y demanda de calor de origen renovable, fundamentalmente a partir de energía solar térmica (0,6%). En cuanto a la demanda por sectores, el sector más consumidor es el transporte, que entre el terrestre y el aéreo suman más del 60% del consumo de energía final.

La gestión integral de residuos sólidos urbanos incluye actividades como recolección, transporte, tratamiento, reciclaje y disposición final con la meta de minimizar los efectos medioambientales. En este marco, los rellenos sanitarios han progresado hasta convertirse en infraestructuras altamente complejas en las que se implementan sistemas de control ambiental, gestión de lixiviados y la valorización de biogás. La valorización energética como un camino a

la sostenibilidad se ha encuadrado en lo que hoy se entiende como economía circular, lo que promueve la reducción y la reutilización y posteriormente la valorización de residuos. Tal y como se observa en la Figura 1. **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** en el caso de Tenerife, la generación de residuos ha crecido hasta las 650.000 t/año a partir de un inicio inferior a las 200.000 t/año en 1990, lo que ha supuesto un aumento en la necesidad de mejorar la gestión y la valorización de estos recursos.

Figura 1. Evolución generación de residuos Tenerife. (Cabildo Tenerife)



Fuente: Tomado de (Cabildo de Tenerife, 2024)

Se aprueba en el año 2009 el Plan Territorial Especial de Ordenación de Residuos de Tenerife el cual supone una actualización de la planificación insular al añadir la jerarquía de residuos de la normativa de la Unión Europea y el enfoque de la gestión sostenible, incidiendo así en las premisas de la prevención, de la minimización, de la reutilización y del reciclaje, para priorizar frente a la eliminación. En el 2016 se impulsa el modelo de Tenerife sostenible, introduciendo un sistema integral en base a criterios de sostenibilidad, de transformación de los residuos en recursos, de cierre de ciclos en la propia isla e innovación, orientado a avanzar hacia una economía circular para eliminar progresivamente el vertido final (Gobierno de Canarias, s.f.).

### 5.1.1 Convocatoria 2019 de la concesión de residuos de la isla de Tenerife.

En 2019 se convocó la concesión de la gestión del Servicio de Gestión de Residuos de la Isla de Tenerife, con una duración de 15 años y un fuerte enfoque en valorización material y energética, innovación, investigación, reducción de huella de carbono y transparencia en la gestión.

El 24 de abril de 2019 se publicó en la Plataforma de Contratación del Sector Público el anuncio acerca de la licitación correspondiente al contrato de Concesión del Servicio para el Tratamiento de los Residuos de la Isla de Tenerife. El período de ejecución es de 15 años.

Desde su adjudicación, el Complejo Ambiental de Tenerife (CAT) ha implementado múltiples actuaciones para incrementar la valorización material y energética de los residuos y minimizar su impacto medioambiental, destacando la imposición de una Plataforma Informática que centraliza la información contractual y garantiza la transparencia operativa.

El proceso de licitación, una vez se hizo la publicación del anuncio, tuvo múltiples contratiempos que llevaron a una ampliación de plazo aquella modificación de pliegos. Durante ese periodo soportó un Recurso Especial en Materia de Contratación (REMC), con lo que el plazo de presentación de ofertas fue a finales de noviembre de 2019.

La reutilización de infraestructuras existentes para generación de energía renovable representa una estrategia fundamental en los modelos de desarrollo sostenible. Su carácter innovador reside en que, en vez de ocupar nuevos terrenos naturales, esta estrategia se centra en espacios ya intervenidos o degradados.

Los rellenos sanitarios clausurados presentan un caso de infraestructura susceptible de reconversión para usos energéticos. La implementación de sistemas fotovoltaicos en esos contextos físicos puede permitir la disminución de la ocupación de nuevos suelos, aprovechamiento de infraestructuras existentes.

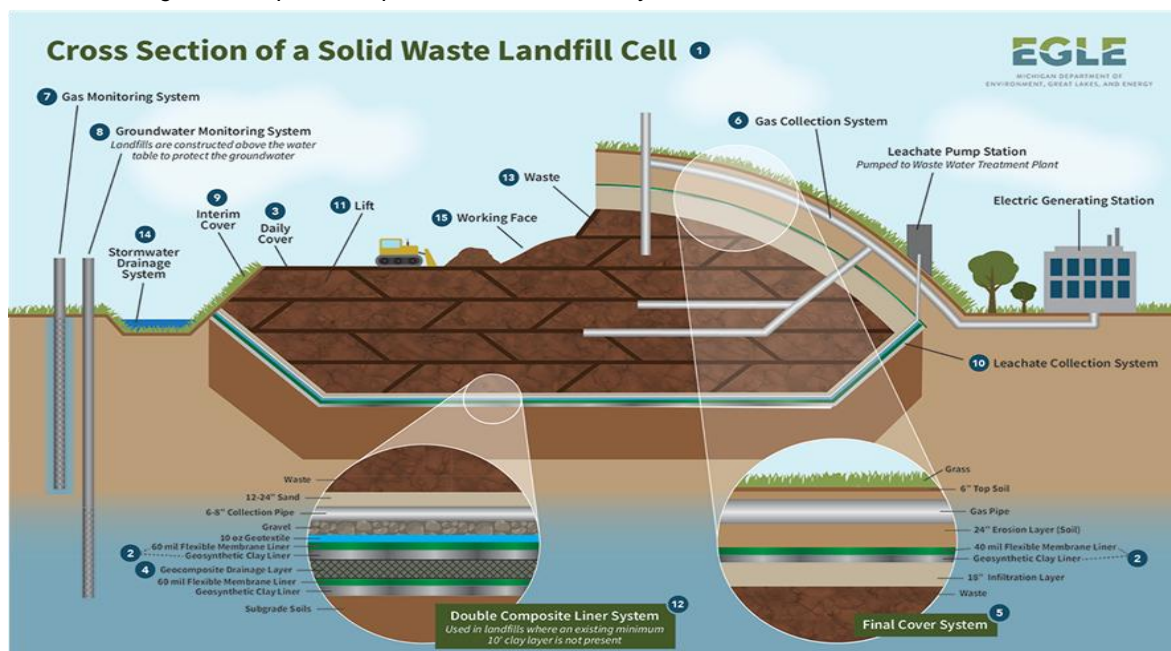
### **5.1.2 Características generales de los rellenos sanitarios tecnificados (base CAT)**

La metodología de disposición final de residuos bajo la técnica ingenieril en la que se basa el complejo ambiental de Tenerife es la de RELLENO SANITARIO TECNIFICADO, como afirman Syed E. Hasan y otros. (2011), esta es una metodología próxima a cumplir 100 años de vigencia desde su base inicial básica, pero desde los años 80's es cuando se empezaron a desarrollar las instalaciones de disposición final de residuos diseñadas con estrictos criterios técnicos y avanzados conceptos de ingeniería aplicada en estas infraestructuras y en cumplimiento de las normativas europea del momento, como las que construimos aún hoy en día, por ejemplo, la Directiva 1999/31/CE es la que rige en la actualidad para la Unión Europea. Durante los últimos años, este tipo de metodología no ha se limitado simplemente a verter los residuos en un módulo con unas dimensiones definidas, sino que forma parte de todo un sistema integral de gestión técnica donde los residuos urbanos son previamente tratados mediante procesos de clasificaciones mecánico-manuales y tratamientos mecánico-biológicos, reduciendo significativamente el volumen dispuesto finalmente. De esta manera, el relleno sanitario se concibe en sí mismo como la última etapa de un proceso optimizado, mejorado, tecnificado y seguro, en línea con la búsqueda del cumplimiento de la minimización del impacto ambiental y de consolidación de una verdadera economía circular.

Desde el punto de vista técnico, el vertido de residuos es sistema bien estructurado y planificado en celdas de vertido con un orden y características específicas de impermeabilización del suelo, llenado, compactado y avance de celdas como se puede apreciar en la

Figura 2, de esta manera permite operar de manera secuencial, con estrictos controles de aislamiento mediante capas de arcilla compactada y geomembranas de alta densidad que impide el contacto de residuos con el suelo natural por lo tanto la protección de acuíferos. La técnica implementa sistemas de drenaje y captación de lixiviados que permite su conducción hacia afuera del módulo en una instalación independiente, para posteriormente asignarle tratamientos específicos de eliminación normalmente usados como la evapotranspiración asistida y/o procesos mecánicos de secado, asegurando el control de efluentes líquidos. A esto se suma una gestión operativa basada en la compactación de residuos con equipos pesados y su cobertura periódica, lo que minimiza emisiones difusas, olores y riesgos sanitarios durante toda la operación.

Figura 2. Esquema de planificación de llenado y de infraestructuras de un relleno sanitario.



Fuente: Tomado de (World Centric,2025) <https://www.worldcentric.com/news/the-irony-of-learning-about-landfills-for-earth-day>

Uno de los aspectos más relevantes del modelo aplicado en Tenerife es el aprovechamiento energético del biogás que se genera en el módulo de disposición por la descomposición anaerobia de la materia orgánica contenida en los residuos. Mediante una red tuberías y sistemas de captación y de conducción, el biogás es extraído de forma controlada, tratado y utilizado para la generación de energía eléctrica. En este complejo se captan en la actualidad aproximadamente 4,9 millones de Nm<sup>3</sup> de biogás al año, lo que permite producir algo cercano

a 8,5 GWh anuales de electricidad, transformando un subproducto potencialmente contaminante en un recurso energético renovable. Este enfoque reduce significativamente las emisiones de metano, un gas con alto potencial de calentamiento global, contribuyendo así a la mitigación del cambio climático y la protección ambiental.

La vida útil de un relleno sanitario moderno tradicional como el de Tenerife se sitúa generalmente entre 20 y 40 años, dependiendo de factores como la tasa de generación de residuos, la técnica de compactación, la capacidad disponible, las características del terreno y el grado de valorización de residuos previamente realizado a la disposición. En el contexto insular, donde la disponibilidad de suelo es limitada, esta vida útil se optimiza mediante la reducción del volumen de residuos a través del tratamiento previo, la recuperación de materiales reciclables y la valorización energética. Estas estrategias permiten prolongar el uso del espacio disponible y mejorar la sostenibilidad del sistema en el largo plazo.

Una vez el proyecto cumple su vida útil, por normativa tiene limitaciones de uso principalmente por que los rellenos sanitarios pueden continuar generando biogás de manera significativa durante 15 a 25 años posteriores al cierre, aunque en algunos casos puede extenderse incluso hasta 30 años, esto dependiendo de factores operativos y constructivos como los comentados anteriormente. Por lo tanto, existen restricciones importantes sobre lo que se puede construir en este tipo de infraestructuras, esto quiere decir que no es recomendable ni permitido desarrollar edificaciones pesadas, viviendas o infraestructuras críticas encima del módulo, el terreno de un relleno sanitario nunca recupera completamente las condiciones geotécnicas de un suelo natural, por lo que su uso debe planificarse bajo criterios de seguridad y compatibilidad ambiental. Por esta razón, los usos más adecuados son aquellos de baja carga estructural y alta compatibilidad ambiental como los que proponemos en el desarrollo de este trabajo.

## **6 METODOLOGÍA**

Con base en lo desarrollado en capítulos anteriores y de cara al objeto de planteado en el proyecto es fundamental identificar un conjunto de procedimientos que consideraremos para determinar la viabilidad de la hibridación energética y cogeneración CHP a partir del sistema e infraestructura de gestión de residuos de la isla de Tenerife.

El grupo de procesos que se llevaran a cabo para la comprobación de la aplicabilidad del proyecto corresponde inicialmente a: Caracterizar la biomasa con la cual se trabajará (Residuos Sólidos Urbanos) para parametrizar la materia prima desde donde se obtendrá el biogás; Estimación de la obtención del biogás con lo cual se busca conocer aproximadamente el potencial de generación del relleno sanitario; Diseño del sistema de captación para direccionar el biogás generado mediante un sistema de tuberías y cámaras; Parametrizar el recurso solar

fotovoltaico determinando con cual se cuenta para la ubicación que se ha seleccionado; Determinación de la producción energética con base en el biogás obtenido y considerando la tecnología a utilizar para el proceso de conversión de energía; Viabilidad Técnica-Económica-Ambiental en donde se podrá establecer que este tipo de implementación puede llegar a ser factible.

### **6.1 Caracterización de la fracción orgánica de los RSU**

La caracterización de la fracción orgánica de los Residuos sólidos urbanos es fundamental para poder estimar su potencial de producción de biogás a través del proceso de digestión anaerobia. Para este tipo de residuos es importante conocer el potencial de generación, el tiempo de residencia, la temperatura o la composición típica, esto para establecer las condiciones óptimas del propio proceso y estimar con mayor exactitud el volumen de biogás que se podría producir, optimizando así su aprovechamiento energético.

### **6.2 Estimación obtención del biogás**

Con base en la biomasa considerada se puede llegar a estimar la producción de biogás y determinando así la cantidad de metano, teniendo en cuenta que la mayor parte de lo producido corresponde a gas, por lo tanto, podremos llegar a obtener de manera teórica esta estimación, siendo este un aspecto fundamental para determinar la viabilidad del proyecto.

La herramienta LandGEM es un modelo que estima que la mitad del biogás generado corresponde a metano y la otra mitad a dióxido de carbono de manera aproximada, pues también se tienen aportaciones de otros gases en porcentajes significativamente menores.

### **6.3 Diseño del sistema de captación**

El sistema de captación necesario para la obtención del biogás generado requiere un diseño que permita la recopilación más óptima mediante pozos y tuberías. El método más eficiente para obtener el biogás producido es un sistema de drenaje activo que involucra un soplador que permite producir un vacío para extraer lo generado. El diseño básico del sistema de captación se compone de componentes principales tales como la red de ductos (o tuberías horizontales), pozos verticales, la central de captación y el sistema de vacío.

Se establecerá para el emplazamiento un esquema básico considerando que no se tienen planos de la instalación con los que se puedan realizar un sistema más aproximado a la realidad.

#### **6.4 Parametrización del recurso solar**

Considerando que en este proyecto planteamos la hibridación del aprovechamiento de la biomasa de residuos sólidos urbanos junto con la implementación de paneles solares fotovoltaicos es necesario también que se pueda identificar el recurso solar con el que se cuenta para ese emplazamiento, por lo tanto, se realizará una recopilación de información referente a las características de la radiación recibida en el lugar para en etapas posteriores conocer cual puede llegar a ser la cantidad de energía que pueda llegar a producirse.

Para esto es necesario utilizar herramientas confiables que permitan obtener datos fiables del recurso solar, por lo tanto, usaremos como fuente principal el software PVGIS que proporciona información útil para determinar la calidad de la radiación obtenida en el emplazamiento la cual servirá de entrada para la estimación del paso siguiente en donde se determinará la energía eléctrica de acuerdo con esta información de entrada que se logre recabar.

#### **6.5 Producción energética**

Para estimar un aproximado de la energía que pueda llegar a producirse es necesario que se realice una evaluación de la tecnología por utilizar. Este punto es de vital importancia considerando también que los generadores y aparataje eléctrica tiene un peso importante en el CAPEX al momento de una implementación de este tipo.

Por este motivo es importante conocer a estas alturas las condiciones de entrada al sistema eléctrico y de esta forma lograr identificar cuales pueden llegar a ser los dispositivos y elementos más idóneos para aprovechar de mejor manera los recursos de los que se dispone, teniendo en cuenta que, dependiendo de la cantidad de biogás, de su calidad y de otros parámetros que se tengan variará el tipo y dimensión del generador y sus sistemas auxiliares.

Dentro del aspecto de la producción energética es necesario también conocer cual llegará a ser la cantidad de energía eléctrica generada por los paneles solares fotovoltaicos que se instalarán en el terreno del relleno y con lo que se pretende realizar la hibridación y aprovechamiento complementario, por tanto, para esta etapa es necesario calcular la cantidad de energía producida de acuerdo con ciertas condiciones que se definirán de cara al diseño como inclinación, tecnología de los paneles, orientación, y demás aspectos que afectan la generación de electricidad.

Esta estimación de la producción eléctrica mediante la tecnología fotovoltaica se realizará con la ayuda del software PVSyst con el que se puede llegar a obtener un valor muy realista de la cantidad de electricidad que puede llegar a generarse en la ubicación.

## 6.6 Evaluación técnico-económica

Es fundamental realizar un proceso de evaluación cuantitativo y cualitativo de los resultados obtenidos en los pasos anteriores dentro de un contexto económico y técnico que permita determinar una viabilidad de una posible implementación de un proyecto de este tipo para el emplazamiento que se ha definido.

Para esto se hace necesario que se conozcan los índices económicos que se tendrán en cuenta para satisfacer la evaluación de la mejor manera, en este caso utilizaremos como herramienta de evaluación los siguientes: Ingresos anuales, flujo neto anual, Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), periodo de recuperación simple, periodo de recuperación descontado y coste nivelado de la energía (LCOE). Con esto se buscará establecer una factibilidad del proyecto.

Igualmente, es necesario que para la evaluación técnica se consideren ratios que tengan en cuenta los recursos de entrada (biogás y solar) contra la energía obtenida a la salida, es por esto por lo que para esta evaluación es de utilidad el uso del concepto de masa de energía con el cual se pueda llegar a determinar la viabilidad para este estudio en específico.

## 7 RESULTADOS

Se pretende evaluar la viabilidad técnica-económica de instalar energías renovables en el Complejo Ambiental de Tenerife (Arico) mediante una solución híbrida (fotovoltaica + biogás/cogeneración) que permita una hibridación energética en el complejo a servicio de la descarbonización de energía de la isla.

### 7.1 Caracterización del emplazamiento: aspectos técnicos y geotécnicos

#### 7.1.1 Condicionantes del emplazamiento

El emplazamiento objeto de estudio corresponde a un relleno sanitario en operación y/o clausura progresiva, lo que implica condiciones significativamente distintas a las de un terreno natural convencional. La superficie disponible para la implantación del sistema fotovoltaico está constituida por capas de cobertura final que incluyen material de sellado, capas drenantes y sistemas de impermeabilización, diseñados para garantizar la estabilidad ambiental del vertedero y evitar la infiltración de lixiviados.

Estas condiciones imponen restricciones críticas al diseño, entre las que destacan:

- Limitación de cargas admisibles, debido a la baja capacidad portante de las capas superiores.
- Presencia de asientos diferenciales, derivados de la degradación biológica de los residuos.
- Prohibición de perforación de la barrera impermeable, a fin de evitar daños en el sistema de sellado.
- Existencia de infraestructuras auxiliares, como pozos de captación de biogás, drenajes y redes internas.

Adicionalmente, la topografía del emplazamiento presenta una combinación de superficies relativamente planas en coronación y taludes con pendientes variables, lo cual condiciona tanto la distribución de los módulos como la elección de las soluciones estructurales.

#### 7.1.2 Principales restricciones geotécnicas

La implantación de un sistema fotovoltaico sobre un relleno sanitario implica la consideración de una serie de riesgos geotécnicos específicos, que deben ser identificados y mitigados desde la fase de diseño conceptual:

- Asientos diferenciales; La degradación progresiva de los residuos genera deformaciones no uniformes, que pueden provocar desalineación estructural y tensiones adicionales en los módulos.
- Capacidad portante limitada; Las capas de cobertura presentan resistencias reducidas, lo que restringe la carga transmitida al terreno y condiciona el tipo de cimentación.
- Riesgo de punzonamiento; La concentración de cargas en apoyos puntuales puede comprometer la integridad de la capa de sellado.
- Inestabilidad superficial en taludes; La implantación en zonas con pendiente puede incrementar el riesgo de deslizamientos o erosión superficial.
- Interferencia con infraestructuras existentes; La red de captación de biogás y drenajes debe mantenerse operativa y accesible, lo que limita la ocupación del terreno.

### 7.1.3 Criterios que considerar en el diseño

En base a los condicionantes y riesgos identificados, se establecen los siguientes criterios de diseño para el presente estudio de viabilidad:

- Diseño no intrusivo; Se prohíbe la perforación de la capa impermeable, priorizando soluciones de apoyo superficial o lastradas.
- Limitación de carga distribuida; Se adopta un rango de carga admisible conservador (del orden de 20–25 kN/m<sup>2</sup> según: Hyun II, P, y otros. 2011), coherente con valores reportados en literatura para vertederos clausurados, en ausencia de campaña geotécnica específica.
- Uso de estructuras ligeras y flexibles; Se priorizan configuraciones capaces de adaptarse a deformaciones diferenciales sin comprometer la integridad del sistema.
- Implantación progresiva por fases; La instalación se adapta al proceso de clausura del vertedero, permitiendo el aprovechamiento gradual de nuevas superficies.
- Zonas de exclusión técnica; Se definen áreas no aptas para instalación, tales como zonas con alta densidad de pozos de biogás, pendientes excesivas o riesgo geotécnico elevado.

Cabe señalar que el presente trabajo corresponde a un prediseño conceptual, por lo que estos criterios deberán ser validados en fases constructivas mediante estudios geotécnicos detallados.

### 7.1.4 Soluciones de implantación evaluadas

Se han analizado diferentes alternativas estructurales para la instalación de los módulos fotovoltaicos, considerando su compatibilidad con las condiciones del emplazamiento:

- a) Sistemas lastrados (ballasted systems)
  - No requieren perforación.
  - Distribuyen la carga de forma uniforme.
  - Mayor peso total → posible limitación en ciertas zonas.
- b) Estructuras con apoyos superficiales
  - Reducción de cargas puntuales.
  - Posibilidad de incorporar capas de protección (geotextiles).
  - Alta compatibilidad con restricciones ambientales.
- c) Estructuras fijas inclinadas
  - Menor complejidad mecánica.
  - Mayor robustez frente a asentamientos.
  - Menores requerimientos de mantenimiento.
- d) Seguidores solares (1 eje)
  - Mayor producción energética (~10–20%).
  - Mayor complejidad estructural y sensibilidad a deformaciones.
  - Menor compatibilidad con terrenos inestables.

### 7.1.5 Selección de solución técnica

A partir del análisis anterior, se establece como solución preferente para el presente estudio:

#### **Estructuras fijas con apoyo superficial o sistema lastrado ligero**

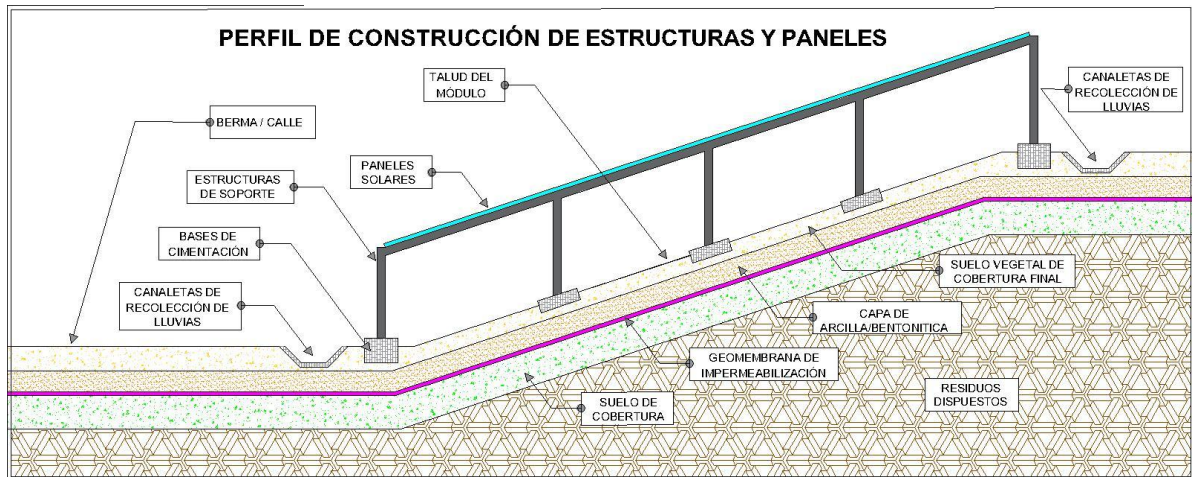
Esta selección se justifica en base a:

- Mayor tolerancia a asientos diferenciales.
- Menor riesgo estructural.

- Compatibilidad con la restricción de no perforación.
- Menor complejidad operativa y de mantenimiento.

Aunque los seguidores solares presentan una mayor producción energética, su implementación se considera menos adecuada en este tipo de emplazamientos debido a su mayor sensibilidad a deformaciones del terreno.

Figura 3. Esquema de perfil de instalación de estructuras del parque solar



Fuente: Elaboración propia en software AutoCad

Figura 4. Ejemplos de instalación de estructuras



Fuente: imágenes con edición propia, extraídas de <https://thedronelifenj.com/new-jersey-landfills-solar-farms/> y <https://www.amiu.genova.it/il-nuovo-campo-fotovoltaico-a-scarpino/>

### 7.1.6 Zonificación de viabilidad

Se propone una clasificación del emplazamiento en función de su aptitud para la instalación:

*Tabla 1. Clasificación del emplazamiento en función de su aptitud*

Zona	Características	Viabilidad
Zona A	Superficies planas en coronación	Alta
Zona B	Bermas intermedias	Media Alta
Zona C	Taludes moderados	Media
Zona D	Áreas con infraestructura o riesgo	No viable

*Fuente: Elaboración propia.*

Esta zonificación permite optimizar el diseño y priorizar las áreas de mayor estabilidad.

### 7.1.7 Requerimientos para la fase de ingeniería de detalle

Para la implementación real del proyecto será necesario desarrollar:

- Estudio geotécnico detallado.
- Levantamiento topográfico de alta resolución.
- Identificación precisa de infraestructuras existentes.
- Análisis de estabilidad de taludes.
- Evaluación de asentamientos a largo plazo.

### 7.1.8 Análisis de riesgos y medidas de mitigación

*Tabla 2. Análisis de riesgos y medidas de mitigación*

Riesgo	Probabilidad	Impacto	Mitigación
Asientos diferenciales	Alta	Media	Estructuras flexibles y regulables
Daño a membrana	Baja	Baja	Sistemas no intrusivos superficiales
Interferencia biogás	Baja	Baja	Zonas de exclusión con margen de seguridad
Erosión en taludes	Media	Media	Limitación de instalación en zonas críticas, construcción de canaletas y disipadores
Sobrecarga	Baja	Media	Diseño técnico conservador

*Fuente: Elaboración propia*

- Restricciones geotécnicas: El depósito dispone de capa impermeable. La carga admisible es limitada con un aproximado de 20–25 kN/m<sup>2</sup> para no dañar el sellado de

cobertura final del módulo de llenado de residuos. Además, los rellenos generan asientos diferenciales que varían gradualmente (múltiples cm/año), por lo que las estructuras deben tolerar movimientos.

- Sistemas de montaje: Se usarán estructuras de soporte ligeras:
  - Sobre terrenos planos: placas en balasto (sin perforar) o anclajes superficiales.
  - En taludes: soportes con zapatas distribuidas. El uso de anclajes mecánicos profundos está prohibido para no perforar la membrana. Todos los sistemas deben ser reversibles.
- Seguidores vs. fijos: Los seguidores 1E (este-oeste) aumentan aproximadamente 15% la producción, pero implican mayor complejidad mecánica y cimentación; en terreno inclinado la ganancia es menor. Para el módulo clausurado, los fijos inclinados 28° al sur son adecuados por simplicidad. Futuros módulos proyectados con mayor inclinación podrían evaluar seguidor si el presupuesto lo permite.
- Modularidad y fases: Se plantea un despliegue progresivo:
  - 1) instalación de paneles FV en la plataforma de coronación y en talud sur de la celda clausurada o antiguo vertedero;
  - 2) Incorporar, ampliar y mejorar la extracción y aprovechamiento del biogás de los módulos, de manera escalonada según el cronograma planificado de llenado y clausura de celdas del vertedero actual.
  - 3) Extender instalación de paneles FV a otras celdas a medida que avanza el módulo en ejecución tanto en la superficie de coronación como en los taludes que direccionen al sur que vayan logrando su cota final;

## **7.2 Caracterización del emplazamiento: superficies disponibles para implantación fotovoltaica**

La superficie disponible para la instalación fotovoltaica corresponde exclusivamente al vertedero clausurado del CAT, descartando las celdas en operación por restricciones operativas y de seguridad. Dentro del área clausurada, tal y como se evidencia en la Figura 5, se identifican dos zonas aptas: la coronación (plataforma semiplana superior) y las bermas intermedias (franjas horizontales entre tramos de talud). Se excluyen los taludes propiamente dichos por las dificultades constructivas que implican, el mayor riesgo geotécnico y la imposibilidad de instalar estructuras de montaje estándar sobre superficies con pendiente.

*Figura 5. Superficies disponibles para implantación fotovoltaica adicional.*



Fuente: Elaboración propia a partir de imágenes de Google Earth Pro

Tal y como se mencionó anteriormente, se ha estimado el área de estas superficies con ayuda de un análisis fotogramétrico del emplazamiento mediante Google Earth Pro. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 3, donde se muestra la distribución de la superficie útil disponible en el vertedero clausurado del CAT, diferenciando entre la zona de coronación y las bermas intermedias. Se observa que la mayor superficie corresponde a la coronación, lo cual resulta favorable para la implantación fotovoltaica debido a su menor pendiente y mayor estabilidad. En conjunto, la disponibilidad de 57.439 m<sup>2</sup> confirma la viabilidad espacial del proyecto, proporcionando una base suficiente para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico planteado.

Tabla 3. Superficie aprovechable del vertedero clausurado

Zona	Superficie útil (m <sup>2</sup> )	Superficie útil (hectáreas)
Sección 1: Coronación (semiplana)	32.802	3,280
Sección 2: Bermas intermedias	24.637	2,464
TOTAL	57.439	5,744

Fuente: Elaboración propia

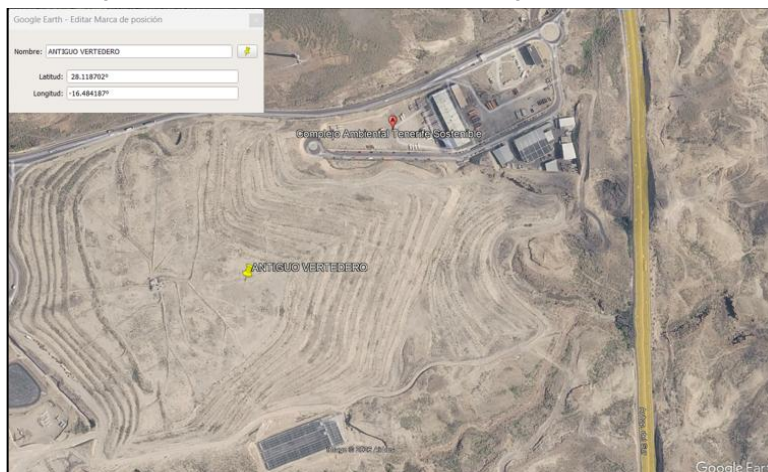
### 7.3 Potencial fotovoltaico del vertedero clausurado

#### Evaluación del recurso solar disponible en el emplazamiento (Antiguo vertedero)

La caracterización del recurso solar se realizó mediante la herramienta PVGIS empleando la base de datos PVGIS-SARAH3. El análisis se realizó para las coordenadas exactas del antiguo

vertedero del Complejo Ambiental de Tenerife (CAT): latitud 28,119°, longitud 16,484°, tal y como se muestra en la Figura 6:

Figura 6. Coordenadas de ubicación antiguo vertedero CAT



Fuente: Elaboración propia a partir de imágenes de Google Earth Pro

La inclinación óptima se determinó inicialmente mediante la expresión empírica para generadores fotovoltaicos conectados a red,  $\beta = 3,7 + 0,69 \cdot \varphi$  (UE, 2024), que para la latitud del CAT ( $\varphi = 28,12^\circ\text{N}$ ) arroja un valor de  $23,1^\circ$ . Posteriormente, la herramienta PVGIS, con los datos de partida mostrados en la Figura 7, calculó la inclinación y azimut óptimos para máxima captación de energía anual en el emplazamiento concreto, obteniendo  $26^\circ$  de inclinación y azimut de  $-2^\circ$  (orientación prácticamente sur). Ambos valores son consistentes entre sí y validan la aproximación teórica.

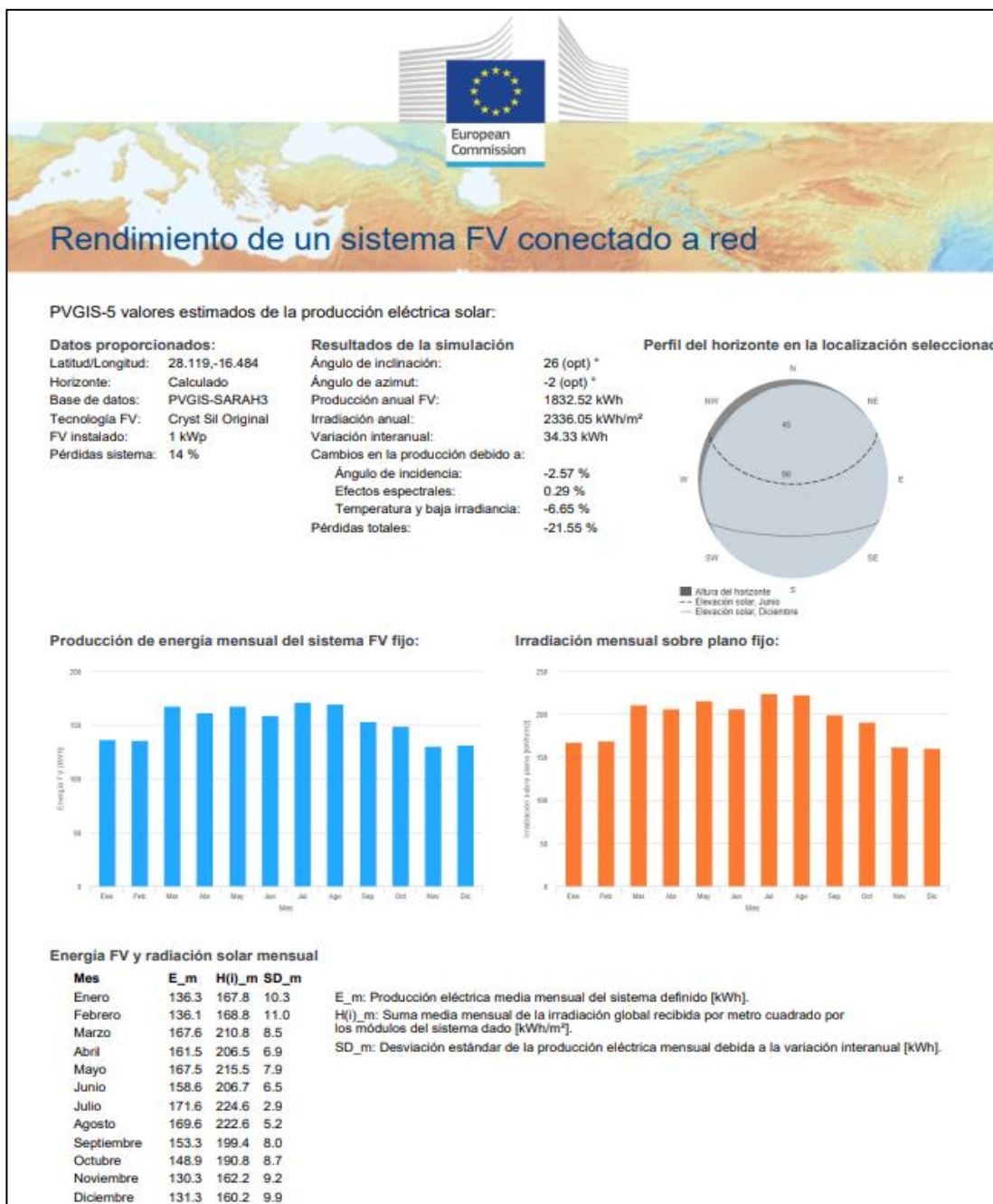
Figura 7. Datos de entrada para PVGIS

Fuente: Software PVGIS

Los resultados obtenidos para el recurso solar del emplazamiento se muestran en la Figura 8:

La irradiación media diaria de 6,4 kWh/m<sup>2</sup>/día posiciona al emplazamiento entre los de mayor recurso solar de España, superando la media peninsular (~4,5–5,0 kWh/m<sup>2</sup>/día). El Performance Ratio resultante de 0,784 es coherente con instalaciones de tipo comercial en condiciones climáticas cálidas, donde las pérdidas por temperatura son el factor dominante (-6,65%).

Figura 8. Resultados PVGIS



Fuente: Software PVGIS

Si se observa la Tabla 4, se evidencia que la distribución mensual de la irradiación refleja una notable estabilidad a lo largo del año, característica del clima subtropical de Tenerife. El mes de mayor recurso es julio (224,6 kWh/m<sup>2</sup>) y el de menor recurso noviembre (162,2 kWh/m<sup>2</sup>), con una variación máxima del 40% entre ambos extremos, sensiblemente inferior a la de emplazamientos peninsulares. Además, si se analiza la desviación estándar de la serie mensual, se evidencia que esta es reducida, lo que confirma una dispersión limitada de los valores respecto a la media anual y, por tanto, una variación interanual moderada del recurso solar. Este comportamiento indica que la disponibilidad energética se mantiene relativamente homogénea a lo largo del año, sin oscilaciones extremas que comprometan la explotación fotovoltaica. Esta homogeneidad interanual es especialmente favorable para la hibridación con el sistema de cogeneración CHP, ya que el componente fotovoltaico no requiere compensación de grandes déficits estacionales.

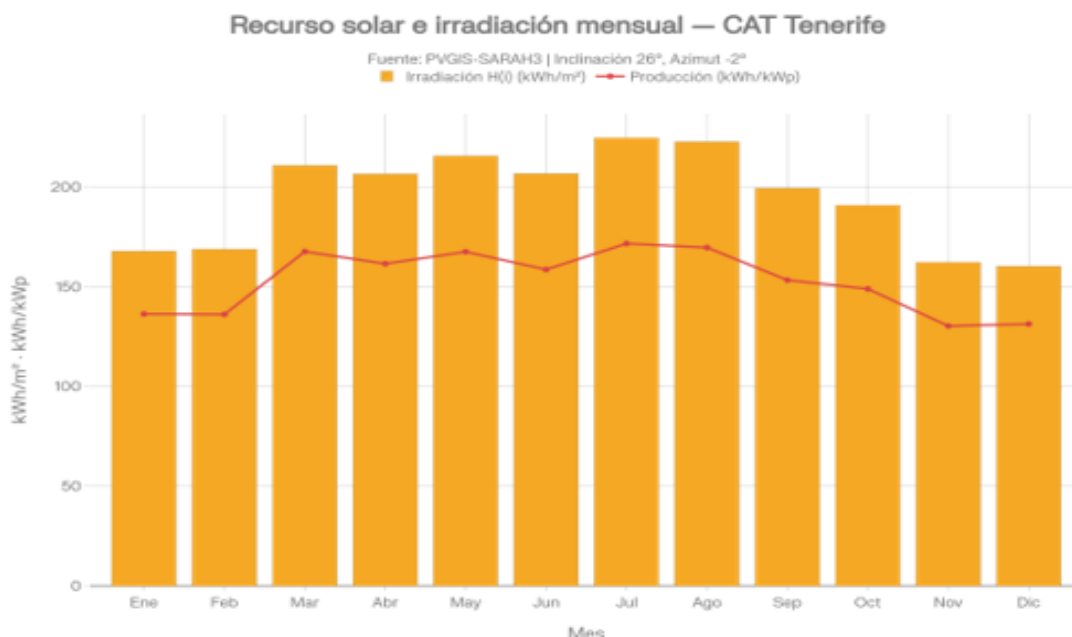
Tabla 4. Irradiación y producción mensual (PVGIS – SARA3)

Mes	H(i)_m (kWh/m <sup>2</sup> )	E_m (kWh/kWp)	SD_m (kWh)
Enero	167,8	136,3	10,3
Febrero	168,8	136,1	11,0
Marzo	210,8	167,6	8,5
Abril	206,5	161,5	6,9
Mayo	215,5	167,5	7,9
Junio	206,7	158,6	6,5
Julio	224,6	171,6	2,9
Agosto	222,6	169,6	5,2
Septiembre	199,4	153,3	8,0
Octubre	190,8	148,9	8,7
Noviembre	162,2	130,3	9,2
Diciembre	160,2	131,3	9,9
ANUAL	2.336,05	1.832,52	±34,33

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados de PVGIS (Figura 8)

La Figura 9 muestra la distribución mensual de la irradiación en el plano inclinado y la producción específica normalizada por kWp instalado. El informe completo generado por PVGIS se incluye como Anexo I del presente documento.

Figura 9. Irradiación mensual  $H(i)$  y producción específica en el CAT.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados de PVGIS (Figura 8)

### 7.3.1 Dimensionamiento planta solar fotovoltaica con PVSYST

Para realizar el dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico en el emplazamiento del Complejo Ambiental de Tenerife (CAT), se emplea el software especializado PVSystem, con el cual determinaremos la producción energética que genera el campo propuesto, esto con el objetivo de determinar la viabilidad técnica y económica del emplazamiento.

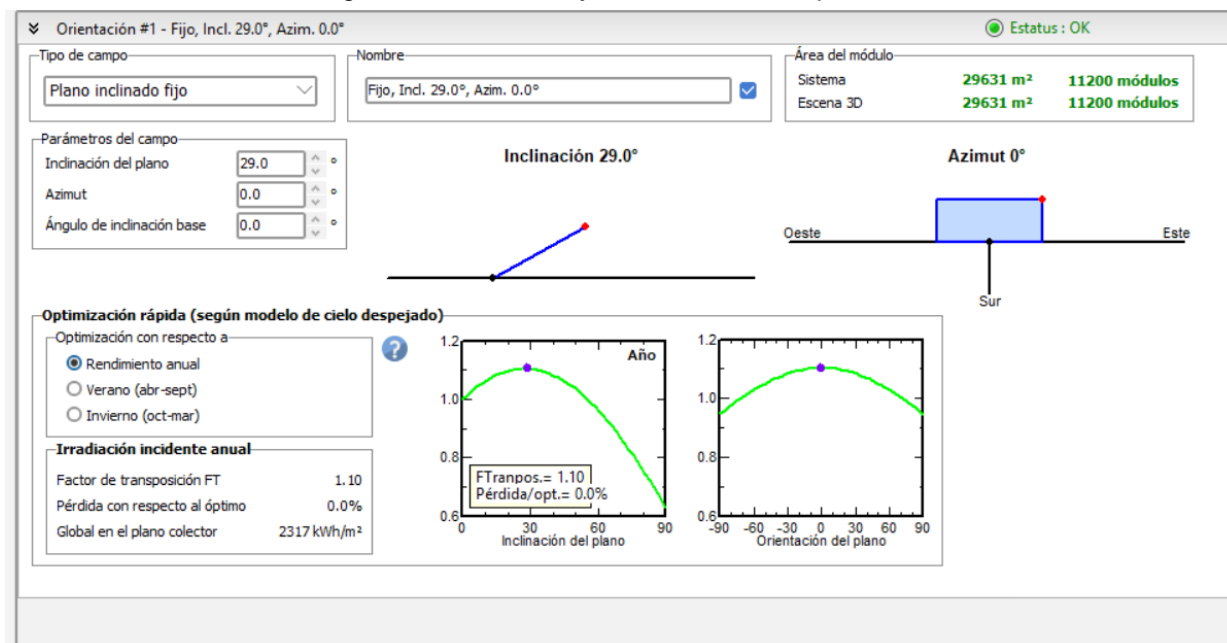
Inicialmente se establece el emplazamiento dentro de las herramientas del software para importar las irradiancias de este lugar utilizando las bases de datos del PVSystem, para este caso vamos a utilizar la base de datos de PVGIS trabajando así con la misma plataforma con la que se evaluó la generación de manera manual.

Posteriormente se determina la orientación de los paneles con base en la ubicación seleccionada y trabajando en la posición óptima que nos brinda el software. De acuerdo con el estimado de PVSystem el ángulo óptimo es de 29 ° esto considerando que no se tendrán estaciones preferentes, si no que por el contrario se considera un rendimiento regular para todo el año.

La Figura 10 presenta gráficamente esta configuración de inclinación y orientación de los paneles, evidenciando cómo el sistema se ajusta a las condiciones solares del emplazamiento. La elección de estos parámetros no responde únicamente a criterios teóricos, sino que considera también la necesidad de evitar estacionalidades pronunciadas en la producción,

aspecto especialmente relevante en sistemas híbridos donde se busca complementar la generación fotovoltaica con otras tecnologías como la cogeneración mediante biogás.

Figura 10. Inclinación y orientación de los paneles.



Fuente: Software PVSyst

En cuanto a la selección de equipos, el diseño se plantea con módulos fotovoltaico monofaciales de referencia JAM72-S40-580-LR, con una potencia unitaria de 580 Wp, y a partir de esta elección, se realiza el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, estimando tanto el número de módulos como la superficie requerida para su instalación.

Para determinar el inversor se propone un Ingecon Sun 1110TL B400 IP54H1000 de una potencia de 1.020 kW por lo tanto de acuerdo con la estimación en el software se deben instalar 6 para una configuración de 16 módulos en serie y 700 strings.

La Figura 11 muestra las características principales del sistema definido en PVSyst, incluyendo la configuración eléctrica adoptada: 16 módulos en serie y 700 strings, así como la selección de inversores Ingecon Sun 1110TL B400 IP54H1000, con una potencia unitaria de aproximadamente 1.020 kW, requiriéndose un total de 6 unidades. Esta configuración refleja un diseño de escala industrial, optimizado para maximizar la eficiencia del sistema y garantizar una adecuada relación entre generación en corriente continua (DC) y conversión a corriente alterna (AC).

Figura 11. Características del sistema.

Lista de subconjuntos			Subconjunto	
Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT	Generador FV	
Generador FV				
JA Solar - JAM72-S40-S80-LR	16	700		
Ingeteam - Ingecon Sun 1110T...	6	1		

Selección de la orientación		Ayuda de pre-dimensionamiento	
Orientación	Fijo, Incl. 29.0°, Azim. 0.0°	Potencia planeada	0.0 kWp
		o área disponible	0 m <sup>2</sup>

Selección del módulo FV	
Disponible ahora	Filtro: Todos los módulos F
JA Solar	580 Wp 36V Si-mono JAM72-S40-S80-LR Desde 2026 Datasheets 2026
<input type="checkbox"/> Usar optimizador	
Dimensiona. voltaje: Vmpp (60°C) 38.3 V	
Voc (-10°C) 55.9 V	

Selección del inversor	
Disponible ahora	Voltaje de salida 400 V Tr 50Hz
Ingeteam	1020 kW 573 - 820 V TL 50/60 Hz Ingecon Sun 1110TL B400 IP54H1000 Desde 2015
Núm. de inversores	6
<input checked="" type="checkbox"/> Voltaje de funcionamiento: 573-820 V Poder global inversor: 6120 kWca <input type="checkbox"/> Voltaje máximo de entrada: 1000 V	

Diseño del conjunto		Condiciones de operación	
Núm. de módulos y cadenas		Vmpp (60°C)	612 V
Mód. en serie	16 entre 15 y 17	Vmpp (20°C)	697 V
Núm. cadenas	700	Voc (-10°C)	895 V
Perdida sobrecarga	0.0 %	Irradia. plano	1000 W/m <sup>2</sup>
Proporción Pnom	1.06	Imp (STC)	9429 A
Núm. de módulos	1200	Isc (STC)	9961 A
Área	29631 m <sup>2</sup>	Isc (en STC)	9961 A

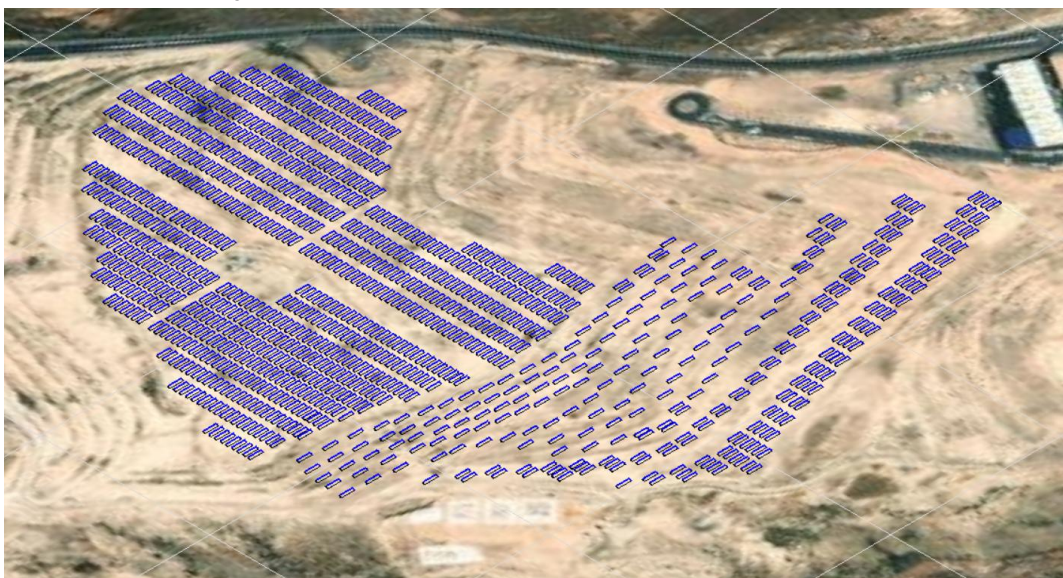
  

Resumen sistema global	
Núm. de módulos	11200
Área del módulo	29631 m <sup>2</sup>
Núm. de inversores	6
Potencia FV nominal	6496 kWp
Potencia de CA nominal	6120 kWCA
Proporción Pnom	1.061

Fuente: Software PVSyst

Una vez definidos los parámetros del sistema fotovoltaico, se procede a la implantación del sistema en el emplazamiento disponible. Para ello, se consideran las características geomorfológicas del vertedero clausurado, en particular la coronación y las bermas intermedias, que condicionan la distribución de los módulos.

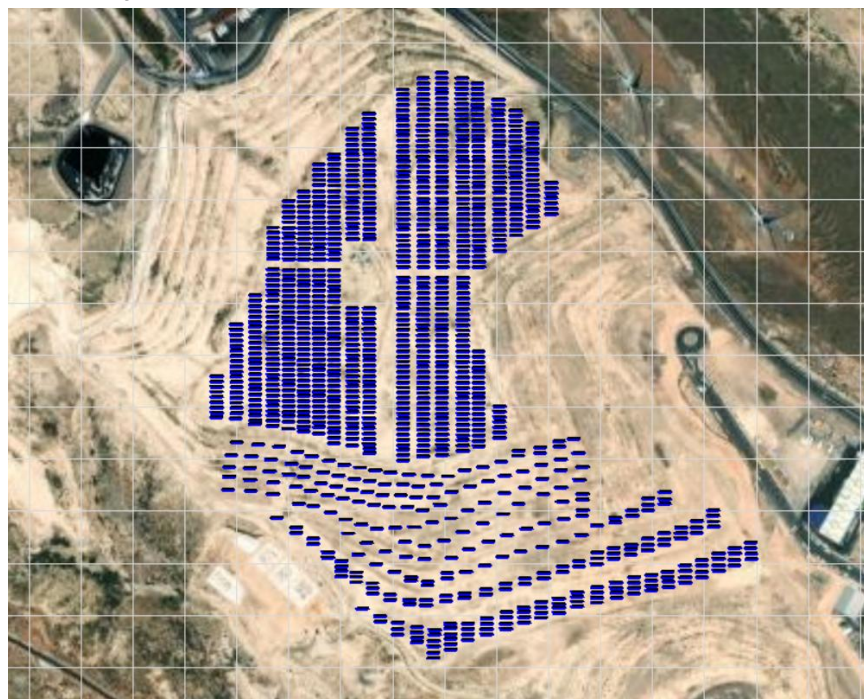
Figura 12. Disposición paneles en emplazamiento (Vista 3D).



Fuente: Elaboración propia en PVSyst

La Figura 12 presenta la disposición de los paneles en una vista tridimensional que permite visualizar la adaptación del diseño a la topografía del terreno. Esta vista permite identificar posibles interferencias, como sombras entre filas, limitaciones de accesibilidad o restricciones derivadas de la estabilidad del terreno. La integración del sistema fotovoltaico en un entorno como un vertedero clausurado exige una planificación cuidadosa, priorizando soluciones de baja carga estructural y alta compatibilidad ambiental.

*Figura 13. Disposición paneles en emplazamiento (Vista Planta)*



*Fuente: Elaboración propia en PVSyst*

Complementariamente, la Figura 13 muestra la disposición en planta del campo fotovoltaico, proporcionando una visión global de la ocupación del terreno. A partir de esta configuración, se determina que, de los 57.439 m<sup>2</sup> de superficie entre taludes y superficie de coronación, el área con posibilidad real de utilizable para la instalación ocupa 29.631 m<sup>2</sup>, con un total de 11.200 paneles. Esta distribución evidencia un aprovechamiento eficiente del espacio, manteniendo márgenes adecuados para la operación y mantenimiento, así como para minimizar efectos de sombreado.

Bajo estas condiciones de diseño, el sistema alcanza una potencia instalada de 6,496 MWp y una producción eléctrica anual estimada de 12,84 GWh, lo que confirma el elevado potencial del emplazamiento para la generación fotovoltaica.

Dentro de los anexos del proyecto se incluirá el informe generado en PVSyst en el cual se puede encontrar la información analizada de manera detallada.

Si bien PVSyst entrega una estimación muy acertada y aterrizada a la realidad que puede llegar a producir la instalación, sigue siendo un predimensionamiento. Por tanto, para alcanzar un mayor nivel de precisión sería necesario realizar un dimensionamiento completo que considere materiales y equipos con pérdidas reales lo cual hará que se tengan valores más cercanos a lo que pueda llegar a obtenerse.

### 7.3.2 Configuración técnica del sistema fotovoltaico

La base técnica correspondiente con el predimensionamiento realizado en PVSyst y sobre el cual se sustenta la evaluación económica posterior, La Tabla 5 sintetiza los principales parámetros técnicos del sistema fotovoltaico dimensionado, incluyendo potencia instalada, número de módulos, configuración de inversores y superficie ocupada. La coherencia entre estos valores permite validar el predimensionamiento realizado, destacando una relación adecuada entre superficie disponible, potencia instalada (6,496 MWp) y producción estimada (12,84 GWh/año). Estos resultados confirman la consistencia técnica del diseño y su adecuación al emplazamiento.

Tabla 5. Parámetros técnicos base del sistema fotovoltaico

Parámetro	Valor
Módulo fotovoltaico	JAM72-S40-580-LR
Potencia unitaria del módulo	580 Wp
Número total de módulos	11.200
Potencia fotovoltaica instalada (DC)	6,496 MWp
Inversores propuestos	6 unidades
Potencia unitaria del inversor	1.020 kW
Superficie total disponible	57.439 m <sup>2</sup>
Superficie efectivamente ocupada	29.631 m <sup>2</sup>
Producción eléctrica estimada	12,84 GWh/año
Inclinación de diseño	29°
Orientación	Sur

Fuente: Elaboración propia a partir del predimensionamiento con PVSyst.

El caso base definido presenta coherencia entre superficie ocupada, número de módulos, potencia instalada y energía generada. Por tanto, desde el punto de vista técnico, la implantación fotovoltaica puede considerarse viable a nivel de prediseño, condicionada únicamente a la validación posterior mediante estudios de ingeniería de detalle.

## **7.4 Análisis económico del sistema fotovoltaica**

### **7.4.1 Alcance y criterios de evaluación**

El análisis económico del sistema fotovoltaico se desarrolla a partir del predimensionamiento técnico obtenido con PVSyst y resumido en la Tabla 5, donde se define una planta de 6,496 MWp, compuesta por 11.200 módulos de 580 Wp, con una producción anual de referencia de 12,84 GWh/año.

Dado que el resultado de PVSyst representa un escenario de simulación técnicamente consistente, pero todavía en fase de prefactibilidad, se ha considerado pertinente evaluar dos escenarios de desempeño energético:

Escenario conservador: considera que la producción real alcanzará solo el 70% del valor anual estimado por PVSyst, incorporando de forma implícita incertidumbres asociadas a pérdidas adicionales no modeladas, degradación inicial, indisponibilidades operativas, desajustes de explotación y futuras restricciones de operación del emplazamiento.

Escenario optimista: considera el 100% del valor anual estimado por PVSyst, asumiendo que el sistema opera conforme al predimensionamiento técnico propuesto.

El análisis se apoya en los indicadores económico-financieros habituales para proyectos de generación renovable: ingresos anuales, flujo neto anual, Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), periodo de recuperación simple, periodo de recuperación descontado y coste nivelado de la energía (LCOE)

### **7.4.2 Valores considerados en el cálculo**

Se adopta como base de cálculo la configuración técnica definida en la Tabla 5 del documento, manteniendo constante la potencia instalada, el número de módulos, los inversores y la superficie ocupada. En consecuencia, la diferencia entre escenarios no afecta a la inversión inicial del proyecto, sino exclusivamente al nivel de energía efectivamente generada y, por tanto, a los ingresos anuales esperados.

En la Tabla 6 se muestran los datos económicos adoptados para la evaluación financiera del sistema fotovoltaico, incluyendo parámetros clave como CAPEX, OPEX, vida útil y precio de la energía. Estos valores constituyen la base del análisis económico posterior, permitiendo establecer escenarios de rentabilidad bajo condiciones realistas de mercado. La selección de estos parámetros resulta coherente con instalaciones de características similares en el contexto europeo.

Tabla 6. Valores económicos base para el sistema fotovoltaico

Parámetro	Valor adoptado
Potencia instalada	6,496MWp
Vida útil del proyecto	25 años
CAPEX unitario	0,80 M€/MWp
OPEX unitario	12,5 €/kW·año
Precio venta de energía	100 €/MWh
Tasa de descuento	6%

Fuente: Elaboración propia.

El precio de valorización de la energía adoptado responde a un escenario razonable de referencia para un sistema insular con costes eléctricos estructuralmente superiores a los peninsulares. Al tratarse de un análisis preliminar, no se incorporan en esta fase incentivos específicos, ingresos por certificados ni mecanismos regulatorios adicionales.

A partir de la producción anual simulada por PVSyst, se definen los dos escenarios energéticos:

Tabla 7. Producción anual considerada por escenario

Escenario	Criterio aplicado	Potencia instalada	Producción anual
Conservador	70% de PVSyst	4,547 MWp	8,988 GWh/año
Optimista	100% de PVSyst	6,496 MWp	12,84 GWh/año

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 7 muestra los resultados económicos del sistema fotovoltaico bajo escenarios conservador y optimista. Se observa que, incluso en el escenario más restrictivo, el proyecto genera flujos netos positivos, lo que evidencia su solidez económica. En el escenario optimista, los ingresos superan significativamente los costos operativos, reforzando la viabilidad del sistema y su capacidad de generar rentabilidad sostenida en el tiempo.

### 7.4.3 Estimación de ingresos y flujo neto anual

Los ingresos brutos anuales de la planta se estiman a partir de la energía producida y del valor unitario de la electricidad:

$$\text{Ingresos Anuales} = \text{Producción anual} \times \text{Precio venta de energía}$$

Y el flujo neto anual se determina como:

$$\text{Flujo Neto Anual} = \text{Ingreso Anual} - \text{OPEX Anual}$$

Aplicando estas expresiones, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 8. Resultado económico anual del sistema fotovoltaico

Concepto	Unidad	Escenario conservador	Escenario optimista
Producción anual	GWh/año	8,99	12,84
Ingreso bruto anual	€/año	898.800	1.284.000
OPEX anual	€/año	81.200	81.200
Flujo neto anual	€/año	817.600	1.202.800

Fuente: Elaboración propia.

La

Tabla 8 presenta los resultados económicos anuales del sistema fotovoltaico bajo dos escenarios de operación: conservador y optimista. Se observa que la producción anual varía entre 8,99 GWh y 12,84 GWh, lo que supone una diferencia del orden del 43%, reflejando la sensibilidad del proyecto frente a variaciones en el rendimiento real del sistema.

En términos de ingresos, esta diferencia se traduce en un ingreso bruto anual de 898.800 € en el escenario conservador y 1.284.000 € en el optimista, evidenciando una relación directa entre generación energética y rentabilidad. Por otro lado, el OPEX anual se mantiene constante en 81.200 €, lo que indica que los costos operativos no dependen significativamente del nivel de producción, mejorando la rentabilidad en escenarios de mayor generación.

Como resultado, el flujo neto anual oscila entre 817.600 € y 1.202.800 €, valores que ponen de manifiesto la solidez económica del proyecto, incluso bajo condiciones conservadoras. En particular, el margen neto elevado respecto a los ingresos confirma que el sistema presenta una estructura de costos eficiente, posicionando a la planta fotovoltaica como un componente clave en la viabilidad económica del modelo híbrido propuesto.

#### 7.4.4 Desglose de la inversión inicial

A efectos de estructurar la inversión inicial del sistema fotovoltaico, se establece el siguiente reparto porcentual del CAPEX, coherente con una instalación sobre un emplazamiento singular como un vertedero clausurado, donde las estructuras, la protección superficial y las contingencias tienen mayor peso relativo que en una planta convencional sobre terreno natural:

Tabla 9. Estimación de CAPEX del sistema fotovoltaico

Componente	% del CAPEX	Coste estimado (€)
Módulos fotovoltaicos	30%	1.559.040
Inversores	8%	415.744
Estructuras y soportes	18%	935.424

Componente	% del CAPEX	Coste estimado (€)
BOS eléctrico (DC/AC, cableado, protecciones)	16%	831.488
Obra civil y protección superficial	12%	623.616
Ingeniería, permisos y supervisión	6%	311.808
Contingencias	10%	519.680
<b>CAPEX total</b>	<b>100%</b>	<b>5.196.800</b>

*Fuente: Elaboración propia.*

Los costos de la Tabla 9, refleja la singularidad del emplazamiento, en el que el peso relativo de estructuras, protecciones superficiales y contingencias resulta superior al de una planta fotovoltaica convencional sobre terreno natural, permitiendo mantener la coherencia con la potencia instalada definida en la Tabla 5

#### 7.4.5 Indicadores económico-financieros

Para el cálculo del LCOE se emplea la expresión estándar:

$$LCOE = \frac{CAPEX \times CRF + OPEX}{Produccion\ Anual}$$

Donde el factor de recuperación de capital (CRF) para una vida útil de 25 años y una tasa de descuento del 6% es:

$$CRF = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

r: es la tasa de descuento 6%

n: vida útil del sistema fotovoltaico 25 años

$$CRF = \frac{0,06(1+0,06)^{25}}{(1+0,06)^{25} - 1} = 0,07823$$

Remplazando los valores para cada escenario evaluado, se obtienen los principales indicadores detallados en la Tabla 10:

*Tabla 10. Indicadores de viabilidad económica del sistema fotovoltaico*

Indicador	Unidad	Escenario conservador (70%)	Escenario optimista (100%)
Potencia instalada	MWp	4,547	6,496
Producción anual	GWh/año	8,99	12,84
CAPEX total	€	3.637.760	5.196.800

Indicador	Unidad	Escenario conservador (70%)	Escenario optimista (100%)
OPEX anual	€/año	81.200	81.200
Ingreso bruto anual	€/año	898.800	1.284.000
Flujo neto anual	€/año	817.600	1.202.800
LCOE	€/MWh	40,70	37,99
VAN (6%, 25 años)	€	6.813.911	10.179.021
TIR	%	22,4	23,0
Payback	años	4,45	4,32

*Fuente: Elaboración propia.*

La Tabla 10 presenta los principales indicadores de viabilidad económica del proyecto, en el escenario conservador, definido como el 70% de la capacidad del sistema base, el proyecto mantiene un Valor Actual Neto (VAN) de 6,81 M€, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 22,4% y un periodo de recuperación simple de aproximadamente 4,45 años, lo que evidencia una rentabilidad sólida incluso bajo condiciones de menor aprovechamiento energético.

En el escenario optimista, correspondiente al 100% de la configuración proyectada, la planta alcanza un VAN de 10,18 M€, una TIR del 23,0% y un periodo de recuperación simple de 4,32 años, consolidando un perfil económico altamente atractivo.

Asimismo, el coste nivelado de la energía (LCOE) se sitúa en 40,70 €/MWh para el escenario conservador y en 37,99 €/MWh para el optimista, reflejando el impacto de los costes operativos fijos sobre configuraciones de menor escala.

En consecuencia, la implantación fotovoltaica sobre el vertedero clausurado del CAT puede considerarse económicamente factible a nivel de prefactibilidad. No obstante, en fases posteriores será necesario validar el desempeño energético mediante ingeniería de detalle, definir con mayor precisión los costes asociados a la conexión y obra civil, y verificar las condiciones reales de operación del emplazamiento.

#### **7.4.6 Conclusión del análisis de viabilidad fotovoltaica**

El análisis económico del sistema fotovoltaico demuestra que la instalación presenta una alta rentabilidad y competitividad económica, con un LCOE significativamente inferior al coste de generación convencional en sistemas insulares. La consistencia entre parámetros técnicos y económicos refuerza la validez del modelo y posiciona a la componente fotovoltaica como el principal vector de viabilidad del sistema híbrido propuesto.

## **7.5 Potencial del biogás y cogeneración (CHP)**

En este capítulo desarrolla la evaluación técnica del potencial de aprovechamiento energético del biogás generado en el módulo de vertido del Complejo Ambiental de Tenerife (CAT), así como el dimensionamiento preliminar de un sistema de cogeneración (Combined Heat and Power, CHP) alimentado con dicho recurso. Se analiza la complementariedad de esta tecnología con la generación fotovoltaica propuesta en apartados anteriores, configurando un modelo híbrido de generación renovable integrada.

Los residuos del relleno sanitario presentan una serie de reacciones químicas, físicas y biológicas que dan origen a las emisiones atmosféricas y líquidas. Los desechos, especialmente los de origen orgánico, al ser compactados liberan agua y líquidos contenidos en su interior, los que escurren hasta la base de la celda del relleno sanitario. El agua que ingrese al relleno lixiviará los desechos arrastrando sólidos en suspensión y compuestos diluidos. Esta mezcla con alto poder contaminante es lo que se conoce como lixiviados o líquidos percolados.

Las emisiones atmosféricas del relleno sanitario, llamadas comúnmente biogás, son producidas principalmente por reacciones anaeróbicas. La cantidad y composición de este gas depende de la masa depositada de residuos; la composición y el tipo de desecho orgánico; su estado y las condiciones del medio. El componente químico más importante presente en el biogás es el metano, que es un gas con alto poder energético y es la razón fundamental por la que el biogás tiene un alto valor energético.

### **7.5.1 Condicionantes de la producción de biogás**

El biogás se produce en el relleno sanitario, por las reacciones físicas, químicas y microbianas que poseen todos ellos como consecuencia de su naturaleza orgánica, es el proceso microbiano que más rígidamente determina la producción de biogás. De la misma manera, los procesos microbianos son condiciones de cultura sensible, de forma que existen una serie de condiciones tanto naturales como artificiales que determinan la población microbiana y la producción de biogás. Hay que destacar que el biogás se origina en condiciones anaeróbicas, por tanto, cualquier condicionante que pase el proceso a un anaerobio también influirá sobre la producción de biogás.

### **7.5.2 Fases de la generación del biogás**

En el propio vertedero se va formando el biogás naturalmente a razón de una combinación de diversos procesos físicos, químicos y microbianos, originándose a partir de la descomposición de la materia orgánica, siendo este proceso microbiano el más relevante en la producción de biogás.

Los procesos se generan en condiciones ambientales, dado que existen determinadas variables que de forma natural como inducida, pueden afectar a la actividad de la población microbiana y, por tanto, la cantidad de biogás producido.

El biogás se produce en condiciones anaeróbicas, y por lo tanto si existen algún tipo de variable que afecte dicho entorno, cuando se introduce o modificándolo, ello va a tener un efecto directo en su generación.

*Tabla 11. Duración típica de las fases de generación de biogás en un relleno sanitario.*

Fase	Fase	Duración típica
I	Aeróbica	Horas a Semanas
II	Anóxica	1 a 6 Meses
III	Anaeróbica, Metanogénica, inestable	3 meses a 3 Años
IV	Anaeróbica, Metanogénica, estable	8 a 40 Años
V	Anaeróbica, Metanogénica, en disminución	20 a 40 Años

Fuente: *Universidad de Concepción Unidad de Desarrollo Tecnológico, Evaluación de prefactibilidad técnica, económica y social de proyectos piloto en Osorno,» coronel, 2015*

La Tabla describe las distintas fases de generación del biogás en un relleno sanitario, así como su duración típica. Este comportamiento temporal es fundamental para comprender la evolución del potencial energético del vertedero, ya que condiciona la disponibilidad del recurso a lo largo del tiempo. Este aspecto resulta clave para el dimensionamiento del sistema CHP y su integración con la generación fotovoltaica.

### 7.5.3 Propiedades y sistema de extracción de biogás

La composición del biogás de los rellenos sanitarios complejo ambiental de Tenerife se mantiene dentro de los rangos que se observan en la Tabla 11, destacando el alto contenido de metano (50–65%), que constituye el principal componente energético del gas. Esta composición confirma el potencial del biogás como recurso aprovechable para la generación eléctrica mediante sistemas de cogeneración, justificando su integración dentro del modelo híbrido propuesto.

*Tabla 11. Composición típica de biogás en rellenos Complejo Ambiental de Tenerife.*

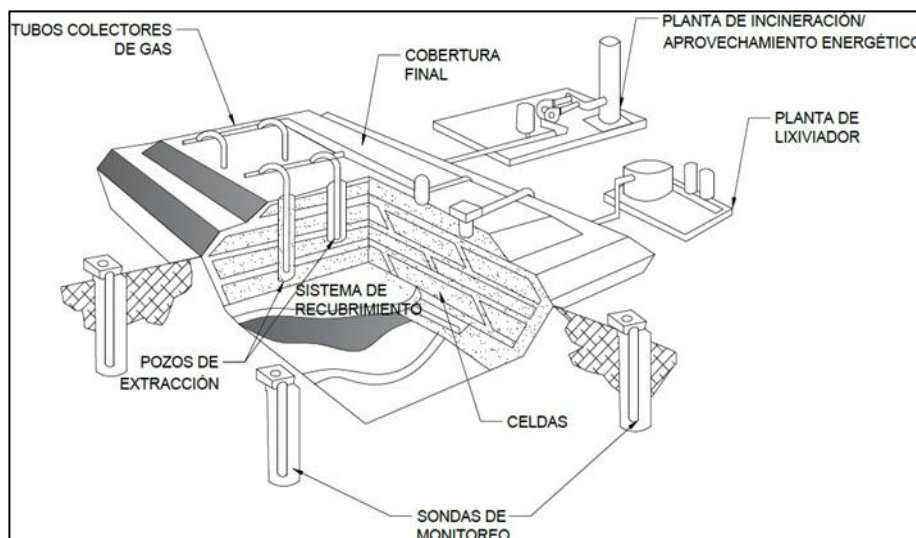
Compuesto del biogás	Rango de composición [% volumen]
Metano (CH <sub>4</sub> )	50,0 – 65%
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	35,0 – 45,0%
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0 – 5,0%
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	0,2 – 2%

Fuente: *Plan Territorial Especial de Ordenación de Residuos de Tenerife / descripción de la situación actual en la gestión de residuos.*

El metano puede encenderse cuando este se mezcla con una concentración de aire entre el 5% y un 15%. En el caso del biogás, los límites son un poco diferentes, y se encuentran entre un 11% y un 21%.

La Figura 14 presenta un esquema conceptual del funcionamiento de un relleno sanitario tecnificado, en el que se identifican los principales subsistemas que intervienen en la gestión integral de los residuos. Se observa la disposición en celdas de los residuos, junto con el sistema de recubrimiento y la cobertura final, elementos fundamentales para garantizar la estabilidad geotécnica y el aislamiento ambiental. Asimismo, se destacan los pozos y tuberías colectoras para la captación de biogás, los cuales permiten su extracción controlada y posterior aprovechamiento energético, aspecto clave en el presente estudio. De igual manera, se incluye el sistema de gestión de lixiviados y las sondas de monitoreo, que aseguran el control de emisiones y la protección del entorno. Este esquema permite comprender de forma integrada la infraestructura del relleno sanitario y justifica su idoneidad como emplazamiento para la implantación de sistemas de generación energética, tanto fotovoltaicos como de cogeneración a partir de biogás.

Figura 14. Esquema típico de relleno sanitario.



Fuente Universidad de Concepción Unidad de Desarrollo Tecnológico, Evaluación de prefactibilidad técnica, económica y social de proyectos piloto en Osorno,» Coronel, 2015

#### 7.5.4 Modelos de estimación de producción de biogás

Para evaluar la viabilidad técnica y económica de un proyecto de aprovechamiento del biogás, es necesario estimar de volumen proporcionado, específicamente de metano, en rellenos sanitarios con sistemas activos de extracción, estos pueden tener información histórica sobre el flujo de biogás y metano de la instalación, sin embargo, no suministran información sobre el

potencial futuro. Hay variados modelos para calcular el potencial de recuperación de biogás, ya sea para planificar proyectos de aprovechamiento energético o simplemente de incineración.

- **Modelo Estequiometrico:** Método basado en la reacción química que se produce en los residuos en estado anaeróbico, por lo que determina el potencial máximo de producción de biogás. Requiere conocer la composición química básica de los residuos biodegradables.
- **Modelo LandGEM:** Existen diferentes modelos cinéticos basados en el crecimiento bacteriano. Dada la dificultad de describir todas las variables que influyen en este proceso, es que los modelos existentes son simplificaciones apoyadas en principios fundamentales, con ajustes empíricos mediante constantes cinéticas. Un modelo importante de esta categoría es el de LandGEM, el que asume que después de estabilizadas las condiciones anaeróbicas y de masa microbiana, la producción de metano es máxima. Pero a partir de ahí, la tasa decrece junto con la fracción orgánica de los desechos del relleno sanitario. Este modelo es recomendado por la “Agencia de Protección Ambiental de EE. UU” , y es el modelo que hemos elegido en el presente informe para estimar la producción de metano bruto.

#### **7.5.5 Situación actual del aprovechamiento del biogás en el CAT**

Según la documentación del Plan Territorial Parcial de Ordenación del CAT (PTPO, 2017), el complejo medioambiental cuenta actualmente con un sistema de desgasificación activo que capta el biogás generado por la degradación anaeróbica de la fracción orgánica de los residuos ubicados en las celdas de vertido. El biogás es transportado a través de tubos de vertido hacia el soplante de biogás, y finalmente enviado a los motores de combustión.

La infraestructura de generación eléctrica del Complejo está compuesta por dos generadores de 500 KW y 400/230V cada uno que utilizan como combustible el biogás del vertedero, transformadores de 1MVA y 0,6MVA de capacidad. El suministro eléctrico del CAT se completa mediante una línea aérea de media tensión de 20 kV procedente de la subestación del Polígono Industrial de Granadilla

De otro lado, dentro de las consultas realizadas al área operativa del CAT, se determinó que el Complejo utiliza el 100% del biogás captado, por lo que no emplean la antorcha para quemar excedentes de biogás.

#### **7.5.6 Implementación modelo de LandGEM**

El modelado de la generación de metano teórico se fundamenta en el modelo de decaimiento de primer orden de la descomposición, implementado mediante LandGEM versión 3.03, desarrollado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos. Este modelo,

ampliamente referenciado en la literatura científica y utilizado por organismos reguladores internacionales, permite estimar la producción de metano a partir de la masa de residuos depositados, su antigüedad y los parámetros cinéticos de degradación.

La formulación original del modelo considera la deposición de residuos distribuida en subintervalos dentro de cada año, típicamente en 10 fracciones, con el objetivo de representar de forma más realista la degradación progresiva de la materia orgánica. Sin embargo, en el presente estudio, debido a la disponibilidad de datos históricos con resolución mensual, se ha adaptado el modelo para emplear en 12 intervalos por año, lo que permite mejorar la precisión en la estimación de la generación de metano bruto.

La ecuación general empleada en este estudio se expresa como:

$$Q_{CH_4} = \sum_{i=1}^n \sum_{m=1}^{12} k * L_0 * M_{i,m} * e^{-k*(t-t_i+\frac{m}{12})}$$

Siendo:

- $Q_{CH_4}(t)$ : caudal de metano generado en el tiempo  $t$  ( $m^3/año$ )
- $k$ : constante cinética de degradación ( $1/año$ )
- $L_0$ : potencial de generación de metano ( $m^3 CH_4/t$  de residuo)
- $M_{i,m}$ : masa de residuos depositados en el mes  $m$  del año  $i$  ( $t$ )
- $t_i$ : año de disposición de los residuos
- $m$ : mes de deposición (1 a 12)

Esta formulación permite representar de manera más precisa la distribución temporal real de los residuos dentro de cada año, evitando la simplificación inherente al uso de subintervalos genéricos. En consecuencia, se obtiene una mejor aproximación de la cinética de generación de metano, lo cual resulta especialmente relevante en estudios de valorización energética del biogás y dimensionamiento de sistemas de cogeneración.

#### 7.5.7 Datos de entrada: serie histórica de residuos depositados.

Para la alimentación del modelo se ha recopilado la serie histórica de residuos depositados en el CAT a partir de múltiples fuentes documentales. Los datos de vertido anuales para el periodo 1998 – 2020 han sido extraídos de la página web [datos.gob.es](https://datos.gob.es), que es una plataforma de datos de acceso libre promovida por el Ministerio para la Transformación Digital y de la Función

Pública a través de la Entidad Pública Empresarial Red.es, cuyo resumen se muestra en la tabla 13.

Tabla 12. Serie histórica de residuos recogidos en Tenerife (1998–2020).

Año	Residuos recogidos (t/año)
1998	458.443
1999	508.046
2000	535.775
2001	579.524
2002	621.346
2003	617.629
2004	615.401
2005	620.610
2006	642.973
2007	642.324
2008	624.168
2009	571.989
2010	571.037
2011	540.143
2012	505.599
2013	490.938
2014	398.919
2015	524.904
2016	546.952
2017	568.747
2018	578.396
2019	583.914
2020	516.573

Fuente: Cantidad de residuos domésticos recibidos en el Complejo Ambiental de Tenerife - Conjunto de datos - Datos.gob.es . Elaboración propia

**Nota importante:** Los valores de la Tabla 12 corresponden al total de residuos recogidos en la isla. No toda esta masa se deposita en las celdas de vertido; una fracción se destina a reciclaje, compostaje y otros tratamientos. Según el Balance de Gestión del año 2017, el 91,18% de los residuos (518.799 t) se destinó a celda de vertidos, el 2,65% a reciclaje, el 1,00% a compost y el 5,16% correspondió a pérdidas de agua. Para la estimación del biogás se ha aplicado un factor de disposición efectiva en vertedero del 85–90% sobre el total recogido, considerando

que el tratamiento mecánico-biológico (TMB) ha ido aumentando progresivamente su eficacia de desvíos.

### 7.5.8 Parámetros del modelo LandGEM.

Los parámetros cinéticos adoptados para la modelación se han seleccionado considerando las características climáticas del emplazamiento (clima árido a semiárido, precipitación media anual inferior a 250 mm en la zona costera de Arico) y la composición típica de los residuos sólidos urbanos de Tenerife, con un contenido orgánico significativo proveniente de los rechazos del tratamiento mecánico-biológico (TMB)

Asimismo, tomando como base las recomendaciones de la United States Environmental Protection Agency para el modelo LandGEM, y en concordancia con las directrices del Intergovernmental Panel on Climate Change, se ha realizado un ajuste de los parámetros con el fin de representar de manera más realista las condiciones locales y mejorar la coherencia con datos reportados en campo.

En la Tabla 13 se muestran los parámetros adoptados para el modelamiento LangGEM.

Tabla 13. Parámetros adoptados para el modelo LandGEM.

Parámetro	Valor adoptado	Comentario
$L_0$ (potencial de generación)	150 $\text{m}^3 \text{CH}_4 / \text{t}$	Valor representativo para residuos con alta fracción orgánica en climas cálidos
k (constante cinética)	0,06 $\text{año}^{-1}$	Valor adoptado dentro del rango reportado por el Intergovernmental Panel on Climate Change (0.04–0.08 $\text{año}^{-1}$ ) para climas cálidos, coherente con condiciones que favorecen una mayor tasa de degradación.
Concentración $\text{CH}_4$	55%	Valor estándar LandGEM para biogás de vertedero / valor promedio de Información recibida del CAT
Año de apertura	1983	Inicio de operaciones del vertedero de Arico (PTPO)
Año de cierre (estimado)	2045	Supuesto: vida útil residual de ~20 años considerando capacidad remanente y ampliaciones previstas
Factor de captura actual	65%	Valor típico para sistemas activos con cobertura intermedia (rango 60–75% según EPA y Banco Mundial)

Fuente: Elaboración propia a partir de US EPA (2005), LandGEM v3.03 User's Guide, Intergovernmental Panel on Climate Change (2006) e información recibida del Complejo.

### 7.5.9 Resultados de la estimación.

Aplicando el modelo con la serie histórica de residuos depositados (1998–2020), con proyección hasta el año 2035 que considera una tasa de crecimiento de generación de RSU del 1.5% anual, se obtienen los resultados resumidos en la Tabla 15 para el horizonte temporal de interés del proyecto.

Tabla 14. Producción estimada de biogás en el CAT.

Año de evaluación	Año de calculo	K (año <sup>-1</sup> )	Lo (m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /ton)	Total CH4 bruto (m3/año)	Total CH4 bruto (millones m3/año)	Total biogás bruto (millones m3/año)
2000	2025	0.06	150	1.040.977	1,04	2,08
2005	2025	0.06	150	1.627.390	1,63	3,25
2010	2025	0.06	150	2.022.817	2,02	4,05
2015	2025	0.06	150	2.509.009	2,51	5,02
2020	2025	0.06	150	3.335.417	3,34	6,67
2025	2030	0.06	150	3.593.191	3,59	7,19
2030	2035	0.06	150	3.870.888	3,87	7,74
2035	2040	0.06	150	4.170.045	4,17	8,34

Fuente: Elaboración propia a partir de datos y modelamiento LandGEM con parámetros de Tabla 15

Los resultados obtenidos muestran una tendencia creciente en la generación de metano a lo largo del periodo analizado, como consecuencia de la acumulación progresiva de residuos y la dinámica de degradación descrita por el modelo de primer orden. Para el año 2025, se estima una producción de biogás del orden de 6,67 millones Nm<sup>3</sup>/año, valor que se incrementa hasta aproximadamente 7,74 millones Nm<sup>3</sup>/año en 2030 y 8,34 millones Nm<sup>3</sup>/año para el año 2035. Estos resultados se encuentran en línea con valores reportados en la literatura y estudios previos del Complejo Ambiental de Tenerife, evidenciando la consistencia del modelo calibrado. No obstante, se observa un incremento más pronunciado en escenarios de proyección a largo plazo, lo cual resalta la importancia de considerar la evolución de la disposición de residuos y la sensibilidad del modelo a los parámetros adoptados e indicados en la tabla 15.

La Tabla 17 presenta la estimación de la producción de biogás en el Complejo Ambiental de Tenerife bajo tres escenarios de desarrollo: situación actual, optimización del sistema de captación y expansión de la capacidad de disposición de residuos. Los valores han sido obtenidos a partir del modelo LandGEM, considerando como base una producción de biogás bruto de 7,19 millones de Nm<sup>3</sup>/año para el año 2025, así como la aplicación de factores de captura representativos de las condiciones operativas del relleno sanitario.

Tabla 15. Producción estimada de biogás en el CAT (escenarios).

Escenario	Biogás bruto (Nm <sup>3</sup> /año)	Biogás captado (Nm <sup>3</sup> /año)	CH <sub>4</sub> captado (Nm <sup>3</sup> /año)
Actual (2025-captación al 65%)	7,19 millones	4,67 millones	2,34 millones
Optimizado (Mejora captación al 75%)	7,19 millones	5,39 millones	2,70 millones
Expansión (nuevos módulos, horizonte 2035)	8,34 millones	6,25 millones	3,13 millones

Fuente: Modelo LandGEM con parámetros de Tabla 16, Factor de captura 65% (actual) y 75% (optimizado).  
Elaboración propia.

Los resultados del escenario actual son coherentes con el dato operativo reportado de 4,9 millones de Nm<sup>3</sup>/año de biogás captado, obteniendo una variación mínima del 4,67% lo que valida la parametrización del modelo. La producción de biogás bruto se estima en torno a 7,19 millones de Nm<sup>3</sup>/año, de los cuales aproximadamente el 65% es efectivamente captado por el sistema de desgasificación activo. El resto se emite de forma difusa o se pierde por fugas, condensados y limitaciones del sistema de captación.

En el escenario optimizado, la mejora del factor de captura al 75%, alcanzable mediante la ampliación de la red de pozos de extracción, la mejora de la cobertura de las celdas y la renovación del sistema de succión, incrementaría el biogás disponible en aproximadamente un 15%, sin necesidad de que aumente la producción bruta.

De otro lado, el escenario de expansión contempla la incorporación de nuevos módulos de recepción de residuos sólidos urbanos, lo que implica un mayor volumen de residuos dispuestos y, en consecuencia, un incremento en la generación de biogás hasta valores cercanos a 8,34 millones de Nm<sup>3</sup>/año hacia el horizonte 2035. Este crecimiento, combinado con mejoras en la captación, permitiría alcanzar niveles de biogás recuperado del orden de 6,25 millones de Nm<sup>3</sup>/año, reforzando el potencial de valorización energética del biogás y sustentando el dimensionamiento de sistemas de cogeneración de mayor capacidad en el mediano y largo plazo.

#### 7.5.10 Dimensionamiento del sistema CHP

*El dimensionamiento del sistema de cogeneración se fundamenta en el caudal de biogás continuamente disponible para alimentar los motogeneradores. El caudal medio horario se obtiene dividiendo la producción anual captada entre las 8.760 horas del año, mostrando los valores calculados en la*

Tabla 16. Este valor es necesario para la potencia eléctrica teórica.

Tabla 16. Caudal medio horario de biogás según escenario.

Escenario	Biogás captado (Nm <sup>3</sup> /año)	Caudal medio (Nm <sup>3</sup> /h)
Actual	4.670.000	533
Optimizado	5.390.000	615
Expansión	6.250.000	713

Fuente: Elaboración propia.

La potencia que se puede alcanzar de forma efectiva es función del poder calorífico de dicho biogás, que es dependiente de la eficiencia del motogenerador, La potencia eléctrica teórica se calcula como:

$$P_{el} = Q \times PCI \times \eta_{el}$$

Donde Q es el caudal medio horario de biogás (Nm<sup>3</sup>/h), PCI es el poder calorífico inferior (estimado en 5.5 kWh/Nm<sup>3</sup>, valor representativo para biogás de relleno sanitario con 55% de CH<sub>4</sub>, de acuerdo con referencias de la EPA, IPCC e información del CAT), y  $\eta_{el}$  es la eficiencia eléctrica del motor (35–40% para motogeneradores modernos de biogás de relleno sanitario).

Aplicando estos parámetros, se calcula la potencia eléctrica para diferentes rendimientos del motor, y cuyos resultados se muestran en la Tabla 17.

Tabla 17. Potencia eléctrica estimada según escenario.

Escenario	Q (Nm <sup>3</sup> /h)	P <sub>el</sub> ( $\eta=35\%$ ) (Kw)	P <sub>el</sub> ( $\eta=38\%$ ) (Kw)	P <sub>el</sub> ( $\eta=40\%$ ) (Kw)
Actual	533	1026	1114	1173
Optimizado	615	1184	1285	1353
Expansión	713	1373	1490	1596

Fuente: Elaboración propia, tomando información de EPA, IPCC y literatura técnica internacional.

### 7.5.11 Configuración recomendada.

A la vista de los resultados, se propone una configuración modular basada en motogeneradores de combustión interna de ciclo Otto, tecnología predominante en el sector del biogás de relleno sanitario por su robustez, tolerancia a variaciones de composición del gas y eficiencias eléctricas por encima del 40%. La configuración recomendada se muestra en la

Tabla 18.

Tabla 18. Configuración CHP propuesta.

Parámetro	Escenario actual	Escenario optimizado	Futura expansión
Potencia eléctrica total	1,026 MW	1,35 MW	1,60 MW
Número de unidades	2 × 500 kW	2 × 635 kW	2x800 kW
Eficiencia eléctrica	36–38%	42%	42%
Eficiencia térmica	40–43%	45%	45%
Eficiencia CHP global	78%	87%	87%
Tecnología	Motor ciclo Otto	Motor ciclo Otto	Motor ciclo Otto

Fuente: Elaboración propia. Eficiencias basadas en especificación de fabricante Jenbacher modelo J312/J316 para motores de gas de bioresiduos.

La selección de un sistema modular (2 unidades) presenta ventajas operativas significativas: permite el mantenimiento programado sin parada total de la generación, facilita la adaptación a variaciones estacionales del caudal de biogás, y ofrece redundancia operativa. Esta configuración es coherente con la situación actual del CAT, que ya opera con dos grupos generadores de 500 kW.

### 7.5.12 Producción eléctrica y térmica estimada

Con base en la potencia dimensionada y considerando un factor de disponibilidad del 85% (equivalente a 7.450 horas/año de operación efectiva, descontando paradas por mantenimiento y reparaciones). Los resultados del cálculo de la producción energética anual se muestran en la Tabla 19.

Tabla 19. Producción energética anual del sistema CHP.

Escenario	Energía eléctrica (GWh/año)	Energía térmica (GWh/año)	Energía total CHP (GWh/año)
Base (1,00 MW <sub>e</sub> )	7.5	11.6	19.0
Moderado (1,27 MW <sub>e</sub> )	9.5	13.3	22.8
Expansión (1,60 MW <sub>e</sub> )	11.9	15.5	27.4

---

*Fuente: Elaboración propia, empleando eficiencias de tabla 19 escenario futuro.*

### 7.5.13 Aprovechamiento del calor residual

El sistema CHP propuesto genera, además de electricidad, una cantidad significativa de energía térmica recuperable (11,9–15,5 GWh/año según escenario) a partir de los circuitos de refrigeración del motor y de los gases de escape. La temperatura del agua caliente recuperada se sitúa típicamente en el rango de 80–120 °C, lo que la hace apta para múltiples aplicaciones industriales.

Dado el clima de Tenerife, caracterizado por temperaturas medias anuales de 18–22 °C en la zona costera del municipio de Arico, la demanda de calefacción ambiental es prácticamente inexistente. Por tanto, los usos térmicos prioritarios deben orientarse a procesos industriales y operaciones del propio complejo:

- **Secado térmico de lodos de EDAR.** El PTPO contempla expresamente una planta de secado térmico de lodos de estaciones depuradoras (EDAR), cuya demanda térmica podría cubrirse parcial o totalmente con el calor del CHP, reduciendo significativamente el volumen de lodos a gestionar y los costes de transporte.
- **Procesos de bioestabilización acelerada.** El calor residual puede emplearse para mantener temperaturas óptimas en los procesos de compostaje y maduración, reduciendo tiempos de tratamiento.
- **Uso industrial en el área del CAT y Polígono de Granadilla.** Sectores como el procesamiento de alimentos, la acuicultura, lavanderías industriales u otras actividades con demanda de agua caliente sanitaria (ACS) podrían beneficiarse del calor excedente.
- **Alternativa avanzada: trigeneración (CCHP).** Mediante la incorporación de un sistema de absorción, parte del calor podría transformarse en frío industrial para procesos que lo requieran, aumentando la versatilidad y el factor de utilización del sistema.

### 7.6 Complementariedad FV–CHP: modelo híbrido de generación

La integración de la generación fotovoltaica con el sistema de cogeneración a partir de biogás constituye el núcleo de la propuesta de hibridación energética del presente trabajo. Ambas tecnologías presentan perfiles de generación complementarios, tal y como se muestra en la Tabla 20:

Tabla 20. Complementariedad de perfiles de generación FV y CHP.

Característica	Fotovoltaica	CHP biogás
Perfil de producción	Diurno, variable	Continuo (24 h), controlable
Variabilidad	Alta (nubes, estacionalidad)	Baja (caudal estable)
Despachabilidad	No despachable	Despachable
Producto energético	Solo electricidad	Electricidad + calor
Función en el sistema	Generación masiva renovable	Base estable y respaldo

Fuente: Elaboración propia.

Esta complementariedad es especialmente valiosa en un sistema eléctrico insular como el de Tenerife, donde la estabilidad de frecuencia y tensión constituye un reto operativo crítico. El CHP proporciona generación de base continua las 24 horas, compensando la intermitencia inherente a la fotovoltaica y contribuyendo a la inercia del sistema. Durante las horas de máxima irradiación solar, la producción combinada FV+CHP puede cubrir la demanda interna del CAT y generar excedentes para inyección a red; en horario nocturno, el CHP mantiene el suministro eléctrico base.

La estrategia de operación recomendada sigue un modelo híbrido: la generación FV cubre la demanda diurna con prioridad de autoconsumo, el CHP opera como base continua con despacho prioritario, y los excedentes de ambas fuentes se inyectan a la red insular a través de la línea de media tensión existente (20 kV), cuya capacidad se prevé ampliar mediante el desdoblamiento de la línea desde la subestación de Granadilla y la ejecución de una nueva subestación con capacidad mínima de 90 MVA, según establece el propio PTPO (Memoria de Ordenación, p. 172).

### 7.6.1 Producción anual, emisiones evitadas y LCOE

En este apartado se cuantifica el aporte energético global del sistema híbrido propuesto, se estiman las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas por la sustitución de generación fósil, y se realiza una evaluación económica preliminar mediante el cálculo del coste nivelado de energía (LCOE) y los indicadores fundamentales de inversión.

### 7.6.2 Balance energético del sistema híbrido

El balance energético integra la producción eléctrica de ambas fuentes (FV + CHP) y la energía térmica del CHP. Para el escenario optimizado del proyecto (15 MWp FV + 1,3 MW CHP optimizado), se obtiene lo detallado en la tabla 21:

Tabla 22. Balance energético anual del sistema híbrido (escenario optimizado).

Fuente	Potencia instalada (MWp)	Energía eléctrica (GWh/año)	Energía térmica (GWh/año)
Fotovoltaica	6,5	12,8	—
CHP biogás	1,3	9,7	13,3
<b>Total sistema</b>	<b>7,8</b>	<b>22,5</b>	<b>13,3</b>

FV: producción estimada con irradiación PVGIS y PR=80%, 1.850–2.100 kWh/kWp. CHP: escenario optimizado con 85% disponibilidad y 70% de capacidad instalada del sistema fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia

- **Supuesto relevante:** Los datos obtenidos de producción FV de 12,8 GWh/año se basa en la irradiación horizontal global del emplazamiento según PVGIS (fuente: JRC, Comisión Europea), aplicando un Performance Ratio (PR) del 80% que incluye pérdidas por temperatura, suciedad, cableado, inversor y degradación, y una capacidad instalada del 70% con respecto a la estimación calculada en PVGIS.

La producción eléctrica total del sistema híbrido (18,69 GWh/año) es equivalente al consumo eléctrico anual de aproximadamente 6.028 hogares canarios (considerando un consumo medio de ~3.100 kWh/hogar/año según datos del ISTAC), lo que evidencia el impacto significativo del proyecto en la cobertura de demanda insular.

### 7.6.3 Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas

La sustitución de generación fósil por energía renovable reduce las emisiones de gases de efecto invernadero del sistema eléctrico insular. El factor de emisión de la generación eléctrica en Canarias es significativamente superior al de la península, debido a la predominancia de centrales térmicas de fuelóleo y diésel. Según los datos publicados por Red Eléctrica de España (REE), el factor de emisión del sistema eléctrico de Tenerife se sitúa en el rango de 0,60–0,80 tCO<sub>2</sub>/MWh, dependiendo del año y del mix de generación.

Para la presente evaluación se adopta un factor de emisión de 0,70 tCO<sub>2</sub>/MWh como valor central, coherente con las estimaciones recientes para sistemas insulares españoles. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 23:

Tabla 23. Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas por el sistema híbrido (escenario moderado)

Concepto	Valor	Unidad
----------	-------	--------

Energía eléctrica renovable total	22,54	GWh/año
Factor de emisión adoptado	0,70	tCO <sub>2</sub> /MWh
Emisiones evitadas (electricidad)	15.778	tCO <sub>2</sub> /año
Reducción adicional por captura de CH <sub>4</sub> (evit. emisiones difusas)	5.000	tCO <sub>2</sub> eq/año
<b>Total emisiones evitadas</b>	<b>20.778</b>	<b>tCO<sub>2</sub>eq/año</b>

Fuente: Elaboración propia. Factor de emisión basado en REE/CNMC para sistemas insulares canarios. Reducción de CH<sub>4</sub> calculada con GWP<sub>100</sub> = 28 (IPCC AR5) sobre el incremento de captura respecto al escenario sin proyecto.

- **Nota metodológica:** La reducción adicional por captura de metano se refiere al incremento de captura que supone la mejora del sistema de desgasificación (del 65% al 75% de eficiencia de captura), evitando que ese metano adicional se emita a la atmósfera como emisiones difusas. El metano tiene un potencial de calentamiento global 28 veces superior al CO<sub>2</sub> a 100 años (IPCC, AR5), lo que confiere un valor ambiental significativo a esta mejora.

## 7.7 Análisis comparativo entre el modelo de expansión del Cabildo y la propuesta integral de hibridación energética

### 7.7.1 Comparación técnico-territorial de la expansión del modulo

El análisis comparativo entre el modelo de ordenación del Complejo Ambiental de Tenerife (CAT) propuesto por el Cabildo de Tenerife y la alternativa de hibridación energética desarrollada en la presente investigación permite identificar diferencias sustanciales tanto en la concepción del territorio como en el aprovechamiento de sus recursos.

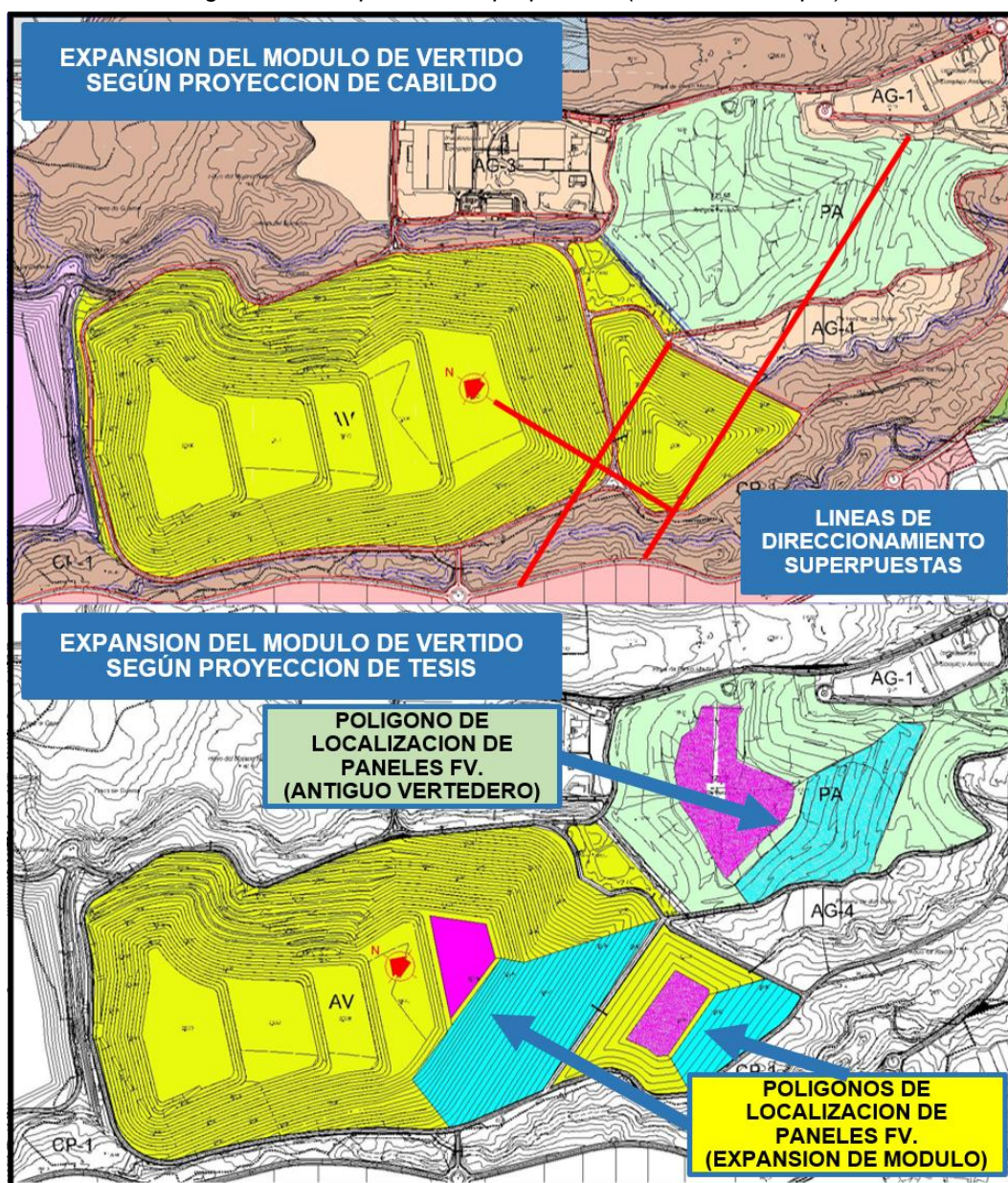
El modelo definido en el Plan Territorial Parcial de Ordenación (PTPO) responde a una lógica de planificación unidireccional, orientada a garantizar la continuidad operativa del sistema de gestión de residuos, la estabilidad geotécnica de las infraestructuras y la compatibilidad entre los distintos usos previstos en el ámbito.

Este análisis presenta ventajas evidentes desde el punto de vista técnico-operativo e incluso económico, ya que minimiza los riesgos asociados a modificaciones sustanciales en la morfología del vertedero, maximiza la eficiencia de capacidad y disposición de superficie aprovechable. Si bien, el modelo del Cabildo se enfoca en garantizar la máxima disponibilidad de volumen para la disposición de residuos, este presenta una limitación relevante en términos de multifuncionalidad, ya que la implantación no aprovecha las energías renovables en su máxima expresión, solo se plantea como un complemento, sin incidir de manera directa en los criterios de diseño morfológico del vertedero ni en la optimización del uso del suelo disponible.

En contraste, la propuesta desarrollada en esta tesis introduce una reinterpretación del CAT como una infraestructura ambiental productiva, en la que la generación energética renovable

se integra como un componente estructural del sistema desde su concepción y diseño. Este cambio conceptual implica la incorporación de criterios energéticos en el diseño y operación del vertedero, particularmente en lo relativo a la orientación espacial (alineando taludes hacia el sur), la geometría de los taludes y a la utilización de todas las superficies de coronación de los módulos de vertido.

Figura 15. Comparativa de propuestas (Cabildo vs Propia)



Fuente: Elaboración Propia con software AutoCad. Extraído de PTPO del CAT.

<https://tenerifemassostenible.tenerife.es/ambitos-tematicos/gestion-de-residuos/plan-territorial-parcial-del-complejo-ambiental-de-tenerife/>

Uno de los aportes más significativos de la nueva propuesta, radica en la intervención sobre el módulo de vertido actualmente en operación, mediante la modificación y re-direccionamiento

de su morfología de llenado, tal como se ve en la Figura 15. Esta estrategia permite no solo optimizar la orientación de los taludes hacia el sur para maximizar para la captación solar, sino también incorporar la superficie semi plana de coronación como área útil para la implantación fotovoltaica. Como resultado, la superficie potencialmente aprovechable para generación energética solar se incrementa de manera sustancial, alcanzando valores que literalmente duplican la superficie inicialmente considerada solo en el módulo clausurado y además conserva la misma eficiencia de disposición de residuos diseñada por el Cabildo.

Desde el punto de vista territorial, esta estrategia supone una mejora significativa en la eficiencia del uso del suelo, al maximizar el aprovechamiento de un espacio ya antropizado y evitar la necesidad de incorporar nuevos terrenos para el desarrollo de proyectos energéticos. Este aspecto adquiere especial relevancia en sistemas insulares como Tenerife, donde la disponibilidad de suelo constituye una de las principales limitaciones para la expansión de energías renovables.

*Figura 116. Imagen esquemática de colocación de paneles sobre los módulos.*



*Fuente: Elaboración Propia con edición digitalizada con ChatGPT sobre imagen extraída del PTPO del CAT.  
<https://tenerifemassostenible.tenerife.es/ambitos-tematicos/gestion-de-residuos/plan-territorial-parcial-del-complejo-ambiental-de-tenerife/>*

### **7.7.2 Comparación y viabilidad técnica-económica de los modelos de expansión de módulos**

Desde una perspectiva técnico-económica, la comparación entre ambos modelos revela un contraste entre dos enfoques claramente diferenciados: uno orientado a la minimización del riesgo y la inversión inicial, y otro enfocado en la maximización del rendimiento energético y del valor generado a largo plazo.

La propuesta de hibridación energética desarrollada en esta tesis asume un mayor nivel de complejidad técnica sin incrementar los costos de inversión asociados principalmente a la adaptación de la geometría del vertedero. La instalación de sistemas fotovoltaicos en taludes genera no genera un costo adicional en sí mismo, porque este costo no se contempla dentro de la operación normal del complejo ambiental, es una alternativa de compatibilización de intereses que deben primar y el mismo cabildo deberá gestionar los recursos desde la dependencia que corresponda diferente a la de la gestión directa del CAT.

De todas maneras, esta inversión extra se verá claramente compensada por un aumento significativo en la capacidad de generación energética, derivado de la ampliación de la superficie útil y de la optimización de la orientación de los módulos fotovoltaicos.

En términos de desempeño energético, el modelo propuesto permite alcanzar niveles de producción significativamente superiores a los del escenario base, gracias a la combinación de generación fotovoltaica y aprovechamiento del biogás mediante sistemas de cogeneración. Esta complementariedad tecnológica contribuye además a mejorar la estabilidad del sistema y a optimizar el factor de capacidad global.

Con el objetivo de cuantificar las diferencias entre ambos modelos, se desarrolla a continuación una evaluación comparativa basada en los resultados obtenidos en el dimensionamiento del sistema híbrido y en supuestos técnicos y económicos consistentes con el contexto del CAT.

Partiendo de la base definida en esta investigación, el escenario correspondiente al modelo de la tesis considera una instalación fotovoltaica inicial de 6,5 MWp solamente sobre el módulo clausurado, con una producción estimada de 12,84 GWh/año, complementada con un sistema de cogeneración a partir de biogás de 1,3 MW, capaz de generar aproximadamente 9,7 GWh eléctricos anuales. Esto da lugar a una producción total del sistema híbrido del orden de 22,54 GWh/año.

La incorporación de la propuesta de modificación morfológica del módulo en operación permite ampliar significativamente esta capacidad, pudiendo alcanzarse valores del orden de 16,25 MWp adicionales en total de capacidad instalada, haciendo una regla de proporcionalidad simple, tomando el espacio utilizable para instalación de paneles solares equivalente a 2,5 veces lo obtenido con los cálculos del antiguo vertedero de 6,5 MWp. teniendo en cuenta lo

anterior, con la nueva configuración propuesta, se obtiene valores cercanos a 30 GWh/año. Esto incluso colocando paneles solares fotovoltaicos solo en los taludes orientados al sur y de las superficies semiplanas de coronación del área modificada en la propuesta de expansión sobre la original.

En contraste, el escenario asociado al modelo del Cabildo, al no incorporar esta optimización morfológica, presenta un potencial de generación más limitado, estimado en torno a 5 MW de potencia instalada y producciones del orden cercano a 10 GWh/año. Ya que solo tienen una posible utilización de la superficie de coronación en el antiguo vertedero. Además de lo instalado en los techos de las naves de procesamiento que no es objeto de esta propuesta ya que se da por sentado la viabilidad de la utilización de estas superficies.

Desde el punto de vista económico, y considerando valores de mercado para el coste de inversión en instalaciones fotovoltaicas promedio son de alrededor de: 800 - 1.000 €/kW (tomaremos la mayor de 1.000 €/kW debido a la complejidad constructiva en los taludes) y los sistemas CHP presentan valores entre: 2.000 y 3.000 €/kW, así como precios de energía en el rango de 80 y 100 €/MWh, (indicar de que año y trimestre/semestre se toma este valor) se obtienen los resultados comparativos mostrados en la Tabla 24:

*Tabla 24. Comparativa de producción*

Indicador	Modelo Cabildo	Modelo TFM
Potencia instalada (MW)	~5	16,25
Generación anual (GWh)	~10	~30

*Fuente: Elaboración propia.*

Estos resultados evidencian que, si bien el modelo propuesto requiere una mayor inversión inicial, presenta un mejor desempeño económico a largo plazo, con mayores tasas de retorno y períodos de recuperación más reducidos.

### **7.7.3 Síntesis comparativa y posicionamiento del modelo propuesto**

A partir del análisis desarrollado, se puede concluir que ambos modelos presentan fortalezas y limitaciones que responden a sus respectivos enfoques conceptuales. El modelo del Cabildo destaca por su solidez desde el punto de vista de la planificación territorial, la seguridad operativa y la minimización del riesgo, constituyendo una base adecuada para la gestión sostenible de residuos a escala insular.

Por su parte, la propuesta desarrollada en esta tesis introduce una mejora sustancial en términos de eficiencia territorial, aprovechamiento energético y generación de valor económico, al integrar la producción energética como un componente estructural del sistema y optimizar el uso de superficies ya intervenidas.

En este sentido, la propuesta no debe interpretarse como una alternativa excluyente, sino como una evolución del modelo existente, capaz de complementar y potenciar los objetivos del planeamiento insular mediante la incorporación de criterios de diseño orientados a la transición energética y la economía circular.

## 7.8 Análisis económico

Los costos de inversión del sistema de extracción se estiman en 3.201.146 millones de euros aproximadamente, los detalles están en la Tabla 25:

Tabla 25. Análisis de riesgos y medidas de mitigación

Componentes	Inversión (M€)
Gestión y transporte de materiales	14.156
Excavación	411.121
Pozos de extracción vertical	813.773
Cabezales de pozo	69.788
Ductos laterales	121.303
Ductos intermedios o principales	534.246
Sopladores 500 [m <sup>3</sup> /h] a 1.000 [m <sup>3</sup> /h]	69.096
Cárcamos de condensado con bombeo	322.756
Ingeniería y administración	70.834
Antorchas de llama cerrada (opcional)	136.364
Margen	640.104
<b>TOTAL</b>	<b>3.201.146</b>

Fuente: Memoria del trabajo fin de grado análisis de la gestión de residuos y el proceso de reciclaje en Tenerife, Priscila Hernández García, Tatiana Bote Molina

Se presenta a continuación una evaluación económica de carácter preliminar, destinada a establecer órdenes de magnitud para la inversión (Tabla 26), los costes operativos (Tabla 27) y el coste nivelado de energía (LCOE) del sistema híbrido (Tabla 28). Los valores se basan en referencias internacionales del sector (IRENA, IEA) ajustados al contexto europeo.

### 7.8.1 CAPEX (inversión inicial).

Tabla 26. Estimación de CAPEX del sistema híbrido (escenario optimizado).

Componente	Potencia (MWp)	Coste unitario	CAPEX estimado (M€)	Referencia
Planta FV. (módulos, inversores, estructura, BOS)	4,547	1,14 M€/MWp	5,19	Estimación propia
Sistema CHP biogás. (motogeneradores, tratamiento gas, auxiliares)	1,30	1,0–1,3 M€/MW	1,3–1,7	IEA Bioenergy título
Mejora sistema captación biogás	—	—	0,5–0,8	Estimación propia
Conexión eléctrica y subestación	—	—	1,0–1,5	Estimación propia
<b>Total CAPEX</b>	—	—	<b>7,9–9,2</b>	—

Fuente: Elaboración propia a partir de IRENA Renewable Power Generation Costs 2024 e IEA Bioenergy Task 37.

### 7.8.2 OPEX (costes de operación y mantenimiento).

Tabla 27. Estimación de OPEX anual del sistema híbrido (escenario optimizado).

Componente	Coste unitario	OPEX anual	Referencia
O&M fotovoltaica	17 €/kW·año	81.200 €/año	Estimación propia
O&M CHP biogás	25–35 €/MWh	242.000–339.500 €/año	IEA Bioenergy
<b>Total OPEX</b>	—	<b>323.200–420.700 €/año</b>	—

OPEX CHP incluye mantenimiento mecánico, aceite, recambios y mano de obra. Fuente: Elaboración propia.

### 7.8.3 LCOE (coste nivelado de energía).

El coste nivelado de energía se calcula mediante la expresión estándar:

$$LCOE = (CAPEX \times CRF + OPEX) / E_{anual}$$

Donde CRF es el factor de recuperación del capital (Capital Recovery Factor, que depende de la tasa de descuento y la vida útil del proyecto) y E<sub>anual</sub> es la energía eléctrica producida al año. Para una tasa de descuento del 6% y una vida útil de 25 años (FV) y 15 años (CHP), se obtiene:

Tabla 28. Estimación de LCOE por tecnología y sistema combinado.

Tecnología	LCOE estimado (€/MWh)	Referencia IRENA/IEA (€/MWh)	Observaciones
FV sobre vertedero	54,26	40–55 (utility-scale)	Sobrecostes por montaje en vertedero (+10–15%)

CHP biogás de vertedero	70–95	60–100	Sin considerar ingresos térmicos ni créditos de carbono
<b>Sistema ponderado híbrido</b>	<b>53–58</b>	—	<b>Ponderado por proporción de energía (75% FV, 25% CHP)</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de IRENA Renewable Power Generation Costs in 2023/2024 e IEA Bioenergy Task 37. Tasa de descuento: 6%. Ajuste a contexto europeo/insular.

El LCOE del sistema híbrido ponderado (50–70 €/MWh) resulta competitivo frente al coste de generación convencional en Canarias, que se sitúa en el rango de 150–200 €/MWh para centrales térmicas de fuelóleo y diésel, incluyendo el sobrecoste por compensación extrapeninsular. Este diferencial de costes refuerza la viabilidad económica del proyecto, incluso sin considerar los potenciales ingresos adicionales derivados de:

- La venta de energía térmica para usos industriales.
- La obtención de certificados de ahorro energético (CAE) o créditos de carbono.
- Las primas del régimen retributivo específico para instalaciones de generación renovable en sistemas no peninsulares (Real Decreto 413/2014 y sucesivas revisiones).
- El ahorro en costes de transporte y eliminación de lodos por secado térmico con calor CHP.

#### 7.8.4 Síntesis comparativa de escenarios

A modo de síntesis, la Tabla 29 presenta la comparativa de los tres escenarios evaluados en términos de producción, impacto ambiental e inversión:

Tabla 29. Comparativa de escenarios del sistema híbrido FV + CHP.

Indicador	Esc. Actual	Esc. optimizado	Esc. Futura expansión	Unidades
Potencia FV	4,55	6,50	16,25	MW <sub>p</sub>
Potencia CHP	1,00	1,27	1,60	MW <sub>e</sub>
Producción eléctrica FV	8,99	12,84	~30,00	GWh/año
Producción eléctrica CHP	7,50	9,50	11,90	GWh/año
Producción térmica CHP	11,60	13,30	15,50	GWh/año
<b>Total producción energía</b>	<b>33,64</b>	<b>43,41</b>	<b>~75,25</b>	<b>GWh/año</b>
Emissiones evitadas	11,20	20,78	~28,69	tCO <sub>2</sub> eq/año

Total CAPEX		7,9–9,2		M€/año
Total OPEX		0,32-0,42		M€/año

*Fuente: Elaboración propia. Valores estimados; supuestos y fuentes según tablas anteriores.*

### 7.8.5 Supuestos y limitaciones del análisis

Los resultados presentados en el apartado 7 deben interpretarse como estimaciones preliminares de viabilidad, sujetas a los siguientes supuestos y limitaciones:

1. La serie histórica de residuos pre-1998 (1983–1997) se ha estimado mediante interpolación lineal a partir de los datos disponibles desde 1992 y los registros de vertido mensual desde 1998, ya que no se dispone de datos completos para el período anterior. Esta limitación afecta principalmente al cálculo del biogás generado por las fracciones más antiguas, cuya contribución actual es decreciente.
2. El parámetro  $L_0 = 100 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{t}$  es conservador y refleja la composición de residuos pretratados mecánicamente (TMB), con menor contenido orgánico degradable que los residuos brutos. Para residuos sin pretratamiento, valores de 120–170  $\text{m}^3 \text{ CH}_4/\text{t}$  serían más apropiados.
3. Los costes unitarios de CAPEX y OPEX se basan en referencias internacionales (IRENA, IEA) ajustadas al contexto europeo. Un estudio de ingeniería de detalle sería necesario para obtener presupuestos firmes, particularmente para la conexión a red y la mejora del sistema de captación.
4. El análisis no incluye un estudio financiero completo (VAN, TIR, payback), que requeriría hipótesis sobre la estructura de financiación, el precio de venta de la energía y las condiciones regulatorias específicas aplicables en Canarias.
5. La infraestructura de conexión eléctrica asume la ejecución de las actuaciones previstas en el PTPO (desdoblamiento de la línea de 20 kV y nueva subestación). La viabilidad del proyecto está condicionada a la materialización de estas infraestructuras.

No obstante, estas limitaciones, los órdenes de magnitud obtenidos son robustos y coherentes tanto con los datos operativos actuales del CAT como con la bibliografía técnica del sector, lo que permite concluir que el proyecto presenta un potencial técnico y económico relevante para su desarrollo a escala de anteproyecto.

## 8 CONCLUSIONES

El presente trabajo ha abordado la viabilidad técnica y económica de un sistema híbrido de generación renovable en el Complejo Ambiental de Tenerife (CAT), combinando energía fotovoltaica sobre el vertedero clausurado con cogeneración CHP a partir del biogás de vertedero. Los resultados obtenidos permiten afirmar, con respaldo cuantitativo, que esta reconversión funcional no solo es técnicamente posible, sino que constituye una estrategia de alto valor añadido para la transición energética de sistemas insulares con alta dependencia de combustibles fósiles. A continuación, se sintetizan las principales conclusiones derivadas del estudio, articuladas en torno a los objetivos formulados y a las dimensiones técnicas, económicas, ambientales y estratégicas del proyecto.

- **Emplazamiento técnicamente apto.** El análisis geotécnico y territorial identificó 57.439 m<sup>2</sup> de superficie útil (coronación semiplana: 32.802 m<sup>2</sup>; bermas intermedias: 24.637 m<sup>2</sup>), validando la implantación de estructuras ligeras no intrusivas, compatibles con el sistema de sellado del vertedero y sin riesgo para la integridad geotécnica del relleno.
- **Excepcional recurso solar del emplazamiento.** La caracterización del recurso mediante PVGIS (base de datos PVGIS-SARAH3) revela una irradiación media diaria de 6,4 kWh/m<sup>2</sup>/día con una variación mensual máxima del 40% entre el mes de mayor recurso (julio, 224,6 kWh/m<sup>2</sup>) y el de menor (noviembre, 162,2 kWh/m<sup>2</sup>). Esta homogeneidad estacional, característica del clima subtropical de Tenerife, es especialmente valiosa en un sistema híbrido, ya que elimina la necesidad de compensación de grandes déficits estacionales por parte del CHP.
- **Viabilidad financiera sólida del componente fotovoltaico.** Con 6,49 MWp instalados y 12,84 GWh/año de producción estimada (PVSyst), el análisis económico en escenario base, el análisis económico confirma plena rentabilidad: VAN de 10,18 M€ (escenario optimista), TIR del 23%, payback simple de 4,32 años y LCOE de 37,99 €/MWh, valor entre 4 y 5 veces inferior al coste de generación convencional en Canarias (150–200 €/MWh).
- **Biogás suficiente para un CHP de 1,3 MW.** El modelo LandGEM estima 7,5 millones de Nm<sup>3</sup>/año de biogás bruto, capaz de sostener una producción anual de 9,7 GWh eléctricos y 11 GWh térmicos. La mejora del factor de captura del 65% al 75% añadiría un 14% de recurso adicional sin inversión mayor.
- **La hibridación FV-CHP genera sinergias estratégicas.** La complementariedad operacional entre ambas tecnologías es uno de los hallazgos más relevantes del estudio: El CHP actúa como fuente de base continua que compensa la variabilidad solar, prescindiendo de almacenamiento. El sistema híbrido alcanza 38 - 42 GWh eléctricos/año en escenario

moderado, con una cobertura del perfil de demanda del CAT superior a cualquiera de las dos tecnologías por separado.

- **Impacto ambiental significativo y coherente con los objetivos de descarbonización regional.** El sistema híbrido evita 20.778 tCO<sub>2</sub>eq/año en escenario moderado, de las cuales una fracción relevante (5.000 tCO<sub>2</sub>eq aprox.) corresponde a la reducción de emisiones fugitivas de metano, gas con un potencial de calentamiento global 28 veces superior al CO<sub>2</sub> (IPCC, AR6). Esta reducción de emisiones, combinada con la producción renovable, contribuye de forma directa y cuantificable a los objetivos de descarbonización del sistema eléctrico canario, donde la generación fósil aún representa el 78,9% del total producido (REE, 2026).
- **La propuesta supera al modelo del Cabildo en todos los indicadores clave.** El análisis comparativo frente al modelo del Plan Territorial Parcial de Ordenación del Cabildo de Tenerife evidencia que el sistema híbrido propuesto duplica la potencia instalada, multiplica por dos la producción anual, mejora la TIR en 5–6 puntos porcentuales y reduce el período de retorno en 2–3 años. Esta diferencia se sustenta en la reorientación morfológica de los módulos de vertido hacia la captación solar y en la integración del CHP como fuente complementaria de base, lo que demuestra el valor añadido de un enfoque integrado frente a planificaciones sectoriales.
- **Un modelo metodológico replicable para sistemas insulares: el vertedero como infraestructura ambiental productiva.** El marco desarrollado, que combina análisis fotogramétrico, modelización LandGEM, parametrización con PVGIS/PVSyst y evaluación económica mediante LCOE, VAN y TIR, constituye una metodología replicable y escalable en otros rellenos sanitarios de entornos insulares con restricciones territoriales y alta dependencia energética. Su aplicación en los complejos ambientales de Gran Canaria, Lanzarote o en contextos internacionales similares permitiría tanto validar los resultados aquí obtenidos como contribuir a la generación de un cuerpo de conocimiento específico sobre la reconversión energética de infraestructuras de gestión de residuos.
- **Evaluación de propuesta alterna de expansión del módulo de vertido a futuro: Cambio de orientación de taludes del módulo de vertido para aprovechamiento energético.** Los cambios planteados mejoran de manera más integral los espacios y se manifiesta como una evolución de eficiencia técnica del modelo actual, potenciando los objetivos del planeamiento insular, al tener en cuenta criterios de diseño vinculados a la transición energética, al uso del suelo complementario y la economía circular, configurando así una solución de proyectos ambientales más coherentes y sostenibles a futuro.

## 9 CONCLUSIONS

This study has addressed the technical and economic feasibility of a hybrid renewable generation system at the Tenerife Environmental Complex (CAT), combining photovoltaic energy on the closed landfill with CHP cogeneration based on landfill biogas. The results obtained allow us to state, with quantitative support, that this functional reconversion is not only technically possible, but also a high-value strategy for the energy transition of island systems with strong dependence on fossil fuels. The main conclusions derived from the study are summarized below, structured around the objectives set and the technical, economic, environmental, and strategic dimensions of the project.

- **Technically suitable site.** The geotechnical and territorial analysis identified 57,439 m<sup>2</sup> of usable surface area (semi-flat crown: 32,802 m<sup>2</sup>; intermediate berms: 24,637 m<sup>2</sup>), confirming the installation of lightweight, non-intrusive structures compatible with the landfill sealing system and without risk to the geotechnical integrity of the landfill.
- **Exceptional solar resource at the site.** The characterization of the resource using PVGIS (PVGIS-SARAH3 database) shows an average daily irradiation of 6.4 kWh/m<sup>2</sup>/day, with a maximum monthly variation of 40% between the month with the highest resource (July, 224.6 kWh/m<sup>2</sup>) and the month with the lowest (November, 162.2 kWh/m<sup>2</sup>). This seasonal uniformity, characteristic of Tenerife's subtropical climate, is especially valuable in a hybrid system, as it reduces the need for CHP to compensate for major seasonal deficits.
- **Strong financial viability of the photovoltaic component.** With 6.496 MWp installed and an estimated output of 12.84 GWh/year (PVSyst), the economic analysis confirms full profitability: a VAN of 10.18 M€ (optimistic scenario), a TIR of 23%, a simple payback period of 4.32 years, and an LCOE of 37.99 €/MWh, a value between 4 and 5 times lower than the conventional electricity generation cost in the Canary Islands (150–200 €/MWh).
- **Biogas is sufficient for a 1.3 MW CHP plant.** The LandGEM model estimates 7.5 million Nm<sup>3</sup>/year of raw biogas, enough to support annual production of 9.7 GWh of electricity and 11 GWh of thermal energy. Improving the capture rate from 65% to 75% would add 14% more resources without major additional investment.
- **PV-CHP hybridization generates strategic synergies.** The operational complementarity between both technologies is one of the most relevant findings of the study: the CHP acts as a continuous baseload source that compensates for solar variability, eliminating the need for storage. The hybrid system reaches 38–42 GWh of electricity per year in the moderate

---

scenario, with a coverage of the CAT demand profile higher than either technology separately.

- **Significant environmental impact consistent with regional decarbonization goals.** The hybrid system avoids 20,778 tCO<sub>2</sub>eq/year in the moderate scenario, of which a relevant fraction (approximately 5,000 tCO<sub>2</sub>eq) corresponds to the reduction of fugitive methane emissions, a gas with a global warming potential 28 times higher than CO<sub>2</sub> (IPCC, AR6). This emissions reduction, combined with renewable electricity generation, contributes directly and measurably to the decarbonization goals of the Canary Islands electricity system, where fossil generation still accounts for 78.9% of total production (REE, 2026).
- **The proposal outperforms the Cabildo model in all key indicators.** The comparative analysis against the model from the Tenerife Island Territorial Planning Scheme shows that the proposed hybrid system doubles installed capacity, doubles annual production, improves TIR by 5–6 percentage points, and reduces the payback period by 2–3 years. This difference is based on the morphological reorientation of landfill modules toward solar capture and the integration of CHP as a complementary baseload source, demonstrating the added value of an integrated approach over sectoral planning.
- **A replicable methodological model for island systems: the landfill as a productive environmental infrastructure.** The framework developed, combining photogrammetric analysis, LandGEM modeling, PVGIS/PVSyst parameterization, and economic assessment through LCOE, VAN, and TIR, constitutes a replicable and scalable methodology for other sanitary landfills in island settings with territorial constraints and high energy dependence. Its application in the environmental complexes of Gran Canaria, Lanzarote, or similar international contexts would both validate the results obtained here and contribute to building a specific body of knowledge on the energy reconversion of waste management infrastructures.
- **Assessment of an alternative proposal for the future expansion of the landfill disposal cell: Reorientation of slope geometry to enable energy recovery.** The proposed modifications allow for a more integrated and efficient use of available space and infrastructure, representing a technical advancement over the current model. This approach enhances the objectives of insular planning by incorporating design criteria aligned with the energy transition, complementary land use optimization, and circular economy principles. Consequently, it constitutes a more coherent and sustainable environmental project solution in the long term.

## 10 FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

El presente estudio de viabilidad abre diversas vías de profundización que podrían ser abordadas en investigaciones futuras desde una perspectiva técnica, económica y territorial.

- **Estudio geotécnico detallado del emplazamiento**

El prediseño conceptual adopta criterios conservadores en ausencia de una campaña geotécnica específica. Futuras investigaciones deberían incluir ensayos in situ para caracterizar la capacidad portante real del vertedero clausurado, los asentamientos diferenciales esperados y el estado de la geomembrana, con el fin de permitir el desarrollo de un proyecto ejecutivo.

- **Análisis financiero completo y modelos de financiación**

El trabajo no desarrolla indicadores financieros dinámicos como el VAN, la TIR o el período de retorno descontado. Una línea de continuación natural sería la elaboración de un estudio financiero que evalúe diferentes esquemas de financiación y el impacto de los mecanismos regulatorios aplicables en Canarias, como el régimen retributivo específico para sistemas insulares.

- **Incorporación de sistemas de almacenamiento energético**

La integración de sistemas de almacenamiento por baterías (BESS) permitiría optimizar la gestión de excedentes, reducir el vertido a la red en horas valle y mejorar la participación del sistema en servicios de red dentro del sistema eléctrico insular.

- **Evolución hacia un modelo de trigeneración (CCHP)**

El calor residual del sistema CHP podría aprovecharse mediante sistemas de absorción para producir frío industrial, incrementando el factor de utilización energética global y abriendo nuevos mercados térmicos vinculados al entorno industrial del Polígono de Granadilla.

- **Replicabilidad en otros sistemas insulares**

El marco metodológico desarrollado constituye un modelo replicable en otros rellenos sanitarios de entornos insulares con limitaciones de suelo. Futuras investigaciones podrían aplicarlo a otros complejos ambientales de las Islas Canarias, como los de Gran Canaria o Lanzarote, así como a contextos internacionales con problemáticas similares.

## 11 BIBLIOGRAFÍA

Agencia de Protección Ambiental (EPA), Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL). (2013). Mejores prácticas para la instalación de paneles solares fotovoltaicos en rellenos sanitarios municipales. Recuperado <https://docs.nrel.gov/docs/fy13osti/52615.pdf>.

Cabildo de Tenerife. (2017). Plan territorial parcial de ordenación del Complejo Ambiental de Tenerife y ámbito extractivo de Guama-El Grillo. Recuperado <https://www.tenerife.es/w/complejo-ambiental-de-tenerife-y-ambito-extractivo-de-guama-el-grillo>.

Cabildo de Tenerife. (2024). Evolución del modelo de gestión sostenible de residuos en la isla de Tenerife [Comunicación técnica, CONAMA 2024]. Fundación CONAMA. Recuperado <https://www.fundacionconama.org/wp-content/uploads/conama/comunicaciones/8038/Conama2024-CITF-Evolucion-Modelo-Insular-GR-v03.pdf>.

Cabildo de Tenerife. (s.f). Situación actual y problemática existente: Informe de sostenibilidad ambiental del Plan Territorial Especial de Ordenación de Residuos de Tenerife. Recuperado [https://www.tenerife.es/documents/d/portal/residuos-tfe-info\\_sostenibilidadcap03](https://www.tenerife.es/documents/d/portal/residuos-tfe-info_sostenibilidadcap03)

Ciuła, J., Generowicz, A., Gaska, K., & Gronba-Chyła, A. (2022). Efficiency analysis of the generation of energy in a biogas CHP system and its management in a waste landfill – Case study. *Journal of Ecological Engineering*, 23(7), 143–156. Recuperado <https://doi.org/10.12911/22998993/149609>

DUQUE DIAZ José Antonio. Informe de Sostenibilidad mayo de 2025 PTPO del Complejo A [https://tenerifemassostenible.tenerife.es/wpcontent/uploads/2020/11/301\\_Memoria\\_Ambiental\\_Firmado.pdf](https://tenerifemassostenible.tenerife.es/wpcontent/uploads/2020/11/301_Memoria_Ambiental_Firmado.pdf) ambiental de Tenerife y ámbito extractivo de Guama-el Grillo. Cabildad de Tenerife.

Gobierno de Canarias. (s.f.). Residuos. Consejería de Medio Ambiente y Ordenación Territorial. Recuperado <https://www.gobiernodecanarias.org/medioambiente/materias/residuos/>

Hernández García, P., & Bote Molina, T. (s.f.). Análisis de la gestión de residuos y el proceso de reciclaje en Tenerife [Trabajo de Fin de Grado].

Hyun II, P. et al. (2011) Geotechnical Considerations for End-Use of Old Municipal Solid Waste Landfills.- Asociación Nacional de Residuos Sólidos de la India (NSWAI). ISSN:1735-6865

Q. Aguilar Virgen, «Modelo Mexicano para la estimación de la generación de biogás,» *Revista Académica de la Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Yucatán*, 2011.

M. D. L. A. Cornejos Salas, Guía para el diseño de sistemas de recuperación de biogás en rellenos sanitarios, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil, Santiago: Universidad de Chile, 2009.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (s.f.). Situación inicial en las Islas Canarias. Oficina Técnica de Energía Limpia y Proyectos Inteligentes en las Islas. Recuperado <https://www.idae.es/oficina-tecnica-de-energia-limpia-y-proyectos-inteligentes-en-las-islas/energia-sostenible-en-las-islas-pniec-prtr/transicion-energetica-en-las-islas-canarias/situacion-actual>

Instituto Tecnológico de Energías Renovables. (2023). Comienza el proyecto GREENLAND con el objetivo de impulsar la innovación en energías renovables con un sistema fotovoltaico pionero para la cobertura de vertederos. Recuperado <https://www.iter.es/comienza-el-proyecto-greenland-con-el-objetivo-de-impulsar-la-innovacion-en-energias-renovables-con-un-sistema-fotovoltaico-pionero-para-la-cobertura-de-vertederos/>

Pérez Aceros, D. J., & Rodríguez Parada, P. J. (2021). Aprovechamiento de un sistema híbrido biogás – solar en la zona del relleno sanitario "El Carrasco" para la generación de energía eléctrica [Trabajo de Fin de Grado]. [Universidad Autónoma de Bucaramanga]

Plataforma de datos de acceso libre promovida por el Ministerio para la Transformación Digital y de la Función Pública a través de la Entidad Pública Empresarial, recuperado de <https://datos.gob.es/es/catalogo/l03380011-cantidad-de-residuos-domesticos-recibidos-en-el-complejo-ambiental-de-tenerife>.

Red Eléctrica de España. (2026, 11 de marzo). *La demanda eléctrica crece en Canarias un 1,1% en 2025 y la potencia renovable instalada roza el 33%* [Nota de prensa]. Redeia. Recuperado [https://www.ree.es/sites/default/files/07\\_SALA\\_PRENSA/Documentos/2026/np-canarias.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/07_SALA_PRENSA/Documentos/2026/np-canarias.pdf)

Sandra Mazo, SCS Engineers, Sistemas de Captura y Control del Biogás, 2010.

Syed E. Hasan, et al. (2011). Sanitary Landfill. ENVIRONMENTAL AND ENGINEERING GEOLOGY -Volume III. - Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS-UNESCO)

Universidad de Concepción Unidad de Desarrollo Tecnológico, Evaluación de prefactibilidad técnica, económica y social de proyectos piloto en Osorno,» coronel, 2015.

World Centric. (2025). *The irony of learning about landfills for Earth Day*. Recuperado <https://www.worldcentric.com/news/the-irony-of-learning-about-landfills-for-earth-day>

## **12 ANEXOS.**

- **ANEXO 1: INFORME PVSYST**