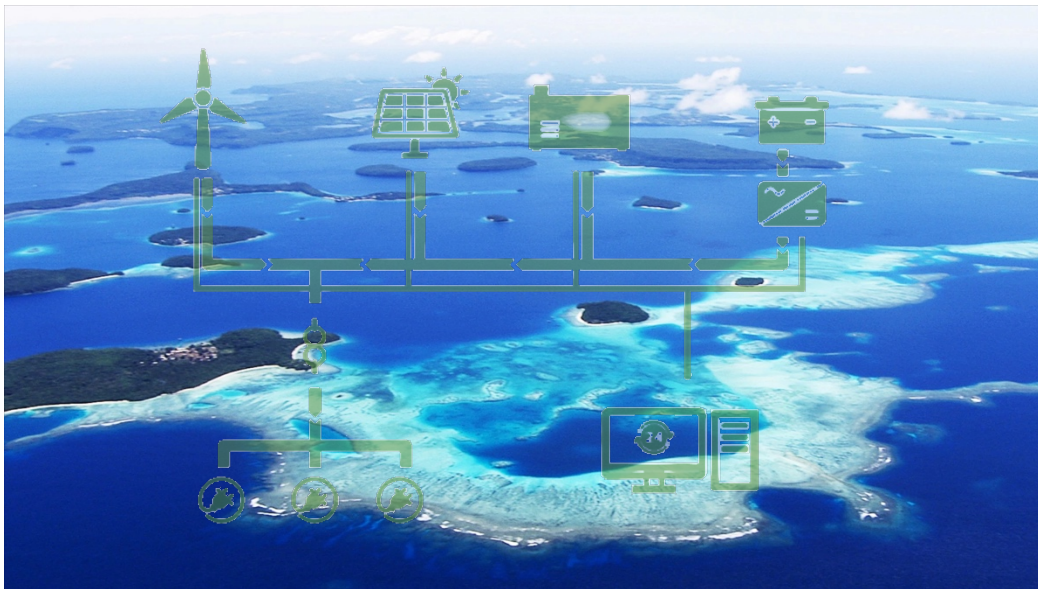


# Estudio de viabilidad técnica para la autogestión energética sostenible en una isla remota



## Trabajo de fin de máster

**Ingolf Spreewitz**  
**Gabriel Ignacio Rello Costa**  
**José Rey Pozueco**  
**Jordi Calpe i Planells**  
**Joshua Ponce Delgado**

**Tutor: Ricardo Dorda Laforet**

Universidad Europea  
Máster en Energías Renovables  
Curso 2022 – 2023



# Índice global

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>Resumen .....</b>                              | <b>8</b>  |
| <b>2</b> | <b>Introducción .....</b>                         | <b>9</b>  |
| 2.1      | Introducción en materia.....                      | 9         |
| 2.2      | Estado del arte .....                             | 10        |
| 2.3      | Antecedentes .....                                | 11        |
| 2.4      | Ubicación .....                                   | 13        |
| 2.5      | Estructura y metodología de desarrollo .....      | 13        |
| 2.6      | Objetivos .....                                   | 14        |
| 2.7      | Abasto .....                                      | 15        |
| 2.8      | Impactos.....                                     | 15        |
| <b>3</b> | <b>Análisis del entorno.....</b>                  | <b>16</b> |
| 3.1      | Demografía .....                                  | 16        |
| 3.2      | Geografía .....                                   | 16        |
| 3.3      | Economía.....                                     | 16        |
| 3.4      | Climatología .....                                | 17        |
| 3.5      | Marco legislativo .....                           | 18        |
| <b>4</b> | <b>Cálculo del consumo energético.....</b>        | <b>20</b> |
| <b>5</b> | <b>Modelo de producción energética.....</b>       | <b>23</b> |
| 5.1      | Plan de suministro de la demanda requerida.....   | 23        |
| 5.2      | Producción mediante biomasa.....                  | 24        |
| 5.3      | Producción con tecnología solar fotovoltaica..... | 25        |
| 5.3.1    | Ubicación .....                                   | 25        |
| 5.3.2    | Esquema eléctrico.....                            | 27        |
| 5.3.3    | Equipos escogidos .....                           | 28        |
| 5.3.4    | Cálculos y simulaciones .....                     | 29        |
| 5.3.5    | Producción total .....                            | 31        |
| 5.4      | Producción con tecnología eólica .....            | 32        |
| 5.4.1    | Ubicación .....                                   | 32        |
| 5.4.2    | Simulaciones.....                                 | 33        |
| 5.4.3    | Selección del aerogenerador .....                 | 36        |
| 5.4.4    | Estimación de la energía.....                     | 37        |
| 5.5      | Optimización de la producción .....               | 39        |

---

|           |   |           |
|-----------|---|-----------|
| 5.6       | Mix energético definitivo.....                  | 40        |
| <b>6</b>  | <b>Modelo de gestión energética.....</b>        | <b>41</b> |
| 6.1       | Baterías.....                                   | 41        |
| 6.1.1     | Sistema escogido.....                           | 41        |
| 6.1.2     | Dimensionamiento .....                          | 42        |
| 6.1.3     | Distribución del contenedor de baterías.....    | 43        |
| 6.1.4     | Eficiencia del sistema.....                     | 44        |
| 6.1.5     | Ahorro en diésel .....                          | 47        |
| 6.2       | Arquitectura de la microrred.....               | 48        |
| 6.2.2     | Composición y caracterización del sistema ..... | 49        |
| 6.2.3     | Estrategias de control y optimización.....      | 50        |
| <b>7</b>  | <b>Estudio de viabilidad económica .....</b>    | <b>51</b> |
| 7.1       | Planteamiento y escenarios.....                 | 51        |
| 7.2       | Balance inicial de inversión.....               | 52        |
| 7.3       | Cálculo del periodo de amortización .....       | 53        |
| 7.3.1     | Caso más favorable (Caso A) .....               | 53        |
| 7.3.2     | Caso intermedio (Caso B) .....                  | 54        |
| 7.3.3     | Caso más crítico (Caso C) .....                 | 55        |
| 7.4       | Resultados económicos.....                      | 56        |
| <b>8</b>  | <b>Conclusiones.....</b>                        | <b>57</b> |
| <b>9</b>  | <b>Referencias bibliográficas .....</b>         | <b>59</b> |
| <b>10</b> | <b>Anexos .....</b>                             | <b>62</b> |



# Índice de figuras

|         |   |    |
|---------|---|----|
| 2.4.1.1 | Ubicación de la isla de Tongatapu (Vista global) .....  | 13 |
| 2.4.1.2 | Coordenadas de Tongatapu (Grados decimales y UTM) .....   | 13 |
| 2.5.1.1 | Estructura y flujo de desarrollo del proyecto (Ludichart) .....   | 14 |
| 3.4.1.1 | Nubosidad en Tongatapu (El Tiempo En 2019 En El Fua'amotu International<br>Airport, Tonga - Weather Spark, n.d.) .....  | 17 |
| 3.4.1.2 | Tabla global de datos climatológicos de Tongatapu (El Tiempo En 2019 En El<br>Fua'amotu International Airport, Tonga - Weather Spark, n.d.) .....   | 18 |
| 3.5.1.1 | Zonas protegidas en Tongatapu (Tonga I PIPAP, n.d.) .....   | 19 |
| 4.1.1.1 | Evolución del consumo energético en Tongatapu (2000 – 2021 [Tonga - Población<br>2021, n.d.-d]20) .....   | 20 |
| 4.1.1.2 | Tabla de datos para cálculo de consumos .....   | 21 |
| 4.1.1.3 | Objetivos energéticos para cubrir en 2030 .....   | 22 |
| 5.1.1.1 | Mix energético planteado .....  | 23 |
| 5.2.1.1 | Potencial de producción de energía eléctrica renovable mediante biomasa .....   | 24 |
| 5.3.1.1 | Propuesta de ubicación de los parques solares fotovoltaicos .....   | 25 |
| 5.3.1.2 | Ubicaciones de las plantas fotovoltaicas (grados decimales) .....   | 25 |
| 5.3.1.3 | Ubicación Parque fotovoltaico PVF1 – Tokomololo (7 MW) .....  | 26 |
| 5.3.1.4 | Ubicación Parque fotovoltaico PVF2 – Utulau (5 MW) .....  | 26 |
| 5.3.1.5 | Ubicación Parque fotovoltaico PVF2 – Lakepa (6 MW) .....  | 27 |
| 5.3.2.1 | Esquema eléctrico para cada una de las instalaciones solares .....  | 27 |
| 5.3.2.2 | Conexión eléctrico de las plantas fotovoltaicas .....   | 28 |
| 5.3.3.1 | Información técnica de los equipos fotovoltaicos .....  | 28 |
| 5.3.3.2 | Comparativa del número de paneles (teórico – PVSyst) .....  | 28 |
| 5.3.3.3 | Resumen de datos técnicos de las plantas fotovoltaicas .....  | 29 |
| 5.3.4.1 | Producción energética PFV1 – Tokomololo (7 MW) .....  | 30 |
| 5.3.4.2 | Producción energética PFV2 – Utulau (5 MW) .....  | 30 |
| 5.3.4.3 | Producción energética PFV3 – Lakepa (6 MW) .....  | 31 |
| 5.3.5.1 | Producción neta total mediante tecnología solar fotovoltaica .....  | 31 |
| 5.4.1.1 | Ubicación del parque eólico .....   | 32 |
| 5.4.1.2 | Datos técnicos del recurso eólico (Global Wind Atlas, n.d.) .....   | 32 |
| 5.4.1.3 | Ubicación de los aerogeneradores .....  | 33 |
| 5.4.2.1 | Simulación del parque eólico – Rosa de los vientos (Windographer) .....   | 33 |
| 5.4.2.2 | Simulación del parque eólico – Distribución de Weibull (Windographer) .....   | 34 |
| 5.4.2.3 | Simulación del parque eólico – Velocidad del viento en función del mes<br>(Windographer) .....  | 34 |
| 5.4.2.4 | Simulación del parque eólico – Índice de turbulencias (Windographer) .....  | 35 |
| 5.4.3.1 | Cálculo de la clase de viento. Ecuación y tabla de valores .....  | 36 |
| 5.4.4.1 | Curva de potencia del aerogenerador (Wasp) .....  | 37 |
| 5.4.4.2 | Producción mediante energía eólica. Comparativa entre 1 y 5 aerogeneradores .....   | 37 |
| 5.4.4.3 | Producción neta total mediante tecnología eólica .....  | 38 |
| 5.5.1.1 | Optimización del mix energético .....   | 39 |
| 5.6.1.1 | Generación energética VS consumo (año 2030) .....   | 40 |
| 6.1.1.1 | Comparativa de tipos de sistemas de almacenamiento (Almacenamiento -<br>Autoconsumo: todo lo que querías saber sobre las baterías - Energías Renovables, el<br>periodismo de las energías limpias., n.d.) ..... | 41 |
| 6.1.1.2 | Composición escalada del almacenamiento .....   | 42 |
| 6.1.2.1 | Dimensionamiento de baterías .....  | 42 |
| 6.1.3.1 | Repartición de los bloques de baterías .....  | 43 |
| 6.1.4.1 | Ejemplo de fluctuación generación-consumo de energía (enero de 2030) .....  | 44 |
| 6.1.4.2 | Relación de uso del sistema de baterías (muestras consecutivas de un día por<br>mes) .....  | 45 |
| 6.1.4.3 | Eficiencia del sistema de baterías .....  | 45 |

---

|         |  |    |
|---------|--|----|
| 6.1.4.4 | Evolución de la curva de carga del sistema de baterías durante el año 2030 ..... | 46 |
| 6.1.5.1 | Ahorro en diésel y emisiones de CO <sub>2</sub> .....                            | 47 |
| 6.2.1.1 | Esquema básico de la microrred .....   | 48 |
| 7.2.1.1 | Balance inicial de inversión .....   | 52 |
| 7.3.1.1 | Evolución del VAN en el caso más favorable (Caso A) .....                        | 53 |
| 7.3.2.1 | Evolución del VAN en el caso intermedio (Caso B) .....                           | 54 |
| 7.3.3.1 | Evolución del VAN en el caso más crítico (Caso C) .....                          | 55 |
| 7.4.1.1 | Comparativa del VAN y TIR para cada escenario.....                               | 56 |



# 1 Resumen

Se realizará un estudio de la viabilidad de la instalación de una microrred de energía renovable en la isla de Tongatapu, perteneciente al reino de Tonga. Este se realizará en base al consumo estimado para el 2030, pues la dependencia energética del país es muy elevada debido a su aislamiento. Se cubrirá la demanda del consumo en su totalidad con energías renovables, para ello se realiza un estudio de instalación de energía fotovoltaica, eólica y biomasa como fuentes principales además de la instalación de un sistema de baterías y un sistema de control de la microrred mediante un SCADA. Se estudiará la viabilidad económica en función de la demografía y la economía de Tongatapu, y se valorará la viabilidad del sistema.

## 2 Introducción

### 2.1 Introducción en materia

En un mundo cada vez más consciente de los desafíos ambientales que aguardan, es esencial saber encontrar y ejecutar soluciones que equilibren la resiliencia, la eficiencia energética y la sostenibilidad. En el creciente panorama de las energías renovables emerge un paradigma revolucionario: la idea de descentralizar la producción y gestión de energía. Las microrredes y la autogeneración no son solo palabras de moda; son las piedras angulares de este cambio, ofreciendo soluciones potentes para los desafíos que enfrenta la transición energética global.

Redes eléctricas tradicionales, diseñadas con una estructura centralizada, se enfrentan problemas inherentes, que pueden ir desde pérdidas significativas durante el transporte energético u transmisión hasta vulnerabilidades ante desastres naturales. Dichos sistemas tienen el deber constante, a diario, de garantizar de forma total el subministro eléctrico mientras, paralelamente, reducen su huella de carbono.

En contraste, las microrredes, combinadas con sistemas de autogeneración, ofrecen una respuesta versátil y eficiente, y es que pueden permitir a colectivos de tamaño muy variable producir, gestionar y distribuir su propia energía, reduciendo así dependencias y sacando el máximo partido de los recursos locales.

Pero ¿qué impulsa exactamente este cambio y por qué es tan crucial para el futuro de las energías renovables? Las respuestas a esta pregunta yacen en una combinación de avances tecnológicos, desafíos ambientales, así como en un cambio en la percepción sobre cómo debe estructurarse la producción y la gestión de energía. En este punto es donde nace el concepto de **microgrid** o **microrred**. Estos sistemas se basan en una red eléctrica localizada y autónoma que puede funcionar independientemente de la red principal, hibridando distintas fuentes de producción de electricidad. (*García-Sánchez, J. et al*)

El uso de microrredes y la hibridación de sistemas de generación y gestión energética están transformando la forma en que las infraestructuras críticas, como aeropuertos, bases militares, hospitales y centros de datos, satisfacen sus necesidades de energía. Estas tecnologías permiten garantizar el suministro eléctrico constante y confiable, a la vez que reducen la huella de carbono.

El escenario en el que este proyecto focaliza la atención es el de una isla remota, es decir, una isla con una población lo suficientemente pequeña como para poder plantear desde cero, u reaprovechando instalaciones ya existentes en la presente, un sistema integral de microrred tipo CERTS.

El concepto CERTS Microgrid propone un enfoque para controlar las fuentes de energía y las cargas en una microrred, minimizando la comunicación entre ellas. El objetivo es garantizar una operación segura y estable, lo que requiere controlar el voltaje y la frecuencia. Esto es especialmente desafiante cuando una microrred opera independientemente de la red eléctrica principal. El control de frecuencia y voltaje debe ser establecido por los elementos dentro de la microrred y luego coordinado entre ellos. (Sin autor, 2023. sitio Web: Micorred CERTS)

En una microrred, si algunas fuentes se sobrecargan, el controlador transfiere la carga adicional a otras fuentes reduciendo rápidamente su frecuencia. La diferencia de frecuencia entre las fuentes durante las transitorias provoca un cambio de ángulo de fase que redistribuye el flujo de potencia. Si todas las fuentes están sobrecargadas, cada una reduce su frecuencia. Esto puede utilizarse para desconectar las cargas no críticas, lo que permite que la microrred siga funcionando. Las ventajas de este método son que no requiere comunicación entre las fuentes durante las transitorias y mantiene un control de voltaje robusto. (Eto et al., 2018; Du, Wei, Robert H Lasseter et al., 2018)

El concepto de microrred CERTS implica que los elementos activos dentro de una microrred, es decir, cada fuente de energía y carga controlable, pueden operar en coordinación entre sí únicamente utilizando la información local disponible. Esto significa que cada elemento se basa en la información que puede ser detectada o medida directamente, lo que permite un control descentralizado y autónomo de la microrred sin necesidad de enlaces de comunicación explícitos para garantizar su funcionamiento seguro y estable.

La desconexión y reconexión a una red eléctrica de mayor escala se realiza de manera automática, sin necesidad de intervención por parte del usuario, y se ejecuta de manera impecable. Además, los requisitos de conexión a la red de servicios públicos se satisfacen en el punto o puntos de conexión común (PCC), en lugar de requerir cumplimiento en cada punto de origen de energía. (Khalsa, Amrit S et al., 2017)

## 2.2 Estado del arte

Las islas pueden ser pequeñas o grandes, cercanas al continente o remotas, habitadas o vírgenes, agrupadas en archipiélagos u solitarias, permanentes, temporales (islas de marea) y etcétera. La noción fundamental de utilizar islas como entornos de prueba tecnológica, debido a su entorno controlado y fronteras geográficas definidas, establece un modelo de desarrollo para esta tecnología que se está implementando en diversas partes del mundo. En la actualidad, muchas islas en todo el mundo están a la vanguardia de la innovación tecnológica, especialmente en lo que respecta a las energías renovables.

Los territorios insulares que no están conectados a la red continental presentan algunas peculiaridades derivadas de su alto nivel de aislamiento, entre las que destacan el mayor coste de la energía, la inestabilidad de la red y la alta dependencia energética (*Erdinc et al., 2015*).

La mayoría de los sistemas energéticos insulares dependen principalmente de combustibles fósiles importados, cuyo coste es entre 3 y 4 veces mayor que el del continente. Esto hace que las ya vulnerables economías insulares sean susceptibles a las fluctuaciones de los precios del petróleo, lo que genera inseguridad energética. (*Atteridge & Savvidou, 2019; Kougias et al., 2019*).

Por ejemplo, el 20% de los costos anuales de importación de los Pequeños Estados Insulares en Desarrollo (PEID) se debe a las importaciones de combustible (*Khooaruth et al., 2017*). En Grecia, durante el período 2014-2017, el precio de la electricidad en las islas no interconectadas fue de media 3,6 veces superior al precio medio en el continente (*Katsoulakos, 2019*).

Los entornos insulares presentan desafíos, como el alto coste de la energía y la dependencia de combustibles fósiles importados. Sin embargo, también hay soluciones prometedoras, como los sistemas de energía híbridos descentralizados a pequeña escala. Estos sistemas utilizan fuentes de energía renovables locales, como la energía eólica y solar, y se complementan con soluciones de almacenamiento y control. Aunque la energía eólica y solar son las tecnologías más utilizadas, otras opciones como la biomasa, la geotermia y la energía oceánica también tienen potencial. (*Kuang et al., 2016*).

## 2.3 Antecedentes

Las islas pueden ser pequeñas o grandes, cercanas al continente o remotas, habitadas o vírgenes, agrupadas en archipiélagos u solitarias, permanentes, temporales (islas de marea) y etcétera. La noción fundamental de utilizar islas como entornos de prueba tecnológica, debido a su entorno controlado y fronteras geográficas definidas, establece un modelo de desarrollo para esta tecnología que se está implementando en diversas partes del mundo. En la actualidad, muchas islas en todo el mundo están a la vanguardia de la innovación tecnológica, especialmente en lo que respecta a las energías renovables.

Los territorios insulares que no están conectados a la red continental presentan algunas peculiaridades derivadas de su alto nivel de aislamiento, entre las que destacan el mayor coste de la energía, la inestabilidad de la red y la alta dependencia energética (*Erdinc et al., 2015*).

La mayoría de los sistemas energéticos insulares dependen principalmente de combustibles fósiles importados, cuyo coste es entre 3 y 4 veces mayor que el del continente. Esto hace que las ya vulnerables economías insulares sean susceptibles a las fluctuaciones de los precios del petróleo, lo que genera inseguridad energética.

(Atteridge & Savvidou, 2019; Kougias et al., 2019)

Por ejemplo, el 20% de los costos anuales de importación de los Pequeños Estados Insulares en Desarrollo (PEID) se debe a las importaciones de combustible (Khoodaruth et al., 2017). En Grecia, durante el período 2014-2017, el precio de la electricidad en las islas no interconectadas fue de media 3,6 veces superior al precio medio en el continente. (Katsoulakos, 2019)

Los entornos insulares presentan desafíos, como el alto coste de la energía y la dependencia de combustibles fósiles importados. Sin embargo, también hay soluciones prometedoras, como los sistemas de energía híbridos descentralizados a pequeña escala. Estos sistemas utilizan fuentes de energía renovables locales, como la energía eólica y solar, y se complementan con soluciones de almacenamiento y control. Aunque la energía eólica y solar son las tecnologías más utilizadas, otras opciones como la biomasa, la geotermia y la energía oceánica también tienen potencial. (Kuang et al., 2016).

En España existen territorios insulares como las Islas Baleares y las Islas Canarias, en este último archipiélago se destaca la isla del Hierro, la cual presenta una población de alrededor de 10.000 habitantes censados, esta presenta un sistema basado en energías renovables, anteriormente la demanda dependía exclusivamente del ciclo combinado con diésel, con una potencia instalada en conjunto de 13,36 MW los cuales generaban 45 GWh/año de energía para responder a la demanda energética local. (Frydrychowicz- Jastrzębska, 2018).

En los días con mayor ventosidad el exceso de la energía procedente de la eólica se empleaba para bombear agua en una central hidroeléctrica de bombeo, la central de Gorona del viento, la cual cuenta con 6 MW de potencia instalada (Sinautor (2023) sitio Web: Gorona del viento). Sin embargo, un estudio reciente concluyó que dicha central aumento el costo anual frente a la producción de diésel. (Gorona del Viento El Hierro, S.A., 2023).

En las islas griegas como Tilos, debido a su localización la presenta una conexión limitada con el continente, previo al año 2015 presentaba una gran dependencia de los combustibles fósiles para responder a la demanda energética.

Para abordar este problema se instalaron una serie de paneles fotovoltaicos con capacidad de 160 KW, una turbina eólica de 800 KW y una serie de baterías de cloruro de sodio y níquel de capacidad de 2 MWh y un sistema de almacenamiento de calor debido a una serie de medidores inteligentes (Notton et al. 2017).



## 2.4 Ubicación

El escenario en el que se va a desarrollar el proyecto es el de las Islas de **Tongatapu**, perteneciente al Reino de Tonga (Suroeste del Océano Pacífico).



2.4.1.1 Ubicación de la isla de Tongatapu (Vista global)

Tongatapu ha sido la isla seleccionada porque es la isla principal de Tonga, donde se concentra el mayor porcentaje de la población. Hay en marcha un gran proyecto (Tonga Renewable Energy Project) para la transición energética hacia fuentes más renovables. Este proyecto se sostiene gracias a dos fondos: Asian Development Bank (ADB), y Green Climate Fund (GCF).

|                  | Tongatapu     |                |
|------------------|---------------|----------------|
|                  | Latitud       | Longitud       |
| Grados decimales | -21.147490°   | -175.251536°   |
| UTM              | X             | Y              |
|                  | 681557.04 m E | 7660595.35 m S |

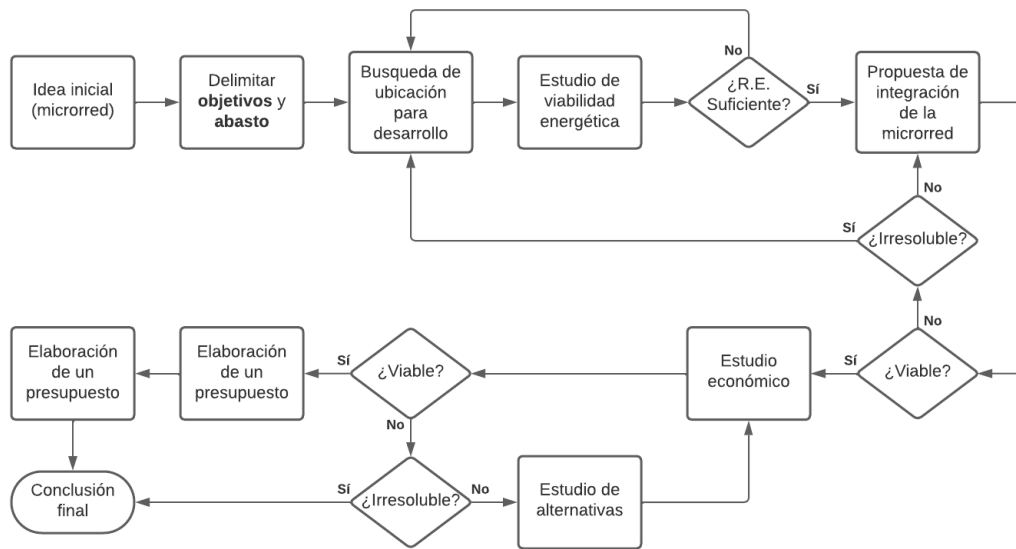
2.4.1.2 Coordenadas de Tongatapu (Grados decimales y UTM)

## 2.5 Estructura y metodología de desarrollo

Este proyecto constará de tres grandes bloques:

- **Estudio de viabilidad energética:** Cálculo y simulación de la capacidad de producción en función del mix energético escogido y análisis sobre si dicha capacidad cubre el consumo estimado necesario.
- **Estudio de viabilidad técnica:** Cálculo y análisis de los equipos necesarios para instalar.
- **Estudio de viabilidad económica:** Cálculo de los parámetros económicos del proyecto, estudiando el tiempo de amortización del mismo.

Así pues, el flujo del proyecto se muestra en el siguiente diagrama:



#### 2.5.1.1 Estructura y flujo de desarrollo del proyecto (Ludichart)

Realizados los tres estudios, se podrá sacar una conclusión sobre la viabilidad global del proyecto.

Es importante la realización del proyecto siguiendo este orden, hecho que minimizará la posibilidad de contradicciones en la conclusión.

## 2.6 Objetivos

A nivel general, el objetivo es obtener un profundo nivel de conocimiento sobre los sistemas de microrred para el autoconsumo sostenible aplicados a un diseño insular, con el fin de poder aplicar los mismos para proyectos futuros profesionales que tengan en cuenta fases de obra de ingeniería de detalle.

En cuanto a la línea particular, este trabajo tiene por objetivo realizar un estudio de viabilidad que valide la posibilidad de diseñar un sistema de microrred en la isla de Tongatapu para minimizar la dependencia de combustible fósil (diésel).

Por consiguiente, si el estudio de viabilidad muestra resultados satisfactorios, el segundo y último objetivo es el de diseñar el esquema básico del sistema de gestión inteligente que se aplicaría para poder distribuir la energía producida en dicha isla.

## 2.7 Abasto

Siguiendo los objetivos marcados, este proyecto incluye:

- Cálculo aproximado de las necesidades de consumo anuales de la población de la Isla de Tongatapu
- Estudio de viabilidad de producción energética (desarrollo de un plan para cada línea de energías renovables desarrollada)
- Diseño del esquema básico de la microrred a aplicar (en caso de resultados satisfactorios)
- Estudio de viabilidad de la microrred

Cualquier acción ejecutada tiene que estar dentro del marco legislativo del país en el cual se aplica la misma.

## 2.8 Impactos

Un estudio que respalde la viabilidad de instalar y construir el sistema analizado conlleva la siguiente serie de impactos para la comunidad donde se implemente:

- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero
- Reducción de la huella de carbono
- Reducción de gastos energéticos
- Mejora de las condiciones de vida de la población
- Mejora de las condiciones de salud, bienestar y educación
- Modernización tecnológica y establecimiento como modelo para otros países u proyectos.
- Capacidad de autosuficiencia

## 3 Análisis del entorno

En este apartado se resumen las características principales del entorno de la ubicación del proyecto. Para cualquier concreción, se puede consultar el anexo **A1\_Análisis\_del\_entorno**.

### 3.1 Demografía

En el apartado 4.1 Cálculo del consumo energético, se especifica una gráfica (*Figura 4.1.1.3*) con el crecimiento demográfico entre los años 2008 y 2011.

### 3.2 Geografía

El Reino de Tonga es un archipiélago ubicado en el Océano Pacífico Sur, al sur de Samoa y al este de Fiji. Se compone de 176 islas, de las cuales 96 están habitadas. La isla más grande es Tongatapu, donde se encuentra la capital, Nukualofa.

Tonga se encuentra en una zona de alta actividad volcánica y sísmica, ya que se encuentra en el Anillo de Fuego del Pacífico. En enero de 2022, una erupción volcánica en el volcán Hunga Tonga-Hunga Ha'apai, ubicado a unos 65 kilómetros de Tongatapu, provocó un tsunami que causó daños en todo el país.

### 3.3 Economía

Según el documento público de la Oficina de Información Diplomática del Ministerio de España del año 2021 sobre el reino de Tonga, se sabe que:

- PIB en millones USD corrientes (2021): 469.231.310
- PIB % crecimiento real (2021): -2,7%
- Tipo de cambio (1 de junio de 2023): 0,38 EUR; 0,41 USD

En cuanto al comercio exterior:

- Exportación bienes (mill USD): 14,8
- Importación bienes (mill USD): 265

En definitiva, se puede observar que Tonga tiene una economía débil y que posee pocos recursos para llevar a cabo un proyecto de gran envergadura.

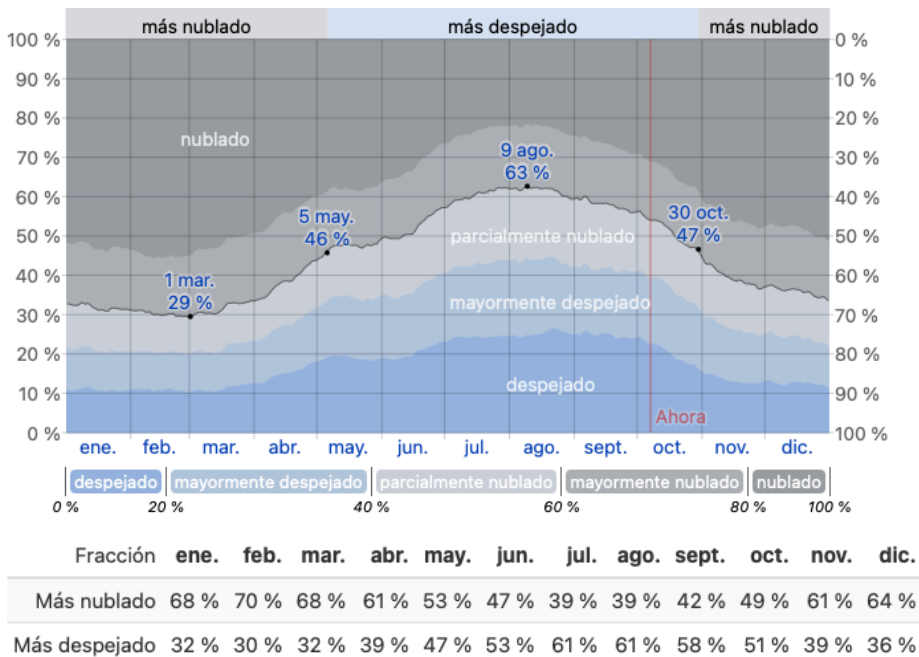
### 3.4 Climatología

La isla de Tongatapu tiene una temperatura generalmente varía entre los 19°C y 31°C donde rara vez se desciende de los 16°C o se asciende a temperaturas superiores a los 32°C. Debido a sus ubicaciones aisladas en el Pacífico, todo el archipiélago es ventoso durante todo el año.

El año experimenta un período de menor nubosidad que se extiende, aproximadamente durante, 6 meses, desde mayo hasta finales de octubre, destacándose agosto como el mes con el cielo completamente despejado alrededor del 60% del tiempo, según datos del aeropuerto de Fua'amotu. (*Fua'Amotu / Historial Meteorológico / Meteostat, 2023*)

Por otro lado, la temporada con mayor cantidad de nubes abarca desde finales de octubre hasta inicios de mayo, siendo febrero el mes más nublado con un registro de nubosidad que alcanza aproximadamente el 70% del tiempo.

En cuanto a las precipitaciones, los meses de mayor pluviosidad son enero febrero y marzo, mientras que el mes con menor precipitación es en agosto.



#### 3.4.1.1 Nubosidad en Tongatapu (El Tiempo En 2019 En El Fua'amotu International Airport, Tonga - Weather Spark, n.d.)

A continuación, se muestra una ilustración con datos recogidos desde el año 1990 hasta 2021 a en una tabla resumen datos de temperaturas promedio, máximas y mínimas promedio precipitaciones, días de lluvia humedad y horas de sol:

|                        | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Septiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre |
|------------------------|-------|---------|-------|-------|------|-------|-------|--------|------------|---------|-----------|-----------|
| Temperatura media (°C) | 26    | 26.4    | 26.3  | 25.6  | 24.3 | 23.4  | 22.4  | 22.1   | 22.4       | 23.1    | 24        | 25.1      |
| Temperatura min. (°C)  | 25.4  | 25.7    | 25.6  | 25    | 23.8 | 22.8  | 21.9  | 21.5   | 21.9       | 22.6    | 23.5      | 24.5      |
| Temperatura máx. (°C)  | 26.5  | 27      | 26.9  | 26.2  | 24.9 | 23.9  | 23    | 22.7   | 23         | 23.6    | 24.6      | 25.6      |
| Precipitación (mm)     | 211   | 210     | 229   | 170   | 110  | 118   | 104   | 118    | 110        | 97      | 114       | 115       |
| Humedad(%)             | 81%   | 82%     | 81%   | 78%   | 74%  | 73%   | 72%   | 72%    | 75%        | 75%     | 77%       | 78%       |
| Días lluviosos (días)  | 14    | 14      | 15    | 12    | 9    | 8     | 7     | 7      | 8          | 8       | 8         | 11        |
| Horas de sol (horas)   | 8.4   | 8.4     | 7.8   | 7.3   | 6.6  | 5.9   | 5.6   | 5.9    | 6.8        | 7.4     | 7.7       | 8.3       |

3.4.1.2 Tabla global de datos climatológicos de Tongatapu (El Tiempo En 2019 En El Fua'amotu International Airport, Tonga - Weather Spark, n.d.)

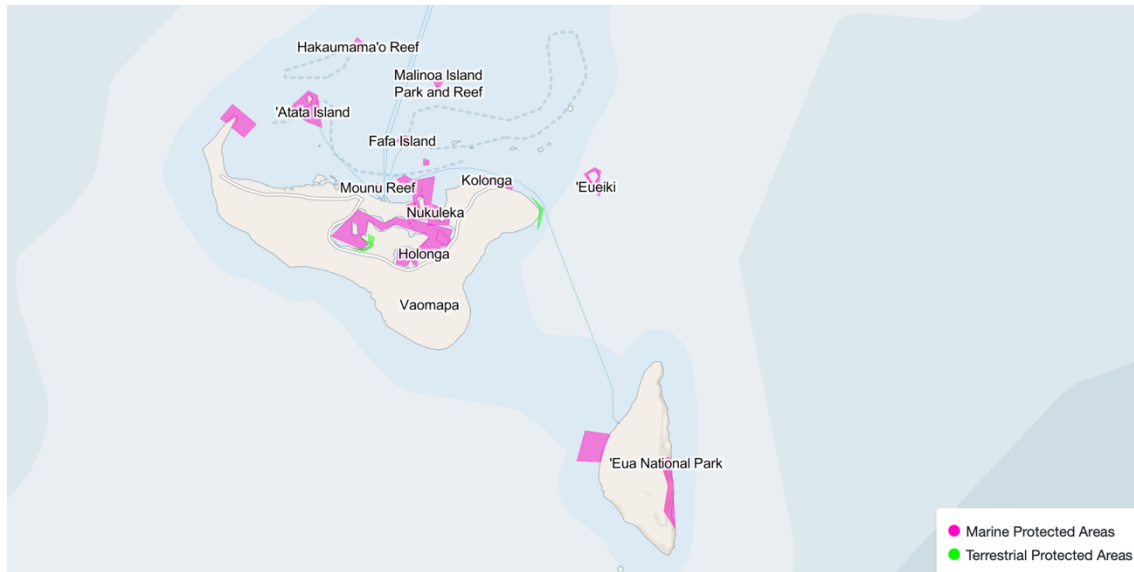
Tonga también es vulnerable a los ciclones tropicales, que son comunes en la región entre noviembre y abril. En abril de 2020, el ciclón tropical Harold causó daños generalizados en el país, dejando a miles de personas sin hogar.

## 3.5 Marco legislativo

El marco legislativo de Tonga referente al ámbito ambiental está muy anticuado. La legislación tendrá que adaptarse al proyecto, ya que la documentación encontrada al respecto se basa en actas de reuniones:

- **Ley de Electricidad de 1968 (Electricity Act 1968):** Esta ley establece el marco regulatorio para la generación, transmisión y distribución de electricidad en Tonga.
- **Reglamento de Electricidad de 1969 (Electricity Regulations 1969):** Este reglamento desarrolla la Ley de Electricidad de 1968. Regula los aspectos técnicos de la generación, transmisión y distribución de electricidad, así como las tarifas eléctricas.
- **Acta sobre las Energías Renovables de 2008 (Renewable Energy Act 2008):** Esta ley promueve el uso de energías renovables en Tonga.
- **Acta de regulación de Energías Renovables de 2012 (Renewable Energy Regulations 2012):** Este reglamento desarrolla la Ley de Energías Renovables de 2011. Regula los proyectos de energías renovables en Tonga.

Por lo conocido, las áreas protegidas de Tongatapu son las siguientes:



*3.5.1.1 Zonas protegidas en Tongatapu (Tonga / PIPAP, n.d.)*

## 4 Cálculo del consumo energético

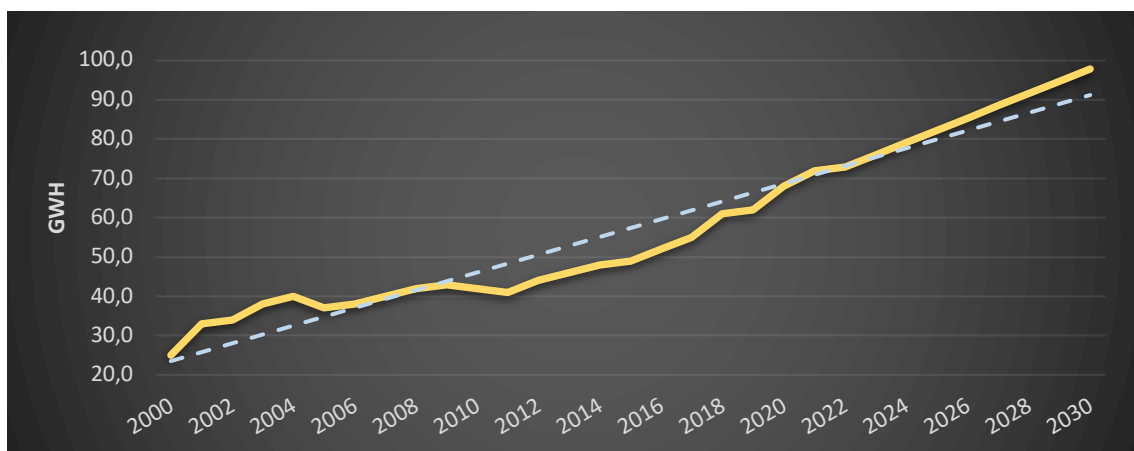
Para poder llevar a cabo el diseño de un sistema para producción y gestión de la energía es de vital importancia saber qué necesidades energéticas en cierto periodo de tiempo hay que cubrir, hecho que permitirá dimensionar la instalación deseada.

Para calcular el consumo energético anual a cubrir por la instalación diseñada, en primer lugar, hay que considerar los dos parámetros más importantes para conocer dicho consumo, que son la **cantidad de población** y el **consumo promedio de cada habitante**:

- En cuanto a la población, según los datos más vigentes que se han encontrado, la población en Tongatapu el año 2021 era de unas **74.200 personas**. (*Tonga's Population Drops to 100,209, 2021*)
- En referencia al consumo energético, el dato más actual sobre el consumo energético global es de **72 GWh anuales** en el año 2021. (*Tonga - Población 2021, n.d.-d*)

Teniendo en cuenta que hay que planificar unas instalaciones capaces de satisfacer las necesidades energéticas de esta isla de cara al año 2030, hay que determinar la población y el consumo energético que habrá para entonces.

Para realizar este cálculo, se ha analizado la evolución del consumo energético anual en Tongatapu que se muestra en el siguiente gráfico y se ha considerado la tendencia creciente a partir de 2013 (2013-2021), la cual experimenta una tendencia levemente superior al alza respecto la línea de tendencia global. Esta consideración se ha hecho con el fin de calcular una instalación capaz de abastecer una demanda energética que supere la tendencia creciente actual:



4.1.1.1 Evolución del consumo energético en Tongatapu (2000 – 2021 [Tonga - Población 2021, n.d.-d])



En la siguiente tabla se resumen todos los datos considerados para este cálculo:

| <b>Consumo eléctrico anual</b> |                                      |                            |                              |
|--------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|------------------------------|
| <b>Año</b>                     | <b>Consumo<sup>1</sup><br/>[GWh]</b> | <b>C./cápita<br/>[kWh]</b> | <b>Población<sup>2</sup></b> |
| 2000                           | 25                                   | 253                        | 71.821                       |
| 2001                           | 33                                   | 330                        | 72.246                       |
| 2002                           | 34                                   | 340                        | 72.664                       |
| 2003                           | 38                                   | 380                        | 73.088                       |
| 2004                           | 40                                   | 396                        | 73.525                       |
| 2005                           | 37                                   | 366                        | 73.943                       |
| 2006                           | 38                                   | 373                        | 74.333                       |
| 2007                           | 40                                   | 392                        | 74.646                       |
| 2008                           | 42                                   | 412                        | 74.852                       |
| 2009                           | 43                                   | 416                        | 75.001                       |
| 2010                           | 42                                   | 406                        | 75.168                       |
| 2011                           | 41                                   | 402                        | 75.328                       |
| 2012                           | 44                                   | 431                        | 75.251                       |
| 2013                           | 46                                   | 447                        | 74.962                       |
| 2014                           | 48                                   | 473                        | 74.638                       |
| 2015                           | 49                                   | 482                        | 74.285                       |
| 2016                           | 52                                   | 516                        | 73.995                       |
| 2017                           | 55                                   | 542                        | 73.791                       |
| 2018                           | 61                                   | 610                        | 73.605                       |
| 2019                           | 62                                   | 625                        | 73.465                       |
| 2020                           | 68                                   | 679                        | 73.678                       |
| 2021                           | 72                                   | 679                        | 74.213                       |
| 2022                           | 73                                   | 722                        | 75.176                       |
| 2023                           | 76                                   | 754                        | 75.270                       |
| 2024                           | 79                                   | 786                        | 75.364                       |
| 2025                           | 82                                   | 819                        | 75.458                       |
| 2026                           | 85                                   | 851                        | 75.552                       |
| 2027                           | 88                                   | 883                        | 75.646                       |
| 2028                           | 92                                   | 915                        | 75.740                       |
| 2029                           | 95                                   | 947                        | 75.834                       |
| 2030                           | <b>98</b>                            | <b>979</b>                 | <b>75.928</b>                |

4.1.1.2 Tabla de datos para cálculo de consumos

A partir de la línea negra que divide la tabla en dos los datos pasan a ser un cálculo en base a las hipótesis tomadas, detalladas en el anexo **A4\_ Cálculos\_energéticos**.

Referencias para datos de población y consumos:

<sup>1</sup>(Tonga – Consumo de electricidad 2021, n.d.-e),

<sup>2</sup>(Tonga: Datos De Países Y Estadísticas, n.d.)

Para redondear la cifra de demanda energética, se considerarán **100 GWh**. De este modo, la conclusión es que, partiendo de los 72 GWh del año 2021 y aplicando la tendencia creciente entre los años 2017 y 2021 de consumo energético anual, se han obtenido las exigencias energéticas y de potencia para el proyecto realizado:

| Datos energéticos del proyecto |      |               |
|--------------------------------|------|---------------|
| Consumo energético anual [GWh] |      | 100           |
| Horas de un año                |      | 8.760         |
| Potencia útil objetivo         | [kW] | <b>11.416</b> |
|                                | [MW] | <b>11,4</b>   |

#### 4.1.1.3 *Objetivos energéticos para cubrir en 2030*

## 5 Modelo de producción energética

### 5.1 Plan de suministro de la demanda requerida

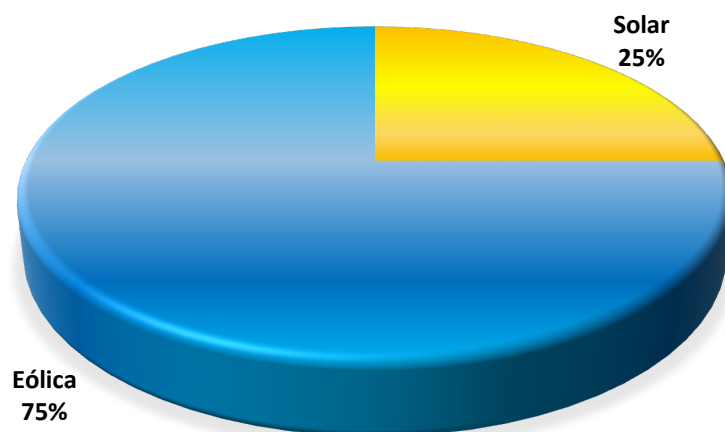
Una vez se conoce el consumo energético que se tiene que satisfacer, es hora de plantear la distribución del mix energético que se establecerá y que permitirá conocer cuanta potencia útil se necesita de cada una de las instalaciones diseñadas.

Para ello, se ha realizado un análisis sobre cada posible solución que permitirá conocer la factibilidad de instalar una instalación del tipo cuestionado. Si dicha tecnología muestra unos índices de producción energética satisfactorios, esta será integrada en el mix. Por lo tanto, todo depende del potencial del recurso energético.

Las tecnologías consideradas para este análisis han sido la **biomasa**, **fotovoltaica** y **eólica** ya que son las tecnologías con mayor potencial, de las que se dispone de más conocimiento y las que pueden permitir configurar una instalación lo más económica posible

En caso de no obtener resultados satisfactorios para ninguna de estas tecnologías u obtenerlos de forma parcial, se estudiarían otras posibles tecnologías, como la geotermia o la undimotriz.

Otro de los objetivos de instalar plantas productoras de energía verde es el de minimizar la dependencia de diésel para generar electricidad.



5.1.1.1 Mix energético planteado

El resultado de este mix propuesto puede fluctuar en intervalos de  $\pm 5\%$  en función de los resultados obtenidos en las simulaciones, ya que estos dependen de muchos parámetros que hacen que sea prácticamente imposible obtener la relación 25%-75% exacta. Además, en función del escenario obtenido, puede que una parte de la producción tenga que ser cubierta por diésel.

## 5.2 Producción mediante biomasa

Para estudiar si es factible la instalación de biomasa se ha partido de un estudio realizado el año 2021 (Linnenberg, C. et al. (2021). Deliverable II: Baseline and resource assessment to support industry scale biogas plant in Tonga. [United Nations Industrial Development Organization (UNIDO)], en el que se evaluaba toda la cantidad potencial de biomasa existente en la isla:

| BIOMASA   |   |                                      |                      |   |  |                |   |                              |                     |   |                                       |
|---|---|--------------------------------------|----------------------|---|--|----------------|---|------------------------------|---------------------|---|---------------------------------------|
| 1 kcal<br>4,1868 kJ   | PCI <sub>i</sub> Metano <sup>1</sup><br>ρ Metano <sup>2</sup> | 50 MJ/kg<br>0,7175 kg/m <sup>3</sup> | Metano [%]           | 60%                                     | Rendimiento del biodigestor <sup>3</sup> |                | Rendimiento del motor de gas <sup>3</sup> |                              | 70%                 |   |                                       |
|   | Cantidad<br>[kg/año]  | Factor de<br>corrección              | Cantidad<br>[kg/año] | m <sup>3</sup> Biogás /<br>kg estiércol | Biogás<br>[m <sup>3</sup> ]              | PCI<br>[MJ/kg] | Tecnología<br>usada                       | P <sub>teórica</sub><br>[kW] | Rendimiento<br>M.E. | P <sub>útil</sub><br>[kW <sub>e</sub> ] | Producción<br>[GWh <sub>e</sub> /año] |
| <sup>4</sup> Estiércol de cerdo                               | 11.053  | 1,02                                 | 11.274               | 0,075                                   | 829                                      | 30,0           | Biodigestor                               | 10,7                         | 21%                 | 2,3                                     | 0,020                                 |
| <sup>4</sup> Estiércol de vaca                                | 2.075   | 1,02                                 | 2.117                | 0,040                                   | 83                                       | 30,0           | Biodigestor                               | 2,0                          | 21%                 | 0,4                                     | 0,004                                 |
| <sup>4</sup> Residuos orgánicos humanos, de cultivo y hierbas | 4.720   | 1,02                                 | 4.814                | -                                       | -  | 30,0           | Biodigestor                               | 4,6                          | 21%                 | 1,0                                     | 0,008                                 |
| TOTAL:  |   |                                      |                      |   |  |                |   |                              |                     | 4                                       | 0,03                                  |

Referencias para los datos calculados:

<sup>1</sup>Poder calorífico del biogás: (Ministerio Para La Transición Ecológica Y El Reto Demográfico, n.d.-c)

<sup>2</sup>Densidad del biogás: (Metano. Messer Iberica Gases S.A., n.d.-c)

<sup>3</sup>Rendimientos: (El sector del Biogás agroindustrial en España. 2010, 16 de septiembre)

<sup>4</sup>Producción de biomasa: (Baseline and resource assessment to support industry scale biogas plant in Tonga. 2021, 25 de enero)

### 5.2.1.1 Potencial de producción de energía eléctrica renovable mediante biomasa

Como se puede apreciar en la tabla de estudio elaborada, con el potencial de producción anual de biomasa se podría generar una energía anual de apenas 0'03 GWh, lo que no representa ni un 0'5% de la producción anual energética necesaria, con lo cual se descarta automáticamente la posibilidad de invertir en este tipo de tecnología ya que no saldría rentable en absoluto.

## 5.3 Producción con tecnología solar fotovoltaica

Toda la información específica relacionada con la producción de energía mediante plantas fotovoltaicas se podrá consultar en el anexo **A2\_Cálculos\_solares**.

### 5.3.1 Ubicación

Con el fin de situar la generación de energía en una zona no lejana a los puntos de consumo pero que también respete las zonas protegidas, se han escogido las tres ubicaciones mostradas en la siguiente imagen:



5.3.1.1 Propuesta de ubicación de los parques solares fotovoltaicos

Las coordenadas de dichas ubicaciones son las siguientes:

| Ubicaciones de las plantas fotovoltaicas |                          |                       |                       |
|--|--------------------------|-----------------------|-----------------------|
|  | PFV1 - Tokomololo<br>7MW | PFV2 - Utulau<br>5 MW | PFV3 - Lakepa<br>6 MW |
| Latitud                                  | -21.1891667°             | -21.1752778°          | -21.1497222°          |
| Longitud                                 | -175.240277°             | -175.2736111°         | -175.2938888°         |

5.3.1.2 Ubicaciones de las plantas fotovoltaicas (grados decimales)



A continuación, se muestran unas imágenes orientativas sobre el entorno y la ubicación de los tres parques solares fotovoltaicos:

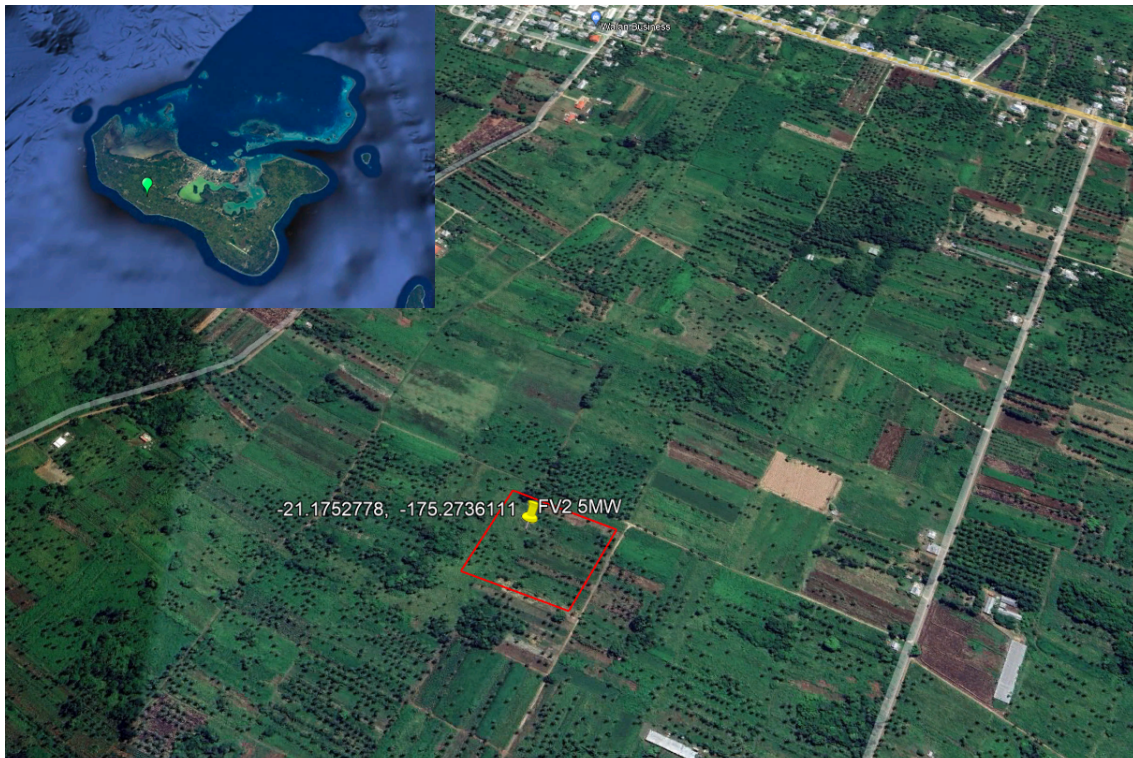


*5.3.1.3 Ubicación Parque fotovoltaico PVF1 – Tokomololo (7 MW)*



*5.3.1.4 Ubicación Parque fotovoltaico PVF2 – Utulau (5 MW)*

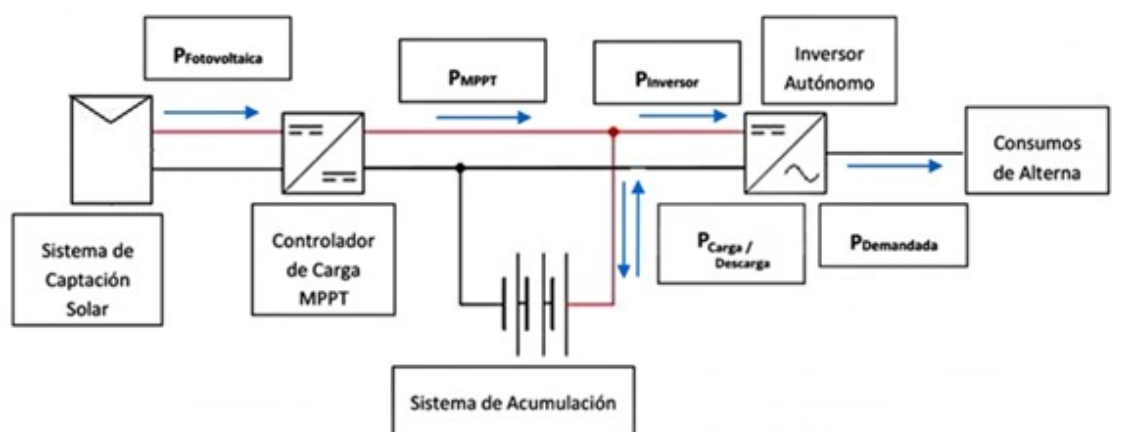




5.3.1.5 Ubicación Parque fotovoltaico PVF2 – Lakepa (6 MW)

## 5.3.2 Esquema eléctrico

A continuación, se muestra la estructura básica del sistema eléctrico de la instalación solar:



5.3.2.1 Esquema eléctrico para cada una de las instalaciones solares

Para los diferentes parques, los equipos necesarios son los siguientes:

| Conexión eléctrico de las plantas fotovoltaicas |                   |       |               |       |               |       |
|---|-------------------|-------|---------------|-------|---------------|-------|
|   | PFV1 - Tokomololo |       | PFV2 - Utulau |       | PVF3 - Lakepa |       |
|   | 7MW               |       | 5 MW          |       | 6 MW          |       |
| Strings de paneles en paralelo                  | 94                | 95    | 101           | 102   | 101           | 102   |
| Número de inversores                            | 3                 | 3     | 3             | 1     | 3             | 1     |
| Potencia del inversor [kVA]                     | 3.060             | 3.060 | 3.060         | 1.020 | 3.060         | 1.020 |

#### 5.3.2.2 Conexión eléctrico de las plantas fotovoltaicas

### 5.3.3 Equipos escogidos

En la siguiente imagen se resumen los parámetros básicos de los equipos fotovoltaicos escogidos:

| PV Array Characteristics   |                 |                            |                                    |
|----------------------------|-----------------|----------------------------|------------------------------------|
| PV module                  | Generic         | Inverter                   | Generic                            |
| Manufacturer               |                 | Manufacturer               |                                    |
| Model                      | RSM-132-8-650-M | Model                      | Ingecon Sun 1110TL B400 IP54 H1000 |
| (Original PVsyst database) |                 | (Original PVsyst database) |                                    |
| Unit Nom. Power            | 650 Wp          | Unit Nom. Power            | 1020 kWac                          |

#### 5.3.3.1 Información técnica de los equipos fotovoltaicos

En el anexo pertinente (**A2\_Cálculo solares**) se definen los cálculos analíticos teóricos realizados para comprobar que las simulaciones tienen sentido. Después de realizar dichos cálculos, se ha elaborado la siguiente tabla para poder visualizar con comodidad la comparativa:

| Comparación de número de paneles |                 |         |        |
|----------------------------------|-----------------|---------|--------|
| Emplazamiento                    | Configuración   | Teórico | PVSyst |
| Parque 7 MW                      | Paneles totales | 10.400  | 10.773 |
|                                  | Series          | 18      | 19     |
|                                  | Paralelo        | 582     | 567    |
| Parque 6 MW                      | Paneles totales | 8.900   | 9.234  |
|                                  | Series          | 18      | 19     |
|                                  | Paralelo        | 495     | 486    |
| Parque de 5 MW                   | Paneles totales | 7.500   | 7.695  |
|                                  | Series          | 18      | 19     |
|                                  | Paralelo        | 420     | 405    |

#### 5.3.3.2 Comparativa del número de paneles (teórico – PVSyst)



Finalmente, esta es la tabla técnica definitiva de las instalaciones solares:

| Resumen de datos técnicos de las plantas fotovoltaicas |         |                           |                       |                       |
|--|---------|---------------------------|-----------------------|-----------------------|
|  |         | PFV1<br><i>Tokomololo</i> | PFV2<br><i>Utulau</i> | PVF3<br><i>Lakepa</i> |
| Potencia instalada                                     | MW      | 7                         | 5                     | 6                     |
| Energía anual producida                                | MWh/año | 10.783                    | 9.272                 | 7.710                 |
| Horas anuales equivalentes                             | h/año   | 1.540                     | 1.854                 | 1.285                 |
| Nº Inversores String 1                                 | u.      | 7                         | 6                     | 5                     |
| Nº Inversores String 2                                 | u.      | 5                         | 4                     | 3                     |
| Nº Promedio de inversores                              | u.      | 6                         | 5                     | 4                     |
| N <sub>S</sub>   | u.      | 18                        | 18                    | 18                    |
| N <sub>T</sub>   | u.      | 10.400                    | 8.900                 | 7.500                 |
| N <sub>P</sub>   | u.      | 582                       | 495                   | 420                   |
| N <sub>P</sub> /inversor                               | u.      | 97                        | 99                    | 105                   |

5.3.3.3 Resumen de datos técnicos de las plantas fotovoltaicas

## 5.3.4 Cálculos y simulaciones

Conocida la ubicación de cada planta fotovoltaica, es hora de realizar las simulaciones pertinentes para evaluar el recurso energético y la producción posible a partir de este. Mediante PVSyst se han realizado las simulaciones para cada uno de los tres parques.

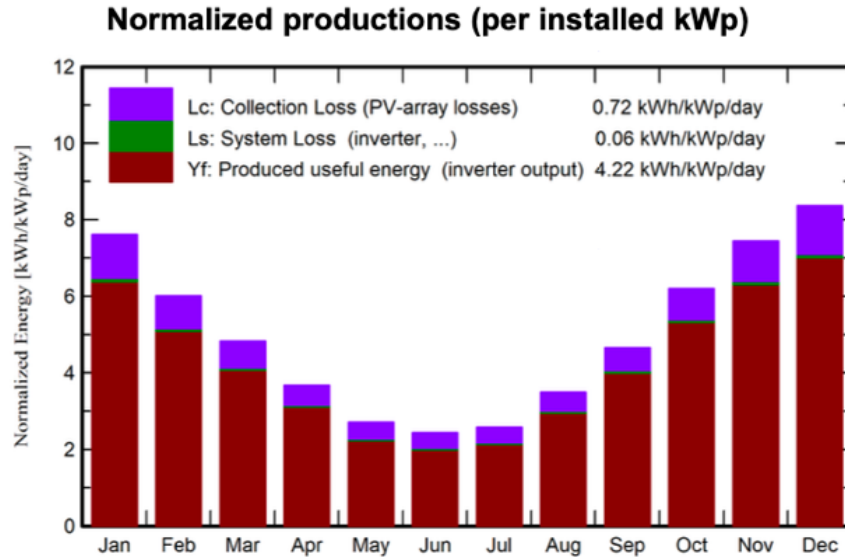
La obtención del recurso solar se ha llevado a cabo mediante el software **Meteonorm 8.1**, la base de datos ha sido la que más información precisa daba sobre la ubicación del proyecto.

Seguidamente, se muestra un resumen de los resultados obtenidos para las simulaciones de cada parque, para consultar información detallada sobre estas, hay que consultar los informes de simulación, correspondientes a los anexos:

- **A2.1\_Tongatapu\_FV1\_Tokomololo\_7MW**
- **A2.2\_Tongatapu\_FV2\_Utulau\_5MW**
- **A2.3\_Tongatapu\_FV3\_Lakepa\_6MW**

### **PFV1 – Tokomololo (7 MW)**

Las simulaciones de producción energética del parque de Tokomololo han resultado:

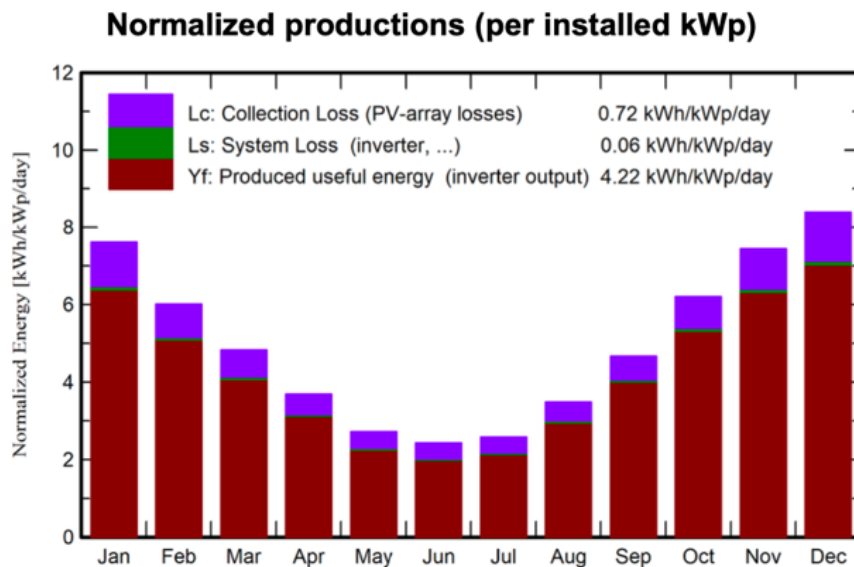


5.3.4.1 Producción energética PFV1 – Tokomololo (7 MW)

El parque de Tokomololo da una energía neta anual total útil de 10.782.813 kWh, lo que se traduce en unos **10'78 GWh** con un factor PR medio de 0'844.

### **PFV2 – Utulau (5 MW)**

Las simulaciones de producción energética del parque de Utulau han resultado:

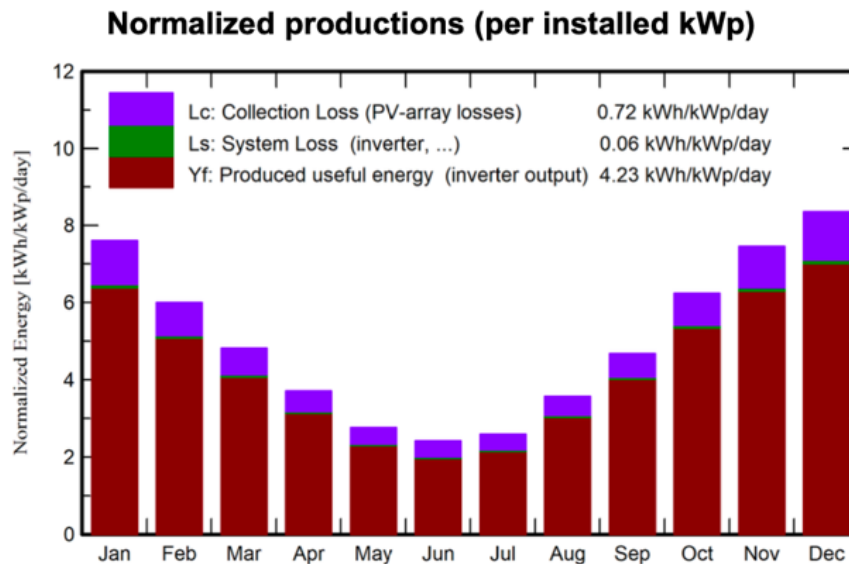


5.3.4.2 Producción energética PFV2 – Utulau (5 MW)

El parque de Tokomololo da una energía neta anual total útil de 7.709.670 kWh, lo que se traduce en unos **7'71 GWh** con un factor PR medio de 0'844.

### **PFV3 – Lakepa (6 MW)**

Las simulaciones de producción energética del parque de Lakepa han resultado:

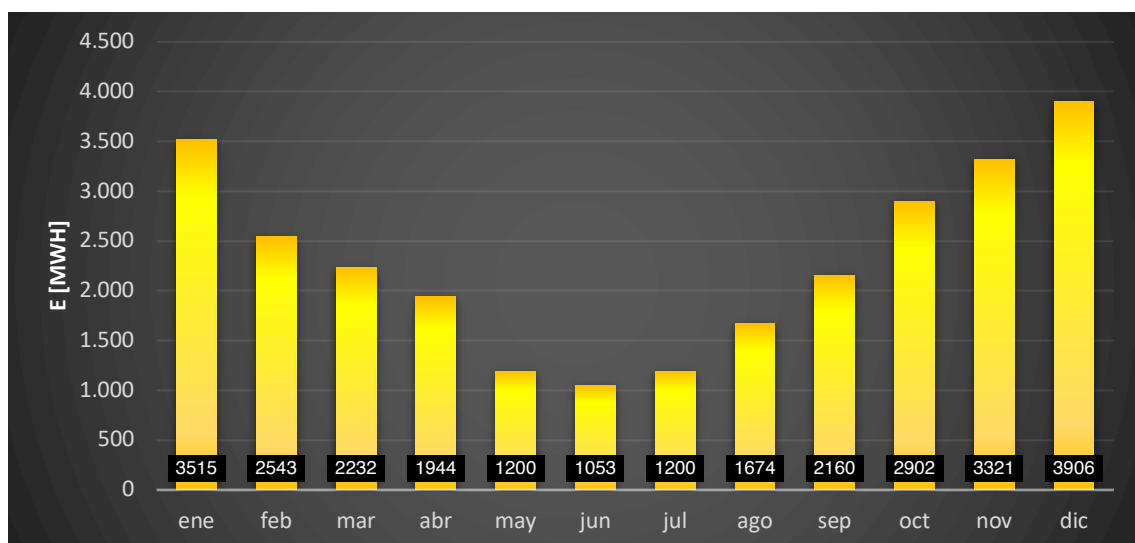


5.3.4.3 Producción energética PFV3 – Lakepa (6 MW)

El parque de Tokomololo da una energía neta anual total útil de 9.271.598 kWh, lo que se traduce en unos **9'27 GWh** con un factor PR medio de 0'844.

### **5.3.5 Producción total**

Realizada la simulación, la producción energética mensuales es la siguiente:



5.3.5.1 Producción neta total mediante tecnología solar fotovoltaica

Con el conjunto de las tres plantas, la producción total anual obtenida es de **27'8 GWh**.

## 5.4 Producción con tecnología eólica

Toda la información específica relacionada con la producción de energía mediante el parque eólico se podrá consultar en el anexo **A3\_Cálculos\_eólicos**.

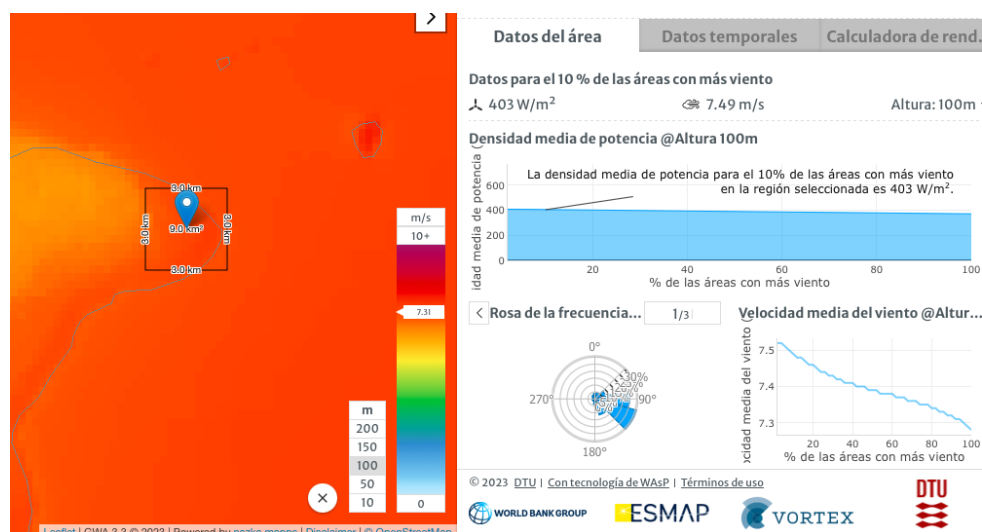
### 5.4.1 Ubicación

El parque eólico se ubica al oeste de la isla de Tongatapu donde, según el Atlas eólico, hay el recurso eólico más potente.



5.4.1.1 Ubicación del parque eólico

La ubicación del parque eólico se ha elegido según la calidad determinada del recurso eólico en la zona escogida, tal y como se puede apreciar en la siguiente imagen:



5.4.1.2 Datos técnicos del recurso eólico (Global Wind Atlas, n.d.)

A continuación, se muestran las ubicaciones de cada aerogenerador:

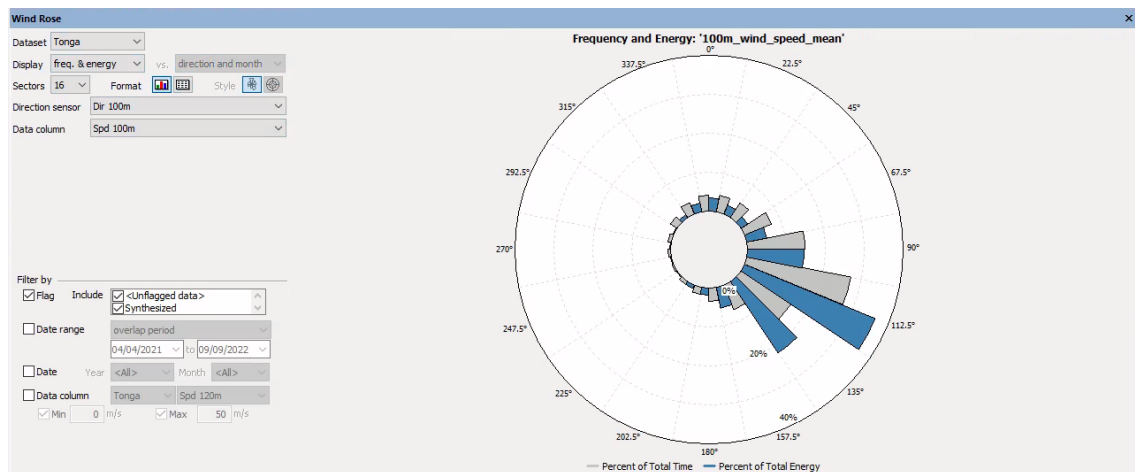
| Ubicaciones de los aerogeneradores |             |              |
|------------------------------------|-------------|--------------|
|                                    | Latitud     | Longitud     |
| Aerogenerador A1                   | -21.151720° | -175.034141° |
| Aerogenerador A2                   | -21.154138° | -175.035505° |
| Aerogenerador A3                   | -21.156263° | -175.037259° |
| Aerogenerador A4                   | -21.158255° | -175.039264° |
| Aerogenerador A5                   | -21.159817° | -175.041583° |

#### 5.4.1.3 Ubicación de los aerogeneradores

### 5.4.2 Simulaciones

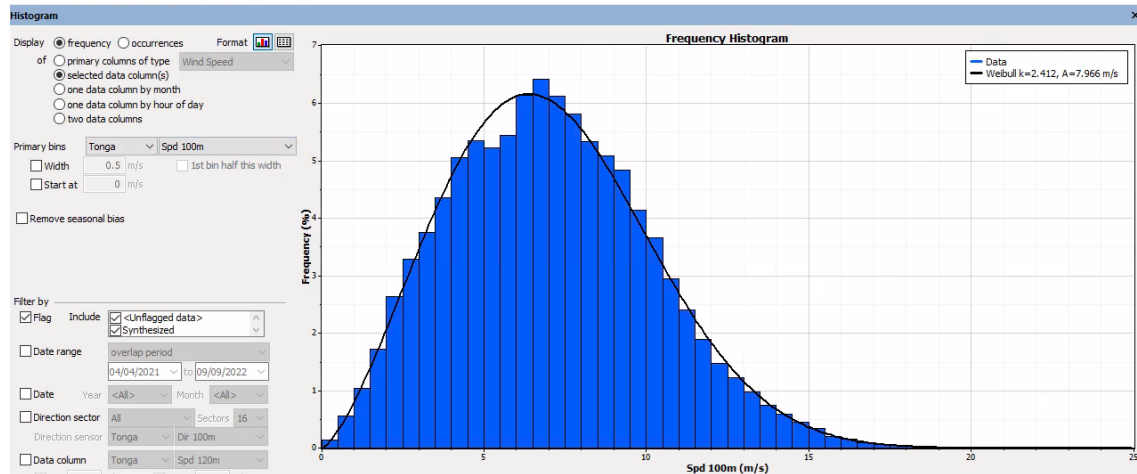
Las simulaciones del parque eólico se han realizado mediante los softwares *Windographer*, mediante el cual se han sacado los datos técnicos y estadísticas del recurso eólico, y *Wasp*, mediante el cual se ha calculado la producción energética y la curva de potencia de los aerogeneradores necesarios para esta instalación.

La Rosa de los Vientos permite conocer la dirección y sentido del viento, los cuales favorecen mucho la instalación, en este caso, ya que prácticamente perpendiculares a la costa donde se pretende realizar la instalación:



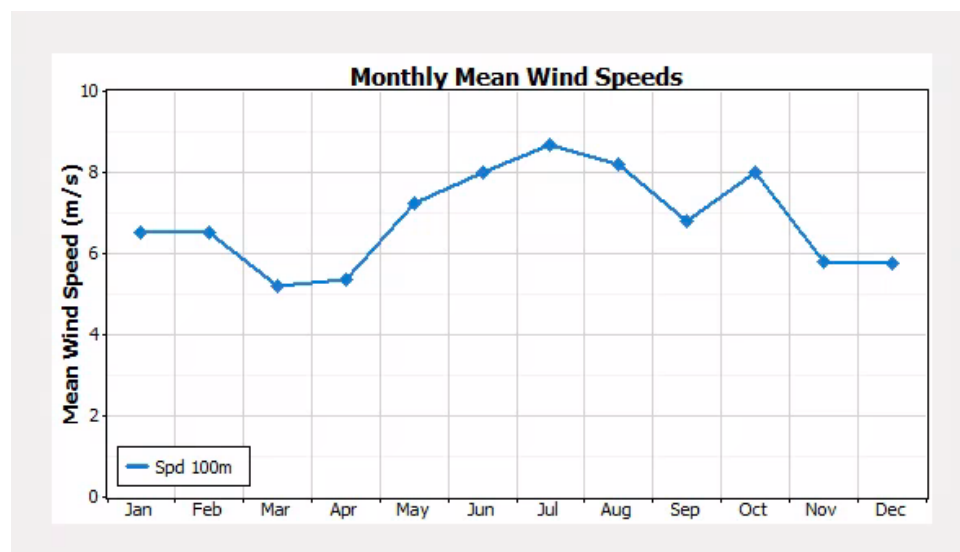
#### 5.4.2.1 Simulación del parque eólico – Rosa de los vientos (Windographer)

A continuación, se muestra la frecuencia de las diferentes velocidades de viento, lo que da lugar a la distribución Weibull, la cual permite conocer el perfil de velocidades más probable con el que la instalación puede contar:



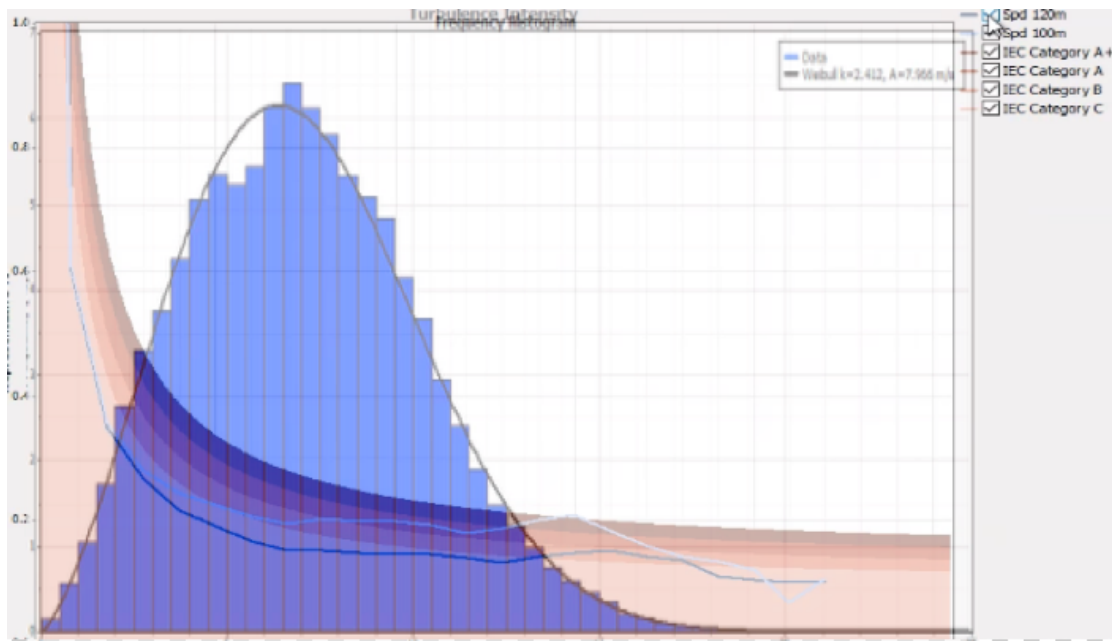
#### 5.4.2.2 Simulación del parque eólico – Distribución de Weibull (Windographer)

También es de interés la velocidad media mensual de viento, que permite determinar en qué meses la producción eólica podría ser más elevada:



#### 5.4.2.3 Simulación del parque eólico – Velocidad del viento en función del mes (Windographer)

A continuación, se muestra el índice de turbulencias frente a las categorías donde, la línea más clara representa los vientos a 100 m de altura:



5.4.2.4 Simulación del parque eólico – Índice de turbulencias (Windographer)

La línea que hay que considerar es la azul clara.

A priori en función de las turbulencias se debería de escoger o un Clase A, o una clase A+ (según la IEC-UNE 61400-1/2005 actualmente modificada por la IEC-UNE-61400-1/2020), por lo que se corresponde con un Clase IIIA-IIIB o un clase S) en función de la distribución que se puede ver en la imagen para una altura de 100 metros.



### 5.4.3 Selección del aerogenerador

Para escoger el aerogenerador, hay que realizar la superposición entre la distribución de la probabilidad y la gráfica de turbulencias. Para asegurar que clase de aerogenerador necesario se debe de estimar la probabilidad del viento entre dos velocidades, por lo que si esa probabilidad es menor de 5% se podrá escoger la clase más baja mientras que, si es igual o superior, se escogerá esa clase y se mirará la superior. Se han descartado las clases que se encontraban en el exterior de la intersección. Realizando el cálculo de la probabilidad se ha obtenido un Clase A. A continuación, se muestra la ecuación empleada y el cálculo. Si se supera un 5% se debe mirar la clase superior:

$$P(V_x \leq V \leq V_y) = e^{-\left(\frac{V_x}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_y}{c}\right)^k}$$

Se ha obtenido, una clase IIIA-IIIIB:

| Parámetros para el cálculo de la clase de viento |      |       |
|--|------|-------|
| $V_x$  | m/s  | 7,5   |
| $V_y$  | m/s  | 12,5  |
| $c$  | m/s  | 7,97  |
| $K$  | adm. | 2,41  |
| $\left(\frac{V_x}{c}\right)^k$                   | adm. | 0,86  |
| $\left(\frac{V_y}{c}\right)^k$                   | adm. | 2,96  |
| $e^{-\left(\frac{V_x}{c}\right)^k}$              | adm. | 0,42  |
| $e^{-\left(\frac{V_y}{c}\right)^k}$              | adm. | 0,052 |
| $P$  | adm. | 0,95  |
| $P$  |      | 94,8% |

5.4.3.1 Cálculo de la clase de viento. Ecuación y tabla de valores

Tras valorar diferentes opciones, se ha decidido escoger el modelo **Goldwing GW 140/3.4\*** ya que, si se estima el precio en función del MW instalado, se obtienen valores muy próximos a los de clase III de 5 MW mientras que este es de 3,4 por lo que, en un principio, se puede estimar que la producción de energía será más barata frente a otras opciones de mayor potencia. Dada la presencia de los fenómenos atmosféricos extremos citados en el apartado de Climatología (consultar Apartado 3.4) la opción más segura sería escoger un modelo de clase S. Sin embargo, dados los datos de viento evaluados en el tramo de 550 días analizado se ha considerado como mejor opción un aerogenerador de clase III, ya que no solo cubre las velocidades más críticas en este tramo, sino que también es más viable en términos económicos.

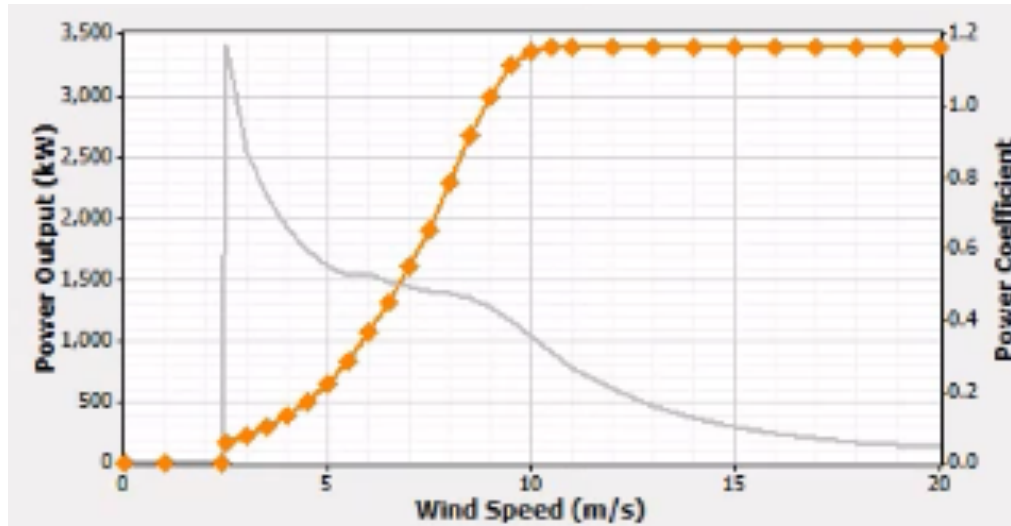
Aerogenerador **Goldwing GW 140/3.4:**

<https://es.wind-turbine-models.com/turbines/1739-goldwind-gw-140-3400>



### 5.4.4 Estimación de la energía

En la siguiente figura se muestra, gráficamente, la expresión de la curva de potencia del aerogenerador escogido:



5.4.4.1 Curva de potencia del aerogenerador (Wasp)

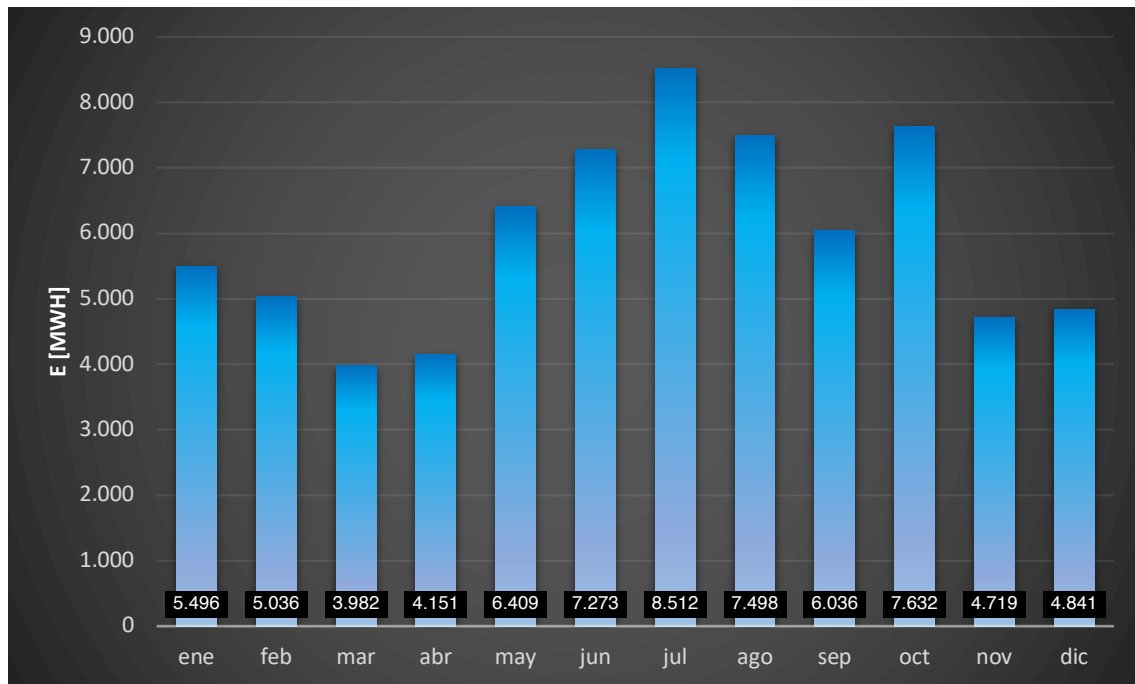
Se tomará este valor por aerogenerador considerando que la distancia entre máquinas será suficiente para reducir el efecto estela a cero (se colocarán a una distancia superior de tres diámetros de las aspas en dirección perpendicular al viento). Obtenida esta curva, se puede estimar la energía producida, mensualmente, por aerogenerador, partiendo de los datos de viento producidos:

| Parque eólico |                  |                                    |                          |               |
|---------------|------------------|------------------------------------|--------------------------|---------------|
| Mes           | Histograma (m/s) | Frecuencia de viento (Weibull) (k) | Producción Energía (MWh) |               |
|               |                  |                                    | Cantidad: 1              | Cantidad: 5   |
| enero         | 7,3              | 2,014                              | 1.145                    | <b>5.726</b>  |
| febrero       | 7,2              | 2,407                              | 1.049                    | <b>5.247</b>  |
| marzo         | 5,7              | 2,564                              | 830                      | <b>4.149</b>  |
| abril         | 6,1              | 2,076                              | 865                      | <b>4.325</b>  |
| mayo          | 8,2              | 2,268                              | 1.335                    | <b>6.677</b>  |
| junio         | 9,0              | 2,907                              | 1.516                    | <b>7.578</b>  |
| julio         | 9,6              | 3,978                              | 1.774                    | <b>8.869</b>  |
| agosto        | 9,2              | 2,652                              | 1.562                    | <b>7.812</b>  |
| septiembre    | 7,6              | 3,042                              | 1.258                    | <b>6.289</b>  |
| octubre       | 8,9              | 3,189                              | 1.590                    | <b>7.951</b>  |
| noviembre     | 6,6              | 2,432                              | 983                      | <b>4.916</b>  |
| diciembre     | 6,5              | 2,528                              | 1.009                    | <b>5.043</b>  |
| <b>TOTAL:</b> |                  |                                    | <b>14.917</b>            | <b>74.583</b> |

5.4.4.2 Producción mediante energía eólica. Comparativa entre 1 y 5 aerogeneradores

Teniendo en cuenta que la producción anual objetivo para alcanzar es de 100 GWh y que con las instalaciones de plantas fotovoltaicas se han calculado 27'8 GWh anuales, el número óptimo de aerogeneradores a instalar en el parque eólico, por el momento, es de cinco: por cada aerogenerador 14,9 GWh/año y para cinco aerogeneradores 74,6 GWh/año.

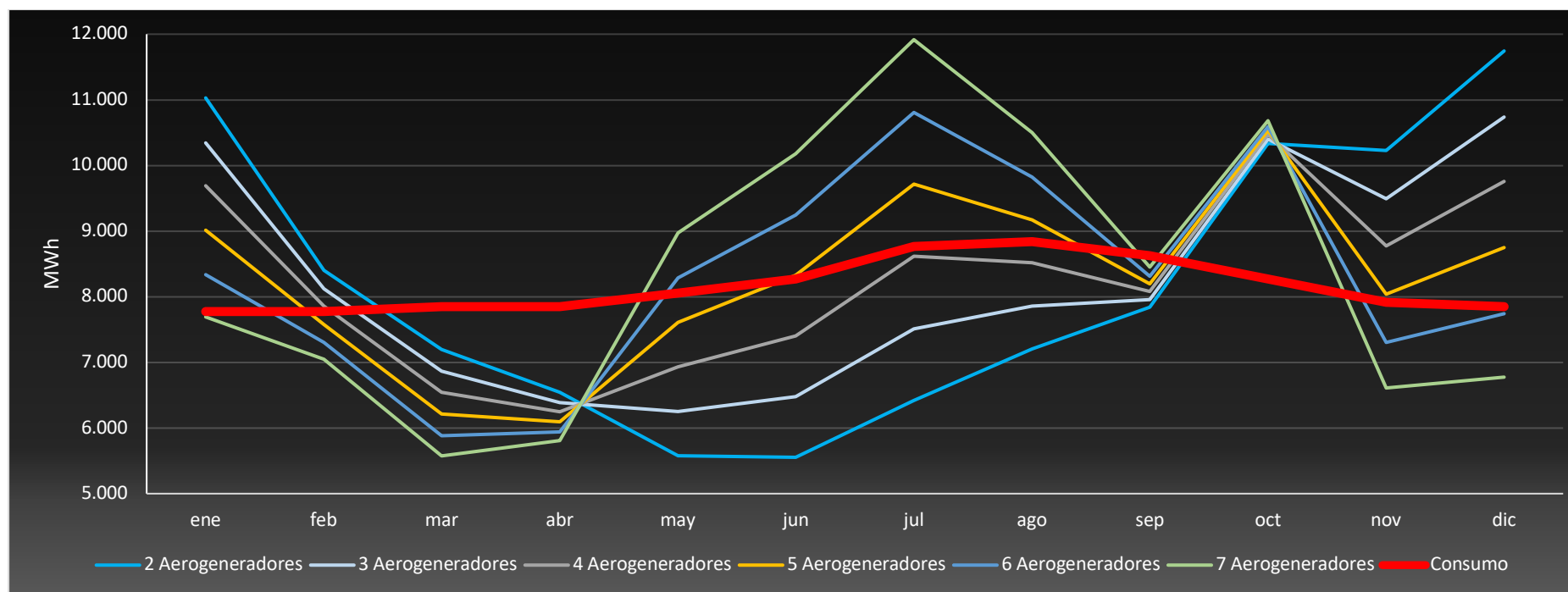
La producción neta de electricidad mediante energía eólica se distribuye así:



5.4.4.3 Producción neta total mediante tecnología eólica

## 5.5 Optimización de la producción

Con las producciones energéticas anuales de energía fotovoltaica y eólica, se ha comprobado si la configuración óptima del mix, en términos de adaptación de la curva de producción a la curva de consumo. Para ello, se ha elaborado el siguiente gráfico, en el que se estudia qué curva de producción energética anual se adapta más a las necesidades, generando excedentes y déficits mínimos:

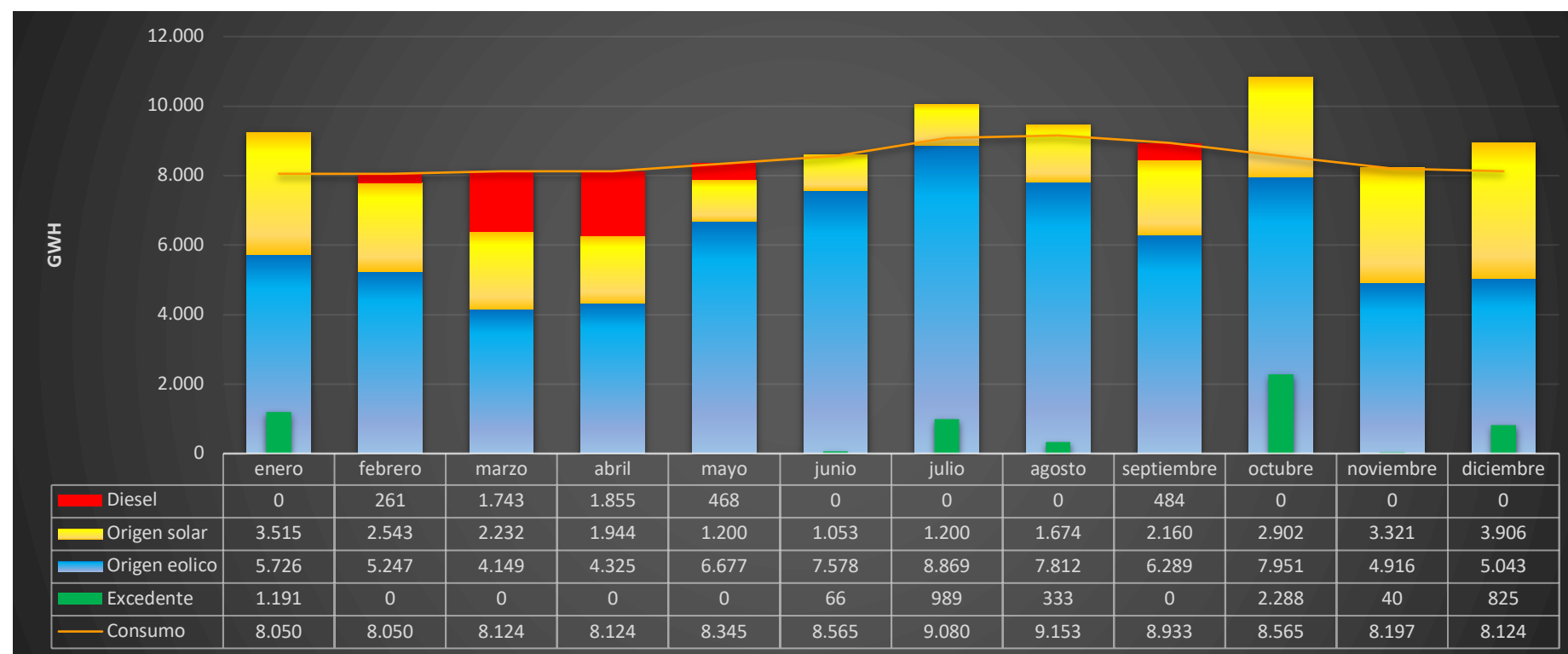


### 5.5.1.1 Optimización del mix energético

Con esto, se verifica que la opción más adecuada es la de instalar 5 aerogeneradores (17 MW) con 18 MW de potencia solar.

## 5.6 Mix energético definitivo

Con la configuración establecida se llega a una capacidad de generación energética de poco más de 102 GWh anuales. Obtenidas las capacidades de producción de las instalaciones calculadas, se especifica en el siguiente gráfico el escenario que se presentaría para 2030:



### 5.6.1.1 Generación energética VS consumo (año 2030)

La curva de consumo se ha calculado en base a unas hipótesis y escenarios descritos y justificados en el anexo **A4\_Cálculos\_energéticos**.

## 6 Modelo de gestión energética

### 6.1 Baterías

Toda la información específica relacionada con el sistema de baterías se podrá consultar en el anexo **A5\_Baterías**.

#### 6.1.1 Sistema escogido

Tras estudiar las diferentes opciones de almacenamiento, rendimientos, fiabilidad y costes. Así como la geografía del terreno de la isla (escaso desnivel para hidráulica de bombeo) Nos hemos decantado por implementar almacenamiento energético por baterías, concretamente de litio. Ya que actualmente son las que tienen más vida útil y poseen mejores rendimientos conforme van acumulando ciclos de carga y descarga. Lo cual hace que compense su coste.

| Parámetro                   | Li-ion  |       |       |        | Plomo-ácido | Flujo  |       | Alta temperatura |         |
|-----------------------------|---------|-------|-------|--------|-------------|--------|-------|------------------|---------|
|                             | NMC/LMO | NCA   | LFP   | LTO    | VRLA        | VRFB   | ZBFB  | NaS              | NaNiCl2 |
| Eficiencia (%)              | 92%     | 92%   | 86%   | 96%    | 81%         | 72%    | 72%   | 81%              | 85%     |
| Tiempo de descarga (h)      | 0,5-4   | 1-4   | 0,5-4 | 0,1-4  | 0,5-10      | 4-8    | 4-8   | 6-8              | 6-8     |
| Profundidad de descarga (%) | 90%     | 90%   | 90%   | 95%    | 50%         | 100%   | 100%  | 100%             | 100%    |
| Densidad de potencia (W/l)  | 5.050   | 5.050 | 5.050 | 5.050  | 355         | 2      | 13    | 140              | 210     |
| Densidad de energía (Wh/l)  | 470     | 410   | 410   | 410    | 75          | 42,5   | 45    | 220              | 215     |
| Coste de inversión (€/kWh)  | 311     | 261   | 429   | 809    | 208         | 246    | 640   | 401              | 297     |
| Coste de operación (€/kWh)  | 7       | 7     | 7     | 6      | 3           | 10     | 14    | 7                | 7       |
| Vida útil (ciclos)          | 3.500   | 1.500 | 3.500 | 10.000 | 500         | 10.000 | 4.000 | 5.000            | 3.500   |
| Madurez de la tecnología    | C       | C     | C     | CI     | M           | CI     | CI    | C                | D       |

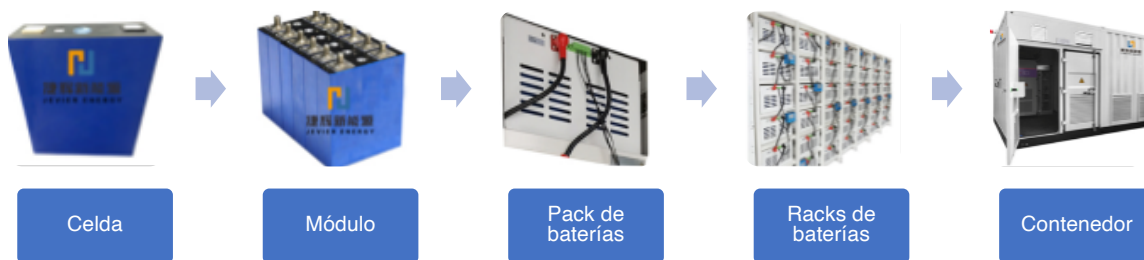
C= en fase de comercialización; Ci= en fase de comerc. inicial;  
M= madura; D= en fase de demostración

*6.1.1.1 Comparativa de tipos de sistemas de almacenamiento (Almacenamiento - Autoconsumo: todo lo que querías saber sobre las baterías - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias., n.d.)*

El sistema de almacenamiento escogido se trata de un container de baterías de litio de 3 MWh de capacidad.

Este sistema presenta una serie de ventajas las cuales han propiciado su elección:

- Diseño modular, integra componentes necesarios para asegurar preservación de baterías y facilitar su transporte.
- Soporta modos de trabajo on-grid y off-grid. Puede programarse según los diferentes escenarios.
- Uso de BMS (Building Management System), con múltiples funciones de protección, algoritmo avanzado de ecualización activa, algoritmo de calibración automática, etc. Aumenta el tiempo de uso del sistema.
- Nivel de aislamiento IP54
- Monitorización y registro completo del ciclo de vida del sistema de baterías
- Sistema de refrigeración integrado para garantizar la estabilidad de la temperatura de funcionamiento de las celdas de la batería y aumentar su vida útil.
- App móvil y web que permite ver parámetros del sistema y aviso de fallos en tiempo real.
- El período de carga y descarga se puede ajustar según las necesidades.



6.1.1.2 Composición escalada del almacenamiento

## 6.1.2 Dimensionamiento

Para dimensionar el sistema de baterías primero será necesario estimar la capacidad necesaria del sistema para la autonomía requerida de este y, después, evaluar si las condiciones establecidas son factibles. Teniendo en cuenta que los consumos medios anuales previamente estimados son de 100 GWh, lo correspondiente a una hora de consumo medio sería 11,42 MWh. Por lo tanto:

| Dimensionamiento de baterías |         |      |
|------------------------------|---------|------|
| Anual                        | GWh     | 100  |
| Días/año                     | días    | 365  |
| Diario                       | MWh/día | 274  |
| Energía para 1 h             | MWh     | 11,4 |
| Autonomía 6h                 | MWh     | 68,5 |

6.1.2.1 Dimensionamiento de baterías

Por lo tanto, de forma teórica, se ha fijado una autosuficiencia de 6 horas de autonomía global para abastecer la demanda de picos de consumo diario habituales. Pudiendo estabilizar de este modo, la curva de consumos.

### 6.1.3 Distribución del contenedor de baterías

Para minimizar las pérdidas por cableado, instalaremos baterías cerca de nuestros parques (fotovoltaica y eólica) La distribución de la energía de almacenamiento será equitativa a la capacidad de producción instalada.

Se implementarán 23 container de 3 MWh de capacidad para brindar una autonomía energética de 6 horas de consumo medio, proporcionando un total de 69 MWh.

Para abastecer 69MWh, necesitaremos un total de 23 contenedores de 3 MWh, de la siguiente forma:

| Container de baterías 3 MWh |           |               |
|-----------------------------|-----------|---------------|
| Lugar                       | Número    | KWh capacidad |
| PFV 1 - Tokomololo (7 MW)   | 5         | 15.000        |
| PFV 2 - Utulau (5 MW)       | 3         | 9.000         |
| PFV3 - Lakepa (6 MW)        | 4         | 12.000        |
| Parque eólico (17 MW)       | 11        | 33.000        |
| <b>TOTAL:</b>               | <b>23</b> | <b>69.000</b> |

#### 6.1.3.1 Repartición de los bloques de baterías

Debido a las elevadas pérdidas de corriente continua que supone el transporte de electricidad se ha optado por ubicar los diferentes sistemas de baterías al lado de la instalación de generación de energía verde a la que corresponden.

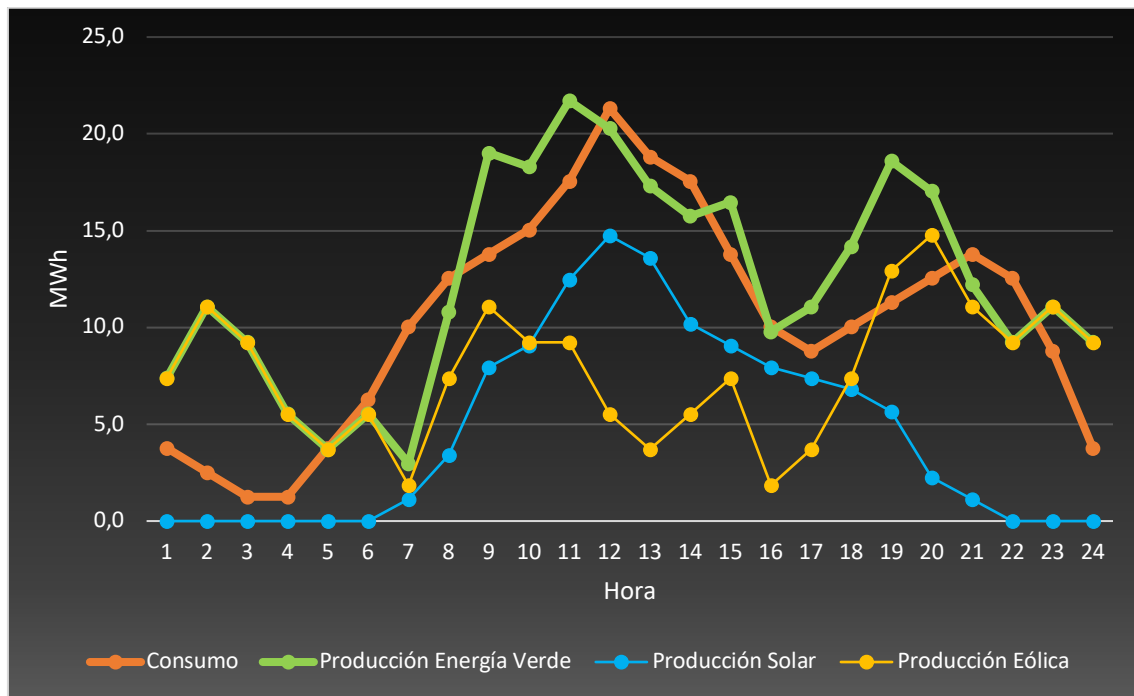
A pesar de que el alterna el transporte sufriría menos pérdidas, no se ha considerado esta opción, por el momento, ya que supondría la instalación de subestaciones eléctricas, de las que se ha optado por evitar su coste.

No obstante, para dimensionar el sistema de batería también hay que observar cómo puede fluctuar el consumo de energía durante el día, ya que este no va a ser el mismo en cada una de sus 24 horas. Es por esto por lo que se ha simulado una curva de consumo diario, extrapolada a todo un año, para evaluar que parte de la energía generada podía ser aprovechada implementando el sistema de baterías.

Este proceso se detalla en el anexo del apartado, pero se citan a continuación dos gráficos explicativos de cómo se ha llevado a cabo el proceso:

### 6.1.4 Eficiencia del sistema

En primer lugar, se ha elaborado una gráfica diaria mensual en la que se ha supuesto la fluctuación de las curvas de consumo y producción energética, hecho que ha permitido calcular la cantidad de energía acumulada o faltante en esta en cada hora. A continuación, se muestra, como ejemplo, el mes de enero de 2030:



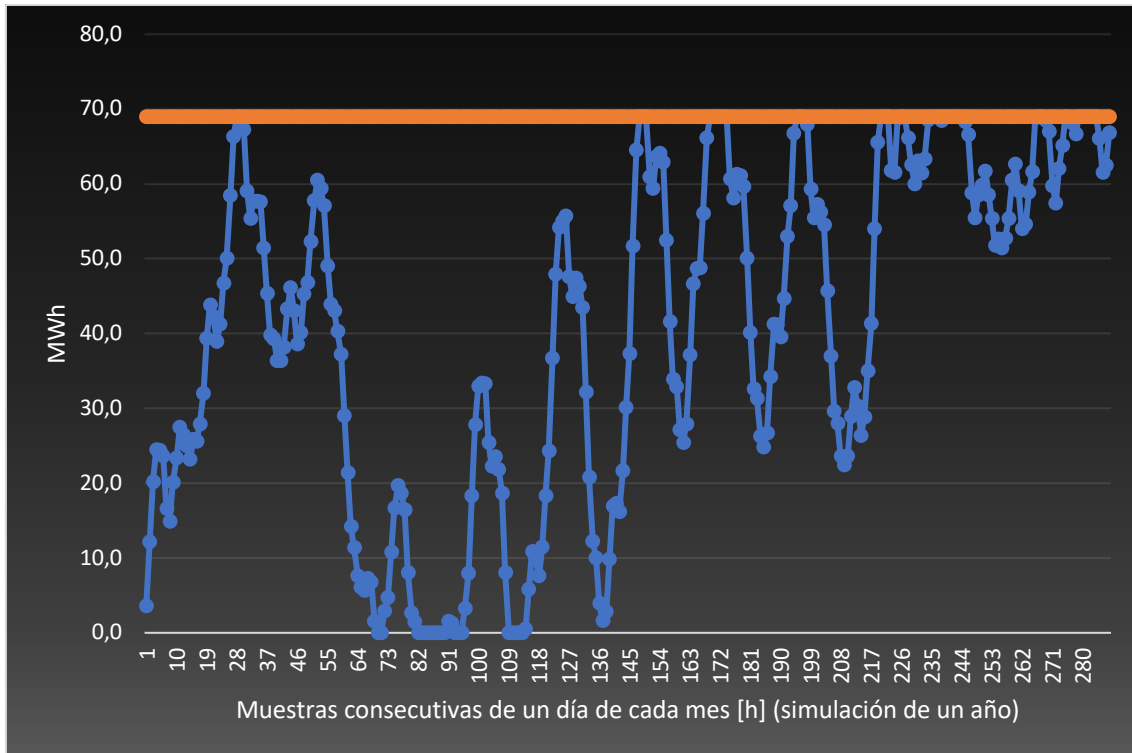
#### 6.1.4.1 Ejemplo de fluctuación generación-consumo de energía (enero de 2030)

Estas fluctuaciones se han hecho en base a suposiciones porcentuales de distribución de la energía producida/consumida calculada para este periodo, con el fin de obtener unas curvas realistas.

En segundo lugar, se ha analizado la evolución anual suponiendo un tipo de curva para cada mes, hecho que ha permitido obtener un modelo acumulativo para las 8.760 horas del año.



A continuación, se muestra un gráfico que simula, anualmente, la evolución de la curva de carga del sistema de baterías, considerando un día de cada mes de forma consecutiva (en el anexo se pueden encontrar todos los gráficos y justificaciones particulares):



#### 6.1.4.2 Relación de uso del sistema de baterías (muestras consecutivas de un día por mes)

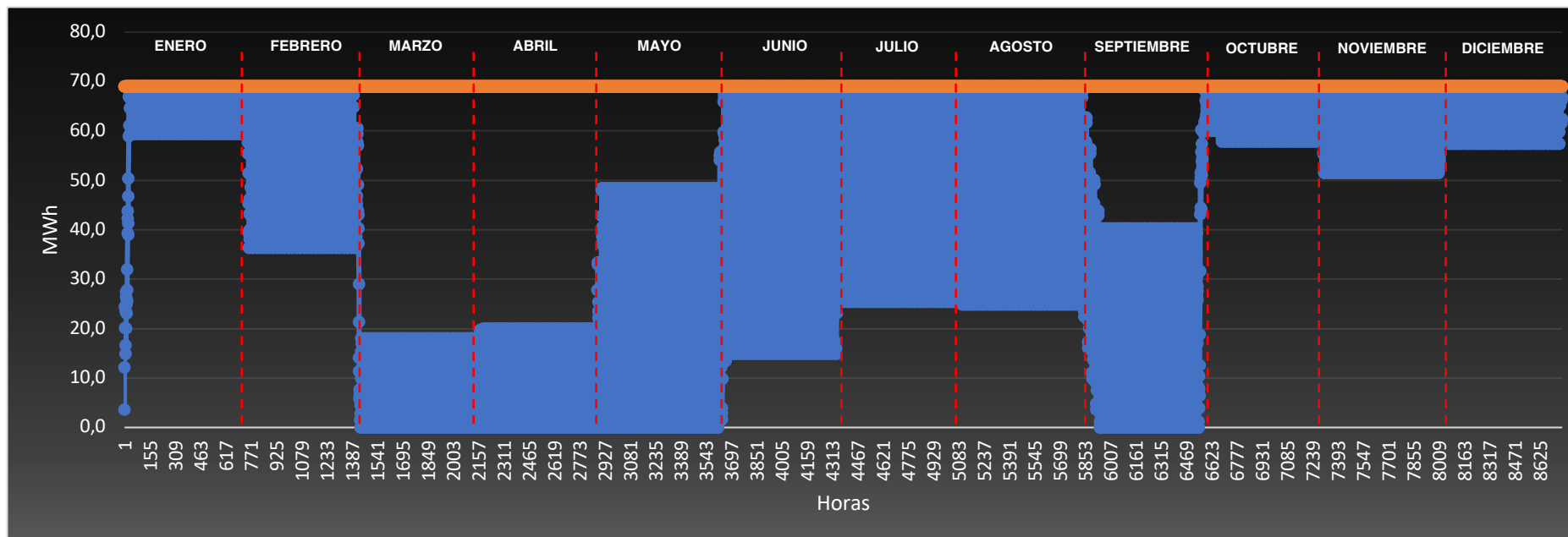
La línea naranja marca el límite de 69 MWh calculado para garantizar la autonomía de 6 horas. En caso de que se supere el excedente de energía (>69 MWh) dicho excedente se tendría que derivar a suelo.

Para evaluar la cantidad anual de energía desperdiciada se ha calculado la diferencia en valor absoluto entre un escenario sin límite de almacenaje y otro con el límite actual de 69 MWh, con lo que se han obtenido los siguientes resultados:

| Eficiencia del sistema |     |               |
|------------------------|-----|---------------|
| Producción             | MWh | 102.232       |
| Desperdicio            | MWh | 23.876        |
| Consumo                | MWh | 97.836        |
| Útil                   | %   | <b>76,6%</b>  |
|                        | MWh | <b>78.356</b> |

#### 6.1.4.3 Eficiencia del sistema de baterías

Para comprobar la veracidad de este último gráfico, se han simulado las 8.760 horas anuales siguiendo el mismo principio, con lo que se ha obtenido la siguiente representación:



6.1.4.4 Evolución de la curva de carga del sistema de baterías durante el año 2030

Con este gráfico queda comprobado el primer ciclo anual de la curva de carga y descarga del sistema de baterías, confirmándose la eficiencia calculada especificada en la tabla de la *Figura 6.1.4.3*.

Para la consulta de detalles específicos, anexo **A4\_Cálculos\_energéticos**.

## 6.1.5 Ahorro en diésel

Con la eficiencia del sistema de baterías calculada, se ha podido determinar un parámetro sumamente importante, que es el ahorro en toneladas de diésel y CO<sub>2</sub> emitido que se consigue con la instalación calculada:

| Ahorro en diésel y emisiones de CO <sub>2</sub> |                                |               |
|---|--------------------------------|---------------|
| 2021  | MWh                            | 72.000        |
| 2030  | MWh                            | 19.480        |
| Poder calorífico                                | kWh/kg                         | 11,80         |
| Eficiencia ciclo                                | %                              | 47,0%         |
|   | kg CO <sub>2</sub> / kg diésel | 3,17          |
| Ahorro en diésel                                | MWh                            | 52.520        |
|   | %                              | 72,94%        |
| Ahorro en t de diésel                           | t                              | <b>9.470</b>  |
| Ahorro en t de CO <sub>2</sub>                  | t                              | <b>30.020</b> |

### 6.1.5.1 Ahorro en diésel y emisiones de CO<sub>2</sub>

Según la tabla de la *Figura 4.1.1.2*, el consumo en diésel para el año 2021 fue de 72 GWh mientras que, para el 2030, será de 19'5 GWh. Las centrales de ciclo combinado tienen un 47'0% (*Central Térmica De Ciclo Combinado, n.d.*) de eficiencia energética y el poder calorífico del diésel es de 11'8 kWh/kg (*Combustibles Para Generar Movimiento, n.d.*). Esto se traduce en un ahorro de 9.470 toneladas de combustible ahorradas respecto al año 2021. Según la ecuación:

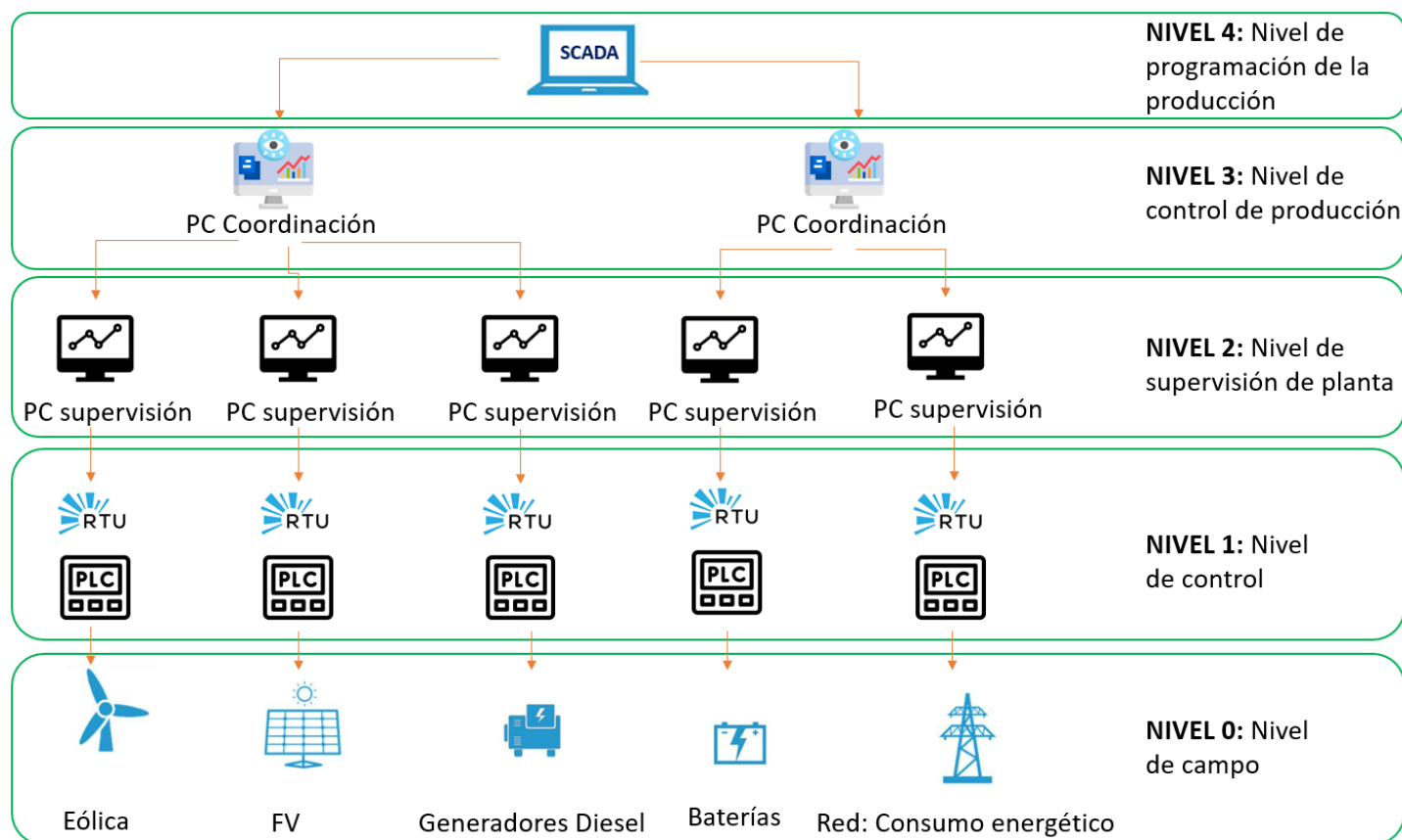
$$kWh \text{ diésel} \cdot \frac{1}{\text{Poder calorífico} \left( \frac{kWh}{kg} \right)} \cdot \frac{1}{\text{Eficiencia energética}} = kg \text{ de diésel}$$

$$kg \text{ de diésel} \cdot \frac{3,17 \text{ Kg CO}_2}{1 \text{ kg Diésel}}$$

Donde kg diesel = 3'17 kg CO<sub>2</sub> (*info@sunearthtools.com, n.d.*)

## 6.2 Arquitectura de la microrred

El esquema básico de la microrred implementada es el siguiente:



6.2.1.1 Esquema básico de la microrred

## 6.2.2 Composición y caracterización del sistema

El sistema escogido de monitoreo y control en la microrred es un **SCADA (Supervisory Control and Data Adquisition)**. Esta tipología de sistema permite el control e interacción continua de los diferentes equipos, dispositivos y procesos de un modo centralizado, lo que facilita la gestión de estos.

Del mismo modo, permite al operador controlar y revisar el proceso mediante el uso de comandos, los cuales permiten monitorear el sistema en todos sus puntos. Una serie de módulos que están conectados directamente a sensores y actuadores de campo tienen la función de realizar operaciones secundarias, como podrían los cálculos del controlador o la ejecución de la lógica de control, entre otras. (Abbas, H.A. (2014)

Este sistema se compone de los siguientes elementos:

- **Unidad Terminal Remota (RTU):** Se conectan a dispositivos de campo, como sensores y actuadores. Permiten obtener señales independientes de los procesos y enviar la información al SCADA mediante un sistema informático de supervisión. (Gordon R., Deon R. & Edwin W., 2004)
- **Controladores lógicos programables (PLC):** Se conectan directamente al SCADA mediante las RTU. Están diseñados específicamente para el control. Por razones económicas, los PLC se utilizarán en sitios remotos con un gran número de entradas y salidas, en lugar de utilizar solo una RTU.
- **Red de comunicaciones:** Conecta el sistema, implementando protocolos de comunicación standard industriales (modbus, TCP/IP...)
- **HMI (interfaz hombre máquina):** Es el panel donde puede observarse la información medida en el sistema. Emplea diagramas esquemáticos de lo que se está controlando y alarmas en caso de fallo. (Kovaliuk, D. O., Huza, K. M., y Kovaliuk, O. O., 2018)

Esta interfaz consta de los siguientes niveles de control:

- Nivel 0 (Nivel de campo): contiene los dispositivos físicos que interactúan directamente con el proceso, como los sensores y los actuadores. En nuestro caso realizaremos monitoreo y control de 5 grandes bloques (1- Plantas FV, 2- Parque eólico, 3- Generadores diesel, 4- Baterías, 5- El consumo energético demandado).
- Nivel 1 (Nivel de control): Es donde se encuentran los PLC y RTU anteriormente descritos.

- Nivel 2 (Nivel de supervisión): Es donde se compilan los datos recopilados en el nivel de campo y se dan el formato para que los operadores puedan visualizarlos en los HMI.
- Nivel 3 (Nivel de esquema de la producción): Supervisa la producción y los objetivos en función de los parámetros adquiridos.
- Nivel 4 (El nivel de programación de la producción): Planifica la producción según la información adquirida en los niveles anteriores y las necesidades del sistema. Los datos también se pueden almacenar en una memoria, que es una base de datos que registra los datos históricos del proceso. Estas utilizan para realizar auditorías analíticas y de tendencias, lo que ayuda a los operadores a comprender el rendimiento del proceso y a identificar posibles problemas.

*(Boyer, Stuart A. (2010))*

### 6.2.3 Estrategias de control y optimización

Para optimizar la producción y consumos dispondremos de las siguientes estrategias de control global por parte del SCADA:

- Se priorizará siempre la **generación proveniente de renovables**. Complementando con los generadores **Diesel únicamente cuando no haya suficiente energía** producida por parte renovable o baterías.
- Solamente se **cargarán baterías** cuando haya excedente por parte de renovables.
- Siempre que haya un déficit energético y las baterías estén cargadas, se utilizará energía de las mismas para satisfacer los consumos.
- Para prever periodos de **excedentes**, el software realizará un análisis de los consumos y de la previsión climática. En caso de que las baterías estén ya cargadas y continúe habiendo excedentes, actuará de la siguiente forma:
  - Realizar paradas para mantenimientos.
  - Priorizar consumos estacionales, por ejemplo:
    - Procesos de fabricación
    - Procesos de tratamiento y elaboración alimenticia
    - Carga de vehículos eléctricos
    - Cualquier otro tipo de consumo que pueda localizarse en una hora que aproveche un excedente previsible



## 7 Estudio de viabilidad económica

Toda la información específica relacionada con los parámetros económicos se podrá consultar en el anexo **A6\_Cálculos\_económicos**.

### 7.1 Planteamiento y escenarios

El objetivo de este apartado es comprobar que toda la instalación planteada hasta ahora va a dar resultados económicamente ya que, si no los diera, no tendría sentido alguno plantear su construcción. Para ello se ha partido de los datos de estudios de viabilidad para infraestructuras de dimensiones similares, citados en su correspondiente apartado, deduciendo los posibles costes de instalación a partir de estos.

De esta forma, la viabilidad se evalúa de forma separada, lo que permitirá determinar de una forma más crítica si la viabilidad económica de la instalación es total, parcial o nula. En caso no satisfactorio (viabilidad económica no total), se explorarán nuevas alternativas con su posterior estudio.

Además, se han planteado cuatro escenarios posibles de fluctuación futura del precio de la electricidad, factor directamente condicionante sobre la viabilidad económica de las instalaciones. Realizar los cálculos en diferentes escenarios permitirá saber cómo impacta la evolución del precio de la electricidad sobre el tiempo de amortización.

## 7.2 Balance inicial de inversión

En la siguiente tabla se resumen los costes de inversión del proyecto, desglosados con detalle en el anexo adjunto del apartado:

| <b>Balance inicial de inversión</b>                            |             |
|--|-------------|
| [M\$]  |             |
| Fondos disponibles   |             |
| Aportación gubernamental                                       | 5,9         |
| Banco Asiático   | 53,2        |
| <b>Presupuesto de inversión</b>                                | <b>59,1</b> |
| Costes   |             |
| <b>Valor instalación fotovoltaica total estimada</b>           | <b>14,9</b> |
| <b>Valor instalación eólica estimada</b>                       | <b>23,8</b> |
| <b>Valor instalación y transporte de baterías</b>              | <b>16,4</b> |
| <b>Presupuesto SCADA solar</b>                                 | <b>62,9</b> |
| <b>Diferencia entre fondo de inversión y presupuesto total</b> | <b>3,88</b> |

### 7.2.1.1 Balance inicial de inversión

Con el dinero restante de los fondos de inversión que no se han empleado se podrán realizar diferentes ajustes durante los primeros años de la inversión pues a pesar de que no se han considerado los casos extremos de clima en función de los datos disponibles, puede darse el caso de que puntualmente la Isla sufra tifones con los consiguientes riesgos a las instalaciones, por lo que podrán emplearse para instalar diferentes refuerzos de las estructuras en los campos solares y/o para realizar los ajustes en los aerogeneradores, pues como se ha comentado en el apartado de elección de los aerogeneradores en función de los datos disponibles analizados hemos obtenido un clase III, que soporta vientos muy elevados, es posible que puedan darse daños estructurales.

## 7.3 Cálculo del periodo de amortización

### 7.3.1 Caso más favorable (Caso A)

Para el caso más favorable, el TIR y el VAN experimenta la siguiente evolución:

| CASO A<br>Evolución del TIR y el VAN<br>(2030 - 2050)<br>[M\$] |      |                             |                          |                          |                              |
|--|------|-----------------------------|--------------------------|--------------------------|------------------------------|
| Año  |      | Parque<br>eólico<br>(17 MW) | PFV2<br>Utulau<br>(5 MW) | PFV3<br>Lakepa<br>(6 MW) | PFV1<br>Tokomololo<br>(7 MW) |
| 0  | 2030 | -23,8                       | -4,2                     | -5,0                     | -5,8                         |
| 1  | 2031 | -20,6                       | -2,5                     | -3,0                     | -3,5                         |
| 2  | 2032 | -17,3                       | -0,8                     | -1,0                     | -1,1                         |
| 3  | 2033 | -14,0                       | 0,9                      | 1,1                      | 1,3                          |
| 4  | 2034 | -10,6                       | 2,6                      | 3,2                      | 3,7                          |
| 5  | 2035 | -7,2                        | 4,4                      | 5,3                      | 6,2                          |
| 6  | 2036 | -3,7                        | 6,2                      | 7,5                      | 8,7                          |
| 7  | 2037 | -0,2                        | 8,0                      | 9,7                      | 11,2                         |
| 8  | 2038 | 3,4                         | 9,9                      | 11,9                     | 13,8                         |
| 9  | 2039 | 7,0                         | 11,8                     | 14,2                     | 16,4                         |
| 10   | 2040 | 10,7                        | 13,7                     | 16,5                     | 19,1                         |
| 11   | 2041 | 14,5                        | 15,6                     | 18,8                     | 21,8                         |
| 12   | 2042 | 18,3                        | 17,6                     | 21,2                     | 24,6                         |
| 13   | 2043 | 22,1                        | 19,6                     | 23,6                     | 27,4                         |
| 14   | 2044 | 26,1                        | 21,6                     | 26,0                     | 30,2                         |
| 15   | 2045 | 30,1                        | 23,7                     | 28,5                     | 33,1                         |
| 16   | 2046 | 34,1                        | 25,8                     | 31,0                     | 36,0                         |
| 17   | 2047 | 38,2                        | 27,9                     | 33,6                     | 39,0                         |
| 18   | 2048 | 42,4                        | 30,0                     | 36,1                     | 42,0                         |
| 19   | 2049 | 46,6                        | 32,2                     | 38,8                     | 45,1                         |
| 20   | 2050 | 50,9                        | 34,5                     | 41,4                     | 48,2                         |
| TIR (año)  |      | 8                           | 3                        | 3                        | 3                            |
| VAN compuesto  |      | 50,9                        | 34,5                     | 41,4                     | 48,2                         |
| Promedio precio venta energía                                  |      |                             |                          | 924                      |                              |
| Beneficio 2050   |      |                             |                          | 175                      |                              |

7.3.1.1 Evolución del VAN en el caso más favorable (Caso A)

## 7.3.2 Caso intermedio (Caso B)

Para el caso considerado como intermedio, el TIR y el VAN experimenta la siguiente evolución:

| CASO B<br>Evolución del TIR y el VAN<br>(2030 - 2050)<br>[M\$] |      |                             |                          |                          |                              |
|--|------|-----------------------------|--------------------------|--------------------------|------------------------------|
| Año  |      | Parque<br>eólico<br>(17 MW) | PFV2<br>Utulau<br>(5 MW) | PFV3<br>Lakepa<br>(6 MW) | PFV1<br>Tokomololo<br>(7 MW) |
| 0  | 2030 | -23,8                       | -4,2                     | -5,0                     | -5,8                         |
| 1  | 2031 | -21,1                       | -2,7                     | -3,3                     | -3,8                         |
| 2  | 2032 | -18,7                       | -1,5                     | -1,8                     | -2,1                         |
| 3  | 2033 | -16,6                       | -0,4                     | -0,5                     | -0,6                         |
| 4  | 2034 | -14,8                       | 0,5                      | 0,6                      | 0,7                          |
| 5  | 2035 | -13,3                       | 1,3                      | 1,5                      | 1,8                          |
| 6  | 2036 | -11,4                       | 2,2                      | 2,7                      | 3,1                          |
| 7  | 2037 | -9,1                        | 3,4                      | 4,1                      | 4,8                          |
| 8  | 2038 | -6,3                        | 4,9                      | 5,9                      | 6,8                          |
| 9  | 2039 | -2,9                        | 6,6                      | 8,0                      | 9,3                          |
| 10   | 2040 | 0,2                         | 8,3                      | 10,0                     | 11,6                         |
| 11   | 2041 | 3,2                         | 9,8                      | 11,8                     | 13,7                         |
| 12   | 2042 | 5,9                         | 11,2                     | 13,5                     | 15,6                         |
| 13   | 2043 | 8,4                         | 12,5                     | 15,0                     | 17,5                         |
| 14   | 2044 | 10,8                        | 13,7                     | 16,5                     | 19,1                         |
| 15   | 2045 | 12,9                        | 14,8                     | 17,8                     | 20,7                         |
| 16   | 2046 | 14,9                        | 15,9                     | 19,1                     | 22,2                         |
| 17   | 2047 | 16,8                        | 16,8                     | 20,2                     | 23,5                         |
| 18   | 2048 | 18,5                        | 17,7                     | 21,3                     | 24,8                         |
| 19   | 2049 | 20,1                        | 18,5                     | 22,3                     | 25,9                         |
| 20   | 2050 | 21,6                        | 19,3                     | 23,2                     | 27,0                         |
| TIR (año)  |      | 10                          | 4                        | 4                        | 4                            |
| VAN compuesto  |      | 21,6                        | 19,3                     | 23,2                     | 27,0                         |
| Promedio precio venta energía                                  |      |                             |                          | 423                      |                              |
| Beneficio 2050   |      |                             |                          | 91                       |                              |

### 7.3.2.1 Evolución del VAN en el caso intermedio (Caso B)

### 7.3.3 Caso más crítico (Caso C)

Para el caso más crítico, el TIR y el VAN experimenta la siguiente evolución:

| CASO C                        |      |                             |                          |                          |                              |
|-------------------------------|------|-----------------------------|--------------------------|--------------------------|------------------------------|
| Evolución del TIR y el VAN    |      |                             |                          |                          |                              |
| (2030 - 2050)                 |      |                             |                          |                          |                              |
| [M\$]                         |      |                             |                          |                          |                              |
| Año                           |      | Parque<br>eólico<br>(17 MW) | PFV2<br>Utulau<br>(5 MW) | PFV3<br>Lakepa<br>(6 MW) | PFV1<br>Tokomololo<br>(7 MW) |
| 0                             | 2030 | -23,8                       | -4,2                     | -5,0                     | -5,8                         |
| 1                             | 2031 | -20,9                       | -2,7                     | -3,2                     | -3,7                         |
| 2                             | 2032 | -18,3                       | -1,3                     | -1,6                     | -1,9                         |
| 3                             | 2033 | -16,0                       | -0,1                     | -0,1                     | -0,2                         |
| 4                             | 2034 | -13,8                       | 1,0                      | 1,2                      | 1,4                          |
| 5                             | 2035 | -11,9                       | 2,0                      | 2,4                      | 2,8                          |
| 6                             | 2036 | -10,1                       | 2,9                      | 3,5                      | 4,0                          |
| 7                             | 2037 | -8,6                        | 3,7                      | 4,5                      | 5,2                          |
| 8                             | 2038 | -7,1                        | 4,5                      | 5,4                      | 6,2                          |
| 9                             | 2039 | -5,8                        | 5,1                      | 6,2                      | 7,2                          |
| 10                            | 2040 | -4,7                        | 5,7                      | 6,9                      | 8,0                          |
| 11                            | 2041 | -3,6                        | 6,3                      | 7,6                      | 8,8                          |
| 12                            | 2042 | -2,7                        | 6,8                      | 8,2                      | 9,5                          |
| 13                            | 2043 | -1,8                        | 7,2                      | 8,7                      | 10,1                         |
| 14                            | 2044 | -1,0                        | 7,6                      | 9,2                      | 10,6                         |
| 15                            | 2045 | -0,3                        | 8,0                      | 9,6                      | 11,1                         |
| 16                            | 2046 | 0,3                         | 8,3                      | 10,0                     | 11,6                         |
| 17                            | 2047 | 0,8                         | 8,6                      | 10,3                     | 12,0                         |
| 18                            | 2048 | 1,3                         | 8,8                      | 10,6                     | 12,3                         |
| 19                            | 2049 | 1,8                         | 9,1                      | 10,9                     | 12,7                         |
| 20                            | 2050 | 2,2                         | 9,3                      | 11,2                     | 12,9                         |
| TIR (año)                     |      | 10                          | 4                        | 4                        | 4                            |
| VAN compuesto                 |      | 2,2                         | 9,3                      | 11,2                     | 12,9                         |
| Promedio precio venta energía |      |                             |                          | 195                      |                              |
| Beneficio 2050                |      |                             |                          | 36                       |                              |

#### 7.3.3.1 Evolución del VAN en el caso más crítico (Caso C)

## 7.4 Resultados económicos

Analizadas las evoluciones del VAN en cada caso, se ha elaborado una tabla resumen que permita visualizar más cómodamente la comparativa entre cada uno de los escenarios estudiados:

| Comparativa del VAN y el TIR para cada caso |     |               |                  |                  |                      |
|---|-----|---------------|------------------|------------------|----------------------|
| [M\$]                                       |     |               |                  |                  |                      |
|   |     | Parque eólico | PFV2             | PFV3             | PFV1                 |
|   |     | (17 MW)       | Utulau<br>(5 MW) | Lakepa<br>(6 MW) | Tokomololo<br>(7 MW) |
| <b>CASO A</b>                               | VAN | 50,9          | 34,5             | 41,4             | 48,2                 |
|   | TIR | 8             | 3                | 3                | 3                    |
| <b>CASO B</b>                               | VAN | 21,6          | 19,3             | 23,2             | 27,0                 |
|   | TIR | 10            | 4                | 4                | 4                    |
| <b>CASO C</b>                               | VAN | 2,2           | 9,3              | 11,1             | 12,9                 |
|   | TIR | 15            | 4                | 4                | 4                    |

7.4.1.1 Comparativa del VAN y TIR para cada escenario



## 8 Conclusiones

La isla de Tongatapu ofrece una amplia gama de posibilidades para implementar sistemas de generación de energía a partir de fuentes renovables. En este proyecto se han podido estudiar a fondo las tecnologías solar fotovoltaica, eólica y biomasa. Si bien se ha concluido que esta última no era viable a causa de su bajo potencial, las otras dos han mostrado resultados satisfactorios en los cálculos y simulaciones realizadas.

Con el objetivo, para el año 2030, de maximizar la aportación energética renovable para reducir la dependencia de combustible fósil y a partir de las extrapolaciones realizadas, se ha obtenido una demanda para dicho horizonte de 98 GWh. Después de comparar la curva de demanda energética con las diferentes curvas de producción, las cuales varían en función de la configuración del mix energético, se ha llegado a la conclusión de que la combinación tecnológica óptima, en este aspecto, es la de 18 MW de potencia solar y 17 MW de potencia eólica.

Dichos resultados se reflejan en las tablas de las *Figuras 5.5.1.1* y *5.6.1.1* en donde se puede observar que, indudablemente, el aporte de las energías verdes introducidas supone un considerable ahorro próximo a un 73% y una reducción de la dependencia energética de las importaciones en derivados petrolíferos.

La escasez de información ha resultado un desafío para la elaboración de este primer estudio de viabilidad del proyecto, desde el marco legislativo de Tonga, y la poca vigencia y rigurosidad de este, hasta la obtención de fuentes de datos fiables para elaborar las diferentes simulaciones. No obstante, se ha avanzado en la dirección correcta, mediante la elaboración de hipótesis razonables argumentadas, estableciendo satisfactoriamente las bases para futuras investigaciones y proyectos.

Otro desafío afrontado ha sido el de la investigación de campos que van más allá de los contenidos vistos en el máster, como son las estructuras de comunicación existentes en la actualidad para microrredes, así como vías de almacenamiento energético.

Con el desarrollo de este trabajo se ha podido constatar una de las grandes problemáticas a la que se enfrentan actualmente las energías renovables, en este caso, los sistemas de acumulación energética a gran escala. Se ha planteado una autonomía de seis horas por almacenamiento energético mediante baterías de alto rendimiento. Dichos sistemas favorecen estabilidad de la red, aunque a un elevado coste, abriendo la puerta a futuras ampliaciones que brinden mayor autonomía.

Todo esto ha planteado la necesidad de optimizar el dimensionamiento de las baterías, comprobando numéricamente que el sistema de almacenamiento planteado permitiera un aprovechamiento energético de, aproximadamente, un 80% (tabla de la *Figura 6.1.4.3*) de los excedentes, minimizando, aún más, los requerimientos de diésel.

Dado que el Reino de Tonga se compone de un archipiélago con islas de orografía y recurso energético muy similar, esto hace pensar que existen múltiples posibilidades de extrapolación o ampliación de este sistema a sus islas vecinas.

Los resultados obtenidos presentan perspectivas favorables en términos de viabilidad (tablas del apartado 7.3), incluso en el escenario más conservador, se proyecta un beneficio de 36 millones de dólares para el año 2050.

Otro punto fuerte que presenta esta línea de desarrollo es la disminución que conlleva de las emisiones de gases de efecto invernadero, pudiendo convertir a este país en un ejemplo a seguir para otros territorios insulares.

La implementación de este proyecto no solo implica un avance en la autonomía energética, sino que también trae consigo una multitud de efectos positivos para la economía y su comunidad. Dichos efectos van desde la creación de empleo hasta la sensibilización de la sociedad con el medio ambiente, fomentando nuevas líneas de trabajo dentro de un amplio abanico de posibilidades en la generación de energía mediante fuentes renovables, almacenamiento, transporte y control de una red eléctrica sostenible.

## 9 Referencias bibliográficas

García-Sánchez, J., & García-Martín, V.: “Microrredes: una oportunidad para las energías renovables” (2023) Rev: Energías Renovables y medioambiente. Vol 26, (1) 1-12

Eto, Joseph H, Robert H Lasseter, David Klapp, Amrit S Khalsa, Ben Schenkman, Mahesh Illindala y Surya Baktiono (2018). “El concepto de microrícula CERTS, como se demostró en el lecho de pruebas de microrred CERTS/AEP”.

Du, Wei, Robert H Lasseter y Amrit S Khalsa (2018). "Supervivencia de la microrred autónoma durante eventos de sobrecarga". Transacciones de IEEE en Smart Grid .

Khalsa, Amrit S y Surya Baktiono (2017). “Informe de carga inteligente de la cama de pruebas de la microrred CERTS: Fase 2”. American Electric Power.

Frydrychowicz-Jastrzębska, G. (2018). El Hierro Renewable Energy Hybrid System: A Tough Compromise. Energies, 11(10), 2812

García Latorre, F. J., Quintana, J. J., & de la Nuez, I. (2019). Technical and economic evaluation of the integration of a wind-hydro system in El Hierro island. Renewable Energy, 134, 186–193.

Hatziargyriou, N., Margaritis, I., Stavropoulou, I., Papathanassiou, S., & Dimeas, A. (2017). Noninterconnected Island Systems: The Greek Case. IEEE Electrification Magazine, 5(2), 17–27.

Notton, G., Nivet, M.-L., Zafirakis, D., Motte, F., Voyant, C., & Fouilloy, A. (2017). Tilos, the first autonomous renewable green island in Mediterranean: A Horizon 2020 project. 2017 15th International Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA), 102–105.

Erdinc, E., Yildiz, M., & Ozturk, A. (2015). Energy security and renewable energy sources in isolated island communities. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 41, 652-659.

Atteridge, A., & Savvidou, S. (2019). Energy security in small island developing states: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 107, 149-162.

Kougias, P., Kalogirou, S. A., & Hatziargyriou, N. D. (2019). Energy security in small island developing states: A review of the literature and policy implications. Energy Policy, 132, 1110-1124.

Khoodaruth, S., Arulkumaran, S., & Vijayakumar, S. (2017). Energy security assessment of small island developing states. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 1053-1064.

Katsoulakos, P. (2019). The impact of renewable energy sources on the electricity market of Greece: A case study of the islands. *Energy Policy*, 125, 149-159.

Kuang, M., Zhang, X., & Wang, P. (2016). A review on renewable energy integration in small island systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64, 457-472.

Notton, G. (2015). The role of smart grids in small isolated electricity systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 75-83.

El tiempo en 2019 en el Fua'amotu International Airport, Tonga - Weather Spark. (n.d.). Weather Spark. <https://es.weatherspark.com/h/y/144964/2019/Datos-hist%C3%B3ricos-meteorol%C3%B3gicos-de-2019-en-el-Fua%CA%BBamotu-International-Airport-Tonga#Figures-CloudCover>

Tonga I PIPAP. (n.d.). <https://pipap.sprep.org/country/to>

Tonga's population drops to 100,209. (2021, 24 de Diciembre). Matangitonga. <https://web.archive.org/web/20211224045529/https://matangitonga.to/2021/12/24/tongas-population-drops-100209>

Tonga – Población 2021. (n.d.-d). Datosmacro.com. <https://datosmacro.expansion.com/demografia/poblacion/tonga>

Tonga – Consumo de electricidad 2021. (n.d.-d). Datosmacro.com. <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-consumo/tonga>

Tonga: datos de países y estadísticas. (n.d.). DatosMundial.com. <https://www.datosmundial.com/oceania/tonga/index.php>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (n.d.-c). Ministerio Para La Transición Ecológica Y El Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/>

El sector del Biogás agroindustrial en España. Mapa.gob.es. (2010, 16 de Septiembre) [https://www.mapa.gob.es/es/ganaderia/temas/requisitos-y-condicionantes-de-la-produccion-ganadera/DOCBIOGASVersion21-09-2010\\_tcm30-110139.pdf](https://www.mapa.gob.es/es/ganaderia/temas/requisitos-y-condicionantes-de-la-produccion-ganadera/DOCBIOGASVersion21-09-2010_tcm30-110139.pdf).

Baseline and resource assessment to support industry scale biogas plant in Tonga (2021, 25 de Enero) [https://www.mapa.gob.es/es/ganaderia/temas/requisitos-y-condicionantes-de-la-produccion-ganadera/DOCBIOGASVersion21-09-2010\\_tcm30-110139.pdf](https://www.mapa.gob.es/es/ganaderia/temas/requisitos-y-condicionantes-de-la-produccion-ganadera/DOCBIOGASVersion21-09-2010_tcm30-110139.pdf).

Global Wind Atlas. (n.d.). <https://globalwindatlas.info/en>

Almacenamiento - Autoconsumo: todo lo que querías saber sobre las baterías - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. (n.d.). Almacenamiento - Autoconsumo: todo lo que querías saber sobre las baterías - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. Energías Renovables, El Periodismo De Las Energías Limpias.

<https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/autoconsumo-todo-lo-que-querias-saber-sobre-20211119>

Fua'Amotu I Historial Meteorológico I Meteostat. (2023, 15 de Octubre).

<https://meteostat.net/es/station/91792?t=2023-10-15/2023-10-22>

(Abbas, H.A. (2014)). Desafíos futuros de SCADA y la solución prometedora: el SCADA basado en agentes. IJCIS, 10, 307-333

Gordon R. Clarke, Deon Reynders, Edwin Wright, Practical modern SCADA protocols: DNP3, 60870.5 and related systems Newnes, 2004 ISBN 0-7506-5799-5 pages 19-21

Kovaliuk, D. O., Huza, K. M., y Kovaliuk, O. O. (2018). Desarrollo del sistema SCADA basado en tecnologías web. Revista Internacional de Ingeniería de la Información y Negocios Electrónicos (IJIEEB), 10(2), 25-32.

(Boyer, Stuart A. (2010). Control de supervisión y adquisición de datos de SCADA. EE. UU.: ISA - Sociedad Internacional de Automatización. p. 179.)

*Central térmica de ciclo combinado.* (n.d.).

<https://www.oiltanking.com/es/publicaciones/glosario/combustibles-para-generar-movimiento.html#:~:text=Algunos%20ejemplos%20son%20los%20siguientes,%3D%209%2C8%20kWh%2F>

Endesa. <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educacion/recursos/centrales-electricas-convencionales/central-termica-convencional-ciclo-combinado>

info@sunearthtools.com. (n.d.). Calculadora de emisiones de CO<sub>2</sub>, (g/km), de dióxido de carbono de kWh. <https://www.sunearthtools.com/es/tools/CO2-emissions-calculator.php#:~:text=1%20kg%20of%20Diesel%20produce%203.17%20kg%20of%20CO2>.

Diseño de una instalación fotovoltaica aislada de 10 kWp con soporte de baterías

<https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/90798/Zamora%20Garrido%20-%20Diseño%20de%20una%20instalación%20fotovoltaica%20aislada%20de%2010kWp%20con%20soporte%20de%20baterías%20%281%29.pdf?sequence=2>

## 10 Anexos

A continuación, se especifican los anexos adjuntos a este proyecto:

- ***A1\_Análisis\_del\_entorno (.pdf)***
- ***A2\_Cálculos\_solares (.pdf)***
- ***A2.1\_Informe\_PVSyst\_PFV1\_Tokomololo\_7MW (.pdf)***
- ***A2.2\_Informe\_PVSyst\_PFV2\_Utulau\_5MW (.pdf)***
- ***A2.3\_Informe\_PVSyst\_PFV3\_Lakepa\_6MW (.pdf)***
- ***A3\_Cálculos\_eólicos (.pdf)***
- ***A4\_Cálculos\_energéticos (.xlsx)***
- ***A5\_Baterías (.pdf)***
- ***A6\_Cálculos\_económicos (.pdf)***
- ***A6.1\_Viabilidad\_Caso\_A\_comp (.xlsx)***
- ***A6.2\_Viabilidad\_Caso\_B\_comp (.xlsx)***
- ***A6.3\_Viabilidad\_Caso\_C\_comp (.xlsx)***