

The following Spanish version is a free translation of the English version of the feasibility study report. The translation has been performed by a third party. The Global Sustainable Electricity Partnership is not responsible for any errors or ambiguities in the translation.

Estudio de Factibilidad Parte 1 Investigación de campo preparación y planificación

Para RWE
y Global Sustainable
Electricity Partnership (GSEP)



Global
Sustainable Electricity
Partnership



Energía solar fotovoltaica y adicional eólica para las Islas Galápagos

Incorporación de fuentes de energía renovable adicional en la Isla San Cristóbal
para reducir su dependencia en diésel y subsidios

Preparado por: Emeline Platel
Recibido por:

Fecha: 16 junio 2016
Fecha:

Traducción libre del original en inglés

1. CONTENIDO

1.	CONTENIDO	2
2.	INTRODUCCIÓN	3
3.	OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN EN SITIO	5
4.	ESPECIFICIDADES DE LA ISLA SAN CRISTÓBAL	6
4.1	EL MERCADO DE ELECTRICIDAD DE GALÁPAGOS	6
4.2	LOGÍSTICA, CAPACIDADES LOCALES Y LIMITACIONES AMBIENTALES	6
5.	INVESTIGACIÓN TÉCNICA DEL SITIO	6
5.1	CENTRAL DE GENERACIÓN A DIÉSEL	7
5.2	PARQUE EÓLICO (PROYECTO EÓLICO SAN CRISTÓBAL GSEP - FASE 1)	8
5.3	CAMPOS SOLARES FOTOVOLTAICOS (EXISTENTES Y POTENCIALES)	8
6.	PLANIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN EN SITIO	10
7.	APÉNDICES	11
7.1	OPCIONES DE CONEXIÓN DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1 MW	11
7.2	DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ISLA SAN CRISTÓBAL	12
7.3	LISTA DE INVESTIGACIÓN DE GENERADORES A DIÉSEL	13
7.4	LISTA DE INVESTIGACIÓN DE AEROGENERADORES	14
7.5	LISTA DE INVESTIGACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	15
7.6	LISTA DE INVESTIGACIÓN DE LÓGISTICA Y CONSTRUCCIÓN DE OBRAS	16

2. Introducción

En la década de 1990, la Organización de las Naciones Unidas (ONU) y la República del Ecuador desarrollaron un plan para sustituir la energía producida a partir de generadores diésel, con energía renovable. En enero de 2001, después de que el buque Jessica derramara miles de galones de combustible y diésel que estaba entregando a las islas, la ONU solicitó a Alianza Global de Electricidad Sostenible (Global Sustainable Electricity Partnership - GSEP, por sus siglas en inglés) que lidere la misión hacia un futuro sostenible.

Esto llevó a GSEP a lanzar el Proyecto Eólico San Cristóbal. El proyecto fue comisionado en 2007 en el marco de la cooperación entre el Gobierno de la República del Ecuador, los fundadores de GSEP, la Fundación de las Naciones Unidas (UNF por sus siglas en inglés), benefactores externos y socios privados de todo el mundo. La operación exitosa del parque eólico de 2.4 MW en San Cristóbal ha proporcionado el 30% de la demanda de energía de la isla durante los últimos 8 años.

Como una segunda fase de esta exitosa iniciativa GSEP está buscando integrar la mayor capacidad de energía renovable en las Islas Galápagos para respaldar la declaración del Presidente del Ecuador en febrero de 2008, donde expresó su deseo de propiciar la generación de energía libre de carbono en Galápagos. RWE como uno de los líderes del proyecto dentro del GSEP, solicitó a Enerwhere Sustainable Energy, un proveedor de soluciones híbridas solares con sede en Oriente Medio, que identifique y evalúe el potencial de integración de energía solar fotovoltaica, eólica y almacenamiento adicional en la oferta energética para la isla San Cristóbal.



Figura 1: Red híbrida eólico-fotovoltaica en San Cristóbal (a 2016)

Enerwhere tiene una amplia experiencia en la integración y gestión de sistemas híbridos autónomos en ubicaciones remotas. Con su experiencia y la orientación de RWE, Enerwhere consultará sobre diferentes opciones, como configuraciones de campos fotovoltaicos (sistemas de inclinación fija vs. sistemas de rastreo), la adición de un cuarto aerogenerador y la viabilidad financiera de integrar el almacenamiento en el sistema para impulsar la participación de las energías renovables aún más.

3. Objetivos de la investigación en sitio

Con base en un análisis preliminar del conjunto de datos digitales proporcionado por ELECGALAPAGOS / EOLICSA, a través de RWE, Enerwhere ha identificado potencialidades para la integración de aproximadamente 700 a 1,700 kWp de energía solar fotovoltaica (sin almacenamiento). El campo solar y el dimensionamiento del cuarto aerogenerador y la viabilidad financiera dependen de una serie de factores que son principalmente, el perfil de demanda de electricidad (demanda diurna versus nocturna en el caso del dimensionamiento del campo fotovoltaico solar, por ejemplo), la red eléctrica actual y las restricciones específicas de la isla.

El objetivo de la investigación en sitio es recopilar la información pendiente sobre los siguientes temas abiertos:

☐ Mercado eléctrico y marcos normativos

La viabilidad comercial de cualquier proyecto renovable con gran inversión de capital está determinada por el esquema financiero y su estabilidad en el tiempo (subsídios, impuestos, exenciones, etc.). El estudio de la viabilidad y los aprendizajes de la Fase 1 del proyecto es una base muy valiosa para el estudio de factibilidad de la segunda fase.

☐ Limitaciones específicas medioambientales y de logística

Debido a la ubicación remota extrema del proyecto, la logística y las capacidades locales son limitaciones que deben evaluarse desde el principio y deben tenerse en cuenta tanto en el presupuesto como en el diseño técnico de los sistemas. Durante la visita al sitio, se asignó tiempo para conocer a contratistas potenciales y socios que ya han tenido experiencia de trabajo en las Islas Galápagos.

☐ Eficiencia de la planta generadora a diésel

Según la experiencia de Enerwhere con mini redes, las mejoras en la eficiencia de los generadores a diésel pueden conducir a ahorros significativos de combustible a bajos costos de inversión. Como el primer objetivo de todo este proyecto es desplazar el consumo de combustible, la evaluación de Enerwhere comenzará con un análisis del potencial de ahorro de combustible en la propia planta generadora a diésel.

☐ Integración e hibridación de capacidad de generación adicional en el sistema actual

La ya alta producción de energía eólica en la isla plantea la pregunta sobre la filosofía de control híbrido inteligente entre los sistemas diésel, eólico y solar y, por lo tanto, la necesidad de establecer prioridades y determinar los recortes en la generación de energía renovable para cumplir con los requisitos mínimos de diésel en línea. Un objetivo importante de la inspección en sitio es enterarse de la calibración actual de los sistemas de protección y la configuración de control híbrido y su integración en un sistema más complejo, ya que esto afecta el tamaño de los sistemas fotovoltaicos, eólicos y de baterías, así como la viabilidad financiera del proyecto.

4. Especificidades de la isla de San Cristóbal

4.1 El mercado de electricidad de Galápagos y sus principales partes interesadas

Se ha pedido a Enerwhere que investigue la viabilidad comercial del proyecto bajo un conjunto de diferentes esquemas de financiamiento que promuevan asociaciones público-privadas. Con esto en mente, los consultores tienen previsto en su agenda dos días de reuniones con las partes interesadas clave del sector eléctrico de San Cristóbal: ELECGALAPAGOS, Eólica San Cristóbal S.A. (EOLICSA) y de ser posible, el Alcalde de San Cristóbal.

Las conversaciones cubrirán los siguientes temas principales:

- La estructura tarifaria vigente
- El marco regulatorio establecido por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) y el Servicio de Rentas Internas (SRI)
- Las agendas de las autoridades locales para los horizontes a corto y largo plazo en las islas Galápagos
- Potenciales socios para la energía solar fotovoltaica de 1 MW y los proyectos del cuarto aerogenerador

4.2 Logística, capacidades locales y limitaciones ambientales

Se realizarán visitas a las principales instalaciones de la isla (aeropuerto, puerto y compañías de construcción, si las hubiera) para recopilar información sobre los costos logísticos (transporte marítimo, tasas portuarias, etc.) y las capacidades locales en la isla. Los parámetros relevantes a recopilar son la disponibilidad y el costo de la mano de obra local, el transporte terrestre y la maquinaria de construcción; y la posibilidad de movilizarlos desde el continente y sus costos.



5. Investigación técnica del sitio

Enerwhere asignó dos ingenieros durante tres días para estudiar los sistemas de energía existentes y evaluar la incorporación física de la capacidad fotovoltaica y eólica adicional en la Isla San Cristóbal. Las cuestiones planteadas y los datos a recopilarse se describen a continuación para cada sitio. Las tablas de guía de la investigación se encuentran en los Apéndices.

5.1 Central de generación a diésel

El equipo de Enerwhere necesita tener una comprensión precisa de los seis generadores de diésel operativos y su configuración:

- ☐ Los grupos electrógenos: su marca, modelos, controladores, número de horas de funcionamiento
- ☐ La disposición física y las conexiones: ¿las unidades están sincronizadas? ¿son independientes o aisladas para diferentes cargas?, ¿qué equipo está presente (paneles de totalización, interruptores, interruptores motorizados, transformadores)?
- ☐ El procedimiento para suministro de combustible: son las unidades alimentadas desde el mismo tanque de combustible o tanques separados, ¿las unidades deben ser apagadas o alternadas para el reabastecimiento? ¿cuál es el procedimiento actual de monitoreo de combustible?
- ☐ El monitoreo de la producción de energía: ¿qué se mide? ¿con qué frecuencia?
- ☐ Estudio general del espacio: ¿hay espacio para más unidades o para unidades más grandes?



Figura 2: Central a diésel existente en la Isla San Cristóbal

También se requieren reuniones con los equipos de gestión y operación para identificar los costos de operación y mantenimiento del sistema y los planes a corto y largo plazo para la central eléctrica.

La lista de referencia para el estudio de la planta generadora a diésel se adjunta como un apéndice de este informe. Aquí se resumen los datos que se deben recopilar durante la visita al sitio de la planta.

5.2 Parque Eólico (Proyecto Eólico San Cristóbal GSEP – Fase 1)

El parque eólico existente se encuentra en el "Cerro El Tropezón", Isla San Cristóbal. Las instalaciones comprenden tres aerogeneradores de 800 kW cada uno, fabricados por la empresa española MADE, TECNOLOGÍAS RENOVABLES S.A. (actualmente grupo GAMESA). La línea de transmisión conecta el parque eólico con la subestación ubicada en la planta a diésel propiedad de ELECGALAPAGOS S.A.

Los ingenieros de Enerwhere visitarán el parque eólico y recopilarán información relacionada con la instalación eléctrica y el área disponible para un potencial cuarto aerogenerador.



Figura 3: Vista 3D de los tres aerogeneradores en la Isla San Cristóbal

5.3 Campos solares fotovoltaicos (existentes y potenciales)

Los ingenieros visitarán las dos plantas fotovoltaicas existentes en la central de generación a diésel y en la escuela y se reunirán con los ingenieros a cargo del proyecto para recabar sus opiniones. Luego visitarán las posibles ubicaciones de los campos fotovoltaicos propuestos a continuación para verificar tanto la configuración del suelo como el punto de conexión más cercano a la red existente.



Figura 4: Posibles ubicaciones para la instalación de 1MWp fotovoltaico en la Isla San Cristóbal

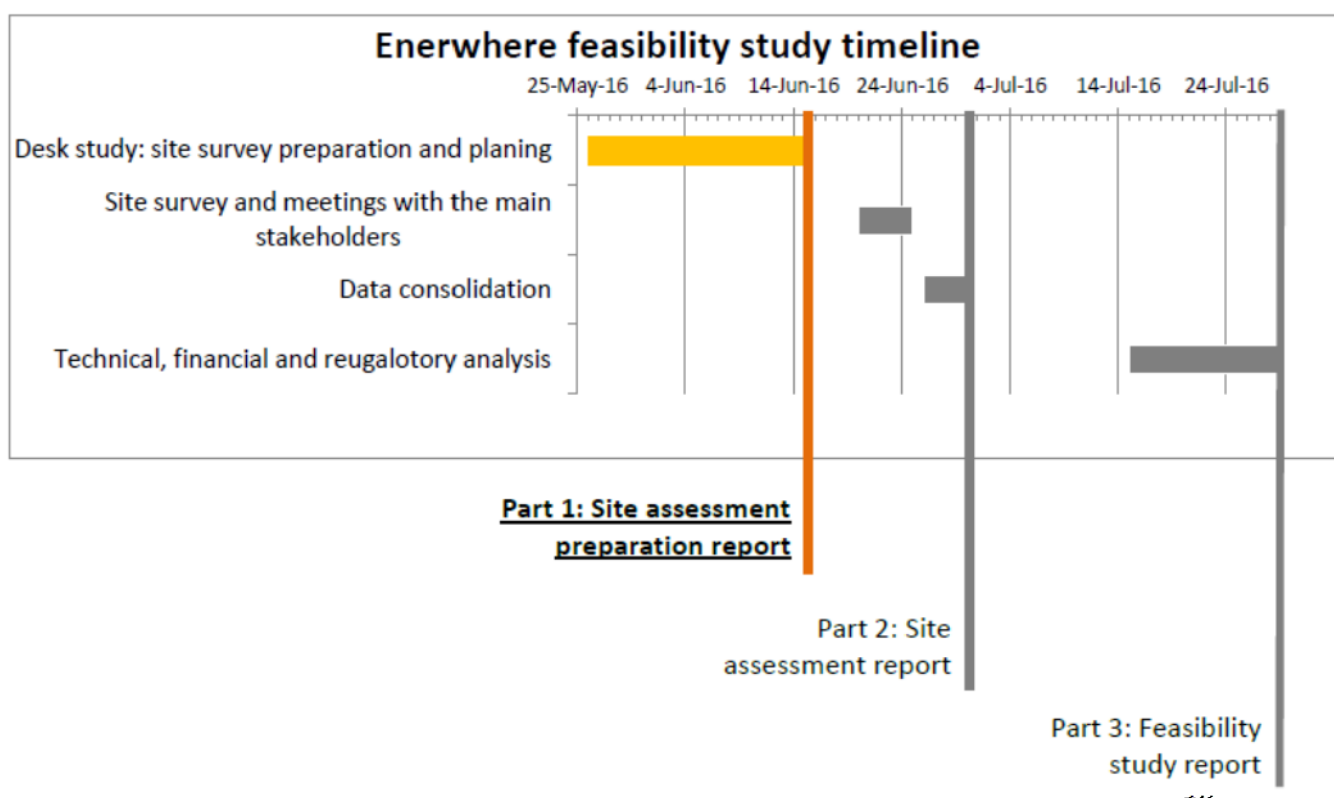
Opción No.	Posibles ventajas de cada ubicación
Opción 1	Cerca de la central a diésel: facilita la conexión y el punto de control entre los sistemas fotovoltaico y diésel y el nivel de bajo voltaje
Opción 2	Parece estar cercano a la principal línea de transmisión que sería también un punto de conexión práctico para el campo fotovoltaico de
Opción 3	Cerca de los aerogeneradores y de la línea de transmisión existente de 13.2 kV. Existe la posibilidad de utilizar la pendiente para incrementar el rendimiento del campo fotovoltaico en caso de rastreo mono axial

6. Planificación de la investigación en sitio

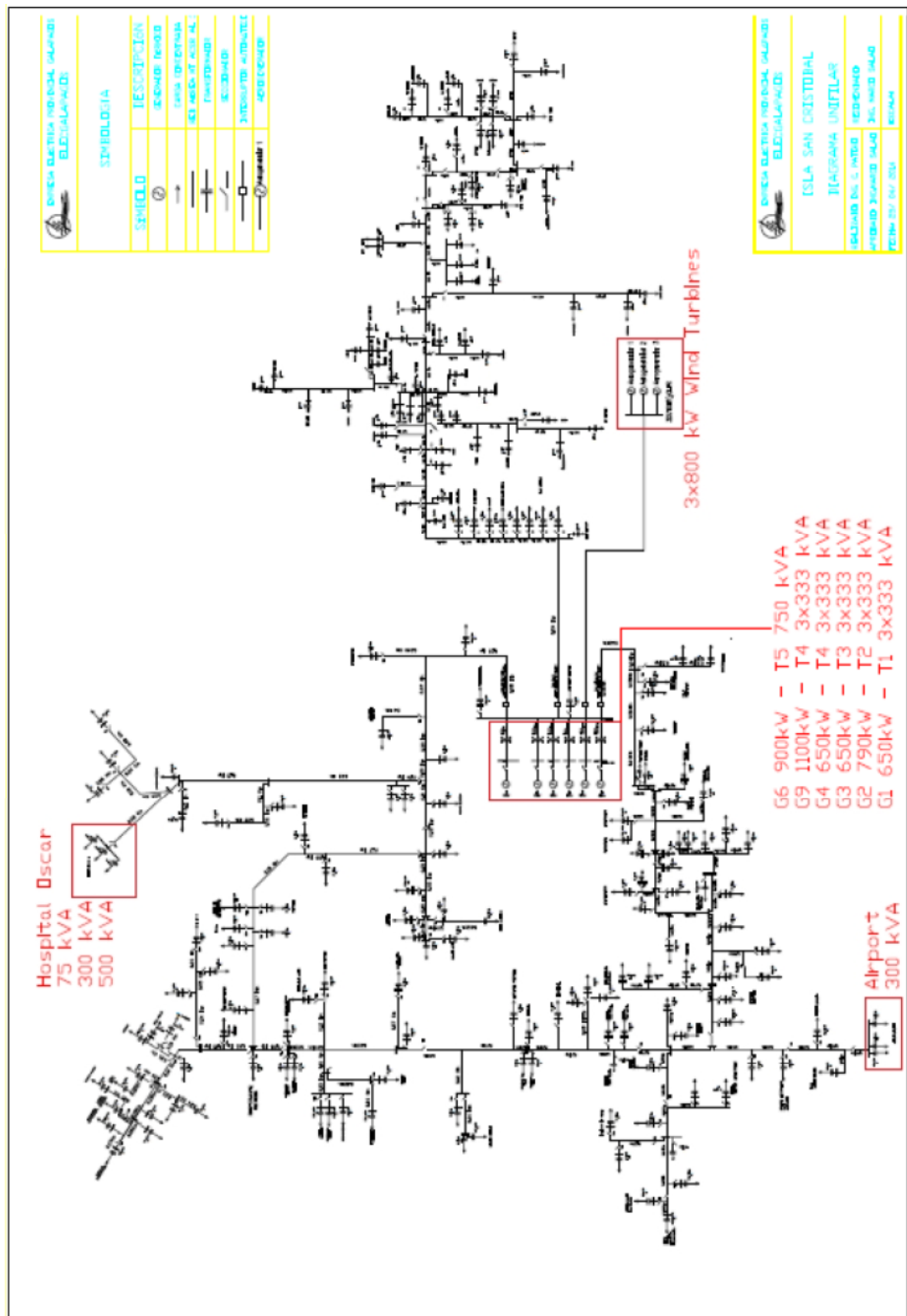
A continuación, se encuentra el cronograma como se ha propuesto y organizado gentilmente por el representante de RWE en Ecuador.

	Actividades por la mañana	Actividades por la tarde
Lunes junio 20	Reunión introductoria con funcionarios de EOLICSA/ELECGALAPAGOS Visita a la central a diésel /paneles Fotovoltaicos existentes /sala de control y SCADA del Sistema híbrido. Discusiones acerca de la operación diaria y rutinas de mantenimiento	Discusión general acerca de la fase 1 del proyecto eólico y contexto global para la implementación de la segunda fase con sistema fotovoltaico y eólico adicional
Martes junio 21	Visita al parque eólico y línea de transmisión. Visita a los sitios propuestos para eólica adicional y fotovoltaica	Visita a la red de distribución e identificación de puntos de medición de electricidad
Miércoles junio 22	Visita autoridades locales (ELECGALAPAGOS CEO / Alcalde San Cristóbal / Gobernador) (por confirmar)	Resumen
Jueves junio 23	Recorrido por las principales instalaciones/consumidores importantes (Hospital y aeropuerto)	Vuelo San Cristóbal - Quito
Viernes junio 24	Reuniones con contratistas en Quito	Regreso a Dubai

Cronograma General del proyecto de consultoría e hitos:



7.2 Diagrama unifilar de la Isla San Cristóbal Sistemas de generación y consumidores principales



7.3 Lista de investigación de generadores a diésel

	DG1	DG2	DG3	DG4	DG6	DG9
Tipo de grupo diésel, modelo y capacidad (kVA)	CATERPILLAR	PERKINS	CATERPILLAR	CATERPILLAR	MTU	CATERPILLAR
Modelo de máquina, y capacidad (kVA _m)	3512 DITA	PS1386E	3512 DITA	3512 DITA	16V2000 S52	3516
Tipo de interruptor y capacidad (A)						
Tipo de transformador y capacidad (kVA)						
Tipo de controlador del grupo diésel y modo de operación (Sinc/Auto/Manual)						
Frecuencia de mantenimiento, overhaul and reemplazo						
Horas de operación. Próximo overhaul/fecha prevista de reemplazo						
Costos de mantenimiento (& depreciación)						
Costos de Overhaul/reemplazo						
Comentarios adicionales, problemas encontrados (tipo, frecuencia, costo)						

7.4 Lista de investigación de aerogeneradores

	3 Aerogeneradores
Capacidad parque eólico (kWp)	3x800 kW = 2,400 kW
Desarrollador	EOLICSA
Propietario	ELECGALAPAGOS S.A.,
Contratista O&M	
Modelo de aerogenerador	MADE AE-59, clase III-A, serie 800
Tipo de generador	Sincrónico trifásico
Máxima potencia activa (kWac)	880
Tipo y capacidad del transformador (kVA)	
Voltaje de generación	1000 V
Tipo de convertidor	
Máxima potencia activa kW	840
Requerimientos de instalación (equipos específicos, cronogramas)	
Notas adicionales, problemas encontrados (tipo, ocurrencia, costo)	

7.5 Lista de investigación de instalaciones fotovoltaicas

	Central Térmica	Escuela
Desarrollador	SolarQuest	SolarQuest
Propietario		
Contratista O&M		
Capacidad fotovoltaicos (kWp)	5.088	6.36
Módulos fotovoltaicos	Siemens - 53 WATTS (M55)	Siemens - 53 WATTS (M55)
Capacidad de inversores (kWac)		
Fabricante y modelo de inversores	Sunny Boy SMA SB6000U	Sunny Boy SMA SB6000U
Punto de conexión (capacidad del interruptor, voltaje, transformador)		
Configuración	Inclinación fija	Inclinación fija
Acimut (S)	184°	112°
Angulo de inclinación	3°	3°
Frecuencia de limpieza		
Costo de limpieza		
Resultados de comportamiento (si están disponibles)		
Notas adicionales, problemas encontrados (tipo,ocurrencia, costo)		

7.6 Lista de investigación de logística y construcción de obras

Items	Unit	Cost
Transporte marítimo	USD por container por viaje: Guayaquil-San Cristobal	
Tasas de manejo	USD por container	
Impuestos	USD y/o % del valor del equipo	
Transporte terrestre	USD por viaje de container: Puerto-sitio proyecto	
Camión	USD por día o por mes	
Excavadora	USD por día o por mes	
Grúa	USD por día/mes para varias capacidades (25-ton;	
Otros equipos de construcción	USD por día o por mes	
Mano de obra (Electricista, técnico, Supervisor)	USD por día o por mes	
Alojamiento	USD per hombre-día/hombre-mes	
Arrendamiento de oficina	USD por mes	

Estudio de Factibilidad Parte 2
Consolidación de datos
de investigación de campo

Para RWE
y Global Sustainable
Electricity Partnership (GSEP)



Energía solar fotovoltaica y adicional eólica para las Islas Galápagos

Incorporación de fuentes de energía renovable adicional en la Isla San Cristóbal
para reducir su dependencia en diésel y subsidios

Preparado por: Emeline Platel
Recibido por:

Fecha: 30 junio 2016
Fecha:

Traducción libre del original en inglés

Tabla de contenido

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	CONTEXTO Y OBJETIVOS	5
2.1	RENOVABLES EN ECUADOR Y CASO PARTICULAR ARCHIPIELAGO GALÁPAGOS	5
2.2	OBJETIVOS Y ENTIDADES DE APOYO AL PROYECTO	6
2.3	PRINCIPALES DESAFÍOS	6
3.	ALCANCE Y ESCENARIOS CUBIERTOS POR EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	8
3.1	PLANTA GENERADOR A DIÉSEL	8
3.2	AEROGENERADOR ADICIONAL	9
3.3	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA	10
3.4	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	12
3.5	VALORACIÓN DE UNA INSTALACIÓN DE RESIDUOS ORGÁNICOS	12
3.6	ESTRUCTURA DEL PROYECTO	12
4.	METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL ESTUDIO	14
4.1	HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES	14
4.2	PRINCIPALES PARÁMETROS TÉCNICOS Y SUPUESTOS	14
4.3	PRINCIPALES PARÁMETROS FINANCIEROS Y SUPUESTOS	14
5.	PREGUNTAS QUE DEBE RESPONDER EL ESTUDIO	15
5.1	TAMAÑO ÓPTIMO DEL SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO- SOLAR-DIESEL	15
5.2	UMBRAL DEL PRECIO DEL DIÉSEL	15
5.3	OPCIONES DE ALIANZAS	15
6.	SIGUIENTES PASOS Y CRONOGRAMA	16
7.	APÉNDICES	17
7.1	TABLA DE PRINCIPALES PARÁMETROS TÉCNICOS	17
7.2	TABLA DE PRINCIPALES PARÁMETROS FINANCIEROS	19

1. Introducción

En la década de 1990, la Organización de las Naciones Unidas (ONU) y la República del Ecuador desarrollaron un plan para sustituir la energía producida a partir de generadores diésel, con energía renovable. En enero de 2001, después de que el buque Jessica derramara miles de galones de combustible y diésel que estaba entregando a las islas, la ONU solicitó a la Alianza Global de Electricidad Sostenible (Global Sustainable Electricity Partnership - GSEP, por sus siglas en inglés) que lidere la misión hacia un futuro sostenible.

Esto llevó a GSEP a lanzar el Proyecto Eólico San Cristóbal. El proyecto fue comisionado en 2007 en el marco de la cooperación entre el Gobierno de la República del Ecuador, los fundadores de GSEP, la Fundación de las Naciones Unidas (UNF por sus siglas en inglés), benefactores externos y socios privados de todo el mundo. La exitosa operación del parque eólico de 2.4 MW en San Cristóbal ha proporcionado el 30% de la demanda de energía de la isla durante los últimos 8 años.

Como una segunda fase de esta exitosa iniciativa GSEP está buscando integrar la mayor capacidad de energía renovable en las Islas Galápagos para respaldar la declaración del Presidente del Ecuador en febrero de 2008, donde expresó su deseo de propiciar la generación de energía libre de carbono en Galápagos. RWE como uno de los líderes del proyecto dentro del GSEP, solicitó a Enerwhere Sustainable Energy, un proveedor de soluciones híbridas solares con sede en Oriente Medio, que identifique y evalúe el potencial de integración de energía solar fotovoltaica, eólica y almacenamiento adicional en la oferta energética para la isla San Cristóbal.



Figura 1: Red híbrida eólico-fotovoltaica en San Cristóbal (a 2016)

Enerwhere tiene una amplia experiencia en la integración y gestión de sistemas híbridos autónomos en ubicaciones remotas. Con su experiencia y la orientación de RWE, Enerwhere consultará sobre diferentes opciones, como configuraciones de campos fotovoltaicos (sistemas de inclinación fija vs. rastreo), la adición de un cuarto aerogenerador y la viabilidad financiera de integrar el almacenamiento en el sistema para impulsar aún más la participación de las energías renovables.

2. Contexto y objetivos

La investigación en el sitio permitió al equipo de Enerwhere comprender de manera más profunda el contexto del proyecto, los objetivos clave y los principales desafíos.

2.1 Renovables en Ecuador y el caso particular del archipiélago de Galápagos

El gobierno ecuatoriano ha establecido los objetivos explícitos de promover fuentes de energía limpias y alternativas en la Constitución de 2008. El objetivo de alcanzar el 60% de la capacidad de generación de energía renovable para 2017 se definió en mayor detalle en el Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2022. La mayoría de esta parte renovable se cubrirá con 25 proyectos hidroeléctricos para alcanzar aproximadamente 4.2 GW de nueva capacidad en 2020¹.

Con la puesta en marcha en 2016 de la planta hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, el proyecto de energía más grande en la historia de Ecuador, 1.5 GW de capacidad adicional ya están en línea².

En la última década, se hicieron algunos intentos para promover otras fuentes renovables. En 2011 se aprobó un precio de entrada muy atractivo para la energía fotovoltaica y los sistemas de energía olamotriz (USD 40-44.77 cts. por kWh), sin embargo, este esquema altamente rentable no pudo mantenerse de manera sostenible por el gobierno y fue abandonado solo dos años después. Solo unas pocas plantas fotovoltaicas pequeñas de menos de 1 MWp se encuentran actualmente en operación en el continente bajo este esquema.

En 2016, la Resolución 031/16 de ARCONEL limitó el desarrollo de proyectos de energía renovable a casos específicos que aún no se han definido. Los detalles se darán en la próximo Reglamento, cuya fecha de publicación aún no se conoce. La generación de electricidad en el archipiélago de Galápagos sin duda será parte de los casos específicos para los que se promoverán las energías renovables, sin embargo, aún no está claro cómo³.

De hecho, mientras que el continente se beneficia de la generación hidroeléctrica competitiva, el archipiélago de Galápagos todavía depende principalmente de generadores a diésel que generan energía a un costo unitario de aproximadamente USD 40 cts por kWh⁴. ELECGALÁPAGOS S.A. opera con un déficit considerable al vender electricidad a la tarifa nacional de USD 12 cts por kWh (promedio combinado para las Islas Galápagos). Este déficit actualmente se comparte entre todos los consumidores ecuatorianos a través de un recargo en la tarifa eléctrica.

El exitoso proyecto eólico Eólico San Cristóbal del GSEP, comisionado en 2007, aportó con el suministro del 21.5% de la demanda total de energía en la isla en 2015. Después de 8 años de

¹ IRENA, junio 2015. Informe de política de energía renovable, ECUADOR

² Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, Ecuador

³ Conversación con Luis C. Vintimilla C., ex Gerente General de EOLICSA, en la Isla San Cristóbal en junio de 2016

⁴ Los costos y tarifas de electricidad de Galápagos fueron provistos por ELECGALAPAGOS en junio de 2016, con base en combustible diésel subsidiado

operación, la propiedad del parque eólico fue transferida a ELEGALAPAGOS S.A. en marzo de 2016. Desde entonces, y debido a la estructura financiera del proyecto que fue financiado mediante subvenciones, ELECGALÁPAGOS S.A. ahora genera más del 20% de la demanda eléctrica de San Cristóbal a un costo de USD 8-9 cts por kWh, que cubre solamente los costos de operación y mantenimiento de la instalación.

2.2 Objetivos y entidades de apoyo al proyecto

El objetivo principal de cualquier proyecto de generación de energía en las Islas Galápagos es reemplazar el combustible diésel y reducir los riesgos ambientales asociados con el transporte, el almacenamiento y la quema de combustibles fósiles.

El Ministerio de Electricidad y ELECGALÁPAGOS S.A. también tienen un incentivo financiero para producir electricidad más limpia a partir de energía alternativa, siempre que sea competitiva con el combustible diésel y no perjudique la generación de energía eólica de bajo costo.

El GSEP está preparado para ayudar a ELECGALÁPAGOS S.A. en sus planes de avanzar hacia el objetivo de convertir a Galápagos en un territorio libre de combustibles fósiles.

Además, el municipio, bajo la dirección del alcalde, apoya firmemente todos los proyectos de generación de energía renovable que harán que la isla San Cristóbal sea más limpia y autosostenible. El uso de la energía eólica, solar y también los desechos orgánicos disponibles localmente como recurso de generación de energía son opciones consideradas y fomentadas por el municipio.

2.3 Principales desafíos

- ☐ Incertidumbre con respecto a la evolución del precio del combustible diésel en Ecuador

Así como todos los países productores de petróleo del mundo, Ecuador está sufriendo una importante caída de los ingresos petroleros en los últimos dos años. En esa situación, el precio del combustible diésel puede verse afectado por la reducción o supresión de los subsidios actuales para uso doméstico, y más tarde por la evolución de los precios del mercado mundial del petróleo. Debido a que el diésel sigue siendo la principal fuente de energía en la Isla San Cristóbal, se deben modelar diferentes escenarios de precios y desafortunadamente habrá un umbral en el que el diésel será más barato que las fuentes de energía renovables. La pregunta de qué tan bajo es el umbral y a qué probabilidad se puede alcanzar este precio es algo que debe responderse en el estudio.

- ☐ Limitaciones de logística

Las Islas Galápagos son muy conocidas por su limitada accesibilidad. Solo dos líneas de ferry están llegando al archipiélago con los bienes necesarios que de otro modo no estarían disponibles localmente. Solo se puede enviar equipos en contenedores pequeños en las líneas regulares. Esto se traduce en la necesidad de asignar una barcaza especial solo para el

proyecto (igual que con los tres primeros aerogeneradores) o en la posibilidad de planificar un envío secuencial en un largo período de tiempo. Ambas opciones aumentan considerablemente el presupuesto de logística. Además, es posible que equipos demasiado largos simplemente no puedan descargarse y manejarse en el puerto y en las carreteras actuales en Baquerizo Moreno. Estos últimos debieron mejorarse para la movilización del primer parque eólico.

- ☐ Variaciones estacionales extremas de la electricidad restante generada por diésel que se reemplazará

La ya alta producción de energía eólica en la isla aumenta drásticamente las variaciones estacionales en la demanda de energía alimentada por la planta generadora de diésel. Sin embargo, el objetivo de integrar más fuentes de energía renovable en la isla es reemplazar la energía generada por el diésel solamente. . Esto presenta un desafío técnico y comercial, ya que la generación eólica es altamente variable y altamente competitiva en cuanto a los precios en la mini red de San Cristóbal. No se preferirán las fuentes alternativas de energía a la generación eólica que cubre hasta el 90% de la carga en horas ventosas del mes de agosto, cuando la demanda es la más baja. Los recortes en la producción definitivamente reducirán la productividad y la viabilidad comercial de las futuras instalaciones eólicas y / o solares.

3. Alcance y escenarios cubiertos por el estudio de factibilidad

3.1 Planta generadora a diésel



Figura 2: Instalación de 2 nuevos generadores a diésel en la central térmica



Figura 3: Instalación temporal de un generador de reemplazo junto a la subestación principal de 13.2 kV

La planta generadora a diésel está en proceso de renovación. El estudio incluirá la evaluación de la eficiencia del combustible actual y esperada del sistema (después de la puesta en marcha de los nuevos generadores a diésel) y cómo evolucionaría con la integración de las energías renovables, con las pautas de buenas prácticas. El reemplazo y la adición de generadores adicionales se considerará solo en el caso de una necesidad obvia de un tamaño de unidad de generador diferente (generadores que funcionan con demasiada frecuencia en una carga mínima, por ejemplo).

3.2 Aerogenerador adicional

En las tierras altas de San Cristóbal se han identificado varios corredores de migración del petrel, una especie protegida, donde los recursos eólicos son los más atractivos para la generación de energía. En vista de lo cual, las ubicaciones potenciales para los aerogeneradores son muy restringidas, lo que ya fue un desafío para el primer proyecto de parque eólico. Sin embargo, hay espacio disponible para un cuarto aerogenerador en la alineación del parque eólico existente. Esta ubicación, aprobada por el Ministerio de Medio Ambiente en 2001, también tiene la ventaja de reducir los requisitos de cableado y zanjado ya que la línea de transmisión actual de parque eólico de 13.2 kV todavía tiene capacidad para transportar otro MW de potencia.

Para este estudio, solo se considerará la opción de agregar un cuarto aerogenerador al parque eólico existente y dentro de la capacidad de la línea de transmisión existente. Además, los requisitos logísticos y el rendimiento esperado se estimarán en la información recopilada de los tres primeros aerogeneradores instalados en 2001

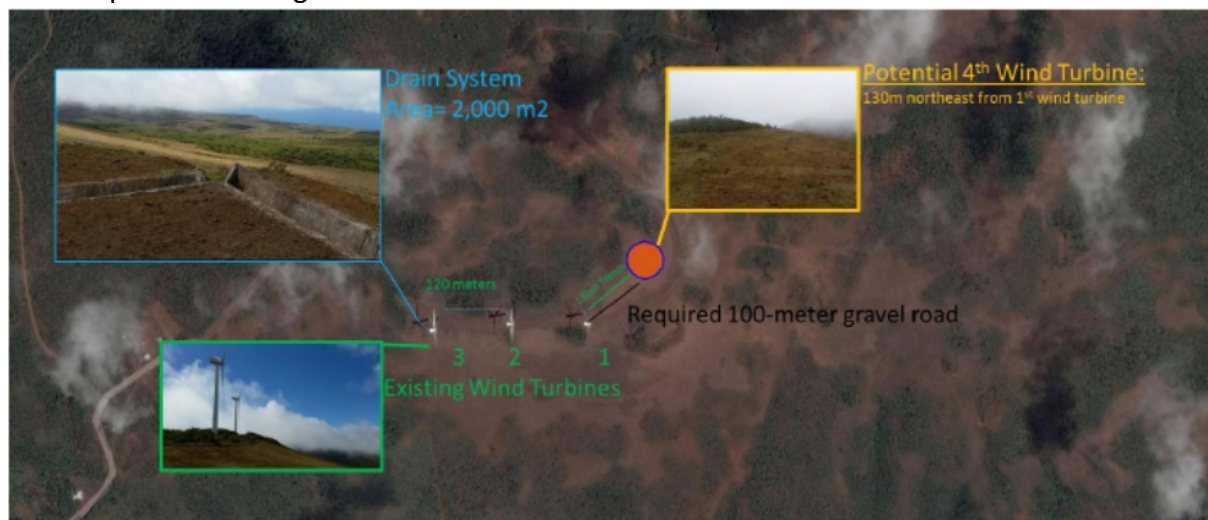


Figura 4: Ubicación del potencial 4º aerogenerador en la Isla San Cristóbal

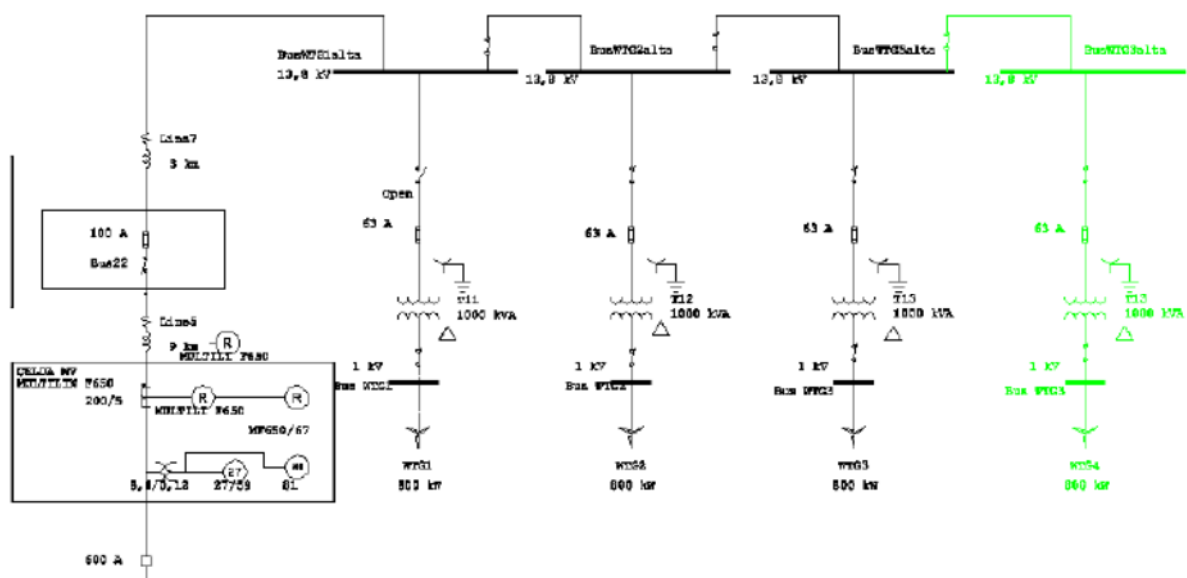


Figura 5: Diagrama unifilar modificado con la adición del cuarto aerogenerador

3.3 Planta solar fotovoltaica

El estudio de factibilidad evaluará la viabilidad de integrar una planta solar fotovoltaica a escala de megavatios en la Isla San Cristóbal. Las capacidades consideradas variarán entre 500 kWp y 2 MWp, dependiendo de la capacidad de almacenamiento asumida disponible para cada escenario. Tres ubicaciones estarían disponibles para un campo solar fotovoltaico de este tamaño y se han identificado las opciones preferidas en las que se centrará el estudio de factibilidad.

Opciones	Descripción
Opción 1: Junto a la subestación principal	El terreno es de propiedad de ELECGALÁPAGOS S.A. quienes han dado su aprobación verbal para utilizar este predio para la instalación del campo fotovoltaico. El área requiere solamente algún trabajo de adecuación y la extensión de un alimentador de 13.2 kV desde la subestación principal, de aproximadamente 130 metros
Opción 2: Zona del antiguo botadero de basura	Terreno de propiedad de la municipalidad que fue utilizado anteriormente como botadero de basura. Por lo tanto, es crucial la recuperación del suelo y establecer claramente las responsabilidades de la municipalidad respecto de todas las actividades desarrolladas en ese terreno antes de la instalación del campo fotovoltaico. El alimentador desde el campo fotovoltaico podría conectarse a la línea de transmisión del parque eólico que pasa a una distancia de 130
Opción 3: Zona cercana al aeropuerto	Sobre la base de la radiación solar medida en los dos sistemas fotovoltaicos existentes en la escuela y en la central térmica, se observa que la radiación es más alta en zonas cercanas a la playa y por lo tanto, a los consumidores. Sin embargo, se encontró que no existe suficiente espacio en las cercanías del hospital para una instalación fotovoltaica y que los múltiples terrenos cercanos al aeropuerto se encuentran afectados para futuros desarrollos urbanísticos



Figura 6: Ubicaciones propuestas para el campo fotovoltaico (Opciones 1 y 2)

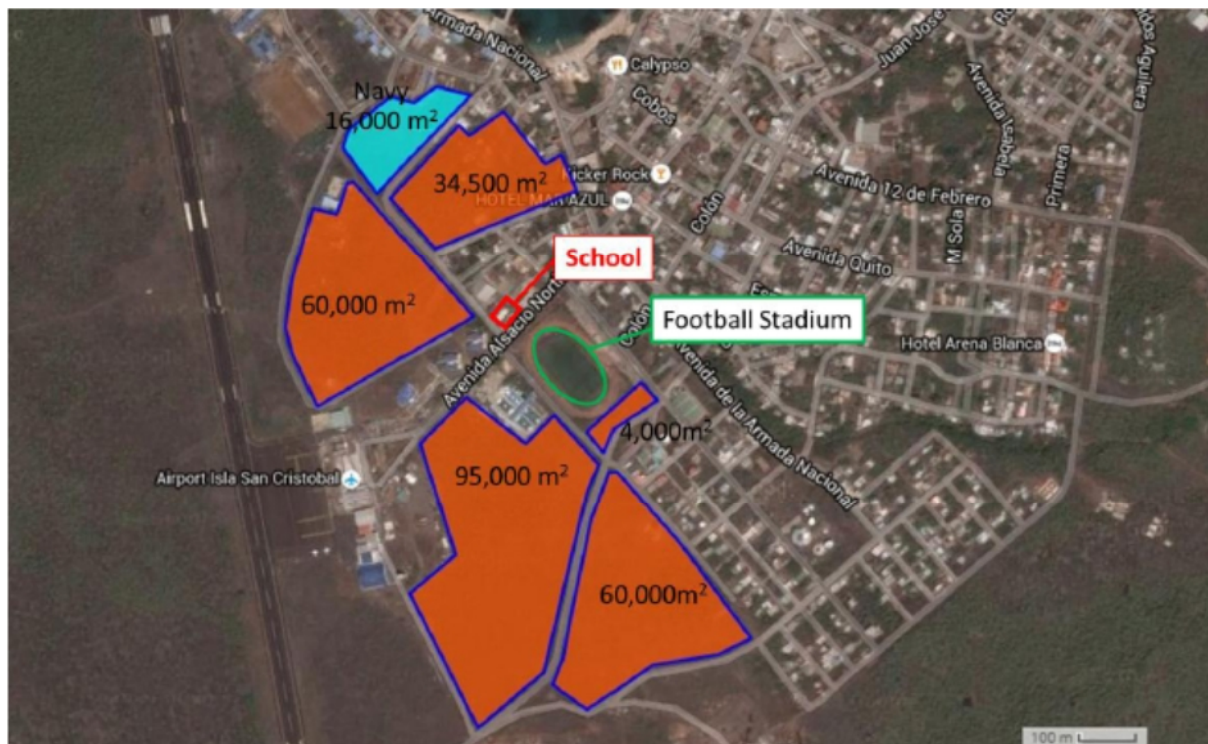
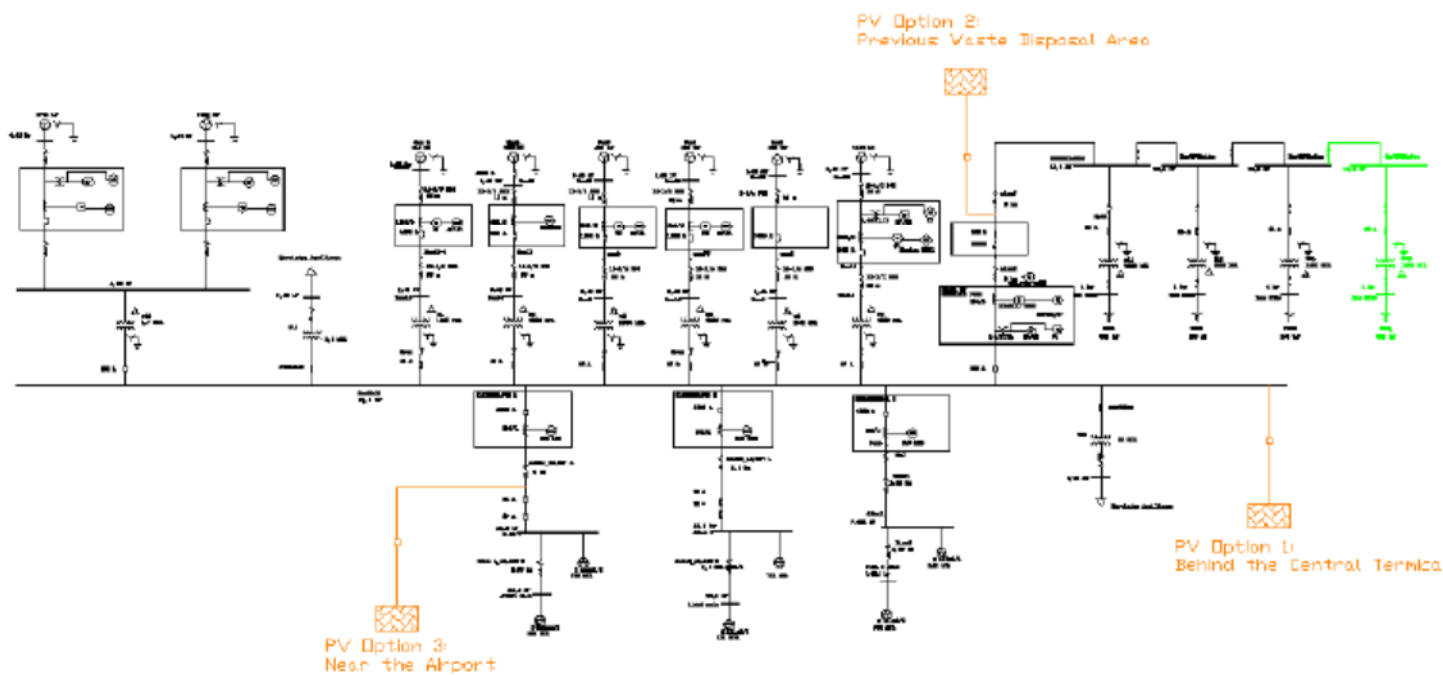


Figura 7: Ubicaciones propuestas (pero hasta ahora rechazadas) para el campo fotovoltaico (Opción 3)



Debido a las grandes similitudes entre las opciones 1 y 2, tanto en tamaño como en distancia al punto de conexión más cercano de 13,2 kV, la planta fotovoltaica solar se puede modelar en ambos casos en función de los siguientes supuestos:

- Área disponible de 20,000 a 50,000 m²

- ☐ Ambas opciones de inclinación (filas este-oeste) y sistema de rastreo monoaxial (fila norte-sur)
- ☐ Uso de inversores de intemperie con combinador(es) de AC central o múltiple
- ☐ Transformador de elevación en el sitio del campo solar
- ☐ Línea de transmisión de 130 metros hasta el punto de conexión, con necesidad de extender la barra

3.4 Sistema de almacenamiento

El almacenamiento podría desempeñar dos funciones diferentes en el sistema de energía eólica-solar (diésel):

- ☐ Amortiguar las variaciones de carga, generación eólica y generación solar para reducir o reemplazar la reserva rodante requerida de la planta generadora a diésel.
- ☐ Almacenar producción de excedentes eólicos y / o solares para usarla más tarde en el día.

Para ambas aplicaciones, la tecnología de almacenamiento debe poder cargarse y descargarse a una alta tasa “C” de descarga, ya que tanto la producción solar como la producción eólica en particular son muy variables en cuestión de minutos. Como tal, las baterías de Litio Hierro Fosfato (LiFePO₄) son la tecnología preferida para la integración en este proyecto. El almacenamiento de 500 kWh a 2.500 kWh se tendrá en cuenta para el estudio y se puede combinar con diferentes capacidades del inversor de la batería (500-1.500 kW) de acuerdo con los requisitos máximos de potencia instantánea.

3.5 Valoración de una instalación de residuos orgánicos

Evaluación de la generación potencial de energía a partir de residuos municipales y lodos de tratamiento de aguas residuales.

3.6 Estructura del proyecto

Se explorarán tres esquemas principales de financiamiento y legales para el proyecto:

- ☐ Productor Independiente de Electricidad (IPP) exclusivamente privado

Una entidad privada invierte en la nueva instalación y firma un contrato de compra venta de energía (PPA, por sus siglas en inglés) con ELECGALÁPAGOS S.A. por la energía generada. En ese esquema, la entidad privada cubre total o parcialmente (en el caso de una donación recibida en la fase EPC del proyecto) los costos financieros y está sujeta a todos los impuestos aplicables (IVA e impuesto a la renta después del quinto año de funcionamiento.)

- ☐ Proyecto de propiedad exclusiva del gobierno

ELECGALÁPAGOS S.A. invierte total o parcialmente en el proyecto. La instalación es propiedad de ELECGALÁPAGOS S.A. lo que conduce a evitar el impuesto a la renta. Sin embargo, el IVA podría aplicarse al contratista EPC.

☐ Alianza público-privada según el modelo del Proyecto Eólico San Cristóbal de GSEP

El grupo GSEP cofinanciaría el proyecto junto con el gobierno de Ecuador (el Ministerio de Energía u otra entidad) a través de un fideicomiso a partir del cual se crea una entidad privada. Esta persona jurídica luego contrata un acuerdo de compra-venta de energía con ELECGALÁPAGOS S.A. por un período determinado al final del cual la propiedad de la instalación se transfiere a ELECGALÁPAGOS S.A. En ese caso, el IVA podría estar exento (con la participación y el apoyo de las Naciones Unidas) pero el impuesto a la renta se aplica después del quinto año de funcionamiento.

4. Metodología propuesta para el estudio

4.1 Herramientas computacionales

HOMER ENERGY ha sido seleccionado para modelar el sistema tri-híbrido compuesto por el parque eólico, el campo solar fotovoltaico, la planta generadora a diésel y el sistema de baterías. Se usarán modelaciones adicionales en Excel para superar las posibles limitaciones del software y ajustar el análisis financiero del proyecto.

4.2 Principales parámetros técnicos y supuestos

Las curvas de carga y producción están disponibles en EOLICSA y ELECGALÁPAGOS S.A. Estos últimos también pueden proporcionar datos de radiación y temperatura de los sensores instalados en 2 ubicaciones en Baquerizo Moreno. Estos se usarán para validar los conjuntos de datos solares y de temperatura de SolarGIS.

Los detalles se describen en la Tabla de principales parámetros técnicos en el Apéndice.

4.3 Principales parámetros financieros y supuestos

Los parámetros financieros clave se basan en la información proporcionada por:

- ☐ ELECGALÁPAGOS S.A., para sus costos de energía (generación y transmisión), tarifa de electricidad combinada y costos de operación.
- ☐ EOLICSA, para todas las cifras relacionadas con los costos de operación y mantenimiento del parque eólico
- ☐ Principales contratistas locales, para los precios de logística e implementación que son específicos de la isla San Cristóbal (solicitudes de presupuesto para la logística y la implementación del cuarto aerogenerador, campo solar y el sistema de almacenamiento fueron enviadas a tres grandes empresas contratistas con experiencia en proyectos similares)
- ☐ Enerwhere, para su base de datos de equipos solares y de almacenamiento, y los costos de operación y mantenimiento basados y actualizados periódicamente a partir de las cotizaciones de los proveedores y las directrices de los fabricantes.

Los detalles se describen en la Tabla de principales parámetros financieros en el Apéndice.

5. Preguntas que debe responder el estudio

5.1 Tamaño óptimo del sistema híbrido eólico-solar- diésel

¿Qué combinación de energía se necesita para la Isla San Cristóbal?

Esta pregunta se abordará en función de la situación actual, pero también con una mirada crítica sobre los próximos 10-20 años. ELECGALÁPAGOS S.A. pronosticó un incremento del 64% para 2014 en la demanda de electricidad de San Cristóbal. Además, los precios de la energía solar fotovoltaica y de las baterías están cayendo rápidamente cada año. La combinación de energía óptima de hoy podría no ser óptima en 10 años.

5.2 Umbral del precio del diésel

¿Qué precio del diésel tiene sentido? Encontrar el umbral en el que las renovables ya no son competitivas.

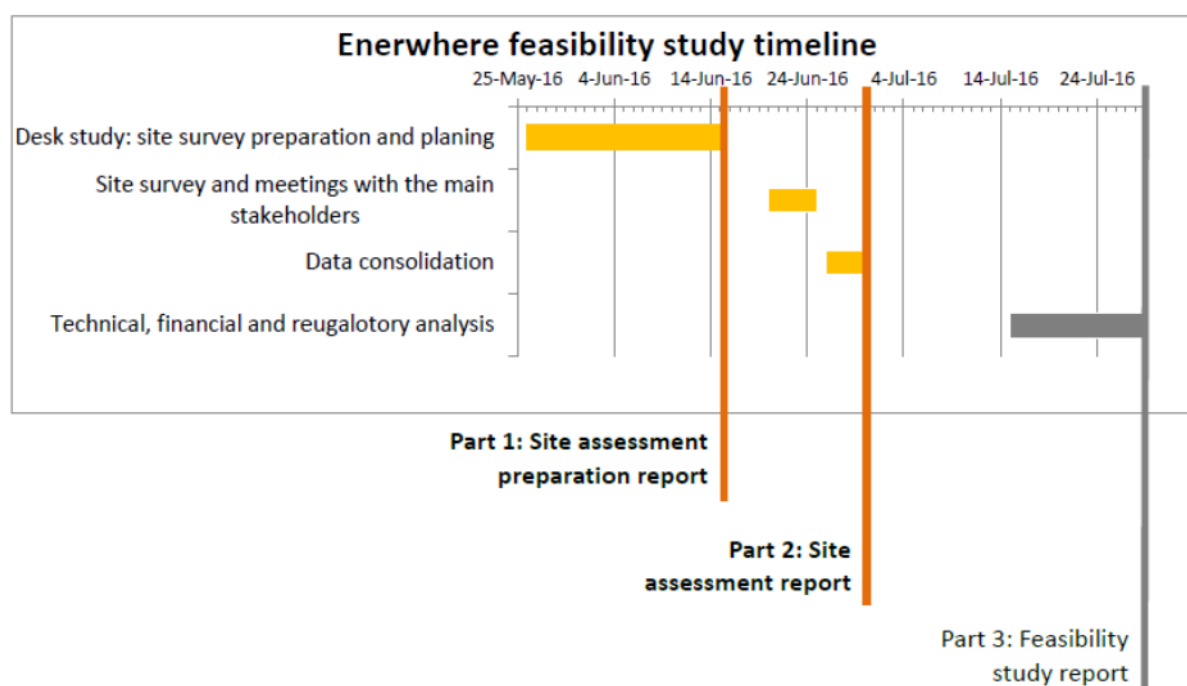
5.3 Opciones de alianzas

¿Cuáles son las ventajas y desventajas de cada opción? ¿Son viables?

6. Siguietes pasos y cronograma

La investigación en sitio se realizó con éxito gracias a la ayuda de Luis Vintimilla. Se visitaron los sitios, se recopilaron y consolidaron los datos técnicos. La información regulatoria y financiera clave se ha verificado en reuniones con la empresa eléctrica local y la Municipalidad de la Isla San Cristóbal. Se visitó a los principales contratistas ecuatorianos para logística y construcción de obras eléctricas y se les ha solicitado cifras presupuestarias en las que se basará la fijación de precios y la optimización del tamaño de los sistemas. Esas cotizaciones deben recibirse a mediados de julio para que la modelación, simulaciones y análisis de resultados se puedan realizar a fines de julio.

Cronograma general e hitos del proyecto de consultoría:



7. Apéndices

7.1. Tabla de principales parámetros técnicos

Parámetro	Unidad	Descripción	Fuente
Demanda			
Consumo de energía	kWh	Datos mensuales disponibles desde enero 2013 hasta Agosto 2015, con proyección anual hasta 2024	ELECGALAPAGOS Demanda en alimentadores 1, 2 & 3 . Proyección de la demanda
Demanda de potencia	kW	Desde mayo 2014 hasta Agosto 2015, datos recuperados de los 3 alimentadores a intervalos de 10 minutos. Utilizados para modelar la curva de carga en el modelo HOMER: despacho instantáneo de energía	ELECGALAPAGOS Reporte de demanda en alimentadores 1, 2 & 3
Generación			
Producción de energía generadores a diésel	kWh	Desde septiembre 2014 hasta Agosto 2015 datos diarios recuperados a intervalos de 10 minutos para los generadores a diésel 1, 3 y 4. Sirven para el propósito de estudiar a qué valor de energía se conecta cada generador y cuánta energía suministra cada generador	ELECGALAPAGOS Reporte combinado para los 3 aerogeneradores y para los generadores diésel 1,3 y 4
Producción de energía de aerogeneradores	kWh	Desde enero 2015 hasta mayo 2016 datos mensuales recuperados sobre base horaria para los generadores diésel	EOLICSA reporte de generadores diésel y combustible
Consumo de combustible generadores diésel	Galones	Desde 2013 hasta mayo 2016 valores mensuales de consumo de combustible para los 6 generadores diésel	EOLICSA y ELECGALAPAGOS Reportes de generación a diésel
Horas de operación de generadores diésel	Horas	Desde 2013 hasta 2015 valores mensuales de horas de operación para los 6 generadores diésel	EOLICSA y ELECGALAPAGOS Reportes de generación a diésel
Velocidad de viento	m/s	2015 datos diarios recuperados a intervalos de 10 minutos para todos los aerogeneradores. Se tomará la velocidad promedio de los 3 aerogeneradores para calcular la energía a ser producida por el cuarto aerogenerador adicional	EOLICSA reporte de velocidad de viento
Producción de energía fotovoltaica	kWh	Desde febrero 2015 a mayo 2016, datos recuperados a intervalos de 10 minutos del sistema fotovoltaico cercano a la central de generación diésel. El sistema fotovoltaico ubicado en la escuela tiene problemas y ha dejado de enviar información	EOLICSA reporte de producción fotovoltaica y diésel

Voltaje y corriente por fase para sistema fotovoltaico	V - Amps/fase	Desde julio 2012 hasta julio 2014, datos recuperados a intervalos de 15 minutos del sistema fotovoltaico cercano a la central de	EOLICSA reporte fotovoltaico sala control
Irradiación solar	W/m2	De febrero 2015 a junio 2016, datos recuperados a intervalos de 10 minutos, y de agosto 2007 a junio 2010 a intervalos de una hora. Sirven para validar la producción de los módulos fotovoltaicos con las cifras reales.	EOLICSA reporte de radiación solar y reporte fotovoltaico sala de control
Temperatura de paneles solares	Grados C	De febrero 2015 a junio 2016, datos recuperados a intervalos de 10 minutos, y de agosto 2007 a junio 2010 a intervalos de una hora. Sirven para estudiar el efecto de la temperatura en la productividad de los módulos fotovoltaicos.	

7.2 Tabla de principales parámetros financieros

Parámetros	Unidad	Valor	Descripción	Fuente
Pronóstico del consumo de electricidad en San Cristóbal	kWh/año	1,200,000	Incremento anual en consumo	Proyección Elecgalápagos
Tarifa promedio a consumidor	USD ¢/kWh	10.3		
Tasa de inflación de la tarifa	%		Inflación anual de la tarifa eléctrica a usuarios	Proyección Elecgalápagos
Costo de módulos fotovoltaicos	USD/kWp	650	BYD Module 265 Wp	Especificado por Enerwhere
Costo de inversores fotovoltaicos	USD/kW	150	Sungrow 60 kWac	Especificado por Enerwhere
Costo de montaje de estructura fotovoltaica	USD/kWp	200-350	Inclinación fija y rastreo diario, excluyendo transporte e instalación	Especificado por Enerwhere
Tiempo de vida de planta	años	30	Para cálculo de la depreciación	
Costo de baterías	USD/kWh	700	Baterías Litio Hierro Fosfato (LiFePO4)	Especificado por Enerwhere
Costo de inversores para baterías	USD/kVA	400		Especificado por Enerwhere
Sistema de control y manejo de baterías	USD/sistema	30,000		Especificado por Enerwhere
Tiempo de vida de baterías	ciclos	6,000	A 80% de penetración de descarga	
Costo de aerogeneradores	USD/kW	2,000	Para modelo financiero	Especificado por Enerwhere
Tiempo de vida de 4to.	años	20	Para cálculo de depreciación	
Tasa de inflación de Productor Independiente de Electricidad	%	1.5		
Logística para fotovoltaicos	USD/40' container	5000	Incluye transporte internacional, seguros, manipuleo, tasas de importación, IVA y transporte local	Por contratista ecuatoriano
Costo de instalación de	USD		Incluye obras civiles y cableado	Por contratista ecuatoriano
Costos O&M de fotovoltaicos	USD/kWp/ año	20	Limpieza	Especificado por Enerwhere
Logística para aerogeneradores	USD		Incluye transporte internacional, seguros, manipuleo, tasas de importación, IVA y transporte local	Por contratista ecuatoriano

Costo instalación aerogeneradores	USD	Incluye obras civiles y cableado	Por contratista ecuatoriano
Costo O&M de aerogeneradores	USD año /	Incluye limpieza y trabajo técnico	Especificado por Enerwhere
Logística para baterías	USD/40' container 5000	Incluye transporte internacional, seguros, manipuleo, tasas de importación, IVA y transporte local	Por contratista ecuatoriano
Costos instalación baterías	USD	Incluye cableado	Por contratista ecuatoriano
Costos O&M de baterías	USD/ año		Especificado por Enerwhere

Estudio de Factibilidad Parte 3 Análisis y Resultados

Para RWE (INNOGY)
y Global Sustainable
Electricity Partnership (GSEP)



Energía solar fotovoltaica y adicional eólica para las Islas Galápagos

Incorporación de fuentes de energía renovable adicional en la Isla San Cristóbal
para reducir su dependencia en diésel y subsidios

Preparado por:

Emeline Platel

Fecha: 27 September 2016

Aprobado por:

Daniel Zywiets

Fecha: 28 September 2016

Traducción libre del original en inglés

Resumen ejecutivo

Este estudio de factibilidad examina el caso técnico y económico para la introducción de energía solar fotovoltaica adicional, almacenamiento de batería y capacidad de generación eólica en la red de la isla San Cristóbal, Galápagos, Ecuador. La carga máxima de la isla de alrededor de 3 MW es suministrada actualmente por una combinación de generadores diésel (alrededor de 7.4 MW), con un componente eólico significativo (3 turbinas de 800 kW para un total de 2.4 MW) y dos plantas solares pequeñas (total ~ 13 kWp), con una cuota global de energías renovables de alrededor del 21% en 2015.

El estudio utiliza una detallada simulación HOMER multifásica para identificar las capacidades óptimas para cada elemento del sistema en tres escenarios de precio del combustible. Las simulaciones se ejecutaron utilizando un costo de capital promedio ponderado del 6%, que es bajo pero común para proyectos de fondos de desarrollo, y datos históricos de carga y generación con una resolución de 10 minutos, que se escaló para tener en cuenta el crecimiento de la carga durante el período de simulación de 30 años.

Los resultados del modelo indican que la capacidad óptima de energía solar FV (fotovoltaica) y de almacenamiento en baterías aumentan con precios más altos de combustible. Incluso con los precios del combustible actuales, que son extremadamente bajos (el combustible diésel para la generación de energía se ofrece a la tasa subsidiada de \$ 0.24 / litro), hay una razón económica para agregar al menos 2.5 MWp de capacidad de energía solar FV, junto con 1.5 MWh de capacidad de almacenamiento en baterías y alrededor de 2 MW de capacidad de inversor de baterías para la gestión de la red en el corto plazo. La implementación de esta sistema inicial FV-baterías requeriría alrededor de \$ 6.0-6.5 millones en gastos de capital, lo que llevaría a una reducción del consumo de combustible de alrededor del 16 % y, a su vez, reduciría el costo nivelado de la electricidad en la isla en alrededor del 9 %. Con el precio actual del diésel (subsidiado), el tiempo de amortización de este sistema es de poco más de 8 años.

Con el tiempo, y con precios de combustible más altos (por ejemplo, \$ 0,50 / litro, equivalente al precio actual del mercado mundial del precio del crudo de alrededor de \$ 50 / bbl o \$ 0,90 / litro, representativo del alto precio del petróleo de \$ 100-120 / bbl alcanzado en 2013 / 2014), las capacidades óptimas para la planta solar FV y el almacenamiento en baterías aumentan hasta 8.5 MWp y 6 MWh respectivamente. Al poner en marcha gradualmente la implementación tanto de la capacidad de energía solar FV y de baterías durante los próximos 10 años, se puede aprovechar la caída de los costos de los equipos y evitar de manera temprana la sobreinversión en la capacidad de generación.

Los modelos económicos muestran pocas diferencias entre las diversas opciones de montaje solar (inclinación fija vs. rastreo estático vs. rastreo mono axial), sin embargo, el espacio de suelo limitado disponible en la isla se utiliza mejor en una configuración de "rastreo estático" de alta densidad (ej. Filas este-oeste espalda con espalda en un ángulo de inclinación de 10°). Con esta configuración, el suelo disponible cerca de la planta de generación de diésel existente en San Cristóbal podría albergar fácilmente la planta solar FV inicial de 2.5 MWp, sin la necesidad de adquisición adicional de terrenos. Tal configuración también minimiza las fuerzas del viento, haciendo viable el uso de cimentaciones con balasto o pilotes y

potencialmente simplificando de manera drástica la construcción y la logística en la ubicación remota. Para las baterías, dada la configuración de alta potencia necesaria para amortiguar las fluctuaciones significativas de corta duración en la carga, y en la generación eólica y solar, las tecnologías basadas en litio (por ejemplo, LiFePO o Li-NMC) actualmente parecen ser la mejor opción y además la más económica.

El potencial de integración de capacidad eólica adicional en la red de la isla de San Cristóbal, está limitado por la ya alta participación del viento, especialmente en la temporada ventosa y de baja carga (agosto), donde la generación de viento ya está restringida. Como tal, agregar más capacidad eólica (además de los existentes 2.4 MW instalados en 2007) tiene sentido solo después de que las cargas hayan aumentado significativamente (por lo menos 10 años a partir de hoy, es decir, después de 2026) y / o si el área de suelo para instalaciones de energía solar fotovoltaica no estuviera disponible.

Si bien la simulación muestra claridad a corto plazo en cuanto a la implementación fotovoltaica y capacidad de almacenamiento de baterías en la red de la isla San Cristóbal, la alta tasa de crecimiento de la carga pronosticada (alrededor del 6,2% de aumento anual) parece insostenible a mediano o largo plazo. Por lo tanto, se debe considerar un programa separado para aumentar la eficiencia energética y reducir la tasa de crecimiento de la demanda de electricidad.

Tabla de contenidos

RESUMEN EJECUTIVO	2
TABLA DE CONTENIDOS	4
TABLA DE FIGURAS	5
TABLA DE TABLAS	6
1 INTRODUCCIÓN	7
1.1 RENOVABLES EN ECUADOR Y EL ARCHIPIÉLAGO GALÁPAGOS	8
1.2 OBJETIVOS Y ENTIDADES DE APOYO AL PROYECTO	9
1.3 RESUMEN DE PROYECTOS ANTERIORE DE ENERGÍA RENOVABLE EN GALÁPAGOS	9
1.4 SITUACIÓN ACTUAL DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA EN LA ISLA SAN CRISTÓBAL	11
1.5 PRINCIPALES DESAFÍOS	13
2 METODOLOGÍA Y SUPUESTOS	15
2.1 PRONÓSTICO DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD	15
2.2 RECURSOS EÓLICOS	16
2.3 RADIACIÓN SOLAR	16
2.4 ESCENARIOS DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES	17
2.5 FUENTES DE PRINCIPALES PARÁMETROS FINANCIEROS Y SUPUESTOS	18
2.6 HERRAMIENTAS INFORMÁTICAS Y LIMITACIONES	19
3 ALCANCE DEL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	20
3.1 PLANTA GENERADORA A DIESEL	20
3.2 AEROGENERADOR ADICIONAL	21
3.3 PLANTA FOTOVOLTAICA	23
3.4 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	28
3.5 INSTALACIONES DE ENERGÍA PARA PEQUEÑOS RESIDUOS ORGÁNICOS	29
4 RESULTADOS DEL MODELO	30
4.1 OPTIMIZACIÓN DEL ACTUAL SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-DIESEL	30
4.2 DIMENSIONAMIENTO DEL FUTURO SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO- EÓLICO - DIÉSEL SIMULACIÓN DE UNA FASE	33
4.3 DIMENSIONAMIENTO DEL FUTURO SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO- EÓLICO - DIÉSEL SIMULACIÓN MULTIFÁSICA	35
5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	41
5.1 GRAN ATRACTIVO DE LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	41
5.2 BENEFICIOS DE BATERÍAS EN LA FASE 1 PARA CADA ESCENARIO DE PRECIO DEL COMBUSTIBLE	41
5.3 DIFERENTES TAMAÑOS OPTIMIZADOS SEGÚN ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN DEL PRECIO COMBUSTIBLE	41
5.4 NO ES NECESARIO ACTUALIZAR EL PARQUE DE GENERACIÓN A DIÉSEL	43
5.5 POSIBLE ADICIÓN DEL CUARTO AEROGENERADOR EN FASE 3	43
5.6 POSIBLES ESTRUCTURAS DE FINANCIACIÓN	43
5.7 DISPONIBILIDAD DE ESPACIO Y COSTOS DEL SUELO A INVESTIGAR MÁS ADELANTE	44
5.8 EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD DEBE VIGILARSE ESTRECHAMENTE	44
5.9 REVALORAR LOS PRECIOS ASUMIDOS A LO LARGO DEL TIEMPO	44
5.10 PRÓXIMOS PASOS PARA INICIAR DE UN PROCESO DE LICITACIÓN	45
6 APÉNDICES	46
6.1 FUENTES DE DATOS DE LOS PARÁMETROS TÉCNICOS BÁSICOS	46
6.2 PRINCIPALES PARÁMETROS DE ENTRADA PARA SIMULACIONES HOMER	48
6.3 DIAGRAMAS UNIFILARES	51
6.4 SOLUCIONES HOMER PARA LA SIMULACIÓN DEL MODELO MULTIFÁSICO	53

Tabla de Figuras

Figura 1: Isla San Cristóbal y sus instalaciones de energía renovable	7
Figura 2: Combinación histórica de energía 2013-2016	12
Figura 3: Generación eólica vs. diésel en abril y agosto de 2015	12
Figura 4: Pronóstico del consumo de electricidad asumida para el estudio	15
Figura 5: Evolución mensual de la irradiación global horizontal (GHI) diferentes fuentes	16
Figura 6: Evolución histórica del precio del diésel vs escenarios	18
Figura 7: Instalación de nuevos generadores diésel en la central térmica	20
Figura 8: Ubicación del potencial cuarto aerogenerador en la isla San Cristóbal	21
Figura 9: Curva de potencia del aerogenerador MADE AE-59 de 800 kW	22
Figura 10: Curvas de producción solar para diferentes opciones de montaje	24
Figura 11: Ubicaciones propuestas para el campo fotovoltaico (opciones 1 y 2)	25
Figura 12: Posibles ubicaciones para el campo fotovoltaico (opción 3)	26
Figura 13: Línea base para generación de energía eólica y diésel en abril y agosto 2018	30
Figura 14: Curvas de consumo de combustible para diferentes modelos de generador	32
Figura 15: Electricidad producida cada generador diésel configuración antigua/nueva	26
Figura 16: Generación de energía para abril y agosto de 2018 (simulación una fase con precio del diésel subsidiado)	34
Figura 17: Evolución esperada de los precios de los módulos fotovoltaicos y baterías	35
Figura 18: Generación de energía para abril y agosto de 2018 (simulación de fase 1 con diésel subsidiado)	41
Figura 19: Generación de energía para abril y agosto de 2018 (simulación de fase 1 con precio de diésel de mercado)	42
Figura 20: Generación de energía para abril y agosto de 2018 (simulación de fase 1 con precio de diésel de recuperación)	42
Figura 21: Generación de energía para abril y agosto de 2018 2018 (fase 3 con simulación de un cuarto aerogenerador y con diésel subsidiado)	43
Figura 22: Diagrama unifilar de la mini red actual eólica-diésel con el punto propuesto para la conexión del cuarto aerogenerador)	51
Figura 23: Diagrama unifilar de la mini red actual eólica-diésel con el punto Propuesto para la conexión del campo fotovoltaico	52

Tabla de tablas

Tabla 1: Resumen de proyectos de energía renovable en las Islas Galápagos	10
Tabla 2: Aportes de generación en San Cristóbal 2015 (ELECGALÁPAGOS S.A.)	11
Tabla 3: Escenarios de precios del diésel	17
Tabla 4: Lista de generadores a diésel en San Cristóbal con datos de placa y consumo específicos	20
Tabla 5: Costo estimado para la instalación de 800 kW adicionales en aerogeneradores en San Cristóbal	22
Tabla 6: Parámetros básicos para diferentes opciones de montaje de paneles fotovoltaicos	24
Tabla 7: Opciones para campo fotovoltaico en la isla San Cristóbal	25
Tabla 8: Costo presupuestario de instalación para diferentes configuraciones de paneles fotovoltaicos	27
Tabla 9: Costo nivelado de electricidad (LCOE) y requerimientos aproximados de suelo	28
Tabla 10: Mejora esperada del consumo específico de combustible	31
Tabla 11: Filosofía óptima de operación para ajustes de nuevos generadores	31
Tabla 12: Dimensionamiento óptimo del sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diésel-baterías	33
Tabla 13: Principales parámetros para la simulación multifásica HOMER	36
Tabla 14: Resultados de la simulación HOMER multifásica según escenarios de precios diésel	37
Tabla 15: Parámetros financieros de diferentes fases a precio subsidiado del combustible	38
Tabla 16: Parámetros financieros de diferentes fases a precio de mercado internacional de combustible	39
Tabla 17: Parámetros financieros de diferentes fases a precio de recuperación del combustible	40

1. Introducción

En la década de 1990, la Organización de las Naciones Unidas (ONU) y la República del Ecuador desarrollaron un plan para sustituir la energía producida a partir de generadores diésel, con energía renovable. En enero de 2001, después de que el buque Jessica derramara miles de galones de fuel oil y diésel que estaba entregando a las islas, la ONU solicitó a la Alianza Global de Electricidad Sostenible (GSEP, por sus siglas en inglés) que lidere la misión hacia un futuro sostenible.

Esto llevó a GSEP a lanzar el Proyecto Eólico San Cristóbal GSEP. El proyecto fue comisionado en 2007 en el marco de la cooperación entre el Gobierno de la República del Ecuador, los fundadores de GSEP, la Fundación de las Naciones Unidas (UNF por sus siglas en inglés), benefactores externos y socios privados de todo el mundo. La operación exitosa del parque eólico de 2.4 MW en San Cristóbal ha proporcionado el 30% de la demanda de energía de la isla durante los últimos 8 años.

En una segunda fase de esta exitosa iniciativa GSEP está buscando integrar la mayor capacidad de energía renovable en las Islas Galápagos para respaldar la declaración del Presidente del Ecuador en febrero de 2008, donde expresó su deseo de propiciar la generación de energía libre de carbono en Galápagos. RWE (INNOGY) como uno de los líderes del proyecto dentro del GSEP, solicitó a Enerwhere, un consultor en soluciones mediante sistemas híbridos solares con sede en Oriente Medio, que identifique y evalúe el potencial de integración de energía solar FV, eólica y almacenamiento adicional en la oferta energética para la isla de San Cristóbal.



Figura 1: Isla San Cristóbal Island y sus instalaciones de energía renovable

Enerwhere tiene una amplia experiencia en la integración y gestión de sistemas híbridos autónomos en ubicaciones remotas. Con su experiencia y la guía de INNOGY, Enerwhere analizará diferentes opciones tales como configuraciones de campos fotovoltaicos (sistemas de inclinación fija vs. sistemas de rastreo), la adición de un cuarto aerogenerador y la viabilidad financiera de integrar el almacenamiento en el sistema para aumentar más todavía la participación de las energías renovables.

1.1 Renovables en Ecuador y el Archipiélago de Galápagos

El gobierno ecuatoriano ha establecido objetivos explícitos en la Constitución de 2008 para promover fuentes de energía alternativa limpia. El objetivo de alcanzar el 60% de la capacidad de generación de energía renovable para 2017 se definió en mayor detalle más adelante en el Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2022. La mayor parte de esta participación renovable se cubrirá con 25 proyectos hidroeléctricos con una capacidad planificada de 4.2 GW para el 2020¹.

Con la puesta en marcha en 2016 de la planta hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, el proyecto de energía más grande en la historia de Ecuador, 1.5 GW de capacidad adicional ya están en línea².

En la última década, se hicieron algunos intentos para promover otras fuentes renovables. En 2011, se aprobó un precio de entrada muy atractivo para la energía solar fotovoltaica y los sistemas de energía olamotriz (USD 40-44.77 ctvs. por kWh), sin embargo, este esquema altamente rentable no pudo mantenerse de manera sostenible por el gobierno y fue abandonado solo dos años después. Solo unas pocas plantas fotovoltaicas pequeñas de menos de 1 MWp se encuentran actualmente en operación en el continente bajo este esquema.

En 2016, la Resolución 031/16 de ARCONEL limita el desarrollo de proyectos de energías renovables no hidroeléctricas a casos específicos que aún no se han definido. Los detalles se darán a conocer en el próximo Reglamento cuya fecha de publicación aún no se conoce. La generación de electricidad en el archipiélago de Galápagos sin duda será parte de los casos específicos para los cuales se promoverán las energías renovables no hidroeléctricas, a pesar de que no está claro de qué manera³.

Ciertamente, mientras que el continente se beneficia de energía hidroeléctrica competitiva, el archipiélago de Galápagos todavía depende principalmente de generadores a diésel que producen energía a un costo unitario de aproximadamente USD 27 cts. por kWh y otros USD 13 cts. por kWh que se gastan en distribución⁴. ELECGALÁPAGOS SA, está operando con un déficit considerable al vender electricidad a la tarifa nacional de USD 10.8 cts. por kWh

¹ IRENA, junio 2015. Informe de política de energía renovable, ECUADOR

² Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, Ecuador

³ Conversación con Luis C. Vintimilla C., ex Gerente General de EOLICSA, en la Isla San Cristóbal junio de 2016

⁴ Los costos y tarifas de electricidad de Galápagos fueron provistos por ELECGALAPAGOS en junio de 2016, con base en combustible diésel subsidiado

(promedio combinado para las Islas Galápagos). Este déficit se comparte actualmente entre todos los consumidores ecuatorianos a través de un recargo en la tarifa eléctrica.

El exitoso proyecto eólico San Cristóbal del GSEP comisionado en 2007, aportó con el suministro del 21.5% de la demanda total de energía de la isla en 2015. Después de 8 años de operación, la propiedad del parque eólico se transfirió a ELECGALÁPAGOS S.A. en marzo de 2016. Desde entonces, y debido a la estructura financiera del proyecto que fue financiado mediante subvenciones, ELECGALÁPAGOS S.A. ahora genera electricidad desde el parque eólico a un costo de USD 8-9 cts. por kWh. Este costo representa las operaciones en curso y las actividades de mantenimiento del parque eólico. Las provisiones para próximas reparaciones mayores o trabajos de renovación de las turbinas no están incluidas en este costo.

1.2 Objetivos y entidades de apoyo al proyecto

El objetivo principal de cualquier proyecto de generación de energía en las Islas Galápagos es reemplazar el combustible diésel y reducir el costo y los riesgos ambientales asociados con el transporte, almacenamiento y quema de combustibles fósiles.

El Ministerio de Electricidad y ELECGALÁPAGOS S.A. también tienen un incentivo financiero para producir electricidad más limpia a partir de energía alternativa, siempre que sea más competitiva que el combustible diésel y otros costos variables de operación de los generadores diésel y no reemplace o reduzca la generación de energía eólica en curso.

El GSEP está preparado para ayudar a ELECGALÁPAGOS S.A. en sus planes de avanzar hacia el objetivo de convertir a Galápagos en un territorio libre de combustibles fósiles.

Además, el municipio, bajo la dirección del alcalde, apoya firmemente todos los proyectos de generación de energía renovable que harán que la isla de San Cristóbal sea más limpia y auto sostenible. El uso de la energía eólica, solar y también los desechos orgánicos disponibles localmente como recurso de generación de energía son opciones consideradas y fomentadas por el municipio.

1.3 Resumen de proyectos anteriores de energía renovable en Galápagos

Desde la puesta en marcha del parque eólico San Cristóbal en 2007, se instalaron varios proyectos renovables adicionales en las islas vecinas (Tabla 1). Ninguno de ellos fue implementado con una base comercial y, por lo tanto, las cifras de costos no son comparables con el estudio de San Cristóbal.

Nombre del Proyecto	Parque Eólico San	Parque Eólico Baltra	Planta Fotovoltaica Baltra	Planta Fotovoltaica Puerto	Proyecto Sistema Híbrido
Ubicación	San	Baltra	Baltra	Santa Cruz	Isabela
Año de comisionamiento	2007	2014	2016	2014	2017
Sistema	Aerogeneradores (3 x 800 kW)	Aerogeneradores (3 x 2,250 kW)	Solar fotovoltaica (67 kWp) & Baterías (4.3 MWh / 1 MW)	Solar fotovoltaica (1,500 kWp)	Solar fotovoltaica (920 kWp) & Baterías (333 kWh - 900 kW)
Fracción de producción de energía local	31%	8.96%	La batería se usa principalmente para amortiguar la generación eólica	6.12%	

Tabla 1: Resumen de los proyectos de energía renovable en las Islas Galápagos

San Cristóbal sigue siendo la isla con la mayor penetración renovable hasta el día de hoy. Se instalaron sistemas fotovoltaicos y baterías en Baltra y se instalarán en la isla Isabela el próximo año. El sistema de almacenamiento de 4.3 MWh en Baltra, desarrollado a través de un programa de subvenciones del gobierno japonés, está compuesto por baterías de iones de litio y plomo conectadas a un inversor de batería de 1 MW. El banco de baterías de iones de litio está diseñado principalmente para la compensación automática ante los cambios súbitos en la generación de energía eólica. El banco de baterías de plomo-ácido se carga y descarga según los requisitos del operador, principalmente para almacenar la producción excesiva de energía eólica. Esta combinación de tecnología de batería es interesante, especialmente cuando se analiza la integración de la energía eólica altamente variable y la producción solar fotovoltaica diurna. Sin embargo, la reducción actual de los costos de la tecnología de la batería de iones de litio probablemente lleve a la selección de un sistema de batería de tecnología única de iones de litio para futuras instalaciones.

1.4 Situación actual del suministro de energía en la Isla San Cristóbal

La mini red de San Cristóbal está actualmente alimentada por el parque eólico de 2,4 MW y la planta generadora de diésel con una pequeña contribución de la planta fotovoltaica de 13 kWp.



Datos estadísticos	Unidad	Total año 2015
Generación total	kWh / año	15,867,095
- Generadores a diésel	% de generación	78.5%
- Aerogeneradores	% de generación	21.4%
- Solar fotovoltaica	% de generación	0.1%
Máxima carga	kW	3,061
Eficiencia de generadores a diésel	Litro / kWh	0.302
Clientes	#	2,991

Tabla 2: Aportes de generación en San Cristóbal 2015 (ELECGALÁPAGOS S.A.)

Los aerogeneradores producen en promedio 400 kW, o el 21% de la generación total. En 2015, la eficiencia del combustible de la planta a diésel fue de 0,302 litros / kWh.

La demanda de electricidad de San Cristóbal ha venido aumentando en un 7% anual en promedio desde 2012, con un pico de aumento del 22% entre 2013 y 2014 (Figura 2). La capacidad de energía renovable se ha mantenido constante (2,4 MW) desde 2007 cuando se inauguró el Proyecto Eólico San Cristóbal. El aumento de la demanda de electricidad se combina con una producción renovable constante que reduce efectivamente la penetración de renovables cada año.

La variación de la carga estacional es de alrededor del 30 %. Se prevé que aumente en los próximos años con el crecimiento económico y la adición de cargas dependientes de la temporada, como el aire acondicionado. A pesar de que la demanda de electricidad no varía en gran medida debido a los cambios estacionales, la carga en los generadores diésel está sujeta a una mayor variación. Esto se debe a la estacionalidad de la velocidad del viento en la isla. Desafortunadamente, los datos muestran una correlación negativa entre la carga y la velocidad del viento en San Cristóbal.

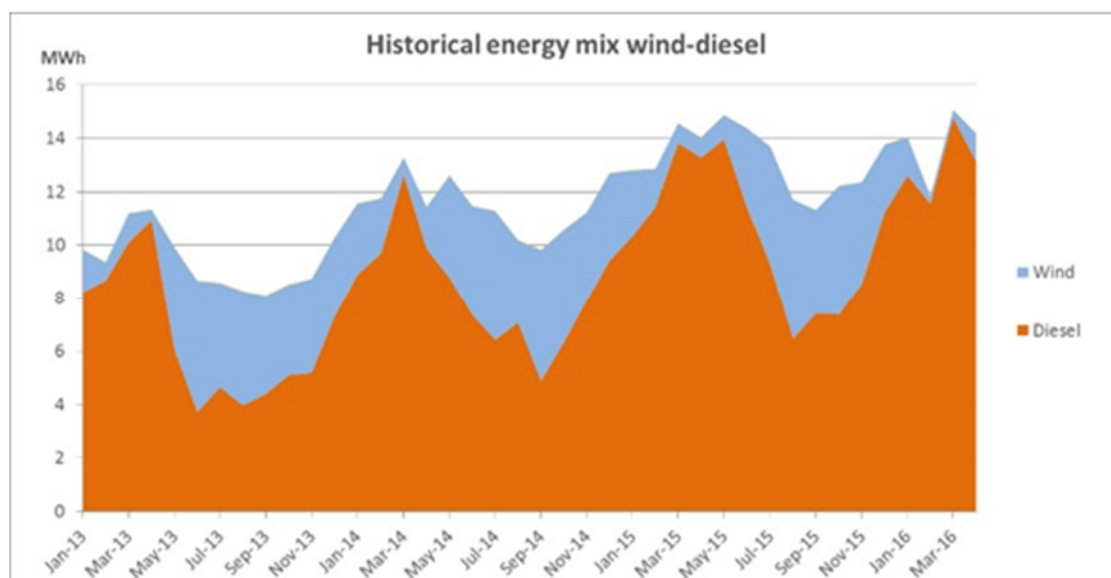


Figura 2: Combinación histórica de energía 2013-2016 (ELECGALÁPAGOS S.A.)

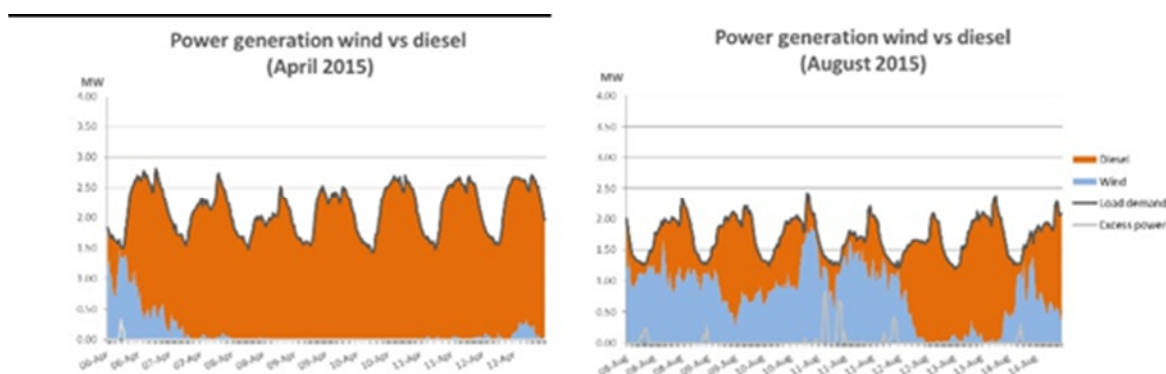


Figura 3: Generación de energía eólica vs. diésel en abril y agosto de 2015 (ELECGALÁPAGOS S.A.)

El pico de la demanda de electricidad tiene lugar en el período menos ventoso del año y viceversa. Esto hace que la alta carga sea cubierta completamente por los generadores diésel en abril, mientras que el exceso de electricidad producida por los aerogeneradores se reduce en agosto (Figura 3). El hecho de que el recorte de eólica ya está presente en la configuración actual indica que la adición de un cuarto aerogenerador puede no ser óptima. Sin embargo, se ha llevado a cabo un análisis de factibilidad para la expansión del parque eólico.

1.5 Principales desafíos

1.5.1 Incertidumbre con respecto a la evolución del precio del combustible diésel en Ecuador

Al igual que todos los países productores de petróleo en el mundo, Ecuador ha sufrido una importante caída en los ingresos petroleros en los últimos dos años. En esta situación, muchos otros países han optado por reducir los subsidios internos al combustible, elevando significativamente el precio del combustible diésel en el proceso. Una vez que se eliminan los subsidios, el precio del diésel también se ve afectado por el precio del petróleo crudo en el mercado mundial, que ha fluctuado en un rango extremadamente amplio de \$ 27 / barril a \$ 120 / barril en los últimos 3 años. Dado que el diésel sigue siendo la principal fuente de energía primaria en la Isla San Cristóbal para la generación de electricidad, diferentes escenarios de precios, tienen que ser modelados, por lo tanto, para proporcionar resultados representativos sobre un rango de precios potenciales del combustible.

1.5.2 Incertidumbre sobre el crecimiento de la demanda de electricidad en la Isla San Cristóbal

El archipiélago ha experimentado un importante crecimiento económico en la última década y se espera que esta tendencia continúe. Este crecimiento se refleja en la demanda de electricidad, debido al aumento en el número de habitaciones de hoteles y otras instalaciones dedicadas al sector turístico, así como a la expansión de las existentes. De hecho, para garantizar un alto nivel de comodidad para el mayor número de huéspedes, la cantidad de aparatos eléctricos aumentará. Un pronóstico exacto de esta evolución es imposible, ya que depende de factores económicos, políticos y técnicos, sin embargo, las empresas de todo el mundo suelen utilizar el crecimiento histórico de la carga como indicador. En el caso de San Cristóbal, el crecimiento histórico de la carga ha sido de alrededor de 6-7% por año. Enerwhere cree que un crecimiento tan rápido es causado en parte por los bajos precios de la energía y podría reducirse significativamente por medidas de eficiencia energética y centrarse en aumentar la conciencia ambiental. La implementación de este tipo de cambio de política depende de las instituciones locales y no se puede pronosticar exactamente, pero hemos supuesto que algunas medidas de eficiencia energética se utilizarán para reducir las tasas de crecimiento del consumo.

1.5.3 Variaciones estacionales extremas de la electricidad restante generada a diésel que se reemplazará por recursos renovables

La ya alta producción de energía eólica en la isla aumenta drásticamente las variaciones estacionales de la generación de electricidad residual de la planta generadora de diésel. El objetivo de integrar más energías renovables en la isla es, sin embargo, reemplazar la energía generada por diésel. Esto presenta un desafío técnico y comercial, ya que la generación eólica es altamente variable y altamente competitiva en los precios en la mini red de San Cristóbal. Por ejemplo, hay pocos requerimientos de otras fuentes alternativas de energía durante los períodos de viento en el mes de agosto, cuando la demanda es más baja y la electricidad producida por el parque eólico representa hasta el 90% de la demanda de carga total de la

isla. El recorte de eólica, por lo tanto, reducirá la productividad y la viabilidad comercial de la futura instalación eólica y / o solar.

1.5.4 Limitaciones de logística

El acceso a las Islas Galápagos se ve limitado por la distancia al continente y los bajos volúmenes de transporte. Solo dos líneas de transbordadores están sirviendo al archipiélago desde el continente con todos los productos necesarios. Solo se pueden enviar equipos en contenedores en las líneas regulares. El transporte de un aerogenerador a la isla requerirá una barcaza dedicada solo para el proyecto (similar al caso de los tres primeros aerogeneradores). Este requisito aumenta considerablemente los costos de logística. Además, equipos extremadamente largos (por ejemplo, las aspas de las turbinas) simplemente no podrían descargarse ni manipularse en el puerto actual y en las carreteras de Baquerizo Moreno. Las dos obras tuvieron que ser mejoradas exclusivamente para la movilización de equipos para el primer parque eólico. Los sistemas de energía solar fotovoltaica y de baterías tienen la ventaja de caber en los contenedores de transporte de tamaño estándar, lo que ayuda al presupuesto de logística.

2 Metodología y Supuestos

La metodología aplicada para el estudio de factibilidad es la optimización comercial de la combinación de fuentes energéticas de acuerdo con la demanda de electricidad, los recursos renovables locales y los costos del sistema instalado. Esto se lleva a cabo a través del modelado de diferentes capacidades para cada componente del sistema y la clasificación de los resultados por el costo nivelado más barato de electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) calculado durante más de 25 a 30 años

2.1 Pronóstico de demanda de electricidad

La demanda de electricidad se obtuvo a partir de mediciones de ELECGALÁPAGOS S.A. Esta información está disponible con una frecuencia temporal de 10 minutos. Para obtener una curva de carga anual completa, se usaron las mediciones desde el 1 de septiembre de 2014 hasta el 31 de agosto de 2015.

El pronóstico de consumo de electricidad hasta el año 2024 fue proporcionado por ELECGALÁPAGOS S.A. Este pronóstico parece estar basado en una tasa de crecimiento anual del consumo de 6.2%. Esta cifra es extremadamente alta y Enerwhere cree que este ritmo no puede ser sostenido en la isla durante el período de 30 años del estudio (tendencia naranja punteada en la Figura 4 a continuación). Por esta razón, Enerwhere realizó su propio pronóstico para el período no cubierto por ELECGALÁPAGOS S.A. La estimación a largo plazo representa las medidas de eficiencia energética, asumidas por el Gobierno, que ralentizarán el crecimiento de la demanda de electricidad al 1% anual a partir de 2025. Estas consideraciones conducen al pronóstico a continuación (tendencias puntuales en la Figura 4).

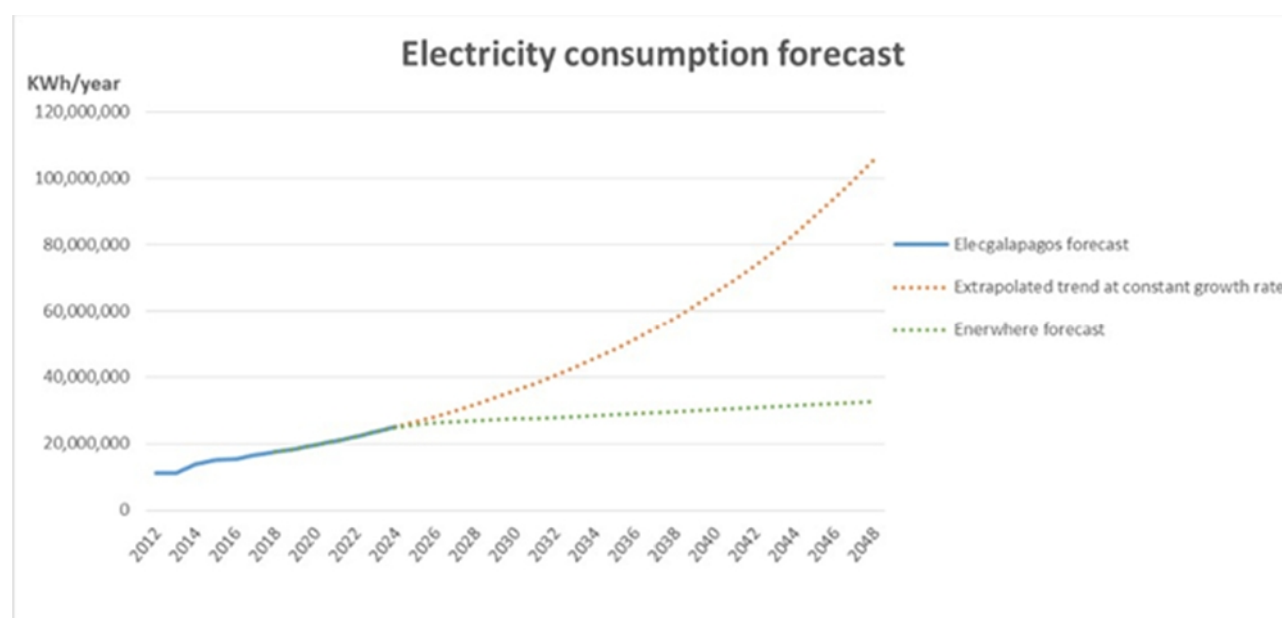


Figura 4: Pronóstico del consume de electricidad asumida para el estudio

2.2 Recursos eólicos

El perfil de velocidad del viento utilizado para el modelado del parque eólico se toma directamente de la producción real del sitio durante un año real (archivos SCADA para 2015-2016). La producción eólica ha estado variando en +/- 5 % en los últimos años mostrándose una producción promedio en 2015-2016. La ventaja de modelar el sistema con mediciones de viento reales es dar cuenta de las variaciones estocásticas naturales.

2.3 Radiación solar

Un conjunto de datos de la radiación solar, medido por EOLICSA en la isla de San Cristóbal, está disponible en un intervalo de 10 minutos desde el 1 de marzo de 2015 hasta el 28 de febrero de 2016. Desafortunadamente, este conjunto de datos no coincide con ninguno de los datos de fuentes satelitales (base de datos de meteorología y energía solar de la NASA y base de datos SolarGIS) o con la producción fotovoltaica real en el sitio. Sobre la base de las observaciones durante la visita al sitio, Enerwhere cree que esta discrepancia probablemente surja de un error en la calibración del sensor y / o un esquema de limpieza sin la suficiente frecuencia. Se conoció que la frecuencia de limpieza de los paneles solares era de solo una vez al año, por lo que es probable que el sensor solar tampoco se limpie con la frecuencia diaria o al menos semanal requerida para proporcionar datos de radiación solar válidos y precisos.

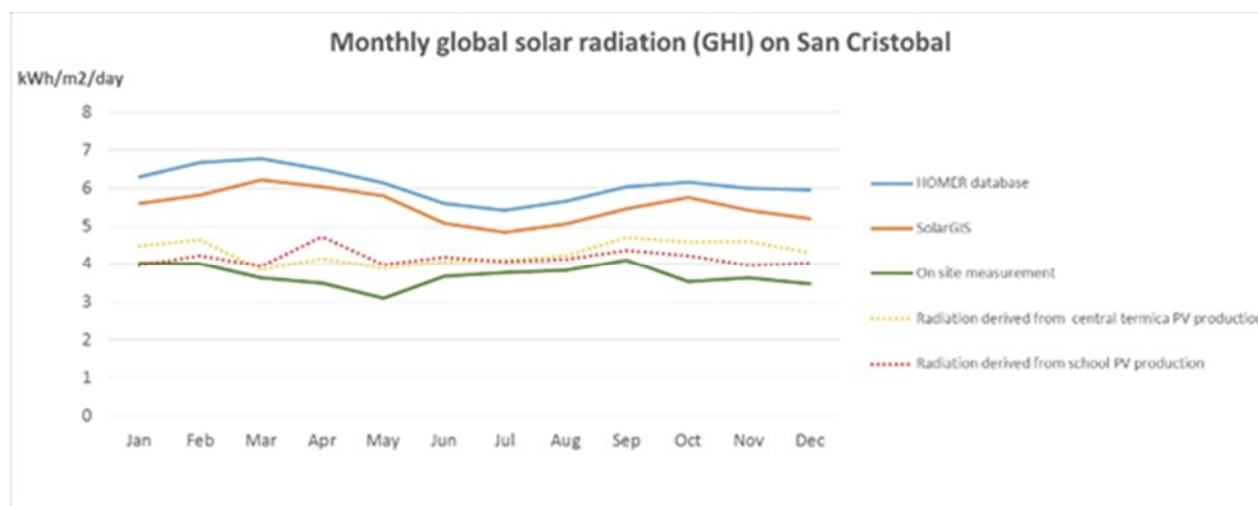


Figura 5: Evolución mensual de la irradiación global solar (GHI) de diferentes fuentes

Como no hay posibilidad de validar la medición del sitio con otros sensores de radiación en la isla, se recomienda mantener un cronograma más frecuente sobre la limpieza de los sensores para obtener lecturas precisas. Debido a la falta de datos robustos de medición in situ, se han analizado otras fuentes (base de datos de meteorología solar y energía solar de la NASA de las bases de datos Homer y SolarGIS, respectivamente). Como se muestra en el gráfico de la Figura 5, las otras fuentes muestran resultados significativamente más altos que el sensor. Por esta razón, estimamos las cifras de radiación solar de la producción real de los campos solares en la isla (EOLICSA, informe fotovoltaico de la sala de control), suponiendo una relación de rendimiento típica del 80%. Las estimaciones de GHI (irradiación global horizontal)

generadas de esta manera son más sólidas que las otras fuentes ya que se basan en la producción fotovoltaica real de dos sitios diferentes en la isla San Cristóbal cerca de la ubicación potencial para la instalación del campo solar (Central Térmica y escuela) con variación mensual coherente.

Es probable que las fuentes de satélite sobreestimen la GHI porque su resolución es demasiado baja para entregar los valores correctos para una isla en el medio del océano, mientras que el sensor los subestima. El hecho de que la estimación de Enerwhere se encuentre entre estas dos fuentes de datos valida los cálculos. Además, el supuesto GHI permanece seguro, lo que significa que incluso si la radiación real fuera más alta de lo esperado, las recomendaciones dadas seguirán siendo válidas. Las variaciones estocásticas se introducen en las simulaciones por hora para tener en cuenta las interacciones altamente variables entre la carga, el viento y la producción solar.

2.4 Escenarios de los precios de combustibles

Se simulan tres escenarios de precios del diésel para evaluar la viabilidad comercial de los proyectos de energía renovable en la Isla San Cristóbal. El primer caso es el actual precio subsidiado del diésel para la generación de electricidad en Ecuador: \$ 0,24 / litro (PETROECUADOR, julio 2016). Los otros dos escenarios suponen que se eliminan los subsidios al diésel y el diésel se compra al precio del mercado mundial. A la fecha de hoy, se considera un precio del diésel correspondiente a \$ 0.50 / litro (\$ 0.40 / precio litro al por mayor + \$ 0.10 / litro de transporte y margen minorista [Índice mundi, julio 2016]), basado en un costo de crudo en junio 2016 (\$ 48 / bbl). Un tercer precio del diésel, luego de una recuperación en los precios del petróleo al nivel de 2011-2014, se considera como \$ 0.90 / litro.

Escenario	Precio [\$/Litro]	Descripción
Precio subsidiado	0.24	Precio actualmente subsidiado para generación de electricidad
Precio mercado	0.50	Precio internacional de mercado a agosto 2016
Precio reposición	0.90	Precio del diésel en caso de efecto recuperación

Tabla 3: Escenario de precios del diésel

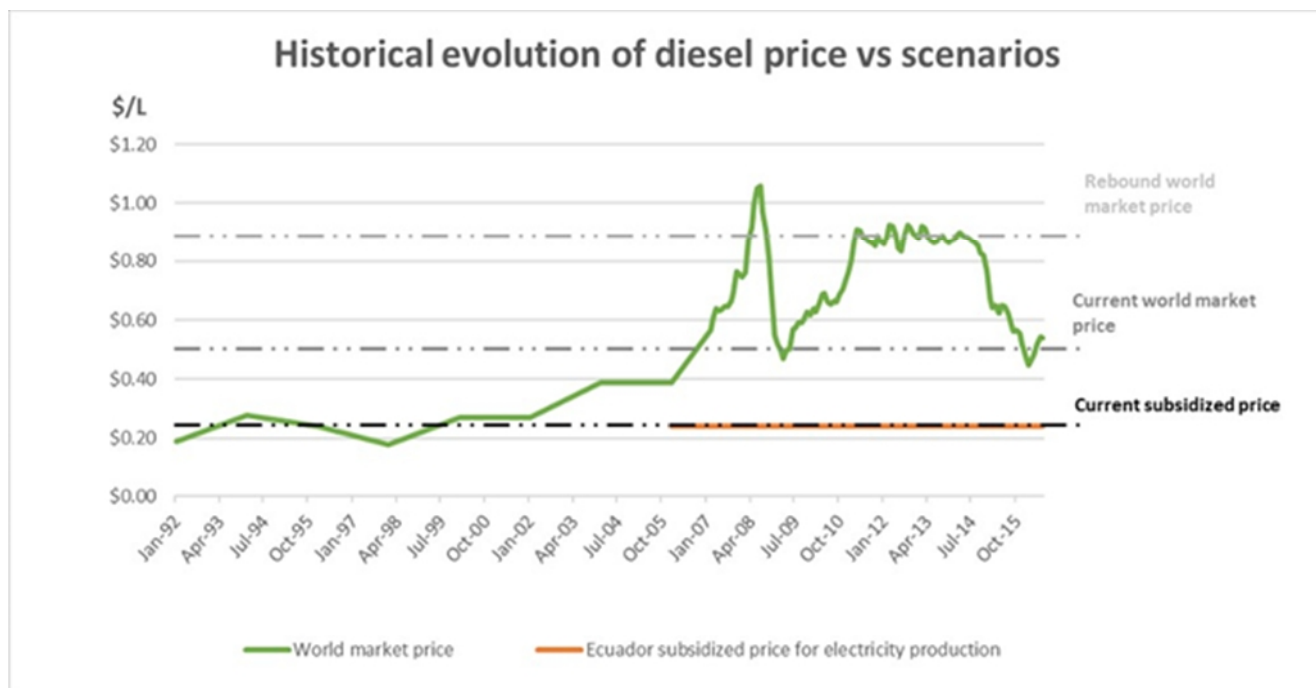


Figure 6: Evolución histórica del precio del diésel vs. escenarios

En la Figura 6, el precio de diésel en gasolinera en Ecuador y el precio del diésel para fines de generación de electricidad se comparan con los precios históricos promedio del diésel a nivel mundial. Estos tres precios del combustible permitirán a los responsables de la toma de decisiones analizar un conjunto completo de escenarios de precios volátiles del combustible que es difícil de pronosticar en un período de 30 años.

2.5 Fuentes de los principales parámetros financieros y supuestos

Los parámetros financieros clave se basan en la información proporcionada por:

- ☐ ELECGALÁPAGOS S.A. para su costo de energía (generación y transmisión), tarifa de electricidad combinada y costos de operación.
- ☐ EOLICSA, para todos los valores relacionados con los costos de operación y mantenimiento del parque eólico.
- ☐ Contratistas locales, para los precios de logística e implementación que son específicos de la isla San Cristóbal (solicitudes de presupuesto para la logística y la implementación del cuarto aerogenerador, campo fotovoltaico y sistema de almacenamiento han sido enviados a tres grandes empresas contratistas con experiencia en proyectos similares)
- ☐ Enerwhere, para su base de datos de equipos fotovoltaicos y de almacenamiento y los costos de operación y mantenimiento basados y actualizados periódicamente a partir de las cotizaciones de los proveedores y directrices de fabricantes.

Los parámetros financieros detallados y los supuestos se proporcionan en el Apéndice 6.2

2.6 Herramientas informáticas y limitaciones

El software HOMER Pro® de micro redes de HOMER Energy ha sido seleccionado para modelar el sistema trihíbrido compuesto por el parque eólico, el campo solar fotovoltaico, la planta generadora a diésel y el sistema de baterías. Este software permite ejecutar simultáneamente simulación, optimización y análisis de sensibilidad. El problema de optimización entera no lineal se resuelve con la búsqueda directa iterativa (calculando el valor de la función objetivo para todas las variables de decisión en el dominio factible). De esta forma, el algoritmo está libre de derivadas, lo que garantiza la convergencia y la relevancia del resultado. Por otro lado, este algoritmo requiere una potencia y tiempo computacionales significativos. Para cada combinación del equipo dado (tipo y tamaño de paneles fotovoltaicos, batería, inversor, aerogenerador, generadores diésel) el sistema simula una solución operativa factible y evalúa los indicadores de resultados correspondientes⁵.

SolarGIS se utilizó como fuente de datos de radiación solar para comparar y validar la medición in situ disponible y el resultado de las simulaciones. La herramienta 'PV Planner' utiliza la base de datos de radiación solar de fuentes satelitales para evaluar el rendimiento fotovoltaico mensual de la configuración del sistema insertada por el usuario (ángulo de inclinación y acimut, sombreado, eje de seguimiento, pérdidas).

Se usó Microsoft Excel para comparar datos de diferentes fuentes y formatearlo como aporte para HOMER. También el post-procesamiento (gráficos, tablas y parámetros clave de rendimiento) se llevó a cabo en MS Excel.

⁵ http://www.HOMERenergy.com/HOMER_pro

3 Alcance del estudio de factibilidad

3.1 Planta generadora a diésel

La planta generadora a diésel estaba en obras de renovación durante la visita al sitio en junio de 2016. El estudio incluye la evaluación de la eficiencia de combustible actual y esperada del sistema (antes y después de la puesta en marcha de los nuevos generadores diésel) y cómo evolucionaría con la integración de energías renovables. El reemplazo y la adición de generadores adicionales se considerarán sólo en el caso de una necesidad obvia de una unidad diferente.



Figura 7: Instalación de nuevos generadores a diésel en la central térmica

Marca	Modelo	Capacidad nominal	# unidades	Consumo específico	Consumo específico a 75% carga	Consumo específico a 100% carga
		kW		L/kWh	L/kWh	L/kWh
Caterpillar	3512 DITA	650	3	0.299	0.278	0.269
MTU	16V2000	1,000	1	0.278	0.271	0.269
Caterpillar	3516	1,100	1	0.283	0.275	0.274
SKL	9VDS 29/24 AL	1,670	2	0.260	0.250	0.248

Tabla 4: Lista de generadores a diésel en San Cristóbal con datos de placa y consumos específicos

El análisis considera los 5 generadores ya presentes en la planta, así como las dos nuevas unidades SKL de 1.670 kW que se están instalando actualmente (Tabla 4). Cada generador fue modelado en HOMER con sus propias especificaciones. Los parámetros tales como la capacidad nominal y el consumo específico de combustible son fundamentales para la precisión de la simulación y se obtuvieron de las hojas de datos del fabricante para cada generador.

3.2 Aerogenerador adicional

3.2.1 Ubicación y dimensionamiento del potencial cuarto aerogenerador

En la parte alta de San Cristóbal se han identificado varios corredores de migración del petrel, una especie protegida, donde los recursos eólicos son los más atractivos para la generación de energía. En vista de lo cual, las ubicaciones potenciales para las instalaciones de aerogeneradores son muy restringidas. Esto ya representaba un gran desafío para el primer proyecto de parque eólico.

Sin embargo, hay espacio disponible para un cuarto aerogenerador como parte del parque eólico existente. Esta ubicación, ya aprobada por el Ministerio de Medio Ambiente en 2001, también tiene la ventaja de requerir solo un mínimo de cableado y zanjado ya que la actual línea de transmisión de 13.2 kV del parque eólico todavía tiene capacidad disponible para transportar energía adicional.



Figura 8: Ubicación del potencial 4º aerogenerador en la Isla San Cristóbal

3.2.2 Precios presupuestarios para un solo aerogenerador de 800kW

	Porcentaje del precio total	Precio (\$mln)
Costo equipos: aerogeneradores, convertidores y línea de 13.2 kV (ex fábrica)	39%	1.48
Transporte y logística desde el país de fabricación al sitio	17%	0.64
Obras civiles e instalación	44%	1.66
		\$ 3.78 mln

Tabla 5: Costo estimado para instalación de 800 kW adicionales en aerogeneradores en San Cristóbal

3.2.3 Salida de energía

Los tres aerogeneradores de 800 kW existentes se modelan en función de su tamaño, dimensión y curva de potencia (consulte la Figura 9 a continuación) en el modelo de energía preparado por Enerwhere (simulación HOMER). Un cuarto aerogenerador de las mismas características se permitió como opción de simulación. Obviamente, los aerogeneradores de hoy son significativamente más grandes, sin embargo, se seleccionó el mismo tamaño de unidad para la simulación basada en la línea de 13,2 kV existente que conecta el parque eólico con la ciudad y facilita las actividades de O & M y gestión de repuestos.

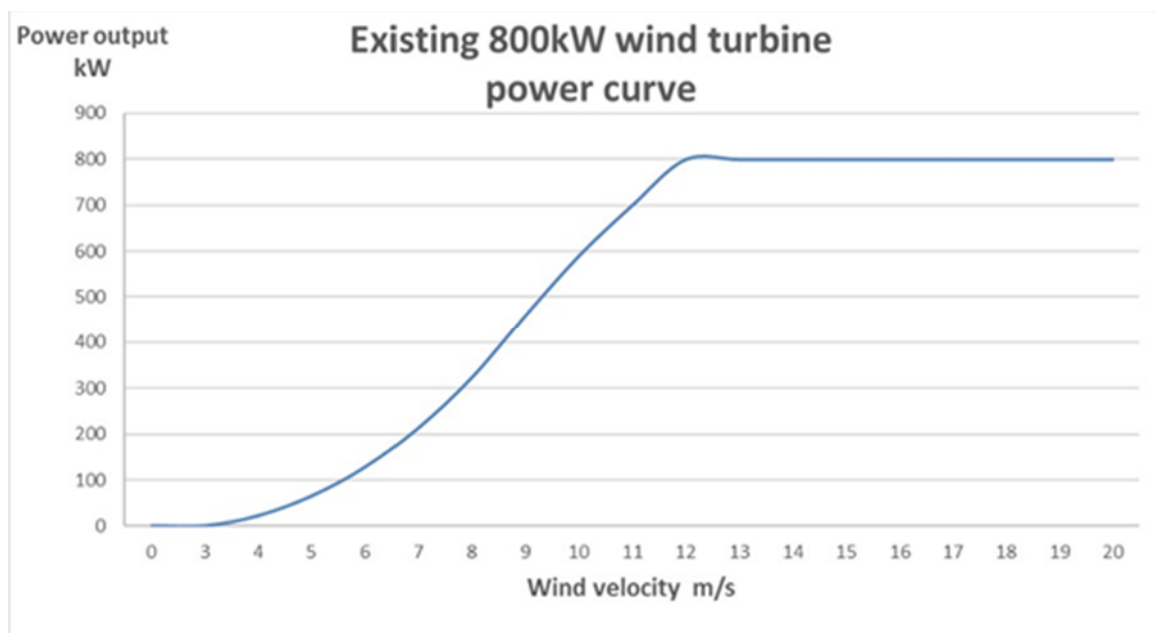


Figura 9: Curva de potencia del aerogenerador MADE AE-59 800 kW

3.3 Planta solar fotovoltaica

Las principales variables de decisión para las plantas solares fotovoltaicas son el tamaño de la planta, el tipo de estructura de montaje, la ubicación y las opciones de cimentación. La optimización del tamaño se puede realizar con una herramienta de software, mientras que el análisis restante requiere consideraciones detalladas de los pros y los contras de cada opción.

3.3.1 Opciones de montaje

Cuatro diferentes diseños de sistema se consideraron para la estructura de montaje del campo fotovoltaico:

- 1) Inclinación fija a 5 grados, orientada al norte: este es el ángulo óptimo para una planta de inclinación fija en San Cristóbal, debido a la gran proximidad del sitio a la línea ecuatorial. Esta opción tiene una carga de viento muy limitada, lo que restringe el requerimiento de lastre, aunque se inclina adecuadamente para permitir el drenaje de agua.
- 2) "Rastreo estático", es decir, la combinación de dos filas orientadas al este y al oeste, instaladas espalda contra espalda en un ángulo de 10 grados. Esta configuración tiene la ventaja de generar más energía solar en las horas de la mañana y de la tarde, y también minimiza las cargas de viento, reduciendo los costos de estructura y cimentación. Esta configuración también tiene la mayor densidad de todas las opciones, lo que reduce el uso del suelo.
- 3) Estructura basculante mensual / estacional (aquí -5 a 20 grados norte), con ajuste manual del ángulo de inclinación. En principio, este tipo de estructura de montaje combina los beneficios de una estructura simple con los rendimientos más altos de un rastreador, sin embargo, en el caso de San Cristóbal la variación de inclinación estacional solo genera beneficios muy limitados, que no son suficientes para justificar los costos adicionales de la estructura más costosa.
- 4) Los sistemas de rastreo mono axial norte-sur siguen automáticamente el sol de este a oeste a lo largo del día, optimizando continuamente el ángulo de incidencia de la radiación solar en los paneles solares. Como esta estructura mantiene el panel horizontal en el eje norte-sur, generalmente es atractivo para ubicaciones cercanas a la línea ecuatorial. Las principales desventajas de este tipo de estructura son los costos de instalación más elevados, la complejidad mecánica adicional (lo que puede conducir a mayores costos de operación y mantenimiento) y un uso del suelo significativamente mayor en comparación a otras opciones de montaje.

Las curvas de producción para las diferentes opciones de montaje en un día despejado se muestran en la Figura 10. La producción de rastreo estático y las opciones de inclinación fija son casi iguales, mientras que la opción de rastreo mono axial produce más electricidad, y un rendimiento constante a lo largo del día (consulte la Tabla 6 a continuación). La distribución temporal de la producción de energía solar fotovoltaica es de gran importancia en un sistema híbrido únicamente solar-diésel. Sin embargo, se vuelve menos crítico cuando el almacenamiento está disponible en la mini red.

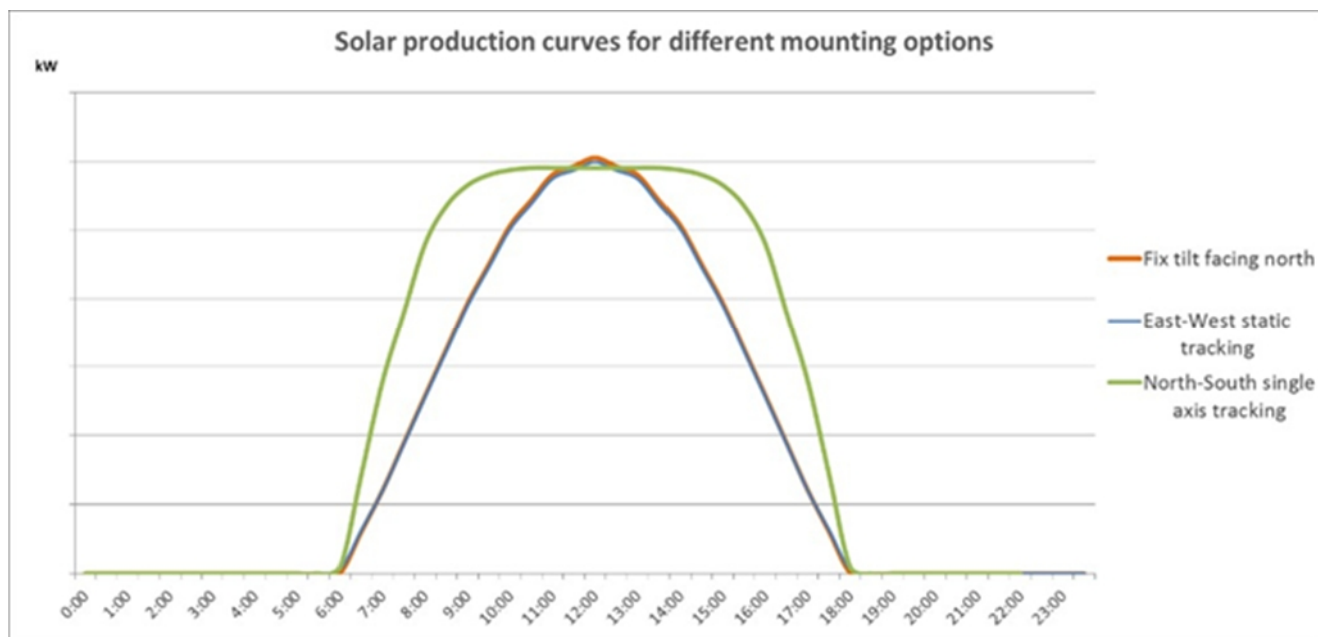


Figure 10: Curvas de producción solar para diferentes opciones de montaje

Opciones de montaje	CAPEX \$/kWp	Rendimiento kWh/kWp/año	Requerimiento de suelo aprox.
Con inclinación fija (5° N)	1,870	1,057	10
Rastreo estático (10° E-W)	1,860	1,046	8
Inclinación estacional (-5° to 20°N)	1,890	1,120	12
Rastreo un solo eje (N-S)	2,260	1,356	20

Tabla 6: Parámetros básicos para diferentes opciones de montaje de paneles fotovoltaicos

3.3.2 Opciones de ubicación y disponibilidad de espacio

Se identificaron tres posibles ubicaciones para la planta fotovoltaica, estas fueron discutidas con ELEGALÁPAGOS S.A. y el municipio durante la visita al sitio. Han sido identificadas como las ubicaciones preferidas para la instalación de un campo fotovoltaico solar.

Opciones de ubicación	Descripción	Área disponible
Opción 1: Junto a la subestación principal	El terreno es de propiedad de ELECGALÁPAGOS S.A. quienes han dado su aprobación preliminar para utilizar este predio para la instalación del campo fotovoltaico. El área requiere solamente algún trabajo de adecuación y la extensión de un alimentador de 13.2 kV desde la subestación principal, de aproximadamente 130 metros	Más de 20,000 m ²
Opción 2: Zona del antiguo botadero de basura	Terreno de propiedad de la municipalidad que fue utilizado anteriormente como botadero de basura. Se requerirá un estudio de las condiciones del suelo a fin de seleccionar la más adecuada opción de montaje. El campo fotovoltaico podría conectarse a la línea de transmisión del parque eólico que pasa a una distancia de 130 metros	Más de 20,000 m ²
Opción 3: Zona cercana al aeropuerto	Existen algunos sitios cercanos al aeropuerto que potencialmente se podrían utilizar para la instalación de un campo fotovoltaico, sin embargo, por ahora es incierto si éstos podrían estar reservados para futuros desarrollos	Depende de los planes de desarrollo urbano

Tabla 7: Opciones para campo fotovoltaico en la Isla San Cristóbal



Figura 11: Ubicaciones propuestas para el campo fotovoltaico (Opciones 1 y2)



Figure 12: Posibles ubicaciones para el campo fotovoltaico (Opción 3)

Debido a las similitudes de las opciones de ubicación 1 y 2 tanto en tamaño como en distancia al punto de conexión de 13,2 kV más cercano, la planta solar fotovoltaica se puede modelar en ambos casos en función de los siguientes supuestos:

- ☐ Área disponible: 20 000 a 50 000 m²
- ☐ Ambas opciones de inclinación fija (filas este-oeste) y sistema de rastreo mono axial (norte-sur)
- ☐ Uso de inversores monofásicos clasificados para exteriores con panel(es) combinador(es) de CA central o múltiple
- ☐ Transformador de elevación ubicado en el sitio del campo solar
- ☐ Línea de transmisión a 130 metros al punto de conexión

3.3.3 Opciones de la cimentación

Sobre la base de la experiencia de Enerwhere en proyectos ubicados remotamente, el equipo de Enerwhere comparó diferentes opciones de cimentación para las estructuras de montaje fotovoltaico. Tres opciones de cimentación se presentan a continuación:

A) Cimientos de concreto vertidos in situ: requiere preparación del terreno y mezcla de concreto en el sitio. Esto requiere tanto equipos pesados como una estrecha supervisión para garantizar la calidad de las bases de concreto.

B) Lastrado: pequeños bloques de concreto sólido que se colocarán en las placas de lastre de la estructura de montaje. El lastre se puede manejar manualmente con la ayuda de retro excavadoras disponibles localmente por lo que no es necesario traer equipos pesados adicionales a las islas. Las estructuras lastradas tampoco requieren estudios geotécnicos extensos, lo que constituye otra ventaja para una ubicación remota del proyecto.

C) Los pilotes perno o pilotes rectos se introducen en el suelo mediante perforadoras (semiautomáticas) especialmente equipadas o (manualmente) con retroexcavadoras con una extensión de perforación especial. Los pilotes perno tienen la ventaja de reducir los trabajos requeridos para la preparación del terreno, sin embargo, se requieren estudios geotécnicos / del suelo para confirmar si el terreno es adecuado para esta alternativa.

	Costo de estructura e instalación para paneles fotovoltaicos		
	Cimientos hormigón	Estructura lastrada	Pilotes perno
Inclinación fija 5°	2,310	1,870	1,880
Rastreo estático 10° pendiente este-oeste	2,260	1,860	1,880
Estructura inclinación ajustable mensualmente	2,370	1,890	1,890
Rastreo axial N-S	2,740	2,270	2,260

Tabla 8: Costo presupuestario de instalación para diferentes configuraciones de paneles fotovoltaicos (base de datos de costos de Enerwhere y cotizaciones para logística e instalación de contratistas ecuatorianos)

Los precios del sistema que se muestran en la Tabla 8 incluyen los costos de instalación y logística, basados en la experiencia de Enerwhere y las cotizaciones de los contratistas locales. Los resultados muestran que los cimientos de hormigón son más caros que los pilotes perno o las estructuras lastradas. La decisión final sobre si se deben usar lastres o pilotes perno dependerá de una evaluación geotécnica, que deberá llevarse a cabo para cada uno de los sitios elegidos antes de la implementación del proyecto.

3.3.4 Costo nivelado de electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) y requerimiento de suelo para diferentes opciones de montaje fotovoltaico

El LCOE calculado (Tabla 9) que incluye el suministro de equipo, el transporte, la logística y los costos de instalación no muestra una variación significativa entre los tres tipos de sistemas, sin embargo, no se puede decir lo mismo de los requisitos del suelo. Debido a la menor proporción de cobertura del suelo de los rastreadores, el uso del suelo aumenta significativamente en comparación con un sistema de la misma capacidad con un ángulo de inclinación fijo.

Opciones de montaje	Costo nivelado de electricidad \$/kWh	Requerimiento o aproximado de suelo m ² /kWp	Requerimiento o específico de suelo m ² /kWh/año
Inclinación fija 5°	0.142	10	0.009
Rastreo estático 10° pendiente Este-Oeste	0.144	10	0.008
Estructura inclinación ajustable mensualmente	0.143	12	0.011
Rastreo axial N-S	0.143	20	0.014

Tabla 9: Costo nivelado de electricidad (LCOE) y requerimientos aproximados de suelo para sistemas fotovoltaicos con diferentes opciones de montaje

En vista de que la limitación de espacio es una restricción importante en cualquier isla, y esto se agrava aún más en presencia de reservas naturales en San Cristóbal, Enerwhere decidió realizar las simulaciones restantes utilizando la opción de montaje de inclinación fija (5 ° norte). Sin embargo, debido a las pequeñas diferencias en factores económicos, los resultados seguirán siendo aplicables para las otras dos opciones de montaje. Los resultados se pueden adaptar para el sistema de rastreo mono axial ajustando la capacidad del sistema solar hacia abajo en aproximadamente un 20%, en línea con el mayor rendimiento de esta opción de montaje. La distribución temporal de la producción solar tiene poco impacto en los temas económicos ya que el almacenamiento está disponible en el sistema.

3.4 Sistema de almacenamiento

El almacenamiento cumple dos funciones distintas en el sistema de energía eólica-solar (diésel):

- ☐ Amortiguación de las variaciones a corto plazo de la carga, la generación eólica y la generación solar (que de otro modo deben ser cubiertas por la reserva rodante en la planta generadora de diésel), es decir, control del sistema, control de picos, reserva rodante y control de frecuencia.
- ☐ Almacenar producción sobrante eólica y / o solar para usar más tarde en el día (cambio de hora).

Debido a la alta variabilidad súbita de los recursos eólicos y solares en San Cristóbal (una isla tropical con velocidad del viento y cobertura de nubes rápidamente cambiantes), la tecnología de almacenamiento debe poder cargar y descargar a tasas relativamente altas. Las químicas de baterías basadas en litio (por ejemplo, fosfato de litio y hierro, LiFePO₄ u óxido de litio y níquel-manganeso-cobalto, Li-NMC) son por lo general mejores que las baterías de plomo-ácido o de flujo y, en consecuencia, se identificaron como la tecnología preferida para este proyecto. Las capacidades de almacenamiento de 500 kWh a 2.500 kWh se tienen en cuenta para el estudio y se pueden combinar con diferentes capacidades del inversor de la batería (500-2,000 kW) dependiendo de la potencia máxima instantánea requerida.

3.5 Instalación de energía para pequeños residuos orgánicos

Se investigó la factibilidad de generar electricidad a partir de los desechos debido al gran interés mostrado al equipo de ingeniería de Enerwhere cuando se reunieron con el alcalde de las Isla San Cristóbal.

Para la cantidad de residuos disponibles, hay dos formas de generar electricidad, combustión directa y producción de biogás, con la consiguiente utilización en motores de gas. La primera opción (combustión directa) está limitada por las pequeñas cantidades (aproximadamente 60 toneladas / mes) y el bajo valor calorífico (aproximadamente 800 cal / kg) de material de desecho húmedo disponible en San Cristóbal. Los procesos de combustión más comúnmente utilizados requieren cantidades significativamente mayores (de decenas a cientos de toneladas por día) y un contenido de energía mucho más alto (2,000-3,000 cal / kg) para ser manejados de manera económica. La segunda opción (biogás) se utiliza ampliamente en todo tipo de residuos orgánicos y no presenta ningún obstáculo técnico a partir de pequeñas cantidades (los digestores de biogás están disponibles incluso a escala doméstica). Sin embargo, con solo 60 toneladas / mes de residuos orgánicos disponibles para la generación de energía, los ~ 5.000 kWh / mes resultante tendrían únicamente un impacto insignificante (<1%) en el balance energético de la isla.

Debido al potencial limitado de la valorización de los residuos, esta fuente no se vuelve a considerar en este estudio.

4 Resultados del modelo

4.1 Optimización del actual sistema híbrido eólico-diésel

El escenario base de la planta generadora a diésel existente con los tres aerogeneradores se modeló para evaluar la eficiencia de la configuración actual y el potencial disponible para mejora. Además, puesto que se están instalando dos nuevos generadores SKL de 1.670 kW, se realizó una segunda simulación que incluyó las dos nuevas unidades, con el fin de mostrar la mejora de eficiencia de combustible de la nueva configuración y proponer una filosofía de gestión de carga óptima. Los dos modelos se corrieron durante un año (2018). El siguiente análisis se centra en la filosofía de funcionamiento del generador, la evaluación del recorte de la energía eólica y la optimización de la eficiencia general del combustible del sistema.

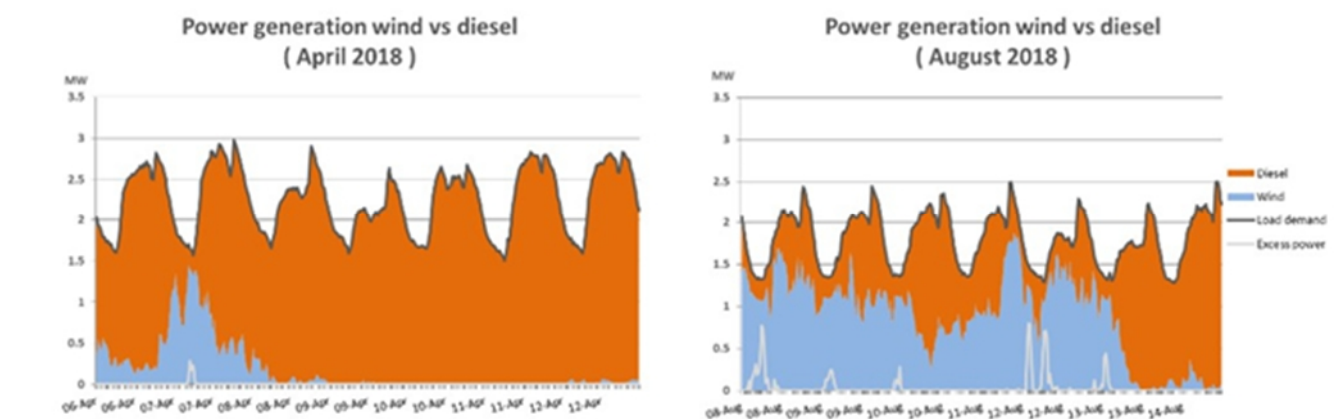


Figure 13: Línea base para generación de energía eólica y diésel en abril y agosto de 2018

La configuración anterior, compuesta por los 5 generadores diésel existentes, tenía un consumo de combustible específico de 0.297 litros por kWh en 2015. Este bajo rendimiento se explica por las operaciones manuales de la planta generadora diésel después de que el sistema de control automático dejó de funcionar en 2011. De hecho, con la generación de energía eólica altamente variable (ver Figura 13 arriba), la carga residual en los generadores diésel es muy variable y requiere que los generadores se enciendan y apaguen varias veces durante el día. Esto no está sucediendo lo suficientemente rápido en una configuración operada manualmente (en la cual los operadores siguen un cronograma y pautas de seguridad) sin una optimización automática continua.

	Descripción del sistema	Consumo específico promedio de combustible Litros / kWh	Ahorro de combustible esperado %
Ajuste antiguo – operación manual	3 aerogeneradores: 2.4 MW 5 generadores diésel: 4 MW	0.297	
Ajuste nuevo – control automático	3 aerogeneradores: 2.4 MW 7 generad. diésel: 7.4 MW	0.2692	5%

Tabla 10: Mejora esperada en el consumo específico de combustible después de la adición del nuevo grupo diésel SKL 1,670 kW y la automatización del sistema de sincronización

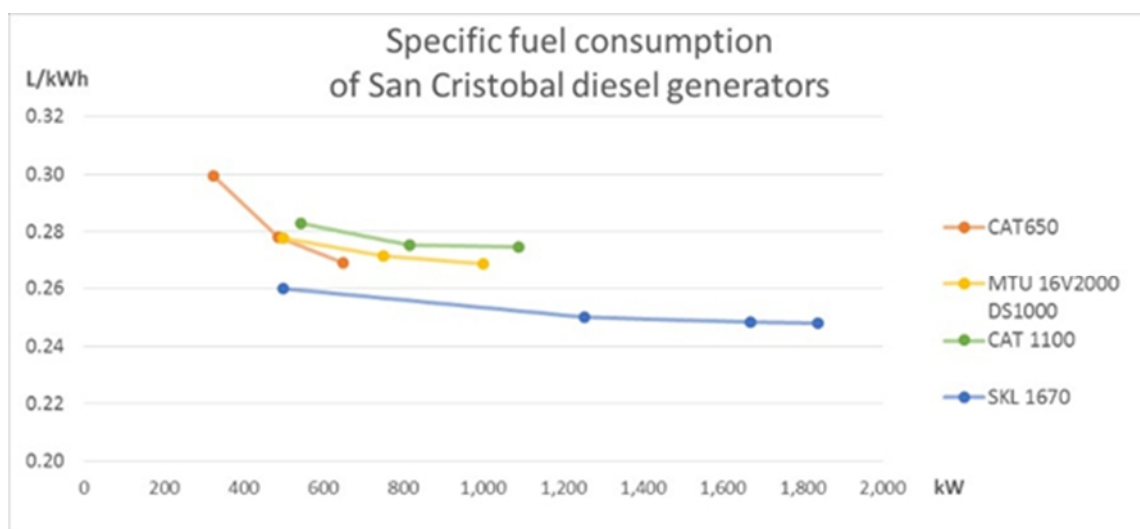


Figura 14: Curvas de consumo de combustible para diferentes modelos de generadores instalados en San Cristóbal

		Generadores diésel en operación						
Marca & Capacidad (kVA)		1er CAT 650	2do CAT 650	3er CAT 650	MTU 1,000	CAT 1,100	1er SKL 1,670	2do SKL 1,670
Carga total en generadores diésel (kW)	160-450	X					X	
	450-1,200						X	
	1,200-1,600	X					X	
	1,600-1,900				X		X	
	1,900-2,100	X	X				X	
	2,100-2,300						X	X
	2,300-2,800	X					X	X
	2,800-3,000				X		X	X
	3,000-3,250	X	X				X	X
	3,250-3,500	X			X		X	X
	3,500-3,700	X	X	X			X	X
	3,700-4,000	X	X		X		X	X
	4,000-4,400	X	X	X	X		X	X
	4,400-5,200	X	X	X	X	X	X	X

Tabla 11: Filosofía óptima de operación para ajuste de nuevos generadores

Como se muestra en la Figura 14, las dos nuevas unidades son aproximadamente 8 % más eficientes que las unidades más antiguas con cargas superiores a 500 kW, que es la carga mínima a la que deben funcionar. El generador Caterpillar de 1.100 kW, por otro lado, siempre consume más que el resto de la flota. HOMER optimiza la secuencia operativa de los generadores de acuerdo con el consumo de combustible y los costos de mantenimiento. La configuración óptima dará como resultado que uno de los nuevos generadores SKL proporcione la mayor parte de la demanda no satisfecha por los aerogeneradores, con el equilibrio proporcionado por una de las unidades más antiguas. Las eficiencias más altas se conseguirían si las dos unidades SKL funcionaran juntas, sin embargo, en los primeros años de la simulación, las cargas generalmente no son lo suficientemente altas para que ocurra este escenario. La participación de la electricidad producida por cada generador en 2018 con y sin la introducción de las nuevas unidades se presenta en la Figura 15.

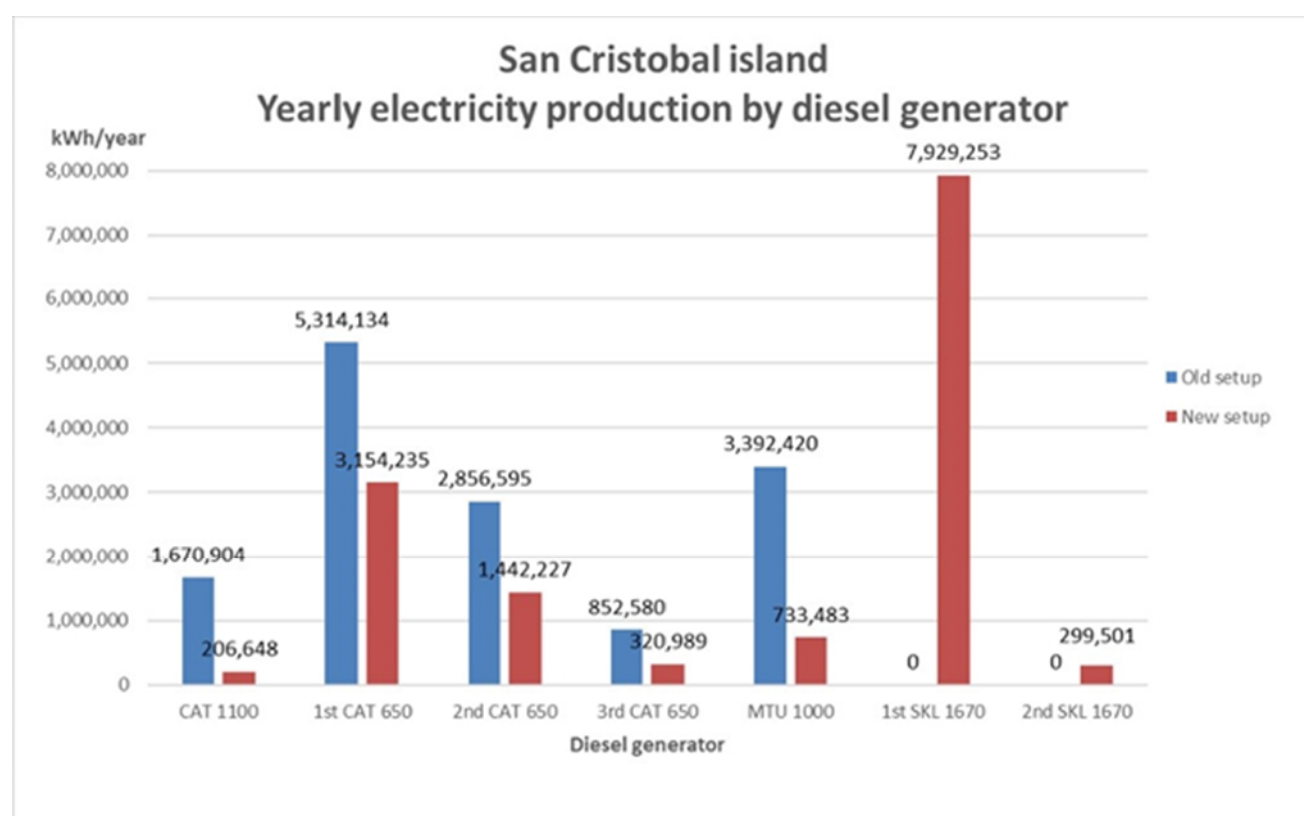


Figura 15: Electricidad producida por cada generador diésel en la configuración antigua/nueva

En resumen, se espera que la adición de las dos nuevas unidades SKL de 1.670 kW junto con la actualización del sistema de control automático mejore la eficiencia general del combustible en un 12%, siempre que los ajustes de sincronización y potencia estén programados correctamente. De manera ideal esta programación debería ser realizada inicialmente por el contratista que instaló el sistema, y se debe proporcionar capacitación a los operadores para actualizar los ajustes según sea necesario en caso de cambios en la situación (por ejemplo, la unidad generadora bajo mantenimiento). Incluso sin un sistema de control automático completamente funcional, los generadores nuevos y más eficientes deberían mejorar el ahorro de combustible del sistema en aproximadamente 8%. Por lo tanto, no hay necesidad de invertir en nuevos generadores a diésel ni cambios importantes en el diseño actual de la planta de generación.

Todas las simulaciones adicionales se basan en el supuesto de que los 7 generadores diésel se sincronizan de manera óptima y automática.

4.2 Dimensionamiento del futuro sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diésel – simulación de una fase

Con el fin de probar la viabilidad técnica y comercial de agregar energía solar fotovoltaica, almacenamiento y capacidad eólica adicional al sistema de energía de San Cristóbal, se corrió inicialmente un modelo HOMER para una simulación de 30 años. En la Tabla 12, a continuación, se muestran los tamaños óptimos resultantes para el parque solar fotovoltaico, la batería y el parque eólico para cada escenario de precio del combustible.

Escenario de precios de combustible	Configuración óptima del sistema				Caso base Costo nivelado electricidad	Resultados			
	Aerogen.	Capacidad fotovoltaica	Capacidad baterías	Capacidad inversor baterías		Costo nivelado electricidad	Costo nivelado electricidad	Consumo de combustible	Ahorro de combustible
	Número	MWp	MWh	MW	\$/kWh	\$/kWh	%	Litros/año	%
Precio subsidiado	3	4.0	1.5	1.0	0.153	0.151	2%	4,967,000	19%
Precio de mercado	3	6.0	2.0	1.5	0.207	0.193	7%	4,522,929	26%
Precio recuperación	3	8.0	2.0	2.0	0.290	0.254	12%	3,976,296	34%

Tabla 12: Dimensionamiento óptimo del sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diésel-baterías sobre un período de 30 años

Como se puede ver en la tabla, los resultados indican que la configuración técnica general es notablemente estable en los tres escenarios de precios del combustible. En los tres escenarios, la configuración óptima incluye tanto fotovoltaica solar como capacidad de almacenamiento, pero no capacidad eólica adicional. Este resultado no es sorprendente dada el ya significativo recorte de la generación eólica en la isla, y el desfase estacional de la generación eólica con la demanda máxima durante la temporada turística pico.

4.2.1 Resultados clave:

- ☐ Agregar un sistema híbrido fotovoltaico-baterías genera un ahorro significativo de combustible (19-34%) y ahorros financieros moderados (2-12%) en todos los escenarios de precios de combustible.
- ☐ En una simulación monofásica (es decir, suponiendo que todas las inversiones se realicen en el año 1), la adición de un cuarto aerogenerador no es competitiva en ninguno de los escenarios considerados. De hecho, al agregar una turbina se obtendría un 23% de CAPEX adicional y alrededor de un 5% más de LCOE en comparación con la

configuración óptima de fotovoltaico-baterías, en gran parte debido al recorte de eólica durante la temporada ventosa pero de baja carga.

- En los primeros años del proyecto, la planta fotovoltaica está sujeta a recortes debido a un sobredimensionamiento de la planta en comparación con la carga (ver la Figura 16 a continuación). Este efecto disminuye con el tiempo a medida que las cargas aumentan.
- Se requiere almacenamiento para reducir el recorte de la generación de energía eólica y fotovoltaica particularmente en la temporada de viento (agosto). La figura 16, a continuación, muestra muy bien los picos en los que la generación renovable total supera la carga. En esta situación, HOMER compara simulaciones con menor capacidad fotovoltaica con alternativas con almacenamiento adicional. La solución óptima incluye una cantidad variable de energía solar fotovoltaica y almacenamiento, con la capacidad de ambos de aumentar con precios de combustible más altos.

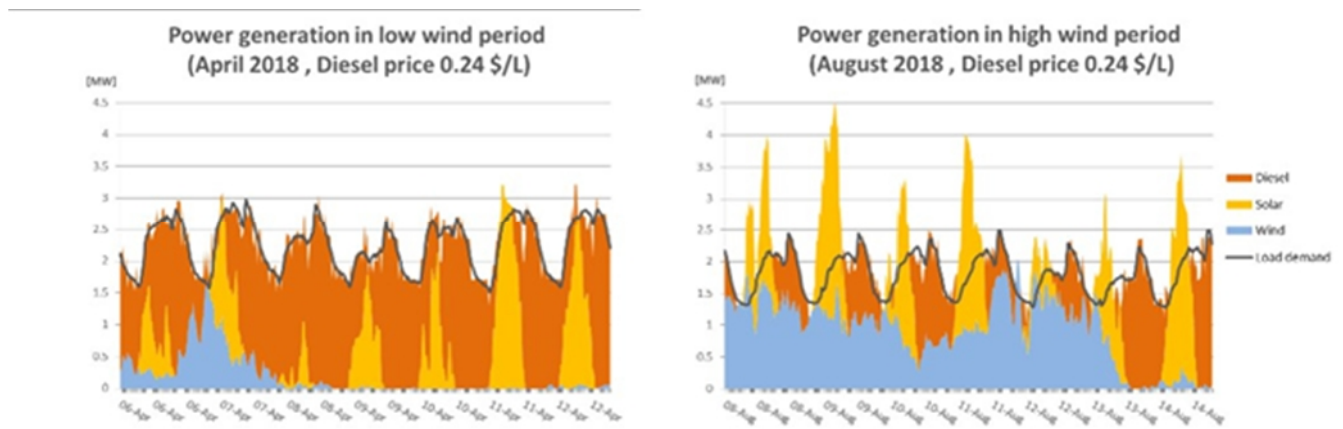


Figura 16: Generación de energía para abril y agosto de 2018 (simulación una fase con precio de diésel subsidiado)

Si bien esta simulación en una fase produce resultados razonablemente consistentes en diferentes escenarios de precios del combustible, adolece de una gran debilidad: considera solo un momento de inversión y supone que la configuración del sistema de energía se mantendrá posteriormente estable durante 30 años.

En realidad esto es altamente improbable, como lo demuestra la evolución histórica del sistema de energía existente, con adiciones de nuevos generadores diésel y capacidad de generación renovable en el tiempo. El tener en cuenta solo un momento de inversión es problemático por otro motivo, principalmente, la rápida caída de costos tanto de la energía solar fotovoltaica como del almacenamiento en baterías. En una situación de cargas crecientes, por lo tanto, tiene sentido financiero acumular capacidad a lo largo del tiempo, a fin de beneficiarse de los costos decrecientes de la nueva capacidad durante el período.

Por este motivo, se realizó una segunda corrida de simulación, esta vez asumiendo la implementación de las energías renovables y la capacidad de almacenamiento a lo largo del tiempo.

4.3 Dimensionamiento del futuro sistema híbrido fotovoltaico- eólico- diésel - Simulación multifásica

4.3.1 Ventajas de una implementación multifásica

Con la alta tasa de crecimiento de la demanda y la caída de los precios de los equipos de energía solar fotovoltaica, baterías e inversores (Figura 17)^{6 7}, tiene sentido desarrollar la capacidad del sistema en fases. Dividir el proyecto en etapas permite aumentar la capacidad fotovoltaica y de batería de acuerdo con el aumento de la demanda. Esto lleva a una reducción de los recortes y los costos de capital debido a la reducción del precio de estas tecnologías.

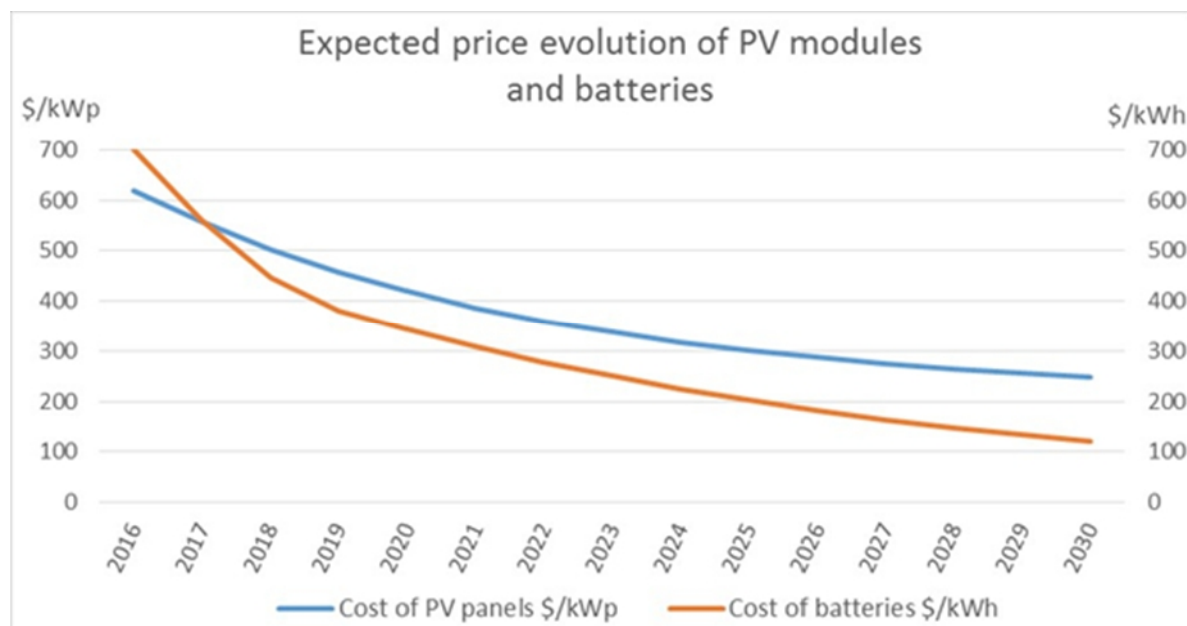


Figura 17: Evolución esperada de los precios de módulos fotovoltaicos y baterías

Vale la pena tener en cuenta que pronosticar la tecnología es de por sí difícil e impreciso, y se ve afectado por eventos futuros. Por esta razón, el pronóstico de costos de la figura 17 puede proporcionar solamente una indicación aproximada de la tendencia de costos esperados. Sin embargo, en consideración de los registros históricos tanto de la industria fotovoltaica como de la de baterías que demuestran reducción de costos, se considera muy razonable la conclusión general de que se producirán disminuciones rápidas de costos e incrementos de las eficiencias.

⁶ Bloomberg NEF, 2016. 'NEW ENERGY OUTLOOK 2016'

⁷IRENA , 2015. 'BATTERY STORAGE FOR RENEWABLES: MARKET STATUS AND TECHNOLOGY OUTLOOK'

4.3.2 Parámetros utilizados para simulaciones multifásicas

Se realizaron varias simulaciones para evaluar el tamaño óptimo técnico y comercial de los diferentes componentes del sistema híbrido. Finalmente, el modelo se implementa en tres fases durante 8 años para aprovechar al máximo las tendencias de evolución de precios de fotovoltaicas y baterías. También se ha modelado una cuarta fase en la que se instala el cuarto aerogenerador como alternativa para la tercera fase.

Fase	Año inicio	Duración	Carga utilizada para simulación HOMER
Fase 1	2018	30 años	Se utiliza la proyección de ELECGALAPAGOS de 2018 a 2022. La demanda se mantiene constante después de 2022 para evitar sobredimensionamiento de los equipos que podrían implementarse en la Fase 2
Fase 2	2022	30 años	Se utiliza la proyección de Enerwhere de 2022 a 2026. La demanda se mantiene constante después de 2026 para evitar sobredimensionamiento de los equipos que podrían implementarse en la Fase 3
Fase 3	2026	30 años	Se utiliza la proyección de Enerwhere basada en los datos de ELECGALAPAGOS desde 2026 hasta el fin del proyecto

Tabla 13: Principales parámetros para la simulación HOMER multi-fase

4.3.3 Resultados de simulaciones multifásicas

Las composiciones de sistema óptimas y los indicadores de rendimiento clave para cada fase en cada escenario de precio de diésel se resumen en la Tabla 14. Para la comparación, se muestra el pronóstico de carga en 2018 sin implementación de otras fuentes de energía renovables (es decir, la configuración actual del sistema de energía) como 'Fase 0'. La capacidad de los componentes muestra la capacidad total operativa, incluida la capacidad instalada en las fases anteriores.

Además, como el cuarto aerogenerador nunca formó parte de la configuración optimizada del sistema en ninguna fase ni escenario de precio del combustible, los resultados de una quinta simulación se muestran a continuación como "Fase 3 + aerogenerador" para los que se imponen cuatro aerogeneradores al modelo. Esto permite una mayor fracción renovable alcanzada en la fase 3, para un LCOE ligeramente superior.

Todos los resultados anteriores se basan en las configuraciones óptimas para una implementación de varias fases, es decir, la tabla muestra solo la configuración con el LCOE más bajo. Se puede encontrar una lista completa de todas las simulaciones, incluidas las configuraciones no óptimas, en el Apéndice.

Escenario de precios de combustible	Fase	Configuración óptima del sistema				Fracción renovable	Resultados			
		Aerogener.	Capacidad fotovoltaica	Capacidad baterías	Capacidad inversor baterías		Costo nivelado electricidad	Ahorro LCOE	Consumo de combustible	Ahorro de combustible
		Número	MWp	MWh	MW		\$/kWh	%	Litros/año	%
0,24	Fase 0	3	0,0	0,0	0,0	16%	0,177	0%	4.729.338	0%
	Fase 1	3	2,5	1,5	1,0	29%	0,162	9%	3.979.728	10%
	Fase 2	3	3,5	1,5	1,0	33%	0,162	5%	3.796.109	34%
	Fase 3	3	4,5	2,0	1,5	29%	0,151	9%	5.320.156	20%
	Fase 3 + aero	4	4,5	2,0	1,5	33%	0,156	6%	5.068.910	24%
0,50	Fase 0	3	0,0	0,0	0,0	16%	0,233	0%	4.707.139	0%
	Fase 1	3	3,5	1,5	1,0	33%	0,206	12%	3.713.956	21%
	Fase 2	3	5,0	2,0	1,5	39%	0,206	10%	3.470.950	39%
	Fase 3	3	6,5	2,5	1,5	35%	0,194	13%	4.878.479	26%
	Fase 3 + aero	4	6,5	2,5	2,0	38%	0,198	11%	4.646.349	30%
0,90	Fase 0	3	0,0	0,0	0,0	16%	0,318	0%	4.091.516	0%
	Fase 1	3	5,5	2,0	1,5	40%	0,206	10%	3.320.863	29%
	Fase 2	3	6,0	2,0	1,5	41%	0,267	15%	3.318.958	42%
	Fase 3	3	8,5	2,0	1,5	39%	0,257	17%	4.606.782	30%
	Fase 3 + aero	4	8,5	2,0	1,5	41%	0,258	17%	4.397.493	34%

Tabla 14: Resultados de simulación HOMER multifásica según escenario de precios diésel

4.3.4 Resultados clave:

- ☐ Almacenamiento en baterías: en todos los escenarios de precios del diésel, la configuración óptima del sistema incluye capacidad significativa de la batería (1.5-2.0 MWh con 1.0-1.5 MW de capacidad del inversor) incluso en la Fase 1. Esta capacidad luego aumenta a 2.0 MWh y 1.5 MW de capacidad del inversor o más en todos los escenarios. Curiosamente, este resultado se mantiene incluso en simulaciones sin ninguna capacidad fotovoltaica adicional, es decir, el sistema híbrido eólico-diésel actual ya se beneficiaría de al menos alguna capacidad de almacenamiento para reducir el recorte eólico.
- ☐ Solar fotovoltaica: la implementación de la energía solar fotovoltaica ofrece beneficios económicos incluso en condiciones de bajos precios de combustible, sin embargo, la capacidad fotovoltaica óptima aumenta rápidamente a precios de combustible más altos.
- ☐ Capacidad firme: Implementación de las capacidades fotovoltaica + batería bajo las suposiciones anteriores obvian la necesidad de una capacidad adicional de la generación a diésel (que normalmente se requeriría para cubrir el crecimiento de la carga). Específicamente, esto significa que la combinación fotovoltaica-baterías no solo funciona como un ahorro de combustible sino que también cuenta como capacidad de despacho.

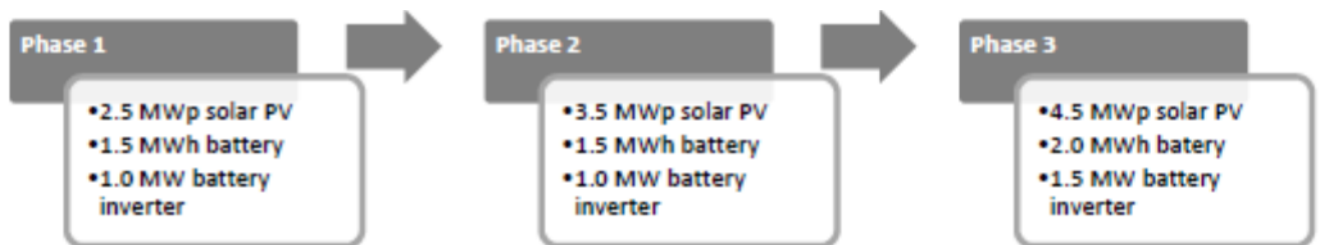
- ☐ **Eólica:** La adición de capacidad eólica sólo tiene sentido en / después de 2026 (en condiciones de cargas significativamente más altas), o cuando se asume una restricción de espacio significativa, lo que limita la capacidad de la planta fotovoltaica.

4.3.5 Limitaciones del modelo HOMER

Mientras que las simulaciones multifásicas resuelven una debilidad crítica de la simulación monofásica, estos tipos de simulaciones de HOMER todavía tienen algunas limitaciones. En particular, los siguientes parámetros no están modelados y deben validarse externamente:

- ☐ La disponibilidad de espacio y los costos de la tierra deben investigarse más a fondo
- ☐ El crecimiento de la demanda de electricidad debe vigilarse de cerca en términos de variación diaria y estacional
- ☐ El pronóstico a largo plazo de las suposiciones de precios debe ser reevaluado con el tiempo
- ☐ Las simulaciones de Homer no tienen en cuenta las variaciones de corta duración (escalas de segundos y minutos), que son, sin embargo, críticas cuando se administra un sistema híbrido de potencia con una muy alta (hasta 100%) penetración de los recursos eólicos y fotovoltaicos. Por esta razón y en base a su experiencia de campo, el equipo de Enerwhere sugiere aumentar la capacidad del inversor de la batería a al menos 50% de la carga, para proporcionar suficiente capacidad de respuesta rápida de protección contra cambios repentinos en la velocidad del viento o reducción de la producción fotovoltaica debido a nubes.

4.3.6 Resultados del modelo multifásico - Precio del combustible subsidiado

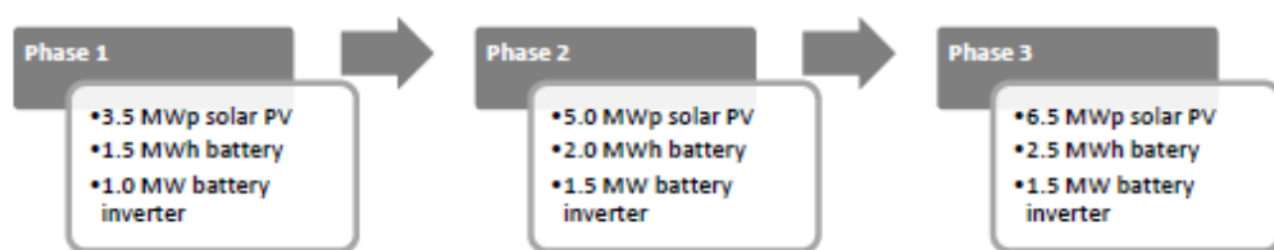


	Espacio requerido para fotovolta.	CAPEX	OPEX (excepto combustible)	Costo combustible	Tiempo amortización
	m ²	\$	\$/año	\$/año	años
Fase 1	25,000	5,949,090	1,279,146	1,135,041	8.1
Fase 2	35,000	1,712,770	1,261,067	972,488	14.2
Fase 3	45,000	3,385,720	1,630,988	1,343,087	12.5
Fase 3 + aero	45,000	5,597,560	1,604,677	1,343,087	24.0

Tabla 15: Parámetros financieros de diferentes fases a precio subsidiado de combustible

El escenario del bajo precio del diésel es el menos atractivo desde el punto de vista financiero. De hecho, los ahorros derivados de la implementación del proyecto provienen del ahorro de combustible. Incluso si el precio del diésel subsidiado de \$ 0.24 / litro reduce los márgenes, la alta restricción de la energía eólica aumenta los beneficios de un sistema fotovoltaico-batería implementado antes de 2018. La adición de energía fotovoltaica se vuelve más interesante ya que su costo disminuye en fases posteriores. La adición del aerogenerador, por otra parte, no es económicamente factible en este escenario. El tiempo de amortización de la fase 3 con un parque eólico más grande sería de 24 años, solo un año menos que la vida útil esperada de la turbina.

4.3.7 Resultados del modelo multifásico - precio del diésel del mercado mundial

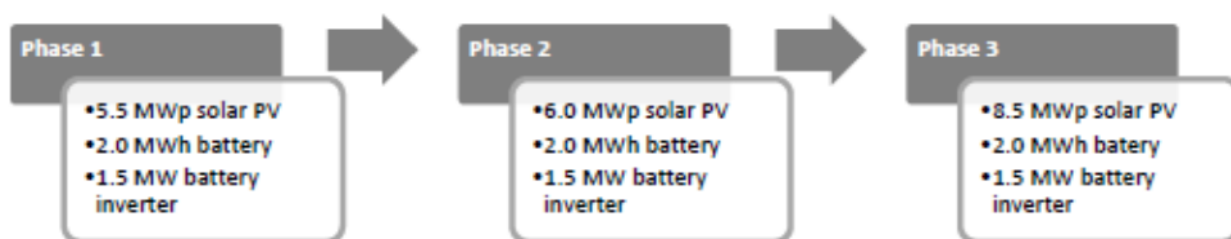


	Espacio requerido para fotovoltaica m ²	CAPEX \$	OPEX (excepto combustible) \$/año	Costo combustible \$/año	Tiempo amortización años
Fase 1	35,000	7,863,090	1,200,919	2,353,569	7.0
Fase 2	50,000	2,834,420	1,176,102	1,891,474	12.4
Fase 3	65,000	3,385,720	1,488,872	2,594,123	12.1
Fase 3 + aero	65,000	6,370,900	1,467,253	2,594,123	18.1

Tabla 16: Parámetros financieros de diferentes fases a precio de mercado internacional de combustible

Si se eliminan los subsidios al diésel y el precio del diésel aumenta al precio del mercado mundial de \$ 0.50 / litro, el margen en el sistema híbrido aumentaría. En cuanto al escenario de bajo consumo de combustible, las baterías son extremadamente atractivas incluso en la Fase 1. Un mayor ahorro de combustible hace que la mayor capacidad instalada fotovoltaica sea óptima. En este escenario, la disponibilidad de espacio podría convertirse en una restricción. En este caso, se podría instalar un cuarto aerogenerador para aumentar la penetración renovable, sin embargo, el largo tiempo de amortización indica que es poco probable que esto ocurriera en un escenario de inversión privada pura.

4.3.8 Resultados del modelo multifásico - Precio recuperación del diésel



	Espacio requerido para fotovolta.	CAPEX	OPEX (excepto combustible)	Costo combustible	Tiempo amortización
	m ²	\$	\$/ano	\$/año	años
Fase 1	55,000	12,099,370	1,097,418	4,222,365	6.2
Fase 2	60,000	957,010	1,140,829	3,044,264	14.5
Fase 3	85,000	3,385,720	1,381,829	5,036,574	12.2
Fase 3 + aero	85,000	7,675,360	1,369,293	5,036,574	14.7

Tabla 17: Parámetros financieros de diferentes fases a precio de rebote de combustible

En el escenario donde el precio del diésel sube a \$ 0,90 / litro, se podría instalar una gran capacidad de baterías y energía solar fotovoltaica con ventajas económicas. En este escenario, el espacio podría limitar significativamente la capacidad del parque fotovoltaico. En este caso, una turbina eólica adicional podría ser factible incluso con menores ingresos que con paneles fotovoltaicos. Una posible alternativa para superar el límite del espacio sería desplegar energía fotovoltaica distribuida en los techos de edificios existentes.

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 Gran atractivo de la tecnología solar fotovoltaica

El modelo selecciona energía solar fotovoltaica con baterías y sin aerogenerador adicional desde el primer día bajo cualquier escenario de precio del combustible. Una planta fotovoltaica de 2,5 MWp con una batería de 1,5 MWh y un sistema inversor de batería de 1 MW es prácticamente una obviedad, bajo casi cualquier supuesto. Incluso si los subsidios al combustible no se eliminan durante toda la duración del proyecto, el sistema de energía tri-híbrido generará un ahorro del 9% en el costo de la electricidad. Estos ahorros casi se duplicarían en caso de un aumento del precio del diésel a \$ 0,90 / litro.

5.2 Beneficios de las baterías en la fase 1 para cada escenario de precio del combustible

Se requieren baterías desde la primera fase. HOMER recomienda la implementación de baterías también cuando se elimina la posibilidad de implementar energía fotovoltaica. Permiten almacenar la energía eólica que actualmente está restringida. Al amortiguar la producción del parque eólico, sería posible operar sin generador diésel cuando las fuentes renovables puedan satisfacer la demanda total de electricidad. En la configuración óptima de fase 1 para diésel subsidiado, los generadores diésel podrían desconectarse durante 332 horas cada año con un pico durante las semanas ventosas de agosto, cuando los generadores funcionarían solo el 87% del tiempo (Figura 18). Las horas de funcionamiento cuando las baterías permiten que la electricidad se suministre al 100% de energía renovable, sería aún más en etapas posteriores. No tendría sentido instalar una planta fotovoltaica ni siquiera de 1 MWp en la isla sin almacenamiento.

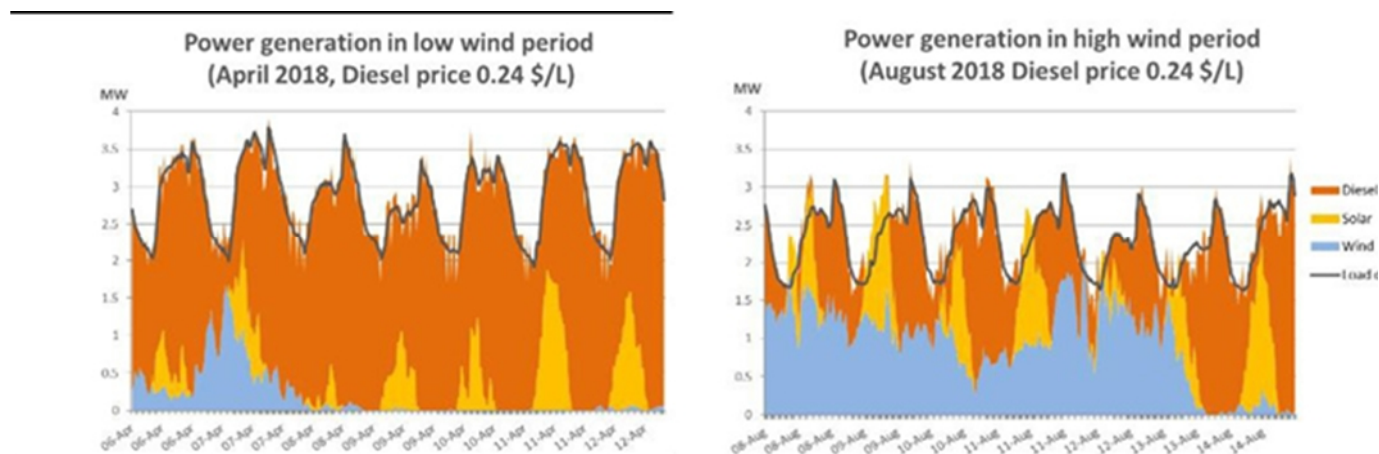


Figura 18: Generación de energía para abril y agosto de 2018 (simulación de fase 1 con diésel subsidiado)

5.3 Diferentes tamaños optimizados según los escenarios de evolución del precio del combustible

El tamaño óptimo de la planta fotovoltaica y el almacenamiento de la batería dependen en gran medida de la evolución del precio del combustible. De hecho, el mayor ahorro económico potencial en un escenario de recuperación de precios incentiva la inversión para buscar mayor eficiencia de combustible. La capacidad fotovoltaica instalada implica un gran recorte eólico, pero ayuda a ahorrar combustible, ya que permite apagar los generadores diésel durante unas pocas horas al día, siempre y cuando se aumente la capacidad de baterías para proporcionar protección contra las fluctuaciones de corta duración. Con el fin de garantizar suficiente amortiguación de corta duración y desconectar los generadores diésel durante el día, Enerwhere alienta a aumentar el tamaño del inversor de las baterías a aproximadamente 2 MW para cubrir aproximadamente el 80% de la carga máxima.

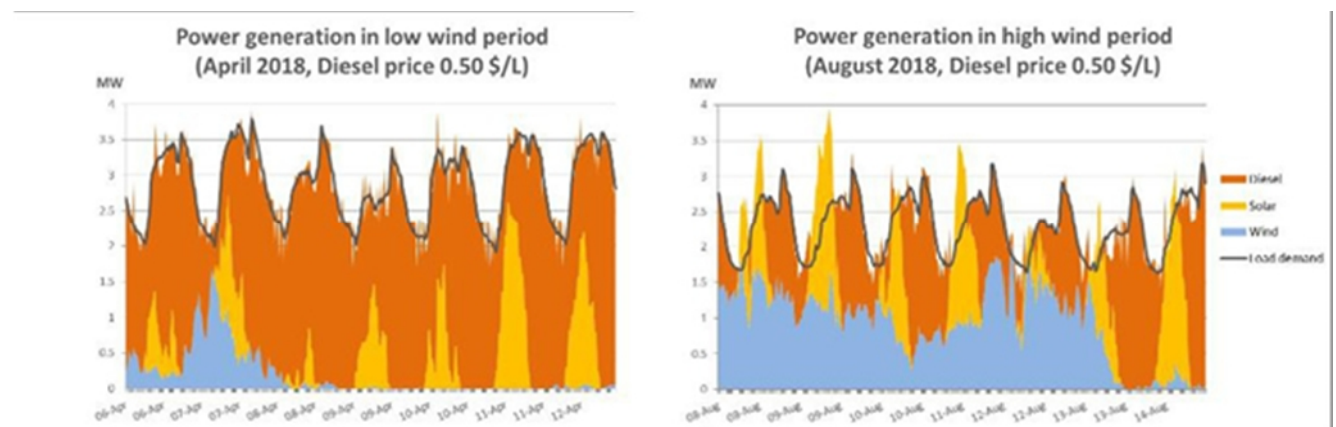


Figura 19: Generación de energía para abril y agosto de 2018 (simulación de fase 1 con precio de diésel de mercado)

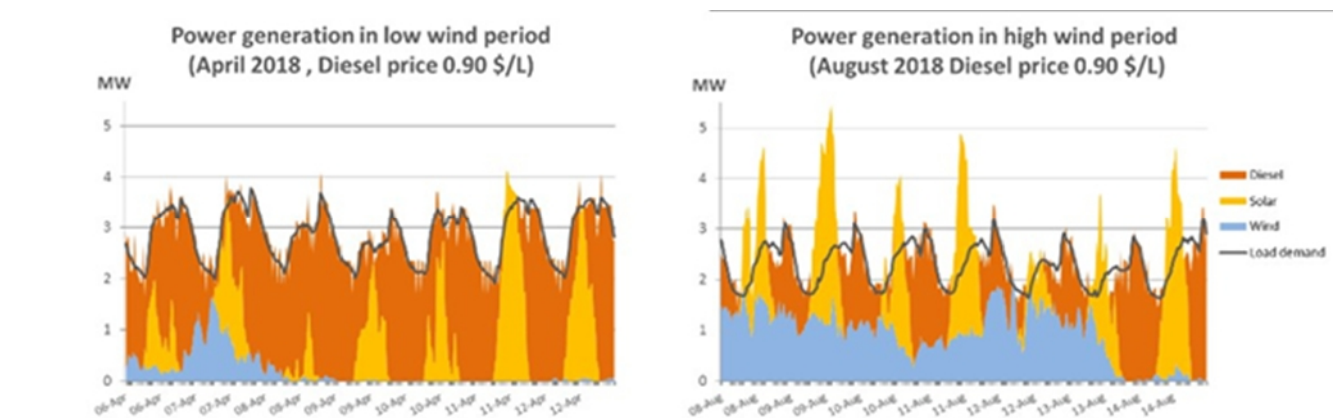


Figura 20: Generación de energía para abril y agosto de 2018 (simulación de fase 1 con precio de diésel de recuperación)

5.4 No es necesario actualizar el parque de generación a diésel

Sin sistema fotovoltaico ni almacenamiento en baterías, el parque de generación a diésel necesitaría incrementarse con generadores diésel adicionales de 2 MVA para el 2027. Con el sistema fotovoltaico y de baterías, el parque generador diésel existente es lo suficientemente grande como para suministrar las cargas hasta 2048, según el pronóstico de la demanda. Por lo tanto el conjunto de sistema fotovoltaico y baterías no solo reducen el consumo de combustible sino que también cuentan como capacidad firme.

5.5 Posible adición del cuarto aerogenerador en la fase 3

Por un lado, dada la difícil logística en las Islas Galápagos, un sistema eólico es un poco más caro que la energía solar fotovoltaica. Por otro lado, el viento tiene la ventaja definitiva de la eficiencia del espacio. De hecho, el área del cuarto aerogenerador ya es parte del parque eólico existente y no requerirá más adquisición de suelo. Por lo tanto, aumentar la capacidad eólica sigue siendo una opción viable para reemplazar el combustible en la isla y aumentar la penetración de las energías renovables. Sin embargo, el desfase entre la demanda de electricidad y la velocidad del viento durante el año hace que la adición de un cuarto aerogenerador no sea económicamente atractiva hasta alrededor de 2026. Solo después de este año, según las previsiones, la demanda sería lo suficientemente alta y las baterías lo suficientemente baratas como para generar beneficios de un parque eólico más grande.

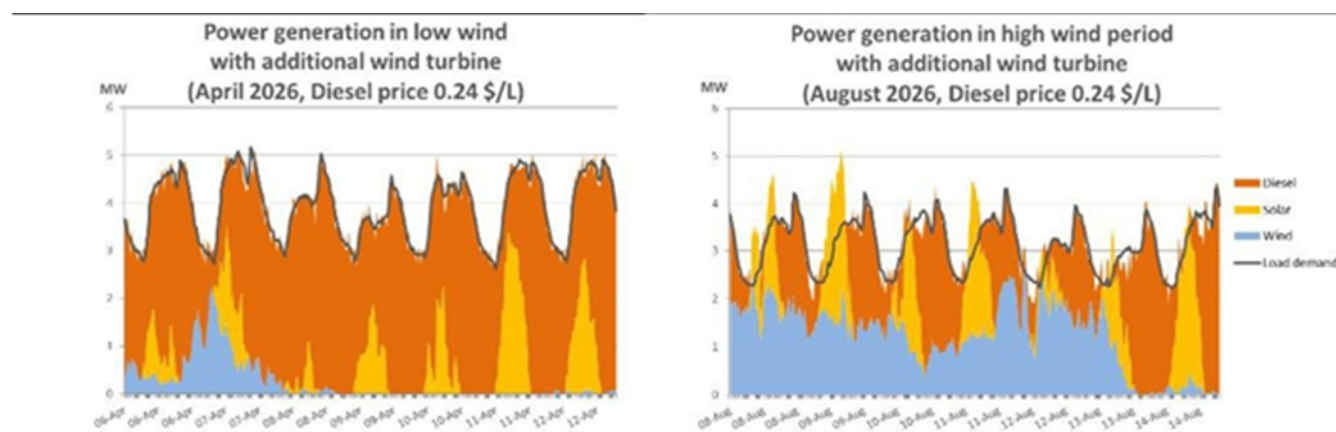


Figure 21: Generación de energía para abril y agosto de 2026 (fase 3 con simulación de un cuarto aerogenerador, con diésel subsidiado)

5.6 Posibles estructuras de financiación

La alta competitividad en la generación del parque eólico existente y el necesario recorte de la producción del campo solar fotovoltaico en instantes en que la demanda de electricidad es baja y las baterías están llenas, hacen que este proyecto sea muy arriesgado desde el punto de vista comercial ya que la recuperación de la inversión no está garantizada. Por esta razón y por el tamaño relativamente pequeño de la capacidad del proyecto en comparación con su complejidad logística, el proyecto no es atractivo para los inversionistas privados que deseen

invertir en un esquema basado en un contrato de compraventa de energía. El verdadero beneficiario del ahorro de combustible es la empresa distribuidora local y, por lo tanto, los habitantes ecuatorianos que comparten el déficit de ELECGALÁPAGOS S.A. en sus facturas de electricidad. El esquema más viable es una asociación de ONG y el sector público que desarrolle el proyecto a través de un proceso de licitación EPC + O & M como un todo o en 3 fases separadas. La propiedad del sistema quedaría con la empresa eléctrica local que luego operaría las plantas a su costo de producción más bajo.

5.7 Disponibilidad de espacio y costos del suelo a investigar más adelante

El espacio requerido para las últimas etapas del proyecto excede los espacios que se mostraron a Enerwhere durante la visita al sitio. Se deben realizar más investigaciones para evaluar si se puede disponer de más terreno para construir un parque solar fotovoltaico. El costo de suministro del suelo no está incluido en el modelo pero, dada la gran diferencia en el costo de la electricidad de los generadores fotovoltaico y diésel, no es probable que este factor cambie el resultado del estudio.

5.8 El crecimiento de la demanda de electricidad debe vigilarse estrechamente en términos de variación diaria y estacional.

La evolución de la variación diaria y estacional a lo largo de los años es difícil de predecir. Por esta razón, si la curva de carga cambia drásticamente, se pueden producir algunos cambios en la configuración óptima del sistema. De hecho, si la demanda durante el período ventoso (agosto) crece más lentamente que la menos ventosa (abril), se puede requerir capacidad adicional de la batería para evitar un recorte excesivo de energía eólica.

5.9 Revalorar los precios asumidos a lo largo del tiempo

Los precios de las baterías, sistemas fotovoltaica y equipos relacionados para las últimas etapas del estudio se han pronosticado de acuerdo con las tendencias actuales y la expectativa. Los pronósticos a largo plazo son imprecisos por definición. Por lo tanto, Enerwhere recomienda verificar la validez de los pronósticos presentados con el valor real para las fases posteriores del proyecto.

5.10 Próximos pasos para iniciar un proceso de licitación

Pasos	Descripción	Cronograma
Mediciones de irradiación solar	Validación de la irradiación solar al arreglar los sensores existentes y limpiarlos diaria o semanalmente para asegurar la adquisición confiable de datos para mayor análisis	Empezar lo antes posible durante un año completo
Uso del suelo	Validar la disponibilidad, propiedades del suelo y costos de las áreas de campos solares fotovoltaicos propuestos	Antes de que inicie el proceso de licitación
Control de la central de generación a diésel	Asegurar que la central a diésel se ponga a punto según los últimos planes y todos los diseños se actualicen para la provisión en los documentos de licitación	Documentos se presentarán en la licitación

6 Apéndices

6.1 Fuentes de datos de los parámetros técnicos básicos

Parámetro	Unidad	Descripción	Fuente
Demanda			
Carga pico de consumo de energía	kWh	Datos mensuales disponibles desde enero 2013 hasta agosto 2015, con proyección anual hasta 2024	ELECGALAPAGOS Demanda en alimentadores 1, 2 & 3 . Proyección de la demanda
	kW	Desde mayo 2014 hasta agosto 2015, datos recuperados de los 3 alimentadores a intervalos de 10 minutos. Utilizados para modelar la curva de carga en el modelo HOMER; promedio de potencia cada 10-minutos dese el 1 de septiembre 2014 hasta el 31 de agosto 2015	ELECGALAPAGOS Reporte de demanda en alimentadores 1, 2 & 3
Generación			
Producción de energía generadores a diésel	kWh	Desde septiembre 2014 hasta agosto 2015 datos diarios recuperados a intervalos de 10 minutos para los generadores a diésel 1, 3 y 4. Sirven para el propósito de estudiar a qué valor de energía se conecta cada generador y cuánta energía suministra cada generador	ELECGALAPAGOS Reporte combinado para los 3 aerogeneradores y para los generadores diésel 1,3 y 4
Producción de energía de aerogeneradores	kWh	Desde enero 2015 hasta mayo 2016 datos mensuales recuperados sobre base horaria para los generadores diésel	EOLICSA reporte de generadores diésel y combustible
Consumo de combustible generadores diésel	Galones	Desde 2013 hasta mayo 2016 valores mensuales de consumo de combustible para los 6 generadores diésel	EOLICSA y ELECGALAPAGOS Reportes de generación a diésel
Horas de operación de generadores diésel	Horas	Desde 2013 hasta mayo 2016 valores mensuales de horas de operación para los 6 generadores diésel	EOLICSA y ELECGALAPAGOS Reportes de generación a diésel
Velocidad de viento	m/s	2015-2016 datos diarios recuperados a intervalos de 10 minutos para todos los aerogeneradores. Utilizado para evaluar el recurso eólico en el modelo HOMER; promedio de velocidad de viento cada 10-minutes para los 3 aerogeneradores desde 1 septiembre 2014 hasta 31 agosto 2015	EOLICSA reporte de velocidad de viento
Producción de energía fotovoltaica	kWh	Desde febrero 2015 a mayo 2016, datos recuperados a intervalos de 10 minutos del sistema fotovoltaico cercano a la central de generación diésel. El sistema fotovoltaico ubicado en la escuela tiene problemas y ha dejado de enviar información	EOLICSA reporte de producción fotovoltaica y diésel

Voltaje y corriente por fase para Sistema fotovoltaico	V - Amps/fase	Desde julio 2012 hasta julio 2014, datos recuperados a intervalos de 15 minutos del sistema fotovoltaico cercano a la central de generación diésel.	EOLICSA reporte fotovoltaico sala control
Irradiación solar	W/m2	De febrero 2015 a junio 2016, datos recuperados a intervalos de 10 minutos, y de agosto 2007 a junio 2010 a intervalos de una hora. Sirven para validar la producción de los módulos fotovoltaicos. Utilizados para evaluar la irradiación en el modelo HOMER: promedio cada 10 minutos de la Irradiación Global Horizontal (GHI) desde el 1 de marzo 2015 hasta el 28 de febrero 2016.	EOLICSA reporte de radiación solar y reporte fotovoltaico sala de control
Temperatura de paneles solares	Grados C	De febrero 2015 a junio 2016, datos recuperados a intervalos de 10 minutos, y de agosto 2007 a junio 2010 a intervalos de una hora. Sirven para estudiar el efecto de la temperatura en la productividad de los paneles solares. Utilizados para evaluar la temperatura en el modelo HOMER: promedio de temperaturas cada 10 minutos de marzo 2015 hasta febrero 2016	EOLICSA reporte de radiación solar y reporte fotovoltaico sala de control solar

6.2 Principales parámetros de entrada para las simulaciones con HOMER

Tipo	Component	Parámetro	Unidad	Valor	Fuente	Notas
General		Consumo de electricidad	kWh / año	17,456,528	Estimación de ELECGALAPAGOS	Consumo de electricidad esperado para 2018 (la curva de c con intervalos de 10 minutos para 2018 es extrapolada de los valores para 2014/15)
General		Tasa de crecimiento de la demanda para la Isla San Cristóbal	%	6.2% 1%	Estimación de ELECGALAPAGOS	Crecimiento estimado de la demanda de electricidad para 2018 - 2024 Crecimiento estimado de la demanda de electricidad para 2025 - 2048
General		Costo de capital	%	9%	Asumido por Enerwhere	Proyectos similares en desarrollo
General		Tasa de crecimiento de la tarifa a los usuarios	%	2.0%	Asumido por Enerwhere	Crecimiento anual de las tarifas a los usuarios finales
General		Tasa de crecimiento del Productor Independiente de Electricidad	%	2.0%	Asumido por Enerwhere	Tasa de crecimiento anual de la tarifa de generación del Productor Independiente de Electricidad
General	Escenario 1	Costo del diésel (Escenario subsidiado)	\$/Litro	0.24	Ministerio de Electricidad y Energía	Precio del diésel en Ecuador, subsidiado para fines de generación de electricidad
General	Escenario 2	Costo del diésel (Escenario de mercado)	\$/Litro	0.5	Indexmundi	Precio esperado para el diésel, sin subsidios, asociado al precio actual del crudo de 49 \$/barril
General	Escenario 3	Costo del diésel (Escenario de recuperación)	\$/Litro	0.9	Asumido por Enerwhere	Precio esperado para el diésel, sin subsidios, asociado a un incremento del precio del crudo de 50%
Generadores a diésel generator	Todos	Costo de Capital	\$/kW	250	Especificado por Enerwhere	

Generadores a diésel	Todos	Costo de reposición	\$/unidad	Como el capital	Especificado Enerwhere	
Generadores a diésel	Todos	Costo O&M	\$/kWp/h	0.07	ELECGALAPAGOS	
Generadores a diésel	Todos	Consumo de combustible	Hojas de datos		Hojas de datos de fabricantes	
Generadores a diésel	Todos	Mínima carga	%	25%	Hojas de datos de fabricantes	
Generadores a diésel	Todos	Mínimo tiempo de operación	Minutos	10	Especificado por Enerwhere	
Generadores a diésel	Todos	Tiempo de vida	Horas	60,000	Especificado por Enerwhere	
Tipo	Component	Parámetro	Unidad	Valor	Fuente	Notas
Aerogeneradores	AE-59	Costo de capital	\$/kW	1,800	INNOGY	Para modelo financiero
Aerogeneradores	AE-59	Costo O&M	\$/kW/ año	54	EolicSA	
Aerogeneradores	AE-59	Tiempo de vida	años	25	SCMI oferta	Para cálculo de depreciación
Aerogeneradores turbine	AE-59	Pérdidas	Incluidas en curva de potencia		Especificado por Enerwhere	
Fotovoltaicos	Panel	Costo de capital	\$/kWp	550	BYD Module 265 Wp (2016)	Ver tabla más abajo
Fotovoltaicos	Panel	Tiempo de vida	años	30		
Fotovoltaicos	Panel	Eficiencia	%	16%	JA Solar	

Fotovoltaicos	Panel	Temperatura nominal de operación de celda	°C	45	JA Solar	
Fotovoltaicos	Panel	Coeficiente de temperatura	%/C°	-0,41%	JA Solar	
Fotovoltaicos	Panel	Factor de disminución (derating)	%	85-90%	Especificado Enerwhere	
Fotovoltaicos	Panel	Reflectancia del suelo	%	20%	Especificado Enerwhere	
Fotovoltaicos	Panel	O&M para inclinación fija	\$/kWp/ año	20	Especificado Enerwhere	
Fotovoltaicos	Panel	O&M para inclinación estacional	\$/kWp/ año	27	Especificado Enerwhere	
Fotovoltaicos	Panel	O&M para rastreo monoaxial	\$/kWp/ año	30	Especificado Enerwhere	
Fotovoltaicos	Inversor	Costo de capital	\$/kW	150	Especificado Enerwhere	Sungrow 60 kWac (precio 2016)
Fotovoltaicos	Inversor	Tiempo de vida	years	10	Sungrow 60 KTL	
Fotovoltaicos	Inversor	Eficiencia	%	99%	Sungrow 60 KTL	
Batería	BYD 250	Costo de batería	\$/kWh		Baterías Fosfato Litio	Ver tabla más abajo
Batería	BYD 250	Tiempo de vida	ciclos	5,000	Especificado Enerwhere	At 80% depth of discharge
Batería	BYD 250	Costo O&M	\$/kWh/ año	5	Especificado Enerwhere	NREL
Batería	Inversor	Costo de capital	\$/kVA		Enerwhere	Ver tabla más abajo
Batería	Inversor	Tiempo de vida	years	10	BYD	
Batería	Inversor	Eficiencia	%	95%	BYD	
Batería	Rectificador	Capacidad	%	100%	BYD	
Batería	Rectificador	Eficiencia	%	97%	BYD	

6.3 Diagramas unifilares

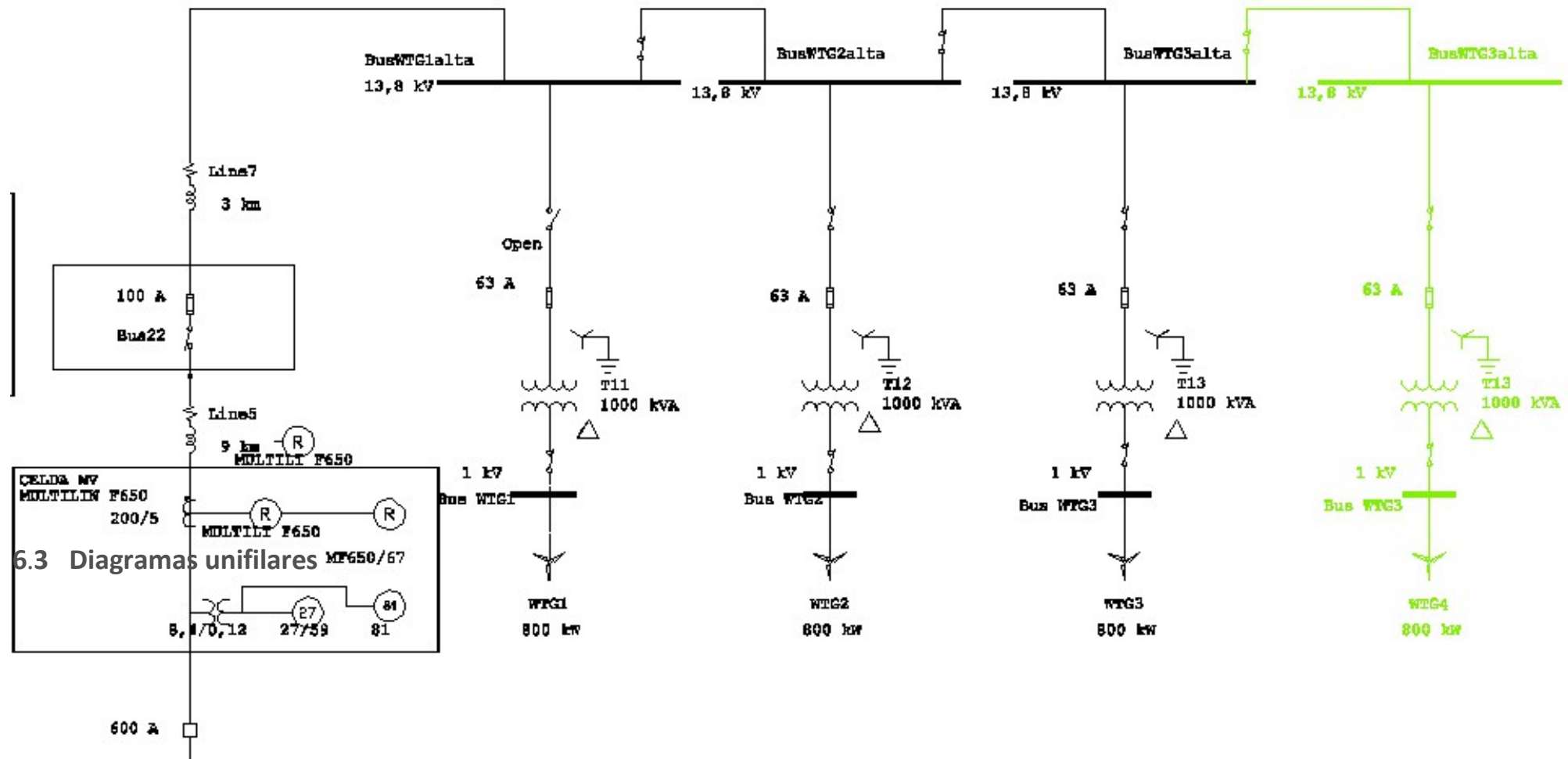


Figura 22: Diagrama unifilar de la mini red actual eólica-diésel con el punto propuesto para la conexión del cuarto aerogenerador

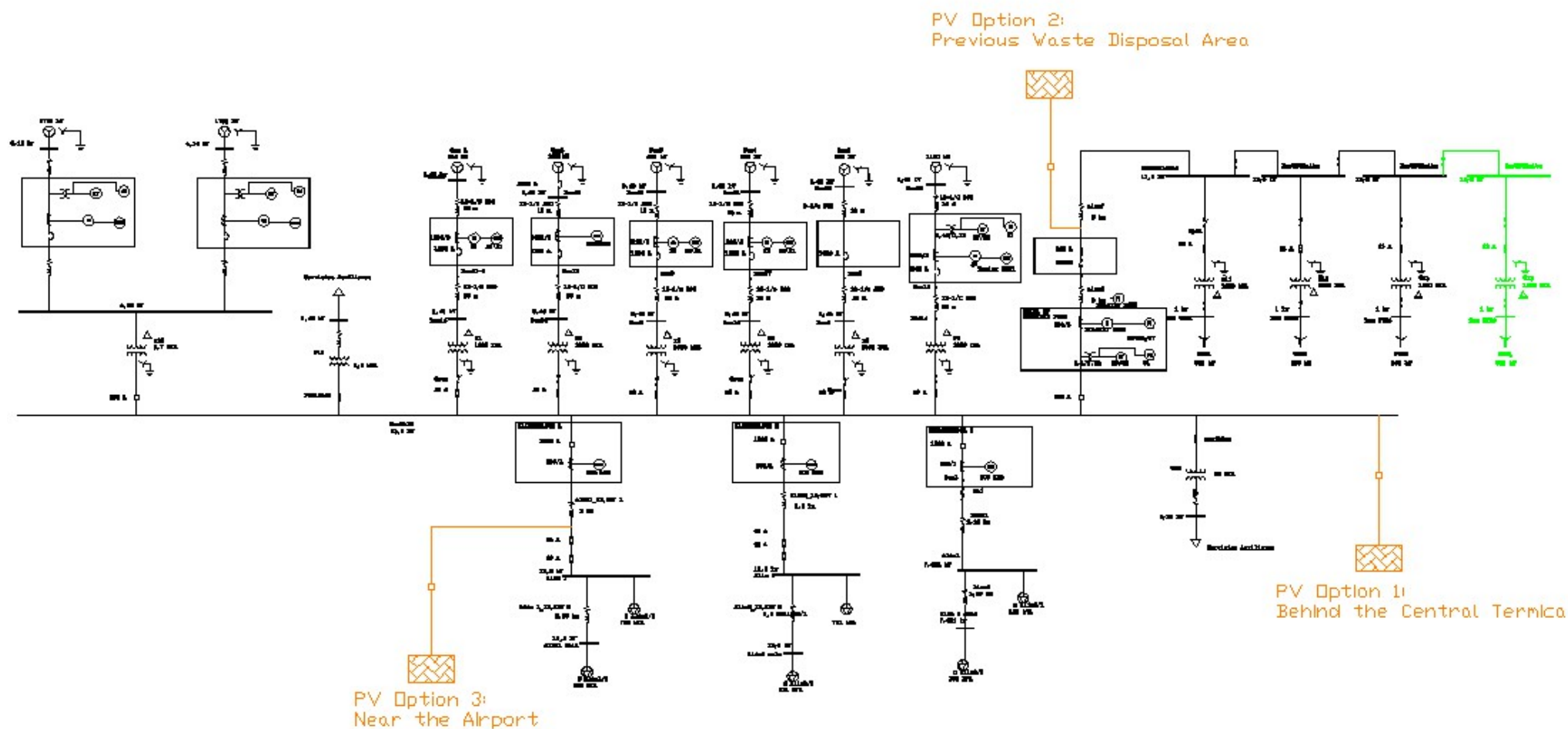


Figura 23: Diagrama unifilar de la mini red actual eólica-diésel con el punto propuesto para la conexión del parque fotovoltaico

6.4 Soluciones HOMER para la simulación del modelo multifásico

En la versión original en inglés de este reporte se puede consultar la tabla que contiene todas las soluciones HOMER para la simulación del modelo multifásico. Se encuentra resaltada la solución óptima para cada fase y escenario.