



UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO PARA RAPA NUI

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

PABLO ESTEBAN BOBENRIETH ROJAS

PROFESOR GUÍA:

ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

PATRICIO MENDOZA ARAYA

CARLOS TORO ORTIZ

SANTIAGO DE CHILE

2020

“ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO PARA RAPA NUI”

En este trabajo de título se realiza un estudio de la matriz energética de Rapa Nui con el objeto de analizar alternativas de abastecimiento eléctrico en la isla, que sean más independientes del combustible diésel y en base a recursos propios. Esta isla ubicada al oeste de Chile se encuentra alejada del continente, y por ende aislada del sistema eléctrico del país, haciendo su sistema eléctrico dependiente de una serie de generadores mayoritariamente a base de combustible diésel, el cual llega a la isla a través de un largo viaje de 3700 km en barco altamente sensible a la situación climática de la isla. Ante este problema de abastecimiento, se busca encontrar una alternativa de matriz eléctrica para la isla, a base de recursos propios, y que brinde a esta una mayor independencia de los combustibles fósiles. Para lograr este objetivo se realizó; una investigación de temas relacionados con sistemas aislados, tanto fuera como dentro del país, revisando estudios y ejemplos de soluciones en otras islas del mundo y sistemas nacionales, además de un estudio previo de la isla, con información relevante de la visión del problema y de las posibles soluciones que poseen los habitantes de Rapa Nui; una investigación del sistema eléctrico de la isla y sus características; y un análisis de la matriz eléctrica de la isla utilizando herramientas de cálculo de expansión óptima del sistema y cálculo de flujos de potencia de la red de media tensión. El análisis de la matriz se realizó con la utilización de un programa llamado PET (facilitado por el Ministerio de Energía) que permitió, a través de la recopilación de datos del sistema de la isla, encontrar escenarios de expansión óptima para distintas combinaciones de tecnologías diésel, solar, eólica, y de almacenamiento en base a baterías, mostrándose que los escenarios de mayor inclusión renovable e hibridación son aquellos con menores costos y menor uso de combustibles. Además, con los resultados obtenidos en el modelo de expansión se realizaron flujos de potencia en la red de media tensión, para un despacho alto en generación solar distribuida, para analizar la respuesta de la red ante estas tecnologías, dando a entender que el sistema podría funcionar en gran medida en base a tecnologías renovables distribuidas hoy, y a futuro siempre y cuando se realizaran ciertos cambios en los niveles de tensión de la red. Finalmente se concluye respecto de los resultados obtenidos, que un sistema menos dependiente de combustible diésel es posible, con la inclusión de tecnologías solar, eólica, y de almacenamiento, disminuyéndose en el mejor de los casos en un 74% el consumo de diésel, y que además, es factible la generación fotovoltaica distribuida en la isla, la cual no solo cuenta con el apoyo de la opinión de los habitantes de la isla sino que brinda beneficios a la regulación de tensión del sistema de distribución.

Agradecimientos

Primero que todo agradezco a mis padres, Valentina y Juan Pablo, quienes en conjunto me ayudaron a llegar a hasta donde estoy ahora. Por un lado a mi padre por haberme mostrado con entusiasmo y pasión la ciencia y la ingeniería, desde pequeño me inculco el gusto por el conocimiento y la creación, por el otro lado mi madre por ser quien me enseñó a aprender y me guio paso a paso desde mi colegiatura, mostrándome como cumplir mis metas con esfuerzo y dedicación. A ambos les agradezco por su apoyo, paciencia, y el amor que me han brindado incondicionalmente toda mi vida.

Agradezco a mis hermanos, Cristóbal y Amanda, por soportarme en mis peores momentos y disfrutar conmigo los mejores, por darme su apoyo emocional, por escucharme y siempre estar ahí para distraerme del estrés con juegos, series, y risas.

A mi abuela, Luz María (Katu), por criarme desde pequeño, por regalarme, por ser un ejemplo de esfuerzo y resiliencia.

Agradezco a mis primos y amigos, Camila y Adriano, que me han acompañado toda la vida, que me han llevado a las más grandiosas aventuras, y que me han mostrado su cariño siempre. A mis amigos del colegio, en especial a Pinto, Fabian, y Renato, por no rendirse ante mi falta proactividad para verlos, por buscarme siempre a pesar del tiempo, por mostrarme que aunque pasen años la amistad perdura. A mis amigos de la universidad, quienes compartieron conmigo todos estos años de estudio, que compartieron sus vidas conmigo, en especial a Raúl y David con quienes viví gran parte de mi día a día.

Agradezco a los profesores que participaron en mi formación académica, en especial a mi profesor guía, Alejandro Navarro, por la paciencia y dedicación con la que me guio a través de este proceso.

Finalmente doy gracias al Ministerio de Energía, en especial a Marcos Peirano por invitarme a trabajar en el ministerio y a realizar este trabajo de título, a Carlos Toro por estar siempre dispuesto a darme una mano en el trabajo y por haberme ayudado con mi memoria, y a todos los que compartieron conmigo durante mi práctica.

Tabla de contenido

1	Introducción.....	1
1.1	Objetivos	2
1.1.1	Objetivo general	2
1.1.2	Objetivos específicos	3
1.2	Alcances	3
1.3	Estructura Tesis	4
2	Antecedentes	6
2.1	Ejemplos en otras islas	6
2.1.1	Estudio realizado en la Isla Christmas, Australia	6
2.1.2	Isla Dongfushan, China	8
2.1.3	Otras microrredes	11
2.2	Ejemplos de microrredes en Chile.....	13
2.2.1	Microrred	13
2.2.2	Microrred Huatacondo	14
2.2.3	Microrred Ollagüe.....	16
2.3	Sistemas Medianos en Chile.....	18
2.3.1	Tarificación de los SSMM	20
2.4	“Elaboración de Propuesta Energética para la Isla de Pascua”	21
2.4.1	Metodología participativa – Centro de Energía UCH.....	22
2.4.2	Resultados del proceso participativo.....	23
2.4.2.1	Matriz energética de la isla	24
2.4.2.2	Consideraciones a la hora de elegir alternativas energéticas	24
2.4.2.3	Percepción social sobre tecnologías de generación eléctrica	25
2.5	Energías Renovables.....	26
2.5.1	Energía Solar.....	26
2.5.2	Energía Eólica	28
2.5.3	Baterías	30
2.6	Análisis y conclusiones de la literatura	32
3	Isla de Pascua	35
3.1	Descripción de la isla	35
3.2	Sistema eléctrico	36
3.3	Recursos y restricción territorial.....	38

3.3.1	Recurso solar.....	38
3.3.2	Recurso eólico	40
3.3.3	Restricción territorial	42
4	Modelo de expansión del sistema.....	44
4.1	Metodología	44
4.1.1	Descripción del programa de cálculo PET.....	44
4.1.2	Datos suministrados al modelo de expansión.....	48
4.1.2.1	Demanda	49
4.1.2.2	Unidades de generación.....	50
4.1.2.3	Perfiles de generación renovables	53
4.2	Resultados y análisis.....	55
4.2.1	Escenario base, diésel	55
4.2.2	Escenario diésel, eólico, solar, y baterías	57
4.2.3	Escenario diésel, solar, y baterías.....	60
4.2.4	Escenario unidades existentes, diésel, eólico, solar, y baterías	63
4.2.5	Escenario unidades existentes, diésel, solar, y baterías.....	65
4.2.6	Comparación de escenarios	67
4.3	Determinación precio nudo de potencia y energía	71
4.3.1	Comparación de precios de la energía en otros sistemas de Chile	72
5	Modelo de la red de media tensión.....	75
5.1	Metodología	75
5.1.1	OpenDSS	75
5.1.2	Paso de PET a OpenDSS	76
5.1.3	Construcción de la red de media tensión (Red MT).....	77
5.1.4	Descripción de la solución y perfiles	80
5.1.5	Análisis de problemas en la red	84
5.2	Resultados y análisis.....	85
5.2.1	Operación 2019	85
5.2.2	Operación 2033.....	91
5.2.2.1	Alza de tensión base a 13.2.....	96
5.2.2.2	Batería no distribuida	98
6	Conclusión.....	100
7	Bibliografía.....	105
8	Anexos	107

8.1	Datos del modelo de expansión del sistema	107
8.1.1	Tabla de duración de bloques	107
8.2	Datos de la red de media tensión	110
8.2.1	Líneas alimentador de media tensión A(1).....	110
8.2.2	Líneas alimentador de media tensión B(2)	112
8.2.3	Datos Transformadores MT/BT	115
8.2.4	Plano unilineal del sistema de media tensión	117
8.3	Formulas tarifarias	118
8.3.1	Costo incremental de desarrollo.....	118
8.3.2	Costo total de largo plazo.....	119
8.3.3	Precio nudo de Potencia y Energía	119

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Ubicación en el mapa de la isla Christmas. [2]	7
Ilustración 2: Configuración de la microrred de Dongfushan [3].....	9
Ilustración 3: Resultados para diferentes configuraciones del sistema de la microrred de Dongfushan [3].....	10
Ilustración 4: Operación de las energías renovables y de las unidades diésel [3].	10
Ilustración 5: Ejemplo ilustrado de una microrred. [2]	13
Ilustración 6: Vista satelital de la ubicación de Huatacondo	15
Ilustración 7: Semáforo de gestión de demanda. [8].....	16
Ilustración 8: Vista satelital de la ubicación de Ollagüe.....	17
Ilustración 9: Diagrama de le configuración de la microrred de Ollagüe. [9]	17
Ilustración 10: Estimación de CAPEX solar FV durante 2019-2030e, USD/W. [13]	28
Ilustración 11: Estimación de reducción de CAPEX, para la energía eólica, durante 2019-2030e, kUSD/MW. [13]	30
Ilustración 12: Estimación de CAPEX Almacenamiento durante 2019-2030e, kUSD/MW. [13].....	32
Ilustración 13: Vista aérea de Rapa Nui.....	36
Ilustración 14: Diagrama de abastecimiento de combustibles, obtenido del estudio del Centro de Energías [1].....	37
Ilustración 15: Mapa red de media tensión, central Mataveri (X).	38
Ilustración 16: Locación de instalación de panel ficticio para la obtención de datos del recurso solar. [12].....	39
Ilustración 17: Promedio mensual de la insolación diaria incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado, separada en sus componentes directa, difusa y reflejada del suelo. [12].....	39
Ilustración 18: Locación de instalación de aerogenerador ficticio para la obtención de datos del recurso eólico. [15].....	40
Ilustración 19: Rosa de los vientos para un generador de 1 [MW]. [15]	41
Ilustración 20: Histograma generación de un aerogenerador de 1 [MW].	42
Ilustración 21: A) restricción territorial para la instalación de aerogeneradores B) restricción territorial para la instalación de paneles fotovoltaicos. Ilustraciones obtenidas del estudio del Centro de Energías de la Universidad de Chile [1].	43
Ilustración 22: Diagrama de flujo para el cálculo de la expansión óptima del sistema eléctrico de Isla de Pascua.....	47
Ilustración 23: Demanda mensual de la Isla de Pascua.	49
Ilustración 24: Perfil de generación solar, con resolución horaria.	54

Ilustración 25: Perfil de generación eólica, con resolución horaria.	54
Ilustración 26: Potencia instalada en el escenario base.	56
Ilustración 27: Energía generada en el escenario base.....	56
Ilustración 28: Emisiones de dióxido de carbono anual, para el escenario base.	57
Ilustración 29: Potencia instalada en el escenario diésel, eólico, solar, y baterías.....	58
Ilustración 30: Energía generada en el escenario diésel, eólico, solar, y baterías.....	59
Ilustración 31: Emisiones de dióxido de carbono anual, para el escenario con generación eólica.....	59
Ilustración 32: Potencia instalada en el escenario diésel, solar, y baterías.	60
Ilustración 33: Despacho para dos días de febrero y agosto respectivamente, para el año 2020.....	61
Ilustración 34: Energía generada en el escenario diésel, solar, y baterías.....	62
Ilustración 35: Emisiones de dióxido de carbono anual, para el escenario sin generación eólica.....	62
Ilustración 36: Potencia instalada en el escenario unidades existentes, diésel, eólico, solar, y baterías.	63
Ilustración 37: Energía generada en el escenario unidades existentes, diésel, eólico, solar, y baterías.	64
Ilustración 38: Emisiones de dióxido de carbono anual, para el escenario con generación eólica y unidades existentes.	64
Ilustración 39: Potencia instalada en el escenario unidades existentes, diésel, solar, y baterías.	65
Ilustración 40: Energía generada en el escenario unidades existentes, diésel, solar, y baterías.	66
Ilustración 41: Emisiones de dióxido de carbono anual, para el escenario sin generación eólica y con unidades existentes.	67
Ilustración 42: Gráfico de precios de la energía por sistema, ordenados por su capacidad instalada.	73
Ilustración 43: Definiciones de elementos de transporte (Izquierda) y transformación (Derecha).....	76
Ilustración 44: Proceso de modelación de un escenario obtenido de PET en el modelo de la red de media tensión.	77
Ilustración 45: Histograma de transformadores de media tensión.	79
Ilustración 46: Despacho 2019 para el escenario con generación, solar, diésel, y almacenamiento en baterías. Gráfico de despacho (A), estado de carga de la batería (B) y despacho agregado (C).	81
Ilustración 47: Despacho 2033 para el escenario con generación, solar, diésel, y almacenamiento en baterías. Gráfico de despacho (A), estado de carga de la batería (B) y despacho agregado (C).	83

Ilustración 48: Resultado de despacho red de media tensión, caso 2019.....	86
Ilustración 49: Voltajes en los transformadores de bajada del alimentador 1, 2019.....	87
Ilustración 50: Voltajes en los transformadores de bajada del alimentador 2, 2019.	88
Ilustración 51: Voltaje en los transformadores de bajada para las horas punta de generación solar (izquierda) y punta de demanda (derecha), en el Alimentador 1, el 2019.	89
Ilustración 52: Voltaje en los transformadores de bajada para las horas punta de generación solar (izquierda) y punta de demanda (derecha), en el Alimentador 2, el 2019.	89
Ilustración 53: Mapeo problemas de voltaje red MT 2019.....	90
Ilustración 54: Resultado de despacho red de media tensión, caso 2033.	92
Ilustración 55: Voltajes en los transformadores de bajada del alimentador 1, 2033.....	93
Ilustración 56: Voltajes en los transformadores de bajada del alimentador 2, 2033.....	94
Ilustración 57: Voltaje en los transformadores de bajada para las horas punta de generación solar (izquierda) y punta de demanda (derecha), en el Alimentador 1, el 2033.	95
Ilustración 58: Voltaje en los transformadores de bajada para las horas punta de generación solar (izquierda) y punta de demanda (derecha), en el Alimentador 2, el 2033.	95
Ilustración 59: Mapeo de problemas de voltaje red MT 2033.	96
Ilustración 60: Resultado de despacho red de media tensión, caso 2033 con tensión base 13.2 [kV].	97
Ilustración 61: Mapeo problemas de tensión, 2033 con tensión base 13.2 [kV].....	98
Ilustración 62: Mapeo problemas de tensión, 2033 con almacenamiento centralizado.	99

Índice de Tablas

Tabla 1: Datos de radiación y velocidades de viento para la isla Christmas. [2]	7
Tabla 2: Resumen comparativo de escenarios para el estudio de la isla Christmas. [2]	8
Tabla 3: Unidades de la microrred de Huatacondo. [8].....	15
Tabla 4: Unidades de la microrred de Ollagüe. [9]	17
Tabla 5: Sistemas medianos de Chile.....	19
Tabla 6: Crecimiento anual de la demanda en función del año anterior	50
Tabla 7: Descripción de las unidades que participan en el cálculo de expansión óptimo.	51
Tabla 8: Desglose de costos de inversión del sistema de baterías.....	52
Tabla 9: Comparación de precios del diésel.	53
Tabla 10: Indicadores entregados por PET en el escenario base.	57
Tabla 11: Indicadores entregados por PET en el escenario diésel, eólico, solar, y baterías.	59
Tabla 12: Indicadores entregados por PET en el escenario diésel, solar, y baterías.....	62
Tabla 13: Indicadores entregados por PET en el escenario diésel, eólico, solar, y baterías con unidades existentes.	65
Tabla 14: Indicadores entregados por PET en el escenario diésel, solar, y baterías con unidades existentes.	67
Tabla 15: Comparación de capacidad instalada [MW] de unidades y capacidad de almacenamiento [MWh], escenarios sin Mataverí.....	68
Tabla 16: Comparación de capacidad instalada [MW] de unidades, escenarios con Mataverí.....	69
Tabla 17: Participación de la tecnología diésel en el suministro de demanda anual para cada escenario.	70
Tabla 18: Emisiones de dióxido de carbono anual y promedio de 15 años para cada escenario, en toneladas de CO ₂	71
Tabla 19: Descomposición del CID para ambos escenarios con tecnologías renovables..	72
Tabla 20: Descomposición CTLP para ambos casos con tecnologías renovables.....	72
Tabla 21: Precio nudo de potencia y energía para ambos casos con energías renovables.	72
Tabla 22: Precios de la energía para los sistemas medianos, Isla de Pascua, y Santiago.	73
Tabla 23: Tarifas eléctricas SASIPA.....	74
Tabla 24: Tipos de conductor utilizados en el modelo de red.	78
Tabla 25: Extracto de los datos de líneas de la red, tabla completa en Anexos-sección 8.2.	78

Tabla 26: Extracto de los datos de transformadores de bajada, Tabla completa en Anexosección 8.2.	79
Tabla 27: Norma de tensión en distribución	84
Tabla 28: Subestaciones de bajada con problemas de tensión en el 2033.	94

1 Introducción

El desarrollo tecnológico trae naturalmente una dependencia de la energía eléctrica, en todas partes del mundo si se quiere tener acceso a un mayor nivel de calidad vida, producción, o básicamente a cualquier avance, es necesario tener alguna fuente de esta energía. Esto no es diferente para las zonas aisladas del mundo, es más éstas muchas veces son las que con mayor urgencia necesitan tener acceso a fuentes de energía debido a las dificultades que enfrentan por su difícil acceso, y es este el que genera que no puedan obtener un suministro energético de parte de grandes sistemas eléctricos. Ante esta naturaleza aislada muchos sistemas poseen en la actualidad una gran dependencia de generadores a base de combustibles fósiles, lo cual, si bien es una solución tradicional utilizada en gran parte del mundo, es cada vez más cara, y más claro el daño que estas producen al medio ambiente y a los habitantes de las localidades cercanas a estas fuentes de polución. Ante lo anterior no es raro que en muchas zonas aisladas del mundo se encuentren buscando, investigando, desarrollando, e implementando, soluciones basadas en recursos renovables, limpios, y propios, que les den una mayor independencia energética, menores costos, y que no sean fuentes masivas de contaminación.

En Chile la realidad de los sistemas eléctricos aislados también se encuentra presente a lo largo del país, en donde además de algunos sistemas pequeños, existen algunos de mediano tamaño que abastecen poblaciones no menores, como San Pedro de Atacama o Isla de Pascua, locaciones con importante valor cultural.

En este trabajo se estudiará el sistema aislado de Rapa Nui también conocida como la Isla de Pascua. Como ya se mencionó antes, esta isla se abastece de energía eléctrica gracias a uno de los sistemas no conectados al sistema eléctrico nacional del país. Éste, al igual que los de muchas otras islas lejanas al continente, se basa principalmente en la generación con combustible diésel, el cual se lleva a la isla por vía marítima, junto con los otros combustibles utilizados en ella, en un barco de gran tamaño. Uno de los principales problemas de la isla es que, debido a la posición de esta, a 3700 km del continente (Aproximadamente la distancia entre Iquique y Punta Arenas), el viaje que debe llevar a cabo la embarcación es largo, y está condicionado por las variaciones del clima en el trayecto. Además, la isla no posee una infraestructura portuaria de suficiente envergadura o tecnología, para el desembarco directo de los combustibles, en cambio se deben hacer viajes con embarcaciones más pequeñas para descargar estos productos, maniobra que se lleva a cabo en altamar y que se encuentra delicadamente condicionada por la agitación de las aguas, lo cual implica un peligro de derrames, los cuales ya se han vivido en el pasado [1].

Para el mejor entendimiento de las características, y soluciones que se han implementado en el mundo, en este trabajo se realizará una investigación bibliográfica de estudios en otras islas del mundo, con relación al abastecimiento eléctrico de sistemas aislados, principalmente islas adentradas en el mar, sistemas de microrredes, soluciones en el país,

sistemas medianos¹ en Chile, y un estudio anterior sobre la Isla de Pascua y su sistema eléctrico.

En esta tesis se analizará la matriz eléctrica de la isla, buscando obtener, a través de un modelo de expansión óptimo de las unidades de generación, alternativas al abastecimiento completamente en base a diésel que se tiene actualmente. Se utilizarán como alternativas la inclusión de generación solar y eólica, además del almacenamiento de energía con baterías, alternando estas tecnologías en escenarios de diferentes combinaciones de estas, revisando el caso base que mantiene la utilización casi única de diésel, un caso que incluye todas las tecnologías consideradas, y uno sin generación eólica. Obteniéndose de esto las proporciones de cada tecnología que se deberían incluir en el sistema para obtener una matriz óptima, desde el punto de vista económico.

Con los resultados antes descritos, se tomará el escenario de mayor inclusión de tecnología solar, y se realizará un modelo eléctrico de la red de media tensión existente en la Isla de Pascua, con la inclusión en forma distribuida de la generación solar y perfil de carga-descarga de la batería, entregados por el modelo de expansión, en los transformadores de bajada de la red. Analizando para su funcionamiento de un día, elegido especialmente por sus características de demanda y perfil solar, los niveles de voltaje en cada subestación de bajada, y los problemas de tensión y corriente generados por esta configuración de la red. Esta alternativa se analiza debido a las opiniones expresadas por habitantes de la isla en una actividad participativa documentada en [1].

Finalmente se concluirá en función de las alternativas más convenientes para el sistema de la isla, mostrando algunas de las ventajas y desventajas de cada una, no solo desde el punto de vista económico, sino que también desde su ocupación de combustibles fósiles, su impacto a la red eléctrica, y la visión de la población de la isla ante estas, entre otros. Se comentará respecto de la compatibilidad y factibilidad de la instalación distribuida de recursos de generación y almacenamiento, con las dificultades y mejoras que esta alternativa brindaría a la red.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general

El principal objetivo de este trabajo de título es proponer una matriz alternativa de abastecimiento eléctrico para la Isla de Pascua, que permita al sistema funcionar de manera más independiente del combustible diésel y que utilice recursos renovables propios de la isla.

¹ Sistemas Medianos (SSMM): aquellos sistemas cuya capacidad instalada supera los 1.5 MW, pero no sobrepasa los 200 MW.

1.1.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos del trabajo, que buscan cumplir con el objetivo general, son los siguientes:

1. Generar una investigación con respecto a las temáticas relacionadas con el abastecimiento de energía eléctrica en sistemas aislados. Que permita entender sus dificultades, y las soluciones que se han implementado, tanto en otras partes del mundo como en Chile.
2. Revisar información respecto de la isla, su sistema eléctrico, y la opinión de sus habitantes, con respecto a su problemática de abastecimiento y visión de posibles soluciones.
3. Generar un modelo de expansión y reposición eficiente del sistema de generación eléctrica de la Rapa Nui. Que permita obtener como resultado las configuraciones de un sistema óptimo, para diferentes combinaciones de tecnologías solar y eólica.
4. Calcular el precio de la energía y potencia en los escenarios propuestos. Para realizar una comparación de estos con otros sistemas del país, y ver la eficiencia de las soluciones planteadas.
5. Realizar un análisis del funcionamiento del sistema eléctrico de distribución de la isla, para una introducción de generación distribuida solar indicada por los resultados de los modelos de expansión y reposición. Revisando los problemas de tensión y corriente en la red de media tensión.

1.2 Alcances

En este trabajo se buscarán alternativas óptimas, desde un punto de vista económico y social, para el abastecimiento de energía eléctrica en Rapa Nui. Mostrando distintas posibilidades de abastecimiento, con combinaciones de tecnologías de generación diésel, solar, eólica, y almacenamiento en baterías, con sus indicadores económicos, su relación con las opiniones de la comunidad de Isla de Pascua, y el nivel de independencia de los combustibles fósiles que posean.

En primer lugar, se realizará un modelo de expansión óptima y reposición eficiente, ambos utilizando una herramienta llamada PET, facilitada por el Ministerio de Energía. Estos modelos permitirán encontrar un calendario instalación optima de unidades candidatas, y despachos de las distintas tecnologías consideradas. Para lo anterior se utilizarán unidades genéricas de generación renovable y diésel, datos de demanda agregada de la

isla, que consideran datos horarios en un día tipo para cada mes, y estimaciones de crecimiento de la demanda para los 15 años de horizonte de simulación. Se considerarán perfiles horarios de generación eólica y solar para cada mes de un año, que se mantienen y repiten durante todo el horizonte de simulación. No se considerarán más alternativas de generación aparte de las tecnologías fotovoltaicas, eólica de eje horizontal, y generadores a base de combustible diésel. El precio del combustible diésel se utilizará con el subsidio correspondiente a la actualidad en la Isla de Pascua.

En segundo lugar, se modelará la red de media tensión de la isla para una instalación distribuida de los recursos de generación solar fotovoltaica, utilizando OpenDSS como motor de cálculo controlado desde Python. Para esto se utilizará un plano unilineal de la red de media tensión facilitado por el Ministerio de Energía, el cual se configura de manera radial y nunca enmallado, con esto se realizará un análisis de la red de media tensión desde la cabecera del alimentador hasta los transformadores de bajada (MT/BT). Los perfiles que se utilizarán serán los que resulten del modelo de expansión óptima y reposición eficiente, con datos horarios, para un día de verano para el 2019 y el 2033, primer año y último año del horizonte de 15 años del modelo de expansión y reposición realizado. En este modelo de la red de media tensión no se considerará generación eólica, solo generación diésel centralizada y fotovoltaica distribuida, además de la instalación distribuida de la batería. Se realizarán análisis de los niveles de tensión y corriente, estos se compararán con la norma vigente de límites de voltaje en distribución y se georreferenciarán a sus respectivos transformadores de bajada. No se considerarán flujos de potencia reactiva, solo de potencia activa, al igual que no se considerarán consumos ni generación de reactivos en la definición de las cargas y generadores.

1.3 Estructura Tesis

En el Capítulo 2 llamado “*Antecedentes*” se presenta la investigación de temas relacionados con: ejemplos de otros sistemas en el mundo que han buscado solucionar sus problemas de abastecimiento mediante inclusión de generación híbrida y microrredes; Ejemplos de microrredes en Chile, que ya se encuentran implementadas; los sistemas medianos en el país, ya que la Isla de Pascua entra en la definición de estos; la investigación realizada por el Centro de Energías de la Universidad de Chile, centrándose en la actividad de participación ciudadana; y finalmente se concluye respecto de la bibliografía mencionada.

En el Capítulo 3 “*Isla de Pascua*” se describe la isla junto con su sistema eléctrico, sus recursos naturales, y las restricciones territoriales existentes en la isla debido al parque nacional, la erosión, y su arqueología.

El Capítulo 4 “*Modelo de expansión del sistema*” presenta la metodología para la realización del modelo de expansión y reposición de la isla y los resultados obtenidos de estos. En la metodología se describen, el programa utilizado para este propósito y los datos

ingresados al modelo. En los resultados, se presenta su respectivo análisis y los valores de los precios de nudo de potencia y energía.

El Capítulo 5 titulado “*Modelo de la red de media tensión*” se describe la metodología con la que se modeló la red de la Isla de Pascua y los resultados obtenidos del flujo de potencia en esta. En la metodología se describe la implementación de la red de media tensión, el programa que realizó los cálculos de flujo de potencia, y los análisis realizados a este. En los Resultados se presentan y analizan las tensiones en los transformadores de bajada, con sus problemas de voltaje, y los problemas de corriente de las líneas.

Finalmente el Capítulo 6 “*Conclusión*” se realizan las conclusiones respecto de los resultados obtenidos, y se mencionan las posibilidades de investigación futuras a partir de lo desarrollado en este trabajo de título.

2 Antecedentes

2.1 Ejemplos en otras islas

2.1.1 Estudio realizado en la Isla Christmas, Australia

Ante la realidad aislada de esta isla australiana, ubicada a más de 1540 km de la costa australiana más cercana, la solución existente es una serie de unidades de generación diésel, esto genera una gran carga económica ligada a la compra de combustible, además de un alto nivel de contaminación debido a las emisiones de CO₂ que se liberan a la atmosfera al hacer funcionar estos generadores. Este estudio de la isla busca mostrar que la instalación combinada de tecnologías renovables en esta es la solución a los problemas de costos y emisiones. Si bien este estudio es acerca de dos islas australianas Christmas y Kangaroo [2], solo se menciona en este trabajo la primera isla ya que la segunda no se encuentra aislada del sistema eléctrico de Australia, haciendo su caso algo menos comparable con la Isla de Pascua.

En el estudio se tomaron 3 escenarios, el escenario base que mantiene la utilización única de generadores diésel, un escenario solo renovable, y uno con combinación de tecnologías renovables y no renovables. Las tecnologías renovables que se consideraron fueron energía solar y eólica, además se consideró la instalación de un sistema de almacenamiento por baterías. Los cálculos se realizaron con la herramienta HOMER², muy utilizada para el análisis de microrredes, esta permite analizar los datos de un sistema para calcular un modelo de expansión de generación óptimo, en función de los costos de las distintas tecnologías y de variables ambientales.

² <https://www.homerenergy.com/>



Ilustración 1: Ubicación en el mapa de la isla Christmas. [2]

Se hicieron análisis de los recursos de radiación y viento disponibles, cuyos resultados se presentan en la siguiente tabla:

Months	Christmas Island	
	Solar Radiation (kWh/m ² /d)	Wind Speeds (m/s)
January	6.07	4.00
February	5.88	4.00
March	5.86	3.90
April	5.62	4.60
May	5.27	5.60
June	4.88	6.00
July	5.24	6.80
August	5.84	7.10
September	6.51	6.80
October	6.77	5.80
November	6.58	4.70
December	6.55	3.60

Tabla 1: Datos de radiación y velocidades de viento para la isla Christmas. [2]

Las métricas utilizadas desde un punto de vista económico fueron principalmente el NPC y el COE. El NPC corresponde al Net Present Cost el cual representa el costo presente de la red, en pocas palabras el costo total de la red, en términos de inversión, instalación y operación en su tiempo de vida, menos la recuperación de la inversión en este periodo. Por otro lado, el COE o Cost of the Energy, es el costo de la energía para este sistema.

Con estos datos, además de los datos de precios de tecnologías para esta isla de Australia, y considerando que su sistema tiene demanda máxima de 0.6 MW (La demanda máxima estimada de Rapa Nui para el 2019 es de 3 MW), se obtuvieron los siguientes resultados:

	ECONOMIC				ENVIRONMENTAL		
	<i>Initial Cost</i> (<i>\$</i>)	<i>Operating Cost</i> (<i>\$/year</i>)	<i>Total NPC</i> (<i>\$</i>)	<i>COE</i> (<i>\$/kWh</i>)	<i>CO₂</i> (<i>kg/yr</i>)	<i>SO₂</i> (<i>kg/yr</i>)	<i>NO</i> (<i>kg/yr</i>)
<i>Original System (Generator)</i>	0	5,073,394	64,855,000	2,865.92	9,509,077	19,096	209,441
<i>Wholly Renewable System</i>	2,750,000	84,555	3,830,987	0.328	0	0	0
<i>Hybrid System (Gen & RE)</i>	2,304,500	106,282	3,663,146	0.314	55,372	111	1,220

Tabla 2: Resumen comparativo de escenarios para el estudio de la isla Christmas. [2]

Con una generación del 100% diésel en el caso original, 25% solar y 75% eólico en el caso renovable, y un 98% de generación renovable y 2% diésel en el caso combinado. Los indicadores económicos y ambientales, de la Tabla 2, muestran que los casos que incluyen tecnologías renovables tienen mucho menores costos y emisiones en comparación con el caso original. Además, se puede apreciar que los costos del sistema disminuyen al ingresar una pequeña cantidad de generación diésel como sistema de apoyo, esto se debe a que la disminución de inversión en energías renovables para cubrir la variabilidad de los recursos se ve disminuida al incluir los generadores diésel, sin incurrir en grandes costos en combustible (solo un 2% de utilización de diésel).

2.1.2 Isla Dongfushan, China

La isla de Dongfushan, en la provincia de Zhejiang, posee un sistema eléctrico aislado, cuya fuente de energía eléctrica, antes del proyecto Microred Dongfushan, consistía en una serie de generadores diésel, al igual que en muchas islas del mundo. Hoy en día la microrred se encuentra en funcionamiento con la instalación de tecnologías diésel, solar, eólica, almacenamiento en base a baterías de plomo, y una central de desalinización de agua marina. Este proyecto de microrred es parte de un estudio que busca la implementación de un modelo de optimización conjunta del tamaño de la red y su operación, este utiliza como objetivo para esta optimización tres variables, el costo de la energía, el porcentaje de adopción renovable, y las emisiones de polución. Además, se realiza una optimización de la operación del sistema para asegurar una mayor vida útil del banco de baterías.

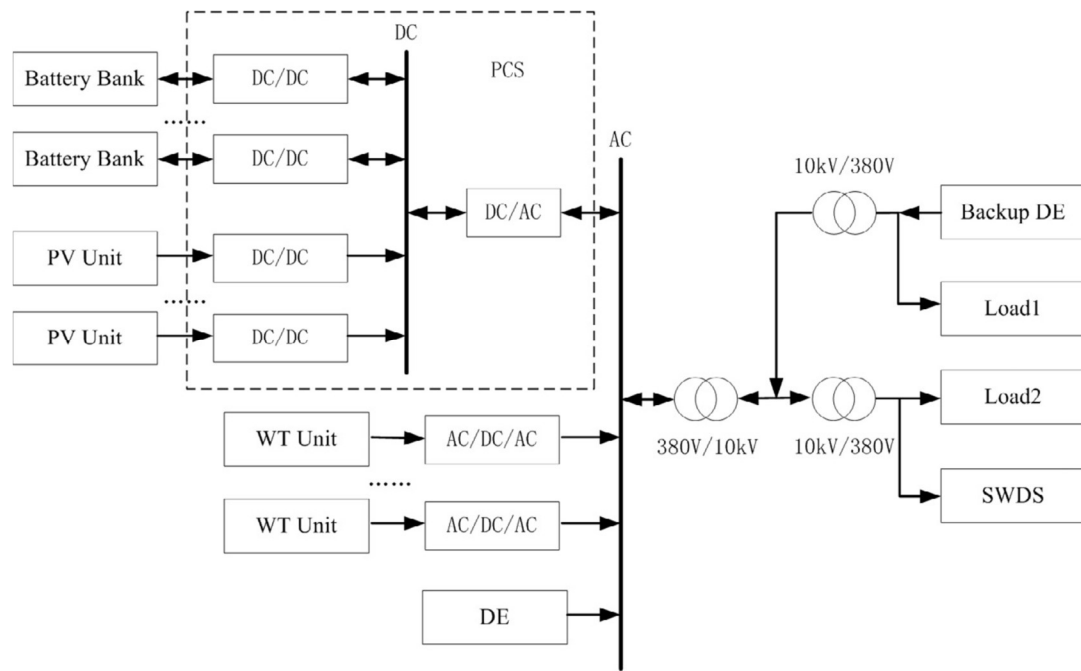


Ilustración 2: Configuración de la microrred de Dongfushan [3].

La configuración del sistema es tal que permite el aprovechamiento de las energías renovables a través de la utilización del sistema de desalinización de agua (SWDS). Este sistema cuenta con un monitoreo constante, y sus modos de operación dependen del estado de carga de la batería (SOC). La optimización de la operación se lleva a cabo a través de un algoritmo genético que permite obtener un uso eficiente de las baterías para mínimo costo de vida útil, en este artículo [3] existen tres modos de operación que enmarcan esta optimización:

- Modo 1: Las baterías y las unidades renovables permiten suplir por completo la demanda dejando a las unidades diésel fuera de utilización.
- Modo 2: Las unidades diésel son la principal fuente de energía de la isla, las baterías se están recargando, y se busca ocupar al máximo posible la generación renovable.
- Modo 3: Se realiza una mantención a las baterías de acuerdo con lo especificado por su fabricante. Durante este proceso ambos sistemas de generación trabajan en conjunto para suministrar energía a la red y a las baterías.

Para la optimización del tamaño de la red se toma en cuenta la operación de esta, y se generan distintos escenarios, lo interesante de esta optimización es que es de múltiples objetivos, como se mencionó al principio los tres objetivos vistos son, el costo de la energía, la fracción renovable, y las emisiones, a estos tres objetivos se les asocian distintos “pesos” que indican la importancia de este objetivo. Con esto se generan distintos escenarios y se buscan los óptimos. En la Ilustración 3 se presenta un gráfico con los resultados de costo de generación en función de la penetración de energías renovables

para los distintos escenarios considerados en el estudio, con una figura y/o color distinto para cada escenario.

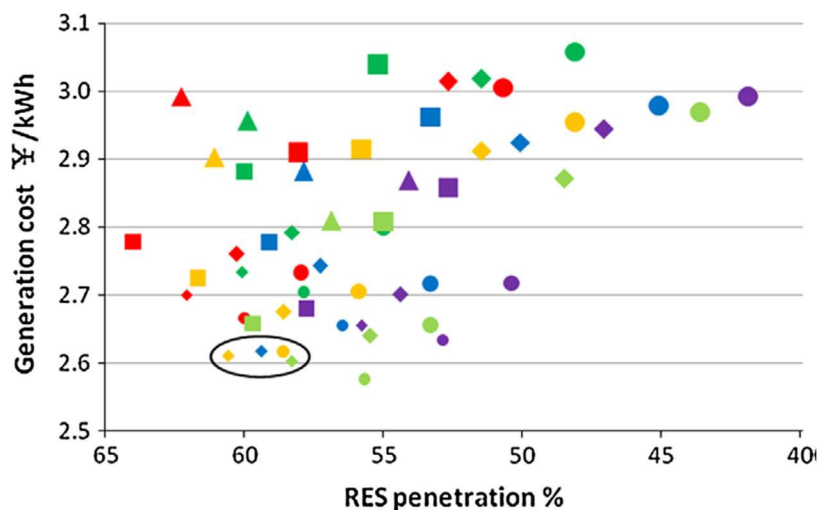


Ilustración 3: Resultados para diferentes configuraciones del sistema de la microrred de Dongfushan [3].

Finalmente, de los 4 resultados encerados en un círculo en la Ilustración 3, considerados los más eficientes, se elige el escenario con, 210 kW de aerogeneradores, 100 kW de paneles fotovoltaicos, 950 kWh de almacenamiento en baterías, y 200 kW de unidades diésel, el cual se eligió de entre los cuatro escenarios enmarcados tomando consideraciones de las incertidumbres reales del problema. En la Ilustración 4 se puede ver la utilización de las energías renovables en comparación con la generación diésel.

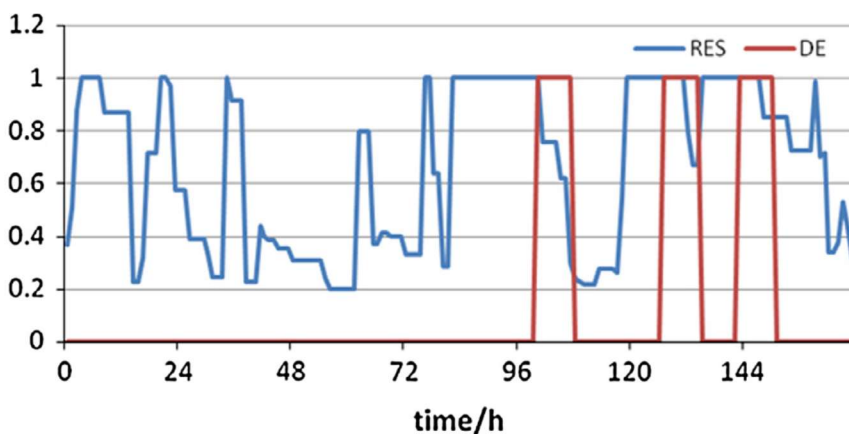


Ilustración 4: Operación de las energías renovables y de las unidades diésel [3].

La operación de la microrred llevaba 2 años de funcionamiento a la fecha de publicación de ese artículo (2011-2013), durante estos se demostró que solo la energía eólica permite una baja en la ocupación de combustible de un 70-60% en los meses de invierno y 40% en los meses de verano. Además, el costo de la energía en la isla disminuyó en una pequeña porción, quedando parecido al costo de la red de cuando su generación era 100% diésel, a

pesar de que las diferencias con lo obtenido en las simulaciones, en donde se alcanza hasta un 60% y más de penetración renovable, a esa fecha (2013) aún no se superaba el 30%, y se habían presentado situaciones inesperadas como la masiva instalación de aire acondicionado, aumentado la demanda de la isla. A pesar de estas dificultades, se demostró que con la utilización de las energías renovables era posible suministrar por completo la demanda, obtener un precio menor con una matriz más limpia renovable y menos dependiente de combustibles fósiles.

2.1.3 Otras microrredes

Además de los ejemplos mostrados, existen muchos otros proyectos de microrredes en el mundo, si bien no todos ellos son de naturaleza aislada muchos tienen como objetivo resolver este problema, o bien generar datos para el estudio de estas soluciones. Los casos de las islas Dongfushan y Christmas son los más parecidos al caso de Isla de Pascua y por lo mismo se analizaron en más detalle, pero no son los únicos ejemplos existentes de microrredes implementadas en islas o lugares alejados de una red de mayor escala.

En [4] se puede ver una recopilación de información sobre microrredes experimentales a lo largo del mundo, que buscan generar una mayor comprensión del funcionamiento de las microrredes, sus aportes a los sistemas aislados y las posibles áreas de desarrollo relacionadas a estas. Para esto se describen las redes desde el punto de vista de su configuración y sistemas de control, para finalmente hacer una comparación entre estas que entregué una visión general del estado del arte de las microrredes a la fecha y de los temas asociados a estas que merezcan mayor investigación.

Esta revisión de microrredes no se limita a una zona del mundo, sino que cubre países de América, Europa, y Asia. Algunos de los países en los que se encuentran estas microrredes son, Canadá, Estados Unidos, Los Países Bajos, Alemania, Italia, Grecia, UK, Japón, y China. Son 19 ejemplos de microrredes aisladas y no aisladas, más 4 sistemas de testeo para simulaciones de estudios, todos ejemplos de sistemas que al menos se encontraban en funcionamiento para el momento en que se publica aquel artículo (2010). Dentro de estas microrredes se encuentran una gran variedad de diferentes configuraciones, redes enmalladas o radiales, sistemas que se basan en generación tradicional y otros con fuentes renovables, sistemas de control centralizado o autónomo, almacenamiento centralizado o distribuido. Este artículo básicamente muestra los amplios usos de estos sistemas y las grandes posibilidades de investigación y avances posibles, los cuales se han desarrollado con el tiempo y hoy son un tema de gran relevancia en el mundo de la distribución de energía eléctrica.

Aparte de los sistemas de microrredes de investigación existen otros ejemplos de islas que buscan solucionar su problema del aislamiento, y de la dependencia de combustibles fósiles. Estos dos problemas son los que sufren la mayoría de las islas que se encuentran suficientemente alejadas del continente o de alguna red importante para poder conectarse. La dependencia de combustibles fósiles no solo presenta elevados costos, sino

que lleva años siendo cada vez más reconocida por la sociedad como una fuente de energía contaminante, que disminuye la calidad del aire a su alrededor y que amenaza al medioambiente. Es por esto que muchas investigaciones se han fijado en este problema y buscan soluciones óptimas que incluyan el uso de energías renovables.

Uno de los ejemplos de estudios, que tiene bastante parecido a la Isla de Pascua, es el de la isla St. Martin en Bangladesh en [5]. En esta isla los principales combustibles utilizados son, diésel, kerosene, y leña, además de biocombustibles basados principalmente en aceite de coco, utilizados para suplir una demanda eléctrica de 318 [MWh] al año con una demanda máxima de 267 [kW], sin contar la demanda térmica, de alrededor de 5000 personas agrupadas en 650 familias. En el estudio se notó que la isla posee recursos solares y eólicos con capacidad suficiente para cubrir la demanda y aplicar generación distribuida, por lo tanto se busca, en ese estudio, la configuración óptima para este sistema ocupando estos recursos. Para la simulación se utilizó HOMER y se incluyeron al análisis tecnologías solar, eólica, diésel, biocombustibles, y almacenamiento en baterías, para obtener la configuración de menor NPC para el sistema. El resultado final dio una instalación de 200 [kW] de paneles fotovoltaicos, 3 generadores de 1.5 [kW], un generador diésel de 700 [kW], un generador a biocombustible de 100 [kW], y un almacenamiento basado en un módulo de 500 baterías de 25 [kWh] de capacidad. Con lo cual se logró disminuir en gran medida el uso de combustibles, reduciendo las emisiones del sistema de 413 [kg] por hora, para un generador diésel, a 10469 [kg] en un año (Aproximadamente 1.2 [kg] por hora).

Algunos estudios basan su investigación en la exploración de otras tecnologías en la implementación de microrredes, como en [6], donde se estudia un sistema híbrido, parecido a los demás casos, basado en la combinación de energía solar y eólica, pero que explora la utilización de un sistema de almacenamiento basado en una central de bombeo, en una isla aislada del sistema eléctrico de Grecia. Como resultado se obtuvo que de la energía generada por el sistema, un 48% pertenecía al sistema fotovoltaico y un 52% a los aerogeneradores, en donde el sistema de bombeo aportó un promedio anual de 1 [MW], y el exceso de energía generado (2832 [MWh/año]) se utilizó para la generación de 95 toneladas de hidrogeno a través de un sistema de electrolisis.

Finalmente las soluciones de abastecimiento de energía para sistemas de islas no solo se basa en el abastecimiento eléctrico, un ejemplo de esto es el estudio mostrado en [7]. En este se muestra la aplicación de un sistema híbrido de generación de energía basado en combinación de energías renovables, combustible diésel y almacenamiento en baterías, para alimentar una pequeña central de desalinización de agua de mar en la isla Bozcaada, en Turquía.

2.2 Ejemplos de microrredes en Chile

2.2.1 Microrred

Una microrred es un sistema eléctrico, generalmente ubicado en el nivel de la distribución o en pequeños sistemas aislados de una red, que se compone por el trabajo conjunto de, generadores distribuidos (GD), almacenamiento distribuido (AD), y cargas. Estas suelen, ser parte de una red mayor, con las opciones de trabajar de forma conectada a esta o aislada, algunas siempre funcionan junto a la red, otras pueden optar, e incluso existen microrredes que no se asocian a una red mayor funcionando de forma aislada.

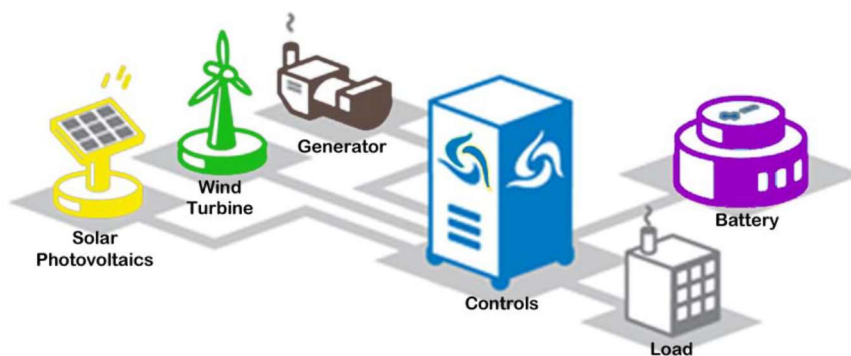


Ilustración 5: Ejemplo ilustrado de una microrred. [2]

Los generadores distribuidos son unidades repartidas a lo largo de una red con tamaños menores que los de un típico generador centralizado, como podría ser una gran central termoeléctrica a carbón, estas unidades van desde, tecnologías conocidas como la generación fotovoltaica, mini hidro, o la eólica, hasta tecnologías más desconocidas como los sistemas de cogeneración (CHP). El surgimiento de estas tecnologías de generación se debe a la constante demanda de la gente por depender de energías más limpias, y a la vulnerabilidad que pueden mostrar las opciones centralizadas, ante una constante alza de las demandas de energía que se suele suplir con la instalación de masivas centrales con implicancias medioambientales negativas.

Los sistemas de almacenamiento distribuidos son una importante característica de las microrredes, sin estos es casi imposible que una microrred funcione a su mayor eficacia al estar conectada a una red, e imposibilita la operación aislada. Estos sistemas existen en una microrred para cumplir tres funciones fundamentales; asegurar el balance de potencia, considerando la falta de inercia y la variabilidad de los GD basados en energías renovables; permitir el funcionamiento de los GD como unidades de despacho, cubriendo los desbalances dinámicos de estos; entregar la energía necesaria para revisar las transiciones conectado/desconectado de la red. Dentro de estas tecnologías existen una serie de opciones para cumplir estos objetivos, pero la más ocupada son las baterías.

Para combinar las dos tecnologías anteriores, GD y AD, se deben utilizar sistemas de control y transformación. Estos sistemas suelen contar con un inversor capaz de controlar los flujos de energía desde, los generadores a las baterías, de las baterías a la red, o de los generadores a la red, además de convertir la corriente continua, que suele caracterizar a GD y AD, a corriente alterna, para su entrega a las cargas correspondientes.

Finalmente, las cargas de una microrred pueden variar en gran medida, a veces son un aserie de cargas residenciales pertenecientes a un barrio o comuna, quizás una localidad alejada de otras redes que incluso podrían estar aisladas, también existen microrredes que alimentan consumos no residenciales como industrias, en Chile un gran ejemplo podría ser una minera pequeña aislada del sistema eléctrico. Lo importante para una microrred es que estas cargas se encuentren identificadas y caracterizadas para así poder diseñar la red en función de sus requerimientos de balance de potencia, estabilidad de voltaje y frecuencia, mejorar la calidad de suministro de cargas sensibles, y reducir los máximos de carga para no sobre utilizar los sistemas de control y conversión.

A continuación se presentan dos microrredes ubicadas en la zona norte de Chile, Huatacondo y Oyagüe. Con estas se busca revisar las experiencias existentes en el país respecto de la utilización de redes para el abastecimiento de localidades de difícil acceso, en el país.

2.2.2 Microrred Huatacondo

Huatacondo es una localidad alejada de zonas urbanas, ubicada al norte de Chile en la región de Tarapacá a 230 km al sudeste de Iquique. En esta habitan no más de 100 personas la mayor parte del año, excepto durante las fiestas religiosas donde su población puede ascender a 500 personas, de aquí la mayoría de la población es de edades avanzadas. Antes de la instalación de la microrred solo se contaba con electricidad durante 10 horas al día, proporcionada por un grupo electrógeno a base de diésel. En la Ilustración 6 se puede ver una imagen de la ubicación del poblado, donde se puede apreciar lo adentrado en la cordillera que se encuentra este y su lejanía a ciudades importantes.



Ilustración 6: Vista satelital de la ubicación de Huatacondo

Actualmente, Huatacondo cuenta con una microrred diseñada e instalada por un proyecto del Centro de Energías de la Universidad de Chile el año 2010, que debe su generación de energía a una central fotovoltaica, una turbina eólica, un sistema de almacenamiento por baterías, y una bomba de agua utilizada como carga controlable.

Parámetros	Valor
Potencia panel fotovoltaico	22 [kW]
Potencia turbina eólica	2.5 [kW]
Potencia máxima baterías	150 [kW]
Capacidad del banco de baterías	150 [kWh]
Potencia máxima del generador diésel	120 [kW]
Potencia mínima del generador diésel	10 [kW]

Tabla 3: Unidades de la microrred de Huatacondo. [8]

Esta microrred cuenta con un sistema de gestión de la energía (EMS) que permite adecuar el sistema para suplir el problema de la variabilidad de las energías renovables, que se produce por la naturaleza incierta de la velocidad del viento y el movimiento de las nubes que cubren el sol entre otros, generando una incertidumbre en la capacidad instantánea de generación de la unidades solares y eólicas. Este se encarga de coordinar los generadores y consumos, a través de comunicación, monitoreo y control para aplicar un predespacho³. Además, cuenta con un sistema SCADA [8] social, una herramienta computacional que relaciona la generación eléctrica con el comportamiento de los

³ Un sistema que monitorea estado de carga de baterías, y predice: potencia solar, eólica, y consumo eléctrico y de agua, para, a través de un optimizador, obtener salidas de control de las unidades y consumos.

habitantes de Huatacondo. Este presenta una serie de indicadores que permiten apoyar el funcionamiento de la red y a la comunidad quienes la administran. Los indicadores son principalmente:

- El monitoreo de las unidades de generación: estado de las unidades y potencia inyectada.
- Indicadores de sustentabilidad: ahorro diésel y emisiones.
- Gestión de mantenimiento: agenda de mantenimiento.
- Consumo por casa: orientado al fomento del ahorro energético
- Respuesta de la demanda: permite entregar información a la comunidad para potencialmente modificar los consumos
- Sistema de alarmas: indicador de fallas y acciones correctivas necesarias.

La respuesta de demanda se basa en la modificación de los consumos para el beneficio de la microrred, modificando los consumos para aumentar la utilización de las energías renovables. Estas señales se envían a través de semáforos ubicados en los hogares de los usuarios de la red, los que indican en cada horario, gracias a la predicción del sistema de optimización, si se deben tomar acciones de disminuir (rojo), mantener (Amarillo), o aumentar (Verde) el consumo, como se ve en la Ilustración 7.

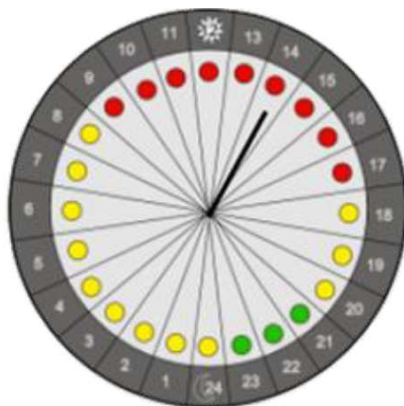


Ilustración 7: Semáforo de gestión de demanda. [8]

2.2.3 Microrred Ollagüe

Ollagüe es una localidad ubicada a 215 km al noreste de Calama en la región de Antofagasta. En la Ilustración 8 se puede ver una vista satelital de este pueblo al norte de Chile, donde se aprecia que este se encuentra al interior de la zona cordillerana, casi en la frontera con Argentina, siendo un sistema eléctrico bastante alejado del sistema interconectado.

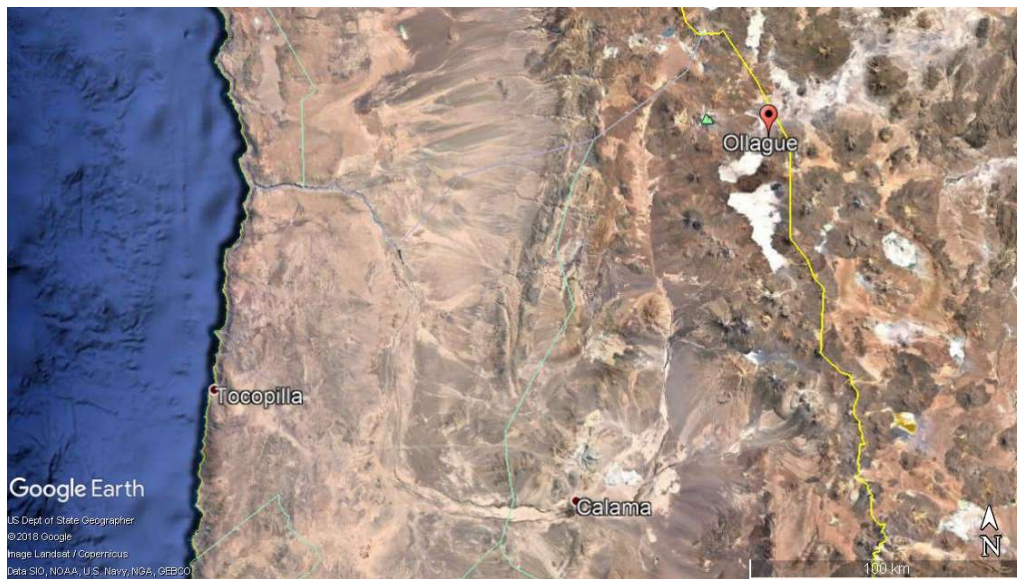


Ilustración 8: Vista satelital de la ubicación de Ollague.

Esta microrred cuenta con tres unidades de generación, una planta fotovoltaica, un aerogenerador, y un generador diésel, además, cuenta con un sistema de almacenamiento en base a baterías. El sistema se conforma por 141 clientes, 127 monofásicos y 12 trifásicos, todos estos equipados con medidores inteligentes, cuya demanda máxima coincidente no supera los 105 [kW]. En la Ilustración 9 Se puede apreciar un diagrama de esta microrred, donde se muestran las unidades que se describen en la Tabla 4.

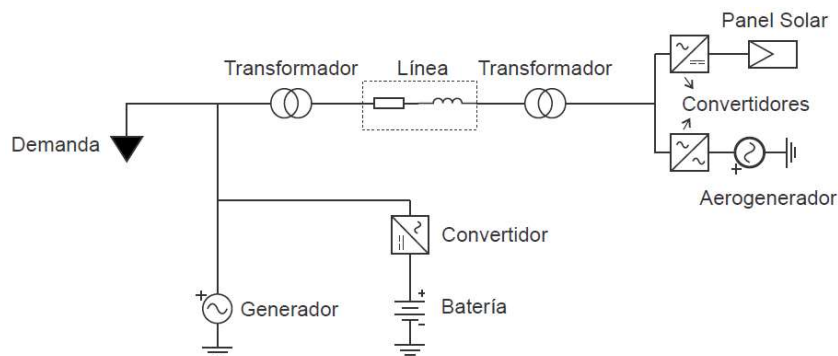


Ilustración 9: Diagrama de la configuración de la microrred de Ollague. [9]

Parámetros	Valor
Potencia panel fotovoltaico	130 [kW]
Potencia turbina eólica	30 [kW]
Potencia máxima baterías	250 [kW]
Capacidad del banco de baterías	520 [kWh]
Potencia máxima del generador diésel	330 [kW]
Potencia mínima del generador diésel	100 [kW]

Tabla 4: Unidades de la microrred de Ollague. [9]

2.3 Sistemas Medianos en Chile

No fue sino hasta el 2017 que el Sistema Eléctrico Nacional nació con la unión de los dos sistemas más grandes del país, el SIC (Sistema Interconectado Central) y el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), pero estos dos sistemas si bien son la gran parte del país no son los únicos. Chile cuenta con una serie de sistemas eléctricos de mediana escala, la mayoría se encuentran en la zona sur del país, estos debido a su tamaño y funcionamiento independiente del SEN son conocidos como Sistemas Medianos, y sus normativas difieren de las del Sistema Eléctrico Nacional.

Los Sistemas Medianos (SSMM) son definidos por la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), como aquellos sistemas cuya capacidad instalada supera los 1.5 MW, pero no sobrepasa los 200 MW⁴. Existe un total de 9 SSMM en el país la mayoría concentrados en el sur; el sistema de Cochamó, Hornopirén, Palena, Aysén, General Carrera, Puerto Natales, Punta Arenas, Porvenir y Puerto Williams. Los 9 sistemas antes mencionados se agrupan en tres grandes sistemas, los sistemas de Aysén, Los Lagos, y Magallanes. Estos se encuentran agrupados de la siguiente forma:

- A. **Aysén:** Agrupa los SSMM de Aysén, Palena y General Carrera, los cuales en conjunto poseen una capacidad instalada de 63.7 MW, de las cuales 37.24 (58.5%) corresponden a tecnología diésel, 22.64 MW (35.6%) corresponden a hidráulica de pasada, y 3.78 MW (6%) corresponden a generación eólica.
- B. **Los Lagos:** Agrupa los sistemas de Cochamó y Hornopirén, con una capacidad instalada conjunta de 7.52 MW dividida en 6.75 MW (90%) diésel y 0.77 MW (10%) hidráulica de pasada.
- C. **Magallanes:** Agrupa los SSMM de Puerto Natales, Punta Arenas, Porvenir y Puerto Williams, cuya capacidad conjunta es 107.4 MW, con 2.55 MW (2.37%) de energía eólica, 88.75 MW (82.64%) de gas natural, 16.09 MW (14.98%) de petróleo diésel.

⁴LGSE Artículo 173° (D.F.L. N° 1, de 1982, Minería Art. 104-1, Ley N° 19.940, Art. 2°D.O. 13.03.2004)

Sistema		Capacidad [MW]	Población
Aysén	Aysén	53.65	95,627
	Palena	6.37	18,349
	General Carrera	3.64	7,531
Los Lagos	Cochamó	3.00	4,023
	Hornopirén	4.52	8,944
Magallanes	Puerto Natales	13.51	22,686
	Punta Arenas	83.46	133,282
	Porvenir	8.05	8,364
	Puerto Williams	2.38	2,201

Tabla 5: Sistemas medianos de Chile.

Fuera de esta agrupación se encuentra una serie de sistemas aislados como Isla de Pascua o el sistema aislado de San Pedro. Aunque en el 2008 SASIPA⁵, la empresa encargada del sistema eléctrico de Isla de Pascua, declaró a la CNE que se había superado el límite de 1500 MW lo cual convertía al sistema en un SM, y por lo tanto que su sistema tarifario funcionaría desde ese momento como tal, aunque no fue sino hasta 2 años después que se publicó una tarifa correspondiente. Por lo que el sistema eléctrico de Rapa Nui se puede considerar un SM.

Los reglamentos de un sistema mediano se encuentran descritos en una serie de documentos legales que describen sus características en todas sus dimensiones. Estos documentos son:

- Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto con Fuerza de Ley N°4)⁶
- Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto Supremo N°327)⁷
- Reglamento de Valorización y Expansión de los SS.MM (Decreto Supremo N°229)⁸
- Reglamento de Operación y Administración de los SS.MM (Decreto Supremo N°23)⁹
- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para SSMM (Resolución Exenta N°179)¹⁰
- Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los SSMM de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén (Resolución Exenta N°154/2018)¹¹

⁵ SASIPA: Empresa de Servicios de Agua, Luz, Carga y Descarga de embarcaciones de la Isla de Pascua.

⁶ <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=258171&idVersion=2018-11-17>

⁷ https://www.cne.cl/archivos_bajar/DTO-327_10-SEP-1998.pdf

⁸ https://www.cne.cl/archivos_bajar/DS_229_Valorizacion_Expansion_SSMM.pdf

⁹ [https://www.cne.cl/archivos_bajar/DS23_2011NudoIndexa\(2\).pdf](https://www.cne.cl/archivos_bajar/DS23_2011NudoIndexa(2).pdf)

¹⁰ <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1116111&idParte=>

¹¹ <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1101664&idParte=>

2.3.1 Tarificación de los SSMM

Para el cálculo de las tarifas de los sistemas medianos se lleva a cabo un estudio de costos de las empresas que se encargan del SM en cuestión. Este estudio se lleva a cabo cada 4 años, con una fijación de tarifa para los siguientes 4 años. Las empresas deberán conseguir una consultora que se encargue de este y enviarán el informe obtenido a la CNE para que revise su contenido y fije las tarifas y las fórmulas de indexación de estas.

El estudio consiste en un Plan de Expansión Óptimo y de reposición eficiente del sistema mediano, lo cual implica realizar un análisis de la expansión del sistema desde el parque existente y desde un proyecto que empieza desde cero respectivamente, que obtiene como resultado, además de un calendario de expansión óptimo, en el cual se presentan las decisiones óptimas de inversión en nuevas unidades para el sistema con fecha, tamaño, y tipo de unidad a instalar, un valor para el Costo Incremental de Desarrollo (CID) y el Costo Total de Largo plazo (CTLTP), los cuales se detallan más adelante, tanto a nivel de generación como transmisión. De esto se obtendrán los precios de nudos (PN) de generación y transmisión, calculados por la Comisión Nacional de Energía (CNE), en función de los CID y los CTLTP. La estructura tarifaria se basa en el CID, pero el nivel general de tarifas deberá permitir que se cubra el CTLTP, de manera que no se lleve a la empresa en cuestión a la quiebra.

En caso de que los sistemas de generación y transmisión pertenezcan en más de un 50% a una sola empresa con sistemas verticalmente integrados, la tarifa se calculara buscando cubrir el CTLTP total de la generación y transmisión de la empresa. Todo lo anterior considerando una tasa de descuento del 10%.

Este estudio de costos y expansión del SM realizado cada 4 años tendrá un periodo de tres meses en los que se permitirá la inscripción de interesados en el proceso, los que tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio, cuyos objetivos son:

- A. El plan de expansión óptimo y de reposición, de generación y transmisión.
- B. El CID de generación y transmisión.
- C. El CTLTP de generación y transmisión.
- D. Las fórmulas de indexación
- E. Rangos de valores técnicos y económicos de la hipótesis de A.
- F. La proyección de demanda y energía para los próximos 15 años.

Las bases de este estudio son publicadas 12 meses antes del término de vigencia de los precios anteriores, y las empresas pueden revisarlas para dar observaciones 15 días después de la publicación de estas. Estas bases cuentan con una serie de criterios a considerar a la hora de realizar estos estudios tales como, que el horizonte del estudio ha de ser no menor de 15 años, se deberá hacer una proyección de la demanda, se procura que se sigan las normas técnicas, y muchos otros, todo lo cual se encuentra detallado en

[10]. Además, las empresas deben entregar a la CNE todos los datos necesarios para que esta pueda replicar el estudio.

Costo incremental de desarrollo: El costo incremental de desarrollo es definido como, *“El costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del Sistema Mediano”* [10]. Como ya se mencionó antes este se determina cada 4 años considerando el estudio de expansión del sistema, el cual toma como punto de partida el parque de generación existente, y utilizando como datos los costos del sistema tales como; costos de inversión, de generación, transmisión, e infraestructura; costos de operación; costos de falla, o energía no suministrada; de un plan de expansión con horizonte de no menos de 15 años, de los cuales se toman los costos de los 4 primeros años para calcular las tarifas. En Anexos-sección 8.3 se pueden ver las fórmulas utilizadas para la determinación de su valor.

Costo total de largo plazo: En el reglamento de los sistemas medianos se le define como, *“aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión, en que se incurra durante el periodo tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un proyecto de reposición que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo de servicio”* [10]. Este costo total se obtendrá de un proyecto de reposición eficiente en el que se realiza un análisis de la configuración que ha de tener el sistema si se instalara desde cero todos los componentes óptimos necesarios para cubrir la demanda y seguir los reglamentos de la norma técnica, además de considerar la inversión en equipos por los siguientes 4 años del periodo a tarifificar.

Con los costos antes descritos se pueden calcular los precios nudos de energía y potencia para las barras del sistema mediano en cuestión. Estos precios representan el valor de la potencia y de la energía en el sistema, la metodología de cálculo de estos se detalla en el informe de precios de nudo de la CNE para los distintos sistemas medianos del país, y las fórmulas utilizadas se detallan los Anexos-sección 8.3. Es importante mencionar que los precios de energía y potencia no son la tarifa final que se cobra a los consumidores, sino una parte de ella a la que se le deben agregar una serie de cobros por servicios de transmisión y distribución, ambos representados en el VAD (Valor Agregado a la Distribución), además de muchos otros. Estos últimos no se encuentran dentro de los alcances de este trabajo de título.

2.4 “Elaboración de Propuesta Energética para la Isla de Pascua”

Esta propuesta es un trabajo realizado por el Centro de Energías de la Universidad de Chile el año 2015 [1], a pedido del Ministerio de Energías, con el objetivo de analizar una serie de dimensiones en torno al sistema eléctrico de Rapa Nui, tales como, su sistema eléctrico, los recursos energéticos de la isla, la opinión de la población de la isla, para realizar una propuesta de abastecimiento cuyas prioridades se centran en depender de recursos propios (independencia energética) y la voluntad de los habitantes de esta

comunidad, sin dejar de lado los aspectos necesarios para la viabilidad técnica y financiera de las propuestas entregadas.

Para la elaboración de la propuesta, se realizaron una serie de estudios, técnicos, económicos, y sociales. Los principales estudios técnicos correspondieron a la revisión del sistema eléctrico de distribución, el cual compone la totalidad del sistema de transporte de energía al no haber transmisión, considerando sus componentes, la proyección de la demanda y del crecimiento poblacional de la isla, y la disponibilidad de recursos energéticos como, energía solar, eólica, mareomotriz, y biomasa.

Desde un punto de vista económico, se estudiaron los costos asociados a cada tecnología llevados a la isla, costos de inversión, instalación, combustibles, etc. que permitieran entender y comparar los distintos escenarios. Finalmente, se realizó un estudio social basado en un proceso de participación ciudadana, en la que se realizaron una serie de preguntas a 150 personas de la comunidad, buscando entender su visión de, la situación actual de la isla, las tecnologías disponibles para su instalación, y su relación con las autoridades encargadas del sistema eléctrico de la isla. Todos estos datos permitieron al Centro de Energías de la Universidad de Chile elaborar una propuesta energética para la isla y un plan de trabajo para aplicarla.

2.4.1 Metodología participativa – Centro de Energía UCH

Esta metodología corresponde a la que se utilizó para la consulta ciudadana llevada a cabo en la isla, para entender la postura de la población ante el proyecto, su opinión respecto de la situación de la isla y sus visiones de las posibles alternativas más convenientes.

En el estudio se revisaron ejemplos de consultas ciudadanas anteriores en la historia de Rapa Nui, para guiarse a la hora de realizar la consulta en cuestión. Entre estos se encontraron instancias relacionadas con, la creación del Ministerio de la Cultura, Arte y Patrimonio, la administración del Parque Nacional Rapa Nui, el proceso de consulta referente a la Ley de Migración el cual a la fecha (año 2015) no se había llevado a cabo aún. De entre estas temáticas se destacaron tres situaciones de consulta específicas, un cabildo de salud, uno de cultura, ligado a todas las actividades culturales de la isla, y uno de turismo.

Las principales características de la metodología utilizada por el Centro de Energías fueron, utilizar medidas de carácter cualitativo que permitieran una mejor identificación de las narraciones, discursos, sensibilidades y aprehensiones, de los participantes, y la utilización de una muestra intencionada de participantes relacionados con el ámbito energético de la isla y que pertenecían a instituciones relevantes en la toma de decisiones de la isla, con el objeto de no solo recaudar información pertinente, sino de informar a estos de los temas tratados en este estudio de manera que se formara una dinámica recíproca.

La metodología utilizada consistió en una serie de instancias, que no se describirán en detalle en esta memoria (descritas en detalle en [1]), pero que en pocas palabras se pueden agrupar de la siguiente forma

- **Entrevista semiestructurada:** La cual consta de cuatro temáticas, estas son, apreciación del sistema energético actual, percepción de las tecnologías de generación, usos y gestión de la energía, mapeo de actores relevantes, y finalmente expectativas asociadas al desarrollo.
- **Observación de lugares relevantes:** Consistió en la visita de lugares con potencial relevancia para la generación de alternativas de uso de recursos de la isla. Esta visita fue guiada por locales y consistió en la conversación de los participantes en torno a no solo los ámbitos técnicos-geográficos, sino también a los procesos socioculturales que se relacionan con estos sitios.
- **Trabajo en torno a cartografía energética:** Estas instancias de participación grupales de conversación, se fijaron en tres temáticas en torno a maquetas, el reconocimiento de sitios de aprovechamiento de los recursos renovables de la isla, en torno a una gran maqueta con relieve y pintada en función de imágenes satelitales de la isla, un taller informativo respecto de tecnologías de aprovechamiento de energéticos naturales de la isla, en torno a versiones a escala de tecnologías como paneles fotovoltaicos y aerogeneradores, y una discusión en torno a las restricciones territoriales asociadas a, la geografía, arqueología, y territorios importantes como el parque nacional y el aeropuerto, que restringen la instalación de tecnologías de generación.

Con esta metodología y sin mencionar el detallado proceso de implementación, que se llevó a cabo en etapas de acercamiento progresivo, intercambio de información, talleres participativos, discusión de propuestas, y una presentación final en la que se mostraron las alternativas más populares, se logró conseguir un catastro de opiniones de los participantes que definen en gran medida los escenarios presentados por el Centro de Energías y que condicionan y constituyen el punto de partida de algunos aspectos de este trabajo de título.

2.4.2 Resultados del proceso participativo

De los resultados del proceso de participación ciudadana se obtuvo una gran cantidad de información y de opiniones, las cuales se detallan en el documento original, de estos solo se mencionará con más detalle aquellos interesantes para este trabajo.

Primero que todo y a grandes rasgos, se obtuvieron tres ejes temáticos, la visión de la matriz energética de la isla por parte de los habitantes, una serie de consideraciones a la hora de optar por alternativas energéticas, y la visión de los isleños de las tecnologías factibles para la isla. De esta última solo se tratará de las tecnologías solares y eólicas.

2.4.2.1 Matriz energética de la isla

Ante este aspecto del problema existen tres temáticas generales mencionadas por los isleños. Dos de estas tienen que ver con la percepción sobre el sistema eléctrico de la isla, que consideran está mal administrado y poco cuidado, visualizan la constante fluctuación del voltaje en sus casas, cortes de suministro recurrentes, y un mal funcionamiento de conexiones eléctricas domiciliarias. Problemas que los habitantes relacionan con una mala administración por parte de la empresa encargada SASIPA.

La otra temática muy mencionada es una preocupación por la naturaleza externa del abastecimiento de combustibles para la isla (dependencia energética). Los isleños entienden que su situación de isla de difícil acceso implica un constante riesgo de desabastecimiento, ya que se encuentra condicionado al clima, además de ver los riesgos ambientales que esto conlleva, tanto en el aspecto de los desastres de derrame que se pueden presentar en las costas, como la contaminación producida por una matriz casi completamente compuesta por generación diésel. Otra percepción mucho más cercana a los habitantes de la isla es el precio de la energía, el cual ellos ven excesivo, a pesar del subsidio a los combustibles con el que cuenta la isla, y que junto con su mala visión de la empresa SASIPA llevan a una sensación de que se les está cobrando mucho a cambio de un servicio de baja calidad.

2.4.2.2 Consideraciones a la hora de elegir alternativas energéticas

De lo obtenido de este proceso participativo se destacan una serie de consideraciones a tomar en cuenta al seleccionar una alternativa de matriz para Isla de Pascua. Estas consideraciones se separan en tres aspectos, aspectos socioculturales, aspectos territoriales, y aspectos institucionales o administrativos.

El primero de los tres aspectos tiene que ver con la cultura de los isleños. Estos se declaran una sociedad altamente pragmática, con una gran capacidad de aprendizaje a través de la participación y la observación, lo cual los hace entender que para llevar a cabo este proyecto en la isla es necesaria mayor información respecto de las tecnologías disponibles y un acercamiento paulatino de estas a la población, en el que las personas de la isla puedan ver el funcionamiento de estas tecnologías para percibir su utilidad, y así ser validadas tanto por la población como por las autoridades locales, como el Consejo de

Ancianos¹². Existe una brecha entre las opiniones de las generaciones más antiguas de la isla y de las más nuevas, mientras los isleños del pasado que vivieron las épocas de escasez de alimentos y abusos en la isla, opinan que el estado les puede ayudar a resolver la crisis energética de esta, las generaciones más nuevas de adultos tienen una mala relación con el estado y consideran que se deberían implementar nuevas formas de gobernabilidad pues ven de forma crítica lo que la globalización ha llevado a la isla.

Desde el punto de vista territorial, los participantes consideran que existe una crisis de disponibilidad de territorio en la isla, considerando la gran cantidad de suelo con valor histórico cultural y el crecimiento poblacional. Esto los hace bastante adversos a cualquier alternativa que supere las 3 hectáreas de uso de suelo, y por lo tanto a la generación centralizada en grandes granjas solares, y no solo a nivel de espacio sino debido a la contaminación visual que pudieran generar, considerando que la economía de la isla se basa en el turismo y a la gran cantidad de patrimonio cultural, la instalación de cualquier solución debe considerar la armonía con el paisaje. Además, ven como alternativa atractiva las opciones distribuidas y domiciliarias debido a la mayor autonomía, cercanía, y menor uso de terreno que estas implican.

Como ya se mencionó antes un aspecto importante a considerar es la desconfianza de la población ante el estado debido a la complicada historia de abusos que ha sufrido la isla en el pasado, y la mala imagen que tienen los isleños de la compañía encargada de muchos de los recursos naturales de la isla SASIPA, que se relaciona con su desconfianza al estado chileno.

2.4.2.3 Percepción social sobre tecnologías de generación eléctrica

Si bien este punto se encuentra dentro de las consideraciones antes descritas en el estudio del Centro de Energías, en este caso se eligió otorgarle un espacio propio para recalcar la opinión de los habitantes de la isla respecto a específicamente las tecnologías solar y eólica que se estudian en este trabajo de título.

Tecnología eólica: A pesar de la gran relación que tiene la cultura Rapa Nui con el viento, existen opiniones bastante divididas respecto de esta tecnología. Por un lado, hay quienes opinan factible su instalación, pero por el otro existe una serie de opiniones en contra y situaciones intrínsecas de la isla que dificulta su instalación. Una de las principales opiniones en contra de esta tecnología habla de su tamaño y visibilidad, ya que de instalarse generadores de más de 35 [m] de altura (un generador de 250 [kW] posee una torre de 50 [m]) estos serían la edificación más alta de la isla, considerando que lo más alto actualmente es una antena de esa altura, esto lleva a la población a ver a los aerogeneradores como, en palabras de algunos de los participantes, “monstros” que se apoderarían del paisaje de la isla. Además de esto, existen experiencias previas; como la

¹² Institución integral de la cultura Rapa Nui, con la misión de fortalecer el patrimonio cultural general de la isla, además de asesorar al gobierno de la isla ante las autoridades del país.

instalación de un generador de 15 [m], cuyo nivel de ruido causo grandes molestias a la población circundante llevando a su desinstalación; las antenas instaladas en la isla, que suelen tener una serie de problemas de rechazo al ser instaladas; y otros proyectos en la isla que han sido diseñados sin consideración de su entorno llevándolos a fracasar y quedando a medio instalar.

Junto con la opinión de la gente de la isla existen algunas limitaciones técnicas para la instalación de esta tecnología. Existe una seria preocupación de que estos puedan afectar al turismo, debido a su influencia en el paisaje. Algunas personas ven los generadores como peligrosos y caros, además tienen la idea de que su generación es marginal. Finalmente, una de las grandes limitaciones técnicas es la escasa infraestructura portuaria que no permite la descarga de grandes aerogeneradores.

Tecnología solar fotovoltaica: Esta tecnología es altamente aprobada por la población, en especial la versión distribuida y domiciliaria. Las experiencias previas que se tienen de esta tecnología son variadas y en general buenas, han surgido empresas de jóvenes de la isla ligadas a la instalación de paneles solares, y algunas infraestructuras públicas ya los utilizan. Los participantes de la actividad mencionan variados lugares en los que se podrían implementar granjas solares sin afectar en gran medida al entorno.

Algunos de los problemas que la gente vislumbra ante esta tecnología son; el impacto visual que podría tener una granja solar de gran tamaño, y la ocupación de terreno que sería necesaria para su instalación; la falta de conocimiento técnico respecto de las tecnologías, que lleva a la gente a cometer errores, como pensar que no se puede combinar la generación solar domiciliaria con la conexión a la red, o a desconfiar de la capacidad futura que se tendrá de conseguir técnicos en la isla para la mantención o arreglo de los paneles, considerando los casos ya vistos en la isla de abandono de mantención de luminarias solares; y finalmente si bien existe la alternativa de instalar un sistema flotante en las costas de la isla, este se ve como una posible molestia para las actividades pesqueras y turísticas.

2.5 Energías Renovables

A continuación se describen las tres tecnologías renovables que se utilizaron como alternativas para la matriz energética de la Isla de Pascua, y que se incluyeron como unidades candidatas para la expansión y reposición eficiente de su sistema eléctrico, y el análisis de su sistema de distribución.

2.5.1 Energía Solar

La energía solar, o bien las tecnologías de transformación de la energía solar, han conseguido cada vez más popularidad e importancia en el ámbito de la generación

eléctrica y calórica. Ante un mundo que enfrenta un cambio climático [11], esta tecnología ha mostrado su utilidad desde niveles de generación a gran escala, como por ejemplo las centrales de torre (concentración solar), hasta aplicaciones domiciliarias, como paneles fotovoltaicos y calentadores solares.

Al igual que las dos configuraciones ya mencionadas existen varias opciones a la hora de aprovechar esta energía, las tecnologías de concentración, por ejemplo, corresponden a la versión cuya búsqueda es generar grandes cantidades de energía con centrales de muchos megas de capacidad, tales como, las centrales cilindro parabólicas, las unidades de concentración disco Stirling, los espejos de concentración Fresnel, y por supuesto las más conocidas centrales de concentración por torre. Por el otro lado la tecnología más conocida en la actualidad es sin duda la fotovoltaica, esta tiene como gran ventaja su versatilidad, ya que es utilizable a gran escala, como en las granjas solares, y a baja escala, como en los techos de residencias en las que se busca una mayor independencia energética o bien una rebaja en los costos de consumo eléctrico.

Si bien las tecnologías de concentración solar en general basan su funcionamiento en un principio bastante simple, al igual que muchas otras tecnologías de generación termo eléctricas buscan calentar un fluido a altas temperaturas para gasificarlo y hacerlo accionar una turbina cuyo eje se encuentra sólidamente conectado a un generador, las centrales termo solares utilizan este principio reemplazando el combustible fósil por la energía del sol. En cambio, la tecnología fotovoltaica funciona por un principio diferente, llamado efecto fotoeléctrico, el cual permite, a través de materiales como el silicio, excitar electrones en este material impactando los con fotones provenientes del sol, para generar corrientes en colectores metálicos, generando así energía eléctrica. Otra gran diferencia entre estas dos tecnologías es que las centrales de concentración solar generan directamente en AC, en cambio las fotovoltaicas generan en DC y requieren de un inversor que conecte los paneles a la red AC.

En la actualidad las tecnologías fotovoltaicas han bajado considerablemente sus precios, volviéndose cada vez más accesibles a nivel residencial. Ya que no son difíciles de instalar y que a pesar de su eficiencia es de un 15%, cada día son más las personas que o bien instalan estas tecnologías en sus hogares o prefieren que se utilicen para la generación limpia de energía eléctrica. En Isla de Pascua ha habido ya algunas iniciativas de instalación de tecnologías fotovoltaicas, como ya se mencionó, a nivel de alumbrado público y residencial, e incluso se instaló un parque solar de 128 [kWp] utilizado principalmente para la extracción de agua de pozos. Si bien el factor de planta en la isla no supera el 15% [12], en comparación al 24% de las ciudades del norte de Chile, es suficiente para que esta tecnología sea considerada como una de las mejores opciones a la hora de reemplazar los combustibles fósiles en la isla.

En la Ilustración 10 se puede ver una estimación de la caída de los costos de la energía solar obtenida del BID (Banco Interamericano de Desarrollo) [13], en la cual se muestra que los precios bajan en la misma proporción en Chile que el promedio mundial, pero con costos ligeramente mayores.

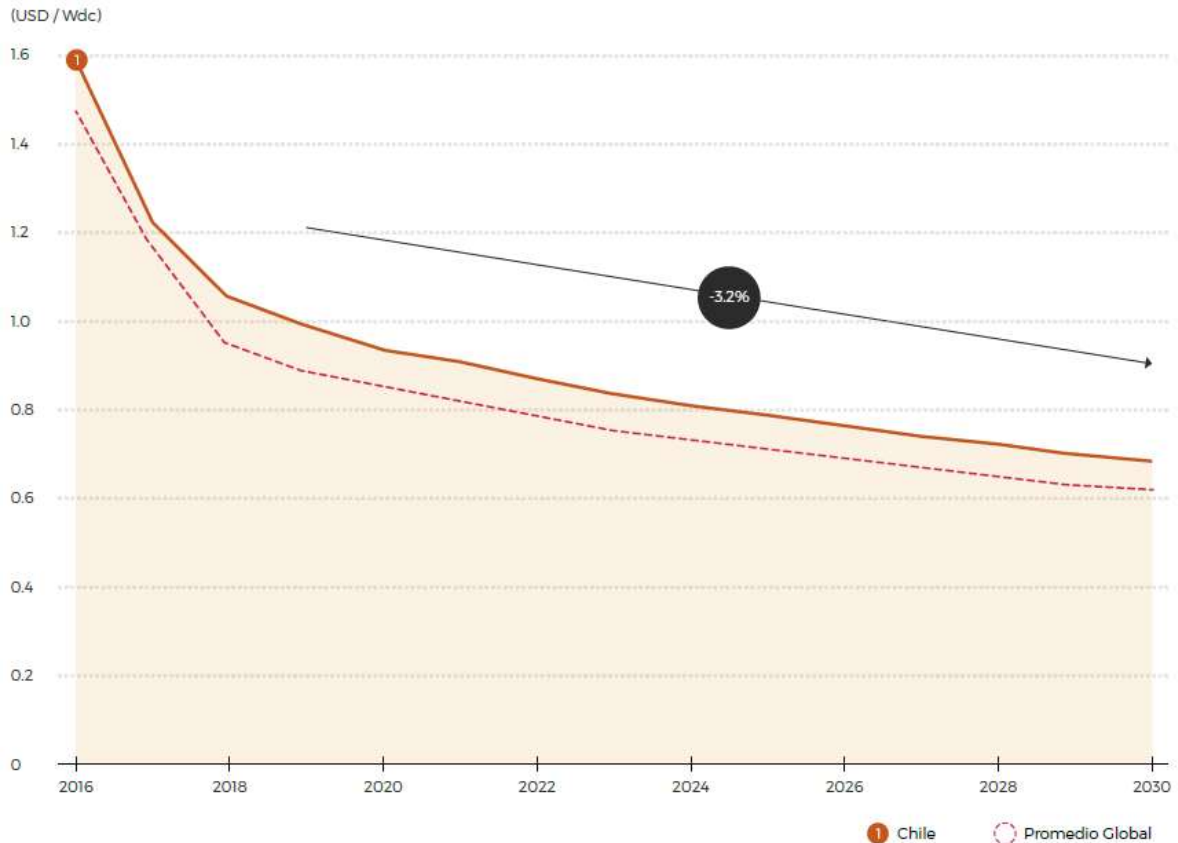


Ilustración 10: Estimación de CAPEX solar FV durante 2019-2030e, USD/W. [13]

2.5.2 Energía Eólica

La energía eólica es aquella que proviene del aprovechamiento del movimiento de masas de aire, al igual que muchas de las fuentes de energía del mundo en el que vivimos esta tiene como fuente primordial el sol. Exceptuando la energía geotérmica y la nuclear la mayoría de las otras energías disponibles en el planeta provienen del astro alrededor del cual giramos, en el caso de la energía eólica, el sol calienta parte del planeta generando una expansión y contracción de la atmosfera esto sumado a los movimientos rotatorios de la tierra generan el fenómeno del viento.

Las tecnologías de aprovechamiento de la energía eólica existen hace miles de años, desde barcos a vela hasta molinos de viento, utilizados para la extracción de agua o molienda de granos, esta ha estado presente en la historia de la humanidad desde hace mucho tiempo, pero no es sino hace algunas décadas que se empezó a utilizar para la generación de energía eléctrica, al punto de que hoy hay países como Dinamarca, donde su matriz energética es mayoritariamente eólica, incluso se encuentra la isla Samsø cuya producción de energía eléctrica en base a aerogeneradores les permite exportar excedentes al resto del país.

El principio básico de la generación eólica se parece al de una central hidráulica de pasada, a través de aerogeneradores, grandes molinos conectados a generadores eléctricos, se deja pasar las corrientes de viento tomando parte de la energía cinética que llevan y transformándola en energía eléctrica, ello en función del área que cubre la circunferencia del sistema de aspas y la diferencia de velocidad de la masa de aire antes y después del aerogenerador. Existen una gran variedad de tamaños para los aerogeneradores, pueden ir desde pequeños molinos de uso domiciliario de no más de unos cuantos kW hasta grandes generadores que pueden llegar a generar 12 MW (Haliade-X 12MW) por torre, además existen dos tipos de tecnologías, las orientadas al uso en tierra y las de uso marítimo llamadas off-shore.

También existen tecnologías de baja capacidad cuyo eje de giro es vertical con respecto a suelo, estas pueden girar sin importar la dirección del viento, ya que sus aspas se encuentran alrededor del eje cubriéndolo en todas direcciones.

Si bien es una tecnología con una buena disponibilidad en la isla, con un factor de planta alrededor del 45%, las experiencias previas que se han tenido en la isla [1] no favorecen la aceptación por parte de los isleños. En uno de los hoteles de la isla se instaló un generador de 3 kW cuyo nivel de ruido generó quejas de los habitantes cercanos al generador llevando a su desinstalación. A pesar de esto las tecnologías eólicas de mayor tamaño son mucho menos ruidosas y su ocupación de espacio, sin contar la separación que se debe tener entre un generador y otro para evitar la mutua interferencia o efecto estela, es suficientemente pequeña para que se puedan utilizar los terrenos cercanos a estos para otros propósitos.

En la Ilustración 11 se puede ver una estimación de la evolución de precios de la energía eólica, realizada por el BID [13]. En esta se aprecia que los costos de esta tecnología disminuyen con el tiempo en Chile a un ritmo muy cercano al promedio mundial.

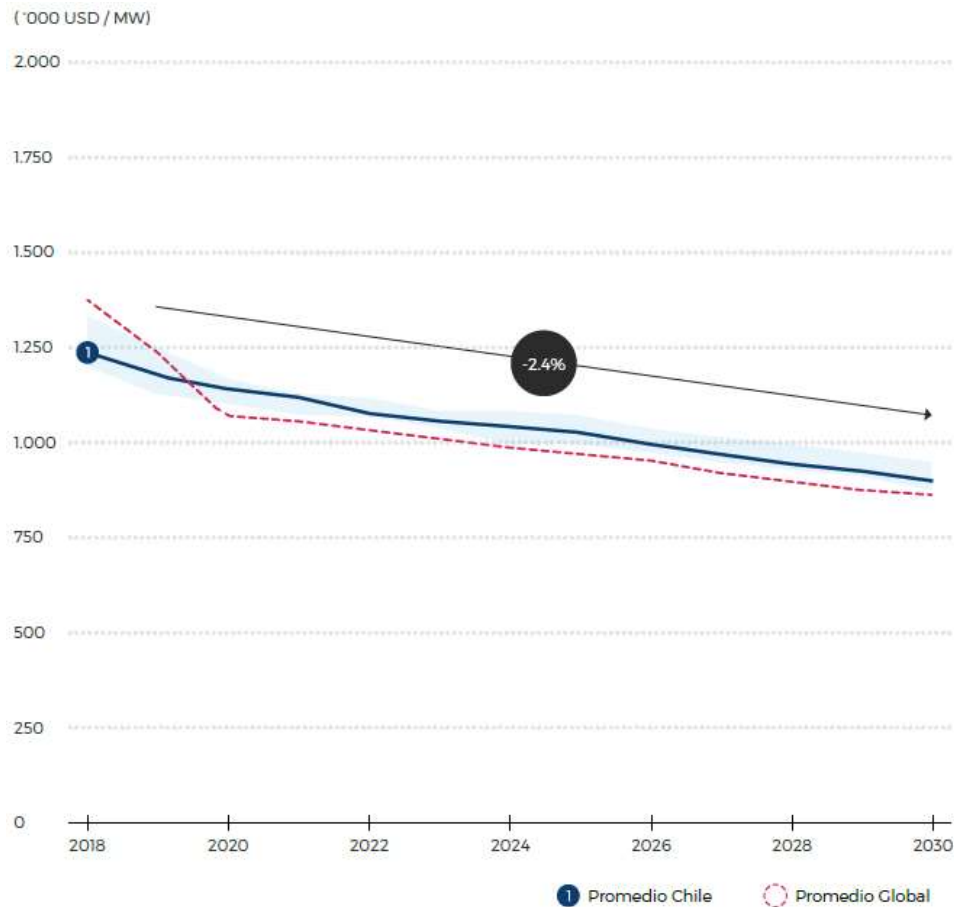


Ilustración 11: Estimación de reducción de CAPEX, para la energía eólica, durante 2019-2030e, kUSD/MW. [13]

2.5.3 Baterías

Si bien esta tecnología no es una fuente de energía ni un método de generación a través de recursos renovables, es un facilitador del aprovechamiento de estos recursos. Las baterías son una tecnología de almacenamiento altamente usada en la actualidad, todo dispositivo portátil las utiliza, existen variadísimas versiones de estas, desde las más comunes utilizadas por dispositivos como, celulares, computadores, o autos, hasta las utilizadas por sistemas de distribución domiciliarios asociadas a un sistema de generación solar, o grandes bancos de baterías junto a un parque fotovoltaico. Su principal utilidad, a nivel de generación distribuida o centralizada, es que permiten complementar a las tecnologías de generación renovable dándoles una mejor confiabilidad y disponibilidad, cubriendo una de las mayores desventajas de estas, que es su variabilidad. Debido a la gran dependencia que poseen estas tecnologías del clima, que es una variable difícil de predecir, el uso de baterías se vuelve de suma utilidad para “mover” la generación en el tiempo, en pocas palabras el almacenamiento permite, al cargarse en momentos de sobre generación o sobre disponibilidad de los recursos renovables, llevar esta energía a momentos futuros que pudieran poseer una escasa generación. Para esto las baterías se cargan, por ejemplo, en el momento de mayor incidencia de energía solar y se descargan durante la noche, en

la cual no hay sol, con esto se puede paliar la naturaleza aleatoria que poseen los recursos renovables.

A nivel de generación y almacenamiento de energía para la utilización de cargas de dimensiones mayores o iguales a las de una casa, las baterías requieren ciertas tecnologías que les ayuden a conectarse a la red de baja tensión. El principal equipo utilizado es el inversor, el cual permite transformar la corriente continua, que entregan los paneles fotovoltaicos o las baterías en corriente alterna, gracias a la electrónica de potencia. Si bien este no es el único equipo con este propósito es la parte principal de un sistema de interconexión CC-CA. Al igual que con las baterías hay distintos tamaños y complejidades de los sistemas de conversión, en función del tamaño de la unidad de generación o almacenamiento a la que se encuentran asociados, es importante analizar los requerimientos mínimos del sistema de conversión para la aplicación que se esté utilizando. Muchos de estos sistemas incluyen algún nivel de control respecto del funcionamiento o utilización del sistema de almacenamiento al cual se conectan, permitiendo ciclos de carga y descarga controlados.

Las tecnologías de baterías más utilizadas en el mundo son las basadas en plomo y las basadas en litio, siendo la primera la más barata pero la menos eficiente de las dos, actualmente las tecnologías basadas en litio han bajado sus precios y debido a su mejor tiempo de vida y capacidad de almacenamiento suelen ser la alternativa de preferencia para los nuevos proyectos de generación.

En la Ilustración 12 Se muestra la estimación presentada por el BID de la caída de los costos de las tecnologías de almacenamiento [13]. Que al igual que la tecnología eólica tiende al promedio mundial en términos de reducción de costos.

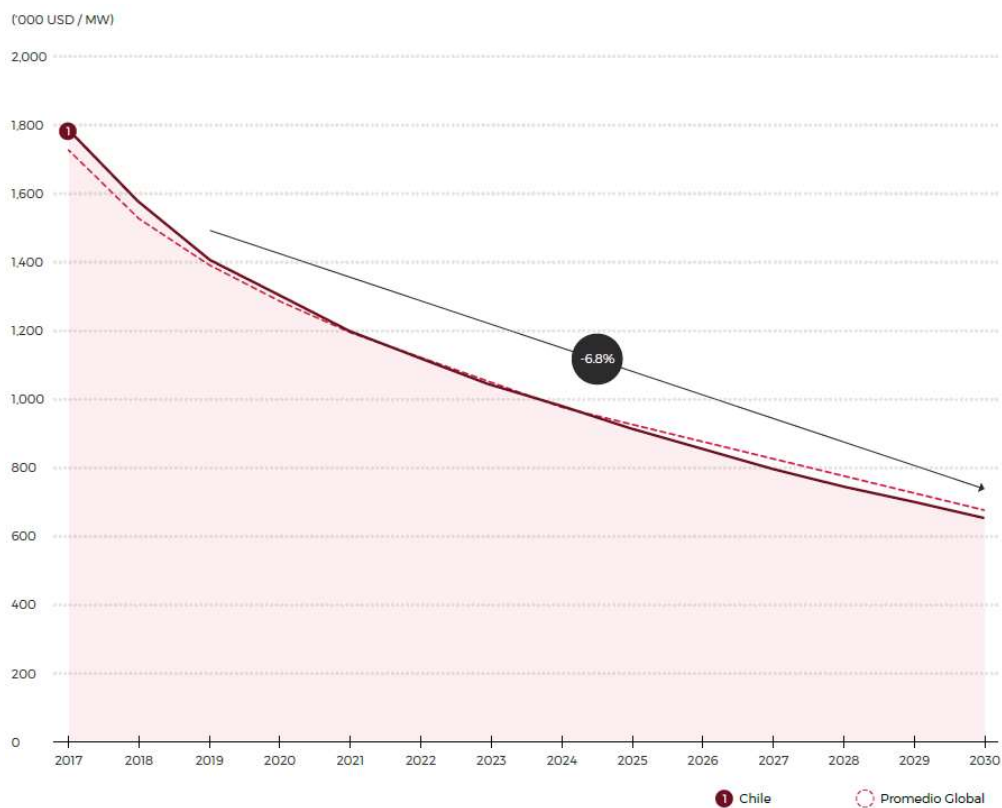


Ilustración 12: Estimación de CAPEX Almacenamiento durante 2019-2030e, kUSD/MW. [13]

2.6 Análisis y conclusiones de la literatura

En los antecedentes revisados se vieron ejemplos específicos de islas en las que se llevaron a cabo estudios o bien se implementaron microrredes para sistemas aislados, se vieron sistemas pequeños orientados a la investigación y otros con el objetivo de solucionar los problemas principales de los sistemas aislados. Estos problemas se basan en la lejanía o difícil acceso a las islas, que las lleva a la implementación de sistemas basados en el consumo constante de combustibles fósiles, caros, y con altos niveles de contaminación. También se revisaron ejemplos de soluciones implementadas en el país, como las microrredes de Ollagüe y Huatacondo, mostrando que estas soluciones no están alejadas de ser posibles en Chile. Se explicó de la regulación de los sistemas medianos, para entender su definición y la normas que los rigen. Finalmente se menciona el estudio realizado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile, sobre Isla de Pascua, tomándose de este los resultados de la actividad participativa, con la que se obtuvo una idea general de las opiniones de los actores más relevantes en la isla, con respecto a un proyecto para su matriz energética.

En los ejemplos de microrredes en islas que se presentaron existen una serie de elementos que se repiten constantemente, la naturaleza aislada de los sistemas eléctricos de islas suele llevar a estas a optar por la generación por combustibles fósiles, esto debido a su fácil implementación, bajos costos de inversión, y costumbre. Ante esto muchas islas en

la actualidad se han percatado de sus problemas de abastecimiento (dependencia energética), y junto con el aumento de la conciencia general de cuidado al medioambiente y contaminación de los combustibles fósiles, sumado a la disminución significativa de los precios de tecnologías renovables, han llevado al surgimiento de interés por realizar proyectos que modernicen los sistemas de generación aislados, llevándolos a ser menos contaminantes, menos dependientes de combustible, y más ecológicos. Para implementar estos sistemas existen muchas tecnologías, con ejemplos en muchas partes del mundo, que demuestran que los sistemas que incluyen una mayor variedad de tecnologías de generación son más eficientes, menos dependientes, más confiables y contaminan mucho menos que los tradicionales generadores térmicos, y si bien en algunos casos se muestra que los sistemas pueden funcionar combinando tecnologías renovables, la utilización de unidades de generación diésel de apoyo, permite disminuir en gran medida los costos de inversión, sin aumentar en gran medida la dependencia de combustibles fósiles y las emisiones resultantes.

Tanto en el caso de la isla Christmas [2] como en la isla Dongfushan [3], se pudieron ver resultados de optimización de la configuración de una microrred para un sistema aislado. En ambos, las configuraciones son bastante parecidas, una gran instalación de capacidad solar y eólica, con una ligera inclusión de tecnología diésel, con una amplia utilización de energía eólica, seguida de solar y con una baja participación de combustibles fósiles utilizados solo como soporte desde la perspectiva de producción de energía. Este caso se repite seguido en las implementaciones de mayor escala de los ejemplos revisados.

Otros ejemplos como las microrredes de [4] muestran un claro aumento en el interés de investigar y desarrollar soluciones basadas en generación local distribuida y controlada que viene surgiendo desde hace años. Chile no se encuentra exento de iniciativas de este tipo, considerando lo rico en energéticos naturales que es el país no es de extrañar que se presenten proyectos como la microrredes de Ollagüe y Huatacondo, en donde, si bien los consumos son mucho menores que en la Isla de Pascua, se implementaron soluciones que resuelven los problemas de abastecimiento y que exploran el control de una red aislada del sistema. Estos proyectos sirven como ejemplos de lo que se puede crear en este país y en Rapa Nui, en donde si se llega a implementar una solución de la escala de la isla crearía un buen precedente para proyectos más grandes en el continente.

De la revisión de los sistemas medianos en el país se puede entender que existe una regulación pertinente en la cual cae la Isla de Pascua, pero que no tiene una orientación clara para un sistema aislado. Sin embargo, en los sistemas medianos del país ya se encuentran implementadas algunas tecnologías renovables, que, si bien son de gran escala y en general no consideran generación distribuida ni almacenamiento, permiten vislumbrar la entrada de estas tecnologías en los estudios realizados para la ampliación de sistemas eléctricos del país.

Con respecto a la entrada de estas tecnologías a Rapa Nui, algunos de los actores más importantes respecto del sistema eléctrico de la isla dieron sus opiniones de la situación de la isla y de las soluciones mejor vistas por ellos. Ante la situación de la isla, está clara la

sensación de preocupación de la gente por el medioambiente y la gran generación de polución que conlleva la matriz actual, además de lo caro y peligroso que es el traslado y desembarco de combustibles en altamar. Además, existe una situación de disconformidad con el funcionamiento y mantención de las redes eléctricas de la isla, debido a lo regular de los apagones (pérdidas de suministro) y problemas en la red, que los habitantes atribuyen a una mala administración y un mal estado de la red de distribución en general (ya que la isla no posee sistema de transmisión). Ante esto, existe una opinión general de la necesidad de cambio para la matriz energética y la red eléctrica, que según estos debería estar orientada en una mayor independencia de combustibles fósiles y una mayor inclusión de soluciones renovables, con una visión inclinada principalmente a la generación distribuida.

Entre las preguntas realizadas en las actividades participativas se buscó entender la opinión de los habitantes ante las distintas tecnologías potenciales de instalar en la isla, si bien estas preguntas abarcaron tecnologías como la biomasa o la mareomotriz, en este caso se centró en las tecnologías solar y eólica, pues son las más confiables, estudiadas, y las que se consideraron en este trabajo de título.

En general las opiniones respecto de la tecnología eólica son negativas en la Isla, si bien existe una idea general de lugares, indicados por los participantes, donde se podrían instalar aerogeneradores, la mayoría ve a estos como sistemas demasiado aparatosos que destacarían mucho en el paisaje de la isla, que generan mucho ruido y que su generación es despreciable. Si bien algunas de estas opiniones nacen de la falta de información, puesto que los generadores de mayor escala poseen mucho menor ruido que los pequeños y su capacidad de generación eléctrica no es para nada despreciable, su “contaminación del paisaje” es una opinión cualitativa que se debe considerar puesto que es de quienes habitan la isla, además existen otros problemas técnicos como el tamaño del puerto, que limita el tamaño de los aerogeneradores desembarcarles.

Por el otro lado, se tienen buenas opiniones respecto de la generación solar, pero en general no se encuentran atractivas las soluciones que impliquen un amplio uso de terreno, considerando las restricciones que posee la isla y que cada terreno en la isla pertenece a alguna familia, la implementación de grandes parques de generación solar o eólica no tendrían buen recibimiento. Lo que si llama la atención de los habitantes de la isla son las soluciones distribuidas, puesto que ya tienen algunos casos en la isla y que esta solución no posee un uso de terreno extra. Además, genera una sensación de mayor participación, y disminuye los miedos a que los sistemas queden olvidados ante posibles fallas. Por lo anterior es que en este trabajo se analiza la instalación distribuida de generación solar en la isla y sus impactos técnicos en la red de media tensión existente.

3 Isla de Pascua

3.1 Descripción de la isla

Isla de pascua o Rapa Nui (Te Pito o Te Henua, en el idioma original) es una isla polinésica perteneciente al territorio chileno desde el año 1888, ubicada a 3700 km al oeste de Caldera. Esta isla es conocida mundialmente por su atractivo turístico, que se debe a su rica cultura, abundante flora y fauna, y sus característicos paisajes salpicados con gigantescas esculturas ancestrales. La población residente de la isla, según el censo del 2017 [14], es de alrededor de 7750 habitantes, con una superficie de 163.6 km² en la cual solo se encuentra un pueblo llamado Hanga Roa.

Se cree que la isla fue hallada por colonizadores polinésicos cerca del 900 D.C., sin embargo, no fue sino hasta el 1722 que se descubrió para el mundo occidental. En 1995 la Unesco declaró la isla como patrimonio de la humanidad para preservar sus características culturales [1].

Isla de Pascua está altamente aislada del continente, si bien la mayoría de las personas acceden de forma aérea a ella los suministros se llevan de forma marítima, suministros tales como los combustibles utilizados en la isla. Ya sean combustibles de cocina y calefacción, bencina para autos o aviones, o diésel para los generadores eléctricos, todos estos deben llegar por barco. Uno de los grandes problemas de la isla es que además de su difícil acceso su puerto no tiene las dimensiones necesarias para un desembarque directo de grandes barcos de carga, es por esto que la descarga de combustible se realiza de manera indirecta por embarcaciones más pequeñas que traspan los combustibles del carguero al puerto, esta maniobra es complicada y peligrosa, en situaciones de mal clima se imposibilita la descarga e incluso se pueden producir derrames, como ya ha pasado.



Ilustración 13: Vista aérea de Rapa Nui.

3.2 Sistema eléctrico

Al ser una isla volcánica Rapa Nui posee una gran permeabilidad al agua, lo que permite que exista una acumulación de agua dulce en el interior de la isla, lo cual es la principal fuente de agua potable de esta. Tanto el agua de la isla como el sistema eléctrico se encuentran administrados por la empresa filial CORFO, Agrícola y Servicios Isla de Pascua SpA, conocida como SASIPA. Como ya se ha mencionado antes, a excepción de la pequeña central solar fotovoltaica, el sistema eléctrico de la isla funciona casi en su totalidad por generadores diésel, lo cual en conjunto con las dificultades de acceso a la isla y su precaria infraestructura portuaria generan un gran problema de abastecimiento. En la Ilustración 14 se puede ver un diagrama que describe el proceso de abastecimiento de combustibles de la isla.

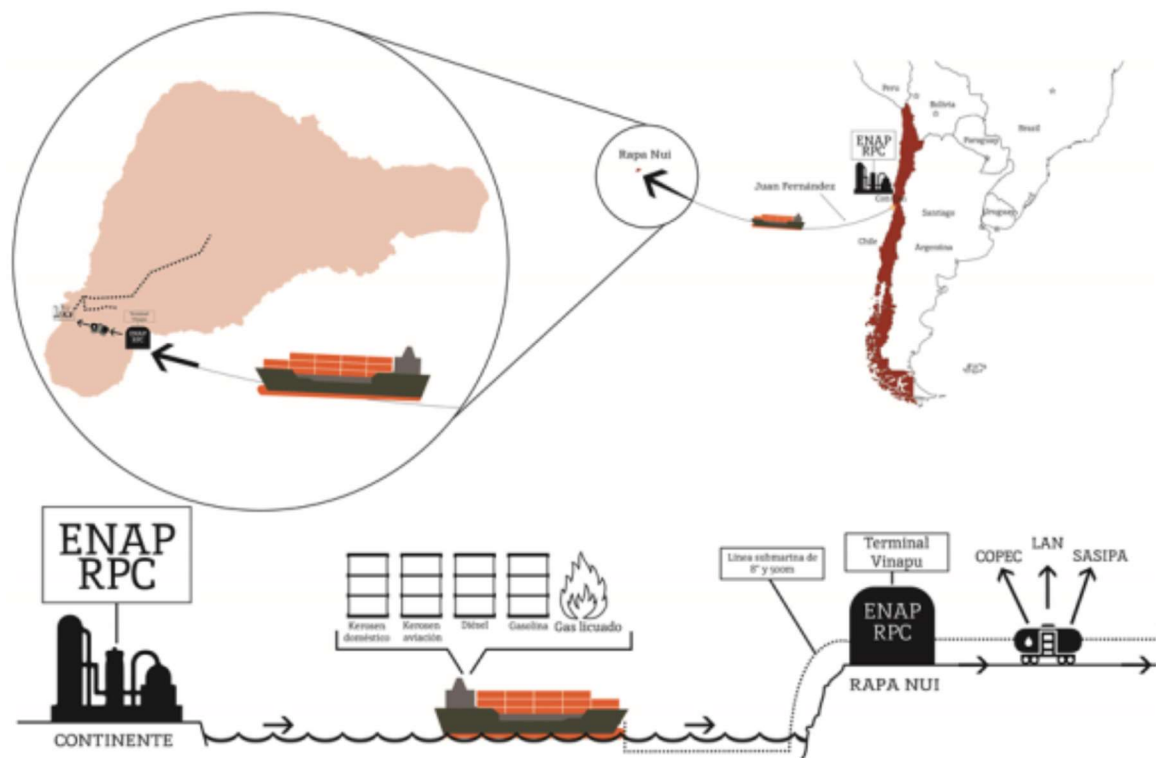


Ilustración 14: Diagrama de abastecimiento de combustibles, obtenido del estudio del Centro de Energías [1].

El sistema de la isla se compone principalmente por una única central de generación llamada Mataveri, que se encuentra cerca del aeropuerto de la isla, esta concentra los generadores diésel que componen la mayor parte de la matriz con una capacidad instalada de 4.2 MW reconocidos por la CNE. Junto a esta central se encuentra una subestación de subida que permite elevar la tensión de los generadores de 0.38 [kV] a 6.6 [kV], luego la red de media tensión posee una serie de transformadores de bajada que hacen el traspaso de 6.6 a 0.38/0.22 [kV] (como ya se mencionó antes no posee sistema de transmisión).

En la Ilustración 15 Se pueden ver los transformadores de bajada las líneas y la ubicación de la central Mataveri (Equis Roja) en el mapa de la isla. La red de media tensión de la isla es de un largo total de 40,75 km, con 71 subestaciones de bajada de media a baja tensión (transformadores de distribución) con una capacidad instalada de 6 [MVA], en las cuales se suministra energía a 2398 clientes residenciales y 366 clientes no residenciales (datos entregados por el Ministerio de Energía). La red se encuentra dividida en 2 alimentadores los cuales se encuentran interconectados por una serie de desconectores que se pueden apreciar en los planos del unilíneal del Anexo-sección 8.2.4, los que se mantienen abiertos durante la operación normal del sistema.

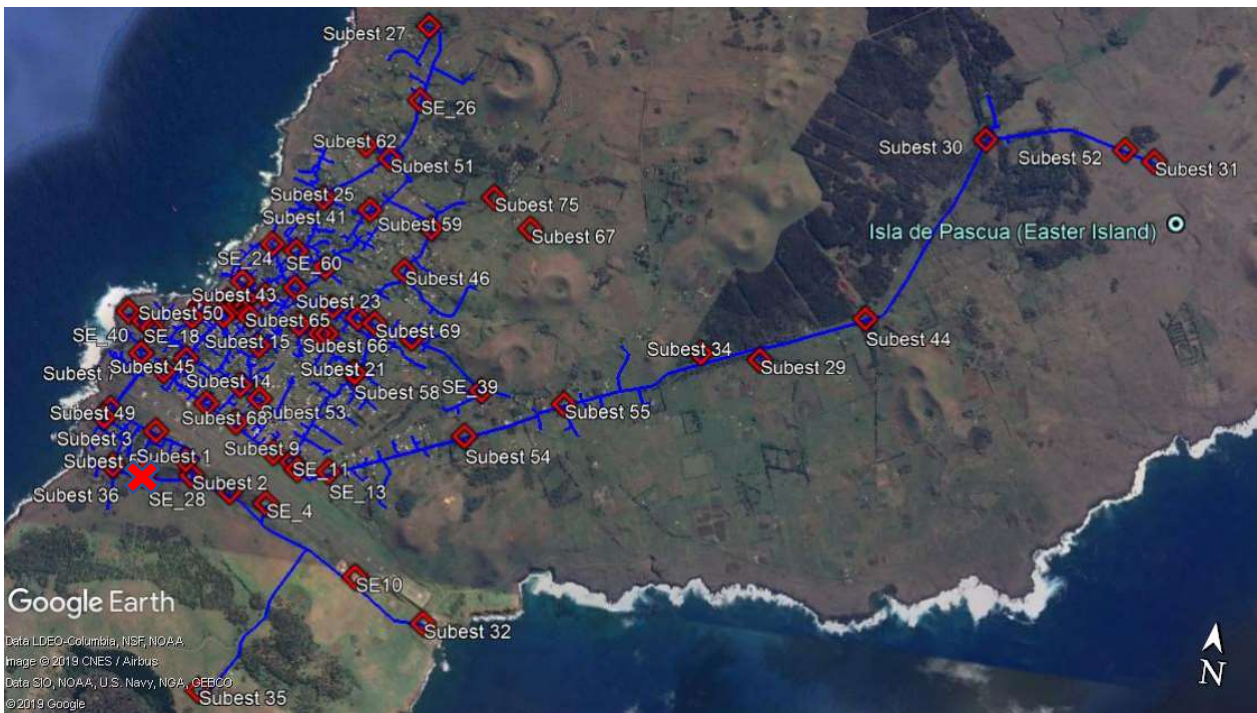


Ilustración 15: Mapa red de media tensión, central Mataverí (X).

3.3 Recursos y restricción territorial

Si bien el principal recurso utilizado en la isla para la generación de energía eléctrica es el combustible diésel no existe ninguna fuente de este en la isla, por lo tanto, es necesario que la isla lo consiga fuera, dejando a esta dependiente de la disponibilidad de combustible y de la calidad del clima para su desembarco en la isla. En cambio, la isla posee recursos propios renovables que le permitirían independizarse en gran medida de los combustibles fósiles, al menos para la generación de energía eléctrica. Como en muchas islas del mundo los recursos de radiación solar y energía eólica se encuentran disponibles a niveles prácticos que podrían permitir una disminución o incluso reemplazo completo de los combustibles fósiles, aumentando así los niveles de independencia de la isla.

3.3.1 Recurso solar

El recurso solar se obtuvo del explorador solar de Ministerio de Energía [12], este permite la extracción de datos de cualquier sitio del país tanto de radiaciones como de generación solar. A esta herramienta se le debe dar un sitio del país y algunas características básicas del panel, en este caso se tomó como sitio la coordenada Latitud 27.1459°S Longitud 109.4054°O (Ilustración 16) y un panel de 1kW con una inclinación de 27° ya que lo que se busca es solo el perfil de generación. En la Ilustración 17 se pueden ver los valores de radiación solar, entregados por el explorador solar, desglosados en función del tipo de radiación. La locación elegida se encuentra a las afueras del pueblo Hanga Roa. El factor de planta anual para este panel ficticio resulto de un 15.0 [%]. El principal dato obtenido

del explorador es el perfil de generación (Ilustración 24 en el capítulo 4.1.2.3) que permitirá más adelante los cálculos correspondientes a la expansión del sistema y la simulación de la red de media tensión.



Ilustración 16: Locación de instalación de panel ficticio para la obtención de datos del recurso solar. [12]

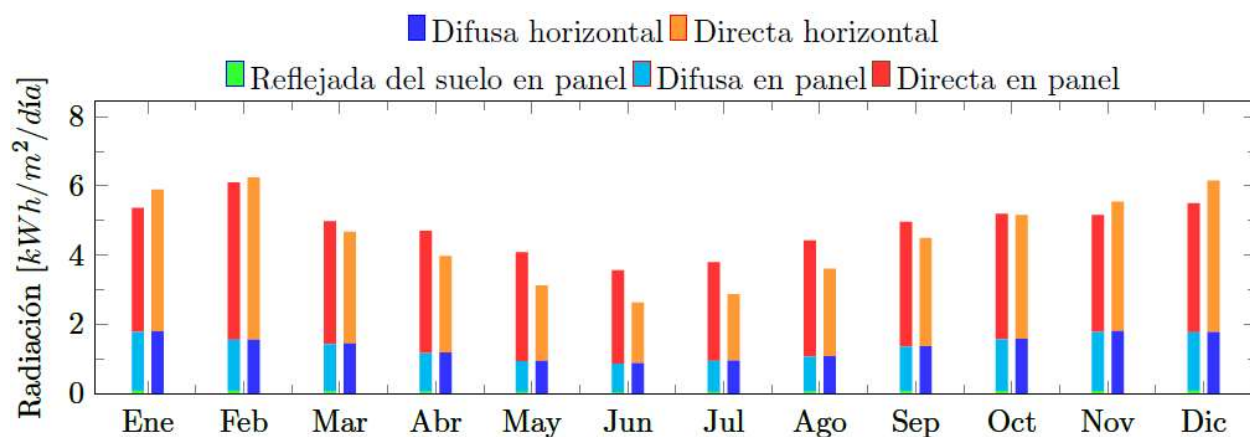


Ilustración 17: Promedio mensual de la insolación diaria incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado, separada en sus componentes directa, difusa y reflejada del suelo. [12]

3.3.2 Recurso eólico

Para la obtención de los datos de generación eólica se tomaron los datos entregados por el explorador eólico de la Universidad de Chile [15]. Al igual que con la herramienta de exploración solar a esta se le deben entregar datos del lugar y del dispositivo que se colocara de forma ficticia en el lugar para simular la generación de energía. En este caso a la ubicación elegida fue Latitud 27.11°S Longitud 109.4°O (Ilustración 18) con un generador de 1 [MW], si bien este generador es más grande de lo que se podría instalar en la isla solo se toman estos datos como una referencia del perfil de generación que se tendría en la isla.

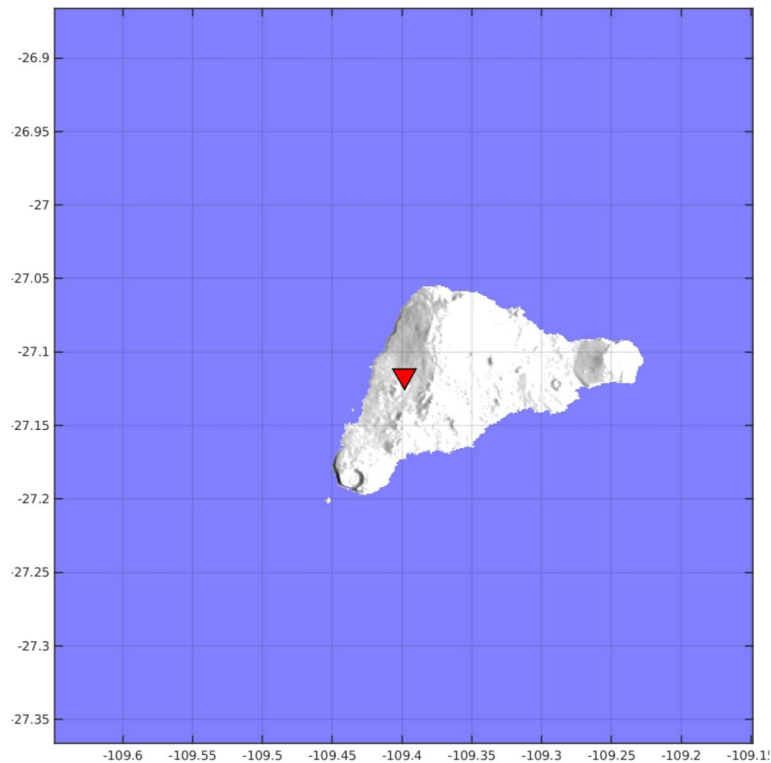


Ilustración 18: Locación de instalación de aerogenerador ficticio para la obtención de datos del recurso eólico. [15]

En la Ilustración 19 se puede apreciar una rosa de los vientos para el generador ficticio, donde las barras azules indican el porcentaje de los valores horarios según la dirección del viento, en cambio las barras rojas indican el rango inter-cuartil de velocidad de viento para cada intervalo de dirección. Esta última es un ángulo que indica el sector desde donde proviene el viento. En particular: para 0° el viento viene del Norte; para 90° se tiene viento del Este; en el caso de 180° el viento es del Sur; y para 270° se tiene viento del Oeste.

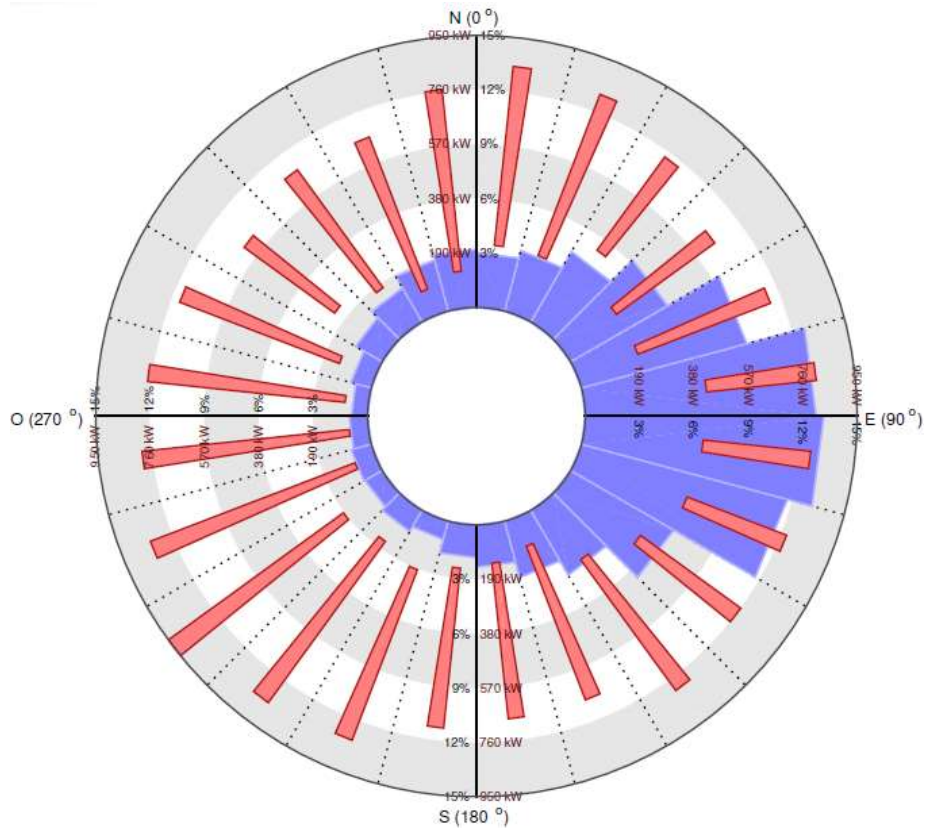


Ilustración 19: Rosa de los vientos para un generador de 1 [MW]. [15]

Como ya se mencionó antes el principal objetivo de la obtención de datos en los exploradores es el perfil de generación, una visión de estos se encuentra en la sección de metodología del modelo de expansión óptimo de la matriz energética, pero para un mejor entendimiento del perfil de generación eólico cuya variación es considerable en la Ilustración 20 se puede apreciar un histograma de este, que nos permite entender la variabilidad del viento y la disponibilidad del recurso.

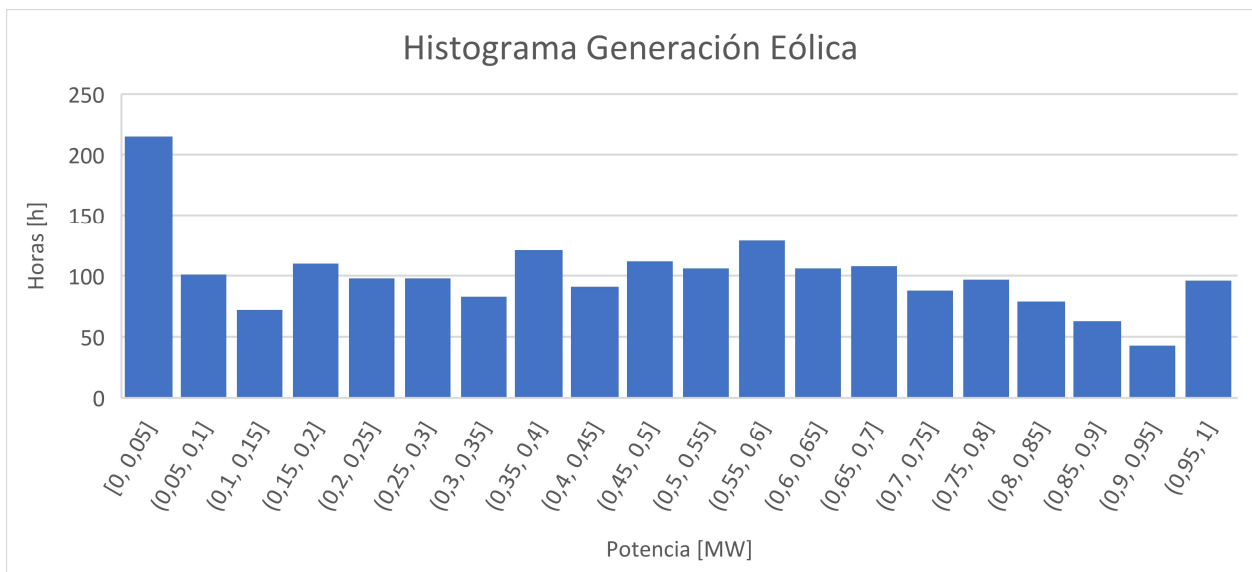


Ilustración 20: Histograma generación de un aerogenerador de 1 [MW].

3.3.3 Restricción territorial

Debido al carácter patrimonial de la isla existen una serie de restricciones a la hora de elegir lugares de instalación para las distintas tecnologías, estas restricciones se deben a una serie de componentes, los cuales al ser sobrepuestos nos dan una idea de las zonas de la isla en la que se pueden construir las diferentes tecnologías de generación. Los criterios principales de restricción territorial son; el aeropuerto, el parque nacional, las zonas altamente erosionadas, y los diferentes niveles de arqueología. Si se sobreponen estas restricciones sobre la disponibilidad de los recursos eólico y solar se obtiene lo que se ve en la Ilustración 21, en donde la imagen A) representa las restricciones para la tecnología solar y la B) para la tecnología eólica, según lo que se muestra en el estudio realizado por el Centro de Energías de la Universidad de Chile [1].

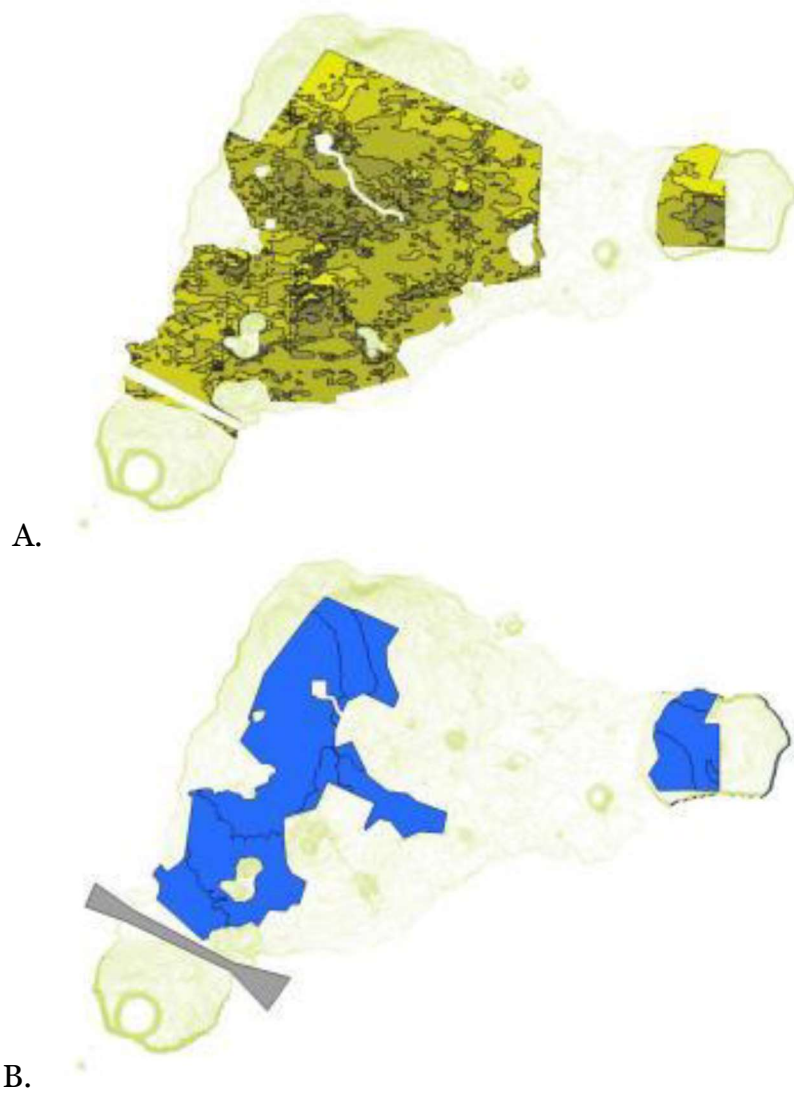


Ilustración 21: A) restricción territorial para la instalación de aerogeneradores B) restricción territorial para la instalación de paneles fotovoltaicos. Ilustraciones obtenidas del estudio del Centro de Energías de la Universidad de Chile [1].

4 Modelo de expansión del sistema

El modelo de expansión y reposición eficiente, como se explicó anteriormente (Capítulo 2.3.1 Tarificación de los SSMM), permite obtener un análisis de la evolución óptima de un sistema de generación para suplir los aumentos de demanda. A través de dos análisis, a los cuales se les introducen datos de las características del sistema en cuestión, tales como demanda, disponibilidad de recursos renovables, unidades existentes y candidatas, etc. se logra obtener un calendario de expansión con todas sus implicancias de costos, de inversión, mantenimiento, operación y otros, para un sistema que se inicia desde el parque de generación existente y uno que parte desde cero (expansión y reposición respectivamente), en un mismo horizonte de análisis a futuro.

La realización del modelo de expansión y reposición de la matriz eléctrica de Rapa Nui se llevó a cabo utilizando una herramienta de cálculo llamada PET (Power Electricity Timetable), creada por Ignacio Alarcón Arias en la empresa IIC Mega Prisma S.A. y facilitada por el Ministerio de Energía para la realización de este trabajo de título. Esta herramienta permite definir un problema, considerando datos de un sistema eléctrico y unidades candidatas a entrar al sistema, para realizar un cálculo de expansión óptima para ese sistema, tanto de la matriz eléctrica como la transmisión, en este caso como no existe transmisión en la isla solo se utilizó para el cálculo de la matriz.

4.1 Metodología

En esta sección se tratará la metodología con la que se obtuvieron los resultados para este estudio de la matriz eléctrica de la isla, en donde se puede dividir el procedimiento en dos partes, en primer lugar, el desarrollo de un modelo de expansión y reposición eficiente de la matriz eléctrica, con el objetivo de obtener los escenarios óptimos para distintas combinaciones de tecnologías en la isla, y en segundo lugar una modelación de la red de media tensión para diferentes configuraciones de generación solar distribuida en la isla la cual se tratara más adelante. En pocas palabras se utilizarán los resultados de la primera parte, para definir el despacho a simular en el modelo de la red de media tensión de la isla, buscando entender cómo reacciona el sistema ante la inyección de generación, y almacenamiento distribuidos. El paso de los resultados del modelo de expansión al análisis de la red de media tensión se detalla en el próximo capítulo (Capítulo 5 o más específicamente 5.1.2)

4.1.1 Descripción del programa de cálculo PET

Como ya se mencionó antes PET es un programa que permite calcular la expansión óptima de un sistema o en otras palabras “Desarrollar un cronograma de expansión de mínimo costo de generación y transporte sujeto a un conjunto de restricciones técnicas y

regulatorias” [16]. Este programa se encuentra escrito en lenguaje GAMS¹³, el cual es un lenguaje orientado al cálculo matemático, y funciona a través de la ejecución de un “archivo.gms” que toma datos de archivos de texto generados por una planilla Macros Excel de manera que estos sean legibles por el ejecutable en GAMS, el cual realiza una serie de cálculos siguiendo la Ecuación 1 y luego entregando resultados de la expansión óptima del sistema en formato “archivo.csv”, los cuales constan de una serie de tablas describiendo calendarios de expansión óptima, despacho, y una serie de indicadores de costos, entre otros.

Función objetivo: $\text{Minimiza}(\text{CI} + \text{CA} + \text{CO} + \text{CENS} + [\text{RPF}, \text{Ley } 20.257, \text{ICO}_2, \text{RP}])$

Ecuación 1: Función Objetivo PET.

Donde;

CI: Costos de Inversión,

CA: Costos de Administración,

CO: Costos de Operación,

CENS: Costo de Energía No Suministrada,

RPF: Remuneración de Potencia Firme,

ICO₂: Impuesto a las emisiones de CO₂,

RP: Reserva de Potencia.

Este es un modelo de optimización lineal entero mixto (MIP) que busca una solución óptima utilizando los Solvers de GAMS. En otras palabras este modelo busca una solución dentro de un conjunto de soluciones discretas del problema de la expansión de la matriz eléctrica, en donde existen variables tanto discretas como continuas. En este caso, por ejemplo, se utiliza una división discreta del tiempo, pero se utilizan unidades de generación candidatas a instalar de manera continua, se define un límite de instalación anual y el programa decide si se instalara la unidad candidata, en qué periodo se realiza la inversión y cuál será su capacidad instalada, entre cero y la capacidad limite dada. Lo anterior se realiza para cada tecnología disponible, en donde se presentan las tecnologías como unidades continuas, que se pueden instalar cada año del horizonte de simulación con un límite de capacidad.

La interfaz con el usuario de este programa es una planilla Macros Excel con una serie de hojas, estas se dividen en, hojas de datos, utilizadas para describir el sistema en el cual se está realizando la expansión, hojas referentes al problema, en las cuales se enuncian algunos de los supuestos y se declaran las variables del sistema, y un par de hojas en las que se definen las carpetas en las que se depositaran los datos de entrada y los resultados, entre otras. A continuación, se describen las principales hojas de esta planilla:

¹³ GAMS (General Algebraic Modeling System): Es un lenguaje de programación algebraico que permite la resolución de problemas de optimización a través de Solvers.

- **Sets:** En esta hoja se ingresan datos generales del caso a modelar y se declaran las variables del problema. Variables como; los nodos del sistema, las unidades de generación candidatas y existentes, las líneas, además de otras. También se declaran escalares importantes como, el factor de punta, y algunos costos entre otros. Respecto del caso a modelar, se declaran los periodos y bloques en los que se dividirá el tiempo, si el flujo se hará de forma unilineal, si se considerara la ley de Kirchhoff, etc.
- **Duración de bloques:** En esta hoja se describen los periodos y bloques en los que se divide el tiempo. Esto significa que cada año que se modele será dividido en “x” periodos y cada periodo dividido en “y” bloques, por ejemplo uno podría realizar una modelación a 15 años con 12 periodos y 24 bloques, en donde los 12 periodos correspondan a los meses de un año y los 24 bloques a un día tipo para cada mes, por lo tanto habrán 12x24 datos para describir un año, de demanda, generación solar, hidrología, o lo que sea que posea datos temporales.
- **Demanda:** Esta hoja describe la demanda del sistema a modelar. Esta se puede ingresar para el primer año de modelación y luego ponderarla por un factor anual, o bien se puede ingresar para cada año. La demanda se encontrará descrita con un dato para cada bloque de cada periodo, y si bien hay dos formas de describir la demanda, por duración o cronológicamente, en este caso solo se utilizó la forma cronológica que es más intuitiva y permite la utilización de baterías en el modelo, ya que es necesario saber el orden de los bloques horarios para que la carga con la que termina uno sea la inicial del siguiente.
- **Unidades generadoras:** Esta hoja es la que describirá las unidades de generación del sistema a modelar, tanto las que ya se encuentran instaladas como las que se consideraran para la expansión óptima, las unidades candidatas, además se describen los sistemas de almacenamiento disponibles y candidatos. Los datos que se entregan sobre estas unidades se pueden dividir en, técnicos de las maquinas, y costos variables y de inversión.
- **Líneas:** En esta hoja se describen las líneas de transmisión del sistema. En el caso de isla de pascua no hay líneas de transmisión.
- **Generación forzada:** En esta hoja se describe la generación forzada de unidades que lo requieran. En este caso no se utilizó.
- **Días de mantención:** En esta hoja se describen los tiempos en los que las unidades tendrán una desconexión por mantención. Si bien se puede lograr una gran precisión del trabajo de las unidades, para este caso no se utilizó esta hoja y se

simplifico el problema utilizando un factor de indisponibilidad en la hoja de unidades de generación para describir este parámetro.

- **Aportes:** En esta hoja se ingresan los datos de, generación solar, eólica, y de hidrologías. En el caso de Isla de Pascua no se tiene hidrologías, solo perfiles de generación solar y eólicos. Estos perfiles se ingresan con el mismo formato que la demanda, pero en por unidad (valores entre 0 y 1).
- **Proyectos relacionados:** En esta hoja se relacionan proyectos cuya instalación depende de otros. Un ejemplo de esto sería una línea de transmisión que solo se instalaría si se instala una cierta central de generación, en este caso se describiría que si se instala la central se debe instalar la línea. Esta hoja no se utilizó en este modelo.
- **Otras:** Existen otras hojas que no tienen que ver con los datos del problema, sino con la ubicación a la que irán los archivos generados por los datos, y los resultados obtenidos luego de ejecutar el modelo en GAMS, además a la macros se le pueden agregar las hojas que se requieran como utilidad, que no participaran directamente en la macros, pero que podrían ser referencias para otras hojas.

Una vez que se llenan las hojas necesarias para obtener los archivos de entrada al programa se ejecuta la macros y se obtienen estos “archivos.txt” que se entregan a GAMS para que se realicen los cálculos necesarios para la expansión del sistema (Resolución del problema de optimización). En la Ilustración 22 se puede ver un diagrama que muestra de manera muy simple el proceso por el cual se llega al resultado de la expansión óptima del sistema eléctrico de Rapa Nui.

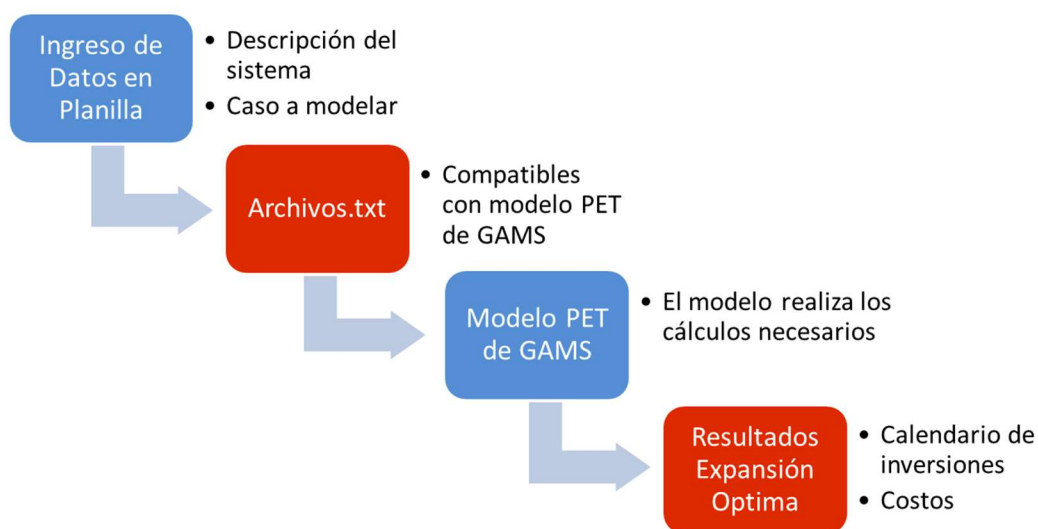


Ilustración 22: Diagrama de flujo para el cálculo de la expansión óptima del sistema eléctrico de Isla de Pascua.

4.1.2 Datos suministrados al modelo de expansión

Los datos suministrados al modelo se ingresan en las hojas antes descritas. De esta misma forma es posible clasificarlos y para mayor orden se describirán en las mismas divisiones. No se describirán cada uno de los datos suministrados al modelo pues estos son bastantes, pero se dará en detalle los datos más relevantes.

La primera hoja en la que se ingresan datos es la hoja de Sets, en esta se declaran variables importantes del sistema. Primero que todo se define que el modelo tomará como año de inicio el 2019 en el primer periodo, además que habrá 12 periodos (uno para cada mes) divididos en 168 bloques, describiendo una semana para cada uno de los meses del año. Lo anterior implica que cada mes quedará representado por esta semana tipo, más adelante se hablará de la forma en la que se utilizan los datos de esta semana para todo el mes. Para todos los casos, el horizonte de simulación fue de 15 años iniciando en el 2019 (2019-2033).

También se declaran variables de los generadores que participaran, en este caso se describen, un generador eólico, un generador solar, y dos generadores diésel, en donde los generadores eólico, solar y uno de los diésel se declaran de inversión continua, lo que implica que se pueden instalar más de una vez en los años de simulación de forma no discreta, además, se agrega un generador que representa la central diésel ya existente en la isla (Mataverí) y una unidad de almacenamiento en baterías.

En la hoja de Sets también se describen algunos escalares importantes del problema. Por ejemplo, se define que cada bloque representa una hora, que a la demanda se le agrega un factor del 1,1 para representar la demanda máxima, ya que los datos de demanda son de demanda promedio para cada mes. Finalmente, las últimas dos configuraciones importantes de esta hoja son, la opción de ejecutar el flujo de forma uninodal, ya que Rapa Nui solo posee un nodo, y que no se considere la ley de Kirchhoff, ya que no hay líneas de transmisión descritas en las que se puedan generar pérdidas y las pérdidas están incluidas en la demanda.

En la siguiente hoja se describe la duración de los bloques, esta hoja posee la configuración del tiempo que se utilizará durante la simulación, y por lo tanto requiere describir cuantas horas del año representará cada bloque. En Anexos (Sección 8.1.1 Tabla de duración de bloques) se puede encontrar la tabla que describe estas duraciones. En pocas palabras, cada bloque dura 4 o 5 horas de manera que la suma de la duración de todos los bloques sea de 8760 horas, las horas que posee un año. Para decidir si un bloque dura 4 o 5 horas se optó por darle 5 horas a los bloques que representan días repetidos por quinta vez en el mismo mes, por ejemplo, el mes de diciembre posee 4 repeticiones de los días de cada semana excepto del domingo, lunes, y el martes (días 29, 30, y 31) a estos días en este mes se le da 5 horas por bloque a cada uno. El mes de febrero es el único que posee todos sus días con bloques de 4 horas ya que tiene 28 días.

4.1.2.1 Demanda

La demanda del sistema va en la hoja de demanda en la cual se describe con el formato descrito en la sección de bloques, ósea en 12x168 datos, uno para cada bloque horario de una semana de cada mes del año. Para los años después del primero se aplica un factor de crecimiento. Los datos de demanda y la proyección de esta se obtuvieron de los estudios realizados por el Centro de Energía para la realización de la “*Elaboración de propuesta energética para Isla de Pascua*” [1]. Si bien se describió la semana con 168 bloques, los datos del Centro de Energías describen un día tipo para cada mes, con lo cual cada semana de cada mes es representada por un día tipo de ese mes. Estas curvas de demanda se pueden ver en la Ilustración 23. El crecimiento de la demanda también se obtuvo del estudio del Centro de Energías y se puede ver en la Tabla 6 En donde se encuentra en porcentaje de crecimiento respecto a la demanda del año anterior. La demanda al modelo solo considera potencia activa, en otras palabras el factor de potencia del problema es “1”, esto es debido a que no se tiene información sobre la demanda reactiva de los consumos, lo que llevo a tomar este supuesto, luego, con un factor de potencia menor las capacidades instaladas aumentarían pero las principales conclusiones de este trabajo no se verían afectadas.

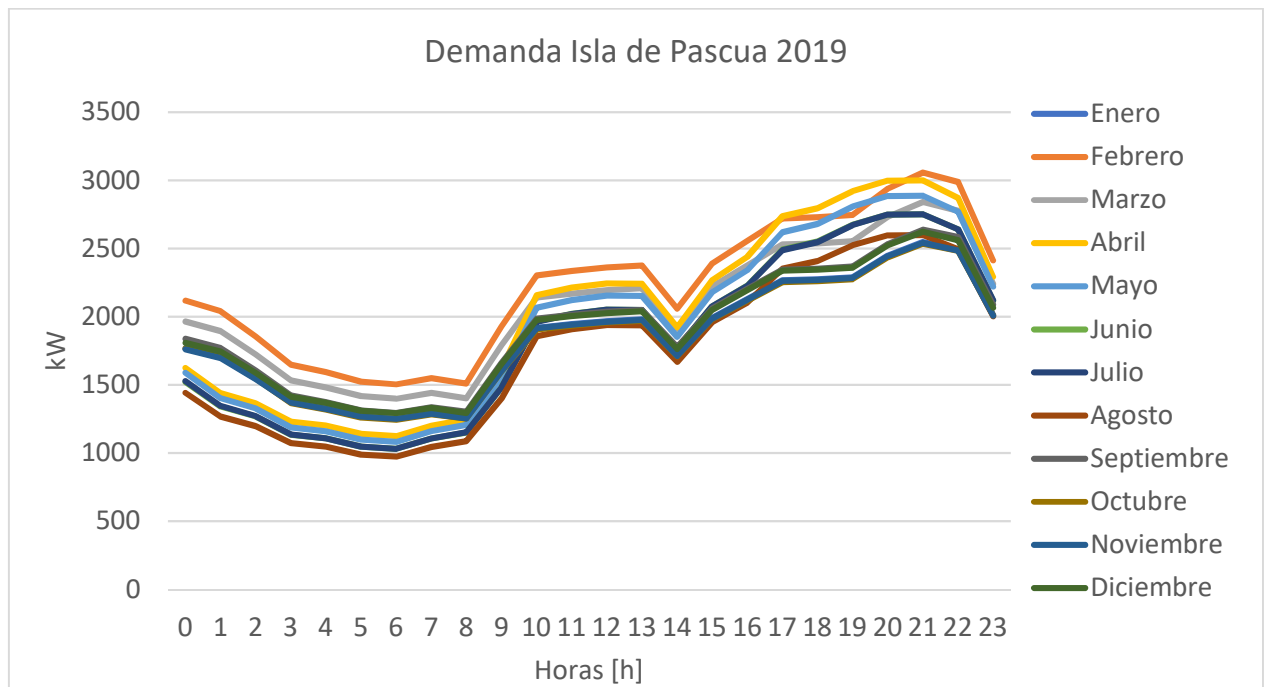


Ilustración 23: Demanda mensual de la Isla de Pascua.

Año	Crecimiento [%]
2020	3.94
2021	3.35
2022	3.43
2023	3.43
2024	3.43
2025	3.43
2026	3.43
2027	3.43
2028	3.43
2029	3.43
2030	3.43
2031	3.43
2032	3.43
2033	3.43

Tabla 6: Crecimiento anual de la demanda en función del año anterior

Es interesante notar que la demanda máxima se produce durante febrero debido a La Tapati Rapa Nui, el festival más importante de la isla, que se realiza todos los años en la misma fecha.

4.1.2.2 Unidades de generación

Al describir las unidades de generación del sistema se deben mencionar tanto las existentes como las candidatas para la expansión. Como ya se mencionó, las unidades que se especificaron fueron cuatro; dos generadores diésel, una solar, y una eólica, además de un sistema de almacenamiento por baterías. Tres de las centrales se definieron como continuas lo que implica que estas se pueden instalar de forma no discreta todos los años, en otras palabras, significa que se puede instalar cualquier tamaño de dicha tecnología respetando los límites impuestos, en cambio la central Mataveri definida como discreta solo se puede instalar una vez en toda la simulación. La mayoría de los datos que se entregan se pueden dividir en técnicos y económicos, en donde los primeros describen el funcionamiento de las máquinas y los segundos sus costos. En la Tabla 7 se pueden ver los datos ingresados para cada unidad.

Datos	Unidades				
	Diesel	Solar	Eólica	Batería	Mataveri
P max [MW] Almacenamiento [h]	3	3	3	3	4.2
				10*	
Costo Inversión [usd/kW] [usd/kWh]	1027.5	1455	2681.25	255.08	0
				320.93	
COMAG [usd/kW año]	10.3	9.7	41	8.4	10.3
CVNC [usd/MWh]	20.8	0	7.7	0	20.8
Precio Combustible [usd/l]	0.84	0	0	0	0.84
Consumo específico [l/MWh]	255	-	-	-	255
Vida Útil [año]	30	25	25	25	30
Indisponibilidad Forzada	0.05	0.02	0.01	0.02	0.05

Tabla 7: Descripción de las unidades que participan en el cálculo de expansión óptimo.

Los datos de la Tabla 7 se obtuvieron de los estudios de precios en posesión del Ministerio de Energía, detallados en la PELP. En los casos de las unidades sin nombre propio, que solo se nombran por su tecnología, se refiere a unidades de inversión continua, y el dato “P Max” describe el máximo instalable anualmente, la razón por la que se decidió que el máximo fuera 3 MW es que la mayoría de los proyectos suelen ser de esta capacidad o menos, para evitar entrar en los proyectos que requieren estudios más extensos para validar su instalación ante la ley. Lo anterior implica que cada año se puede instalar de entre 0 y 3 MW de las tecnologías con inversión continua.

El resto de los datos son mayoritariamente costos, consumos específicos de las máquinas diésel, y vida útil de las máquinas, finalmente se incluye un factor de indisponibilidad que describe la porción del año en que no se dispone de las distintas unidades, ya sea por mantención o cualquier otra eventualidad. No se incluyeron restricciones de energía para las unidades. No se consideró el impuesto al CO₂.

En el caso de las baterías se tienen dos datos en esta sección, el primero es la capacidad máxima instalable, y el segundo (*) es la capacidad máxima de entrega de energía en horas a la potencia máxima instalada, la capacidad energética de la unidad de baterías es decidida óptimamente por el modelo, tomando un valor entre cero y la multiplicación de la capacidad en potencia decidida y las horas de almacenamiento requeridas, es decir el modelo decide cuanta capacidad instalada deberá tener la batería, sin sobrepasar el límite impuesto, y luego ve las horas de almacenamiento necesarias para tener la capacidad energética deseada. Si bien lo anterior podría dar a entender que la batería es de inversión continua esta es discreta, pues el modelo decide cuales son las dimensiones óptimas del sistema de baterías pero este solo se instala una vez en todo el horizonte de simulación, en la práctica esto significa que solo existe un sistema de baterías candidatas a entrar a plan de obras óptimo, este sistema está optimizado para ser la mejor opción en todo el horizonte, pero aun así solo se invierte una sola vez en los 15 años que considera el modelo. Esta simplificación se eligió para disminuir la dimensionalidad del problema, al disminuir la cantidad de variables discretas, ya que para tener una mayor cantidad de oportunidades de inversión se tendrían que colocar en el modelo tantas unidades discretas de batería

como granularidad se deseara para el problema. Por otro lado esto genera una limitación a la capacidad del modelo de instalar la cantidad optima real de baterías en el sistema, ya que si se pudiera instalar durante cualquier periodo del horizonte no se tendría que decidir entre invertir antes o instalar tardíamente, se podría instalar la cantidad necesaria de almacenamiento, para cada periodo del horizonte de simulación, por lo tanto se genera una menor instalación de tecnologías renovables en la matriz eléctrica, debido a este límite de instalación de la batería.

Existe una separación en los costos de inversión de la batería, entregada por la PELP¹⁴. Por un lado, se tiene el costo por potencia (Capacidad del almacenamiento) que incluye todo lo que corresponde al sistema para instalar el almacenamiento menos las baterías en sí, luego el costo por energía (duración del almacenamiento) que corresponde a las baterías. En la Tabla 8 Se aprecia la separación de los costos de componentes que conforman la batería. A diferencia de los costos que aparecen en la Tabla 7, en la Tabla 8 estos no se encuentran llevados a la isla, es decir, son los costos que se podrían obtener en el continente, pero se les debe ponderar por un factor que representa el aumento de costos por el hecho de tener que transportar las tecnologías a la isla.

Desglose CI Batería	Costos [USD]
Battery rack	213.95
PCS	19.71
Balance of system	41.39
Energy Management System	16.66
EPC*	44.3
Developer overheads	20.1
Developer margin	21.37
Transformer	6.52

Tabla 8: Desglose de costos de inversión del sistema de baterías.

En cuanto al paso de los costos de las tecnologías dados por la PELP a la isla, se utilizó el factor entregado por el estudio [1] del Centro del Energías. Este corresponde a una estimación del aumento de la inversión en una tecnología al ser llevada a la isla. Se estimó que las tecnologías en general aumentaban su costo de inversión en un 50% debido a las acciones necesarias para llevar estas a la isla, a excepción de la tecnología eólica. Debido al gran tamaño de los aerogeneradores y a lo complicado de su transporte, se estimó que el costo de inversión de estas unidades aumentaba en un 95% para la Isla de Pascua.

El precio del combustible en la isla es el más caro en todo el país, sin embargo, este se encuentra subsidiado por el gobierno chileno para bajar la carga económica a los usuarios de la red eléctrica de la isla. En la Tabla 9 se puede apreciar la diferencia de precio para

¹⁴ Planificación Energética de Largo Plazo: En esta se detalla el informe de actualización de antecedentes, referidos al plan energético del Ministerio de Energía de Chile. Entre estos antecedentes, se actualizan los costos de inversión de las tecnologías de generación eléctrica.

el combustible diésel en isla de pascua, con respecto al promedio de la región de Valparaíso, con y sin subsidio. Estos precios se obtienen de una inferencia realizada con datos del Ministerio de Energía de precios combustible, costos de transporte, e impuestos, donde estos últimos corresponden a 1.5 [UTM/m³].

Lugar de compra	Precio [usd/l]	Precio [clp/l]
Valparaíso	0.79	561.52
Isla de pascua	1.08	767.64
Isla de pascua (subsidiado)	0.84	597.06

Tabla 9: Comparación de precios del diésel¹⁵.

El subsidio del combustible en la isla corresponde a 3,5 [UTM/m³], lo que corresponde en pesos chilenos a 171,615.5 [clp/m³]. Este se aplica luego de la compra de combustible que realiza SASIPA a ENAP, en función de los metros cúbicos comprados por la empresa. Nótese que, en la tabla de los datos de unidades de generación candidatas (Tabla 7) suministrados al modelo, el precio del combustible utilizado es el que posee subsidio, esto se debe a que a la fecha no se tienen indicios de que este subsidio fuera a ser eliminado. Debido a la inclusión de este subsidio en el análisis, el modelo tiene una mayor tendencia a instalar generación diésel, debido a la baja de sus costos variables, que en caso de que no lo considerara.

4.1.2.3 Perfiles de generación renovables

En esta hoja se describen los aportes de generación que entregan las tecnologías en base a recursos renovables. En este caso esto se entrega en forma de perfiles de generación en por unidad (p.u.) ya que las unidades de generación solar y eólica son de inversión continua, lo que hace el sistema es multiplicar la capacidad instalada de la tecnología por el perfil de generación. Los perfiles de generación solar y eólico se obtuvieron del explorador solar [12] y eólico [15] respectivamente, en el caso de la generación solar, se utilizó un modelo de un panel de 1kW, y para el generador eólico una turbina de 1 [MW]. Estos perfiles se describen en la planilla de datos de la misma forma que la demanda, esto implica 12x168 datos para cada perfil, es decir, se tiene una resolución horaria, con un dato para cada hora de la semana tipo de cada mes, en ambos perfiles solar y eólico. En la Ilustración 24 se puede ver el perfil solar y en la Ilustración 25 se aprecia el perfil eólico. Para ambos perfiles se tomó una semana de datos horarios para cada mes que representa todos los bloques de este mes. Como ya se ha explicado antes esta semana contiene datos que serán utilizados para todos los bloques del mes que le corresponda, por ende, si tomáramos, por ejemplo, cada lunes del mes de julio, la generación de energía solar sería igual para los mismos bloques de ese día de ese mes.

¹⁵ Se utilizó el precio del dólar para el 21-08-2019, con un valor de 710.78 [clp].

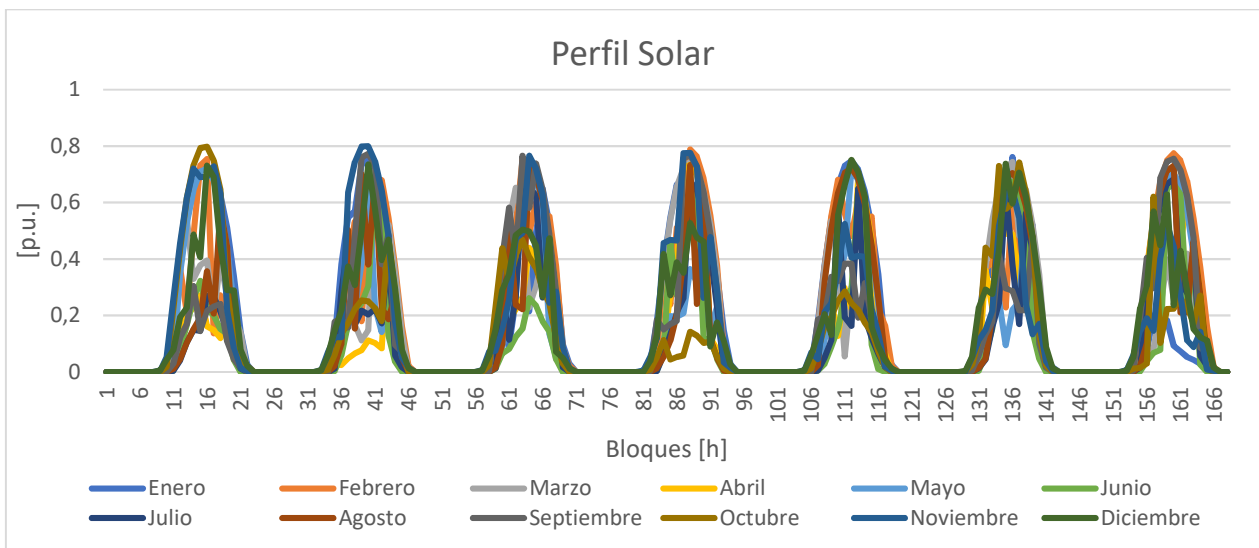


Ilustración 24: Perfil de generación solar, con resolución horaria.

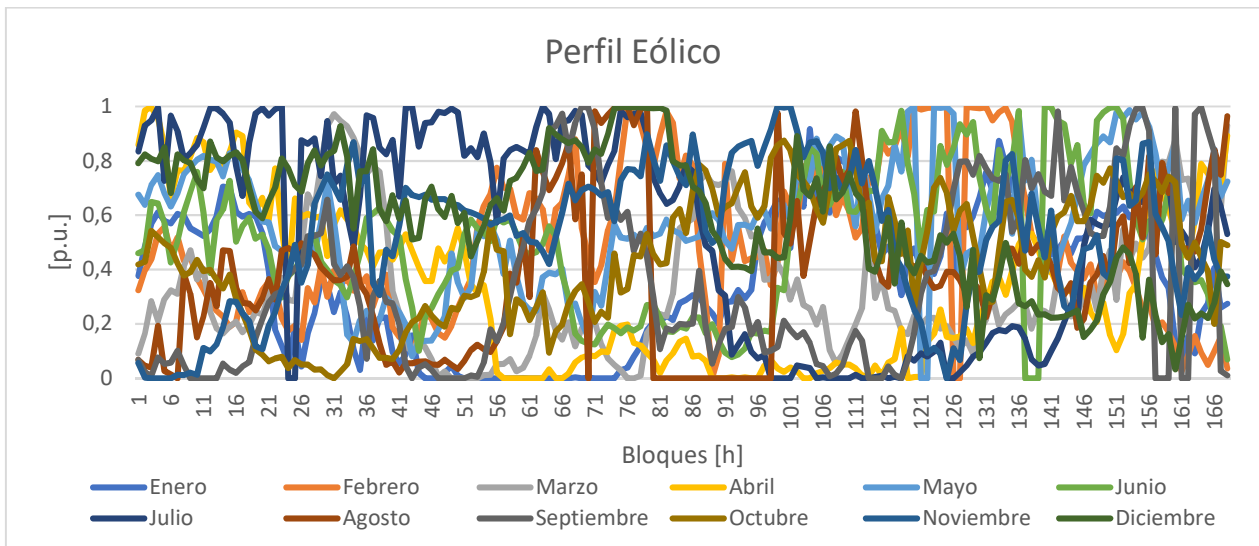


Ilustración 25: Perfil de generación eólica, con resolución horaria.

Una vez suministrados todos los datos al sistema se ejecutan y analizan distintos escenarios, cuya principal diferencia es la exclusión o inclusión de tecnologías, o si es que se considera dentro de la simulación la central Mataveri, en caso de incluir esta central lo que se obtiene como resultado permite calcular el Costo Incremental de Desarrollo, CID (Planificación que considera las instalaciones existentes), de lo contrario se obtienen los resultados para el cálculo del Costo Total de Largo Plazo, CTLP (Planificación que parte desde cero, sin considerar las instalaciones existentes).

4.2 Resultados y análisis

Los resultados que se obtuvieron de este ejercicio son, escenarios óptimos de expansión del sistema de Rapa Nui considerando la combinación de diferentes tecnologías y combinaciones de estas. Además, se obtienen dos tipos de expansión, una genera un proyecto de reposición eficiente, que en la práctica significa considerar que la matriz eléctrica se forma desde cero, para esto en el modelo PET se excluye a la central Mataveri y se calcula la expansión considerando la posibilidad de invertir en tecnología diésel desde el principio sin una base de esta. La otra expansión es la que cuenta con la central Mataveri como base, incluyendo esta como una unidad de inversión nula, y por lo tanto contando la como parte de la matriz en todo momento, lo cual se utiliza para el cálculo del CID.

4.2.1 Escenario base, diésel

En este escenario se considera como única opción de inversión la tecnología diésel, sin contar con la central Mataveri. Desde un punto de vista práctico lo que se ingresa al modelo PET es la exclusión de las demás tecnologías en la definición de las unidades a considerar para el cálculo de la expansión del sistema. La idea es poder usar este escenario como una base de comparación con el resto de los escenarios, ya que este es el caso actual de la isla, y muestra como evolucionaria la matriz y los costos del sistema de no considerarse otras tecnologías para la expansión de este.

Como podemos ver en la Ilustración 26 la potencia instalada del sistema crece de forma continua con la demanda. Esto se debe a que la unidad diésel considerada para este escenario es de inversión continua, permitiendo al programa instalar en cada periodo la cantidad que estima necesaria para satisfacer las necesidades del sistema. La razón por la cual hay una pequeña diferencia entre la demanda máxima y el tamaño del generador es el factor de punta que se describe en la metodología, el cual lleva al sistema a instalar un 10% más de capacidad que la demanda máxima entregada al modelo.

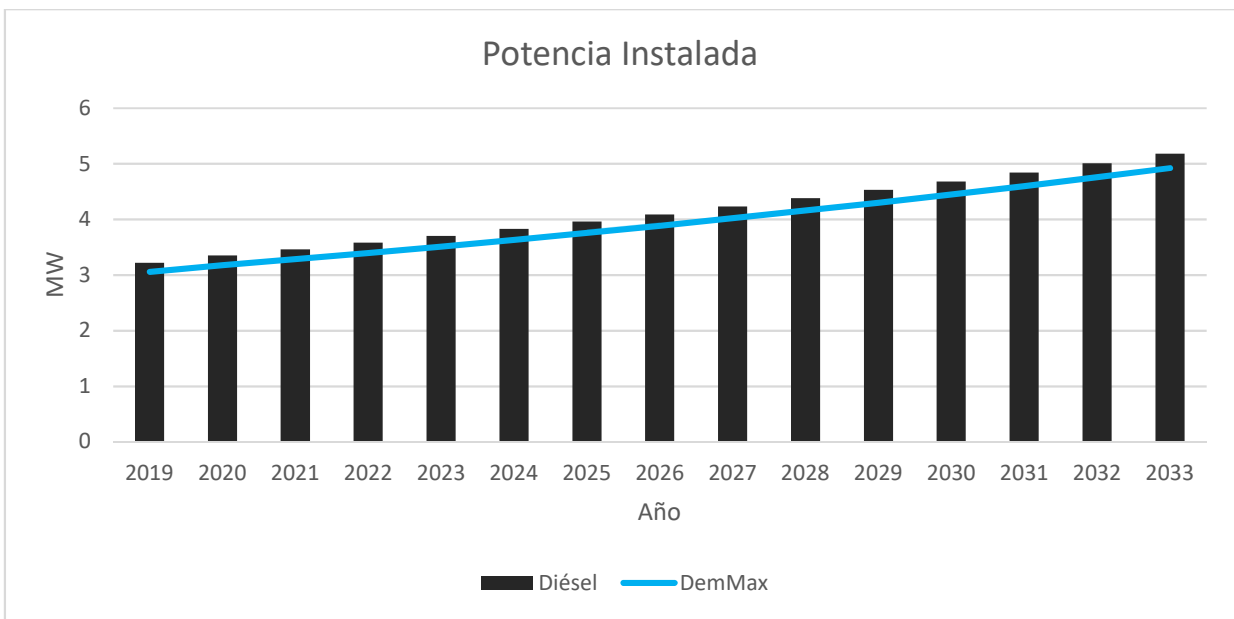


Ilustración 26: Potencia instalada en el escenario base.

La energía generada por el sistema, mostrada en la Ilustración 27, es exactamente la que se requiere por la demanda. Si bien esto podría parecer incorrecto, por que pareciera ignorar las pérdidas del sistema, ya se mencionó que la demanda entregada al modelo las incluye, y por lo tanto no se visualizan en la gráfica de energía, lo cual nos indica que la generación diésel está cubriendo tanto la demanda como las pérdidas.

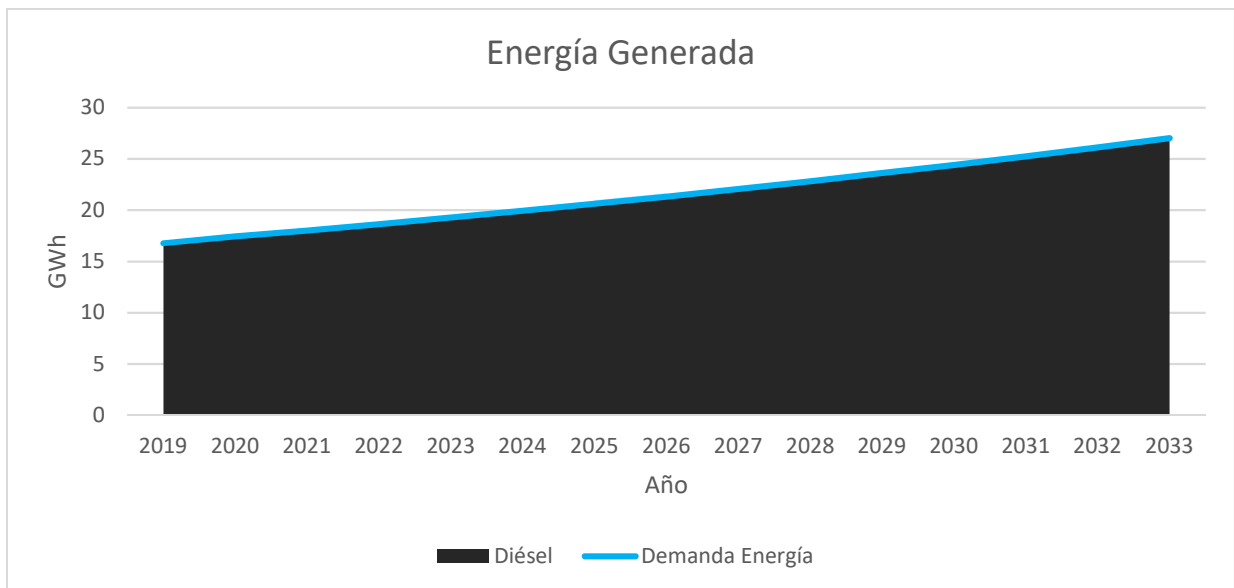


Ilustración 27: Energía generada en el escenario base.

Uno de los resultados entregados por el modelo PET es el costo total actualizado del sistema, lo que incluye tanto costos de operación, como inversión en generación y COMA

actualizado. Este indicador, en la Tabla 10, nos permite hacer una comparación rápida entre los resultados de los escenarios generados, pero como considera el horizonte completo no será utilizado para el cálculo del precio nudo, cuyo cálculo se realiza para un horizonte de 4 años. Además de este se obtienen la emisiones anuales de CO₂ (Gráfico de la Ilustración 28) y el promedio de los 15 años del horizonte.

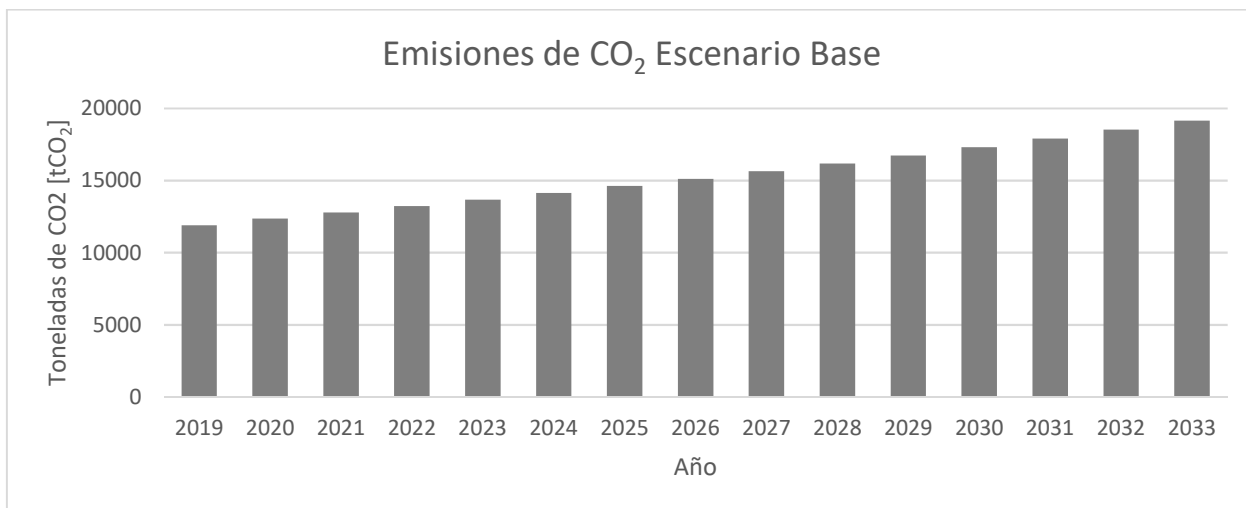


Ilustración 28: Emisiones de dióxido de carbono anual, para el escenario base.

Indicador	Valor
Costo total actualizado [USD]:	41,875,300
Emisiones promedio [tCO ₂]:	15,280

Tabla 10: Indicadores entregados por PET en el escenario base.

4.2.2 Escenario diésel, eólico, solar, y baterías

En este escenario se consideraron todas las tecnologías disponibles, sin considerar la central Mataverí, ya que lo que se busca es obtener resultados para un proyecto de reposición eficiente. Como se puede ver en la Ilustración 29 la potencia instalada supera en gran medida a la demanda máxima, esto no solo se debe al ya mencionado factor de punta, sino a los factores de planta característicos de cada unidad. La unidad solar tiene un factor de planta teórico cercano al 15% y la eólica de un 45%, esto implica que para obtener una capacidad que pueda cubrir la demanda máxima en la mayoría del tiempo se debe sobre instalar.

Debido a los niveles de disponibilidad de viento, la energía eólica se posiciona como la más rentable, es por esto que domina la capacidad instalada, en cambio, la energía solar que no está disponible en gran parte del tiempo y cuyos niveles, si bien buenos, no son suficientes para cubrir de forma completa la demanda, está menos representada en el parque generador del sistema, pero incluida debido a sus bajos costes.

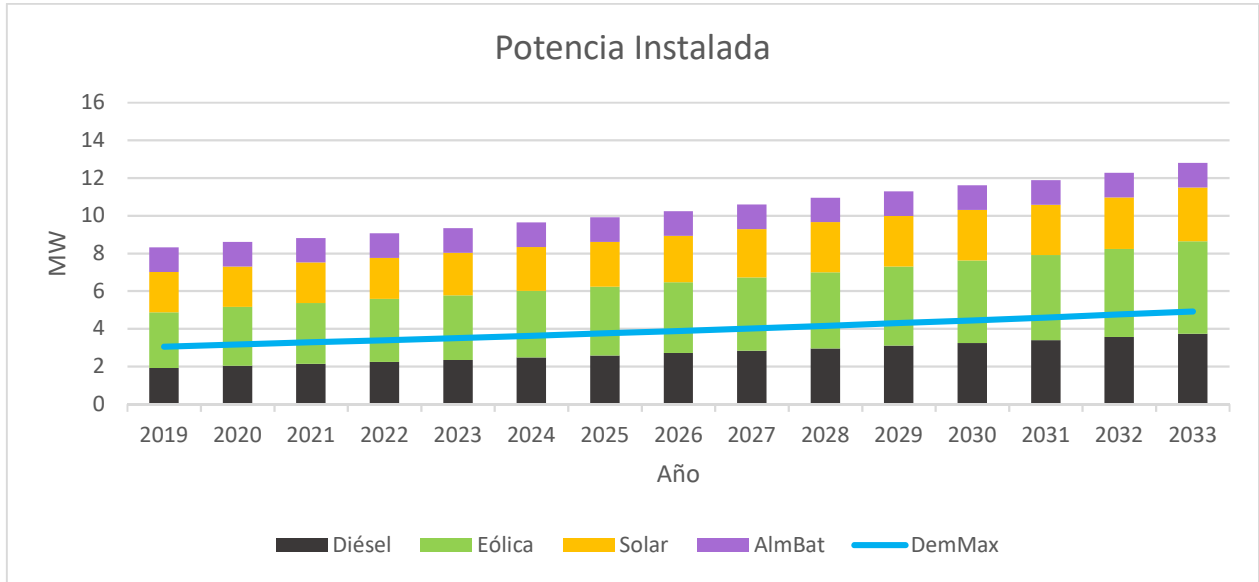


Ilustración 29: Potencia instalada en el escenario diésel, eólico, solar, y baterías.

Si bien en la capacidad instalada no es tan clara la diferencia entre la energía solar y eólica, en la energía entregada por cada tecnología, de la Ilustración 30, se puede ver que la tecnología eólica es la más utilizada. Si bien esta tecnología tiene costes de inversión bastante mayores que las demás tecnologías, sus bajos costes de operación y gran disponibilidad, con un factor de planta cercano al 45%, la convierten en la mejor opción para la generación, y si bien hay una gran instalación de tecnología solar, su bajo factor de planta, de no más del 15%, la convierte en una opción incluso menos utilizada que la tecnología diésel, al menos en este escenario.

En la Ilustración 30 es importante notar que la generación de energía es “mayor” que la demanda de energía. Esto se debe a que en la gráfica se considera la energía que entrega la batería, la cual es un elemento de almacenamiento que no genera energía por sí solo. Luego la energía que entrega la batería es una duplicación de la energía que genero el resto de las unidades para cargarla, y por ende se representa dos veces en el gráfico.

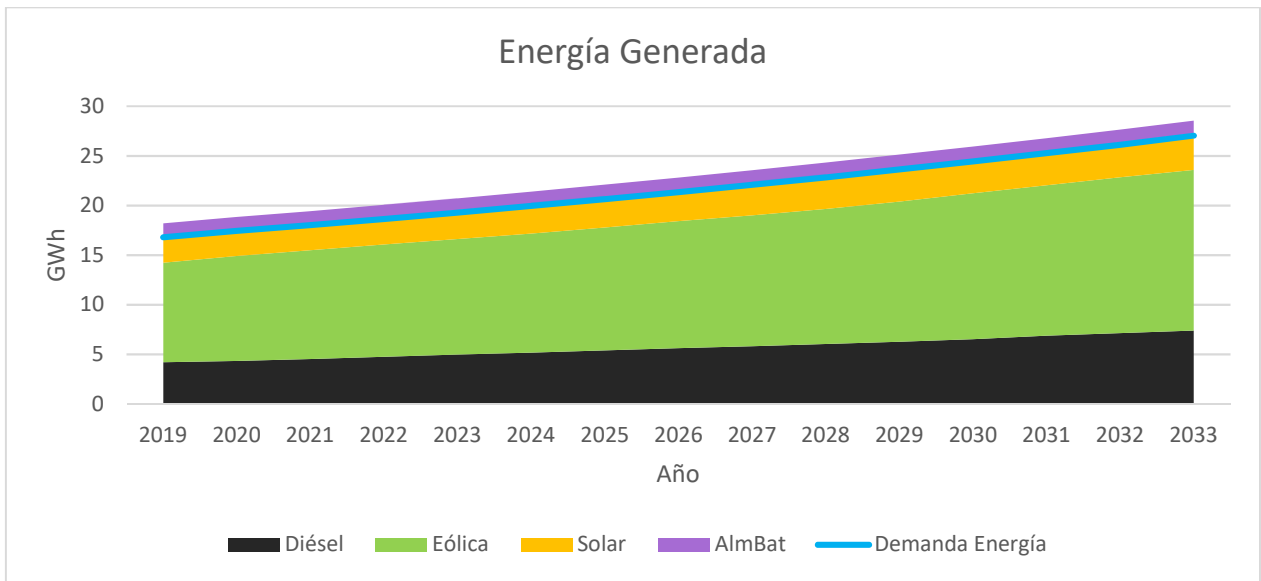


Ilustración 30: Energía generada en el escenario diésel, eólico, solar, y baterías.

Como se observa en la Tabla 11, el costo total actualizado de esta configuración del sistema eléctrico de Isla de Pascua es bastante menor que en el caso base. Además, este escenario es aquel que posee las emisiones promedio más bajas.

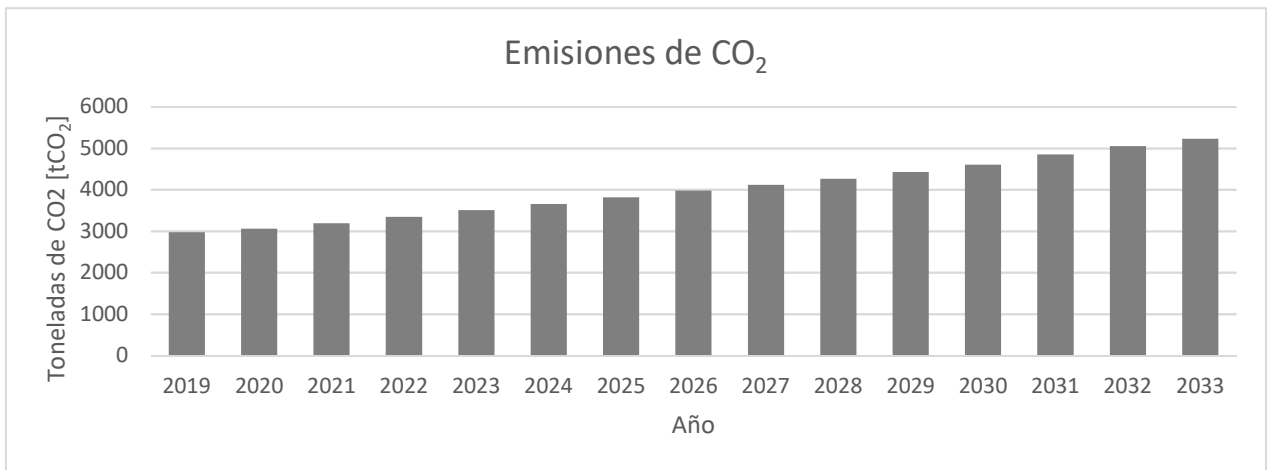


Ilustración 31: Emisiones de dióxido de carbono anual, para el escenario con generación eólica.

Indicadores	Valor
Costo total actualizado [USD]:	27,453,500
Emisiones promedio [tCO ₂]:	4,005

Tabla 11: Indicadores entregados por PET en el escenario diésel, eólico, solar, y baterías.

4.2.3 Escenario diésel, solar, y baterías

Este escenario se caracteriza por la exclusión de la tecnología eólica, y la central Mataveri, ya que se busca ver como se integra la energía solar, cuando es la única opción renovable. En el estudio de del Centro de Energías, en la actividad de participación de los habitantes de la isla, existieron muchas opiniones y una sensación general de los participantes de que la tecnología eólica no parecía satisfacer las restricciones que ellos indicaban eran importantes ante la intervención de la isla, para el aprovechamiento de los recursos de esta. En capítulos anteriores se menciona la problemática del tamaño de los aerogeneradores con relación a la infraestructura portuaria y la contaminación visual que estos significan. Es por esto que este escenario posee una gran relevancia, al considerar las opiniones de las personas de la isla es más probable que un escenario de este estilo sea más fácil de llevar a cabo en esta, que una como la del escenario anterior que considera la instalación de aerogeneradores.

En la Ilustración 32 se puede ver la instalación de las tecnologías para este escenario, en donde es bastante notoria la participación de la tecnología solar por sobre el diésel. En comparación con el escenario anterior la tecnología solar aumenta su capacidad casi al mismo tamaño que el que se veía en la suma de esta tecnología con la eólica. Las baterías y la tecnología diésel aumentan ligeramente, con el objetivo de apoyar a la generación solar ante sus problemas de indisponibilidad nocturna y variabilidad, dando como resultado una capacidad instalada total no tan alejada del caso anterior.

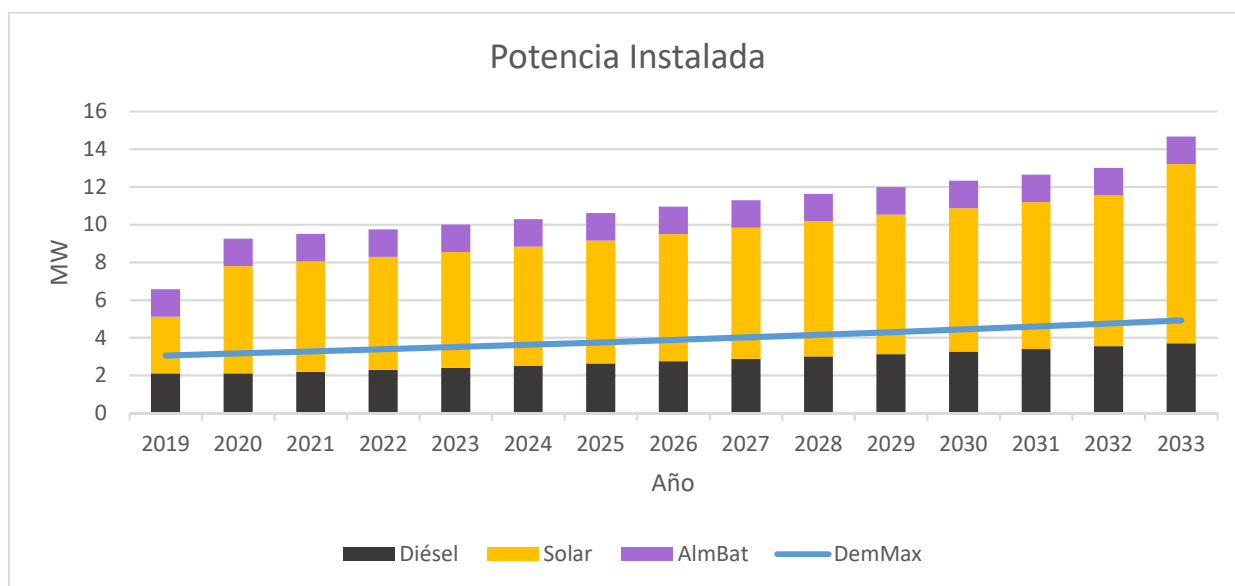


Ilustración 32: Potencia instalada en el escenario diésel, solar, y baterías.

Si bien en la gráfica de la Ilustración 32 se muestra una gran diferencia en la instalación de tecnologías solar y diésel, en la Ilustración 34 es claro que la utilización de la energía solar no es siquiera mayor que la energía generada por los generadores diésel. Esto se debe en gran parte a la constante utilización de esta última tecnología durante los periodos sin

sol, en los cuales, si bien la energía entregada por batería ayuda a mitigar las horas de demanda máxima, esta debe asumir toda la demanda del resto del día en los cuales no se puede aprovechar la energía del sol. En la Ilustración 33 se pueden ver dos días de despacho para un mes representativo de verano (febrero) y uno de invierno (agosto), en los cuales se puede visualizar que la generación diésel es muy utilizada en los periodos en los que no hay disponibilidad de sol, además de la descarga de la batería en horarios punta de demanda.

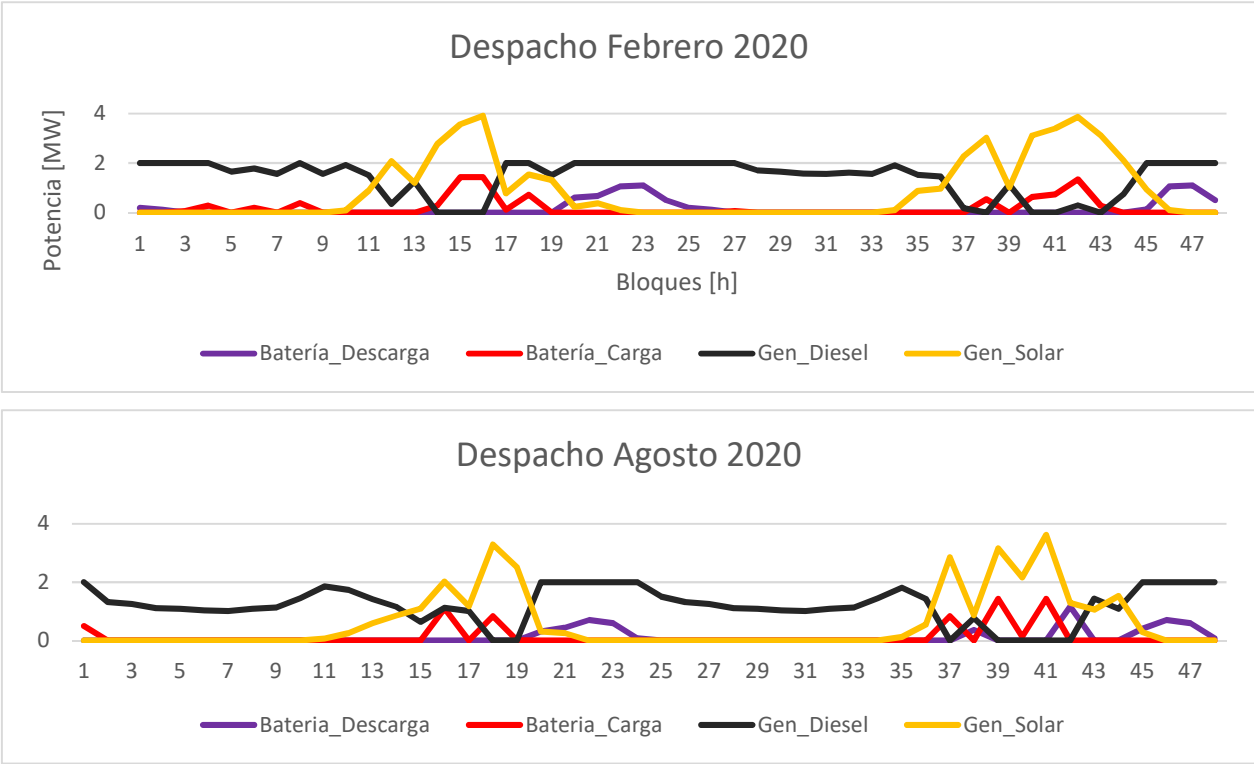


Ilustración 33: Despacho para dos días de febrero y agosto respectivamente, para el año 2020.

Al igual que en los escenarios anteriores la instalación muy por sobre la demanda máxima y la inclusión de la batería en la gráfica de energía, generan que en ambos casos se superen los máximos de demanda tanto en potencia como en energía.

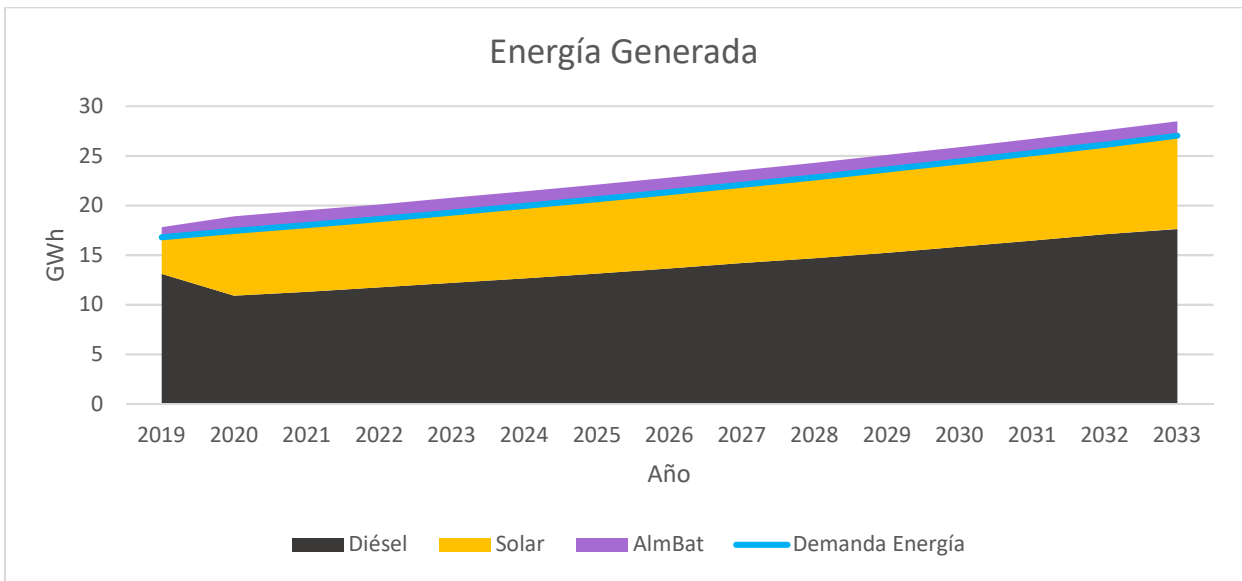


Ilustración 34: Energía generada en el escenario diésel, solar, y baterías.

En la Tabla 12 se muestra el costo total actualizado para este escenario, el cual demuestra que este se encuentra entre el escenario base y el escenario que incluye todas las tecnologías, en términos de costos. En este escenario se puede apreciar una baja de las emisiones promedio de CO₂, en comparación con el escenario base diésel, pero un nivel de emisiones de más del doble del escenario con inclusión de tecnología eólica.

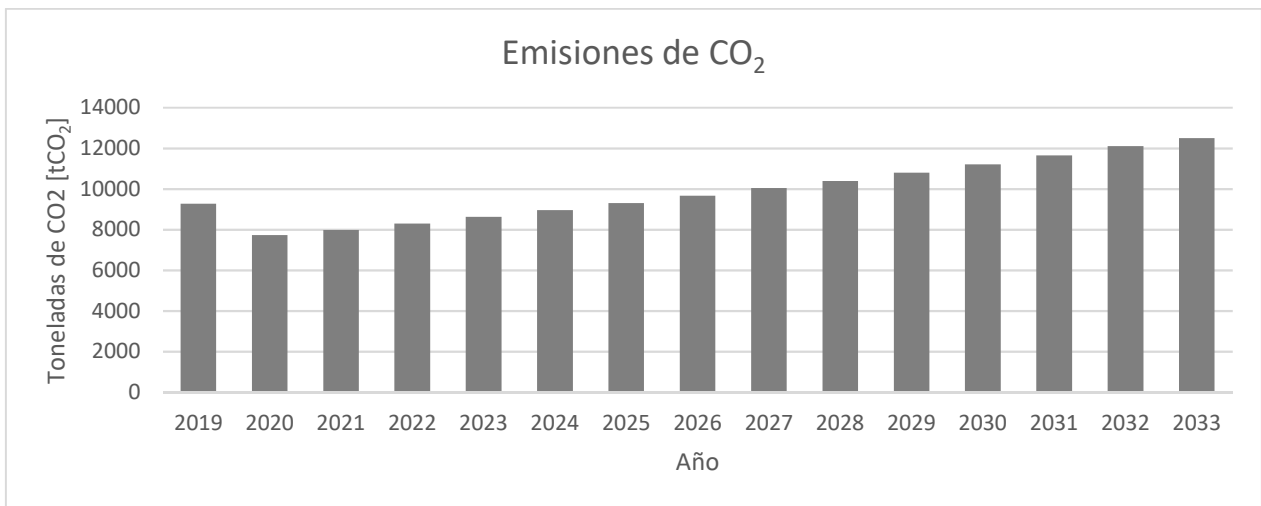


Ilustración 35: Emisiones de dióxido de carbono anual, para el escenario sin generación eólica.

Indicadores	Valor
Costo total actualizado [USD]:	36,995,500
Emisiones promedio [tCO ₂]	9,900

Tabla 12: Indicadores entregados por PET en el escenario diésel, solar, y baterías.

4.2.4 Escenario unidades existentes, diésel, eólico, solar, y baterías

En este escenario se presentan los resultados de una expansión óptima del sistema considerando las unidades diésel existentes en la central Mataveri. Este caso muestra de mejor manera como sería expandir el sistema actual de forma óptima, considerándose la previa existencia de la central Mataveri y agregando a la matriz lo necesario para cubrir las demandas futuras, sin excluir ninguna de las tecnologías como opción para la expansión.

En la Ilustración 36 se puede apreciar el calendario de instalación de las distintas tecnologías, en donde en el primer año del periodo ya se encuentra instalada la central Mataveri, y además de ella se instalan algunos MW de todas las otras tecnologías. Además no se aprecia una instalación extra de tecnología diésel sino hasta el final del horizonte de análisis, en donde se agrega una pequeña cantidad extra de capacidad diésel.

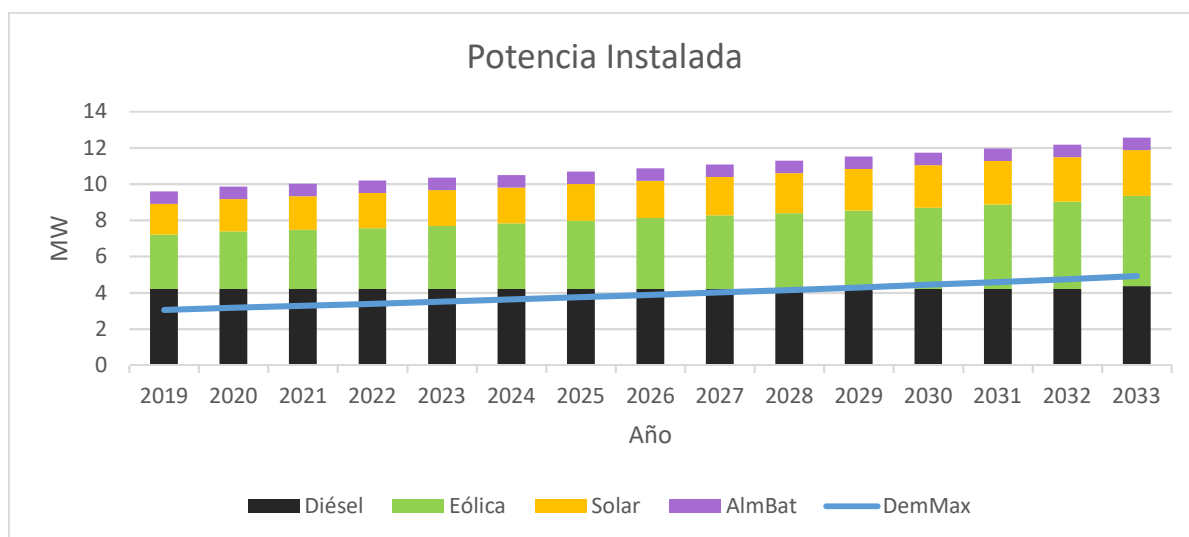


Ilustración 36: Potencia instalada en el escenario unidades existentes, diésel, eólico, solar, y baterías.

En este escenario, a pesar de que ya se tiene la capacidad instalada para suplir la demanda de los primeros años, se instala desde el principio unidades renovables. Esto se debe a que estas unidades poseen un mucho menor costo variable que las unidades diésel, puesto que no utilizan combustible. Así, es óptimo para el sistema asumir un mayor costo de inversión al principio del horizonte, que tener mayores costos de operación debido al gran gasto en combustible. Lo anterior queda mucho más claro en la Ilustración 37 donde se puede ver que el sistema utiliza mucho más las energías renovables, en especial la eólica, en comparación con la generación diésel. Si bien, en este escenario, al igual que su contraparte sin inclusión de la central Mataveri la mayor utilización pertenece a la energía eólica, la energía solar y las baterías ceden un poco de terreno a la tecnología diésel.

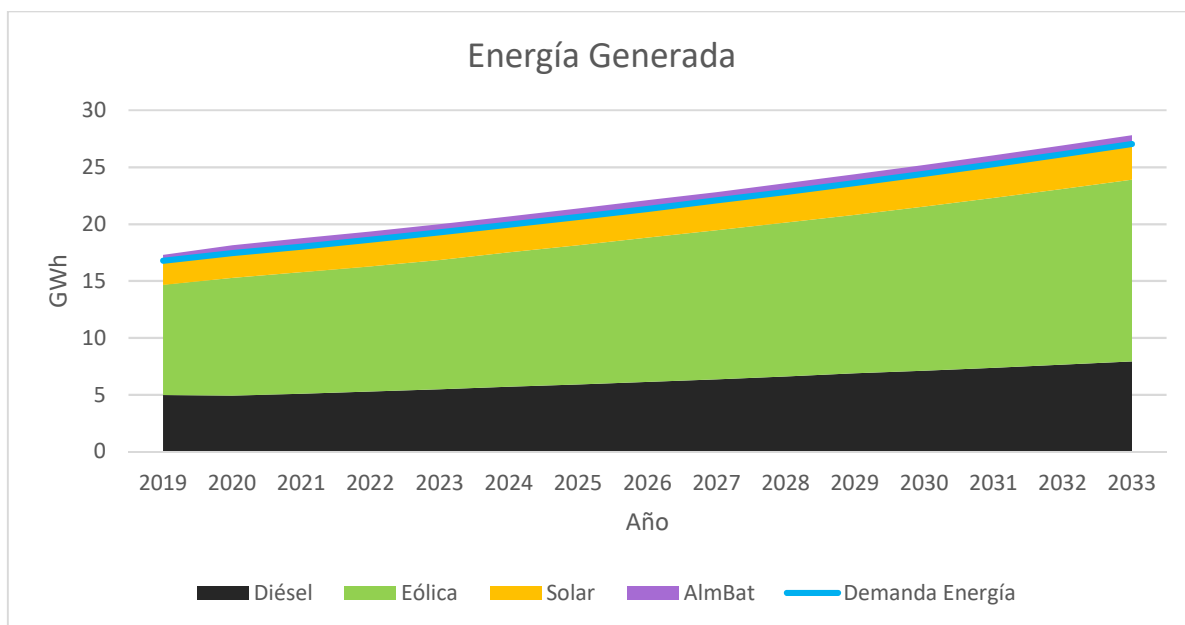


Ilustración 37: Energía generada en el escenario unidades existentes, diésel, eólico, solar, y baterías.

Claramente este escenario es más barato que su contraparte, en la que se inicia el sistema desde cero, ya que casi no se invierte en generadores diésel, por la existencia de la central Mataverí desde el primer año. A diferencia de su contraparte, escenario sin unidades existentes, las emisiones de dióxido de carbono son ligeramente mayores en este escenario, debido a una mayor instalación y ocupación de tecnología de generación diésel.

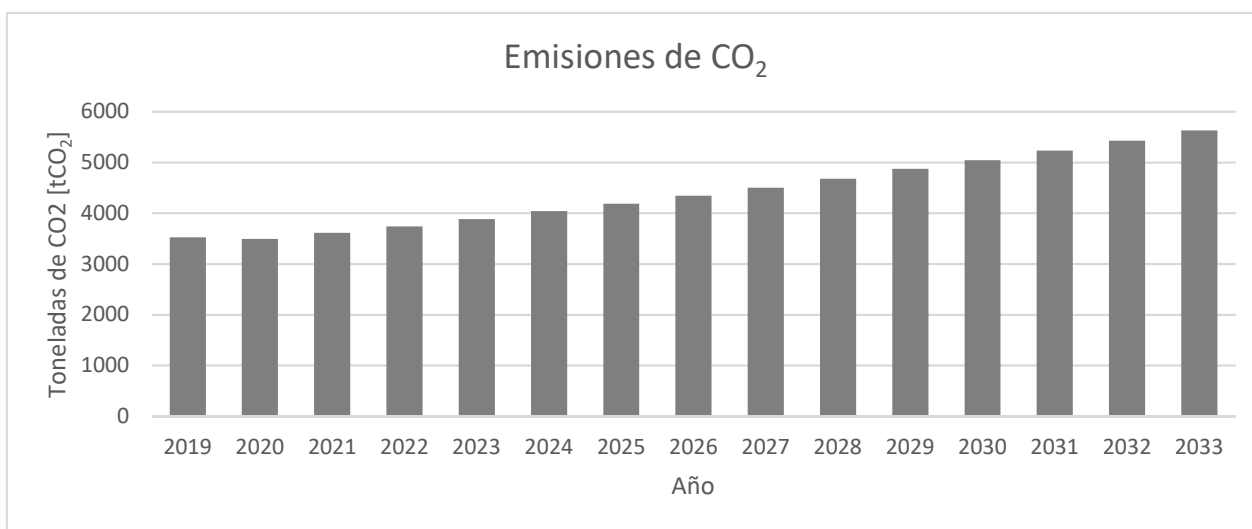


Ilustración 38: Emisiones de dióxido de carbono anual, para el escenario con generación eólica y unidades existentes.

Indicadores	Valores
Costo total actualizado [USD]:	25,191,100
Emisiones promedio [CO ₂]:	4,412

Tabla 13: Indicadores entregados por PET en el escenario diésel, eólico, solar, y baterías con unidades existentes.

4.2.5 Escenario unidades existentes, diésel, solar, y baterías

Este escenario consiste en la consideración de la existencia de la central Mataveri en la matriz energética existente, y la expansión de esta con la exclusión de la tecnología eólica. La contraparte de este escenario sería la expansión del sistema excluyendo la central existente en la isla además de la tecnología a base de viento.

Como podemos ver en la Ilustración 39 la principal diferencia de este escenario con su contraparte (Ilustración 32) es la instalación tardía de la batería. Esta se instala en el año 2027 dejando a los años anteriores solo con la participación de diésel para cubrir los periodos de ausencia de sol. Por lo demás, al igual que en el escenario anterior, no se agrega diésel extra a la central Mataveri sino hasta el final del periodo, en el año 2033 donde se agrega una capacidad instalada muy reducida de esta tecnología.

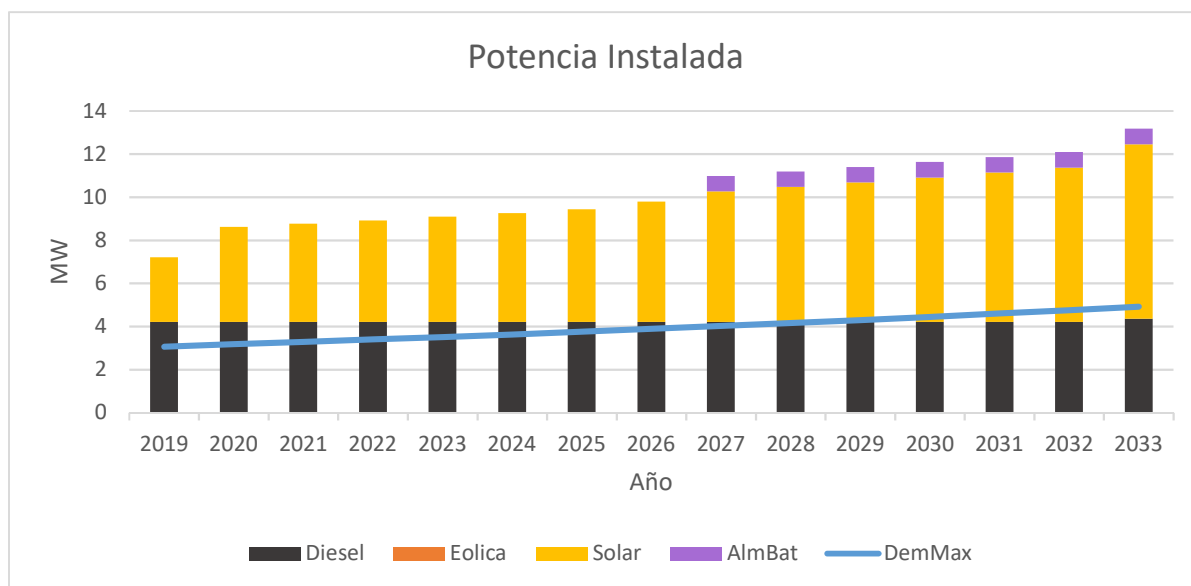


Ilustración 39: Potencia instalada en el escenario unidades existentes, diésel, solar, y baterías.

Una de las razones por las que se puede ver una inclusión bastante grande de generación diésel en este escenario, es la diferencia de incentivos que existen entre las distintas tecnologías consideradas. Toda inversión realizada en la isla es de mayor costo que la misma inversión realizada en el continente, esto aplica para todas las tecnologías, y como se dijo en capítulos anteriores, este alza en los costos se incluyó en este trabajo, por parte de las tecnologías renovables es su costo de inversión el que se ve más afectado, en cambio para el generador diésel, cuya inversión es la más baja de los tres, debería ser más afectado

su costo de operación, debido al elevado precio del diésel, pero en la isla y como se describió en el capítulo que menciona de las unidades de generación (Capítulo 4.1.2.2), existe un subsidio al precio del combustible que disminuye los costos variables de esta tecnología.

En la gráfica de la Ilustración 40 se puede apreciar que, en lo que corresponde a utilización de energía solar y diésel, esta última prima sobre la solar, al igual que en su contraparte que excluye la central Mataveri. La principal diferencia es que existe ligeramente una mayor utilización de generadores a combustible fósil, y menor de baterías. En este escenario la generación solar se utiliza más que nada como un mitigador de los costos de compra de combustible.

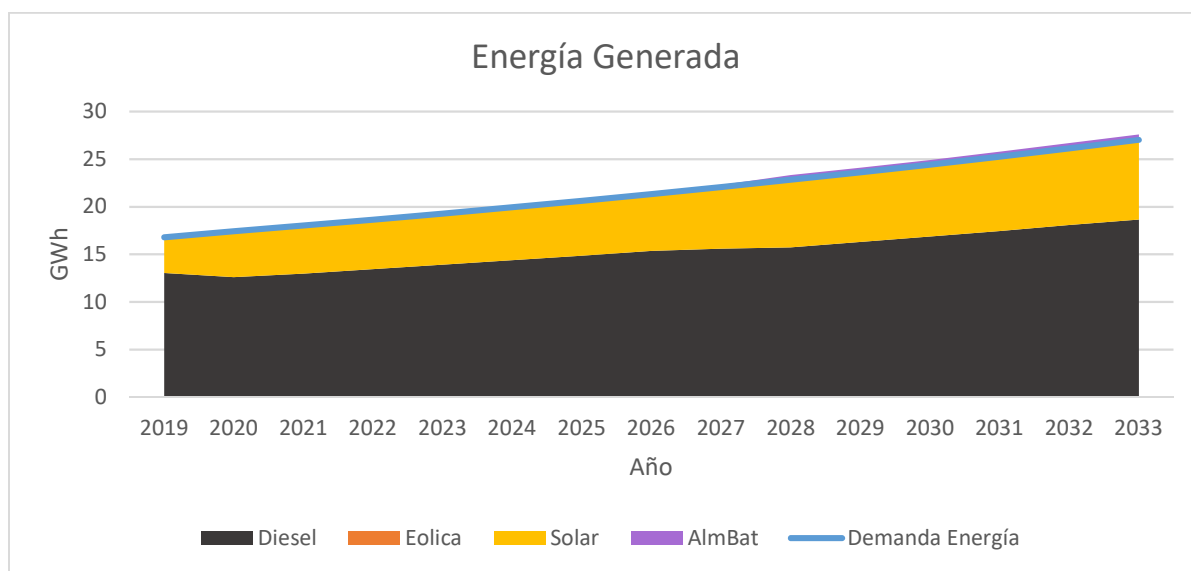


Ilustración 40: Energía generada en el escenario unidades existentes, diésel, solar, y baterías.

De nuevo este escenario se encuentra entre los otros dos escenarios vistos, en términos de costos, solo que en este caso se cuenta con una unidad diésel, la central Mataveri, desde el principio, lo cual disminuye los costos de inversión. Por otro lado otra vez se ve aumentada la emisión de CO₂ debido a una mayor instalación de tecnología diésel.

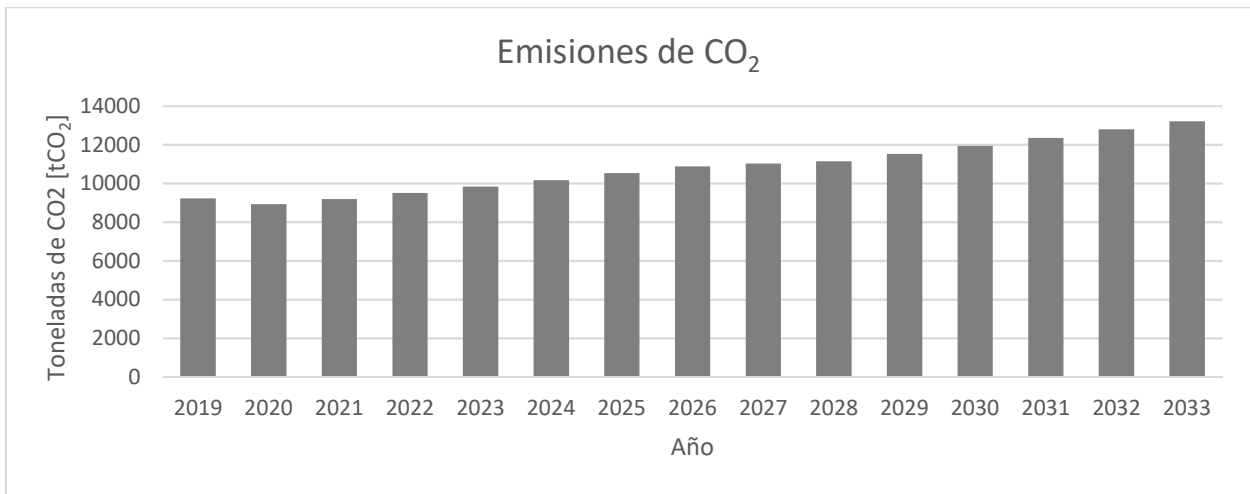


Ilustración 41: Emisiones de dióxido de carbono anual, para el escenario sin generación eólica y con unidades existentes.

Indicadores	Valores
Costo total actualizado [USD]:	34,489,000
Emisiones promedio [CO ₂]:	10,820

Tabla 14: Indicadores entregados por PET en el escenario diésel, solar, y baterías con unidades existentes.

4.2.6 Comparación de escenarios

En esta sección se puede apreciar una comparación de los distintos escenarios, y sus capacidades instaladas para cada tecnología. En la Tabla 15 se observa, de mejor manera que en las gráficas, como se relacionan las capacidades instaladas en función de las tecnologías disponibles en cada escenario.

Escenarios	Base	Renovables + Diésel			Solar + Diésel	
Año	Diésel	Diésel	Eólica	Solar	Diésel	Solar
2019	3.2	1.9	3.0	2.1	2.1	3.0
2020	3.4	2.0	3.1	2.1	2.1	5.7
2021	3.5	2.1	3.2	2.1	2.2	5.9
2022	3.6	2.2	3.4	2.2	2.3	6.0
2023	3.7	2.4	3.4	2.3	2.4	6.1
2024	3.8	2.5	3.5	2.3	2.5	6.3
2025	4.0	2.6	3.6	2.4	2.6	6.5
2026	4.1	2.7	3.8	2.5	2.8	6.7
2027	4.2	2.8	3.9	2.6	2.9	7.0
2028	4.4	3.0	4.0	2.7	3.0	7.2
2029	4.5	3.1	4.2	2.7	3.1	7.4
2030	4.7	3.2	4.4	2.7	3.3	7.6
2031	4.8	3.4	4.5	2.7	3.4	7.8
2032	5.0	3.6	4.7	2.7	3.6	8.0
2033	5.2	3.7	4.9	2.9	3.7	9.5
Batería [MWh] [MW]	0.0	6.1 1.3			4.9 1.5	

Tabla 15: Comparación de capacidad instalada [MW] de unidades y capacidad de almacenamiento [MWh], escenarios sin Mataverí.

De aquí se puede ver como claramente la capacidad de la batería y la capacidad instalada de tecnología diésel suelen contraponerse en los resultados, en donde el escenario de mayor capacidad de almacenamiento posee una menor inclusión de tecnología diésel. Como la instalación de la batería solo puede suceder una vez en todo el periodo, en la Tabla 15 se ven, al final, la capacidad instalada de la batería en términos de energía y potencia.

En la Tabla 16 se puede ver que la comparación entre los escenarios de expansión óptima, que incluyen la central Mataverí, no difieren en gran medida de sus contrapartes. Esto se debe a que al ser la tecnología diésel la de menor costo de inversión, no es grande la diferencia entre tenerla desde un inicio a tener que invertir en ella, son sus costos variables los que la limitan. Es por esto que se puede ver que la diferencia de instalación diésel es baja.

Escenarios	Renovables + Diésel			Solar + Diésel	
	Diésel	Eólica	Solar	Diésel	Solar
2019	4.2	3.0	1.7	4.2	3.0
2020	4.2	3.2	1.8	4.2	4.4
2021	4.2	3.3	1.9	4.2	4.6
2022	4.2	3.4	1.9	4.2	4.7
2023	4.2	3.5	2.0	4.2	4.9
2024	4.2	3.6	2.0	4.2	5.1
2025	4.2	3.8	2.0	4.2	5.2
2026	4.2	3.9	2.1	4.2	5.6
2027	4.2	4.1	2.1	4.2	6.1
2028	4.2	4.2	2.2	4.2	6.3
2029	4.2	4.3	2.3	4.2	6.5
2030	4.2	4.5	2.4	4.2	6.7
2031	4.2	4.7	2.4	4.2	6.9
2032	4.2	4.8	2.5	4.2	7.2
2033	4.4	5.0	2.5	4.4	8.1

Tabla 16: Comparación de capacidad instalada [MW] de unidades, escenarios con Mataveri.

Respecto al uso de la tecnología diésel, en la Tabla 17 se pueden ver los porcentajes de utilización del combustible fósil, en función de la demanda de energía anual. Es claro que el consumo de combustible disminuye con la baja de utilización de tecnología diésel para cubrir la demanda energética anual, y que esta tecnología disminuye su participación en escenarios con una mayor inclusión de energías renovables.

Año	Diésel [GWh]	D+S+B [GWh]	D+E+S+B [GWh]	D+S+B [%]	D+E+S+B [%]
2019	16.8	13.1	4.2	77.9	25.0
2020	17.5	10.9	4.3	62.5	24.8
2021	18.0	11.3	4.5	62.5	25.0
2022	18.7	11.7	4.7	62.8	25.3
2023	19.3	12.2	5.0	63.1	25.7
2024	20.0	12.7	5.2	63.4	25.9
2025	20.6	13.1	5.4	63.6	26.1
2026	21.3	13.7	5.6	64.0	26.3
2027	22.1	14.2	5.8	64.2	26.3
2028	22.8	14.7	6.0	64.2	26.4
2029	23.6	15.2	6.3	64.5	26.5
2030	24.4	15.8	6.5	64.8	26.6
2031	25.3	16.4	6.9	65.1	27.1
2032	26.1	17.1	7.1	65.4	27.3
2033	27.0	17.6	7.4	65.2	27.3
Total	323.5	209.6	84.8	64.8	26.2

Tabla 17: Participación de la tecnología diésel en el suministro de demanda anual para cada escenario.

Junto con la baja en el uso de combustible, los escenarios con menor utilización de generación diésel poseen un menor nivel de emisiones de CO₂. En la Tabla 18 se pueden apreciar las emisiones de dióxido de carbono para cada escenario. En esta se puede ver que la reducción de las emisiones promedio entre el escenario base y los escenarios renovables es de hasta un 74%, en el caso con inclusión de tecnología eólica, y de un 35% en el escenario que excluye esta tecnología.

Año	Diésel	D+S+E+B	D+S+B	D+S+E+B CID	D+S+B CID
2019	11,895	2,976	9,267	3,521	9,231
2020	12,363	3,061	7,729	3,493	8,927
2021	12,774	3,195	7,984	3,613	9,196
2022	13,213	3,344	8,303	3,741	9,515
2023	13,666	3,507	8,629	3,882	9,841
2024	14,134	3,656	8,962	4,038	10,173
2025	14,623	3,819	9,302	4,187	10,528
2026	15,119	3,982	9,670	4,343	10,875
2027	15,643	4,116	10,039	4,499	11,031
2028	16,174	4,265	10,386	4,676	11,144
2029	16,734	4,428	10,790	4,874	11,534
2030	17,308	4,605	11,208	5,044	11,938
2031	17,903	4,853	11,647	5,228	12,363
2032	18,512	5,051	12,101	5,427	12,795
2033	19,150	5,228	12,490	5,625	13,213
Promedio	15,281	4,006	9,901	4,413	10,820

Tabla 18: Emisiones de dióxido de carbono anual y promedio de 15 años para cada escenario, en toneladas de CO₂.

4.3 Determinación precio nudo de potencia y energía

Una vez que se tiene la expansión óptima del sistema y el proyecto de reposición eficiente, que son básicamente los escenarios que incluyen la central Mataveri y los que no respectivamente, se pueden hacer los cálculos necesarios para conocer el precio nudo de potencia y energía indicados por la norma de tarificación de sistemas medianos. Para esto se deben obtener el Costo Incremental de Desarrollo (CID) y el Costo Total de Largo Plazo (CTLP).

En la Tabla 19 se aprecia la descomposición del cálculo del Costo Incremental de Desarrollo que se explicó en la sección de antecedentes (Capítulo 2.3.1) y cuyas formulas se encunaran en los anexos (Anexos-sección 8.3). Además de este, se encuentran el Valor Presente de las Inversiones, el Valor Presente del valor Residual, el Valor Presente de los costos incrementales de Operación y Mantenición, y el Valor Presente de las Generaciones Incrementales de Energía, los que se utilizan para el cálculo del CID.

Caso	CID [US\$/MWh]	VPI [US\$]	VPR [US\$]	VPCOM [US\$]	VPGIE [GWh]
DSEB	86	3,279,344.7	2,563,891.4	1,863,631.9	29,839,073
DSB	200	4,653,653.7	2,132,589.1	3,430,038.5	29,800,724

Tabla 19: Descomposición del CID para ambos escenarios con tecnologías renovables.

DSEB : Escenario con inclusión de todas las tecnologías.

DSB : Escenario con exclusión de la tecnología eólica.

Para el cálculo del CTLP se utilizan dos valores, la Anualidad del Valor de la Inversión y el Costo de Operación y Mantenimiento Actualizado. En la Tabla 20 se puede ver esta descomposición, en valores anuales calculados para los 4 años de fijación de la tarifa.

Caso [US\$/año]	CTLP	AVI	COMA
DSEB	3,197,218.70	1,874,220.48	1,322,998.22
DSB	4,555,099.47	1,761,286.39	2,793,813.08

Tabla 20: Descomposición CTLP para ambos casos con tecnologías renovables.

Finalmente utilizando el CID y el CTLP se calcula en PNP y el PNE (formulas en el Anexo-sección 8.3.3), estos precios nudos representan el valor de la potencia y la energía en el sistema (Capítulo 2.3.1). Lo que permite comparar los precios en la isla con los de otros sistemas del país.

Caso	PNP [US\$/MW/mes]	PNE [US\$/MWh]
DSEB	14,773	143
DSB	14,773	217

Tabla 21: Precio nudo de potencia y energía para ambos casos con energías renovables.

4.3.1 Comparación de precios de la energía en otros sistemas de Chile

La siguiente Tabla 22 muestra los precios de la energía de distintos sectores del país, más específicamente los sistemas medianos, Isla de Pascua y Santiago. Los PNE de Santiago y los SSMM se obtuvieron de la publicación de tarifas de suministros a clientes regulados publicado por ENEL, y la resolución exenta N°282 publicada por la CNE, respectivamente.

Sistema	PNE [CLP/kWh]	PNE [USD/MWh]	Capacidad instalada [MW]
Isla de Pascua con Eólica	96.63	142.59	8.91
Isla de Pascua sin Eólica	146.96	216.86	7.20
Santiago, Comuna de Santiago	60.41	89.14	-
Cochamó	139.46	205.79	3.00
Hornopirén	121.44	179.20	4.52
Aysén	65.95	97.32	53.65
Palena	62.53	92.27	6.37
General Carrera	87.46	129.06	3.64
Punta Arenas	46.33	68.37	83.46
Puerto natales	67.48	99.57	13.51
Porvenir	62.86	92.76	8.05
Puerto Williams	224.79	331.71	2.38

Tabla 22: Precios de la energía para los sistemas medianos, Isla de pascua, y Santiago.

A continuación en la Ilustración 42 se muestran una gráfica de los precios de energía de los sistemas medianos ordenados del de menor capacidad instalada al de mayor capacidad instalada.

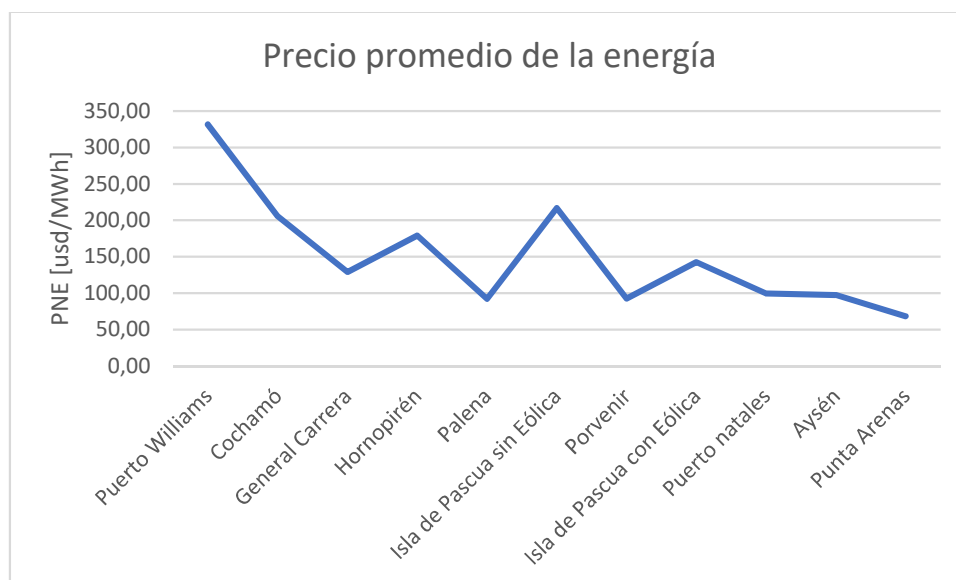


Ilustración 42: Gráfico de precios de la energía por sistema, ordenados por su capacidad instalada.

Como podemos ver la Isla de Pascua queda ubicada en un lugar intermedio entre el sistema más caro y el más barato, siendo la versión con generación eólica la más barata de las dos, sin embargo la versión sin esta tecnología sigue siendo más barata que el sistema eléctrico de Puerto Williams (Comparable en términos de aislamiento con la Isla de Pascua).

Por otro lado, la tarifa actual de la Isla de Pascua se encuentra publicada en la página oficial de SASIPA, esta depende exclusivamente del nivel de consumo del cliente y de si su conexión es trifásica o no. En la Tabla 23 se pueden ver los distintos precios de la energía que se manejan en la isla.

Tarifa Monofásica Consumo Menor a 76 kWh	
Tramos [kWh]	Monto [\$/kWh]
0 a 50	76.7
50 a 75	169.94
Tarifa Monofásica Consumo Mayor a 75 kWh	
Tramos [kWh]	Monto [\$/kWh]
0 a 10	76.7
11 a 75	169.4
75 o más	282.39
Tarifa Trifásica	
Monto [\$/kWh]	
Tarifa única	296.52

Tabla 23: Tarifas eléctricas SASIPA.

Estos precios se encuentran sujetos a una serie de subsidios y poseen un sistema de fijación manejado por la autoridad que incluye más consideraciones que solo el costo de la energía, y por ende son difíciles de comparar con los precios nudo de energía antes mencionados, y por tanto se deben considerar sólo con carácter referencial e informativo.

5 Modelo de la red de media tensión

5.1 Metodología

Como ya se mencionó antes esta es la segunda parte de la metodología de este trabajo, en donde se tomarán los resultados del modelo de expansión óptimo del sistema y se llevarán a generación distribuida para un caso, con el objetivo de analizar el comportamiento de la red, en función de los problemas de tensión y corriente que se puedan detectar a lo largo del sistema, ante diferentes niveles de generación y consumo entregados por el escenario obtenido con el modelo PET del sistema eléctrico de la isla que incluye mayor generación solar. Por lo visto en la documentación de la actividad participativa que realizó el Centro de Energías de la Universidad de Chile (detallado antes en el capítulo 2.4.1), la comunidad de la Isla de Pascua demostró un gran interés en la configuración distribuida de la generación.

5.1.1 OpenDSS

Antes de detallar la metodología con la que se modeló la red de media tensión de la isla, es importante describir la plataforma con la cual se realizaron los cálculos de flujo de potencia para este propósito. La herramienta utilizada fue OpenDSS, que es capaz de simular sistemas de distribución, esta es un software abierto que se puede trabajar desde una interfaz simple con el usuario, que viene incluida en forma de ejecutable con el programa, pero su uso suele ser abordado desde COM a través de una serie de otros lenguajes de programación, en este caso en particular el lenguaje utilizado fue Python, con el cual se fabricó un código que utiliza OpenDSS como motor de cálculo del flujo de potencia, y analiza los resultados entregados por este. Si bien en un inicio esta herramienta fue diseñada para resolver problemas de utilidad para redes de distribución, actualmente se ha utilizado para todo tipo de problemas con relación a Redes Inteligentes, y el programa se encuentra en constante expansión para abordar nuevos análisis.

Este programa es más cercano a un programa de análisis de flujo de armónicos, a un análisis dinámico, que al clásico programa de flujo de potencia. Esto se debe en parte a que su definición del sistema eléctrico no se basa en nodos de una red sino en los componentes de estas y los nodos a los que se encuentran conectados son definidos a medida que son mencionados en los demás objetos del sistema, en otras palabras al definir un componente de la red se crearan los nodos nuevos mencionados en él componente, permitiendo un mayor dinamismo en la configuración de la red. *“It is easier to make a harmonics flow simulation program solve the power flow problem than the opposite”* [17] que en español significa que es más fácil hacer que un programa de simulación de flujos armónicos resuelva en problema de flujos de potencia que lo contrario.

La construcción básica del circuito en OpenDSS consta de dos elementos primordiales, los elementos de entrega de poder (Power Delivery Elements) y los elementos de conversión

de poder (Power Conversion Elements). Estos elementos representan respectivamente; líneas, transformadores y otros elementos que permitan llevar energía de un nodo a otro; y cargas, generadores, y todo lo que permiten tomar o entregar energía al sistema. Al ser definidos estos elementos se les asocia un Bus con nodos, el cual, como ya se dijo antes, no tiene por qué estar previamente definido ya que la mención de este en un elemento lo definirá. En OpenDSS los buses y los nodos no son lo mismo, a diferencia de otros programas los buses poseen nodos y por lo tanto los nodos son parte de este, al igual que en otros elementos del sistema cuya definición incluye la cantidad de nodos que posee especificada en el Bus al que se conecta. Esto último permite una visión del sistema en función de los nodos viendo las fases por separado (posibilidad de flujos de potencia multi-fases y por tanto desbalanceados). En la Ilustración 43 se encuentran un ejemplo de un elemento de transporte de energía y uno de transformación, en los que se pueden apreciar los nodos asociados a las terminales de estos elementos.

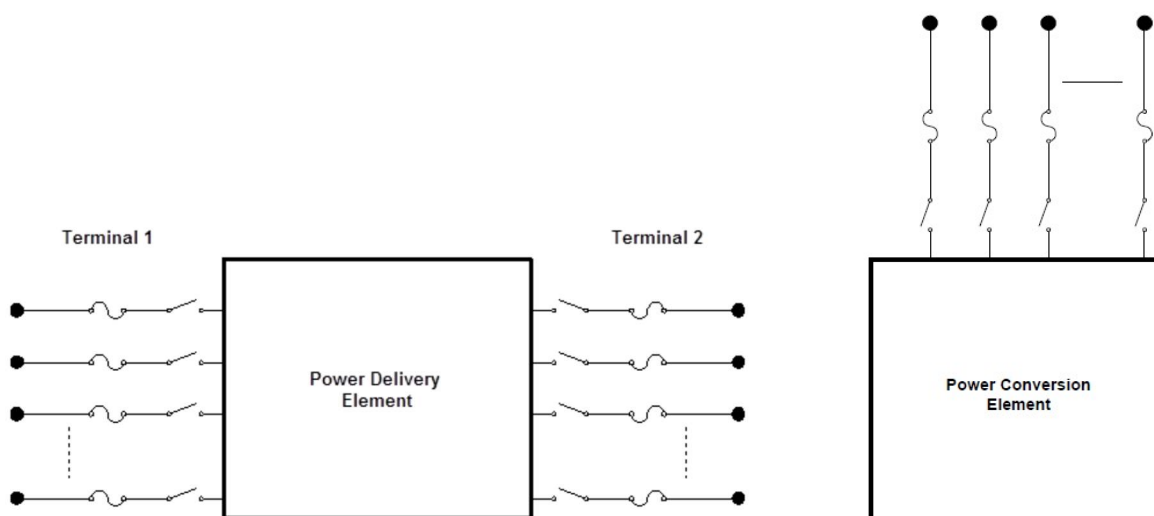


Ilustración 43: Definiciones de elementos de transporte (Izquierda) y transformación (Derecha).

Estos dos elementos, si bien son los más utilizados en un sistema y definen la estructura de la red, no son los únicos elementos disponibles en este programa. Existen una serie de elementos con variados propósitos, como la medición o control del sistema eléctrico, algunos de estos definen parámetros de otros elementos, como por ejemplo los datos de una línea, o la forma de un perfil de generación. OpenDSS es un software abierto de libre acceso cuya comunidad está constantemente mejorando y buscando nuevos métodos para simular sistemas eléctricos de distribución. El sistema cuenta con el apoyo de manuales y un foro donde se discuten preguntas, avances, y errores que la comunidad pueda identificar, los cuales ayudan al entendimiento y aprendizaje de cualquiera que busque entender y utilizar esta herramienta.

5.1.2 Paso de PET a OpenDSS

Tal como se explicó al principio de la metodología del modelo de expansión de la red, este trabajo cuanta con dos partes de análisis del sistema, el primero es la realización de una

serie de escenarios óptimos de generación con distintas combinaciones de tecnologías, el cual se realizó con PET y se encuentra detallado en secciones anteriores (Capítulo 4), y el segundo es la simulación de un día de funcionamiento de la red con los datos de despacho de un escenario con alta capacidad de generación distribuida, modelando la red de media tensión en OpenDSS. En la Ilustración 44 Se puede ver un diagrama de flujo que explica cómo se relacionan los resultados del modelo de expansión de la red, con la simulación del sistema con OpenDSS.

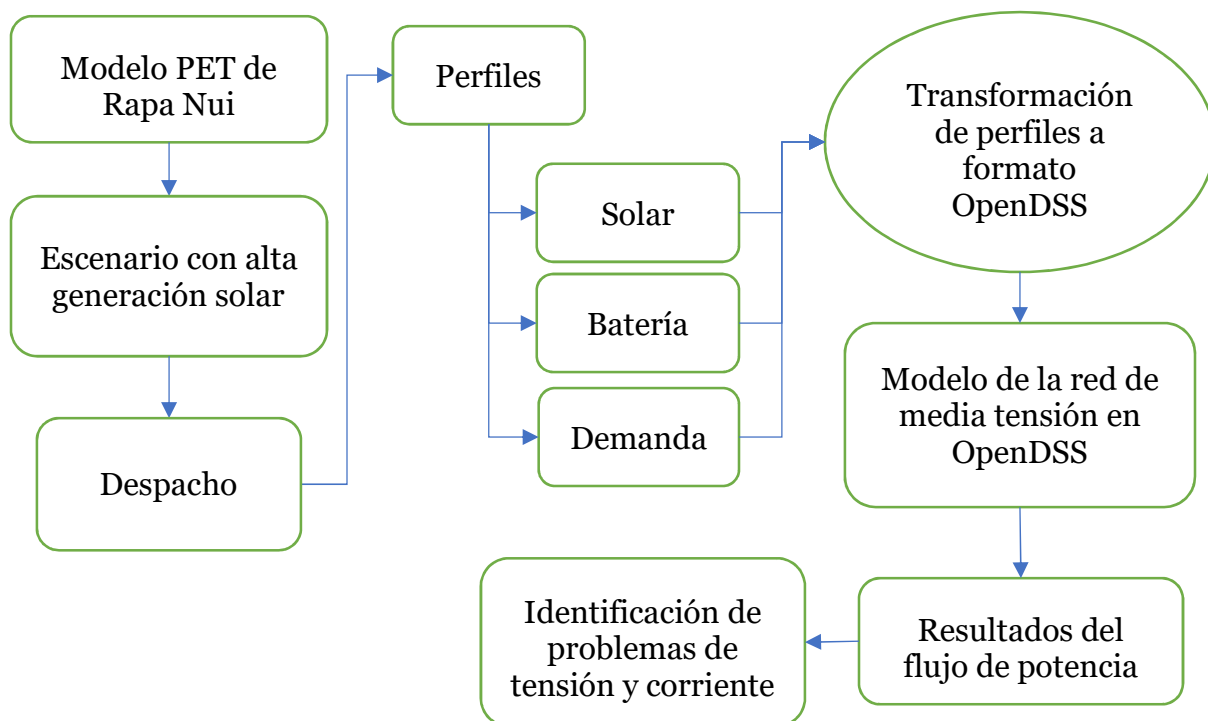


Ilustración 44: Proceso de modelación de un escenario obtenido de PET en el modelo de la red de media tensión.

5.1.3 Construcción de la red de media tensión (Red MT)

Para la descripción de la red se tomaron los datos del plano unilíneal de la red de Isla de Pascua, facilitado por el Ministerio de Energía, y se traspasaron a un archivo Excel de fácil lectura para el programa en Python. Como se puede ver en el plano de la isla en el Anexo-sección 8.2.4 el sistema cuenta con dos alimentadores unidos por seccionadores que durante la simulación se consideraron desconectados, además en la entrada de estos alimentadores se encuentra un transformador de subida que eleva la tensión de los generadores a 6,6kV, tensión base del sistema (tensión MT de la Isla de Pascua). Además de definir el transformador con cambiador de TAP a la entrada del circuito se coloca un regulador de voltaje que permite mantener el TAP en la posición correcta para nivelar la tensión en la red y que no existan problemas de tensión de base.

Las líneas de la red se obtienen de los documentos que acompañan al plano de la red, en estos se definen las líneas, con un largo, una conexión a dos nodos de la red, y un tipo de conductor de entre los tres utilizados en el sistema. En la Tabla 24 se pueden ver los tres tipos de conductores con su resistencia y reactancia, todos estos son trifásicos y de cobre. En los Anexos-secciones 8.2.1 y 8.2.2 se pueden ver las conexiones de las líneas con sus respectivos nodos y otras características, a modo de ejemplo en la Tabla 25 se ve un extracto de las tablas en anexos. Las líneas del alimentador A(1) poseen un largo total de 12.05 [km] y las del alimentador B(2) alcanzan los 28.7 [km], dando un largo total de líneas de 40.75 [km].

Conductor	R [Ω /km]	X [Ω /km]
N6AWGCu	1.350	0.392
AWG1_oCu	0.335	0.335
35_mm2	0.532	0.357

Tabla 24: Tipos de conductor utilizados en el modelo de red.

ID	Nodo 1	Nodo 2	Largo [M]	Fases	Tipo de Cable	Ampacidad [A]
1a	1	2	41.9	3	AWG1_oCu	282
6a	7	8	440	3	35_mm2	209
20a	19	26	160.95	3	N6AWGCu	124
4b	3	5	41.92	3	AWG1_oCu	282
5b	5	6	66.8	3	N6AWGCu	124
27b	30	30_1	460	3	35_mm2	209

Tabla 25: Extracto de los datos de líneas de la red, tabla completa en Anexos-sección 8.2.

Los transformadores de bajada del sistema se definieron como cargas trifásicas, asociadas a un perfil de carga como el de la Ilustración 23, este perfil se entrega con valores de demanda agregada del sistema y luego se pondera por una fracción que representa la participación de esta carga o transformador de bajada en la demanda total. El dato de la fracción de demanda se obtuvo de los archivos suministrados por el Ministerio de Energía en los cuales se especifica el consumo anual de los distintos transformadores de bajada. En la Ilustración 45 se puede ver un histograma de los transformadores de bajada de la red de media tensión, en la que se aprecian los transformadores por capacidad de potencia. En la Tabla 26 se muestra un extracto del anexo 8.2.3 en donde se especifican los datos de cada transformador utilizados para definir las cargas del modelo.

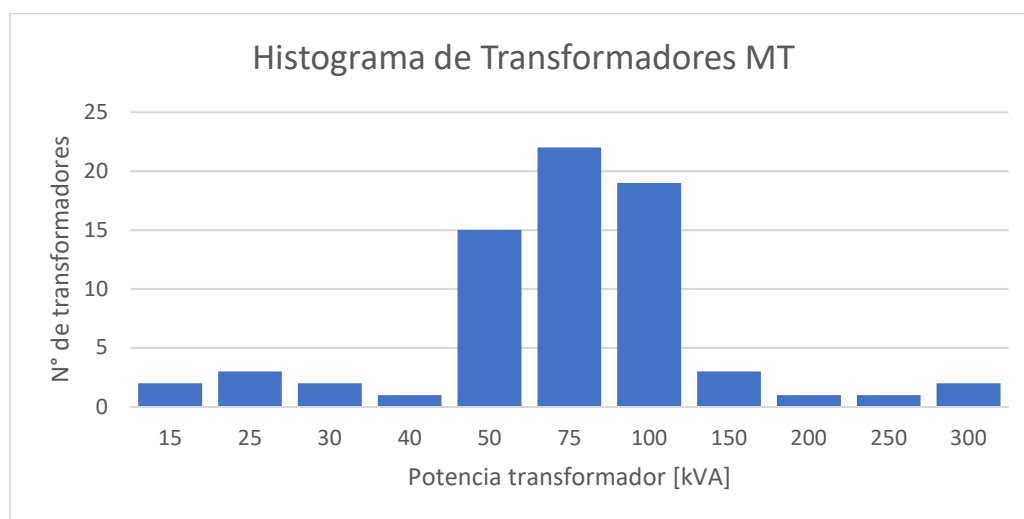


Ilustración 45: Histograma de transformadores de media tensión.

ID	Nodo	S_KVA	Clientes	Res ¹⁶	NoRes ¹⁷	Fracion_Dem ¹⁸	Alimentador
SE1	1b	150	1	0	1	0.00198075	2
SE2	4b	50	1	0	1	0.02542329	2
SE3	5a	75	39	35	4	0.01414647	1
SE4	11b	50	1	0	1	0.02452462	2
SE5	23b	50	6	2	4	0.00239891	2

Tabla 26: Extracto de los datos de transformadores de bajada, Tabla completa en Anexos-sección 8.2.

La generación solar obtenida en los resultados del modelo de expansión de la matriz energética del sistema se agregó en forma distribuida, colocando generadores solares en cada uno de los nodos con transformadores de bajada, a estos se les asocio un perfil de generación solar obtenido del despacho entregado por los resultados del modelo PET. Al igual que en el caso de las cargas se repartió la generación solar en función de la porción de demanda de cada nodo. Además de estos generadores se distribuyó el almacenamiento en base a baterías las cuales se dividieron de nuevo con la misma fracción que la demanda y la generación solar. Las baterías, al igual que las cargas y los generadores, se encuentran asociadas a un perfil de carga-descarga, el cual se obtuvo del despacho resultado de la análisis de la matriz energética.

¹⁶ Clientes residenciales

¹⁷ Clientes no residenciales

¹⁸ Fracción de la demanda

5.1.4 Descripción de la solución y perfiles

La solución del flujo de potencia que se ejecuta en este programa (OpenDSS) es para un día (domingo de febrero) de funcionamiento de la red, además, este se representa en minutos teniendo un total de 1440 minutos en el día y por lo tanto esta misma cantidad de valores deben representar a cada perfil. Como ya se mencionó en una sección anterior existen tres perfiles utilizados para representar las variables temporales en este flujo, el perfil de demanda, el perfil solar, y el perfil de carga-descarga de las baterías. En la Ilustración 46 se puede ver el despacho utilizado para el escenario de tecnologías solar, diésel, y almacenamiento en baterías para el 2019 obtenido de los resultados de la expansión óptima del sistema realizada con PET.

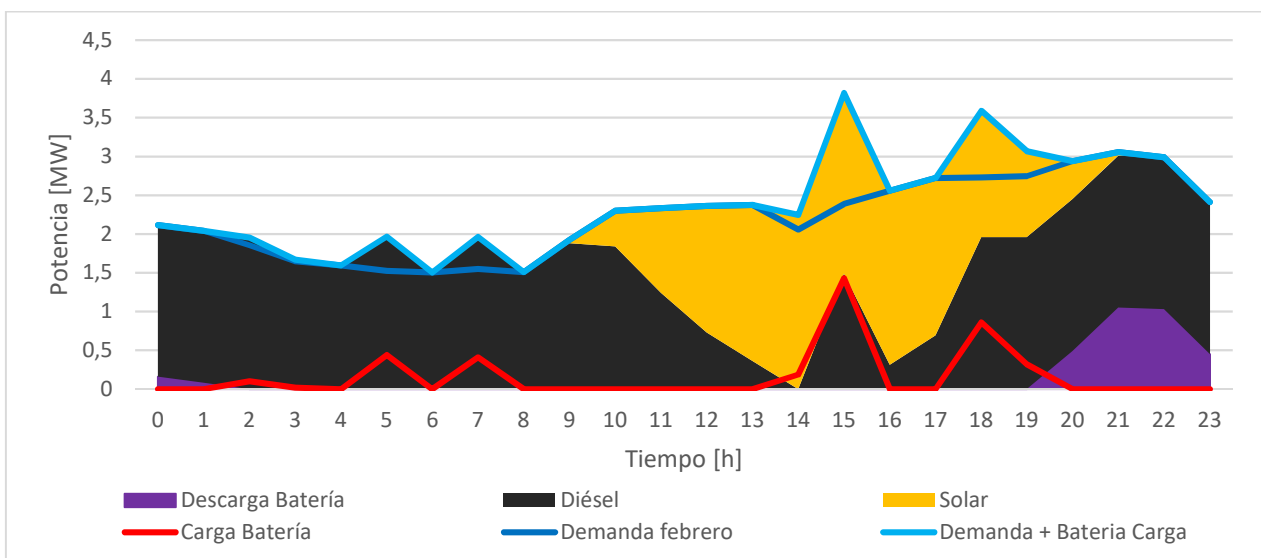
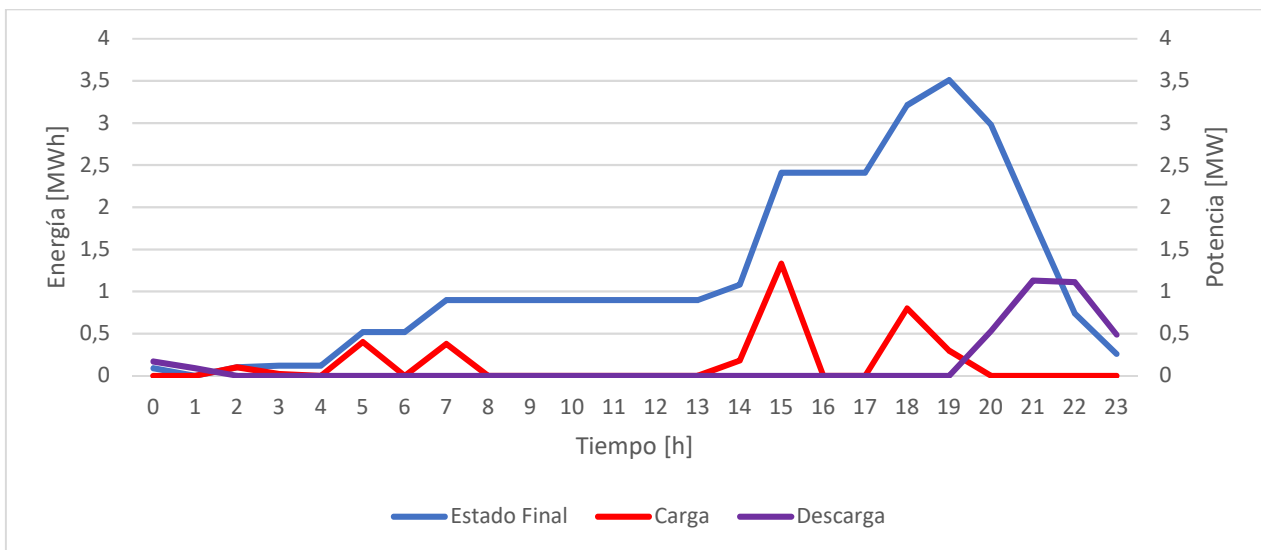
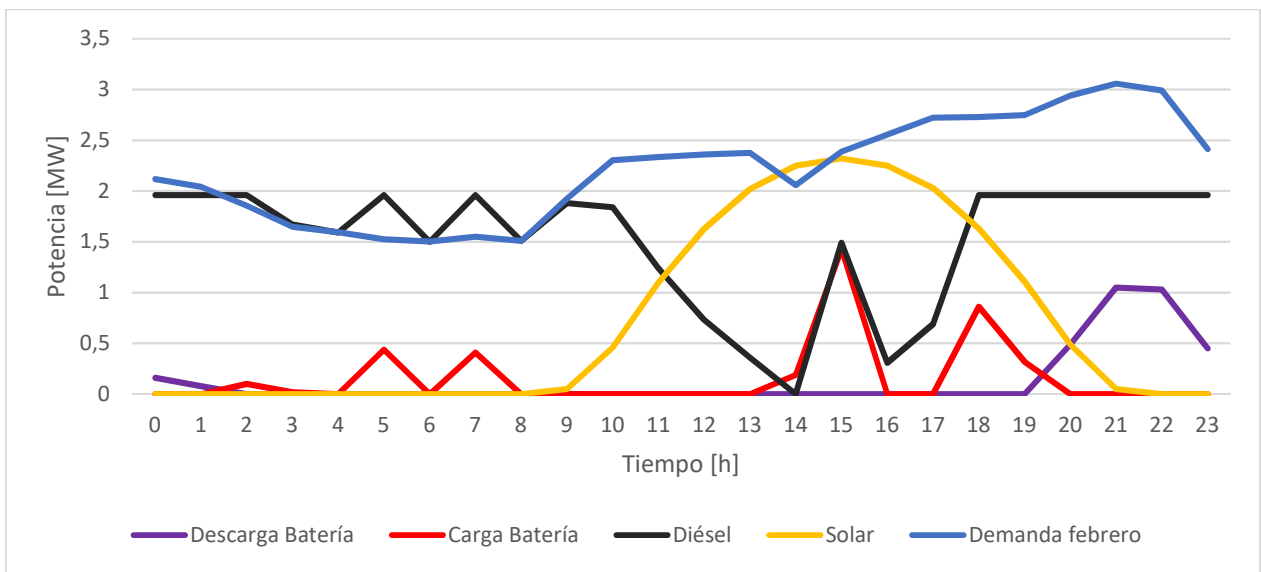


Ilustración 46: Despacho 2019 para el escenario con generación, solar, diésel, y almacenamiento en baterías. Gráfico de despacho (A), estado de carga de la batería (B) y despacho agregado (C).

Como podemos ver en la Ilustración 46(A) existe una curva para la demanda, una para la generación solar, una para la generación diésel, y dos para la batería. La razón por la que se presentan dos curvas de batería es que estas difieren en signo, la curva “Batería Carga” representa el consumo de la batería al cargarse, en cambio la otra representa su entrega de energía al sistema, lo cual se puede ver mejor en (B). En la Ilustración 46(C) se puede ver una representación en área del despacho, la cual permite ver de forma más clara que la generación coincide con el consumo, considerando como generación, al despacho solar, diésel, y de la batería, y consumo la suma de la demanda con la carga de la batería. Para ingresar estos datos al modelo de OpenDSS es necesario adecuar las curvas que se tienen de 24 horas a 1440 minutos, esto se hace generando una curva cuadrada que mantiene cada dato de las 24 horas durante los 60 minutos que le corresponde.

Al igual que para el caso anterior se utilizó el despacho del mismo escenario, pero al final del periodo de cálculo del modelo de expansión óptima. En la Ilustración 47 Se puede ver el despacho del año 2033 para el escenario de generación solar, diésel, y almacenamiento en baterías. En este caso existe tanto una mayor demanda, como una mayor generación solar.

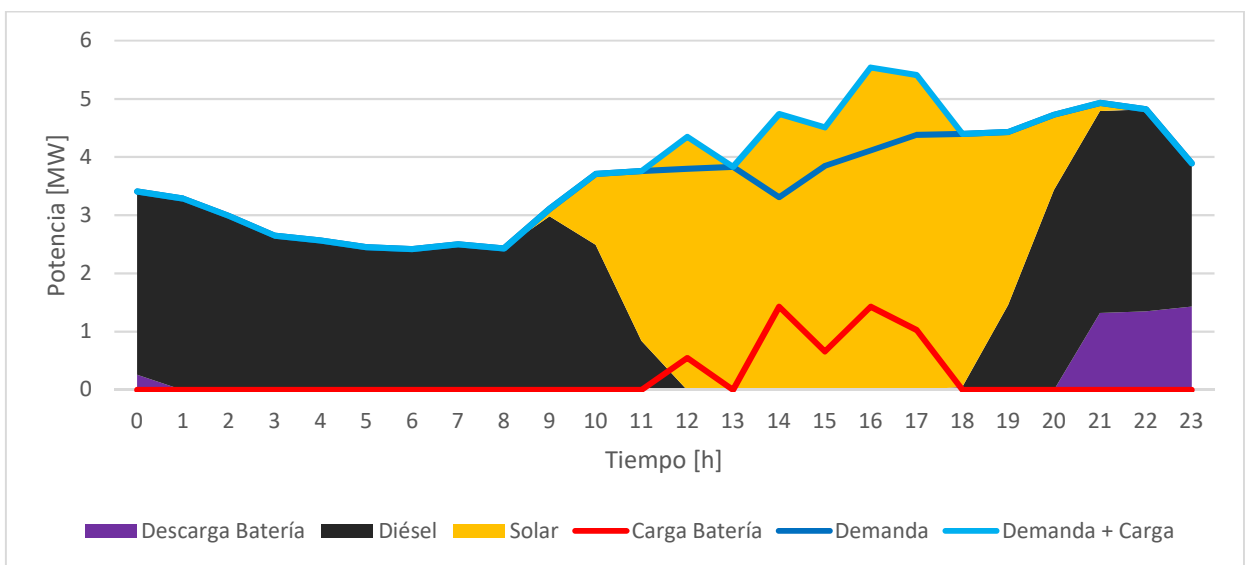
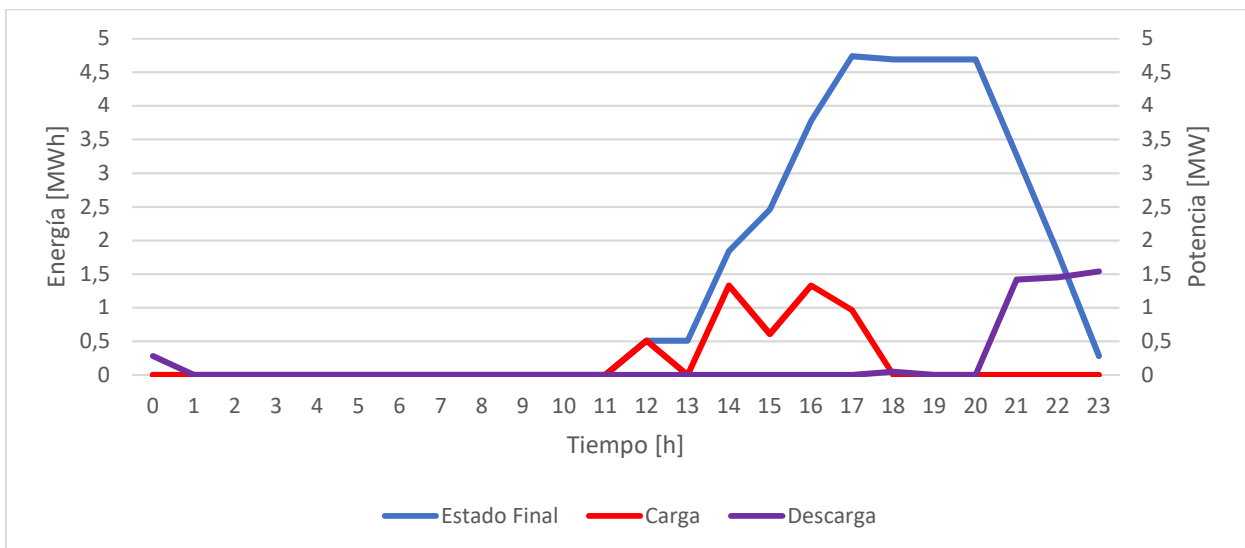
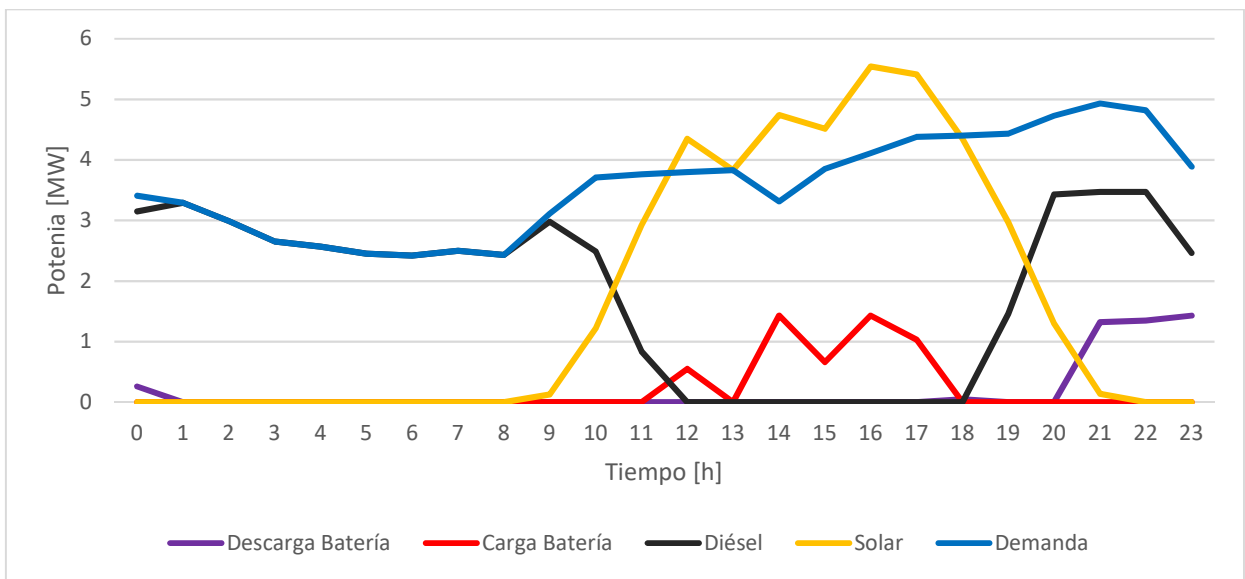


Ilustración 47: Despacho 2033 para el escenario con generación, solar, diésel, y almacenamiento en baterías. Gráfico de despacho (A), estado de carga de la batería (B) y despacho agregado (C).

Como se puede ver en la Ilustración 47, la batería absorbe el sobrante de la generación solar entre las 11:00 y la 18:00 horas, lo que luego se entrega durante las horas de mayor demanda y algunas horas de la noche.

5.1.5 Análisis de problemas en la red

Para la revisión de los problemas de tensión y la visualización en general de la simulación de la red de media tensión se utilizaron “monitores”, un objeto de OpenDSS que permite revisar la evolución temporal de las variables (voltajes, corriente, potencia, etc.) de otros objetos tales como, líneas, cargas, generadores, y baterías. En el caso de los problemas de tensión y corriente, se revisaron cargas y líneas respectivamente.

Para los problemas de tensión se utilizaron dos criterios para decidir si se percibían problemas de tensión, ambas partes de la norma de límites de tensión en sistemas de distribución de baja densidad [18]. En la Tabla 27 Se puede ver las normas de regulación de la tensión.

Nivel de tensión	Densidad de la red	Alta y media [%]	Baja y muy baja [%]
Baja tensión		±7.5	±10.0
Media tensión		±6.0	±8.0

Tabla 27: Norma de tensión en distribución

De acuerdo con la normativa vigente los límites de Tabla 27 no deben ser superados por el promedio móvil de 10 minutos de los voltajes el 95% del tiempo, para ello se utilizan 7 días de medición, pero en este caso, como aproximación, solo se hizo con el día simulado. Como ya se mencionó antes el límite que se utilizó fue el de baja densidad y media tensión debido a las características de la red. El segundo criterio normativo indica que nunca se debe superar los límites de 1.1 [p.u.] y 0.85 [p.u.] para los promedios de 10 minutos.

En el caso de la corriente, la norma indica no superar la ampacidad del tipo de conductor por el promedio de una hora. Las ampacidades de cada conductor se obtuvieron de la misma fuente que sus datos de resistencia y se entregaron al sistema a través de las tablas que describen las líneas (Anexos-sección 8.2.1 y 8.2.2).

Además de buscar las cargas con problemas de tensión, se programó una herramienta para poder mostrar los transformadores de bajada con problemas de tensión. Esta herramienta toma las coordenadas de cada transformador y la asocia a su condición, con o sin problemas de tensión, para luego generar un archivo fácilmente cargable y manipulable en QGIS (con el fin de visualizar datos).

QGIS es un programa de información geográfica, de código abierto, creado por la Open Source Geospatial Foundation (OSGeo). Es una herramienta capaz de realizar una serie de acciones para visualizar, gestionar, editar y analizar datos geoespaciales de gran tamaño, y diseñar mapas imprimibles. En este trabajo solo se utilizará para visualizar de forma georreferenciada los problemas de voltajes sobre cada una de las subestaciones de bajada (MT/BT), es por esto que no se entrara en detalles respecto de las funciones y otras características, ya que de estas solo se utilizaran una ínfima parte.

5.2 Resultados y análisis

En la metodología se explicó el paso de PET a OpenDSS, en donde se toma el escenario con mayor instalación de energía solar para aplicarlo al funcionamiento de un día de la red de media tensión (Red MT). Para esta operación se tomaron los dos perfiles que se muestran en la sección anterior y se ingresaron como el despacho de los paneles distribuidos a través de la red, además del perfil de carga-descarga de las baterías y la demanda. Por lo tanto en los resultados existen dos principales escenarios sobre los cuales hacer análisis, el despacho de un día del 2019, elegido por su alto nivel de generación y demanda, y el mismo día para una red de 15 años en el futuro, el 2033. Con el objetivo de contrastar dos escenarios de la red, uno actual y otro al final del horizonte de simulación de la expansión del sistema antes descrita, en donde el segundo posee niveles mayores de demanda y capacidad instalada solar, que permiten llevar al sistema a un caso más extremo.

Además de estos dos escenarios se realizaron otras simulaciones para probar distintas situaciones interesantes en la red. Como por ejemplo el cambio del funcionamiento de la red para una inclusión centralizada o distribuida de la batería. También se observó el funcionamiento de la red al 2033 para un aumento del voltaje base que la caracteriza.

Los principales resultados que se obtienen del programa que se desarrolló e implementó para la simulación de la red de media tensión son: el despacho obtenido en la red, los voltajes en función de la distancia respecto al inicio del alimentador y del tiempo, para cada alimentador, y los problemas de tensión y corriente, con la visualización de los primeros en la red.

5.2.1 Operación 2019

El primer resultado obtenido es la respuesta de la red ante el despacho de un día del 2019, para el escenario de mayor generación solar. El despacho utilizado para este caso tiene una demanda máxima un poco mayor a los 3.0 [MW], y un máximo de despacho solar cercano a los 2.4 [MW], ambos desfasados alrededor de 6 horas, además la batería tiene un máximo de demanda de 1.5 [MW] y su despacho no supera los 1.05 [MW], esta última utilizada para amortiguar las horas de máxima demanda. En la Ilustración 48 se encuentra el resultado de la representación del despacho luego de ingresarlo al modelo de

la red de media tensión. En este se pueden ver la demanda agregada de las cargas de la red, la generación agregada de los paneles distribuidos, y el despacho agregado de las baterías distribuidas. Además, se encuentra la visión del transformador al inicio de los alimentadores, este representa la entrega de los generadores diésel para completar el despacho de la red.

En cuanto a los signos de las curvas, observando la Ilustración 48, es importante mencionar que no son los mismos para todas, si se considera la demanda como signo positivo, se debe considerar que a la curva de generación solar se le aplico un signo negativo para que estuviera en la misma dirección que la demanda, la potencia vista por el transformador de subida en la cabecera de los alimentadores tendría el mismo signo que la generación solar, y la batería el mismo signo que la demanda. La batería además tiene dos situaciones, una de carga y otra de entrega, en este caso se pusieron ambas en una misma curva, así cuando su signo es positivo esta se encuentra consumiendo energía para cargarse, y al ser negativo se está descargando, entregando energía al sistema.

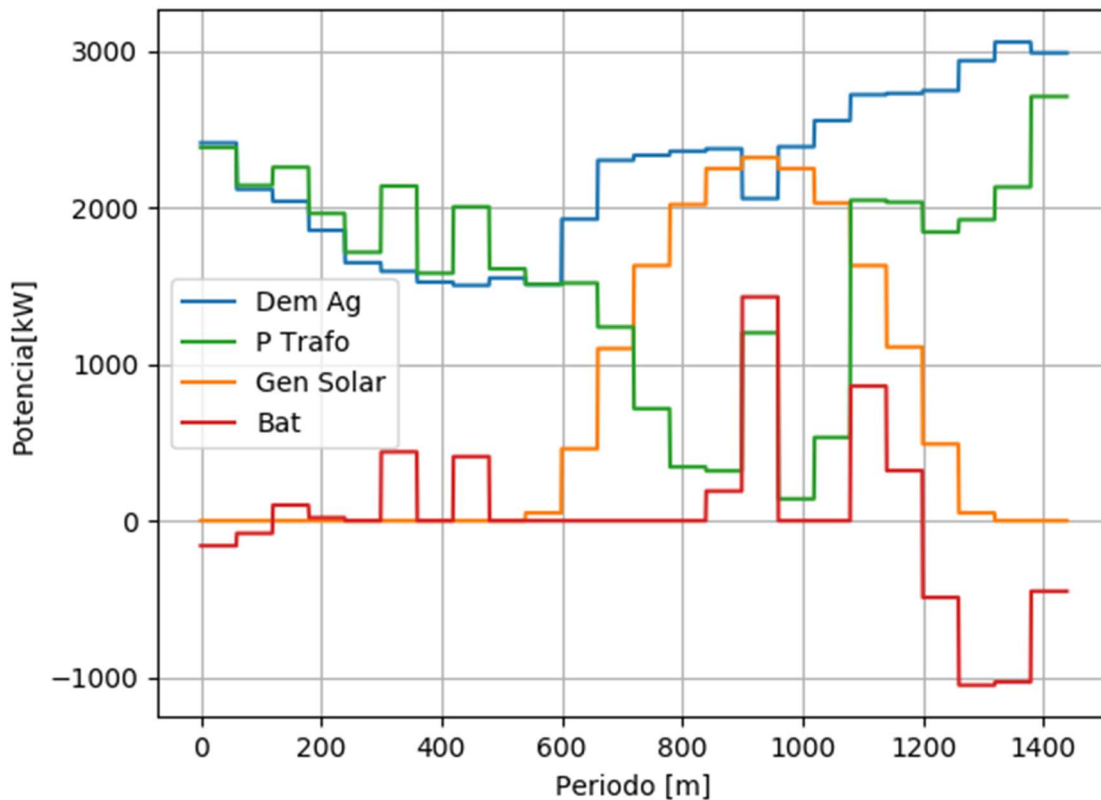


Ilustración 48: Resultado de despacho red de media tensión, caso 2019.

Como podemos ver en la gráfica anterior, existe una pequeña diferencia entre la potencia vista por el transformador de subida de la cabecera de los alimentadores con el despacho de energía diésel del 2019, mostrado en la Ilustración 46. Esto se debe a que los cables del modelo de la red tienen asociadas una impedancia que genera pérdidas de distribución, las que explican la diferencia entre los dos despachos, en los periodos en los que solo

funciona el generador diésel. Si bien no es muy notorio en los resultados del 2019 las pérdidas asociadas a distribución disminuyen gracias a la generación distribuida, ya que al haber autoconsumo en las horas de sol y en las que se utiliza la batería existe menos flujo de potencia por la red. Esto se notará de mejor manera en los resultados del 2033. La potencia que ve el transformador representa la entrega de energía de los generadores diésel, que entregan lo que sea necesario para cubrir la demanda que no es suministrada por la energía solar y la batería.

Para una mejor visualización de la tensión en la red los gráficos de superficie de la Ilustración 49 y la Ilustración 50 muestran una representación 3D de los voltajes en los transformadores de bajada de la red (MT/BT), en función del tiempo y la distancia del transformador, en el que se mide la tensión, a la cabecera del alimentador en donde se encuentra la subestación de subida (Subestación Primaria).

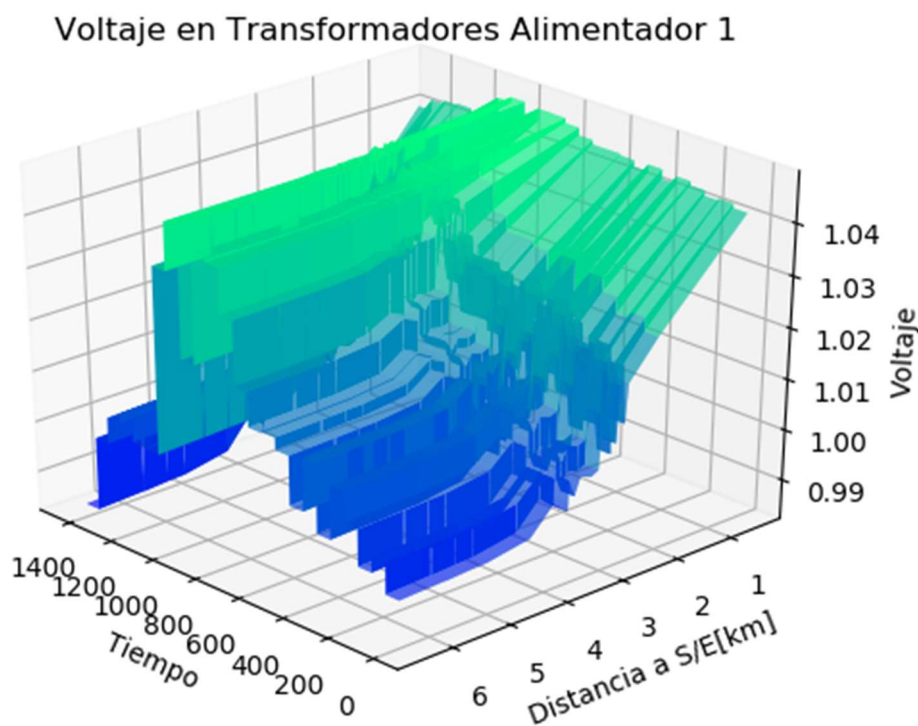


Ilustración 49: Voltajes en los transformadores de bajada del alimentador 1, 2019.

Si se observa el eje de voltaje de la gráfica del Alimentador 1 se puede ver que los voltajes se encuentran limitados entre 0.99 [p.u.] y 1.04[p.u.], lo cual implica que no hay problemas de tensión en este alimentador. Si bien en general se puede ver la característica bajada de tensión debido al alejamiento del alimentador, esto se pierde en las horas de mayor generación solar, debido a la configuración distribuida de esta. Es importante mencionar que la simulación de la red se realizó en forma radial y no hay operación enmallada.

En la gráfica del Alimentador 2 se pueden ver límites de tensión entre 0.92 [p.u.] y 1.04 [p.u.], lo que implica que, al igual que en el Alimentador 1, no existen problemas de tensión en este, pero el nivel más bajo de tensión se encuentra bastante cercano al límite inferior de la norma de tensión en distribución. De nuevo se genera una constante del nivel de voltaje en función de la distancia en las horas de mayor generación solar, debido al alto nivel de autoconsumo que disminuye los flujos de potencia y las caídas de tensión. A diferencia del Alimentador 1, el Alimentador 2 posee distancias entre los transformadores de distribución y la cabecera del alimentador mucho mayores, esto genera mayores caídas de tensión que en el caso anterior, además los mayores consumos se encuentran cercanos a la mitad de distancia entre al transformador más lejano y la cabecera. Entre los consumos a la mitad del alimentador se encuentra el hospital Hanga Roa, el cual representa al 15% del consumo de la red, razón por la cual existe una gran caída de tensión en este alimentador

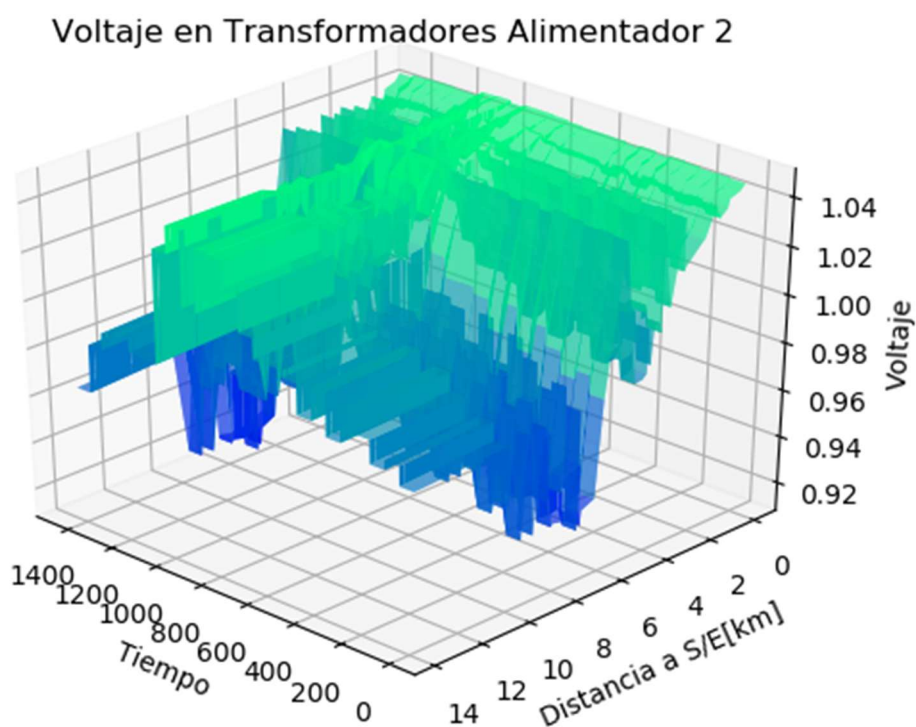


Ilustración 50: Voltajes en los transformadores de bajada del alimentador 2, 2019.

Para una mejor vista de cómo cambia la tensión, en función de la distancia entre el transformador de bajada en que se hace la medida y la cabecera del alimentador, en la Ilustración 51 y la Ilustración 52 se aprecian cuatro gráficos que representan esta caída de tensión, separados en alimentadores y en dos instantes de tiempo relevantes, la hora de mayor demanda (21:30) y la de mayor generación solar (15:00).

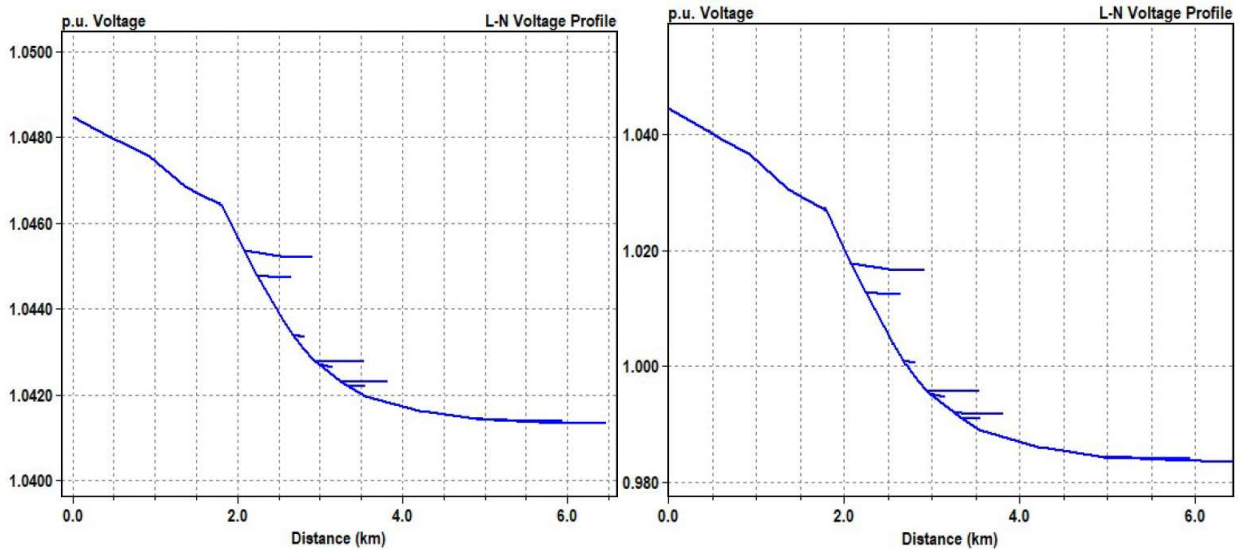


Ilustración 51: Voltaje en los transformadores de bajada para las horas punta de generación solar (izquierda) y punta de demanda (derecha), en el Alimentador 1, el 2019.

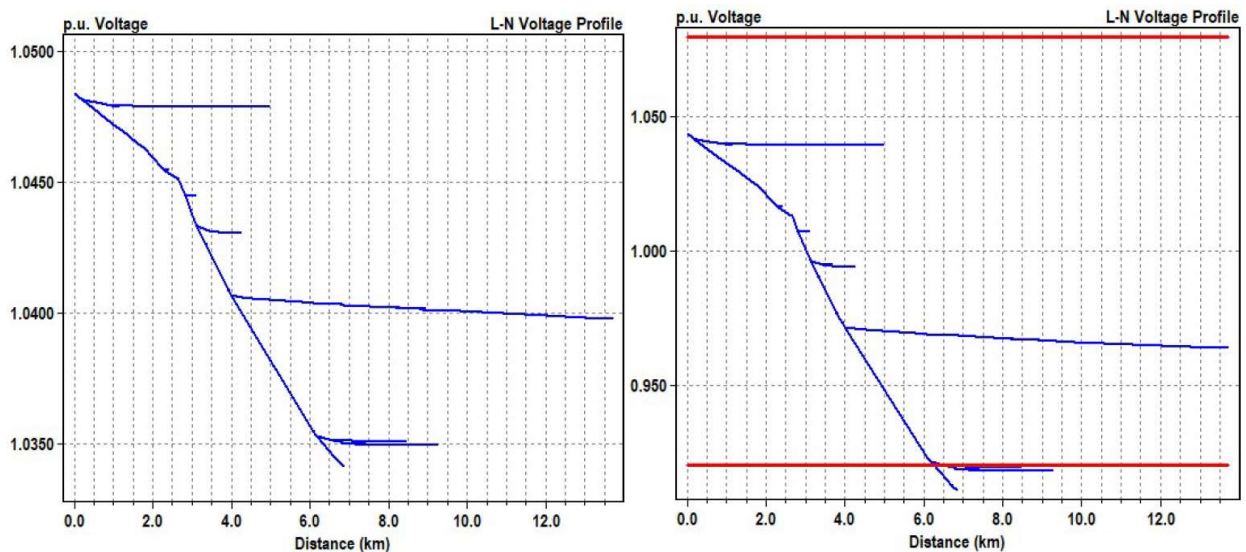


Ilustración 52: Voltaje en los transformadores de bajada para las horas punta de generación solar (izquierda) y punta de demanda (derecha), en el Alimentador 2, el 2019.

En estos gráficos se aprecia de mejor manera la caída de tensión en función de la lejanía de los transformadores de la cabecera del alimentador. Si bien no existe una gran diferencia en la forma de la caída de tensión, al comparar hora punta de demanda y punta de generación solar, es claro que todas las tensiones son mayores en los gráficos de punta solar. Para la presentación de la caída de tensión en estos gráficos se utilizó una función de OpenDSS, que permite graficar la caída de tensión a través de las líneas del sistema desde la cabecera del alimentador, calculando la distancia a través de las líneas de cada carga hasta la cabecera, graficando la tensión en estas, y manteniendo las relaciones entre las líneas del sistema, así se generan “ramas” de caída de tensión que representan las bifurcaciones del sistema de transmisión de media tensión.

De los gráficos anteriores se puede apreciar que efectivamente la tensión baja constantemente al alejarse los transformadores de la cabecera del alimentador (aumento de impedancia equivalente a través de la red), y si uno sigue las líneas se encontrará que los voltajes mantienen esta caída constante siempre y cuando se vean los transformadores de una misma bifurcación. Las líneas rojas que se pueden ver en la gráfica son los límites de tensión establecidos por la normativa vigente, y si bien existen algunos transformadores que traspasan la línea inferior, en el segundo alimentador durante la hora de mayor demanda, esto no significa que existan problemas de tensión, ya que este límite ($V > 0.92$ [p.u.]) a de traspasarse por más del 5% del tiempo para que sea considerado un problema de voltaje, lo que sería diferente si el límite ilustrado fuera 0.85 [p.u.] el cual no se debe traspasar en ningún momento.

En esta simulación del sistema no se detectaron problemas de voltaje ni de corriente, la red logra funcionar de forma correcta con la inclusión de generación y almacenamiento distribuidos. Lo que demuestra que la red de Isla de Pascua puede ser parcialmente distribuida sin incurrir en problemas de tensión, al menos en la actualidad, siguiendo las preferencias de la comunidad Rapa Nui.

Si bien se utiliza un mapa, generado con QGIS, para identificar los transformadores con problemas de voltaje a lo largo de la red, en este caso como no se generaron problemas de tensión, el mapa de la Ilustración 53 solo muestra los puntos donde se encuentran los transformadores de distribución.

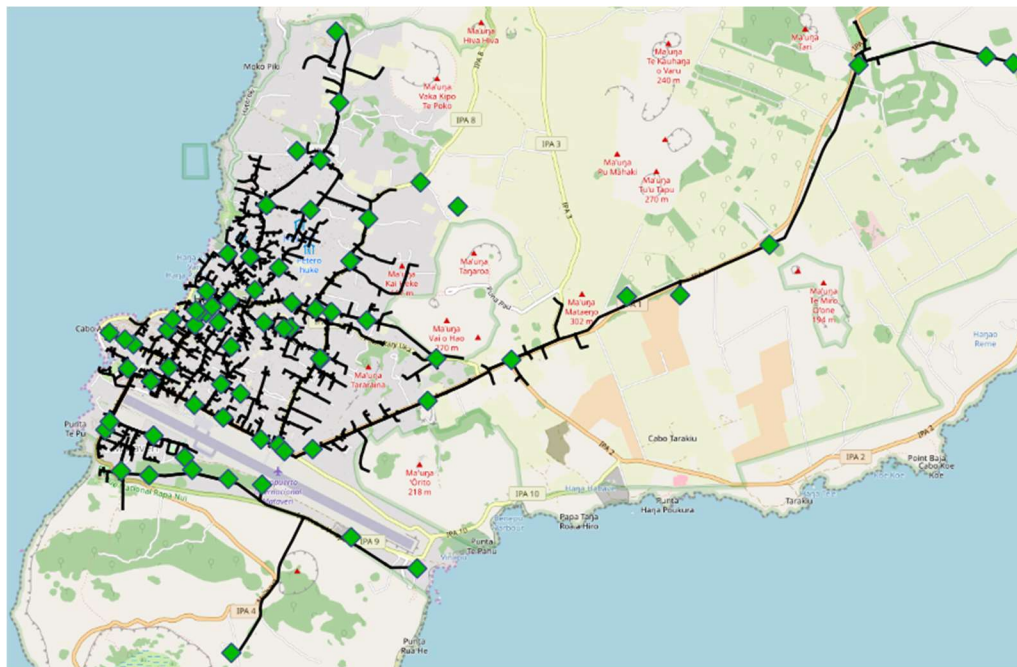


Ilustración 53: Mapeo problemas de voltaje red MT 2019.

Este mapa de los problemas de tensión está basado en datos de geo localización de líneas y de transformadores, entregado por el Ministerio de Energía, estos datos son referenciales y no eléctricamente correctos. Por lo anterior es que se pueden visualizar transformadores fuera de las líneas, la red se coloca como referencia espacial, lo importante es la visualización de los transformadores con problemas de tensión, los cuales se verán mejor en los casos siguientes que poseen problemas de voltaje.

Los resultados del funcionamiento de la red del 2019 muestran que, de implementarse los cambios sugeridos por el modelo de expansión óptima, no se producirían problemas en la red de media tensión. Por otro, lado las gráficas de voltaje han demostrado que, si bien no se presentan problemas de tensión ni corriente en la red, los niveles de tensión son cercanos a los mínimos permitidos, por lo cual se podrían presentar problemas de voltaje de subir la demanda del sistema, si es que el cambiador de TAP no es suficiente.

5.2.2 Operación 2033

Esta sección describe los resultados de tomar el despacho del mismo escenario PET con mayor generación solar y seleccionar el mismo día de la semana, domingo de febrero, pero 15 años después, el 2033. La gran diferencia de este caso con el anterior son la dimensión de los perfiles, si antes teníamos demandas de alrededor de 3.0[MW] en este caso la demanda alcanza casi los 5 [MW] en la hora punta, de la misma manera la capacidad instalada de generación solar es mayor, alcanzando valores de hasta 5.54 [MW]. Si bien la capacidad instalada de la batería no cambia, ya que esta fue instalada al principio del periodo y no puede cambiar en el tiempo, en este caso se utiliza su máxima capacidad de potencia tanto en la carga como en la descarga.

En la Ilustración 54 se puede ver el despacho de un día de funcionamiento del sistema para el año 2033. Al igual que en el caso anterior se cambiaron los signos de la generación solar y de la potencia del transformador de subida a la cabecera del alimentador, para que coincidieran con la demanda y fuera más fácil compararlos.

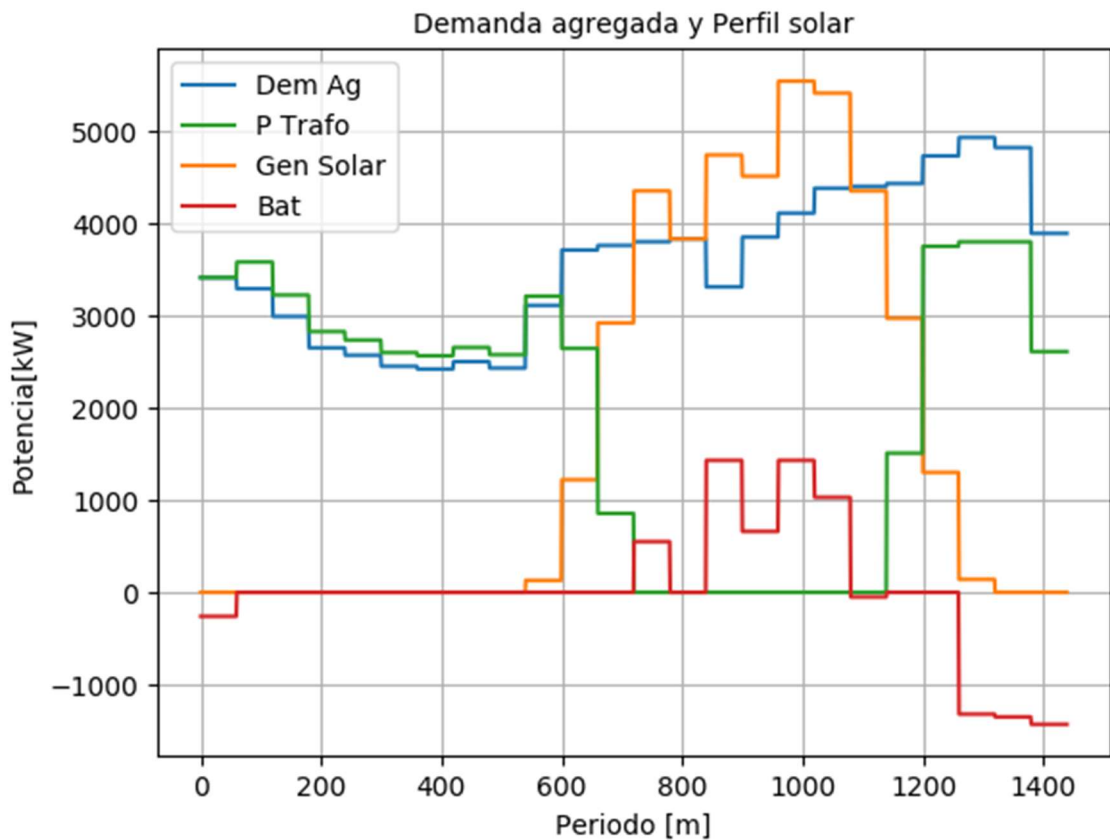


Ilustración 54: Resultado de despacho red de media tensión, caso 2033.

En la gráfica anterior se puede ver que entre los 720 y los 1140 minutos (12:00 a 19:00) la batería funciona siguiendo al perfil solar, cargándose con toda la energía que no se utiliza para cubrir la demanda. Lo anterior genera que el perfil de potencia entregada desde el transformador, que representa a la generación diésel, sea cero durante este periodo.

En las gráficas de la Ilustración 55 y la Ilustración 56, se pueden ver los voltajes de los alimentadores en función de la hora del día y de su distancia respecto a la cabecera del alimentador. Aquí se puede ver otra vez el periodo en que la generación solar logra suplir por completo la demanda de los consumos y de la batería, ya que existe un periodo en que no cambia el voltaje de ninguno de los transformadores. Lo anterior es gracias a que la generación solar se encuentra distribuida, y por lo tanto las cargas en ese instante no inyectan ni retiran energía de la red dejando el voltaje en todos los puntos igual al de la cabecera de los alimentadores.

Por otro lado en otros instantes de la red, en que no se tiene un nivel de generación solar suficiente para cubrir la demanda, se producen bajas de tensión fuera de la norma. En la Ilustración 56, es en las subestaciones de la mitad del alimentador en la que se ve esta baja extrema de tensión durante varios minutos del día. La razón de esto es que esta zona del Alimentador 2 se encuentra el hospital Hanga Roa, ya descrito antes como la mayor carga del sistema, lo que junto con su lejanía a la cabecera del alimentador, genera que se

sobrepase la norma de baja tensión, en las horas en las que no existe generación solar, la batería no logra suplir por completo la demanda y es el generador diésel el que entrega esta energía. Para resolver este problema se podría realizar una instalación extra, fuera del plan de expansión óptimo, o mover parte de la instalación existente de baterías, de nodos con menos problemas de voltaje al hospital.

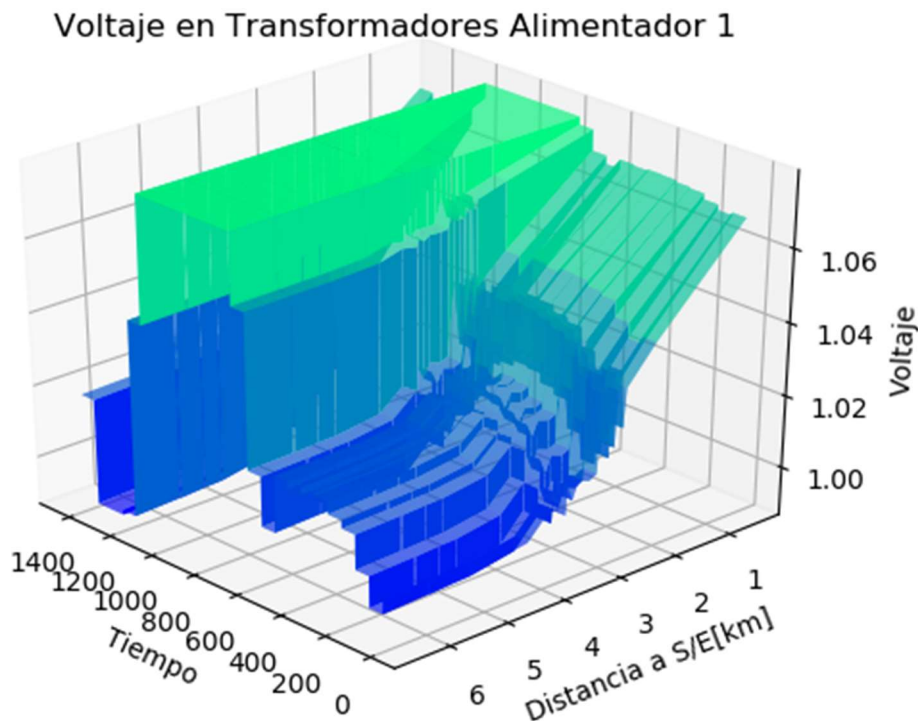


Ilustración 55: Voltajes en los transformadores de bajada del alimentador 1, 2033.

A diferencia del alimentador 1 en que no se encuentran subestaciones con problemas de tensión, en el alimentador 2 donde se encuentra el hospital Hanga Roa son 9 las subestaciones que presentan problemas (tensiones bajo 0.92[p.u.]). En la Ilustración 56 se puede ver estas subestaciones y como un periodo importante del día se ven afectadas, principalmente alrededor de las horas nocturnas en las que no hay generación solar.

Voltaje en Transformadores Alimentador 2

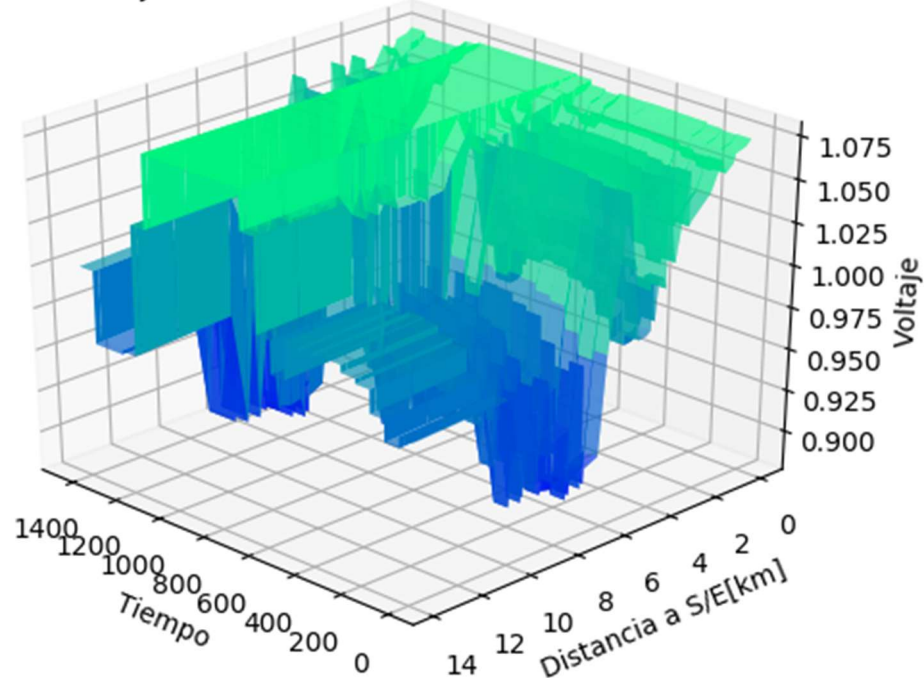


Ilustración 56: Voltajes en los transformadores de bajada del alimentador 2, 2033.

En la Tabla 28 se pueden ver con más detalle las subestaciones con problemas de tensión. Del Alimentador 2 se tiene 9 subestaciones con problemas de tensión con un consumo que representa aproximadamente al 26% del total de la red, 15% del hospital y 11% de las otras, y se encuentran bastante alejadas de la cabecera del alimentador, como se puede ver en la Ilustración 59.

ID	S_KVA	Clientes	Res	NoRes	Fracion_Dem	Alimentador
SE20	100	123	114	9	0.02733924	2
SE21	50	1	0	1	0.01608931	2
SE22	100	184	175	9	0.027283	2
SE39	30	10	10	0	0.00141098	2
SE46	75	96	94	2	0.01115089	2
SE57	300	1	1	0	0.15636921	2
SE58	100	143	142	1	0.01933799	2
SE59	75	30	30	0	0.00283418	2
SE67	75	1	1	0	0.00013083	2

Tabla 28: Subestaciones de bajada con problemas de tensión en el 2033.

En las gráficas de la Ilustración 57 e Ilustración 58 se puede ver con más detalle la particularidad de las horas de mayor generación solar en las que no existen cambios en el voltaje de los transformadores. Además se notan de mejor manera los 9 transformadores con problemas de tensión. Es importante notar que en los periodos de mayor generación solar, que son también los con mayor voltaje, casi se superan los niveles máximos de

tensión, y a pesar de esto existen problemas de baja tensión en el Alimentador 2 en los periodos de mayor consumo, donde la tensión es más baja.

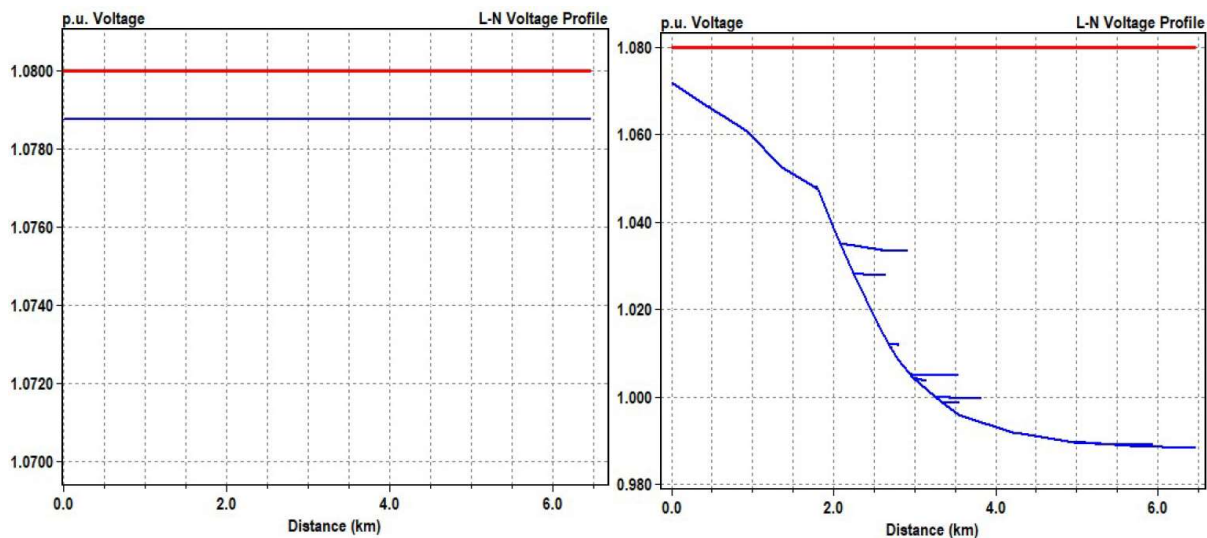


Ilustración 57: Voltaje en los transformadores de bajada para las horas punta de generación solar (izquierda) y punta de demanda (derecha), en el Alimentador 1, el 2033.

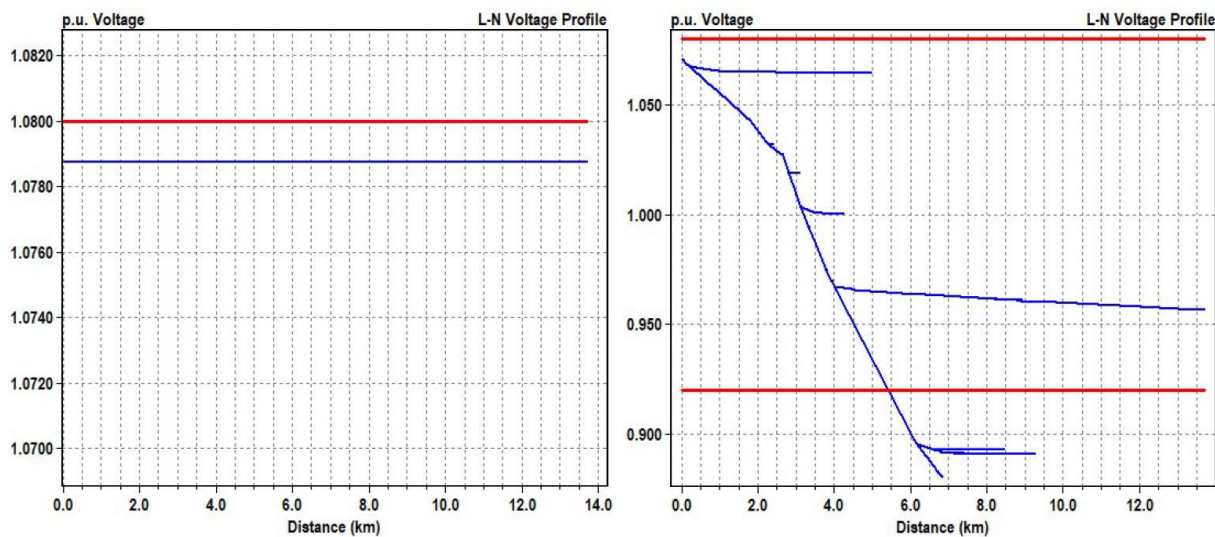


Ilustración 58: Voltaje en los transformadores de bajada para las horas punta de generación solar (izquierda) y punta de demanda (derecha), en el Alimentador 2, el 2033.

Las subestaciones de bajada de la Ilustración 59 con problemas de tensión son pertenecientes al alimentador 2 y se encuentran bastante cerca unas de otras. En este mapa del sistema se puede ver que existen transformadores mucho más lejanos a la cabecera del alimentador (marcada con una **X**) sin problemas de tensión, que los que se encuentran con problemas de voltaje, esta diferencia es principalmente ya que estos tienen una menor demanda que los que traspasan la norma. Además de los problemas de tensión, en las líneas se produjeron problemas de sobre corriente en 0.729 [km] (1,8%) de la red.

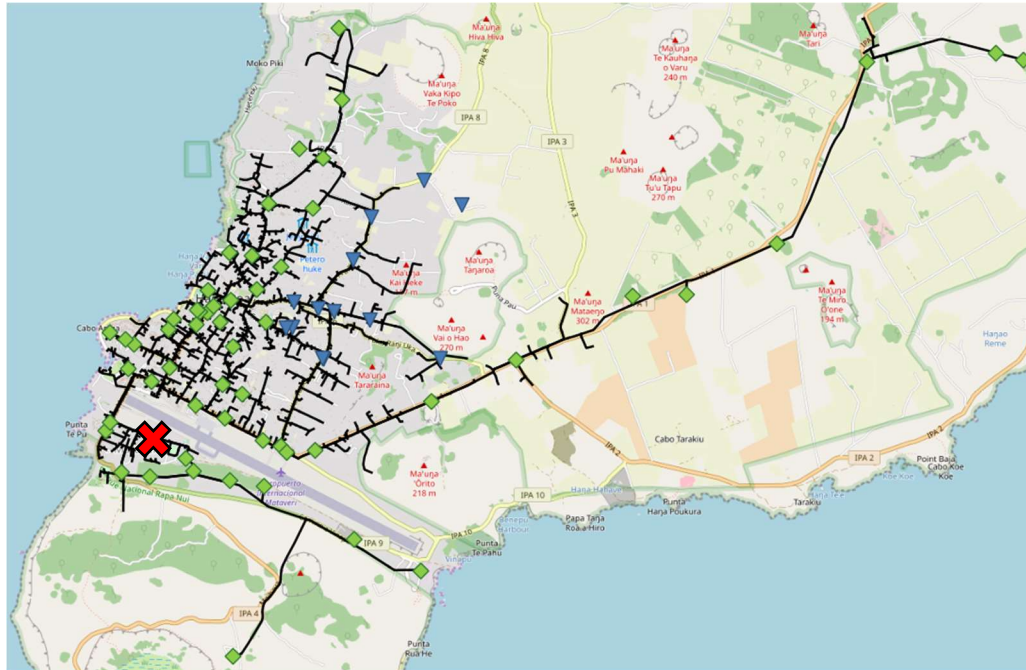


Ilustración 59: Mapeo de problemas de voltaje red MT 2033.

De los resultados del 2033 se puede ver que la red, de seguir de la misma manera a ese año, no podrá seguir funcionando correctamente. Es por esto que se deben realizar acciones sobre la red que permitan mejorar su funcionamiento, evitando los problemas de baja tensión. Una de las soluciones que se pueden implementar es el aumento de la tensión base de la red, a un valor de 13.2 [kV].

5.2.2.1 Alza de tensión base a 13.2

Se simuló una versión de la red con una tensión base de 13.2 [kV], para revisar como cambia el funcionamiento de la red, y ver si se presentan otros problemas debido a este incremento. Este análisis se lleva a cabo en la red del 2033 ya que esta es la que posee problemas de tensión, a diferencia del 2019 en donde no se presentaron problemas con la distribución de paneles y baterías. El único cambio que se realizó al modelo, con respecto a la versión del 2033 con 6.6 [kV], fue aumentar la tensión base, todas las demás características de la red se mantuvieron.

Como resultado se obtuvo un despacho como el que muestra la Ilustración 60, en donde si bien no existen grandes diferencias con respecto al de la red con 6.6 [kV] si se puede ver que la curva del transformador, es más cercana a la de la demanda en la horas de escasa generación solar, esta diferencia denota una disminución en las pérdidas de distribución. Esta baja en las pérdidas se debe a la disminución de la corriente producto de la alza de la tensión base, entendiéndose que estos valores son inversamente proporcionales ante un mismo flujo de potencia.

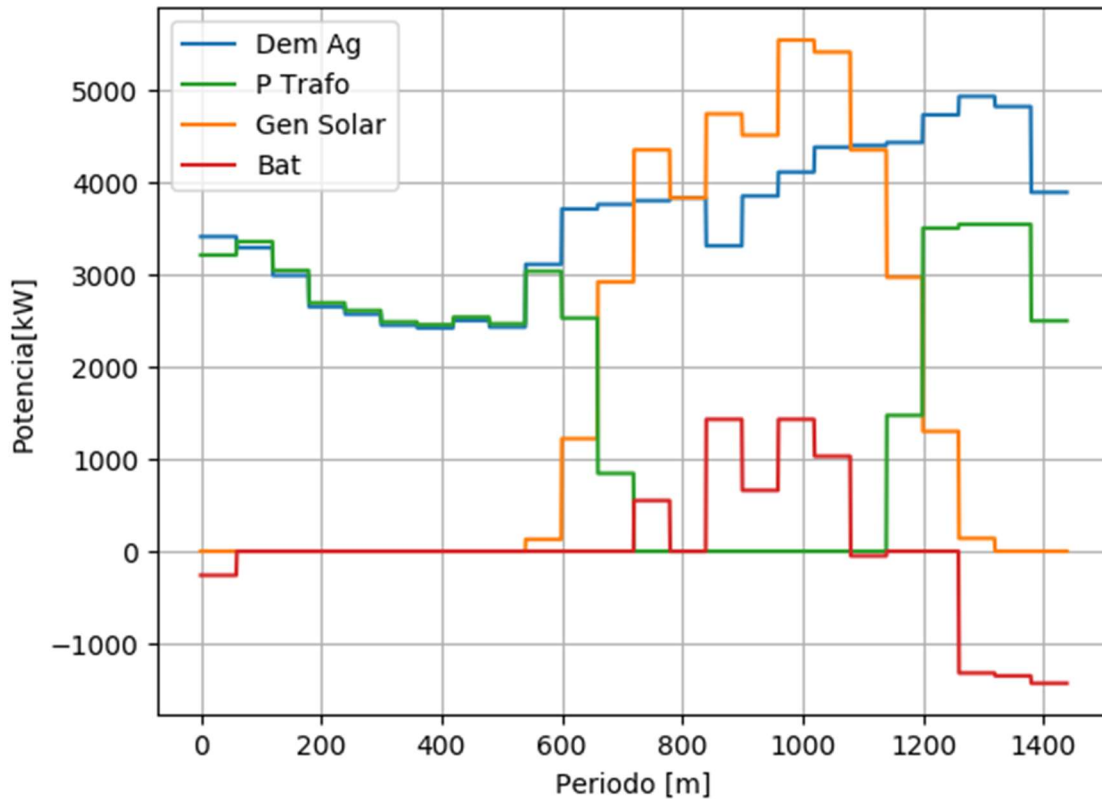


Ilustración 60: Resultado de despacho red de media tensión, caso 2033 con tensión base 13.2 [kV].

El aumento de tensión base tiene como objetivo disminuir los problemas de baja tensión en la red MT, lo cual se logra cumplir, eliminando los problemas de tensión y corriente a lo largo de todo el sistema (sin realizar cambios en los conductores de la red). En la Ilustración 61 se aprecia el mapa de la red con los problemas de tensión, mostrándose que no hay subestaciones de la red con bajas de tensión. Para lograr este cambio en la red se tendría que reemplazar todos los transformadores tanto de bajada como los que se encuentran en la subestación de subida en la cabecera del alimentador, así como la aislación general de la red de media tensión.

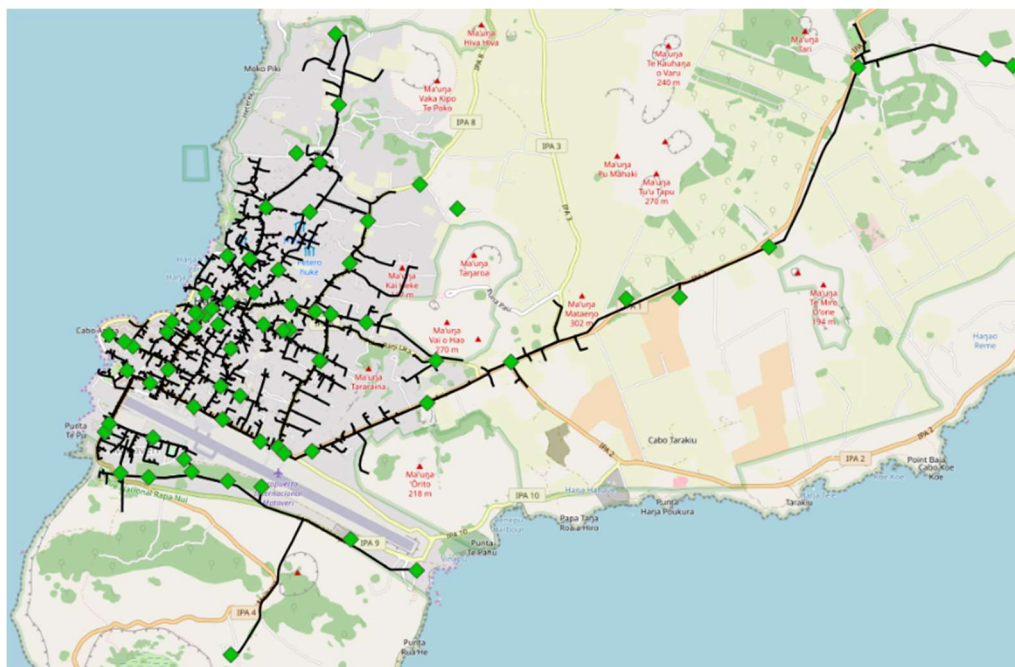


Ilustración 61: Mapeo problemas de tensión, 2033 con tensión base 13.2 [kV].

5.2.2.2 Batería no distribuida

En la simulación del 2019 no se pudo hacer una buena comparación del funcionamiento de la red sin la distribución de las baterías, ya que la red, si bien sube sus niveles de tensión al distribuir la batería, no presenta problemas en ninguno de los dos casos. Ah diferencia de esto, en el 2033 si se instala la batería de forma centralizada en la cabecera de los alimentadores en vez de distribuida a lo largo de la red y se mantiene la tensión en 6.6 [kV], los problemas de tensión aumenta de forma drástica.

No solo se presentan problemas de tensión de bajada como en el caso base del 2019, sino que además se presentan problemas de sobretensión debido a la presencia de generación solar en la red. Estos problemas de tensión se presentan en los mismos lugares donde se había visto problemas de baja tensión y además en la mayoría de los transformadores alejados de la cabecera (marcada con una **X**) del alimentador (producto de la mayor impedancia en la red y consecuente mayor diferencia de tensión). Algunas subestaciones presentan problemas de ambos tipos en distintos momentos del día, problemas de sobretensión en las horas de máxima generación solar y de baja tensión durante los periodos nocturnos (momentos de mayor demanda). En la Ilustración 62 se pueden ver los resultados obtenidos y referenciados en el sistema eléctrico de la isla, en donde, los rombos verdes implican sin problemas, los triángulos azules baja tensión, los triángulos rojos sobretensión, y los rombos morados ambos problemas.

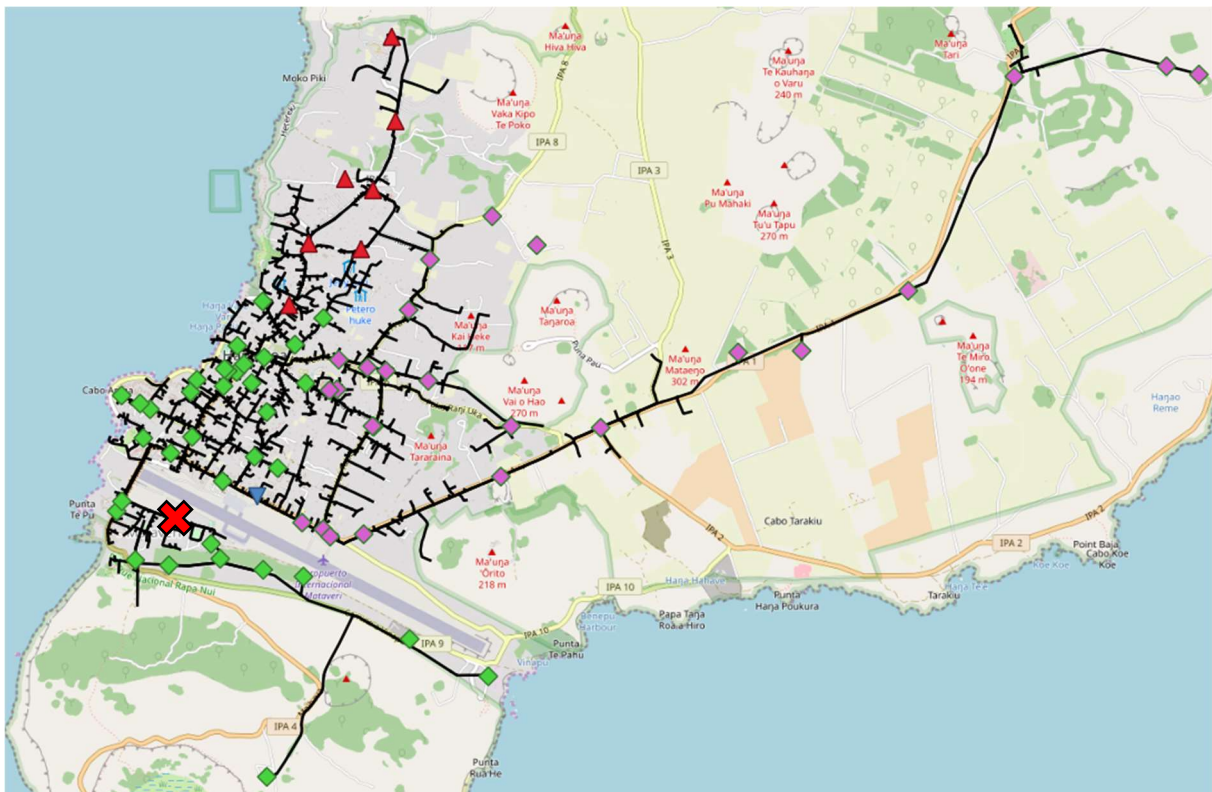


Ilustración 62: Mapeo problemas de tensión, 2033 con almacenamiento centralizado.

Del mapa se puede ver que estos problemas no se limitan a un solo alimentador, sino que aparecen en las zonas más lejanas de ambos. Por un lado en el Alimentador 2 donde se concentraban todos los problemas de tensión aparecen aún más problemas, y en el Alimentador 1 donde no existían problemas de tensión aparecen problemas de sobretensión. De aquí se puede ver que la instalación de recursos distribuidos en la red generaría grandes beneficios, al disminuir la distancia entre los consumos y la generación y dando una mayor disponibilidad de energía a cargas de gran demanda y sensibilidad.

6 Conclusión

En el presente trabajo de título se realizó un análisis de la matriz energética de una isla polinésica ubicada en territorio chileno, conocida mundialmente como Isla de Pascua o Rapa Nui. Se buscó obtener, para esta isla, una alternativa de abastecimiento que permitiera una mayor independencia de los combustibles fósiles, y que se basara en una mayor utilización de los recursos renovables de la isla.

Rapa Nui posee problemas de abastecimiento, al igual que muchas islas alejadas de continentes, debido a su difícil acceso y lejanía no es fácil trasladar el combustible del continente a la isla, además, al tener un sistema portuario de pequeña escala el desembarco es difícil y peligroso, todo esto aumenta los precios del combustible en la isla y genera situaciones de peligro ambiental como derrames de petróleo. Es por esto que en este trabajo se buscó, a través de la realización de un modelo de expansión óptima y reposición eficiente de la isla, una alternativa para la matriz eléctrica con menos utilización de combustible fósil y más utilización de energías renovables, que brinden una mayor independencia a Rapa Nui, también explorando la alternativa de generación solar distribuida, con un modelo del funcionamiento de la red de media tensión de la isla.

En primer lugar, en este trabajo se revisaron una serie de documentos pertinentes al tema del abastecimiento energético eléctrico de islas no conectadas a una red de gran tamaño. Estos textos incluyeron información sobre; la implementación de soluciones en otras islas del mundo, en donde primaron los ejemplos de microrredes, sistemas renovables y tecnologías varias de almacenamiento y aprovechamiento de la energía; ejemplos de soluciones vistas en Chile, en donde los sistemas eléctricos de Huatacondo y Ollagüe permitieron dilucidar la experiencia nacional de implementación de sistemas aislados con sistemas híbridos de generación eléctrica; una revisión de la legislatura nacional pertinente a los sistemas medianos, los cuales engloban una serie de sistemas de menor tamaño que el Sistema Interconectado Nacional, y cuya definición incluye a la Isla de Pascua; un estudio previo realizado por el Centro de Energías de la Universidad de Chile, en el que se realizó una actividad participativa documentada de un posible proyecto de modificación de la matriz energética de la isla, a una opción que incluyera mayor integración de energías renovables. De esta documentación se obtuvo que algunos de los puntos más importantes de la literatura investigada son:

- La existencia de muchas islas en el mundo que se enfrentan a la situación de aislamiento de la red eléctrica de su país, en las cuales se ha solucionado el problema a través de la instalación de generadores impulsados por combustibles fósiles, con altos niveles de gasto en combustibles, y consecuente contaminación.
- La tendencia general de las poblaciones y agentes dedicados al estudio y desarrollo de redes a buscar soluciones menos dependientes de combustibles, que aprovechen los recursos naturales de las islas, cambiando la matriz de estas a un sistema más renovable. Tendencia que también aparece en las opiniones de los habitantes de Chile, como los de Huatacondo y Ollagüe, y más específicamente entre los

habitantes de Rapa Nui, que ven en su sistema la vulnerabilidad que les genera su dependencia del combustible diésel, y desean cambiar su matriz por una más limpia e independiente.

- Que las soluciones existentes suelen basarse en la integración de más de una fuente de energía. Mostrando que los sistemas híbridos que combinan tecnologías y recursos renovables, además de sistemas de almacenamiento, poseen una mayor confiabilidad y menor precio, que los sistemas tradicionales.
- La opinión de los habitantes de la Isla de Pascua con respecto a la solución que debería ser implementada en su isla, suele ser de rechazo hacia tecnologías aparatosas, que utilicen mucho terreno, o que obstaculicen sus paisajes. Con una gran aceptación e interés en soluciones distribuidas, que les brinden una mayor sensación de pertenencia y un mayor aprovechamiento de los espacios.

Para el análisis del sistema eléctrico de la isla, se utilizaron dos pasos principales. Uno de estos pasos fue la implementación de un modelo de expansión óptimo de la red, generado con la herramienta PET, brindada por el Ministerio de Energía, que permitió generar un calendario de expansión óptimo, en base a los datos correspondientes al sistema eléctrico y a las unidades candidatas a instalación, para un análisis a futuro con un alcance de 15 años de la evolución del sistema en cuestión, buscando la configuración óptima en términos de costos, que debería tener el sistema y como se deberían utilizar las diferentes tecnologías consideradas, obteniendo como resultado una serie de escenarios óptimos de abastecimiento que difieren en su inclusión de opciones de unidades a instalar.

El segundo paso consta de utilizar uno de los escenarios con mayor capacidad de distribución de los recursos, que en este caso es el con mayor instalación solar, y realizar una simulación del funcionamiento de la red de media tensión con el despacho que caracteriza a este escenario, distribuyendo la generación solar y el almacenamiento en los 71 transformadores de bajada (MT/BT) del sistema eléctrico de la isla, obteniendo como resultado el funcionamiento de la red de media tensión ante este despacho, que incluye los flujos de potencia de las cargas, baterías, y generadores distribuidos, los niveles de tensión en este periodo, los kilómetros de red con problemas de corriente, y los transformadores con problemas de tensión, para un día del 2019 y uno del 2033, primer y último año del periodo de análisis del programa PET respectivamente.

Con la herramienta PET se calcularon escenarios con distintas inclusiones de tecnologías, y con la inclusión/exclusión de la central existente Mataveri. De estos resultados se pudo concluir que:

- El escenario base, que solo incluye generación diésel, es el más caro de todos. A pesar de poseer los costos de inversión más bajos sus costos de operación son muy altos. Además, es claramente el con mayor dependencia del combustible diésel, y perpetua todos los problemas de abastecimiento y peligros ecológicos que vive actualmente la isla debido a su matriz eléctrica.

- Desde el punto de vista solo económico, el mejor escenario de abastecimiento de la isla es el que incluye todas las tecnologías. La combinación de energía solar y eólica permite un abastecimiento bastante seguro con una gran capacidad de generación en la mayoría del tiempo. Durante el día la energía solar tiene una gran utilización, gracias a sus bajos costos de operación e inversión, pero esta tiene como desventaja su ausencia durante la noche y su dependencia del clima. En comparación a la energía solar la eólica, tiene mayores costos de inversión y operación, pero su factor de planta cercano al 45% en la isla (contra un 15% de la energía solar) la hace un recurso mucho más abundante y aprovechable, con costos variables muy menores a la tecnología diésel. Además, la inclusión de baterías y una porción de generación diésel permiten suplir la naturaleza variable de las tecnologías renovables, haciendo a este escenario el que mejor cumple los objetivos de optimización de la matriz e independización del combustible fósil, con una utilización promedio de este último correspondiente a un 26.2% del caso base.
- Por otro lado considerando las opiniones obtenidas de la actividad participativa realizada en [1], el escenario óptimo económico, con una gran instalación de aerogeneradores, podría no ser la opción preferida por los habitantes de la isla. Por lo cual se podría tomar el escenario que excluye solo la energía eólica como opción. Este escenario tiene una mucho mayor inclusión de generación diésel, debido al bajo factor de planta solar, por lo que su utilización de combustible es un 64.8% del escenario base, lo cual implica un poco más de la mitad del combustible utilizado en la actualidad y si se mantuviera el sistema sin nuevas tecnologías. La ventaja de este escenario es que permite una mucho mayor distribución de los recursos de generación y almacenamiento, lo cual según la actividad participativa es de gran interés por parte de los habitantes de Rapa Nui.
- Otro resultado interesante es que a pesar de que se incluya la central Mataverí en el cálculo, los resultados se mantienen bastante cercanos con los de sus contrapartes de escenarios que lo excluyen. Esto se debe a que los costos asociados a los generadores diésel son principalmente de operación, por el precio del combustible, implicando que la existencia de una central ya instalada no cambia mucho este costo, resultando en una pequeña disminución en la instalación de otras tecnologías de generación, afectando un poco más la inclusión de baterías. Además, desde un punto de vista de la operación casi no hay cambios, ya que sigue siendo mucho más barato utilizar las energías renovables que un generador a base de combustible.
- El precio de la energía entregado por el cálculo de precio nudo es comparable al de otros sistemas medianos del país, no más caro que algunos existentes ni más barato de lo normal visto en otros sistemas, tanto para el caso con energía eólica como para el que la excluye.

Respecto del análisis de generación distribuida en OpenDSS con el cual se pudieron ver los comportamientos del sistema, respecto de la factibilidad de un proyecto de esta naturaleza, sus beneficios, dificultades, y acciones futuras recomendadas, se concluye lo siguiente:

- Una configuración distribuida de la generación solar y el almacenamiento no generarían problemas de ningún tipo en la red eléctrica en el año 2019, considerándose los supuestos y análisis realizados en este trabajo de título. La red eléctrica de Rapa Nui tiene importantes caídas de tensión. Ante esto la inclusión de recursos distribuidos permite aumentar los niveles de voltaje, dándole más espacio al cambiador de TAP para adecuar este a niveles más alejados de los límites establecidos por la norma.
- En caso de que la red funcionara sin los recursos distribuidos, el sistema eléctrico del 2019 tendría tensiones máximas y mínimas muy cercanas a los límites impuestos por la norma, produciendo que cualquier cambio futuro en la demanda o generación pudiera generar problemas.
- Para la red del 2033 los problemas de baja tensión debido al aumento de la demanda se hacen presentes incluso con la distribución de los recursos. De los 9 transformadores con problemas todos son del Alimentador 2, entre los cuales se encuentra el hospital Hanga Roa, una carga de gran sensibilidad que no debería tener problemas de ningún tipo por la seguridad de sus usuarios.
- Ante los problemas de tensión mostrados en la operación del 2033 se propone un aumento al voltaje base de la red. Con este aumento a 13.2 [kV] se logra un funcionamiento sin problemas de voltaje o corriente, además de una baja en las pérdidas de la red. Demostrando la importancia de esta acción para asegurar el suministro en la isla en el futuro.
- Finalmente se revisa el funcionamiento de la red del 2033 con voltaje base de 6.6 [kV] sin la distribución de la batería, para visualizar de mejor manera los beneficios de esta. Como resultado se obtienen múltiples puntos con problemas tanto de sobretensión y baja-tensión, de los cuales varios puntos tienen ambos problemas en distintas instancias del periodo de simulación. Mostrando que la distribución de los recursos es altamente beneficiosa para la red.

Finalmente se cumple el objetivo de este trabajo, analizar el sistema eléctrico de la isla de Pascua, para buscar alternativas de abastecimiento que fueran óptimas, implementables, y que permitieran a la isla disminuir su dependencia del combustible diésel, que es la principal causa de sus problemas de abastecimiento. Además, buscar soluciones que estuvieran en línea con las preferencias de los habitantes, pues son ellos quienes vivirán con estos cambios, es su isla, su cultura, y es de suma importancia que cualquier solución que se implemente en la isla, no traspase su voluntad. Es por esto que se presentan más de una solución, a pesar de que el escenario óptimo es aquel con generación eólica, un escenario con generación solar distribuida y sin aerogeneradores, disminuye a casi la mitad el consumo de combustible, reduce los costos de la red, y por ende el precio de la energía, dando mayor independencia de los combustibles y respetando las opiniones de los habitantes de la isla. Además, entrega a estos una mayor participación y responsabilidad sobre su propio sistema eléctrico, aumentando el poder de decisión de los usuarios.

Es importante notar que así como existen muchos ejemplos de sistemas, dentro y fuera del país, que lograron una mejora en su funcionamiento y calidad, Isla de Pascua podría ser un ejemplo de mayor escala de la implementación de nuevas tecnologías, no solo las tradicionales tecnologías renovables que se analizaron en este trabajo, dando al resto del país una mirada más renovable y comunitaria a los sistemas eléctricos, aumentando el conocimiento y participación de los usuarios, como un conjunto de personas que se encuentran unidas por mejorar su calidad de vida y ser un aporte al desarrollo sostenible de la sociedad.

En consideración de investigaciones futuras, este trabajo es el primero de una serie que se podrían desarrollar para la isla, en los que se incluyeran nuevas aristas de investigación orientadas a mejorar el sistema eléctrico, desde el ahorro de energía, la electro movilidad, las alternativas de almacenamiento, o la electrificación del calor, hasta mejoras al modelo de la isla incluyendo nuevas variables no consideradas, como distribución de la energía eólica con generadores verticales.

Por otro lado existen varios temas que no se trataron en este trabajo que podrían mejorar el análisis del sistema de la isla. El factor de potencia, el cual se consideró "1" dejando de lado los análisis respecto de los reactivos en el sistema eléctrico, podría dar una amplia oportunidad para mejorar los análisis relacionados con los problemas de tensión en el sistema de distribución y podrían modificar al alza la capacidad instalada de generación. El precio del combustible, que se consideró en todo momento con su subsidio correspondiente, para tener una mayor cercanía a la realidad, se podría sensibilizar para llevar a opciones de nuevos subsidios más eficientes o a una mayor penetración de energías renovables (impuestos a las emisiones y/o subsidios a la energía renovable). Finalmente, solo se consideró una unidad de batería para todo el periodo, un mayor análisis de la instalación de baterías en la isla, con mayor granularidad permitiría encontrar la configuraciones más eficientes para el sistema y con mayor penetración de energías renovables, lo cual podría llevar a un escenario más eficiente, desde un punto de vista económico y ambiental, además de aumentar la independencia de la isla de los combustibles fósiles.

Como comentarios finales, es importante mencionar que no se llevó a cabo la investigación de escenarios que no consideraran la generación diésel en la matriz energética, en donde solo se cubriera la demanda utilizando energía renovables y almacenamiento en baterías, lo cual permitiría ver hasta qué punto aumentan los precios de quitar el diésel como respaldo. Aún existen muchas posibilidades para una isla con las características de Rapa Nui, que pueden ser exploradas, y que pueden ser un ejemplo para impulsar el desarrollo del país, hacia una matriz energética más limpia y libre de combustibles fósiles.

7 Bibliografía

- [1] Centro de Energía, «Elaboración de propuesta energética para Isla de Pascua,» Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2015.
- [2] T. Orhan, G. Shafiullah, A. Stojcevski y A. Oo, «A Feasibility Study on Microgrid for Various Islands in Australia,» School of Engineering, Faculty of Science, Engineering and Built Environment, Geelong, Australia, 2014.
- [3] B. Zhao, X. Zhang, P. Li, K. Wang, M. Xue y C. Wangb, «Optimal sizing, operating strategy and operational experience of a stand-alone microgrid on Dongfushan Island,» de *Applied Energy*, Hangzhou, Zhejiang 310014, China; Detroit, MI 48202, USA, Zhejiang Electric Power Corporation Research Institute; Department of Electrical and Computer Engineering, Wayne State University, 2014, p. 1656–1666.
- [4] N. L. * y A. Rajapakse, «Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems,» de *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Winnipeg, Manitoba R3T 5V6, Canada, Department of Electrical and Computer Engineering, 75A Chancellor's Circle, University of Manitoba, 2011, p. 186–202.
- [5] R. Rajib, M. R. Amin y M. M. Hasan, «Modeling and Optimization of Decentralized Microgrid System for St. Martin's Island in Bangladesh,» *University of Tasmania; University of Information Technology and Sciences*, 2014.
- [6] F. Petrakopoulou, A. Robinson y M. Loizidou, «Simulation and analysis of a stand-alone solar-wind and pumped-storage hydropower plant,» de *Energy*, 15773 Athens, Greece; 28911 Leganés (Madrid), Spain; 28040 Madrid, Spain; Universidad Carlos III de Madrid; Universidad Complutense de Madrid; Instituto de Geociencias, UCM-CSIC, 2016, pp. 676-683.
- [7] M. Gökçek, «Integration of hybrid power (wind-photovoltaic-diesel-battery) and seawater reverse osmosis systems for small-scale desalination applications,» de *Desalination*, Turkey, Department of Mechanical Engineering, Faculty of Engineering, Niğde Ömer Halisdemir University, Campus, 51100 Niğde, 2018, pp. 210-220.
- [8] F. I. Á. Swiburn, Diseño de un Sistema de Gestión de Demanda Basado en Lógica Difusa para Microrredes, U. d. Chile, Ed., Santiago: Memoria para Optar al Título de Ingeniera Civil Electrica, 2013.
- [9] C. O. C. Golsio, «Especificaciones Técnicas y Desarrollo de Algoritmo de un Sistema de Gestión de Energía para Micro-Redes, en una Empresa de Distribución Eléctrica,» Santiago, 2018.

- [10] F. y. R. Ministerio de Economía, «Aprueba reglamento de valorización y expansión de los sistemas medianos establecidos en la ley general de servicios eléctricos,» *Diario Oficial*, 17 agosto 2005.
- [11] ONU, «Naciones Unidas,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/es/sections/issues-depth/climate-change/index.html>. [Último acceso: 25 Marzo 2020].
- [12] Ministerio de Energía, Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ), Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, «Explorador Solar,» Ministerio de Energía, [En línea]. Available: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>. [Último acceso: Julio 2019].
- [13] R. Manghani, M. Parikh y L. García de Fonseca, «Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina,» Banco Interamericano del Desarrollo, 2019.
- [14] Instituto Nacional de Estadísticas, «CENSO 2017,» [En línea]. Available: <http://www.censo2017.cl/descargue-aqui-resultados-de-comunas/>. [Último acceso: Diciembre 2019].
- [15] Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, GIZ, Ministerio de Energía, «Explorador Eólico,» Ministerio de Energía, [En línea]. Available: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>. [Último acceso: Julio 2019].
- [16] I. A. Arias, «Presentación Modelo PET Noviembre 2017,» de *Modelo PET© Power Electricity Timetable*, 2017.
- [17] J. Sexauer, «New User Primer, The Open Distribution System Simulator (OpenDSS),» Electric Power Research Institute, 2012.
- [18] Comisión Nacional de Energía, «NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN,» Santiago de Chile, 2019.
- [19] Comisión Nacional de Energía, «Reporte Capacidad Instalada Generación,» 2019.
- [20] Systep, «Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena,» Don Carlos 2939 Of. 1007, Las Condes, Santiago, Chile, 18 de mayo de 2018.
- [21] Comisión Nacional de Energía, «NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO PARA SISTEMAS MEDIANOS,» Santiago de Chile, 2018.

8 Anexos

8.1 Datos del modelo de expansión del sistema

8.1.1 Tabla de duración de bloques

Bloques	Periodos											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
2	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
3	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
4	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
6	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
7	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
8	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
9	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
10	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
11	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
12	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
13	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
14	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
15	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
16	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
17	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
18	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
19	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
20	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
21	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
22	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
23	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
24	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5
25	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
26	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
27	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
28	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
29	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
30	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
31	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
32	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
33	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
34	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
35	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
36	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
37	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
38	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
39	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
40	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
41	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5

42	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
43	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
44	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
45	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
46	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
47	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
48	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5
49	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
50	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
51	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
52	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
53	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
54	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
55	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
56	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
57	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
58	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
59	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
60	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
61	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
62	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
63	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
64	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
65	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
66	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
67	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
68	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
69	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
70	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
71	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
72	5	4	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4
73	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
74	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
75	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
76	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
77	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
78	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
79	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
80	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
81	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
82	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
83	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
84	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
85	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
86	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
87	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
88	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
89	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
90	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
91	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
92	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
93	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
94	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4

95	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
96	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4
97	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
98	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
99	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
100	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
101	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
102	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
103	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
104	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
105	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
106	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
107	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
108	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
109	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
110	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
111	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
112	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
113	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
114	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
115	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
116	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
117	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
118	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
119	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
120	4	4	5	4	5	4	4	5	4	4	5	4
121	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
122	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
123	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
124	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
125	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
126	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
127	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
128	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
129	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
130	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
131	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
132	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
133	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
134	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
135	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
136	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
137	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
138	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
139	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
140	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
141	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
142	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
143	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
144	4	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4
145	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
146	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
147	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5

148	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
149	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
150	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
151	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
152	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
153	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
154	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
155	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
156	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
157	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
158	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
159	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
160	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
161	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
162	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
163	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
164	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
165	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
166	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
167	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5
168	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5

8.2 Datos de la red de media tensión

8.2.1 Líneas alimentador de media tensión A(1)

ID	Nodo 1	Nodo 2	Largo [M]	Fases	Tipo de Cable	Ampacidad [A]
1a	1	2	41.9	3	AWG1_oCu	282
2a	2	4	453.5	3	AWG1_oCu	282
3a	4	5	11.4	3	AWG1_oCu	282
4a	4	6	173.8	3	AWG1_oCu	282
5a	6	7	296.5	3	AWG1_oCu	282
6a	7	8	440.0	3	35_mm2	209
			204.0			
7a	8	13	202.0	3	AWG1_oCu	282
8a	13	14	37.0	3	AWG1_oCu	282
9a	14	15	19.4	3	AWG1_oCu	282
10a	14	16	191.0	3	AWG1_oCu	282
11a	15	17	3.0	3	N6AWGCu	124
12a	17	18	80.9	3	N6AWGCu	124
13a	17	19	520.4	3	N6AWGCu	124
14a	19	20	3.0	3	N6AWGCu	124
15a	20	21	111.0	3	N6AWGCu	124

16a	20	22	15.0	3	N6AWGCu	124
17a	22	23	177.0	3	35_mm2	209
18a	22	24	15.0	3	N6AWGCu	124
19a	24	25	161.0	3	35_mm2	209
20a	19	26	263.4	3	N6AWGCu	124
21a	26	27	3.0	3	N6AWGCu	124
22a	27	29	138.4	3	N6AWGCu	124
23a	27	28	315.5	3	N6AWGCu	124
24a	26	31	3.0	3	N6AWGCu	124
25a	31	32	117.7	3	N6AWGCu	124
26a	31	34	68.3	3	N6AWGCu	124
27a	34	35	58.7	3	N6AWGCu	124
28a	35	36	1.0	3	N6AWGCu	124
29a	36	37	3.0	3	N6AWGCu	124
30a	36	38	3.0	3	N6AWGCu	124
31a	35	39	32.0	3	N6AWGCu	124
32a	34	40	3.0	3	N6AWGCu	124
33a	40	41	4.0	3	N6AWGCu	124
34a	40	42	3.0	3	N6AWGCu	124
35a	42	43	92.7	3	N6AWGCu	124
36a	42	44	3.0	3	N6AWGCu	124
37a	44	45	132.2	3	N6AWGCu	124
38a	44	47	73.5	3	N6AWGCu	124
39a	47	48	3.0	3	N6AWGCu	124
40a	48	49	61.0	3	N6AWGCu	124
41a	48	50	260.2	3	N6AWGCu	124
42a	50	51	186.7	3	N6AWGCu	124
43a	50	53	105.9	3	N6AWGCu	124
44a	53	55	251.6	3	N6AWGCu	124
45a	53	56	25.0	3	N6AWGCu	124
46a	56	57	405.0	3	N6AWGCu	124
47a	58	59	109.6	3	N6AWGCu	124
48a	58	60	3.0	3	N6AWGCu	124
49a	60	61	130.2	3	N6AWGCu	124
50a	60	62	3.0	3	N6AWGCu	124
51a	62	63	45.0	3	N6AWGCu	124
52a	47	64	161.7	3	N6AWGCu	124
53a	64	65	262.0	3	N6AWGCu	124
54a	64	67	216.8	3	N6AWGCu	124
55a	67_1	68	84.3	3	N6AWGCu	124
56a	67	67_1	188.3	3	N6AWGCu	124
57a	67	69	3.0	3	N6AWGCu	124
58a	69	70	377.0	3	N6AWGCu	124

59a	69	71	3.0	3	N6AWGCu	124
60a	71	72	1.0	3	N6AWGCu	124
61a	71	73	221.8	3	N6AWGCu	124
62a	67_1	74	3.0	3	N6AWGCu	124
63a	74	75	658.3	3	N6AWGCu	124
64a	74	76	3.0	3	N6AWGCu	124
65a	76	77	118.3	3	N6AWGCu	124
66a	76	79	570.0	3	N6AWGCu	124
67a	79	80	69.9	3	N6AWGCu	124
68a	80	81	3.0	3	N6AWGCu	124
69a	81	82	514.7	3	N6AWGCu	124
70a	81	83	217.4	3	N6AWGCu	124
71a	83	84	454.4	3	N6AWGCu	124
72a	83	85	86.9	3	N6AWGCu	124
73a	80	86	284.8	3	N6AWGCu	124
74a	86	87	127.8	3	N6AWGCu	124
75a	86	88	553.7	3	N6AWGCu	124
76a	88	89	3.0	3	N6AWGCu	124
77a	89	90	804.0	3	N6AWGCu	124
78a	89	91	41.9	3	N6AWGCu	124

8.2.2 Líneas alimentador de media tensión B(2)

ID	Nodo 1	Nodo 2	Largo [m]	Fases	Tipo de Cable	Ampacidad [A]
1b	1	2	86.1	3	AWG1_oCu	282
2b	2	3	133.8	3	AWG1_oCu	282
3b	3	4	3.0	3	N6AWGCu	124
4b	3	5	41.9	3	AWG1_oCu	282
5b	5	6	66.8	3	N6AWGCu	124
6b	5	20	468.3	3	AWG1_oCu	282
7b	6	8	312.3	3	N6AWGCu	124
8b	8	9	3.0	3	N6AWGCu	124
9b	8	10	407.2	3	N6AWGCu	124
10b	10	11	174.2	3	N6AWGCu	124
11b	10	13	517.0	3	N6AWGCu	124
12b	13	15	983.1	3	N6AWGCu	124
13b	15	16	3.0	3	N6AWGCu	124
14b	15	17	871.9	3	N6AWGCu	124
15b	17	18	3.0	3	N6AWGCu	124
16b	17	19	1630.0	3	N6AWGCu	124
17b	20	21	3.0	3	N6AWGCu	124
18b	20	22	311.2	3	AWG1_oCu	282

19b	22	23	3.0	3	N6AWGCu	124
20b	22	24	255.1	3	AWG1_oCu	282
21b	24	25	376.4	3	AWG1_oCu	282
22b	25	26	3.0	3	N6AWGCu	124
23b	25	27	96.9	3	AWG1_oCu	282
24b	27	28	3.0	3	N6AWGCu	124
25b	27	29	38.2	3	AWG1_oCu	282
26b	29	30	47.1	3	AWG1_oCu	282
27b	30	30_1	460.0	3	35_mm2	209
28b	30_1	30_2	59.8	3	AWG1_oCu	282
29b	30_2	30_3	119.5	3	AWG1_oCu	282
30b	30_2	30_4	172.8	3	AWG1_oCu	282
31b	30_4	30_5	3.0	3	N6AWGCu	124
32b	30_4	30_6	44.1	3	AWG1_oCu	282
33b	30_6	31	123.2	3	AWG1_oCu	282
34b	31	32	30.2	3	AWG1_oCu	282
35b	31	33	35.7	3	AWG1_oCu	282
36b	33	34	156.3	3	N6AWGCu	124
37b	34	35	260.6	3	N6AWGCu	124
38b	34	37	180.5	3	N6AWGCu	124
39b	35	36	3.0	3	N6AWGCu	124
40b	37	38	3.0	3	N6AWGCu	124
41b	37	39	120.3	3	N6AWGCu	124
42b	39	40	29.6	3	N6AWGCu	124
43b	40	41	296.1	3	N6AWGCu	124
44b	41	42	3.0	3	N6AWGCu	124
45b	41	43	229.5	3	N6AWGCu	124
46b	41	44	455.3	3	N6AWGCu	124
47b	44	45	3.0	3	N6AWGCu	124
48b	44	47	348.5	3	N6AWGCu	124
49b	39	48	219.1	3	N6AWGCu	124
50b	48	49	28.2	3	N6AWGCu	124
51b	48	50	192.6	3	N6AWGCu	124
52b	50	50_1	270.2	3	N6AWGCu	124
53b	50_1	51	3.0	3	N6AWGCu	124
54b	50_1	52	129.8	3	N6AWGCu	124
55b	52	53	27.4	3	N6AWGCu	124
56b	52	54	74.4	3	N6AWGCu	124
57b	54	55	44.8	3	N6AWGCu	124
58b	54	88	122.6	3	N6AWGCu	124
59b	88	88_1	9.0	3	N6AWGCu	124
60b	55	56	2041.9	3	N6AWGCu	124
61b	56	57	3.0	3	N6AWGCu	124
62b	56	58	8.6	3	N6AWGCu	124
63b	56	60	74.8	3	N6AWGCu	124
64b	58	59	3.0	3	N6AWGCu	124
65b	60	61	30.6	3	N6AWGCu	124

66b	60	62	445.9	3	N6AWGCu	124
67b	62	63	147.3	3	N6AWGCu	124
68b	63	64	3.0	3	N6AWGCu	124
69b	63	65	30.3	3	N6AWGCu	124
70b	65	66	26.6	3	N6AWGCu	124
71b	65	77	210.7	3	N6AWGCu	124
72b	77	78	3.0	3	N6AWGCu	124
73b	77	79	392.4	3	N6AWGCu	124
74b	66	67	636.1	3	N6AWGCu	124
75b	67	68	3.0	3	N6AWGCu	124
76b	67	69	508.0	3	N6AWGCu	124
77b	69	70	3.0	3	N6AWGCu	124
78b	69	71	63.7	3	N6AWGCu	124
79b	71	72	59.6	3	N6AWGCu	124
80b	71	73	729.4	3	N6AWGCu	124
81b	73	74	3.0	3	N6AWGCu	124
82b	73	75	500.3	3	N6AWGCu	124
83b	75	76	3.0	3	N6AWGCu	124
84b	62	80	42.3	3	N6AWGCu	124
85b	80	81	3.0	3	N6AWGCu	124
86b	80	82	45.0	3	N6AWGCu	124
87b	82	83	349.6	3	N6AWGCu	124
88b	83	84	3.0	3	N6AWGCu	124
89b	83	85	845.9	3	N6AWGCu	124
90b	85	86	3.0	3	N6AWGCu	124
91b	85	87	557.6	3	N6AWGCu	124
92b	88	89	127.2	3	N6AWGCu	124
93b	89	90	1.0	3	N6AWGCu	124
94b	89	91	201.9	3	N6AWGCu	124
95b	91	92	3.0	3	N6AWGCu	124
96b	91	93	76.6	3	N6AWGCu	124
97b	93	94	1249.1	3	N6AWGCu	124
98b	94	95	3.0	3	N6AWGCu	124
99b	94	97	605.8	3	N6AWGCu	124
100b	97	101	397.9	3	N6AWGCu	124
101b	101	102	3.0	3	N6AWGCu	124
102b	101	103	71.2	3	N6AWGCu	124
103b	103	104	1328.1	3	N6AWGCu	124
104b	104	105	83.3	2	N6AWGCu	124
105b	104	106	600.3	3	N6AWGCu	124
106b	106	107	138.3	3	N6AWGCu	124
107b	106	108	93.2	3	N6AWGCu	124
108b	108	110	941.8	3	N6AWGCu	124
109b	110	109	3.0	2	N6AWGCu	124
110b	110	112	2197.2	3	N6AWGCu	124
111b	112	111	3.0	3	N6AWGCu	124
112b	112	114	1470.0	3	N6AWGCu	124

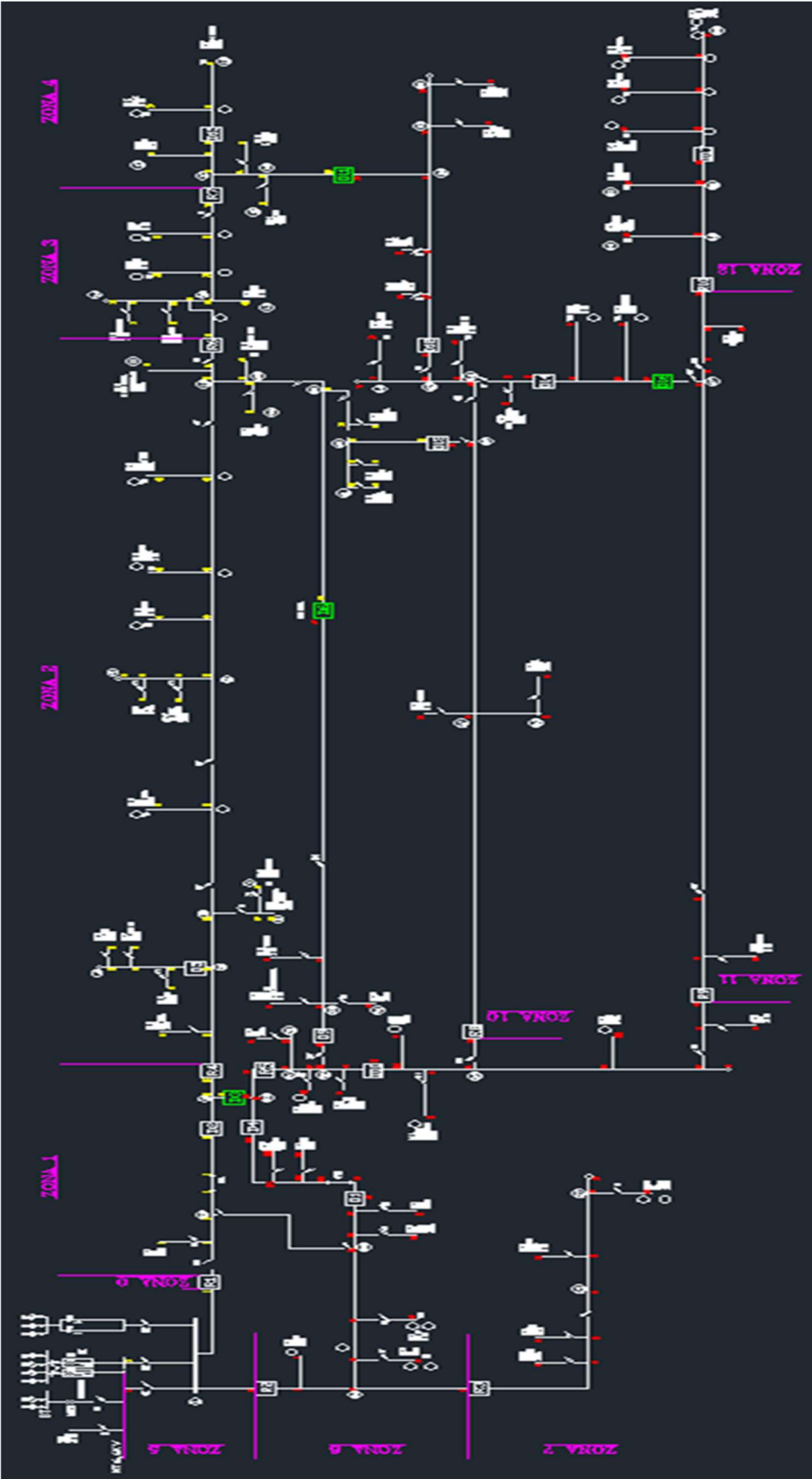
113b	114	113	3.0	3	N6AWGCu	124
114b	114	115	229.1	3	N6AWGCu	124

8.2.3 Datos Transformadores MT/BT

ID	Nodo	S_KVA	Clientes	Res	NoRes	Fracion_Dem	Alimentador
SE1	1b	150	1	0	1	0.00198075	2
SE2	4b	50	1	0	1	0.02542329	2
SE3	5a	75	39	35	4	0.01414647	1
SE4	11b	50	1	0	1	0.02452462	2
SE5	23b	50	6	2	4	0.00239891	2
SE6	28b	100	110	101	9	0.02450995	2
SE7	30_3b	75	41	29	12	0.00660861	2
SE8	38b	50	102	88	14	0.03864786	2
SE9	51b	75	73	68	5	0.01537038	2
SE10	16b	15	1	0	1	0.00008314	2
SE11	53b	200	1	0	1	0.02259522	2
SE13	92b	100	60	57	3	0.00870063	2
SE14	42b	75	126	115	11	0.02012784	2
SE15	45b	75	137	128	9	0.02476671	2
SE16	18a	75	79	63	16	0.02115857	1
SE17	23a	250	1	0	1	0.00038759	1
SE18	32a	150	166	127	39	0.04973028	1
SE19	49a	100	174	130	44	0.03652161	1
SE20	61a	100	123	114	9	0.02733924	1
SE21	59b	50	1	0	1	0.01608931	2
SE22	78b	100	184	175	9	0.02728300	2
SE23	70a	75	76	71	5	0.01018008	1
SE24	75a	100	102	94	8	0.06796296	1
SE25	77a	100	173	170	3	0.02528146	1
SE26	90a	30	24	24	0	0.00298580	1
SE27	91a	150	12	11	1	0.00588845	1
SE28	9b	50	1	0	1	0.01087578	2
SE29	107b	50	1	0	1	0.00043894	2
SE30	111b	25	3	0	3	0.00022375	2
SE31	115b	75	3	0	3	0.00339051	2
SE32	18b	100	1	0	1	0.00249550	2
SE34	105b	40	1	0	1	0.00017240	2
SE35	19b	15	1	0	1	0.00000000	2
SE36	21b	50	3	1	2	0.00430018	2
SE37	43a	75	0	0	0	0.00000000	1
SE38	41a	75	1	0	1	0.00461686	1
SE39	86b	30	10	10	0	0.00141098	2
SE40	21a	100	107	95	12	0.02746151	1
SE41	84a	75	66	66	0	0.00769314	1

SE43	45a	100	67	23	44	0.03853904	1
SE44	109b	25	2	2	0	0.00028366	2
SE45	30_5b	75	49	30	19	0.03261880	2
SE46	68b	75	96	94	2	0.01115089	2
SE47	39a	100	45	25	20	0.01467834	1
SE48	65a	100	57	30	27	0.03773329	1
SE49	26b	75	1	0	1	0.01030968	2
SE50	29a	100	22	17	5	0.01378455	1
SE51	82a	100	52	51	1	0.00713926	1
SE52	113b	50	1	0	1	0.00463887	2
SE53	43b	100	49	47	2	0.01119613	2
SE54	95b	75	9	8	1	0.00100138	2
SE55	102b	75	20	20	0	0.00159194	2
SE56	38a	100	1	0	1	0.02266858	1
SE57	63a	300	1	1	0	0.15636921	1
SE58	57b	100	143	142	1	0.01933799	2
SE59	70b	75	30	30	0	0.00283418	2
SE60	72a	75	34	34	0	0.00486262	1
SE61	68a	100	67	64	3	0.01238702	1
SE62	87a	75	3	3	0	0.00602906	1
SE63	28a	50	1	1	0	0.00422193	1
SE64	88_1b	50	0	0	0	0.00000000	2
SE65	57a	100	0	0	0	0.00000000	1
SE66	84b	25	0	0	0	0.00000000	2
SE67	76b	75	1	1	0	0.00013083	2
SE68	49b	50	1	1	0	0.00272047	2
SE69	81b	50	0	0	0	0.00000000	2
SE70	51a	50	0	0	0	0.00000000	1
SE71	64b	75	0	0	0	0.00000000	2
SE72	36b	75	0	0	0	0.00000000	2
SE73	25a	300	0	0	0	0.00000000	1
SE75	74b	50	0	0	0	0.00000000	2

8.2.4 Plano unilineal del sistema de media tensión



8.3 Formulas tarifarias

8.3.1 Costo incremental de desarrollo

En este trabajo solo se utilizó la componente de generación de este costo ya que la isla no posee transmisión. Además las fórmulas solo se describirán para una sola barra ya que el sistema solo posee una.

$$CID = CIDG$$
$$CID = \frac{VPI - VPR + VPCOM}{VPGIE}$$

Donde:

CID : Costo incremental de desarrollo en [US\$/kWh]. En este caso igual al CIDG ya que no hay transmisión.

VPI : Valor presente de las inversiones asociadas al incremento de demanda en [US\$].

VPR : Valor presente del valor residual, al final del periodo de planificación, de las inversiones consideradas en el VPI, en [US\$].

VPCOM: Valor Presente de los costos incrementales anuales de operación, incluidos los costos de administración y comercialización, falla y mantenimiento, en [US\$]

VPGIE: Valor presente de las generaciones incrementales de energía inyectadas al sistema, asociadas al incremento de energía, en [kWh].

$$VPIG = \sum_{t=0}^{H-1} \left[\frac{\sum_{g=1}^{NG} IG_{tg}}{(1+r)^t} \right]$$

H : Número de años considerados en el plan de expansión óptimo (15 años).

NG : Número de unidades generadoras.

r : Tasa de descuento (10%).

g : Unidad de generación.

t : Año cualquiera.

IG : Inversión considerada en el plan de expansión, asociada a los incrementos de demanda, en [US\$].

$$VPRG = \sum_{t=0}^{H-1} \sum_{g=1}^{NG} RG_{tg}$$

RG : Valor presente del valor residual al final del período de planificación, de la inversión considerada dentro del Plan de Expansión Óptimo, para el año t, en la unidad generadora g, en [US\$].

$$VPCOM = \sum_{t=1}^H \frac{\sum_{g=1}^{NG} (COMG_{tg} - COMG_{0g})}{(1+r)^t}$$

COMG: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados en el año t y asignados a la unidad generadora g, en [US\$/año].

$$VPGIE = \sum_{t=1}^H \frac{\sum_{g=1}^{NG} (EG_{tg} - EG_{0g})}{(1+r)^t}$$

EG : Energía generada por la unidad generadora g, en el año t, en [kWh].

8.3.2 Costo total de largo plazo

Al igual que en el caso del CID este costo se calcula solo con la componente en generación, y considerando una sola barra.

$$CTLP = \left(\sum_{t=1}^T \frac{AVI_t + COMA_t}{(1+r)^t} \right) * \left(\frac{r * (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

T : Número de años del horizonte de planificación (4 años, que consideran 2020, 2021, 2022, 2023, 2024).

AVI : Anualidad del valor de inversión de las instalaciones de generación incluidas en el Proyecto de Reposición Eficiente, y efectuadas antes o durante el año t, en [US\$/año].

COMA: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización, determinado para el año t de acuerdo al Proyecto de Reposición Eficiente, y asignado al segmento de generación, en [US\$/año].

8.3.3 Precio nudo de Potencia y Energía

Estas fórmulas consideran solo la componente de generación ya que el sistema de la isla no posee transmisión, y solo corresponden a una barra.

$$PNP = CDP$$

CDP : Costo de desarrollo de la potencia de punta en el sistema de generación y transmisión, expresado en [\$/kW/mes].

$$IAP = \left(\sum_{t=1}^T \frac{12 * CDP * P_t}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r * (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

IAP : Ingreso anual equivalente de potencia, en un período tarifario de 4 años, del sistema, expresado en \$/año.

P : Potencia de punta consumida en el nudo o barra j, en el año t, expresada en [kW].

$$IAE = \left(\sum_{t=1}^T \frac{CID * E_t}{(1+r)^t} \right) \left(\frac{r * (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

E : Energía generada por el sistema de generación en el año t, en [kWh].

$$PNE = CID * \alpha$$

α : Factor de ajuste para la componente del precio de nudo de energía.

$$\alpha = \frac{MAX * (MAX - IAP)}{MAX * IAE}$$

MAX : Es igual al mayor entre el IAE y el CTLP.