

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTÍSIMA CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE MEDIO AMBIENTE Y ENERGÍA



UCSC

ANÁLISIS ECONÓMICO PROBABILÍSTICO DE UN SISTEMA
DE GENERACIÓN HÍBRIDO PARA UNA COMUNIDAD
PRODUCTIVA AISLADA, CONSIDERANDO LA
ALEATORIEDAD DE LAS ENERGÍAS PRIMARIAS
RENOVABLES Y LA DEMANDA

Gerson Alejandro Contreras Fierro

Informe de Habilitación Profesional para optar al título de:
Ingeniero Civil Eléctrico

Profesor Patrocinante:

Dr. Eduardo W. Arriagada C,

Profesores Guía:

Dr. Eduardo E. Espinosa N.

Mg. Ricardo I. León C.

Concepción, Septiembre de 2018

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTÍSIMA CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Medio Ambiente y Energía

Profesor Patrocinante:
Dr. Eduardo W. Arriagada C,

ANÁLISIS ECONÓMICO PROBABILÍSTICO DE
UN SISTEMA DE GENERACIÓN HÍBRIDO
PARA UNA COMUNIDAD PRODUCTIVA
AISLADA, CONSIDERANDO LA
ALEATORIEDAD DE LAS ENERGÍAS
PRIMARIAS RENOVABLES Y LA DEMANDA.

Gerson Alejandro Contreras Fierro

Informe de Habilitación Profesional
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Septiembre 2018

Resumen

La aislación de las comunidades rurales se debe al bajo nivel de accesibilidad, escasa población y alta dispersión de los residentes de estos territorios remotos, esto provoca una baja presencia y cobertura de servicios básicos y públicos, como lo son: (i) salud, (ii) educación, (iii) cultura, (iv) telecomunicación, (v) infraestructura de suministro de agua y de energía eléctrica, etc. debido a la gran distancia que poseen estas comunidades de las grandes ciudades del país.

En Chile todavía existen pueblos aislados de la matriz de distribución que no poseen suministro eléctrico, esto se debe a los diversos problemas medioambientales y económicos, tales como el alto costo de operación y mantenimiento que podrían originarse ante la posible instalación de fuentes de energías convencionales, generalmente diésel.

Para abordar la carencia de suministro eléctrico en zonas rurales, el gobierno de Chile a través del Programa de Electrificación Rural (PER) incentiva la promulgación de proyectos de distribución eléctrica para sectores aislados o dispersos mediante subsidios públicos financiados por fondos regionales, con el objetivo de fomentar el desarrollo productivo, la mejora del acceso a la salud y a la educación de las comunidades rurales. Además, cuando las comunidades son productivas existen otros tipos de fondos, los cuales son: INDAP, CORFO y CONADI.

Por otro lado, el Fondo de acceso a la Energía (FAE) es el principal fondo concursable en el financiamiento de proyectos a pequeña escala del Ministerio de Energía, el cual facilita y promueve el acceso a la energía en comunidades vulnerables, rurales y/o aisladas, a través del uso de energías renovables. Este fondo está orientado en el suministro de la energía eléctrica en comunidades, organizaciones sociales, juntas de vecinos y Municipalidades, entre otras organizaciones mediante paneles fotovoltaicos.

En materia de electrificación rural, este trabajo analiza del punto de vista económico probabilístico un sistema de generación Híbrido-Aislado que considere las energías primarias renovables, el racionamiento o energía no suministrada y la sobre-generación o exceso de la energía suministrada por el sistema, la cual entrega la oportunidad de almacenar o la planificación de una estrategia en el uso productivo de la energía en la comunidad rural aislada. Este último refleja el beneficio social que causa este proyecto, ya que se quiere promulgar el riego, cultivo y producción de algún recurso natural que permita a los habitantes tener un desarrollo económico mediante el trabajo y el desarrollo de sus habilidades.

El estudio sistémico debe considerar la oportunidad de las energías primarias renovables y los

efectos positivos y negativos relacionados con el excedente de energía (sobre-generación) y el racionamiento, respectivamente. En base a lo anterior, este trabajo contempla la implementación de un modelo y metodología que considera las variables aleatorias de la velocidad del viento y radiación como prioridad en el proceso de generación de energía eléctrica. El modelo de costo del sistema permite identificar los escenarios variables que dependen de la optimización de unidades eólicas y fotovoltaicas, es decir, cada escenario es único y depende de la aleatoriedad de las energías primarias renovables. El estudio sistémico debe responder a las necesidades básicas de la comunidad productiva, considerando un bajo costo de inversión y un óptimo uso de los recursos naturales.

El proyecto considera un sistema uni-nodal que contempla 20 familias (comunidad Pewenche de Trapa-Trapa del alto Bío Bío) con una carga estimada de 220 kW.

El sistema uni-nodal se compone de turbinas eólicas, paneles fotovoltaicos, una unidad de sobre-generación (oportunidad de almacenamiento) y una unidad virtual (racionamiento) que reemplaza una unidad de generación a diésel. Las energías primarias renovables (velocidad del viento y radiación) junto a la demanda se consideran variables de naturaleza aleatoria.

La metodología utilizada se basa en la técnica de Monte Carlo, que permite determinar los distintos escenarios que facilitan la toma de decisiones para la planificación del sistema. Los resultados conllevan a distribuciones de probabilidad, análisis de clúster, probabilidad conjunta multidimensional e indicadores estadísticos de la generación en ERNC, comportamiento de la sobre-generación y el racionamiento para 2.000 escenarios (1 año de estudio).

Por último, se analiza los escenarios con mayor frecuencia con el objetivo de determinar un posible sistema de generación fijo que permita operar en base a los escenarios con la mayor probabilidad de ocurrencia.

Abstract

The isolation of rural communities is due to the low level of accessibility, scarce population and high dispersion of the residents of these remote territories, this causes a low presence and coverage of basic and public services, such as: (i) health, (ii) education, (iii) culture, (iv) telecommunication, (v) water supply and electric power infrastructure, etc. due to the great distance these communities have from the big cities of the country.

In Chile there are still isolated villages of the distribution matrix that do not have electricity supply, this is due to the diverse environmental and economic problems, such as the high cost of operation and maintenance that could arise from the possible installation of conventional energy sources, generally diesel.

To address the lack of electricity supply in rural areas, the Government of Chile through the Rural Electrification Program (PER) encourages the enactment of electricity distribution projects for isolated or dispersed sectors through public subsidies financed by regional funds, with the objective of promote productive development, improve access to health and education for rural communities. In addition, when the communities are productive there are other types of funds, which are: INDAP, CORFO and CONADI.

On the other hand, the Energy Access Fund (FAE) is the main fund for financing small-scale projects of the Ministry of Energy, which facilitates and promotes access to energy in vulnerable, rural and / or rural communities. isolated, through the use of renewable energies. This fund is focused on the supply of electricity in communities, social organizations, neighborhood associations and municipalities, among other organizations through photovoltaic panels.

As regards rural electrification, this work analyzes from the probabilistic economic point of view a Hybrid-Isolated generation system that considers primary renewable energies, rationing or energy not supplied and over-generation or excess of energy supplied by the system, which provides the opportunity to store or plan a strategy for the productive use of energy in the isolated rural community. The latter reflects the social benefit that this project causes, since it wants to promulgate the irrigation, cultivation and production of some natural resource that allows the inhabitants to have an economic development through work and the development of their skills.

The systemic study should consider the opportunity of renewable primary energies and the positive and negative effects related to surplus energy (over-generation) and rationing, respectively. Based on the foregoing, this work contemplates the implementation of a model and methodology that

considers the random variables of wind speed and radiation as a priority in the process of generating electrical energy. The cost model of the system allows to identify the variable scenarios that depend on the optimization of wind and photovoltaic units, that is, each scenario is unique and depends on the randomness of the renewable primary energies. The systemic study must respond to the basic needs of the productive community, considering a low investment cost and an optimal use of natural resources.

The project considers a uni-nodal system that includes 44 families (Pewenche community of Trapa-Trapa del Alto Bio Bio) with an estimated load of 220 kWh.

The uni-nodal system consists of wind turbines, photovoltaic panels, an over-generation unit (storage opportunity) and a virtual unit (rationing) that replaces a diesel generation unit. Renewable primary energies (wind speed and radiation) together with the demand are considered variables of a random nature.

The methodology used is based on the Monte Carlo technique, which allows determining the different scenarios that facilitate decision making for the planning of the system. The results lead to probability distributions, cluster analysis, multidimensional joint probability and statistical indicators of generation in NCRE, over-generation behavior and rationing for 2,000 scenarios (1 year of study).

Finally, the scenarios are analyzed with greater frequency in order to determine a possible fixed generation system that allows operating based on the scenarios with the highest probability of occurrence.

A los alumnos del pasado, presente y futuro de la carrera de Ingeniería Civil Eléctrica de la U.C.S.C.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a Dios, padres, hermano, tíos y abuelos por su enorme apoyo, paciencia y disposición para hacer de este trabajo un poco más fácil. También agradecerles por la gran motivación que me dieron a la hora de afrontar mis éxitos y fracasos en esta extensa y compleja carrera profesional.

Agradecer a mi profesor guía, Dr. Eduardo W. Arriagada C, por su enorme paciencia y disposición a la hora de las correcciones, comentarios y sugerencias de este informe, lo que me permitió hacerlo de la mejor manera posible. Agradecer también a la comisión compuesta por el Dr. Eduardo E. Espinosa N. y el Mg. Ricardo I. León C. por su gran aporte en este trabajo.

Finalmente, agradecer a mis amigos y compañeros de generación, especialmente a: Diego Alcalde, Alfredo Morales, Marcelo Carrillo, Adrián Arriagada y Sebastián Santelices, quienes hicieron estos años más alegres y divertidos a la hora de estudiar en la biblioteca.

Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	XI
LISTA DE FIGURAS	XII
NOMENCLATURA.....	XIII
ABREVIACIONES.....	XV
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	16
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL.....	16
1.2. OBJETIVOS	19
1.2.1 <i>Objetivo General</i>	19
1.2.2 <i>Objetivos Específicos</i>	19
1.3. ALCANCES Y LIMITACIONES	19
1.4. TEMARIO Y METODOLOGÍA	19
CAPÍTULO 2. PRESENTACIÓN DE ANTECEDENTES.....	21
2.1. INTRODUCCIÓN	21
2.2. ESTADO DEL ARTE.....	23
2.3. COMPONENTES PARA EL ESTUDIO SISTÉMICO HÍBRIDO-AISLADO	24
2.3.1 <i>Paneles Fotovoltaicos</i>	24
2.3.2 <i>Turbina Eólica o Aerogenerador</i>	26
2.4. ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN CHILE	28
2.5. NORMATIVA ELÉCTRICA CHILENA E INTERNACIONAL.....	29
2.6. COMUNIDADES AISLADAS PRODUCTIVAS	32
2.7. DISCUSIÓN	33
CAPÍTULO 3. MODELACIÓN TEÓRICA DEL SISTEMA HÍBRIDO-AISLADO	35
3.1. INTRODUCCIÓN	35
3.2. COSTO DE SOBRE-GENERACIÓN.....	36
3.3. COSTO DEL RACIONAMIENTO	36
3.4. COSTO DE LA ENERGÍA	38
3.5. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO	38
3.6. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO SOLAR	41
3.7. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA	42
3.8. MÉTODO DE MONTE CARLO	43
3.9. MODELO ECONÓMICO PROBABILÍSTICO DEL SISTEMA HÍBRIDO-AISLADO.....	44
3.10. PROGRAMACIÓN LINEAL ENTERA MIXTA (MILP)	45
3.11. DISCUSIÓN	46
CAPÍTULO 4. RESULTADOS	47
4.1. INTRODUCCIÓN	47
4.2. VARIABLES DE ENTRADA PARA EL MODELO DEL DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DEL SISTEMA HÍBRIDO-AISLADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	47
4.2.1 <i>Análisis estadístico de la velocidad del viento aleatorio</i>	48
4.2.2 <i>Potencia de la Turbina Eólica</i>	50
4.2.3 <i>Análisis estadístico de la Radiación aleatoria</i>	53
4.2.4 <i>Potencia del Panel Fotovoltaico</i>	56
4.2.5 <i>Análisis estadístico de la Demanda Aleatoria</i>	59
4.2.6 <i>Costo de la Energía</i>	62
4.3. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DEL MODELO DEL SISTEMA HÍBRIDO-AISLADO	65
4.4. CASO 1: 2.000 SIMULACIONES PARA $N_{EÓLICO} = 14$ Y $N_{SOLAR} = 0$	71
4.5. CASO 2: 2.000 SIMULACIONES PARA $N_{EÓLICO} = 75$ Y $N_{SOLAR} = 0$	75
4.6. CASO 3: 2.000 SIMULACIONES PARA $N_{EÓLICO} = 0$ Y $N_{SOLAR} = 1.202$	79
4.7. CASO 4: 2.000 SIMULACIONES PARA $N_{EÓLICO} = 9$ Y $N_{SOLAR} = 1.016$	82

4.8. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	86
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES	89
5.1. SUMARIO	89
5.2. CONCLUSIONES	90
5.3. TRABAJO FUTURO.....	91
BIBLIOGRAFÍA.....	92
ANEXO A. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y COTIZACIÓN DE LA TURBINA EÓLICA.....	95
5.4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA TURBINA EÓLICO.....	95
5.5. COTIZACIÓN DE LA TURBINA EÓLICA	96
ANEXO B. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y COTIZACIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO	97
5.6. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PANEL FOTOVOLTAICO.....	97
5.7. COTIZACIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO	98
ANEXO C. CÓDIGO MATLAB DE LA OPTIMIZACIÓN DEL MODELO	99
ANEXO D. ESCENARIOS MÁS RECURRENTES DEL 24,2% DE LOS DATOS	100

Lista de Tablas

Tabla 3.1: Estimaciones del costo de interrupción del sector expresadas en kiloWatts de demanda peak anual (US\$/kWh) [46].	37
Tabla 4.1: Estadística descriptiva de la velocidad del viento Aleatorio.	48
Tabla 4.2: Tabla resumen de la probabilidad de ocurrencia de la velocidad del viento aleatorio.	49
Tabla 4.3: Tabla resumen de la potencia Eólica aleatoria.	51
Tabla 4.4: Estadística descriptiva de la Potencia de la Turbina Eólica.	52
Tabla 4.5: Estadística descriptiva de la radiación Aleatoria	54
Tabla 4.6: Tabla resumen de la probabilidad de ocurrencia de la radiación aleatoria.	55
Tabla 4.7: Tabla resumen de la potencia del panel Fotovoltaico.	57
Tabla 4.8: Estadística descriptiva de la Potencia Fotovoltaica.	58
Tabla 4.9: Tabla resumen de la Demanda.	60
Tabla 4.10: Estadística descriptiva de la Demanda.	61
Tabla 4.11: Tabla resumen de la Energía Producida por una Turbina Eólica.	63
Tabla 4.12: Tabla resumen de la Energía Producida por un Panel Fotovoltaico.	64
Tabla 4.13: Tabla Resumen de los posibles escenarios óptimos del Sistema.	70
Tabla 4.14: Tabla resumen de los 3 casos.	88
Tabla D.D.1: Tabla de escenarios mas recurrentes en el intervalo de moda de la Energía ERNC y la Demanda.	100

Lista de Figuras

Figura 2.1: Configuración general de un Sistema Híbrido de energía [16].	22
Figura 2.2: Curvas características de un panel fotovoltaico [18].	25
Figura 2.3: Curva Viento-Potencia de turbina eólica [18].	27
Figura 3.1: Ubicación geográfica de la Comunidad Pewenche de Trapa-Trapa.	35
Figura 3.2: Distribución Típica de Weibull para la velocidad del viento.	40
Figura 3.3: Curva de Distribución Beta de $q=9$ y $r=0.5$.	42
Figura 4.1: Histograma de la Probabilidad de los vientos aleatorios.	50
Figura 4.2: Curva ‘Potencia - Velocidad del Viento’ de la Turbina Eólica de 50 kW.	51
Figura 4.3: Histograma de la Probabilidad de la Potencia Eólica.	53
Figura 4.4: Histograma de la Probabilidad de la Radiación Aleatoria.	56
Figura 4.5: Curva Potencia - Radiación Teórica del panel fotovoltaico.	57
Figura 4.6: Histograma de la Probabilidad de potencia fotovoltaica.	59
Figura 4.7: Histograma de la Probabilidad de Demanda.	62
Figura 4.8: Probabilidad Conjunta ‘Energía ERNC – Demanda’.	66
Figura 4.9: Probabilidad Conjunta ‘Energía Total Eólica - Energía Total Fotovoltaica’.	68
Figura 4.10: Probabilidad Conjunta ‘Racionamiento - Sobre-generación’.	69
Figura 4.11: Probabilidad Conjunta de la ‘Energía ERNC – Demanda’ del Caso 1.	72
Figura 4.12: Probabilidad Conjunta de la ‘Energía Total Eólica – Energía Total Fotovoltaica’ del Caso 1.	73
Figura 4.13: Probabilidad Conjunta de la ‘Racionamiento – Sobre-generación’ del Caso 1.	74
Figura 4.14: Probabilidad Conjunta de la ‘Energía ERNC – Demanda’ del Caso 2.	76
Figura 4.15: Probabilidad Conjunta de la ‘Energía Total Eólica – Energía Total Fotovoltaica’ del Caso 2.	77
Figura 4.16: Probabilidad Conjunta de la ‘Racionamiento – Sobre-generación’ del Caso 2.	78
Figura 4.17: Probabilidad Conjunta de la ‘Energía ERNC – Demanda’ del Caso 3.	80
Figura 4.18: Probabilidad Conjunta de la ‘Energía Total Eólica – Energía Total Fotovoltaica’ del Caso 3.	81
Figura 4.19: Probabilidad Conjunta de ‘Racionamiento – Sobre-generación’ del Caso 3.	82
Figura 4.20: Probabilidad Conjunta de la ‘Energía ERNC – Demanda’ del Caso 4.	83
Figura 4.21: Probabilidad Conjunta de la ‘Energía Total Eólica – Energía Total Fotovoltaica’ del Caso 4.	85
Figura 4.22: Probabilidad Conjunta de ‘Racionamiento – Sobre-generación’ del Caso 4.	86
Figura A.1: Especificaciones Técnicas de la Turbina Eólica.	95
Figura A.2: Cotización de la Turbina Eólica.	96
Figura B.1: Especificaciones Técnicas del Panel Fotovoltaico.	97
Figura B.2: Especificaciones Técnicas del Panel Fotovoltaico.	98

Nomenclatura

Escalares

P	: Potencia Activa.
$f(V)$: Función dependiente de la tensión en la curva característica de un panel fotovoltaico.
I	: Corriente RMS.
V	: Voltaje o tensión RMS.
I_{sc}	: Corriente de cortocircuito.
V_{oc}	: Tensión de circuito abierto.
P_{max}	: Potencia máxima.
I_{Pmax}	: Corriente de potencia máxima.
V_{Pmax}	: Tensión de potencia máxima.
V_{nom}	: Tensión nominal.
η	: Eficiencia.
P_{air}	: Potencia de una masa de aire en movimiento.
ρ_{air}	: Densidad del Aire.
R	: Radio del rotor.
v	: Velocidad del Aire.
V_p	: Velocidad de partida.
V_g	: Velocidad de generación mínima.
V_n	: Velocidad nominal.
V_c	: Velocidad de corte.
$f(v)$: Función de densidad de la distribución de Weibull.
$F(v)$: Función de distribución acumulativa de Weibull.
n	: Número total de observaciones.
v_i	: Velocidad medida del viento.
\bar{v}	: Velocidad promedio del viento.
σ	: Desviación estándar.
μ	: Media.
$f(r)$: Función de densidad de la distribución Beta.
$B(q, r)$: Función Beta.
a	: Límite inferior de la función Beta.
b	: Límite superior de la función Beta.
μ_x	: Media de la distribución Beta.
σ_x	: Desviación estándar de la distribución Beta.
$\varphi_{\mu,\sigma}(x)$: Función de densidad de la distribución normal.
x	: Variable independiente.
$g(x)$: Función de probabilidad de Monte Carlo.
$\$_{Wind}$: Precio de la energía de una turbina eólica.
P_{Wind}	: Potencia generada por una turbina eólica.
N_{Wind}	: Cantidad de turbinas eólicas del sistema.
$\$_{PV}$: Precio de la energía de un panel fotovoltaico.
P_{PV}	: Potencia generada por un panel fotovoltaico.
N_{PV}	: Cantidad de paneles fotovoltaicos del sistema.

$\$R$: Costo del racionamiento.
P_R	: Racionamiento.
$\$SG$: Costo de la sobre-generación.
P_{SG}	: Sobre-generación.
D	: Demanda del Sistema.
$f^T(x_i)$: Expresión matemática de un problema entero mixto.
x_i	: Variable de decisión de $f^T(x_i)$.
CE	: Costo de la Energía.
FR	: Factor de Recuperación.
N	: Número de años.
I_0	: Inversión.
EPA	: Energía Producida Anual.
i	: Tasa de interés.

Abreviaciones

Mayúsculas

NPC	: Costo Actual Neto.
CT	: Costo Total.
CE	: Costo de la Energía.
ERNR	: Energía Renovable No Convencionales.
PER	: Programa de Electrificación Rural.
CNE	: Comisión Nacional de Energía.
FNDR	: Fondo Nacional de Desarrollo Regional.
NREL	: National Renewable Energy Laboratory.
CDEC	: Centro de despacho Económico de Carga.
FNDR	: Fondo Nacional de Desarrollo Regional.
PV	: PhotoVoltaic.
LGSE	: Ley General de Servicios Eléctricos.
PMGD	: Pequeños Medios de Generación Distribuida.
PMG	: Pequeños Medios de Generación.
MGNC	: Medios de Generación No convencionales.
UF	: Unidades de Fomento.
MILP	: Programación Lineal Entera Mixta.
PIP	: Programación Entera Pura.
BIP	: Programación Entera Binaria.
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

Minúsculas

c.c.	: Corriente continúa.
c.a.	: Corriente alterna.

Capítulo 1. Introducción

1.1. Introducción General

El problema de la electrificación rural ha sido una de las carencias que Chile ha tenido a lo largo de su desarrollo, la cual se enfrenta a fines de 1994 con el PER creado por la CNE como parte de la política de superación de la pobreza. Uno de sus objetivos fue dar solución a las carencias de electricidad en el medio rural, reducir las migraciones, fomentar el desarrollo productivo, y mejorar el acceso a la salud y a la educación de las comunidades campesinas. Este programa fue ejecutado por los gobiernos regionales a través del FNDR y a partir del año 2003 en convenios de préstamo con el programa de crédito BID [1].

Este Programa de Electrificación Rural hace la entrega de subsidios públicos a la inversión destinada a proyectos de distribución eléctrica para sectores aislados o dispersos que, de otro modo, no se habrían ejecutado por no tener rentabilidad privada.

Actualmente, suplir energía eléctrica en comunidades aisladas es un problema complejo de resolver, lo que ha sido motivo de gran preocupación tanto en el gobierno como en las diferentes compañías eléctricas, en lo que respecta al suministro de energía en ubicaciones remotas, a las que no se puede suministrar electricidad desde la línea de la red principal debido al alto costo asociado con ella. La necesidad de energía en este tipo de área remota ha requerido una búsqueda urgente de fuentes de energía alternativas [2].

En materia del PER, un informe de catastro de campo del proyecto “*remoción de barreras para la electrificación rural con energías renovables*” de las Naciones Unidas y Chile concluye que en localidades de la IX región de difícil acceso en Chile, aisladas de la red eléctrica, es común el uso de generadores en base a motores diésel para el abastecimiento de electricidad [3]. Si bien esta solución es fácil de implementar, posee características que llevan a considerar otro tipo de soluciones. Las principales falencias de un generador diésel para el abastecimiento de electricidad son: (i) el alto costo de generación, asociado al costo directo de combustible y costos de mantenimiento del equipo, (ii) la disponibilidad de la electricidad, (iii) la emisión de contaminantes y (iv) la poca accesibilidad en el traslado del combustible a estas zonas [2].

En Chile existen casi 5.000 localidades y 170.000 personas consideradas en aislamiento que poseen dificultad de acceso, baja densidad poblacional, menores índices de desarrollo socioeconómico y baja cobertura de servicios básicos y públicos con las características que definen a estos lugares. La geografía determina el aislamiento de estos territorios, pero al mismo tiempo brinda recursos y potencialidades a quienes los habitan [4]. Dentro de estas localidades rurales aisladas existen aproximadamente 15.000 familias que no cuentan con acceso eléctrico, y otras 15.000 tienen suministro parcial o dependiente del diésel. Adicionalmente, en lo que respecta a disponibilidad de agua caliente sanitaria, el 12% de la población no tiene acceso a ella, lo que aumenta a un 31% en el sector rural [5].

Por otro lado, a lo largo del país existen cerca de 120 sistemas de generación eléctrica aislados que se abastecen, en su mayoría, de energía con base en diésel y que cuentan con un suministro precario, costoso y contaminante. Por esto en este informe se analizará económicamente mediante una estrategia probabilística en mejora del abastecimiento eléctrico actual de los sistemas aislados para que cuenten con suministro 24/7, priorizando la incorporación de energías primarias renovables [5].

En las comunidades aisladas de Chile existen necesidades energéticas más allá de las viviendas, en particular para fines productivos y emprendimientos que aporten al desarrollo local en comunidades. Es por esto que este trabajo se incentiva la productividad de la explotación de algún producto agronómico que poseen estas localidades, con el objetivo de desarrollar la economía y la cobertura de los servicios básicos y públicos que carecen este tipo de comunidades, la cuales son llamadas comunidades aisladas productivas.

La energización de estos tipos de comunidades se aborda mediante el concepto de sistema de energía independiente o no conectada a la red (off-grid). Dado que la instalación de fuentes de energía convencionales es bastante costosa solo para atender la demanda de carga específica de la ubicación remota. El sistema híbrido de energía renovable es una alternativa aceptable para proporcionar el suministro eléctrico en zonas rurales debido a que esta solución minimiza los problemas ambientales. El análisis de fuentes de generación en sistemas híbridos permite dar respuestas a varias interrogantes, por ejemplo: (i) asignación de potencia en las unidades de generación, (ii) planificación de la operación, (iii) confiabilidad de los sistemas de generación, (iv) impacto de las energías renovables no convencionales, entre otros. Por esta razón, los problemas de costos y dimensionamiento energético a nivel sistémico son y serán la base para los estudios de todo tipo de sistemas híbridos-aislados [6].

Por otro lado, en la literatura existen 2 grandes estrategias que pueden ayudar a la toma de decisiones en este tipo de problemas. El primero es el determinista, el cual es aquel que hace

predicciones exactas para cantidades (como el peso de un animal o la producción de leche), sin ninguna distribución de probabilidad asociada. También sus variables de entrada o condiciones iniciales producirán invariablemente las mismas salidas o resultados, no contemplándose la existencia de azar, o incertidumbre en el proceso modelado mediante dicho modelo determinístico. En este tipo de problemas se conocen con exactitud todas las variables a la hora de la toma de decisiones y poseen una única solución [7] [8].

El segundo y último modelo es el estocástico o probabilístico, el cual es aquel que al menos una variable del mismo es tomada como un dato al azar o aleatoria y las relaciones entre variables se toman por medio de funciones probabilísticas que sirven por lo general para realizar grandes series de muestreos, y así, este modelo sólo predice el valor esperado de una cantidad, sino también su varianza. En este proceso estocástico no se conocen todas las variables debido a que existe la incertidumbre en el comportamiento de los parámetros del sistema, además, poseen una gran cantidad de soluciones proporcionalmente al número de muestras de la simulación [7] [8].

Dicho lo anterior, en este trabajo con respecto al análisis económico de un sistema híbrido-aislado se propone una estrategia de optimización estocástica que conlleve un análisis probabilístico que considere la incertidumbre del comportamiento de las variables de entrada del sistema, en especial las energías primarias renovable y la demanda. La aleatoriedad que poseen estos valores lleva al análisis probabilístico de una gran cantidad de escenarios posibles que puede experimentar el sistema a lo largo de su vida útil. Esta gran ventaja en comparación con el análisis determinista se debe a que al considerar muchos escenarios se pueden planificar y coordinar protocolos de operación que puedan mantener el suministro eléctrico constante a pesar del tipo de escenario de falla que pueda experimentar este sistema en su operación.

El modelo estocástico económico lineal de un sistema híbrido-aislado puede basarse en distintos tipos de costos, como por ejemplo, NPC, CT, VAN, etc. En este análisis se considera el CT como el modelo económico del sistema, el cual posee variables de naturaleza entera y real dependiendo del tipo de parámetro de salida del modelo.

Por último, en la literatura existe una gran cantidad de algoritmos de programación lineal y genéticos que solucionan el tipo de modelo probabilísticos lineales, tales son, método ϵ -constraint [9], programación entera mixta [10], redes neuronales [11], enjambres de partícula [12] [13] y el algoritmo basado en la colonia de las abejas [14] [15]. Por lo tanto, el algoritmo que más se adecua a las condiciones del modelo probabilístico es el basado en la programación entera mixta debido a la naturaleza mixta de sus variables.

1.2. Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Analizar de forma económica un sistema de generación híbrido-aislado mediante una estrategia probabilística, considerando la aleatoriedad de la demanda y de las energías primarias renovables de la comunidad productiva Pewenche de trapa-trapa, ubicada en el alto Bio Bio.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar mediante distribuciones probabilísticas las variables aleatorias de radiación, viento y demanda.
- Calcular el CE de una turbina eólica y de un panel fotovoltaico.
- Optimizar el modelo económico probabilístico del sistema híbrido-aislado, considerando la aleatoriedad de las variables de entrada (energías primarias renovables y la demanda).
- Determinar el dimensionamiento económico del sistema híbrido-aislado mediante una estrategia probabilística y un análisis de probabilidades conjuntas del racionamiento y de la sobre-generación.

1.3. Alcances y Limitaciones

El modelo económico probabilístico de optimización aplicado reconoce un sistema híbrido-aislado de tipo uni-nodal. La energía primaria de las turbinas eólica y Paneles fotovoltaicos (Viento, radiación) son de naturaleza aleatoria. Las variables de decisión se consideran aleatorias y de tipo económicas.

Los resultados se analizan bajo la distribución de probabilidad conjunta de las siguientes variables: (i) Energía ERNC - Demanda, (ii) Energía Total Fotovoltaica – Energía Total Eólica y (iii) Racionamiento - Sobre-generación.

1.4. Temario y Metodología

En primer lugar, el capítulo 2 se cubre la información básica de un sistema híbrido-aislado, tales como su funcionamiento y características junto con el análisis teórico de una comunidad aislada productiva. A la vez son presentadas las distintas tecnologías ERNC que se incorporarán al sistema híbrido-aislado mediante el análisis de su funcionamiento y la presentación de sus curvas de potencias.

Además, se presenta un estudio histórico de la incorporación de las ERNC en Chile y se repasa el progreso regulatorio chileno con respecto al acelerado desarrollo de las ERNC en el país mediante el estudio de las leyes que han permitido la promulgación de las inversión de las ERNC en Chile.

En el capítulo 3 se define el costo de racionamiento o Energía no suministrada y el costo de la sobre-generación o excedente la energía ERNC en el sistema, además, se presenta la caracterización de las variables aleatorias, tales como la demanda y los recursos primarios renovables (viento y radiación) a través del estudio estadístico de las distribuciones probabilísticas. Simultáneamente, se cubre la información de la metodología de la técnica numérica de Monte Carlo, la cual es usada para la generación de números aleatorios. Para luego entrar a la modelación estocástica económica del sistema híbrido-aislado considerando el análisis probabilístico de los parámetros estudiados en las secciones anteriormente. Este modelo es un problema de programación lineal entera mixta debido a la naturaleza entera y real de las variables del sistema, por lo tanto, el método basado en la MILP es analizado mediante el estudio de su metodología. v

En resumen, en los capítulos 2 y 3 se encuentra la base teórica del funcionamiento del modelo económico del sistema.

El capítulo 4 presenta los resultados obtenidos mediante el análisis teórico de los capítulos antecesores. A la vez se calculan las variables aleatorias de entrada, tales como el CE ERNC y las potencias eólica y fotovoltaica. Todas estas variables son analizadas estadísticamente mediante las probabilidades y los coeficientes estadísticos, logrando la obtención de las curvas de distribución. Posteriormente, se realizan 2.000 simulaciones de los 4 casos más recurrentes de los datos optimizados, con el fin de poder analizar el comportamiento de la función de costos y del racionamiento y sobre-generación, y así, poder determinar el dimensionamiento óptimo económico del sistema.

Finalmente, se realiza un análisis de los resultados con el fin de elaborar las conclusiones finales. Posteriormente, se indican los posibles estudios que se pueden realizar para complementar el trabajo realizado en este informe.

Capítulo 2. Presentación de Antecedentes

2.1. Introducción

Un sistema híbrido-Aislado de generación de energía eléctrica es aquel que emplea más de una fuente de generación de energía de manera aislada o no conectada a la red eléctrica, este sistema puede estar compuesto mediante la combinación o la individualización de generadores que operan con diésel, gasolina o gas, con las fuentes de energía no convencionales, como lo son los parques eólicos y fotovoltaicos, centrales térmicas de biomasa o biogás, celdas electroquímicas, centrales geotérmicas, micro-hidroeléctricas, etc. [16] [17] [2].

La combinación de fuentes de generación permite que el sistema híbrido presente una reducción en la variabilidad de la energía del suministro eléctrico en comparación a la generación individual de algunas de sus fuentes ERNC. La construcción puede ser modular, lo que permite la adición de nuevos componentes energéticos a la configuración, frente a un eventual incremento en la demanda eléctrica [18].

Un sistema Híbrido compuesta por generadores ERNC posee numerosas ventajas frente a fuentes de generación eléctrica convencionales que poseen un único recurso, los cuales los más relevantes son:

- Mayor fiabilidad de suministro eléctrico ya que la generación está basada en más de una Fuente.
- Reducción de la capacidad necesaria de almacenamiento de energía. Debido a la complementariedad de las diferentes fuentes de generación.
- Menor costo de mantenimiento y operación. Especialmente se dará en los casos en los que se sustituyen dispositivos de almacenamiento de energía, como baterías de plomo ácido.
- Menor efecto medioambiental. Si además está formado en su totalidad por fuentes renovables, el efecto medioambiental será mínimo al no emitir gases ni líquidos contaminantes.

Sin embargo también tiene una serie de desventajas, como lo son:

- Posible sobredimensionamiento del sistema en el caso de que se dimensione para que cada fuente cubra la demanda de forma independiente. La solución pasa por emplear un algoritmo adecuado de optimización del sistema.
- El costo inicial de instalación del sistema es bastante elevado en comparación con un generador convencional diésel, a pesar de que a largo plazo el costo es generalmente bajo debido al valor del costo de operación.
- El empleo de generadores diésel y de baterías, está íntimamente ligado con un impacto ambiental, lo cual reduce la sostenibilidad medioambiental del sistema.
- La implementación excesiva de fuentes y tecnologías introduce al sistema cierto grado de dificultad frente a los sistemas con una única fuente, especialmente en las tareas de control y en los procedimientos de mantenimiento y operación ya que esto hace el sistema se vuelva más costoso debido a la necesidad de aparatos de control más complejos.

En la Figura 2.1 se muestra una configuración general de un pequeño sistema híbrido-Aislado de Energía, la cual se observa el uso de las energías primarias del sol y el viento. También este sistema posee un almacenamiento de energía mediante el uso de baterías, y un convertidor de potencia c.c/c.a. que transforma la energía de c.c. a c.a. con la finalidad de suministrarla a la carga domiciliaria.

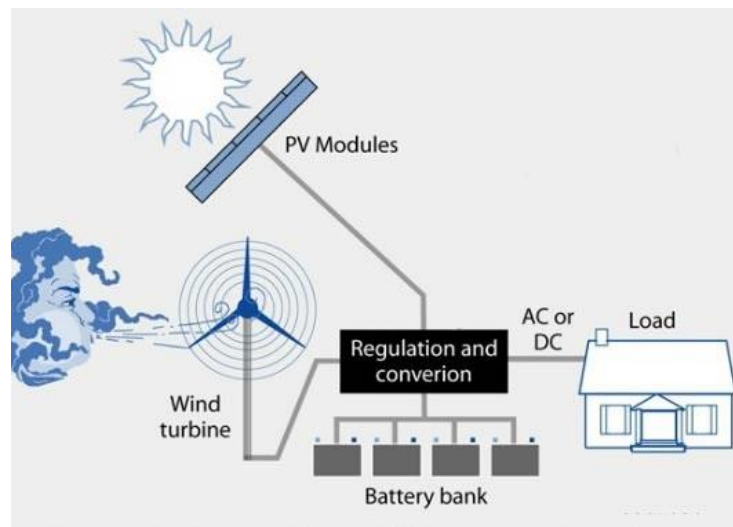


Figura 2.1: Configuración general de un Sistema Híbrido de energía [16].

2.2. Estado del Arte

Actualmente en la literatura se encuentran varios trabajos asociados a sistemas híbridos-aisladas de tipo PV- eólico - diésel y con almacenamiento de energía en base a baterías. La totalidad de los sistemas híbridos observados tienen criterios de diseño basado en valores medios, que permiten validar un algoritmo, un modelo o una metodología planteada. La consideración de estos trabajos son de tipo deterministas que permiten encontrar soluciones aproximadas a la realidad. La consideración de la variabilidad de las fuentes energéticas primarias y la demanda, hacen aún más complejo el estudio de estos sistemas [19].

El criterio de diseño predominante en el ámbito del dimensionamiento económico, es el mono-objetivo, o sea la búsqueda del mayor VAN o menor NPC como análisis de decisión. Bajo este estudio, en algunos trabajos se ha mostrado la viabilidad económica de sistemas híbridos aislados que se encuentran en localidades alejadas de la red y donde se experimentan condiciones ideales, respecto a la disponibilidad de uno o más recursos energéticos renovables. Es por esta razón que la propagación de sistemas híbridos aislados ha tenido tanta importancia.

Las publicaciones desarrolladas internacionalmente han permitido avanzar en el Diseño, Simulación, Optimización y Estrategias de Control de los sistemas híbridos, lo que ha facilitado aproximarse a resultados más exactos provocando la reducción de los recursos económicos y medioambientales.

Los estudios de los proyectos de pregrado y de las empresas consultoras, se enfocan propiamente tal en la aplicación directa de la modelación y optimización de los sistemas híbridos aislados o conectados a la red en lugares específicos, basado en una solución que ha sido replicada en otros lugares.

En el tema de electrificación rural Chile es el líder en Latinoamérica con un 97.89% de cobertura en el suministro de energía eléctrica en escuelas y postas rurales, llegando a un total de 93 establecimientos energizados, pero durante este año 2018 se plantea llegar a la meta de electrificar el 100% de las escuelas públicas y postas rurales del país, equivalente a un total de 95 establecimientos energizados distribuidos a lo largo del país [20]. Esto es sumamente positivo en el ámbito de la conectividad y de la calidad de vida de los habitantes de estas zonas rurales, ya que este recurso les permite tener una mejor calidad en la educación y salud.

2.3. Componentes para el estudio sistémico Híbrido-Aislado

Las consideraciones necesarias para realizar el estudio sistémico del área, contempla el uso de energías primarias (viento y radiación), como base para encontrar el comportamiento de la oportunidad de generación de energía eléctrica en la comunidad. Estas tecnologías consideradas como fuente de ERNC, son presentadas a continuación.

2.3.1 Paneles Fotovoltaicos

La energía fotovoltaica es la energía eléctrica obtenida a través de los fotones procedentes de la luz solar mediante células fotovoltaicas. Este tipo de energía es cada día más importante debido a la mayor necesidad de energías limpias que permitan un desarrollo sostenible [2].

La producción eléctrica está basada en el fenómeno físico denominado "efecto fotovoltaico", que básicamente consiste en convertir la luz solar en energía eléctrica por medio de unos dispositivos semiconductores denominados células fotovoltaicas. Estas células están elaboradas a base de uno de los elementos más abundantes en la naturaleza, tal célula es el silicio puro con adición de impurezas de ciertos elementos químicos (boro y fósforo) [21].

Las células se montan en serie sobre los módulos fotovoltaicos o módulos solares para conseguir un voltaje adecuado. Parte de la radiación incidente se pierde por reflexión y otra parte por transmisión atraviesa la célula. El resto es capaz de hacer saltar electrones de una capa a la otra creando una corriente proporcional a la radiación incidente.

Existen diferentes tipos de paneles fotovoltaicos en función de los materiales empleados, los cuales son:

- Silicio Mono-cristalino: con una eficiencia energética entre 15 - 17%.
- Silicio Poli-cristalino: con una eficiencia energética entre 12 - 14 %
- Silicio Amorfo: con una eficiencia energética menor del 10 %;
- Otros materiales: Arseniuro de galio, di-seleniuro de indio y cobre, telurio de cadmio.

Actualmente la tecnología fotovoltaica más considerada para la producción de electricidad es la basada en el uso de módulos fotovoltaicos planos, incorporadas por células de silicio mono-cristalino o poli-cristalino, o módulos fotovoltaicos de alta concentración, siendo estos últimos los más modernos y eficientes (18% - 33%) pero para ello se debe tener un seguimiento constante respecto de la posición del sol aprovechando solo la radiación directa.

La curva característica de un módulo fotovoltaico relaciona la corriente con la tensión o voltaje del módulo, lo que se traduce en una curva de potencia que depende del voltaje. La potencia entregada por una celda fotovoltaica se describe como una función dependiente de la tensión o voltaje, es decir $P = f(V)$, ya que a su vez la intensidad depende del voltaje, es decir $I = f(V)$. Estas relaciones se expresan gráficamente en las figura 2.2.

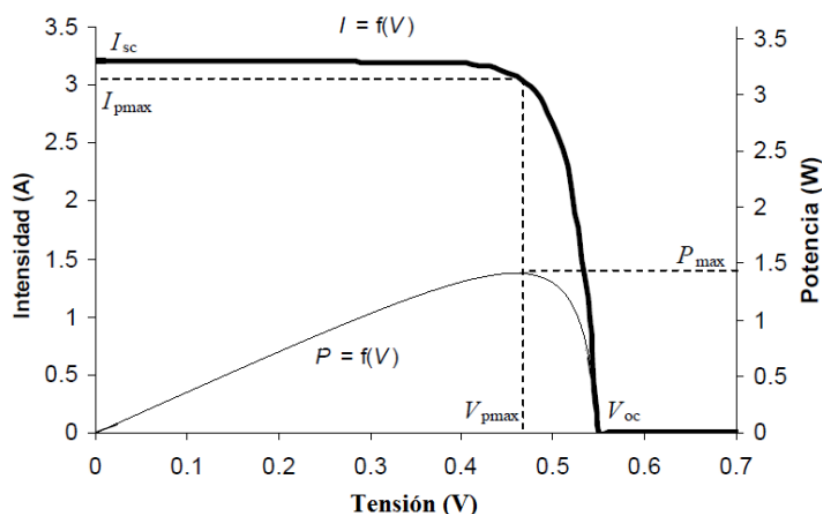


Figura 2.2: Curvas características de un panel fotovoltaico [18].

Para la comprensión del comportamiento de la celda se definen los parámetros más determinantes:

- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): Es la corriente en la celda cuando sus bornes están cortocircuitados, es decir $V = 0$.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): Es la tensión cuando no hay carga conectada, es decir $I = 0$.
- Potencia máxima (P_{max}): Es el máximo de la función potencia ($P = I * V$), para esta potencia se obtiene la corriente de potencia máxima (I_{Pmax}) y la tensión de potencia máxima (V_{Pmax}).
- Tensión nominal (V_{nom}): Tensión para la que está diseñado (tensión nominal c.c. en donde se conectará el panel).

- Eficiencia (η): Es la razón entre la máxima potencia que se puede obtener del módulo fotovoltaico y la radiación incidente sobre la superficie del panel.

Por otro lado, la corriente en los módulos fotovoltaicos es proporcional a la radiación solar incidente, y el voltaje tiende a disminuir con altas temperaturas, obteniéndose pérdidas de potencia cercanas al 4% por cada 10° C de aumento en la temperatura de operación. Es por esto que un sistema fotovoltaico sometido a igual radiación solar incidente, generará menos energía en un lugar con altas temperaturas que en un lugar frío [2] [18].

2.3.2 Turbina Eólica o Aerogenerador

Un aerogenerador es un dispositivo que transforma parte de la energía cinética del viento en energía eléctrica. La energía cinética que porta el aire al moverse proporciona energía mecánica a un rotor y que a través de un sistema mecánico multiplicador de velocidad hace girar el rotor de un generador. Existen variados tipos de aerogeneradores, principalmente diferenciados por: posesión del eje de rotación (horizontal y vertical), potencia nominal generada y velocidad mínima de arranque. Para el desarrollo de sistemas híbridos, se utilizan en gran parte de los casos los aerogeneradores de eje horizontal con tres palas, dada su alta eficiencia [2] [18].

Una masa de aire en movimiento posee una potencia que se expresa mediante la Ecuación 2.1.

$$P_{air} = \frac{1}{2} \rho_{air} R^2 v^3 \quad (2.1)$$

Independiente del diseño que posea un generador eólico, existe un límite máximo de energía que se puede generar, este término se conoce como límite de Betz y corresponde al 59,3% de la potencia del viento que incide sobre el área de barrido del aerogenerador.

Para poder utilizar al máximo el potencial de la energía eólica es necesario conocer la curva de potencia del aerogenerador elegido. Esta curva relaciona la potencia de generación eléctrica con la velocidad del viento, y es fundamental para la selección adecuada del modelo de aerogenerador que se utilizará considerando las características de la localidad donde será instalado [2]. En la figura 2.3 se presenta una curva de potencia característica.

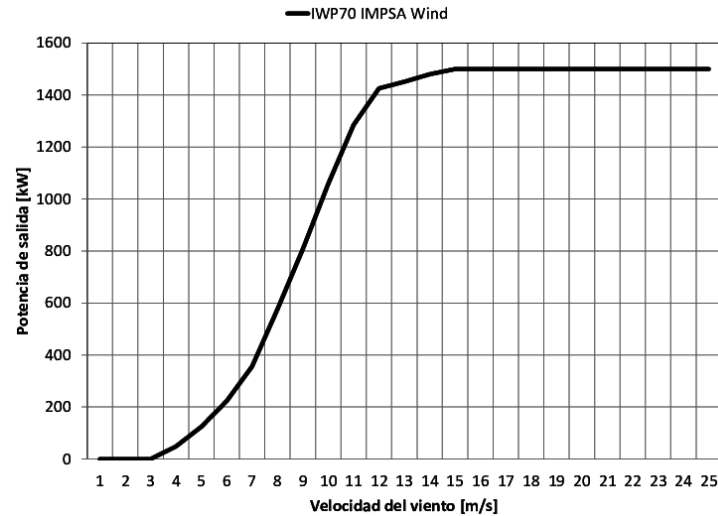


Figura 2.3: Curva Viento-Potencia de turbina eólica [18].

A continuación se definen una serie de parámetros que se deben considerar a la hora de definir las características de un aerogenerador en un Sistema energético.

- Número de palas (aspas, álabes o hélices): Indica el número de palas que conforman el rotor, suelen ser dos o tres.
- Diámetro del rotor: Corresponde al diámetro del área que barren las palas.
- Área barrida: Área circular descrita por las palas en su giro.
- Velocidad de Partida (V_p): Velocidad del viento mínima para que el rotor salga de su estado de reposo inicial. Produciendo un torque mecánico e iniciando el movimiento en las palas.
- Velocidad de generación mínima (V_g): Valor mínimo de la velocidad del viento en la cual la generación de energía es posible, es un valor levemente menor a la velocidad de partida.
- Velocidad nominal (V_n): Velocidad del viento a la cual la potencia nominal es extraída.
- Velocidad de corte (V_c): Valor de la velocidad del viento a la cual el regulador actúa para interrumpir el movimiento del rotor eólico, para protegerlo de cargas excesivas y daños estructurales.
- Velocidad de Control: Velocidad del viento a la cual el rotor sufre una acción del regular de velocidad para disminuir su potencia de salida.

- Velocidad de supervivencia: Valor máximo de la velocidad del viento que la estructura del aerogenerador puede soportar.

2.4. Energías Renovables No Convencionales en Chile

En la actualidad, las ERNC se han transformado en un elemento cada vez más importante en la generación de energía eléctrica a nivel mundial, debido a su mínimo impacto ambiental y su costo nulo de producción eléctrica. Por esta razón, en Chile el año 2008 se define como fuentes de Energías Renovables No Convencionales a la eólica mediante la ley 20.257 [22], la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la energía de los mares y la hidroeléctrica (central hasta 20 MW) [23].

Anualmente el coordinador nacional mediante un informe llamado ‘Reporte Anual’ o ‘Estadísticas de Operación’ informa sobre el desarrollo que ha experimentado la matriz energética chilena en el periodo de operación respectivo de cada informe. De este modo, en los informes del año 2010 [24] [25] junto a los reportes anuales del año 2016 [26] y 2017 [27] se observa un incremento de un 20,6% en la capacidad total instalada del sistema eléctrico entre los años 2010 y 2017, donde el 3,94% de este incremento acontece en el último periodo. Uno de los principales factores que favorece al crecimiento de estas variables es el incremento de la demanda, debido al inminente desarrollo económico y social de Chile.

Otro factor que favorece el aumento de la potencia total instalada en el sistema eléctrico es el desarrollo de la ERNC en Chile. Esta fuente de generación limpia ha sufrido un incremento acelerado entre el año 2010 y 2017 de un 358,6% de la potencia instalada en el país, triplicándose en tan solo 7 años, siendo el 96,12% de este crecimiento transcurrido en el año 2017. Por lo tanto, durante el tiempo estudiado la energía renovable ha desarrollado un importante crecimiento de forma exponencial y lo seguirá haciendo a medida que las entidades reguladoras sigan promoviendo este tipo de tecnologías mediante los incentivos propuestos en las leyes chilenas. Este incremento ha sido tan alto que ha llegado a cubrir el 19,84% de la potencia instalada total del sistema eléctrico chileno. Esto se debe en gran medida a los beneficios económicos y medioambientales que esta forma de generación de energía eléctrica posee, siendo la normativa chilena y los fondos gubernamentales los grandes respaldos de los incentivos económicos de estos tipos de proyectos.

Del mismo modo, en el año 2010 la ERNC ocupaba el 10,99% de la capacidad total instalada en el sistema interconectado, pero el incremento de este tipo de tecnología ha provocado que la

potencia total instalada pueda llegar al 19,84% de la capacidad total del sistema eléctrico en el año 2017.

Para finalizar, el gran desafío de Chile desde el año 2013 a través de la promulgación de la Ley 20.698 [28], es lograr que para el año 2025 el 20% de la energía comercializada provenga de las ERNC [29]. Por lo tanto, la incorporación de estas fuentes renovables al sistema interconectado nacional está recién comenzando ya que existen muchos proyectos energéticos que se encuentran en tramitación y en proceso de construcción, con esto se corrobora el compromiso de Chile en el cumplimiento de todos los desafíos proyectados en el ámbito de las energías renovables.

2.5. Normativa Eléctrica Chilena e Internacional

En Chile, se ha ido avanzando poco a poco en la creación de un marco regulatorio que pueda ofrecer las garantías necesarias para poder invertir en este tipo de tecnologías. Es por ello que el país dio los primeros pasos recién el 13 de marzo del año 2004 mediante la Ley 19.940 [30], más conocida como la ley corta I, que hace algunas modificaciones a la LGSE, esta ley estableció principalmente la definición de los generadores de energías no convencionales como todo aquello cuya energía provenga de la energía geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración u otras similares determinadas fundadamente por la CNE, y a su vez, abre al mercado este tipo de tecnologías al eximir de pago total o parcial de peaje troncal a las generadoras no convencionales de potencia inferior a 9MW.

En resumen, la ley Corta I permitió la apertura del mercado eléctrico para los generadores de energías renovables y la equiparación de las condiciones de venta de energía entre los generadores, provocando un gran incentivo para que nuevos capitales desconocidos hasta el momento en el sector, inviertan, diversificando de esta forma la matriz energética.

Luego, el 19 de mayo del año 2005 se crea la Ley 20.018 [31], más conocida como la ley corta II, crea un mecanismo mediante contratos licitados a las distribuidoras la participación de la generación de energías renovables en la matriz de energía del país, incorporándolos en el abastecimiento de las concesionarias de la distribución de energía eléctrica.

Estas leyes cortas intentaron en primer lugar mejorar los sistemas de tarificación en la transmisión y posteriormente en la generación. Además, incorporaron algunas ventajas comparativas para las ERNC de forma de asegurar un trato no discriminatorio para este tipo de energías en el

mercado eléctrico. Si bien estas leyes crearon una base para la entrada de generadores de ERNC al sistema, no fueron suficientes para incentivar masivamente la inversión en ERNC. De esta forma, el 1 de abril del año 2008 se publica la Ley 20.257 [22] de las ERNC, su principal objetivo fue dar un mayor impulso a las inversiones en ERNC y acelerar el desarrollo de este mercado en Chile. Esta ley considera como fuentes de ERNC a las energías geotérmica, solar, eólica, de biomasa y biogás, de los océanos e hidráulica con una potencia máxima de 20 MW, además de considerar otras posibles fuentes renovables que contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento y tengan un bajo impacto ambiental.

Pero antes de la publicación esta Ley, el 2 de septiembre del año 2005 se promulga el Decreto Supremo N° 244 [32], también denominado reglamento para medios de generación no convencional y pequeños medios de generación, clasifica según su tamaño y punto de conexión a las unidades de generación eléctricas, como Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) los medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9MW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público. Por otro lado, define los Pequeños Medios de Generación (PMG) como medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sean menores o iguales a 9MW conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema Troncal, subtransmisión o adicional. Los Medios de Generación No convencionales (MGNC) como los medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia al sistema sean inferiores a 20MW.

Por lo tanto, el reglamento obliga a las empresas distribuidoras a permitir la conexión de cualquier PMGD que pueda acceder a las líneas de distribución mediante líneas propias o de terceros. Respecto al régimen de operación, el Reglamento establece que todo PMGD operará con auto despacho, considerando que el PMGD no dispone de capacidad de regulación de sus excedentes. Es decir, el operador propietario del PMGD será el responsable de determinar la potencia inyectada a la red. Por otro lado, los PMG podrán optar a la generación con auto despacho, solicitándolo previamente en la Dirección de Operación del CDEC correspondiente.

Respecto a uso domiciliario y pequeña industria de las ERNC, cabe destacar dos esfuerzos llevados a cabo por el Estado. En primer lugar, el 19 de agosto del año 2009 se publica la Ley 20.365 [33] que establece una franquicia tributaria para los sistemas solares térmicos, lo cual generó un considerable aumento en la implementación de este tipo de sistemas en el país. Éste es uno de los primeros mecanismos mediante el cual pretende impulsar el desarrollo del uso domiciliario de las

ERNC en Chile, es específico, de la energía solar térmica. Básicamente esta ley establece un crédito tributario para financiar sistemas solares térmicos que sirvan para abastecer de agua potable sanitaria calentada con energía solar a viviendas nuevas de hasta 4.500 unidades de fomento (UF), abaratando así la instalación de estos sistemas en los hogares de las familias de menores ingresos y de la clase media.

En segundo y último lugar, el 22 de marzo del año 2012 es publicada la Ley 20.571 [34], conocida como la Ley Net Metering o Net Billing, cuyo objetivo es fomentar la implementación de sistemas Híbridos (on-grid u off-grid) a pequeña o a mediana escala de ERNC, permitiendo a todos los usuarios finales, sujetos a fijación de precios, inyectar a la red de distribución los excedentes de energía eléctrica generada a través de los respectivos empalmes. Esto último, siempre que ésta sea producida por medios renovables no convencionales o por cogeneración eficiente y con una capacidad máxima instalada de 100 kW.

En resumen, esta Ley permite que el cliente sea un participante activo en la generación de electricidad (generación distribuida), optimizar la operación de las redes para mejorar la confiabilidad y calidad de servicio, disminuir las pérdidas, gestionarla demanda, mejorar el uso de activos y posibilitar un mercado energético más seguro y sostenible.

Por otro lado, existe un término llamado auto-productor de energía eléctrica, el cual es definido por varias legislaciones en el mundo, como por ejemplo: la legislación Chilena mediante el artículo 18 del decreto N° 291 [35] lo define como: “Toda entidad cuya capacidad instalada de generación interconectada al sistema sea superior al total de su demanda máxima anual, siempre que su giro principal sea distinto a los de generación o transmisión de energía eléctrica [35]”. La Dirección y Regulación de la Unión Europea (96/922/EC) establece que: “El Auto-productor será la persona natural o jurídica que genere electricidad esencialmente para su propio uso”. Y la normativa ecuatoriana lo define por: “Un productor independiente de electricidad que produce energía para su propio consumo, pudiendo tener excedentes a disposición de terceros o del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a través del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) o de los sistemas aislados [36]”.

Sin embargo, estas definiciones de auto-productor hacen referencia a la venta de los excedentes de estas fuentes de generación al mercado eléctrico, pero no considera el suministro de energía eléctrica a comunidades aisladas con fines productivos. Por lo tanto, hasta el momento no existe legislación que regule este tipo de productividad aislada del sistema de distribución.

No obstante en el informe llamado ‘Ruta Energética 2050’ [5] se contempla las futuras políticas energéticas que mediante las nuevas regulaciones se incentiva a proyectos de PMGD aislados con fines productivos en comunidades rurales aisladas.

2.6. Comunidades Aisladas Productivas

Las comunidades aisladas productivas son poblaciones alejadas de las grandes ciudades del país, que mediante la creación de una empresa productiva de participación mixta (Privada, gubernamental, y comunitaria) donde se requiere de la colaboración del gobierno local y nacional como garantes de financiación, empresa privada como aportantes de capital inicial, y asociación de empleados que participen dentro de la organización de la cual obtendrían un financiamiento económico periódico [37].

Esta productividad beneficia a la comunidad ya que crea nuevos empleos sostenibles y da una mejor calidad de vida a los grupos de personas que carecen de ello, debido a esto aumenta el desarrollo de los índices socioeconómicos y de la cobertura de servicios básicos y públicos, minimizando el nivel de pobreza, cultura y conectividad de estas comunidades.

Actualmente en Chile existen comunidades aisladas productivas que por medio de generación fotovoltaica, pueden regar sus plantaciones y generar otros tipos de producciones, tales comunidades son: la comunidad Alto Azapa [38] [39] , Asociación Gremial de Agricultores Altos La Portada (Antofagasta) [40] y la comunidad Curarrehue de la Araucanía [38].

En la región Moskitia de Honduras, con el objetivo de incrementar la comercialización pesquera, mejorar las condiciones de infraestructura educativa y turística, se realizó un estudio del área de la comunidad, logrando instaurar una micro red basado generación fotovoltaico, un sistema de almacenamiento de energía con baterías y un sistema de sincronización para la generación térmica que complementará la generación solar, para una capacidad de 550 kWh [41].

Otros proyectos que buscan incentivar las actividades productivas tradicionales, tales como, la ganadería extensiva, la pesca, la caza, la apicultura, la recolección de leña, la forestación con eucaliptus y el turismo en la república de Argentina, han sido beneficiados con la instalación de sistemas de generación fotovoltaicos, los lugares escogidos son: (i) el Parque Costero Sur (declarada Reserva Mundial de la Biosfera por la UNESCO), (ii) la Bahía de Samborombón, (iii) la Reserva Natural Otamendi y (iv) el Delta del Río Paraná (dentro del que se encuentra la Reserva de la Biosfera

Delta del Paraná, también perteneciente al Programa Nacional MAB – UNESCO) [42]. Todos estos proyectos, han demostrado el destacado desarrollo de comunidades aisladas, convirtiéndolas en comunidades productivas. A su vez, mejora el desarrollo económico, calidad de vida, social y cultural de estas comunidades, tales como: (i) la salud, (ii) la educación, (iii) el acceso a las telecomunicaciones, (iv) infraestructura de suministro de agua y de energía eléctrica.

En base a los antecedentes presentados, es necesario estudiar el entorno sistémico de las energías primarias renovables como una oportunidad de desarrollo una comunidad aislada, buscando una mejora en la calidad de vida y el emprendimiento temprano de estas familias, para así generar un recurso productivo para las actuales y futuras generaciones.

Este trabajo, propone un modelo económico y una metodología para el estudio del entorno, basado en un sistema híbrido aislado de tipo uni-nodal para el estudio de energía eléctrica en base al viento y la radiación. Las variables de viento, radiación y demanda, se consideran aleatorias. El modelo y la metodología son aplicados como caso a la comunidad Pewenche del alto Bio Bio, considerándola como una comunidad productividad asociado al riego y la elaboración de leche.

Los resultados de tipo aleatorio permiten vislumbrar la sobre-generación y el racionamiento de energía eléctrica de la comunidad. Los análisis de los resultados, permiten ser considerados en la búsqueda de financiamiento en entidades gubernamentales como CORFO, INDAP y CONADI.

2.7. Discusión

A pesar que existe un incentivo para la propagación de las ERNC en Chile, estos están dedicados al sistema interconectado. Para el caso de comunidades aisladas, existen pocas regulaciones que permiten definir un proceso para incluir a estas comunidades en el sistema de inyección. Por esta razón, es necesario realizar un estudio del área habitada por la comunidad para encontrar las oportunidades de conversión energética que sirva para el uso cotidiano de la comunidad y fomentar la producción de sus productos internos, en base a la factibilidad económica y sustentabilidad de la comunidad. A pesar, que la solución de generación eléctrica mediante combustibles fósiles, puede ser una alternativa de implementación, esta no considera el costo de trasladar el combustible a comunidades aisladas en lugares geográficos complejos.

La implementación de cualquier tipo de generación de energía ERNC, permite diseñar un sistema que pueda ser capaz de auto-sustentarse permitiendo la oportunidad de hacer buen uso de estos recursos, pero a su vez involucra el racionamiento de la carga, por falta de energías primarias renovables.

Respecto, al marco regulatorio chileno, los sistemas híbridos-aislados u off-grid menores a 100 kW mediante la ley 20,571 Net-Billing, son regulados, pero todavía existen deficiencias en los incentivos de implementación de ERNC, en las comunidades aisladas.

Por esta razón, en esta tesis, se realiza un estudio de tipo sistémico de energías primarias renovables, considerando una comunidad aislada productiva, con el objetivo de encontrar las variables más críticas de su implementación, que permite el estudio previo en base a factores económicos para facilitar el estudio técnico y selección de tecnologías que deben ser implementadas en un escenario proyectado a largo plazo como recuperación de capital. Por lo que este estudio, es un aporte al incentivo de nuevas regulaciones que permitan incluir a grupos de personas afectadas por fenómenos sociales como la pobreza y las carencias de servicios básicos y públicos.

Capítulo 3. Modelación Teórica del Sistema Híbrido-Aislado

3.1. Introducción

En este capítulo, se describe el modelo y la metodología a implementar, para el estudio sistémico de energías primarias como oportunidad de desarrollo de una comunidad aislada Pewenche del alto Bio Bio, mostrada geográficamente en la Figura 3.1. La productividad de esta comunidad considerada se basa en el cultivo de verduras y la producción de leche. Actualmente esta comunidad está conformada por más de 20 familias, las cuales estarán involucradas desde el proceso inicial de la producción hasta el transporte a localidades más cercanas para su venta o cambio por alimentación, vestimentas u otras necesidades de la comunidad.



Figura 3.1: Ubicación geográfica de la Comunidad Pewenche de Trapa-Trapa.

El sistema contempla una carga aproximada de 10kW por familia, que considera consumos básicos, procesos semi-industrial riego en verduras y alimentación para los animales. Además la proyección de servicios de salud y educación con el objetivo de buscar el desarrollo de la comunidad y mejorando la calidad de vida de todas las personas. La demanda total contemplada para este proyecto es de 220kW, y es modelada como un sistema uni-nodal.

La oportunidad de energías primarias renovables que están presente en esta comunidad se basa en la velocidad del viento y la radiación. Los excedentes de energías (Sobre-generación) y el Racionamiento son considerados como variables de salida, en donde la sobre-generación es

interpretada como una oportunidad de almacenamiento o planificación de la producción y el Racionamiento, como el corte de suministro y su costo es equivalente al uso de un generador diésel, trasladado a ese sector.

Las variables de entradas (Velocidad del viento, radiación y demanda) son consideradas aleatorias, siendo necesario el uso de distribuciones de probabilidad e indicadores estadísticos para su interpretación. Los escenarios son seleccionados con la técnica de Monte Carlo y optimizados en base al número de turbinas eólicas y paneles fotovoltaicos. La variable de decisión es optimizada en base a indicadores económicos respecto al precio de la energía de las ERNC, el precio de sobre-generación y el precio de racionamiento.

3.2. Costo de sobre-generación

La sobre-generación de energía eléctrica del sistema híbrido-aislado es el excedente de energía que genera las tecnologías ERNC (panel fotovoltaico y turbina eólica), es decir la demanda es menor a la producción de energía eléctrica. Esta variable representa la oportunidad de utilizar este excedente en alguna aplicación productiva o como reserva en alguna tecnología de almacenamiento, como lo son las baterías.

El costo de la sobre-generación hace referencia al precio que posee un banco de baterías por el almacenamiento del excedente y depende principalmente de la inversión de esta tecnología y de su vida útil, en este caso el valor es referencial y representado por $500 \left[\frac{\$}{kWh} \right]$.

3.3. Costo del Racionamiento

El racionamiento es la cantidad de energía potencialmente demandada por las cargas del sistema que no puede ser suministrada por las tecnologías ERNC (panel fotovoltaico y turbina eólica) mediante los recursos primarios renovables del viento y radiación, o básicamente es la energía no suministrada de las ERNC a la demanda [43]. Esta variable entrega la oportunidad de la implementación de fuentes de generación de electricidad que puedan suplir esta carencia de energía del sistema, como lo son los generadores diésel y las fuentes de generación en base a ERNC.

Por lo tanto, el costo del racionamiento se utiliza en la literatura internacional, en forma genérica, para definir y agrupar los costos económicos que pueden afectar a la sociedad en su conjunto

cuando el suministro de electricidad no puede ser realizado en la medida requerida por los consumidores [43]. En Chile este valor es definido por el DS N° 86/2012 [44] y DFL N° 4 [45] como: “El costo por kilowatt-hora incurrido, en promedio, por los usuarios, al no disponer de energía”. Este valor es subjetivo ya que no existe una metodología de cálculo regulada, sin embargo, en el libro “Reliability Evaluation of Power Systems” [46] se logra una estimación en algunos sectores industriales según su duración, la cual es mostrada en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Estimaciones del costo de interrupción del sector expresadas en kiloWatts de demanda peak anual (US\$/kWh) [46].

Sector de usuarios	Duración de la interrupción				
	1 minuto	20 minutos	1 hora	4 horas	8 horas
Grandes Usuarios	1,005	1,508	2,225	3,968	8,24
Industrial	1,625	3,868	9,085	25,163	55,808
Comercial	0,381	2,969	8,552	31,317	83,008
Agricultura	0,06	0,343	0,649	2,064	4,12
Residencial	0,001	0,093	0,482	4,914	15,69
Govt. Y inst.	0,044	0,369	1,492	6,558	26,04
Oficina y bldg.	4,778	9,878	21,065	68,83	119,16

Por otro lado, en Chile el Costo del Racionamiento es un valor único representativo por sistema [47], y se estima mediante del cálculo del precio de nudo de falla, definido como la valoración a costo marginal de falla, de la energía de falla esperada para todas las barras del sistema, dentro del horizonte de cálculo de precio de nudo. Este valor único representa el costo por megawatt-hora, en que incurrirían en promedio los usuarios al no disponer de energía. Por lo tanto, el costo de racionamiento de sistema eléctrico nacional es de 717,31 $\left[\frac{US\$}{MWh} \right]$.

Este costo se aplica en situaciones donde la oferta no es capaz de satisfacer la demanda en condiciones deseadas, por lo que en el caso nacional se decreta un estado de racionamiento donde el costo marginal es igual al costo de falla de racionamiento para las horas en que se hace efectivo los recortes de la demanda [43] [48].

En Chile este valor es compensado por medio del decreto N° 31 [49], el cual es considerado por la compensación por indisponibilidad de suministro eléctrico.

El costo de racionamiento depende del costo percibido por el cliente y la empresa distribuidora. Es decir, el costo de racionamiento es distinto para un hospital que una vivienda domiciliaria no habitada. En este trabajo el precio hace referencia al costo de la energía de un generador convencional

en base a diésel, este valor considera el costo de arriendo del equipo generador, combustible y de su traslado a la zona aislada de la comunidad, en este caso el valor referencial promedio es de $1000 \left[\frac{\$}{kWh} \right]$.

3.4. Costo de la Energía

El precio de la energía de una fuente de generación ERNC, depende de la inversión, la vida útil y la energía producida anual del sistema eólico o fotovoltaico. Este costo permite determinar la rentabilidad y viabilidad de un proyecto desde el punto de vista del inversionista y de social.

El coste de la energía se obtiene mediante la ecuación 3.1 [50].

$$CE = \frac{I_0 \times FR}{EPA} \quad (3.1)$$

y el factor de recuperación se expresa como:

$$FR = \frac{i}{1 - (1 + i)^{-N}} \quad (3.2)$$

Donde I_0 es la inversión, i es la tasa de interés y N es la vida útil en años.

3.5. Caracterización del recurso eólico

Los vientos son movimientos del aire, que se originan por el calentamiento diferencial producido en distintos puntos geográficos que reciben cantidades diferentes de radiación solar. En los lugares en que se alcanzan mayores temperaturas, debido a que reciben mayor cantidad de radiación, el aire en contacto con la tierra o el mar se calienta más, y, en consecuencia, se expande, su densidad disminuye y se eleva dejando un vacío que es ocupado por masas de más aire frío [50] [51].

En el interior de la región de la atmósfera denominada capa límite atmosférica, constituye un flujo turbulento, aleatorio, para su descripción y análisis es necesario recurrir a la estadística y probabilidad. Por lo tanto, el comportamiento de la velocidad del viento es de naturaleza aleatoria, esto se debe a la alta incertidumbre que posee este fenómeno a mediano y largo plazo, lo que lleva al azar o aleatoriedad de esta variable. La teoría de la probabilidad permite determinar el potencial eólico

aleatorio a través de una distribución de probabilidad que representa este fenómeno [52] [53] [54].

En la teoría de probabilidad, las propiedades estadísticas de un fenómeno aleatorio que ocurre de manera aleatoria respecto al tiempo no son considerados.

Dicho lo anterior, la distribución de probabilidad de Weibull, es utilizada con gran frecuencia en la caracterización de regiones con potencial eólico a largo plazo, esto se debe a que la cola alargada al final de la distribución refleja en gran medida el comportamiento del viento en la mayoría de las regiones, esta distribución se puede describir como una función de densidad de probabilidad $f(v)$ y una función de distribución acumulativa $F(v)$, determinada por las ecuaciones 3.3 y 3.4 [55] [56].

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad \text{para } 0 < v < \infty \quad (3.3)$$

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3.4)$$

Donde, k y c son los parámetros de la forma y la escala, respectivamente, y v es la velocidad del viento. No obstante, las primeras 2 variables anteriores caracteriza el comportamiento aleatorio de la velocidad del viento. Para estimar los parámetros de la distribución de Weibull se utilizan siete métodos numéricos, los cuales los más comunes son:

Método gráfico: Este método se logra a través de la función de distribución acumulada. En este método de distribución, los datos de velocidad del viento se interpolan por una línea recta, utilizando el concepto de mínimos cuadrados. La expresión matemática para este método se puede representar mediante una transformación logarítmica doble mediante la ecuación 3.5 [57].

$$\ln\left(-\ln(1 - F(v))\right) = k \cdot \ln(v) - k \cdot \ln(c) \quad (3.5)$$

Método de máxima similitud: El método de máxima similitud es difícil de resolver, ya que se necesita una cantidad de iteraciones numéricas para determinar los parámetros de la distribución de Weibull [58]. En este método, los parámetros k y c se determinan mediante las ecuaciones 3.6 y 3.7.

$$k = \left(\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \cdot \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right)^{-1} \quad (3.6)$$

$$c = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right)^{\frac{1}{k}} \quad (3.7)$$

Donde, n es el número total de observaciones para valores de velocidad distintos de cero y v_i es la velocidad medida del viento.

Método empírico: Este método considera el promedio de la velocidad del viento (\bar{v}) y la desviación estándar (σ) son conocidos, por lo tanto, los parámetros de la distribución de Weibull se obtienen mediante la ecuación 3.8 y 3.9 [57].

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}} \right)^{-1.086} \quad (3.8)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{r \left(1 + \frac{1}{k} \right)} \quad (3.9)$$

Finalmente, en la Figura 3.2 se observa la representación gráfica de una distribución típica de Weibull para la velocidad del viento.

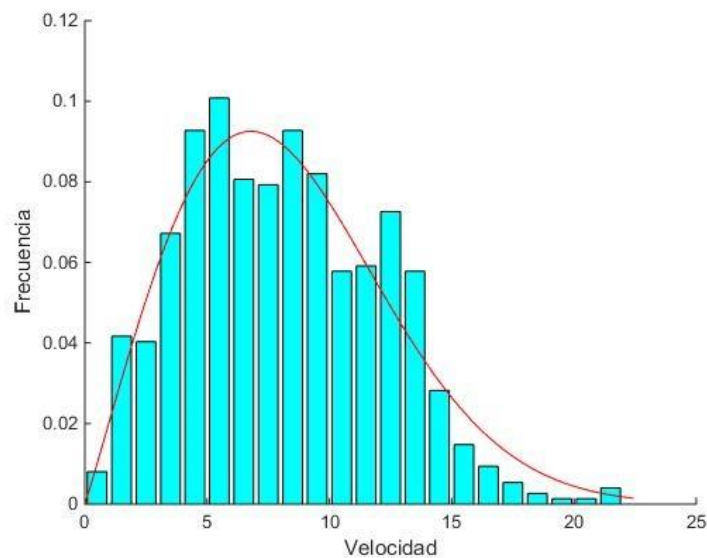


Figura 3.2: Distribución Típica de Weibull para la velocidad del viento.

3.6. Caracterización del recurso solar

Se conoce como radiación al proceso físico por medio del cual se transmite energía en forma de ondas electromagnéticas que viajan a la velocidad de la luz (300.000 Km/s). La radiación electromagnética es una combinación de campos eléctricos y magnéticos oscilantes, que se propagan a través del espacio transportando energía de un lugar a otro. A diferencia de otros tipos de onda, como el sonido, que necesitan un medio material para propagarse, la radiación electromagnética se puede propagar en el vacío [50].

El flujo radiante es del orden $3,8 \times 10^{26} [W]$ equivalente a una densidad de $62,5 \frac{MW}{m^2}$ de superficie solar. De toda ella, solo una pequeña parte, $1,37 \frac{kW}{m^2}$, aproximadamente, llega a la superficie de la tierra como consecuencia de la distancia que los separa. La radiación que llega varía de forma aleatoria debido a muy diversos efectos que provoca la atmósfera terrestre sobre este fenómeno, como por ejemplo, las nubes. Una gran parte es absorbida y dispersa por los propios agentes variables que allí se encuentran, tales como la polución y la nubosidad [59]. Por lo tanto, la Radiación al igual que la velocidad del viento es de naturaleza aleatoria debido a la incertidumbre que esta tiene a mediano y largo plazo. Para determinar el potencial solar es necesario utilizar el análisis estadístico mediante una distribución de probabilidad que representa este tipo de comportamiento.

La distribución de probabilidad Beta, es muy utilizada en la caracterización del potencial solar a largo plazo, esto se debe a que es la función que más se asemeja a la distribución de los datos de radiación en comparación a las otras funciones de distribución probabilística en la mayoría de las regiones, esta distribución se puede describir como una función de densidad de probabilidad $f(r)$ la cual se muestra la ecuación 3.10 [60] [61].

$$f(r) = \begin{cases} \frac{(x-a)^{q-1}(b-x)^{r-1}}{B(q,r)(b-a)^{q+r-1}} & a \leq x \leq b \\ 0 & , \text{ en cualquier otro caso} \end{cases} \quad (3.10)$$

Donde q y r son los parámetros de la distribución Beta y la función Beta se define mediante la ecuación 3.11.

$$B(q,r) = \int_a^b (x-a)^{q-1}(b-x)^{r-1} dx \quad (3.11)$$

Por otro lado, la media y la desviación estándar de esta distribución se ve reflejada en la ecuación 3.12 y 3.13, respectivamente.

$$\mu_x = a + \frac{q}{q+r}(b-a) \quad (3.12)$$

$$\sigma_x = \frac{qr}{(q+r)^2(q+r+1)}(b-a)^2 \quad (3.13)$$

Finalmente, en la Figura 3.3 se observa la representación gráfica de una distribución típica Beta de $q = 9$ y $r = 0,5$.

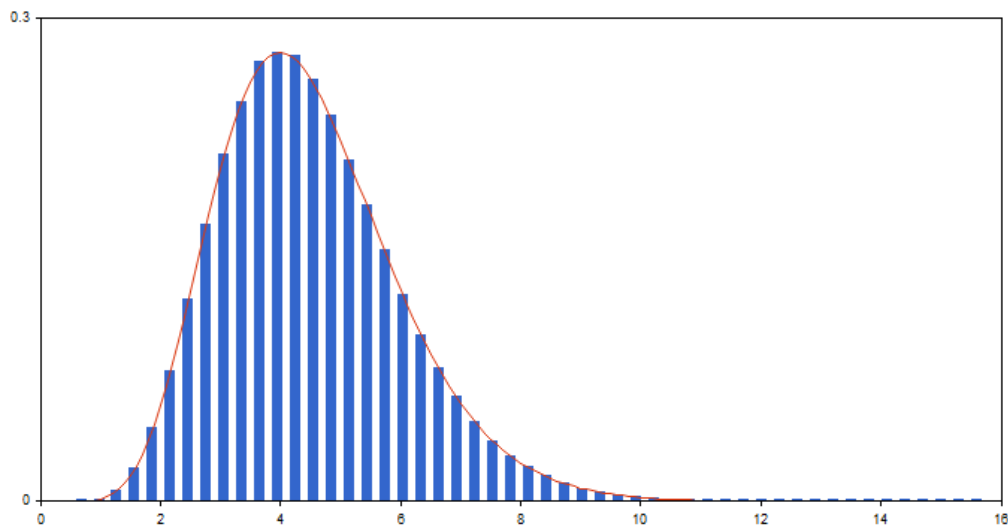


Figura 3.3: Curva de Distribución Beta de $q=9$ y $r=0.5$.

3.7. Caracterización de la Demanda

La variabilidad de la demanda puede ser producida por distintos factores, como por ejemplo: el clima, época del año, etc. lo que provoca una incertidumbre o cierta aleatoriedad en esta variable, la cual puede caracterizarse mediante la teoría de las probabilidades.

En este trabajo se caracterizará el comportamiento de la demanda aleatoria mediante la función de distribución probabilística normal $N(\mu, \sigma^2)$, que dependen de la media μ y desviación estándar σ [62] [63] [64]. La ecuación 3.14 expresa el comportamiento de la demanda como:

$$\varphi_{\mu,\sigma}(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (3.14)$$

3.8. Método de Monte Carlo

El método de Monte Carlo es una técnica numérica para encontrar distintos escenarios de un comportamiento aleatorio. El método consiste en generar un valores aleatorio hasta que exista convergencia en el valor medio y la desviación estándar [61] [65]. El comportamiento de los valores generados depende de una distribución de probabilidad [66]. Los anterior, permite tener en cuenta para el análisis, un elevado número de escenarios aleatorios, por lo que, si estos escenarios son ampliados al infinito, serían todos los resultados posibles. La aplicación de esta técnica se basa en la identificación de las variables que se consideran más significativas, así como las relaciones existentes entre ellas, para explicar el lugar a estudiar mediante la sustitución del universo real, por un universo teórico utilizando números aleatorios [61] [65].

El método de Monte Carlo consiste en dos procesos: El primero es generar un número aleatorio y luego es reemplazado en la función de distribución.

Una aplicación importante de este método es el cálculo de integrales, especialmente multidimensionales, para el cálculo estimado que depende de un grado de precisión asignada [67]. La idea de la integración por Monte Carlo es evaluar la integral usando muestreo aleatorio, entonces, si x es una variable aleatoria continua, y $g(x)$ es la probabilidad de cada resultado x en el dominio Ω , este cálculo se obtiene mediante la ecuación 3.15.

$$y = \int_{\Omega} g(x) dx \quad (3.15)$$

3.9. Modelo económico probabilístico del sistema Híbrido-Aislado

Debido a la aleatoriedad de las variables de entrada se ha propuesto un modelo económico estocástico o probabilístico que considere la incertidumbre de las energías primarias renovables y de la demanda, este modelo tiene como objetivo minimizar el costo total del sistema, a través de la potencia y del costo de la energía de las tecnologías de generación ERNC que se puedan considerar, las cuales en este sistema son la turbina eólica y el panel fotovoltaico.

Las variables que determinan el dimensionamiento del sistema mediante la minimización el costo total son: la cantidad de turbinas eólicas (N_{Wind}) y paneles fotovoltaicos (N_{PV}), Racionamiento (P_R) y sobre-generación (P_{SG}).

El modelo económico probabilístico propuesto que determina el costo total del sistema híbrido-aislado es:

$$CT(x) = \$_{Wind} \cdot P_{Wind} \cdot N_{Wind}(x) + \$_{PV} \cdot P_{PV} \cdot N_{PV}(x) + \$_R \cdot P_R(x) + \$_{SG} \cdot P_{SG}(x) \quad (3.16)$$

Luego, este modelo estocástico se limita mediante la ecuación de igualdad expresada en la ecuación 3.16, la cual representa el balance de potencia del sistema híbrido-aislado.

$$P_{Wind} \cdot N_{Wind}(x) + P_{PV} \cdot N_{PV}(x) + P_R(x) = D(x) + P_{SG}(x) \quad (3.17)$$

De las ecuaciones anteriores se observa $\$_{Wind}$ y $\$_{PV}$ representan el costo de la energía (CE) en pesos chilenos de la turbina eólica y el panel fotovoltaico, respectivamente, P_{Wind} y P_{PV} son las potencias aleatorias que generan la turbina eólica y el panel fotovoltaico mediante las energías primarias renovables aleatorias, N_{Wind} y N_{PV} son el número de turbinas eólicas y paneles fotovoltaicos necesarios para minimizar el modelo económico, debido a esto las variables anteriormente mencionadas son de naturaleza entera.

Del mismo modo, P_R y P_{SG} son el racionamiento y lasobre-generación respectivamente, las cuales representan los escenarios en que el sistema experimenta un déficit o exceso de la generación de energía eléctrica de las ERNC. El racionamiento (P_R) representa la indisponibilidad del suministro electro o la posibilidad de tener o contratar una unidad de generación complementaria que ocupe las

energías primarias renovables y que pueda suplir el déficit de la generación ERNC del sistema, un ejemplo de estas unidades son: (i) central hidráulica de pasada, (ii) electrolizadores, (iii) celdas de combustibles, etcétera. La sobre-generación (P_{SG}) simboliza la posibilidad del almacenamiento de la energía excedente del sistema mediante un banco de baterías, esto puede dar al aprovechamiento de la energía mediante alguna aplicación relacionada al riego de los vegetales o de la energización de bombas en el almacenamiento del recurso hídrico de la zona rural.

Por otro lado, $\$_{SG}$ representa el costo de la sobre-generación de la energía eléctrica o en el caso de tener un banco de batería será el precio de la energía almacenada, $\$_R$ es el precio del racionamiento del sistema y representa el costo de la indisponibilidad del suministro eléctrico el cual depende de la energía no suministrada al sistema híbrido-aislado, este valor se encuentra normado mediante la compensación del decreto N° 31 [49] del Ministerio de Energía. En el caso de tener una unidad complementaria que pueda suplir el déficit de la generación este precio sería el costo de la energía de la fuente de generación ERNC complementaria.

3.10. Programación Lineal entera Mixta (MILP)

El modelo permite cambiar el número de paneles fotovoltaicos y turbina eólica que dependen del escenario elegido, y se optimiza los costos de inversión. Para minimizar la función de costo del sistema híbrido-aislado se utiliza el método de Programación lineal entera-mixta (MILP), método que permite obtener soluciones enteras, decimales o mixtas, que para este caso las variables a encontrar son N_{Wind} y N_{PV} enteras, y las variables P_R , y P_{SG} reales. Por lo tanto, la expresión matemática de un problema entero mixto puede ser la ecuación 3.18.

$$\underbrace{\min}_{x_i} \{f^T(x_i)\} \quad i = 1, \dots, n \quad (3.18)$$

Sujeto a las siguientes restricciones

$$A_i \cdot x_i \leq b_i \quad (3.19)$$

$$A_{eq,i} \cdot x_i = b_{eq,i} \quad (3.20)$$

$$l_{b,i} \leq x_i \leq u_{b,i} \quad (3.21)$$

Donde, x_i representa las variables de la ecuación 3.18, A_i y b_i son los coeficientes de la ecuación de desigualdad, $A_{eq,i}$ y $B_{eq,i}$ son los coeficientes de la ecuación de igualdad, $l_{b,i}$ y $u_{b,i}$ son los valores de los límites inferiores y superiores de las variables de decisión.

3.11. Discusión

Los sistemas de energías que utilizan la energía solar y eólica como fuentes primarias renovables para transformarla en energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas, presentan el inconveniente de que los parámetros meteorológicos que la caracterizan (irradiación solar y velocidad del viento) presentan un comportamiento aleatorio fuera del control humano, lo que hace que una predicción del funcionamiento de estos sistemas no pueda hacerse de manera determinística.

Debido a que las variables de entrada tienen un comportamiento aleatorio, se usa la técnica de Monte Carlo con el objetivo de generar distintos escenarios que permita vislumbrar el comportamiento del sistema. Los recursos primarios renovables y la demanda son consideradas variables aleatorias y su potencial es determinado mediante un análisis estadístico y funciones de distribución probabilística.

Las técnicas de optimización, permiten obtener escenarios óptimos de tipo deterministas, pero el resultado de este conjunto de datos es de tipo estocástico. Los métodos más utilizados para este tipo de estudios son programación lineal con variables enteras, como: programación entera pura (PIP); programación entera binaria (BIP); o programación lineal entera mixta (MILP), siendo esta última utilizada para este estudio.

Capítulo 4. Resultados

4.1. Introducción

Utilizando los datos del Viento [68] y la Radiación [69] del año 2011 de la comunidad Pewenche de Trapa-Trapa ubicada en el alto Bio Bio, se obtienen los datos aleatorios de estos recursos renovables con el objetivo de poder calcular el precio de la energía de un panel Fotovoltaico y una turbina eólica. Además, los datos de las energías primarias renovables y de la demanda aleatoria son analizados estadísticamente y mediante el comportamiento de su histograma son utilizados en el modelo propuesto.

Mediante el modelo económico probabilístico del sistema se simula el comportamiento de las potencias ERNC con el propósito de observar la dinámica de todos los escenarios que el sistema híbrido-aislado puede experimentar mediante el análisis de las probabilidades, de manera de suministrar el 100% de la energía del sistema. Luego se comparan 4 escenarios con la mayor probabilidad de ocurrencia del sistema, con la finalidad de evaluar el racionamiento, sobre-generación, costo total, potencia total eólica y fotovoltaica de los 4 casos propuestos para determinar la solución óptima del sistema. La demanda promedio del sistema es de 220 kW con una variabilidad del 10% de este valor que se debe suministrar el 100% del tiempo de operación del sistema.

Los casos a evaluar son: 1) Sistema Híbrido-Aislado considerando el número de turbinas eólicas igual a 14 y el número de paneles fotovoltaicos igual a cero, 2) Sistema Híbrido-Aislado considerando el número de turbinas eólicas igual a 75 y el número de paneles fotovoltaicos igual a cero, 3) Sistema Híbrido-Aislado considerando el número de turbinas eólicas igual a cero y el número de paneles fotovoltaicos igual a 1.202, y 4) Sistema Híbrido-Aislado considerando el número de turbinas eólicas igual a 9 y el número de paneles fotovoltaicos igual a 1.016.

4.2. Variables de Entrada para el modelo del dimensionamiento óptimo del Sistema Híbrido-Aislado de Energía Eléctrica

Para este estudio es necesario caracterizar las variables aleatorias de entradas, tales como los recursos primarios renovables del panel fotovoltaico y de la turbina eólica, así como también la demanda aleatoria y el costo de la energía. Por esta razón, en esta sección se presentan los distintos procedimientos que se utilizaron para obtener la caracterización de los parámetros aleatorios del modelo propuesto, estos procedimientos se realizan mediante las distribuciones de probabilidad, análisis estadísticos, entre otros. Una vez obtenidos los recursos primarios renovables aleatorios se obtiene la potencia aleatoria de las ERNC mediante el método de interpolación de la curva de probabilidad, métodos y procedimientos explicados a continuación.

4.2.1 Análisis estadístico de la velocidad del viento aleatorio

Los datos de la velocidad de los vientos aleatorios fueron obtenidos mediante la interpolación de la curva de probabilidad acumulada de los datos del Viento [68] del año 2011 de la comunidad Pwenche de Trapa-Trapa ubicada en el alto Bio Bio mediante la función ‘pchip’ del MATLAB al introducirles valores aleatorios entre 0 y 1 a la curva de probabilidad acumulada. Se simularon 2.000 valores aleatorios a través del método de Montecarlo generado por la función ‘aleatorio’ de EXCEL, dando así 2.000 datos de velocidades aleatorias del viento.

En la Tabla 4.1 se muestran indicadores estadísticos de los datos aleatorios obtenidos mediante la interpolación de la curva de probabilidad.

Tabla 4.1: Estadística descriptiva de la velocidad del viento Aleatorio.

indicador	m/s
Media	4,99433357
Error típico	0,08427049
Mediana	3,96214667
Moda	#N/A
Desviación estándar	3,76869089
Varianza de la muestra	14,203031
Curtosis	0,32741685
Coficiente de asimetría	0,90020469
Rango	22,882881
Mínimo	0,00533392

Máximo	22,888215
Suma	9.988,66714

En la Tabla 4.1 se observa que el coeficiente de asimetría es 0,9, lo que significa que la distribución normal se sitúa a la derecha de la moda. Por otro lado, la curtosis es igual a 0,32 debido a que existe una gran concentración en la región central de la distribución, por lo tanto, esta concentración de datos es llamada leptocúrtica. De los 2.000 datos aleatorios se logra observar que existe un valor máximo igual a $22,88 \left[\frac{m}{s} \right]$, velocidad que es menor al valor ‘survival wind speed’ de la turbina eólica, por lo tanto, en esta ubicación geográfica de la región del Bio Bío no existe un escenario en donde la velocidad del viento pueda dañar estructuralmente o provocar fallas en la turbina eólica debido a altas velocidades del viento, por lo tanto, mientras la velocidad exceda el ‘start wind speed’ del aerogenerador, este siempre generará energía eléctrica para ser suministrada a la demanda. Finalmente, no existe una moda en los datos de la velocidad del viento aleatorio debido a que la aleatoriedad no determina una tendencia a valores específicos.

Por otro lado, en la Tabla 4.2 se muestran los intervalos de la velocidad del viento entre 0 y $23 \left[\frac{m}{s} \right]$ junto a la frecuencia de estos 2.000 valores de viento interpolados y su equivalencia en el tiempo (horas/año). De esto se puede ver que los valores de los vientos más frecuentes se encuentran distribuidos entre $2 - 3 \left[\frac{m}{s} \right]$ con una probabilidad de ocurrencia de 18,45%, equivalente a 1.616 horas en el año. Además, existen 1.277 datos de vientos aleatorios del total de escenarios considerados, equivalente al 63,85%, los cuales son mayores al ‘start wind speed’ del generador eólico igual a $2,5 \left[\frac{m}{s} \right]$, por lo tanto, en esta localización geográfica el aerogenerador producirá electricidad el 63,85 % del tiempo de operación.

Tabla 4.2: Tabla resumen de la probabilidad de ocurrencia de la velocidad del viento aleatorio.

Velocidad del Viento (m/s)	Frecuencia del viento (%)	Tiempo (h/año)
0	0,00%	0
1	8,75%	766,5
2	18,45%	1.616,2
3	15,15%	1.327,14
4	7,85%	687,66
5	7,90%	692,04
6	6,35%	556,26

7	6,85%	600,06
8	5,60%	490,56
9	5,45%	477,42
10	5,75%	503,70
11	3,85%	337,26
12	3,60%	315,36
13	1,60%	140,16
14	1,05%	91,98
15	0,55%	48,18
16	0,55%	48,18
17	0,30%	26,28
18	0,10%	8,76
19	0,05%	4,38
20	0,15%	13,14
21	0,00%	0
22	0,05%	4,38
23	0,05%	4,38

Finalmente, en la Figura 4.1 se observa el histograma de la probabilidad de la velocidad del viento aleatorio junto a su probabilidad acumulada.

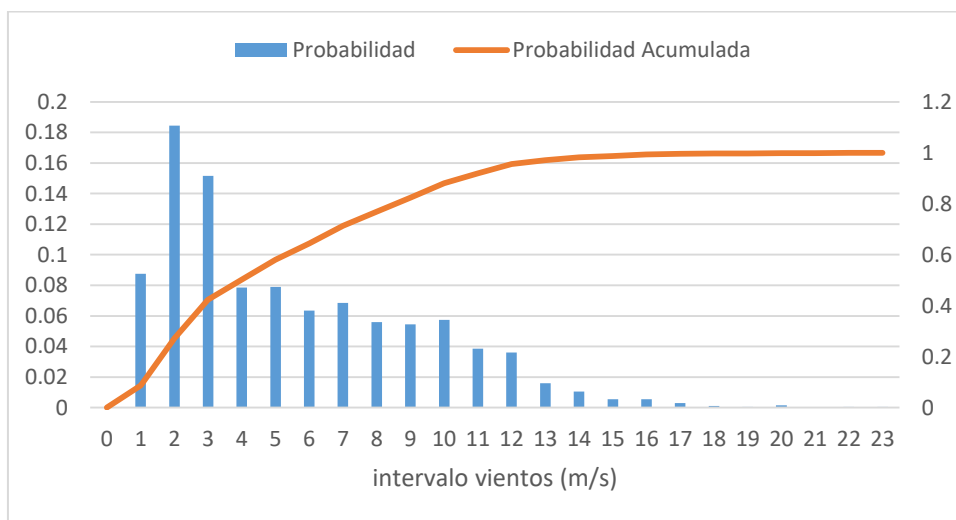


Figura 4.1: Histograma de la Probabilidad de los vientos aleatorios.

4.2.2 Potencia de la Turbina Eólica

La potencia generada de una turbina eólica mediante vientos aleatorios se obtiene mediante el método de interpolación ‘pchip’ de la curva de Potencia – Vientos de la propia turbina eólica mostrada

en la Figura 4.2, de modo que al ingresar los 2.000 datos de vientos aleatorios obtenidos en la sección 4.2.1 a la curva Potencia – Vientos del aerogenerador AEOLOS Wind Turbine de 50 kW como resultado se obtienen 2.000 datos de potencias eólicas asociada a cada escenario de viento de la simulación.

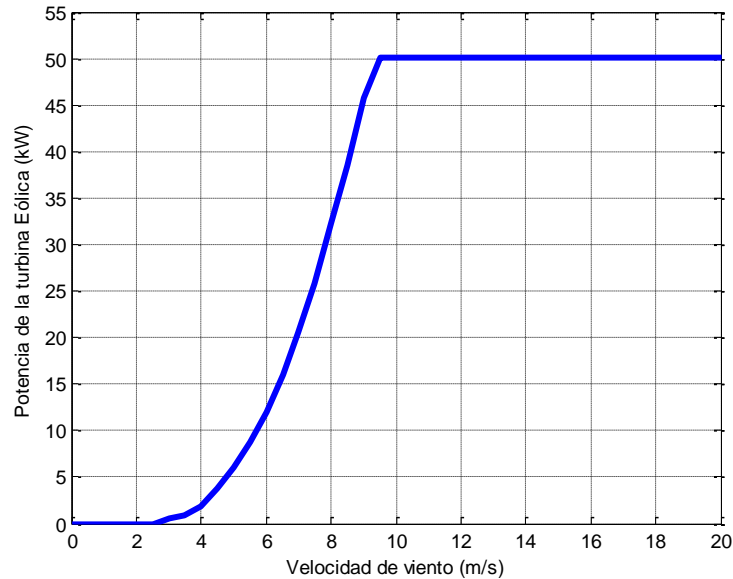


Figura 4.2: Curva ‘Potencia - Velocidad del Viento’ de la Turbina Eolica de 50 kW.

En la Tabla 4.3 se observan intervalos de la velocidad del viento entre 0 y $23 \left[\frac{m}{s} \right]$ junto a la frecuencia de estos 2.000 valores de viento interpolados y su potencia eólica interpolada aleatoria. De esto se puede ver que las potencias eólicas distintas de cero más frecuentes de los datos se encuentran distribuidas entre $2 - 3 \left[\frac{m}{s} \right]$, equivalente al 15,15% de los datos simulados, equivalente a 1.327 horas al año. Además, existen 1.456 datos de potencias, equivalente al 72,8% de los escenarios son distinto de cero, por lo tanto, en esta localización geográfica del aerogenerador producirá electricidad el 72,8% del tiempo de operación.

Tabla 4.3: Tabla resumen de la potencia Eólica aleatoria.

Velocidad del Viento (m/s)	Frecuencia del viento (%)	Potencia de la Turbina Eolica (kW)
0	0,00%	0,00

1	8,75%	0,00
2	18,45%	0,00
3	15,15%	0,54
4	7,85%	1,92
5	7,90%	5,99
6	6,35%	11,96
7	6,85%	20,53
8	5,60%	32,18
9	5,45%	45,81
10	5,75%	50,03
11	3,85%	50,03
12	3,60%	50,03
13	1,60%	50,03
14	1,05%	50,03
15	0,55%	50,03
16	0,55%	50,03
17	0,30%	50,03
18	0,10%	50,03
19	0,05%	50,03
20	0,15%	50,03
21	0,00%	50,03
22	0,05%	50,03
23	0,05%	50,03

En la Tabla 4.4 se muestran indicadores estadísticos de las potencias generadas por la turbina eólica mediante la interpolación de los vientos aleatorios.

Tabla 4.4: Estadística descriptiva de la Potencia de la Turbina Eólica.

indicadores	kW
Media	14,3836439
Error típico	0,43342645
Mediana	1,82780343
Moda	0
Desviación estándar	19,3834202
Varianza de la muestra	375,716977
Curtosis	-0,7119387
Coficiente de asimetría	0,99482489
Rango	50,03
Mínimo	0

Máximo	50,03
Suma	28.767,2878
Cuenta	2.000

El coeficiente de asimetría de la Tabla 4.4 es 0,99, lo que significa que la distribución normal se sitúa a la derecha de la moda. Por otro lado, la curtosis es igual a -0,71 debido a que existe una baja concentración en la región central de la distribución, por lo tanto, esta concentración de datos es llamada platicúrtica. De los 2.000 datos de potencias eólicas se logra observar que existe un valor máximo igual a 50,03 [kW], potencia igual a la potencia nominal del aerogenerador, por lo tanto, existe la probabilidad de que en varios escenarios la turbina eólica genere su valor nominal de potencia. Finalmente, el valor con más ocurrencias en los datos de potencia es de 0 [kW] debido a que hay muchos escenarios en que la velocidad del viento no es la suficiente para que el aerogenerador pueda generar electricidad, estos valores de vientos tienden a ser menores a $2,5 \left[\frac{m}{s} \right]$.

Finalmente, en la Figura 4.3 se observa el histograma de la probabilidad de la potencia eólica junto a la probabilidad acumulada de este.

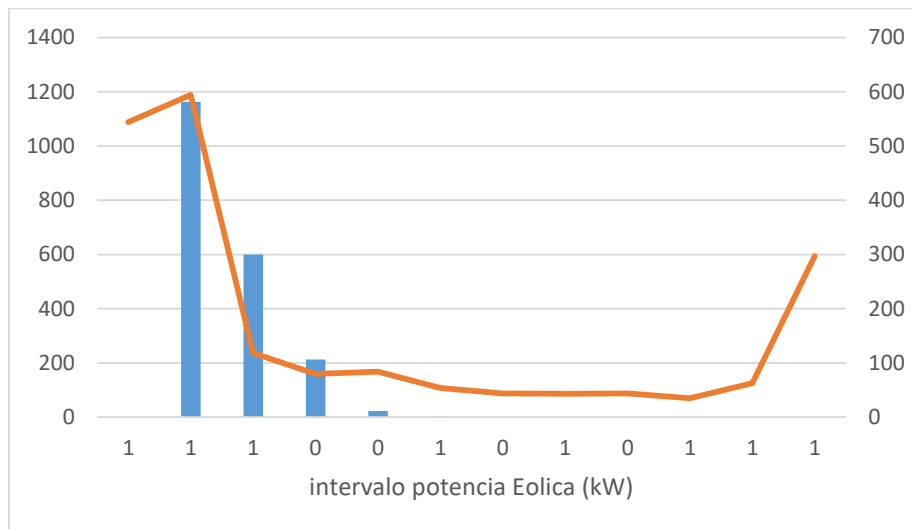


Figura 4.3: Histograma de la Probabilidad de la Potencia Eólica.

4.2.3 Análisis estadístico de la Radiación aleatoria

Los datos de la radiación fueron obtenidos mediante la interpolación de la curva de

probabilidad acumulada de los datos de la Radiación [69] del año 2011 de la comunidad Pewenche de Trapa-Trapa ubicada en el alto Bio Bio mediante la función ‘pchip’ del MATLAB al introducirles valores aleatorios entre 0 y 1 a la curva de probabilidad acumulada. Al igual que en la sección 4.2.1, se simularon 2.000 escenarios aleatorios a través del método de Monte Carlo generado por la función ‘aleatorio’ de EXCEL, dando así 2.000 datos de radiaciones aleatorias asociadas a cada dato de radiación de la simulación.

Luego, en la Tabla 4.5 se muestran indicadores estadísticos de los datos de radiación aleatoria obtenidos mediante la interpolación de la curva de probabilidad.

Tabla 4.5: Estadística descriptiva de la radiación Aleatoria

indicador	W/m2
Media	245,144041
Error típico	8,08287475
Mediana	0
Moda	0
Desviación estándar	361,477148
Varianza de la muestra	130.665,728
Curtosis	-0,1045257
Coefficiente de asimetría	1,21031031
Rango	1.196,56644
Mínimo	0
Máximo	1.196,56644
Suma	490.288,083
Cuenta	2.000

En la Tabla 4.5 se observa que el coeficiente de asimetría es 1,21, lo que significa que la distribución normal se sitúa a la derecha de la moda. Por otro lado, la curtosis es igual a -0,10 debido a que existe una baja concentración en la región central de la distribución, por lo tanto, esta concentración de datos es llamado platicúrtica. De los 2.000 datos aleatorios se logra observar que existe un valor máximo igual a $1.196,56 \left[\frac{W}{m^2} \right]$, por lo tanto, en esta ubicación geográfica de la región del Bio Bío existe una probabilidad de que en varios escenarios el panel fotovoltaico pueda maximizar su potencia durante el periodo de estudio. Finalmente, el valor con más ocurrencias en los datos de la

radiación aleatoria es de $0 \left[\frac{W}{m^2} \right]$, debido a que diariamente existen tan solo 8 horas en promedio en que la radiación es bastante alta para que se pueda generar electricidad mediante paneles fotovoltaicos.

Por otro lado, en la Tabla 4.6 se muestran los intervalos de la radiación aleatoria entre 0 y $1.200 \left[\frac{W}{m^2} \right]$ junto a la frecuencia de estos 2.000 valores de radiación interpolados y su equivalencia en el tiempo (horas/año). De esto se puede ver que la radiación aleatoria más recurrente de los datos se encuentra cuando es igual a $0 \left[\frac{W}{m^2} \right]$, el cual representa el 50,7% de los escenarios simulados, equivalente a 4.441 horas al año. Además, existen tan solo 986 datos de radiaciones, equivalente al 49,3%, en que la radiación es distinta de cero, por lo tanto, en esta localización geográfica el panel fotovoltaico generará electricidad tan solo el 49,3 % del tiempo de operación.

Tabla 4.6: Tabla resumen de la probabilidad de ocurrencia de la radiación aleatoria.

Radiación (W/m²)	Frecuencia de la Radiación (%)	Tiempo (h/año)
0	50,70%	4.441,3
50	6,45%	565,0
100	3,65%	319,7
150	2,60%	227,8
200	2,70%	236,5
250	2,60%	227,8
300	2,30%	201,5
350	2,25%	197,1
400	1,40%	122,6
450	1,05%	92,0
500	0,85%	74,5
550	1,25%	109,5
600	1,50%	131,4
650	1,05%	92,0
700	1,45%	127,0
750	1,55%	135,8
800	1,65%	144,5
850	1,90%	166,4
900	2,50%	219,0
950	1,75%	153,3
1,000	2,70%	236,5
1,050	3,75%	328,5
1,100	1,65%	144,5

1,150	0,45%	39,4
1,200	0,30%	26,3

Finalmente, en la Figura 4.4 se observa el histograma de la probabilidad de la radiación aleatoria junto a su probabilidad acumulada.

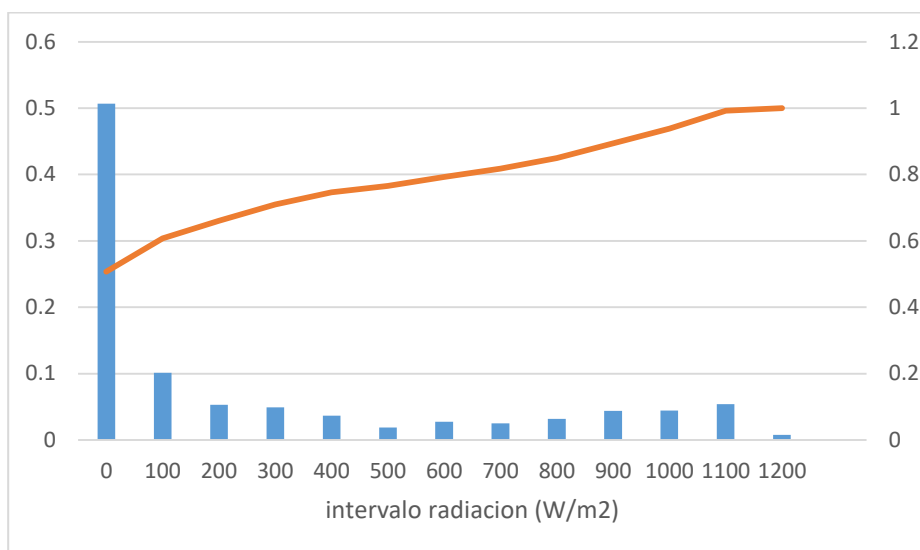


Figura 4.4: Histograma de la Probabilidad de la Radiación Aleatoria.

4.2.4 Potencia del Panel Fotovoltaico

La potencia generada de un panel fotovoltaico mediante radiaciones aleatorias se obtiene mediante el método de interpolación 'pchip' de la curva de potencia – radiación del propio panel solar mostrada en la Figura 4.5, de modo que al ingresar los 2.000 datos de radiaciones aleatorias obtenidas en la sección 4.2.3 a la curva Potencia-Radiación del panel solar ESSE de 320 W como resultado se obtienen 2.000 datos de potencias fotovoltaicas.

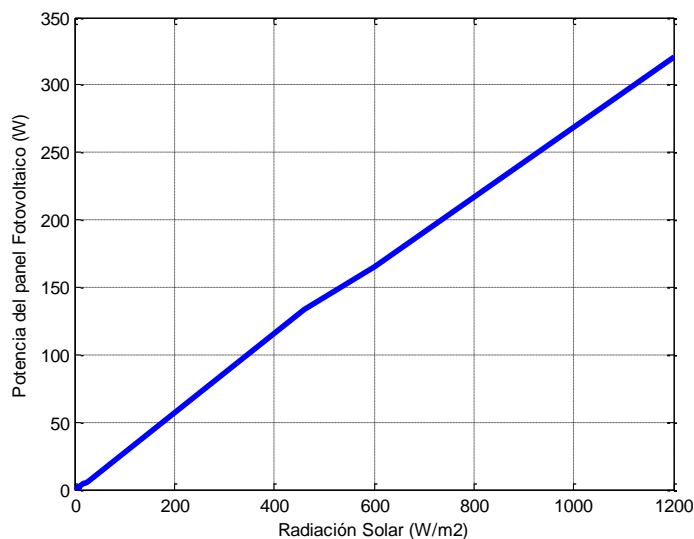


Figura 4.5: Curva Potencia - Radiación Teórica del panel fotovoltaico.

En la Tabla 4.7 se observan intervalos de la radiación aleatoria entre 0 y 1.200 $\left[\frac{W}{m^2}\right]$ junto a la frecuencia de estos 2.000 valores de radiación y su potencia fotovoltaica interpolada aleatoria. De esto se puede ver que la potencia con mayor probabilidad de los datos se encuentra cuando es igual a 0[W], que es el equivalente al 51,05% de los escenarios y es representada por las 4.471 horas al año en que este valor se repite. Además, existen tan solo 979 datos (4.288 horas/año), equivalente al 48,95% de las potencias fotovoltaicas que es distinta de cero, por lo tanto, en esta comunidad Pwenche el panel fotovoltaico generará electricidad tan solo el 48,95% del tiempo de operación.

Tabla 4.7: Tabla resumen de la potencia del panel Fotovoltaico.

Radiación (W/m²)	Frecuencia de la Radiación (%)	Potencia del Panel Fotovoltaico (kW)
0	50,70%	0,00
50	6,45%	0,01
100	3,65%	0,02
150	2,60%	0,04
200	2,70%	0,05
250	2,60%	0,07
300	2,30%	0,09
350	2,25%	0,10
400	1,40%	0,12

450	1,05%	0,13
500	0,85%	0,14
550	1,25%	0,15
600	1,50%	0,17
650	1,05%	0,18
700	1,45%	0,19
750	1,55%	0,20
800	1,65%	0,21
850	1,90%	0,23
900	2,50%	0,24
950	1,75%	0,25
1,000	2,70%	0,27
1,050	3,75%	0,28
1,100	1,65%	0,29
1,150	0,45%	0,31
1,200	0,30%	0,32

En la Tabla 4.8 se muestran indicadores estadísticos de las potencias generadas por el panel fotovoltaico mediante la interpolación de las radiaciones aleatorias.

Tabla 4.8: Estadística descriptiva de la Potencia Fotovoltaica.

indicador	W
Media	65,8774326
Error típico	2,16749569
Mediana	0
Moda	0
Desviación estándar	96,9333539
Varianza de la muestra	9.396,0751
Curtosis	-0,2050532
Coefficiente de asimetría	1,17562109
Rango	320,107854
Mínimo	0
Máximo	320,107854
Suma	131.754,865
Cuenta	2.000

En la Tabla 4.8 se observa que el coeficiente de asimetría es 1,17, lo que significa que la distribución normal se sitúa a la derecha de la moda. Por otro lado, la curtosis es igual a -0,20 debido a que existe una baja concentración en la región central de la distribución, por lo tanto, esta

concentración de datos es llamada platocúrtica. De los 2.000 datos aleatorios se logra observar que existe un valor máximo igual a $320,10[W]$, que es igual a la potencia nominal de panel fotovoltaico, por lo tanto, existe una probabilidad de que en varios escenarios el panel fotovoltaico pueda generar su potencia nominal durante el periodo de estudio. Finalmente, el valor con más ocurrencias en los datos de la potencia fotovoltaica es de $0[W]$, debido a que al igual que en el estudio de la radiación aleatoria, diariamente le es posible generar energía eléctrica al panel fotovoltaico un promedio de 8 horas.

Finalmente, en la Figura 4.6 se observa el histograma de la probabilidad de la potencia fotovoltaica junto a la probabilidad acumulada de este.

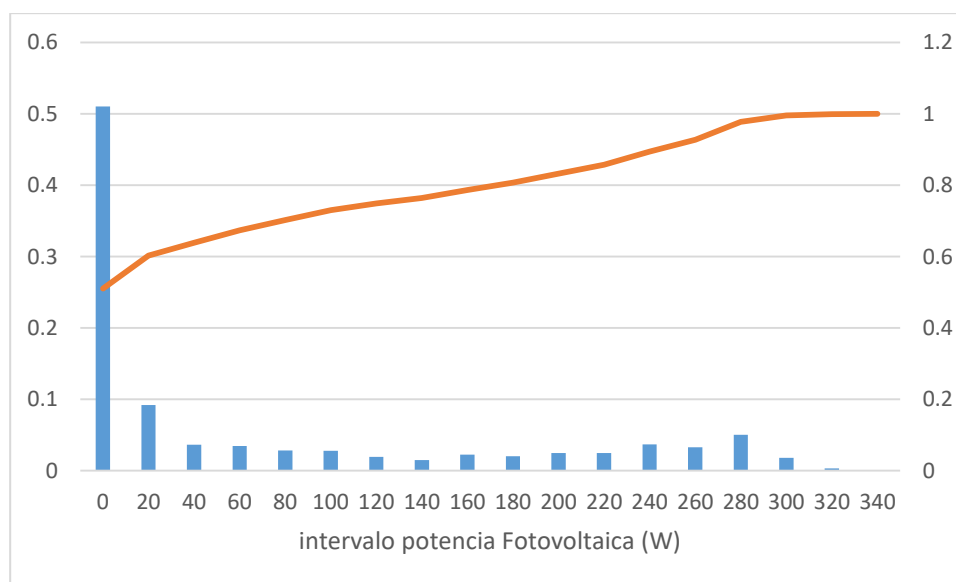


Figura 4.6: Histograma de la Probabilidad de potencia fotovoltaica.

4.2.5 Análisis estadístico de la Demanda Aleatoria

La demanda aleatoria es obtenida mediante la distribución normal inversa de valores aleatorios obtenidos mediante Monte Carlo, la media y la desviación estándar. Se estima una demanda media de 220 kW con un coeficiente de pearson de 10%, lo que implica que la desviación estándar será de 22,0 kW.

El valor promedio de la demanda se compone de la estimación de 10 kW por cada familia beneficiaria, las cuales son 20. Además de 10 bombas para el riego y suministro de agua potable de

aprox. 1.5 kW (2 HP). Por parte del suministro eléctrico a las familias se estima la carga de la luz eléctrica y de algunos electrodomésticos.

Luego, se generan 2.000 datos de demanda a través de aplicación de la distribución normal inversa de los escenarios aleatorios, dándose los siguientes resultados representados en la Tabla 4.9, en este grupo de datos se observan intervalos de la demanda aleatoria entre 140 y 310 $\left[\frac{W}{m^2}\right]$ junto a la frecuencia de estos 2.000 valores de demanda, su equivalencia en el tiempo (horas/año) y la Energía producida por las cargas del sistema. De esto se puede ver que las demandas con mayor probabilidad de los datos se encuentran distribuidas entre 230 – 240[kW], que es el equivalente al 17,35% de los escenarios. Además, existe tan solo un 0,05% de los datos, equivalente a 1 escenario (4.38 horas) en el que la demanda aleatoria toma su valor máximo.

Tabla 4.9: Tabla resumen de la Demanda.

Demanda (kW)	Frecuencia de la Demanda (%)	Tiempo (h/año)	Energía Producida (kWh/año)
140	0,00%	0	0
150	0,15%	13,14	1.971,0
160	0,15%	13,14	2.102,4
170	0,25%	21,9	3.723,0
180	1,10%	96,36	17.344,8
190	3,15%	275,94	52.428,6
200	5,55%	486,18	97.236,0
210	10,10%	884,76	185.799,6
220	13,30%	1.165,08	256.317,6
230	15,80%	1.384,08	318.338,4
240	17,35%	1.519,86	364.766,4
250	14,35%	1.257,06	314.265,0
260	10,05%	880,38	228.898,8
270	4,70%	411,72	111.164,4
280	2,25%	197,1	55.188,0
290	1,35%	118,26	34.295,4
300	0,35%	30,66	9.198,0
310	0,05%	4,38	1.357,8

Los indicadores estadísticos de los resultados anteriores son mostrados en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10: Estadística descriptiva de la Demanda.

indicador	kW
Media	220,526418
Error típico	0,52176146
Mediana	221,340809
Moda	#N/A
Desviación estándar	23,3338817
Varianza de la muestra	544,470036
Curtosis	0,09024144
Coefficiente de asimetría	-0,0928446
Rango	162,411458
Mínimo	142,567157
Máximo	304,978615
Suma	459.052,835
Cuenta	2.000

En la Tabla 4.10 se observa que el coeficiente de asimetría es $-0,09$, lo que significa que la distribución normal se sitúa levemente a la izquierda de la moda. Por otro lado, la curtosis es igual a $0,09$ debido a que existe una alta concentración en la región central de la distribución, por lo tanto, esta concentración de datos es llamada leptocúrtica. De los 2.000 datos de demandas aleatorias se observa que existe un valor máximo igual a $304,97 [kW]$. Finalmente, no existe valor con más ocurrencias en los datos de la demanda aleatoria debido a que la aleatoriedad de datos no determina una tendencia a valores específicos.

Finalmente, en la Figura 4.9 se observa el histograma de la probabilidad de la demanda aleatoria junto a la probabilidad acumulada de esta.

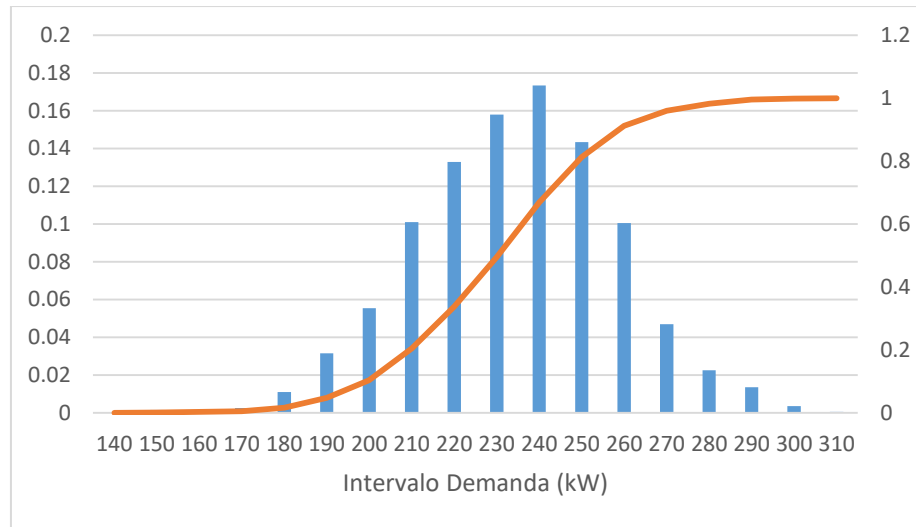


Figura 4.7: Histograma de la Probabilidad de Demanda.

4.2.6 Costo de la Energía

El costo de la energía de una fuente de generación ERNC es el valor que posee la energía generada por la tecnología en base a recursos renovables, la cual se puede obtener mediante la ecuación 3.1, este modelo presenta 3 parámetros independientes, los cuales son: (i) el costo de inversión, (ii) el factor de recuperación y (iii) la Energía anual producida.

El primero de ellos es el costo de inversión de cada fuente de generación ERNC, los cuales son obtenidos por medio de la cotización de las empresas AEOLOS Wind Turbine (Anexo A.2) y ESSE (Anexo B.2). Los valores obtenidos son: \$ 70.272.657 en el caso de la turbina eólica de 50 kW (Anexo A.1) y \$ 142.800 para el del panel fotovoltaico de 320 W (Anexo B.1).

El segundo parámetro es el Factor de Recuperación, el cual representa la recuperación de la inversión inicial junto con el interés asociado, este parámetro se obtiene mediante la ecuación 3.2, y para ello se considera una vida útil acorde a las especificaciones técnicas de estas tecnologías de generación en base a ERNC, las cuales poseen una utilidad de 20 años y además, se considera una tasa de interés anual del 10% para cada fuente de generación ERNC.

La tercera y última variables es la energía anual producida por cada tecnología de generación de energía eléctrica, y se obtienen mediante la suma de los 2.000 datos de energías producidas año de cada intervalo de viento aleatorio, el cual es interpolado mediante la función 'pchip' de MATLAB de cada recurso renovable aleatorios (radiación o velocidad del viento horaria) durante el año 2011

obtenidos mediante los mapas eólico [68] y solar [69] de la Universidad de Chile y de cada curva de potencia de las fuentes de generación.

A. Precio de la Energía de una Turbina Eólica

La energía producida por una turbina eólica se obtiene mediante el producto de la potencia eólica aleatoria calculada en la sección 4.2.2 y el tiempo de su recurso renovable (hora/año) obtenido en la sección 4.2.1. Por lo tanto, la energía anual producida por la fuente de generación en base a la velocidad del viento es la suma de las energías producidas de los 2.000 escenarios del sistema.

En la tabla 4.11 se observan los resultados de lo anterior, recopilando los datos de las potencias eólicas y el tiempo (horas/año) del recurso eólico obtenidos en las secciones 4.2.1 y 4.2.2.

Tabla 4.11: Tabla resumen de la Energía Producida por una Turbina Eólica.

Velocidad del Viento (m/s)	Frecuencia del viento (%)	Potencia de la Turbina Eolica (kW)	Tiempo (h/año)	Energía Producida (kWh/año)
0	0,00%	0,00	0	0
1	8,75%	0,00	766,5	0
2	18,45%	0,00	1.616,2	0
3	15,15%	0,54	1.327,14	716,7
4	7,5%	1,92	687,66	1.320,3
5	7,90%	5,99	692,04	4.145,3
6	6,35%	11,96	556,26	6.652,9
7	6,85%	20,53	600,06	12.319,2
8	5,60%	32,18	490,56	15.786,2
9	5,45%	45,81	477,42	21.870,6
10	5,75%	50,03	503,70	25.200,1
11	3,85%	50,03	337,26	16.873,1
12	3,60%	50,03	315,36	15.777,5
13	1,60%	50,03	140,16	7.012,2
14	1,05%	50,03	91,98	4.601,8
15	0,55%	50,03	48,18	2.410,4
16	0,55%	50,03	48,18	2.410,4
17	0,30%	50,03	26,28	1.314,8
18	0,10%	50,03	8,76	438,3
19	0,05%	50,03	4,38	30,7
20	0,15%	50,03	13,14	657,4

21	0,00%	50,03	0	0
22	0,05%	50,03	4,38	219,1
23	0,05%	50,03	4,38	219,1

La Energía anual Producida por la Turbina Eólica es $139.976 \left[\frac{kWh}{año} \right]$, la cual es obtenida mediante la suma de las energías producidas de la Tabla 4.11. Por otro lado, el costo de inversión de la turbina eólica de 50 kW es obtenido por medio de la cotización de la empresa AEOLOS Wind Turbine (Anexo A.2), teniendo un costo de \$ 70.272.657 y una vida útil de 20 años. La tasa de interés se estima de 10% anual, además, se considera una confiabilidad unitaria y un factor de planta de 0.32.

Finalmente, al agregar estos valores al modelo de la ecuación 3.1 se tiene que el precio de la energía de la turbina eólica es de $59 \left[\frac{\$}{kWh} \right]$.

B. Precio de la Energía de un Panel Fotovoltaico

Al igual que en la sección anterior, la energía anual producida por un panel fotovoltaico se obtiene mediante la suma de las energías producidas de los 2.000 escenarios del sistema, considerando la potencia fotovoltaica aleatoria calculada en la sección 4.2.4 y el tiempo de su recurso renovable (hora/año) obtenido en la sección 4.2.3.

En la tabla 4.12 se observan los resultados de lo anterior, recopilando los datos de las potencias fotovoltaicas y el tiempo (horas/año) del recurso solar obtenidos en las secciones 4.2.3 y 4.2.4.

Tabla 4.12: Tabla resumen de la Energía Producida por un Panel Fotovoltaico.

Radiación (W/m²)	Frecuencia de la Radiación (%)	Potencia del Panel Fotovoltaico (kW)	Tiempo (h/año)	Energía Producida (kWh/año)
0	50.70%	0.00	4,441.3	0.4
50	6.45%	0.01	565.0	6.1
100	3.65%	0.02	319.7	7.3
150	2.60%	0.04	227.8	8.4
200	2.70%	0.05	236.5	12.4
250	2.60%	0.07	227.8	15.7
300	2.30%	0.09	201.5	17.2
350	2.25%	0.10	197.1	20.1

400	1.40%	0.12	122.6	14.4
450	1.05%	0.13	92.0	12.1
500	0.85%	0.14	74.5	10.7
550	1.25%	0.15	109.5	16.9
600	1.50%	0.17	131.4	21.7
650	1.05%	0.18	92.0	16.3
700	1.45%	0.19	127.0	24.0
750	1.55%	0.20	135.8	27.4
800	1.65%	0.21	144.5	30.9
850	1.90%	0.23	166.4	37.7
900	2.50%	0.24	219.0	52.4
950	1.75%	0.25	153.3	38.7
1,000	2.70%	0.27	236.5	62.8
1,050	3.75%	0.28	328.5	91.7
1,100	1.65%	0.29	144.5	42.3
1,150	0.45%	0.31	39.4	12.1
1,200	0.30%	0.32	26.3	8.4

La Energía anual Producida por el Panel Fotovoltaico es $608 \left[\frac{kWh}{año} \right]$, la cual se calcula a través de la suma de las energías producidas de la Tabla 4.12 (columna 4). Por otra parte, el costo de inversión del panel fotovoltaico de 320 W es obtenido por medio de la cotización de la empresa ESSE (Anexo B.2), adquiriendo un valor unitario de \$ 142.800 y una vida útil de 20 años. Al igual que la turbina eólica, la tasa de interés se estima de 10% anual, y además, se considera una confiabilidad unitaria y un factor de planta de aproximadamente 0.22.

Finalmente, al aplicar los valores anteriores al modelo de la ecuación 3.1 se tiene que el precio de la energía de un Panel Fotovoltaico es de $27,6 \left[\frac{\$}{kWh} \right]$.

4.3. Resultados de la optimización del Modelo del Sistema Híbrido-Aislado

Al optimizar 2.000 escenarios del modelo económico probabilístico propuesto en el capítulo 3 mediante el método MILP, se obtienen los siguientes análisis probabilísticos multidimensionales (probabilidades conjuntas) de las variables más relevantes del sistema de generación híbrido-aislado.

En la Figura 4.8 se observa la probabilidad conjunta de la energía generada por las fuentes de generación ERNC compuesta por la suma de la energía total eólica y la energía total fotovoltaica con

la demanda. Primeramente, se observa una curva tipo distribución normal que se encuentra de forma diagonal a los ejes energía ERNC y Demanda, lo que se debe a que la optimización busca que la energía generada por las fuentes ERNC pueda suplir completamente a la demanda. Esta curva posee un intervalo de demanda y de energía ERNC que tiene mayor probabilidad de ocurrencia con respecto a los demás intervalos, y su valor es de 24,2% de la totalidad de escenarios simulados, equivalente a 2.119 horas al año. Por lo tanto, existen 484 escenarios de energía ERNC y demanda en la simulación que tienen una mayor probabilidad de ocurrencia en el sistema híbrido-aislado.

Por otro lado, en el eje de la demanda existen varios escenarios, equivalente a un 13,95% de los datos, igual a 1.222 horas al año en que la energía ERNC toma valores igual a cero, esto se debe a que este modelo considera la probabilidad de que el sistema falle en su totalidad, considerando así todo tipo de desastres naturales y fallas eléctricas en el sistema que puedan interrumpir la totalidad del suministro eléctrico generado por las fuentes ERNC.

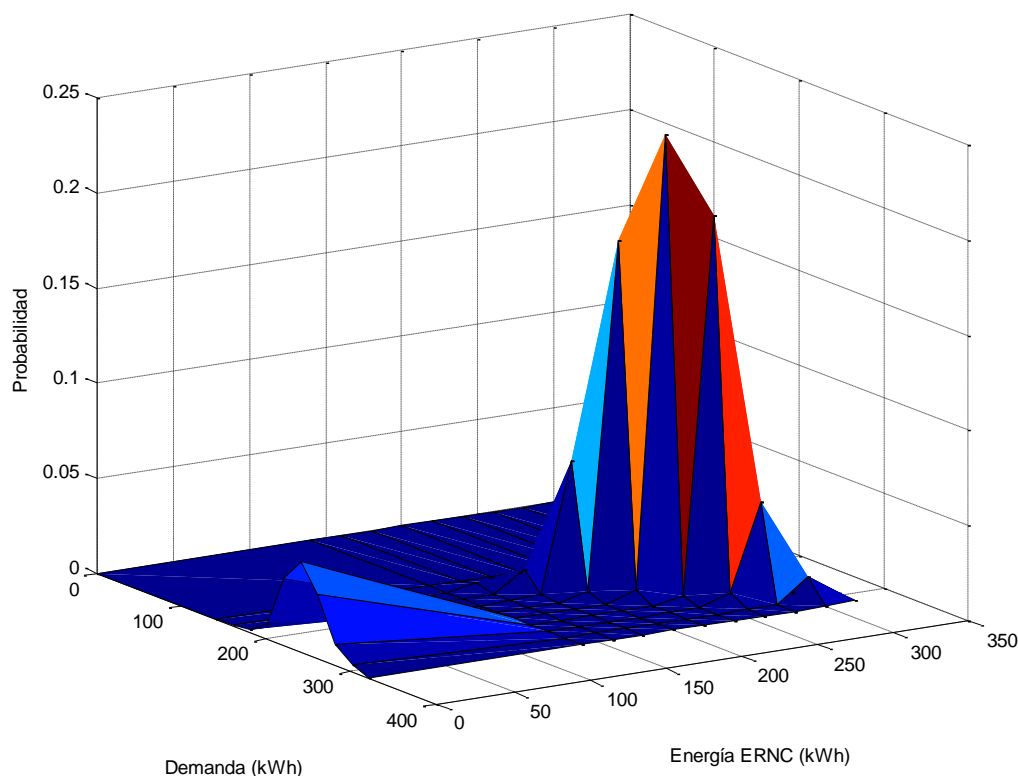


Figura 4.8: Probabilidad Conjunta ‘Energía ERNC – Demanda’.

En la Figura 4.9 se muestra la probabilidad conjunta de las energías totales fotovoltaicas y eólicas del sistema híbrido optimizado. En esta imagen se pueden ver 3 regiones importantes. La primera se encuentra distribuida alrededor del cero común de los ejes equivalentes al 13,95% de los datos simulados, equivalente a 1.222 horas al año. Esta cantidad de datos son los escenarios en que la energía ERNC puede suministrar gran parte de la demanda.

La segunda región se encuentra exactamente en el eje de la Energía Total Solar, equivalente al 48,98% de los datos, representando anualmente 4.290 horas. Esta cantidad de escenarios se debe a que el sistema provee a la demanda el tipo de generación de energía eléctrica más barata, y que para este sistema es la fotovoltaica.

La tercera y última región se encuentra en el eje de la Energía Total Eólica, equivalente al 37,1% de los datos, representando 3.249 horas al año. Esta cantidad se debe a que cuando los paneles fotovoltaicos no pueden suministrar energía eléctrica a la demanda el sistema provee a la demanda el tipo de generación eólica.

El 48,98% de la generación fotovoltaica es la mayor cantidad de escenarios que el sistema optimizado experimenta debido a que en gran parte del día es más barato producir energía fotovoltaica que eólica, ya que el costo por kWh fotovoltaica es menor al de la eólica, pero la gran deficiencia de este tipo de generación es que es posible producir energía eléctrica mediante radiación solar solamente 8 horas diarias en promedio. Por consiguiente, el 37,1% de los datos restantes son generados por las turbinas eólicas. Esto se debe a que en el tiempo en que la generación fotovoltaica no puede producir electricidad, la energía eólica toma importancia para que el suministro eléctrico no sea interrumpido.

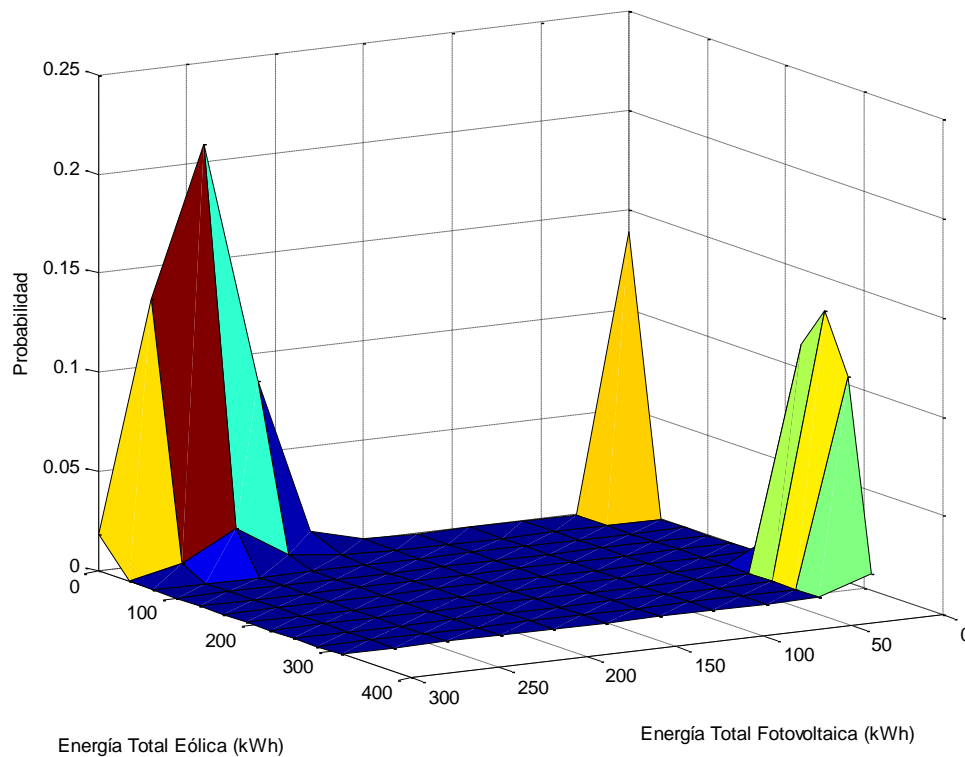


Figura 4.9: Probabilidad Conjunta ‘Energía Total Eólica - Energía Total Fotovoltaica’.

En la Figura 4.10 se muestra la probabilidad conjunta del racionamiento y de la sobre-generación. En primer lugar, se observa que no existe probabilidad en que el racionamiento y la sobre-generación sean iguales a cero, por lo tanto, no hay escenarios en que la potencia ERNC pueda suministrar exactamente la totalidad de la demanda. Por otro lado, en el 54% de los datos de la sobre-generación, equivalente 4.730 horas en el año toma valores distintos de cero, por lo que en este caso el modelo entrega una gran oportunidad de almacenar energía eléctrica mediante un banco de baterías o de suministrar un proceso productivo asociado a la comunidad beneficiaria de este estudio.

Existe un 46% de los datos simulados, representando anualmente tan solo 4.029 horas en que el racionamiento toma valores distintos de cero, por lo tanto, en este caso el modelo entrega una gran oportunidad de la posible implementación de una unidad complementaria que pueda suplir esta carencia de energía del sistema, como lo son los generadores diésel y las fuentes de generación en base a ERNC.

En este eje de racionamiento existe un 6,75% de los datos, es decir, 591 horas al año en que el racionamiento se asemeja a la demanda, efecto reflejado en la curva ubicada en el lado inferior derecho

de la Figura 4.10, esto es debido a la posibilidad de cualquier escenario que pueda interrumpir el suministro eléctrico en su totalidad.

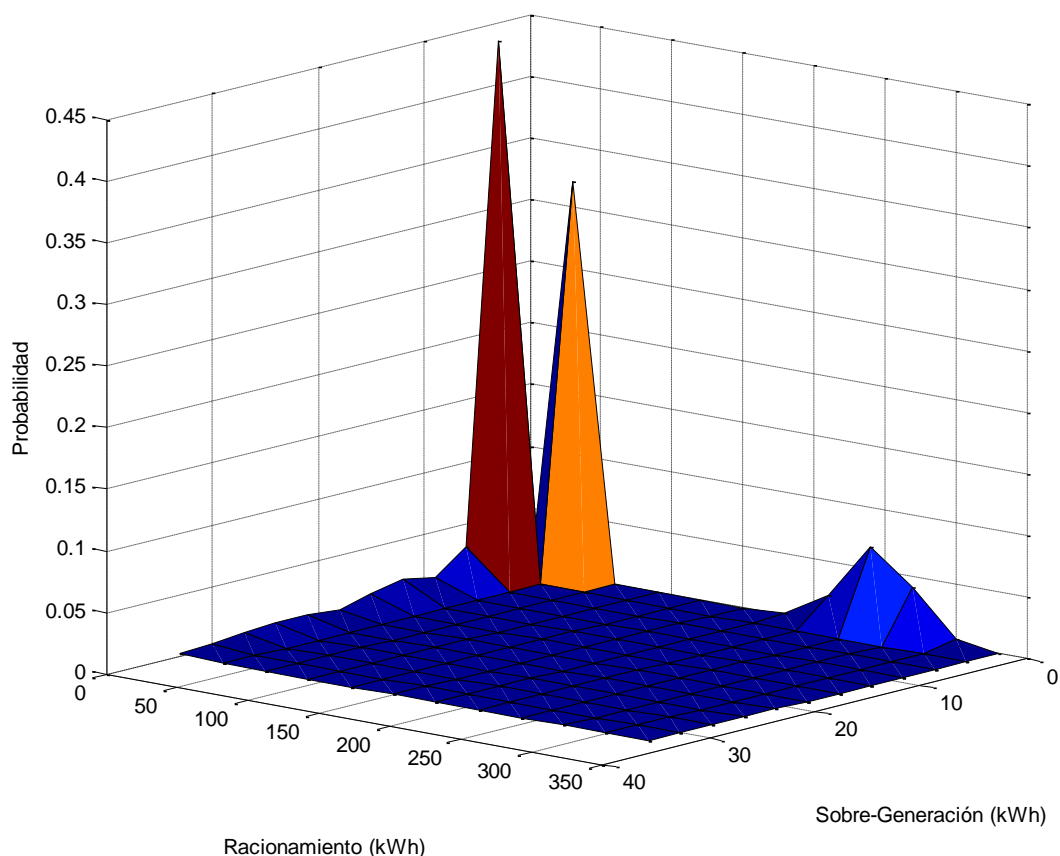


Figura 4.10: Probabilidad Conjunta ‘Racionamiento - Sobre-generación’.

Con los resultados optimizados del sistema off-grid no es posible establecer un criterio para el dimensionamiento económico del sistema híbrido-aislado mediante energías primarias renovables, ya que la cantidad de variables óptimas del sistema es igual a los escenarios de la simulación. Por lo tanto, para establecer el criterio que dimensionará económicamente el sistema se restringirá la cantidad de datos optimizado al intervalo de la probabilidad multidimensional ‘Energía ERNC - demanda’ con la mayor probabilidad de ocurrencia, debido a que estos datos representan los escenarios más recurrentes del sistema con el menor costo total.

Los escenarios más recurrentes se encuentran distribuidos entre 220-240 kWh de energía ERNC y demanda, el cual representa el 24,2% de los escenarios de la simulación optimizados, equivalente a aproximadamente 484 datos o 2.119 horas en el año.

Luego, para poder determinar el dimensionamiento económico de los escenarios más recurrentes del sistema off-grid. Primero, es considerada la frecuencia de todos los valores del $N_{eólico}$ dentro del intervalo más recurrente, de manera que junto a la moda de los N_{solar} de cada $N_{eólico}$, cada valor eólico con su moda solar se cómo un escenario. Luego, estos datos son analizados de manera de encontrar el escenario donde el $N_{eólico}$ es el más recurrente o el que posee una mayor probabilidad de ocurrencia. Del mismo modo, pero de forma inversa se analizan los escenarios del N_{solar} cuando la probabilidad de ocurrencia de este parámetro toma su valor máximo.

Los valores más recurrentes obtenidos del análisis anterior se muestran en la Tabla D.1 del Anexo D, pero de la totalidad de los resultados se observan 4 posibles escenarios candidatos a ser óptimos. El primero, es el escenario con la mayor probabilidad de ocurrencia de los datos, probabilidad igual a 1,45%, el cual representa las 7 veces en que se repite este escenario en los 24,2% de los datos optimizados. Segundo, es el escenario con la menor probabilidad del racionamiento, pero no es necesariamente el más recurrente dentro de todos los escenarios. El tercero, se encuentra el escenario que posee el mayor porcentaje del racionamiento y menor porcentaje de sobre-generación de todos los escenarios, el cual no posee la mayor probabilidad de ocurrencia ni el menor racionamiento en comparación a los datos anteriores. Por último, se encuentra el escenario que menor costo total anual y promedio diario tiene en comparación a las otras simulaciones. Los 4 escenarios candidatos se muestran en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13: Tabla Resumen de los posibles escenarios óptimos del Sistema.

Probabilidad de ocurrencias (%)	N Eólico	N solar	Máximo racionamiento (kW)	Máxima sobre-generación (kW)	Racionamiento (%)	Sobre-generación (%)	Costo Total Anual (\$)	Promedio Costo Total diario (\$)
1,45%	14	0	300	543	68,25%	31,75%	408.043.490	204.022
1,3%	75	0	298	3.594	53,45%	46,55%	1.320.803.538	660.402
1,3%	0	1.202	305	182	82,25%	17,75%	343.379.878	171.690
1,3%	9	1.016	302	536	62,1%	37,9%	303.404.801	151.702

Para finalizar, los valores de racionamiento y de sobre-generación, como también el valor del costo total anual del análisis anterior mostrado en la Tabla 4.13 se simularán y analizarán con los mismos 2.000 datos simulados en esta sección, con el objetivo de estudiar el comportamiento del racionamiento y de sobre-generación, como así también la variabilidad del costo total del sistema.

Luego, a través de estos análisis se puede identificar el dimensionamiento económico óptimo y la cantidad de turbinas eólicas y paneles fotovoltaicos necesarios para producir este escenario en el sistema híbrido-aislado.

4.4. Caso 1: 2.000 Simulaciones para $N_{eólico} = 14$ y $N_{solar} = 0$

Primeramente, se simulan los 2.000 escenarios del modelo propuesto con el número de turbinas eólicas igual a 14 y el número de paneles fotovoltaicos igual a 0, los resultados y análisis del comportamiento de este dimensionamiento se observan a continuación.

En la Figura 4.11 se observa la Probabilidad conjunta del caso 1 de la energía generada por las fuentes de generación ERNC con la Demanda. Primeramente, se observan 2 grandes regiones de datos, la primera perteneciente al 59,05% de los datos simulados, la cual representa un total anual de 5.172 horas, esta se ubica distribuida entre 120 – 320 kWh de demanda y entre 0 – 90 kWh de Energía ERNC, donde el 27,2% de ellos, equivalente a 2.382 horas en el año, la energía ERNC es igual a cero, esto significa que en 544 escenarios las fuentes de generación ERNC del sistema no serán capaces de generar electricidad para suplir a la demanda, por lo tanto, el modelo entrega la oportunidad de considerar una unidad de generación complementaria ERNC o diésel que pueda suministrar la carencia de la energía ERNC del sistema. Por otro lado, esta primera región posee una moda de alrededor del 18,4% de los datos, repitiéndose 368 veces en la simulación y 1.611 horas al año, la cual se encuentra distribuida entre 0 – 90 kWh de Energía ERNC y 220 – 240 kWh de demanda, esto significa que el escenario de generación en base a las ERNC más probable solo será capaz de suministrar aproximadamente alrededor del 37,5% de la demanda, por lo tanto, al igual que en el análisis anterior se entrega la oportunidad de considerar una unidad complementaria en base a ERNC.

La segunda región se encuentra distribuida entre 120 – 320 kWh de demanda y entre 630 – 720 kWh de Energía ERNC, esta región representa el 18,1% de los escenarios simulados, lo que significa la existencia de 362 datos o 1.585 horas al año en el que la Energía ERNC tomará aproximadamente sus valores máximos, valores que exceden a la demanda, por lo tanto, en estos escenarios se tendrán valores positivos de sobre-generación. Al igual que en la región anterior este conjunto de datos tiene una moda de alrededor del 10% de la totalidad de datos simulados, lo que implica que tan solo 2000 escenarios este escenario probabilístico se repite en el sistema.

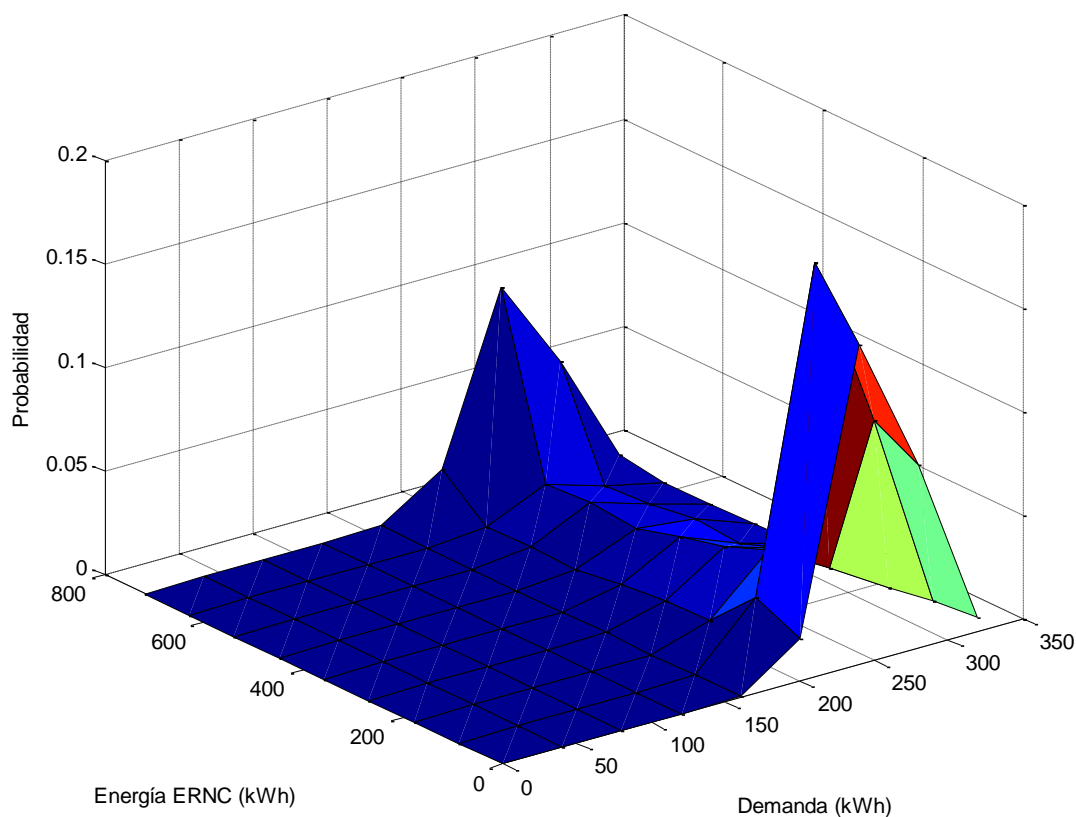


Figura 4.11: Probabilidad Conjunta de la ‘Energía ERNC – Demanda’ del Caso 1.

En la Figura 4.12 se muestra la probabilidad conjunta de las Energías Totales Fotovoltaica y eólicas del caso 1. De esta imagen se puede ver 2 regiones importantes. La primera se encuentra distribuida entre 0 – 120 kWh de Energía Total Eólica equivalente al 61,4% de los datos simulados, representando anualmente 5.378 horas, esta cantidad de datos son los escenarios en que la generación eléctrica en base a las ERNC puede suministrar una pequeña parte de la demanda. De esta misma región se puede observar que existe un 27,2 % de los datos, equivalente a 544 escenarios o 2.382 horas al año en el que la energía ERNC o más bien la Total del parque eólico no puede generar energía eléctrica, corroborando así el análisis de la Figura 4.11. Por otro lado, el intervalo que posee la mayor probabilidad de ocurrencia se encuentra distribuido entre 0 – 60 kWh de Energía Total Eólica, equivalente al 28,7% de los datos simulados, representando anualmente 2.514 horas.

La segunda y última región se encuentra exactamente distribuida entre 660 – 720 kWh de Energía Total Eólica, equivalente al 16,95% de los datos simulados, esta probabilidad de ocurrencia

es la segunda con mayor valor de los datos simulados, y representa los 339 escenarios o las 1.484 horas al año en el que la energía total eólica experimenta sus valores máximos.

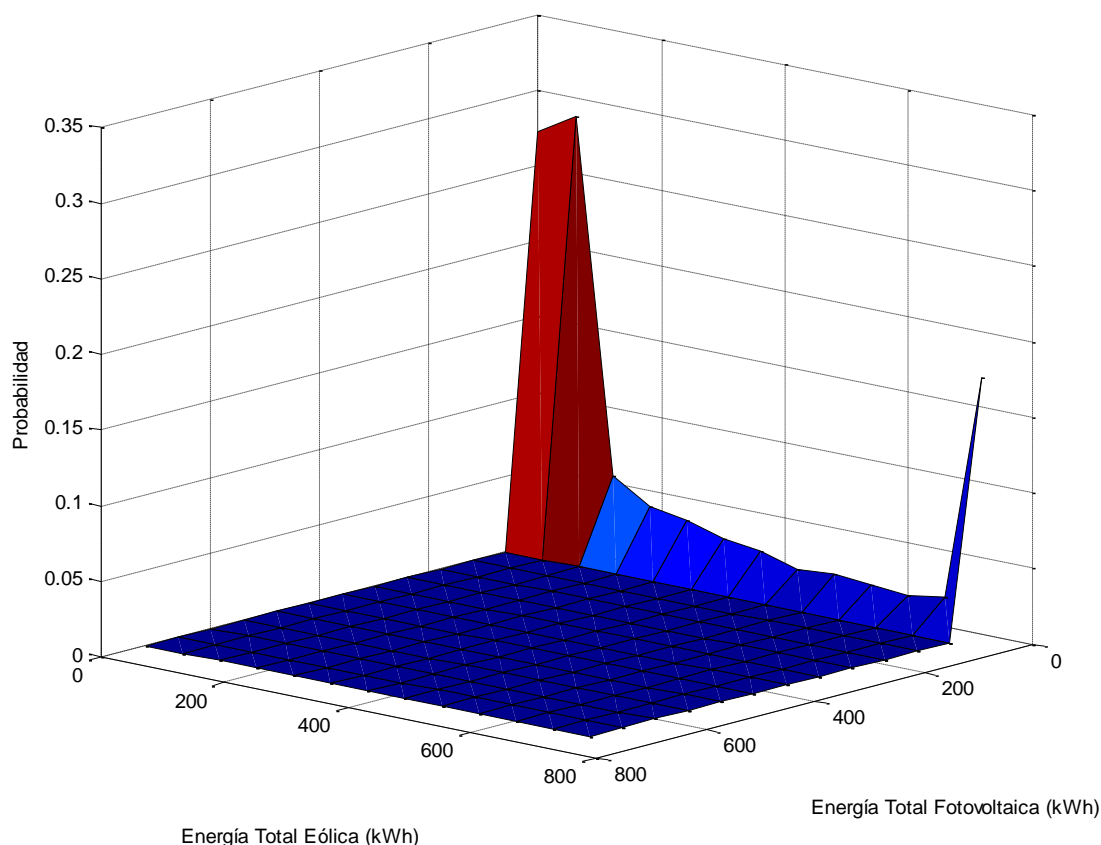


Figura 4.12: Probabilidad Conjunta de la ‘Energía Total Eólica – Energía Total Fotovoltaica’ del Caso 1.

En la Figura 4.13 se muestra la probabilidad conjunta del Racionamiento y de la Sobre-generación de caso 1. Primeramente, se observa que no existe probabilidad en que el racionamiento y la sobre-generación sean iguales a cero, por lo tanto, no hay escenarios en que la energía ERNC pueda suministrar exactamente la totalidad de la demanda. Por otro lado, el 31,75% de los datos, equivalente a 635 escenarios o 2.781 horas al año en el que la sobre-generación toma valores distintos de cero, en este caso el sistema entrega la oportunidad de almacenar energía eléctrica mediante baterías o la oportunidad de suministrar un proceso productivo de la comunidad aislada. Esta región posee un intervalo con mayor probabilidad de ocurrencia que se encuentra distribuida entre 420 – 490 kWh equivalente al 13,55% de los datos simulados, significando que tan solo 271 escenarios o 1.186 horas al año estos datos se repetirán.

Del mismo modo, existe un 68,25% de los datos simulados, representando las 5.978 horas al año en que el racionamiento toma valores distintos de cero, por lo tanto, en estos casos el sistema entrega la oportunidad de considerar una unidad complementaria en base a ERNC que pueda suministrar este déficit de generación de electricidad del sistema. Por otro lado, el intervalos con mayor probabilidad de ocurrencia se encuentra distribuida entre 200 – 240 kWh de racionamiento, equivalente al 32% de los datos simulados, lo que representa los 640 escenarios o las 2.803 horas al año en que este se repite en el sistema.

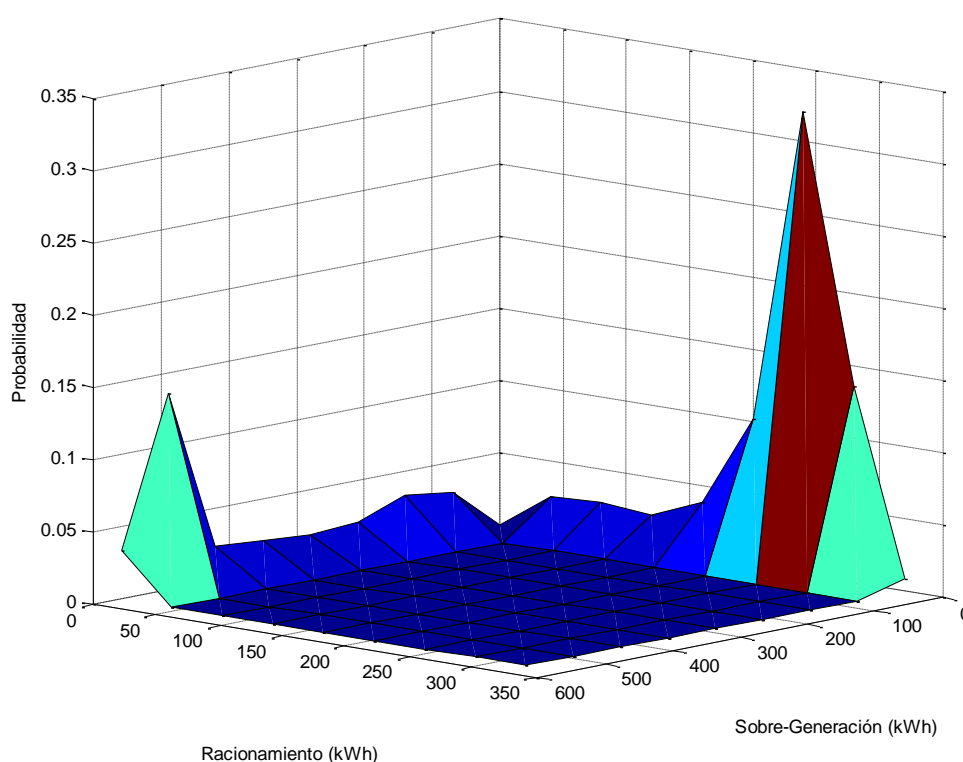


Figura 4.13: Probabilidad Conjunta de la ‘Racionamiento – Sobre-generación’ del Caso 1.

Finalmente, el dimensionamiento económico del sistema off-grid de este primer caso tiene un costo total anual de \$408.043.490 y un costo total promedio horario igual a \$204.022.

4.5. Caso 2: 2.000 Simulaciones para $N_{eólico} = 75$ y $N_{solar} = 0$

En este segundo caso se simulan los 2.000 escenarios del modelo propuesto con el número de turbinas eólicas igual a 75 y el número de paneles fotovoltaicos igual a 0, los resultados y análisis del comportamiento de este dimensionamiento se observan a continuación.

En la Figura 4.14 se observa la Probabilidad conjunta del caso 2 de la energía generada por las fuentes de generación ERNC con la Demanda y se pueden ver 2 regiones en donde se acumulan los datos, la primera perteneciente al 59,35% de los datos simulados, representando anualmente 5.199 horas, se encuentra distribuida entre 120 – 320 kWh de demanda y entre 0 – 500 kWh de Energía ERNC, al igual que en el caso 1 el 27,2% de ellos o simplemente 2.382 horas al año la generación en base a las ERNC es igual a cero, entonces, existen 544 escenarios en donde las tecnologías de generación ERNC no podrán generar electricidad para suplir a la demanda, por lo tanto, se tendrá que considerar una unidad de generación complementaria ERNC que pueda suministrar la totalidad de la demanda. Por otro lado, la moda de este conjunto de datos es aproximadamente el 18,55% de los datos, repitiéndose 371 veces o anualmente 1.625 horas, perteneciente al intervalo 0 – 500 kWh de Energía ERNC y 220 – 240 kWh de demanda, esto significa que en el escenario más probable del caso 2 la Energía ERNC será capaz de suministrar aproximadamente alrededor del 134,77% de la demanda, o sea, los valores de la energía ERNC son mayores a la demanda, lo que lleva a la energía de sobre-generación a tomar valores distintos de cero.

La segunda región se encuentra distribuida entre 120 – 320 kWh de demanda y entre 3,5 – 4 MWh de Energía ERNC, esta región constituye el 17,2% de los escenarios simulados, esto representa los 344 escenarios o las 1.506 horas al año en el que la energía ERNC tomará aproximadamente sus valores máximos, valores que exceden ampliamente a la demanda, por lo tanto, en estos escenarios se tendrán los valores máximos de la sobre-generación. Al igual que en la región anterior este conjunto de datos tiene una moda igual a 9,55% de la totalidad de datos simulados, lo que implica que tan solo 191 escenarios o 836 horas al año este conjunto de datos se repite en el sistema.

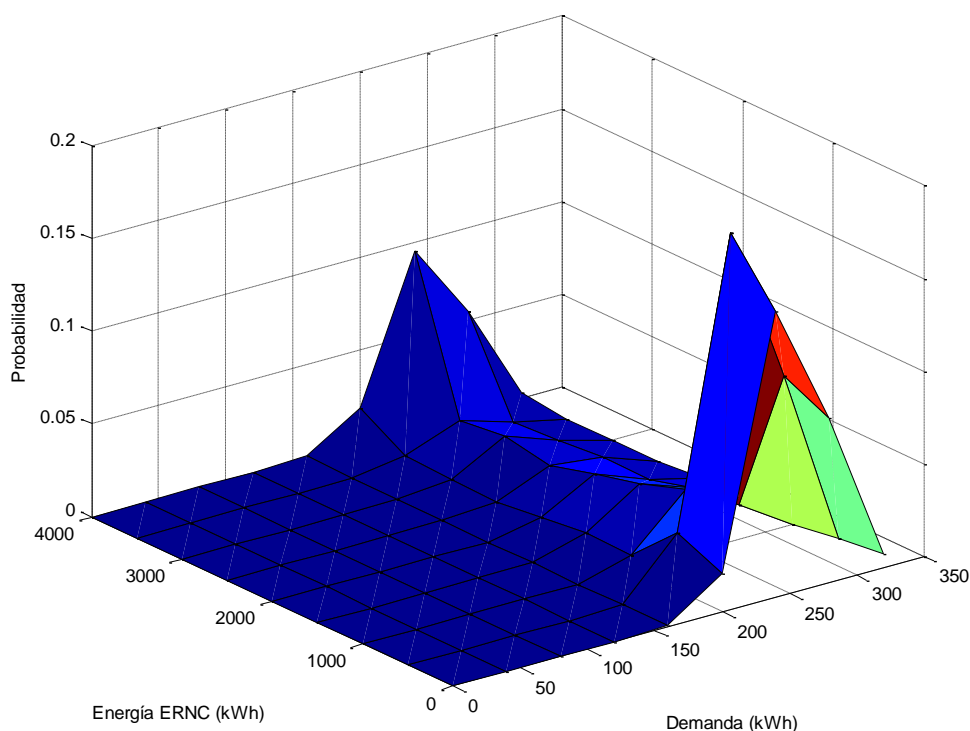


Figura 4.14: Probabilidad Conjunta de la ‘Energía ERNC – Demanda’ del Caso 2.

En la Figura 4.15 se muestra la probabilidad conjunta de las Energías Totales Fotovoltaica y eólicas del caso 2. Esta imagen posee 2 regiones importantes pertenecientes al eje de la Energía Total Eólica. Esta primera región se encuentra distribuida entre 0 – 700 kWh de Energía Total Eólica, equivalente al 62,3% de los datos simulados, representando 5.457 horas al año, cantidad de datos en que al menos el 5,75% de la energía ERNC excede a aproximadamente el doble de la demanda máxima. De esta misma región se puede observar que al igual que en el análisis anterior existe un 27,2 % de los datos, equivalente a los 544 escenarios o a las 2.382 horas anuales en el que la energía ERNC o más bien la Energía Total del parque eólico es igual a cero. Por otro lado, este intervalo tiene una probabilidad de ocurrencia máxima que se encuentra distribuida entre 0 – 350 kWh de Energía Total Eólica, equivalente al 29,35% de los datos simulados y representando anualmente 2.571 horas.

Del mismo modo, la segunda región se encuentra exactamente distribuida entre 3,5 – 3,85 MWh de Energía Total Eólica, equivalente al 17,2% de los datos simulados, esta probabilidad de ocurrencia es la segunda con mayor valor de la totalidad de datos simulados y representa los 344 escenarios o las 1.506 horas al año en el que la energía total eólica experimenta sus valores máximos muy superiores a la demanda del sistema.

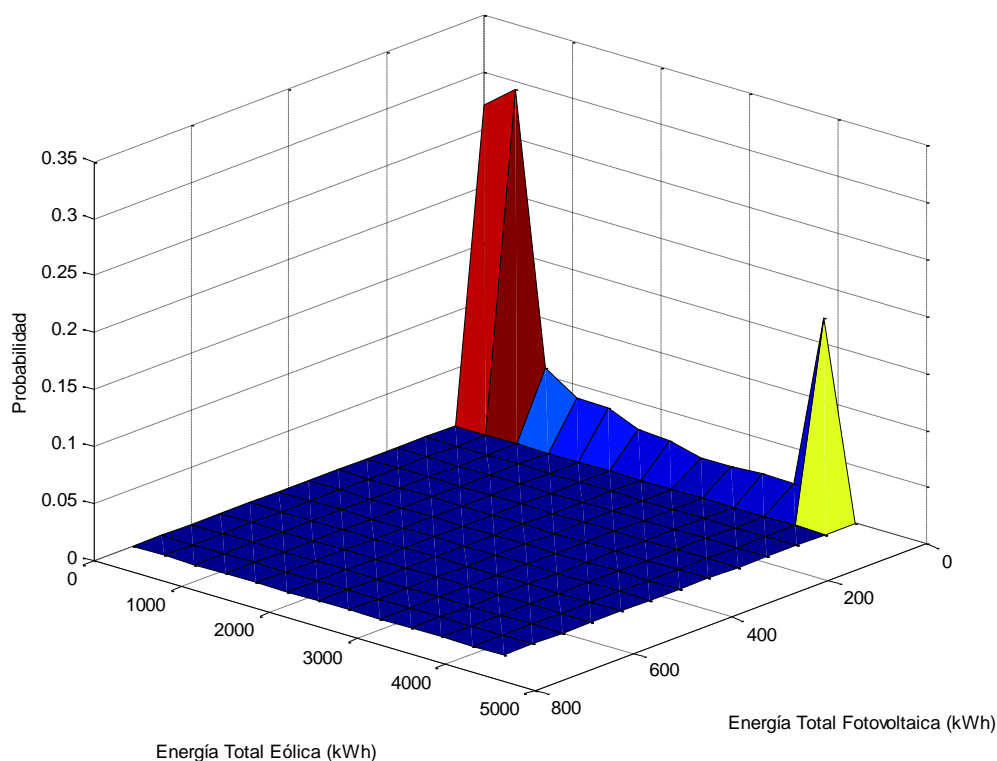


Figura 4.15: Probabilidad Conjunta de la ‘Energía Total Eólica – Energía Total Fotovoltaica’ del Caso 2.

En la Figura 4.16 se muestra la probabilidad conjunta del Racionamiento y de la Sobre-generación del caso 2. Primeramente, se observa que al igual que en el análisis de la caso 1 no existe probabilidad en que el racionamiento y la sobre-generación sean iguales a cero, por lo tanto, no existen escenarios en donde la energía ERNC pueda suministrar exactamente la totalidad de la demanda. Por otro lado, existe un 46,55% de los datos, equivalente a 931 escenarios, los cuales representan las 4.077 horas en el año en que la sobre-generación toma valores distintos de cero, por lo que en este caso el sistema entrega la oportunidad de almacenar energía eléctrica para poder compensar este excedente de generación ERNC o de suministrar un proceso producto de la comunidad aislada. Esta región posee 2 intervalos con mayor probabilidad de ocurrencia, el primero se encuentra distribuida entre 0 – 70 kWh, equivalente al 9,1% de los datos simulados, significando que tan solo 182 escenarios o anualmente 797 horas este conjunto de datos se repetirá. El segundo intervalo se encuentra distribuido entre 490 – 560 kWh, equivalente al 12,65% de los datos, representando los 253 escenarios o las 1.108 horas al año en el que estos datos se repiten en la simulación del sistema. Este intervalo posee una sobre-generación de aproximadamente el doble de la demanda máxima del sistema, por lo que este

valor se vuelve importante al tomar la decisión de almacenar esta energía ya que el costo de inversión asociado a esta tecnología se incrementa debido al aumento de la capacidad de almacenamiento del banco de baterías.

Del mismo modo, existe un 53,45% de los datos simulados, representando las 4.682 horas al año en que el racionamiento toma valores distintos de cero, por lo tanto, en estos casos el sistema entrega la oportunidad de suplir esta carencia de energía mediante fuentes de generación complementarias ERNC. Por otro lado, el intervalo con mayor probabilidad de ocurrencia se encuentra distribuido entre 200 – 240 kWh de racionamiento, equivalente al 24,25% de los datos simulados, lo que representa las 2.124 horas al año o los 485 escenarios en el que este conjunto de datos repite en el sistema.

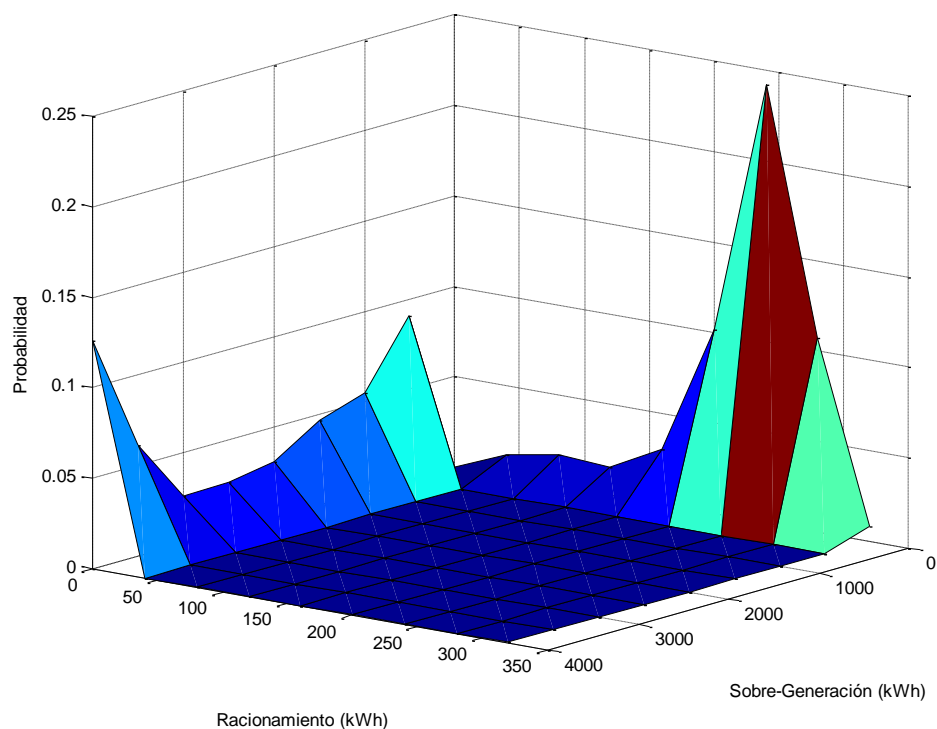


Figura 4.16: Probabilidad Conjunta de la ‘Racionamiento – Sobregeneración’ del Caso 2.

Finalmente, el dimensionamiento económico del sistema off-grid propuesto de este segundo caso tiene un costo total anual de \$1.320.803.538 y un costo total promedio horario igual a \$660.402.

4.6. Caso 3: 2.000 Simulaciones para $N_{eólico} = 0$ y $N_{solar} = 1.202$

En este tercer caso se simulan los 2.000 escenarios del modelo propuesto con el número de turbinas eólicas igual a 0 y el número de paneles fotovoltaicos igual a 1.202, los resultados y análisis del comportamiento de este dimensionamiento se observan a continuación.

En la Figura 4.17 se observa la Probabilidad conjunta del caso 3 de la Energía de las fuentes de generación ERNC con la Demanda. De la imagen se observan una gran región donde se acumulan los datos, esta pertenece al 64,35% de los datos simulados, equivalente anualmente a 5.637 horas, este agrupamiento se encuentra distribuido entre 120 – 320 kWh de demanda y entre 0 – 50 kWh de Energía ERNC. Por otra parte, el 51,05% de este último conjunto de datos son iguales a cero, entonces, 1.021 escenarios o 4.471 horas al año la energía ERNC no podrá generar electricidad para suplir a la demanda, por lo tanto, se tendrá que considerar una unidad de generación complementaria ERNC que pueda suministrar la totalidad de la demanda. Esta región tiene una moda de alrededores del 29,05% de los datos, repitiéndose 581 veces y anualmente 2.544 horas, esta moda pertenece a 0 kWh de Energía ERNC y 200 – 240 kWh de Demanda, esto significa que el escenario más probable de este caso es cuando la energía ERNC es igual a cero, por lo tanto, el 29,95% de los datos la energía total fotovoltaica será igual a cero, y tan solo alrededor de 15,95%, equivalente a 319 escenarios o anualmente 1.397 horas la energía ERNC podrá suplir la demanda en tu totalidad.

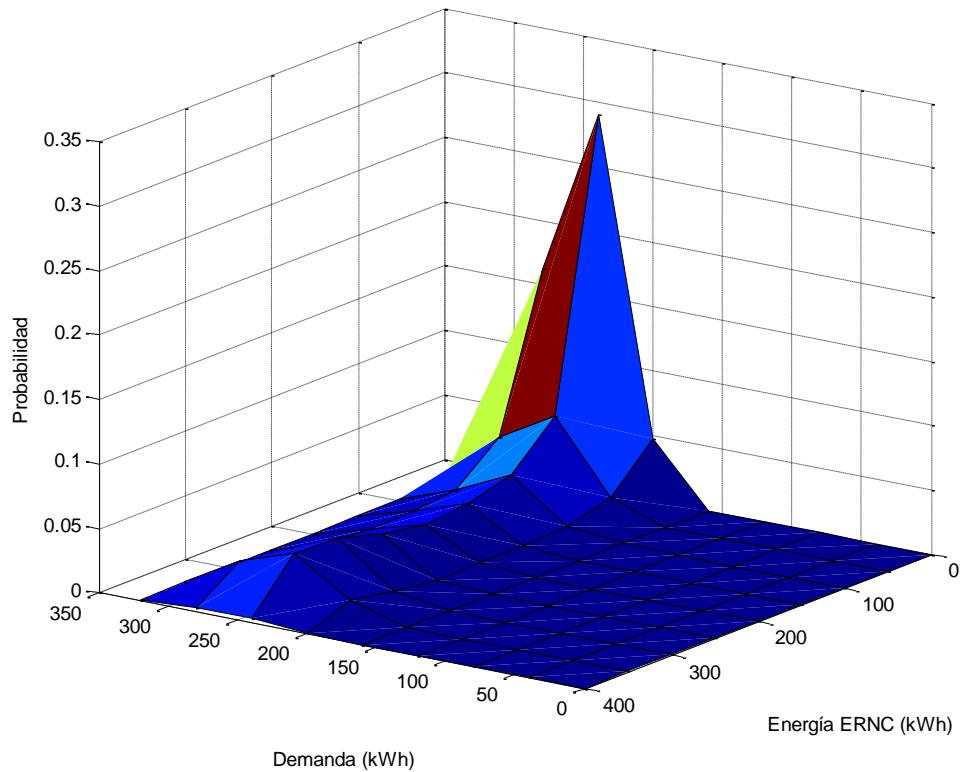


Figura 4.17: Probabilidad Conjunta de la ‘Energía ERNC – Demanda’ del Caso 3.

En la Figura 4.18 se muestra la probabilidad conjunta de las Energías Totales Fotovoltaica y eólicas del caso 3. Esta imagen posee una gran región importante perteneciente al eje de la Energía Total Fotovoltaica. Esta región se encuentra distribuida entre 0 – 30 kWh de Energía Total Eólica equivalente al 61,5% de los datos simulados, representando anualmente 5.387 horas, cantidad de datos donde el 51,05% perteneciente a la moda de la energía ERNC es igual a cero, esto equivale a 1.021 escenarios o 4.471 horas al año en donde los paneles fotovoltaico no son capaces de generar energía eléctrica mediante la radiación.

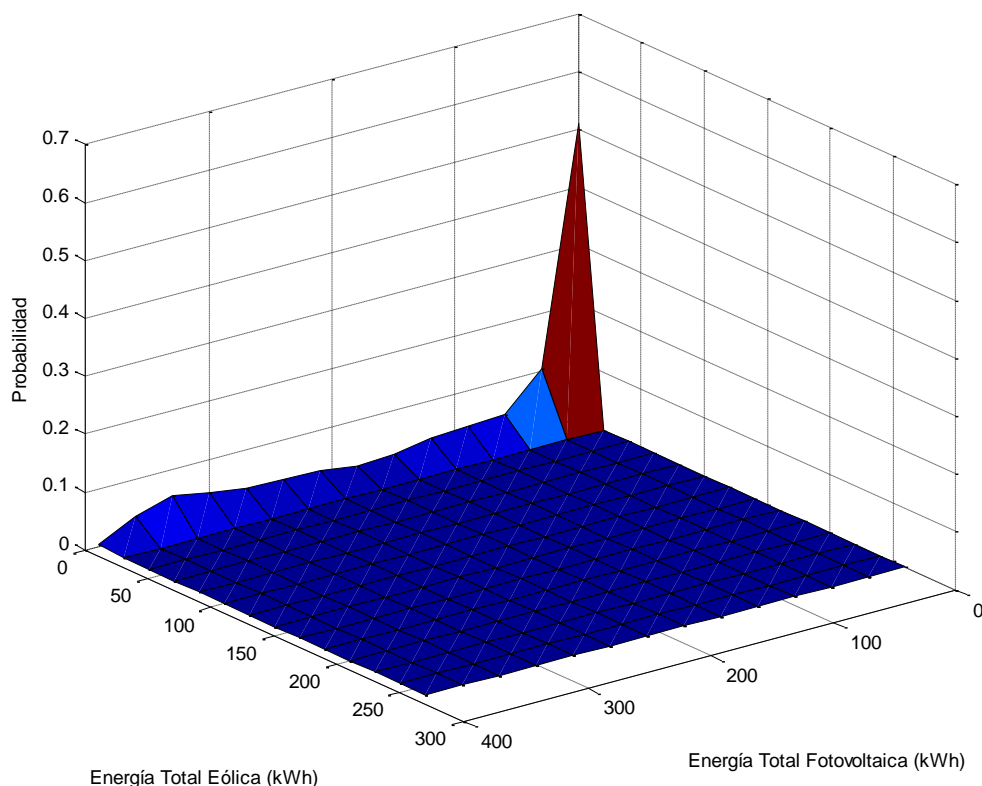


Figura 4.18: Probabilidad Conjunta de la ‘Energía Total Eólica – Energía Total Fotovoltaica’ del Caso 3.

En la Figura 4.19 se muestra la probabilidad conjunta del Racionamiento y de la Sobre-generación del caso 3. En la Figura 4.19 se observa que no existe probabilidad en que el racionamiento y la sobre-generación sean igual a cero, por lo tanto, no existen escenarios en toda la simulación donde la energía ERNC pueda suministrar exactamente la totalidad de la demanda. Por otro lado, existe un 17,75% de los datos, equivalente a 355 escenarios o anualmente 1.554 horas en el que la sobre-generación es distinta de cero, por lo que es posible pero muy poco probable el almacenamiento del excedente de energía eléctrica ERNC o el suministro de un proceso productivo.

Del mismo modo, existe un 82,25% de los datos, equivalente a 7.205 horas al año en que el racionamiento toma valores distintos de cero, entonces, en estos casos se entrega la oportunidad de cubrir este déficit mediante la incorporación de una unidad complementaria en base a ERNC. Por otro lado, el intervalos con mayor probabilidad de ocurrencia se encuentra distribuida entre 210 – 240 kWh de racionamiento, equivalente al 28,25% de los datos simulados, representando los 565 escenarios o las 2.474 horas al año en el que estos datos se repite en el sistema.

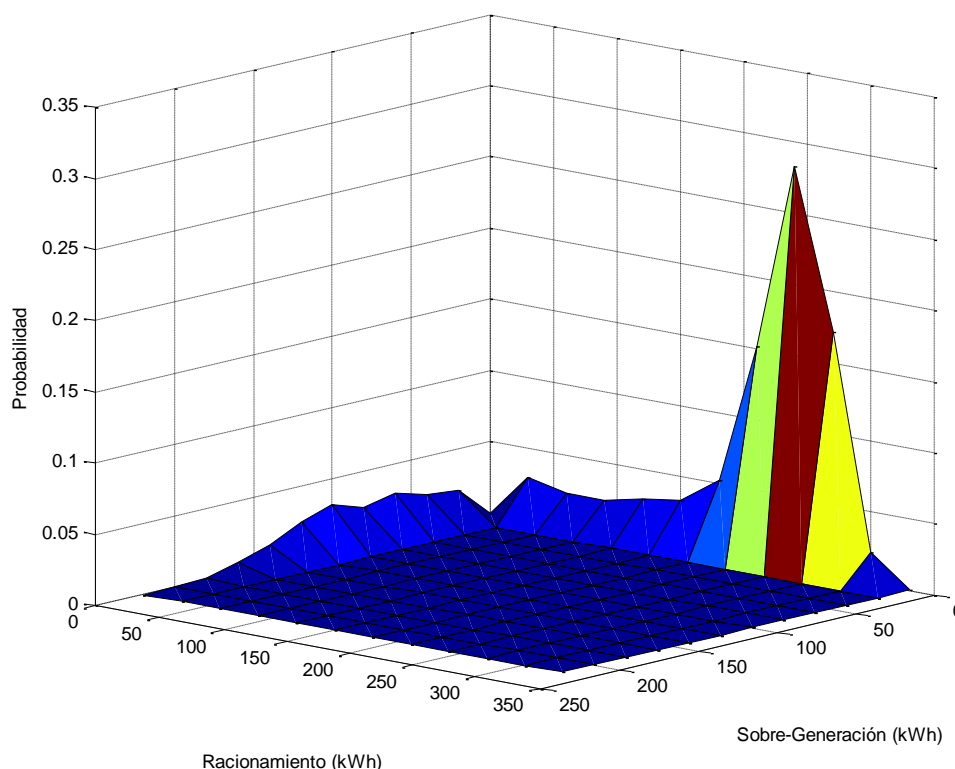


Figura 4.19: Probabilidad Conjunta de ‘Racionamiento – Sobre-generación’ del Caso 3.

Finalmente, el dimensionamiento económico del sistema off-grid propuesto de este caso 3 tiene un costo total anual de \$343.379.878 y un costo total promedio horario igual a \$171.690.

4.7. Caso 4: 2.000 Simulaciones para $N_{eólico} = 9$ y $N_{solar} = 1.016$

En este cuarto y último caso se simulan los 2.000 escenarios del modelo con el número de turbinas eólicas igual a 9 y el número de paneles fotovoltaicos igual a 1.016, los resultados y análisis del comportamiento de este dimensionamiento se observan a continuación.

En la Figura 4.20 se observa la Probabilidad conjunta de la Energía ERNC con la Demanda de este cuarto y último caso de estudio. De la imagen se observan 3 modas que sobresalen de la región probabilística multidimensional. La primera de ellas se sitúa distribuida entre 200-240 kWh de demanda y entre 0-100 kWh de Energía ERNC, la cual equivale al 17,3 % de los datos, esto significa que existen 346 escenarios o anualmente 1.515 horas en el que la energía ERNC no podrá suplir a la demanda ya que esta energía solo podrá suplir tan solo el 41,66% de la carga del sistema, por lo tanto,

se tendrá que considerar una unidad de generación complementaria ERNC igual al 58,33 % de la demanda, equivalente a 140 kWh.

La segunda moda se ubica distribuida entre 200-240 kWh de demanda y entre 200-300 kWh de Energía ERNC, la cual equivale al 8,25 % de los datos, probabilidad que representa los 165 escenarios o las 722 horas al año en el que la energía ERNC podrá suplir a la demanda, incluso en esta cúspide poseerá un excedente igual a 14,28 %, equivalente a 60 kWh.

La tercera y última cumple de la región se sitúa distribuida entre 200-240 kWh de demanda y entre 500-400 kWh de Energía ERNC, la cual equivale al 7,75 % de los datos, esto significa que existen 155 escenarios o anualmente 678 horas en el que la energía ERNC excederá a la demanda, por lo tanto, en estos datos la sobre-generación tendrá valores positivos.

Por otro lado, el 13,95 % de los datos la energía ERNC será igual a cero, esto representa los 279 escenarios o las 1.222 horas al año en el que se tendrá que considerar una unidad de generación complementaria ERNC para minimizar la posibilidad de un corte de energía en el sistema.

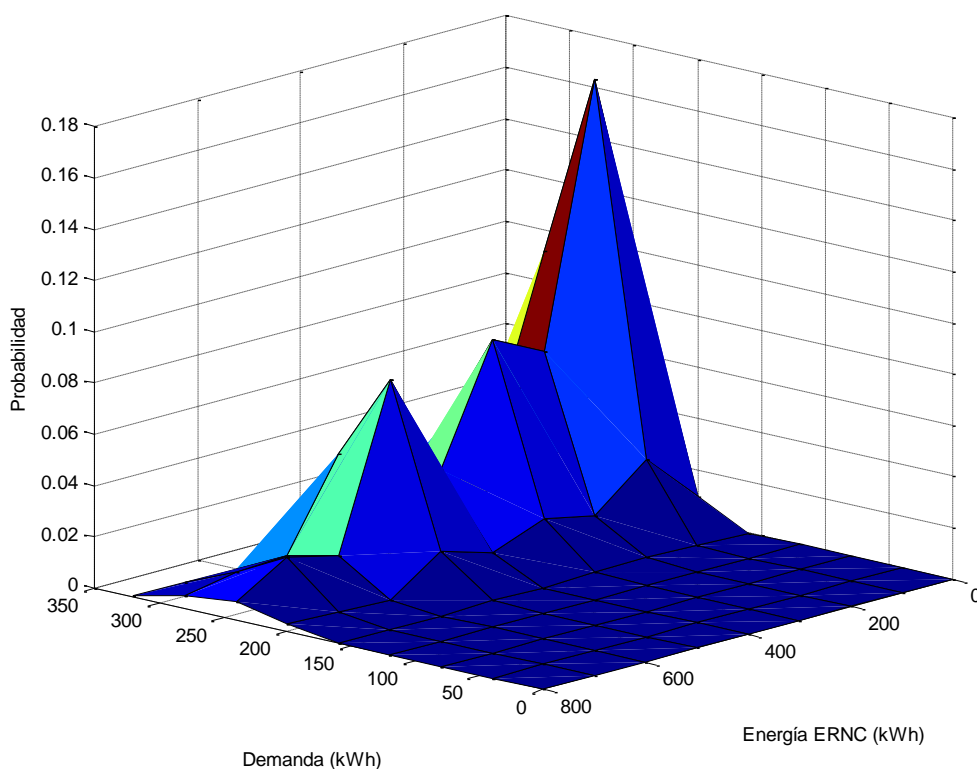


Figura 4.20: Probabilidad Conjunta de la 'Energía ERNC - Demanda' del Caso 4.

En la Figura 4.22 se muestra la probabilidad conjunta de las Energías Totales Fotovoltaica y eólicas del último caso. Esta imagen posee 2 regiones importantes pertenecientes al eje de la Energía Total Eólica. Esta primera se encuentra distribuida entre 0 – 100 kWh de Energía Total Eólica equivalente al 32,1% de los datos simulados, representando anualmente 2.811 horas, donde el 15,05% correspondiente a la moda de esta región es igual a cero, lo anterior representa las 1.318 horas al año o los 642 escenarios en el cual las turbinas eólicas no son capaces de generar energía eléctrica mediante la velocidad del viento. De esta misma región se puede observar que al igual que en el análisis anterior existe un 13,95 % de los datos, equivalente anualmente a 1.222 horas o 279 escenarios de la totalidad de los simulados en el que la energía total del parque eólico y fotovoltaico no generan energía eléctrica. Por otro lado, la región analizada tiene una probabilidad de ocurrencia máxima distribuida entre 0 – 50 kWh de Energía Total Eólica y 0 kWh de Energía Total Fotovoltaica, esto equivale al 15,05% de los datos simulados, representando anualmente 1.318 horas.

La segunda región se ubica distribuida entre 450 – 500 kWh de Energía Total Eólica y 0 kWh de Energía Total Fotovoltaica, equivalente al 8% de los datos simulados, esto representa los 160 escenarios o anualmente las 700 horas en el que este conjunto de datos se repite en el sistema. La presente distribución de datos provoca una sobre-generación de un 108,33 % de la demanda, los que equivale a más de doble de la carga del sistema.

Por último, en este cuarto caso existe un 72,8 % de la totalidad de escenarios en que las turbinas eólicas participan en la generación electricidad del sistema, equivalente a 1.456 escenarios de la simulación o anualmente a 6.377 horas. Del mismo modo, existe un 48,95 % de los casos en que los paneles fotovoltaicos participan en el suministro eléctrico a la demanda, equivalente a 979 escenarios de la simulación o anualmente a 4.288 horas. Del análisis anterior se obtiene indirectamente que existe un 37,1 % de los casos proviene de la energía eólica, un 13,25 % de la fotovoltaica y tan solo un 35,7 % participan ambas tecnologías en la generación de energía eléctrica del sistema híbrido-aislado.

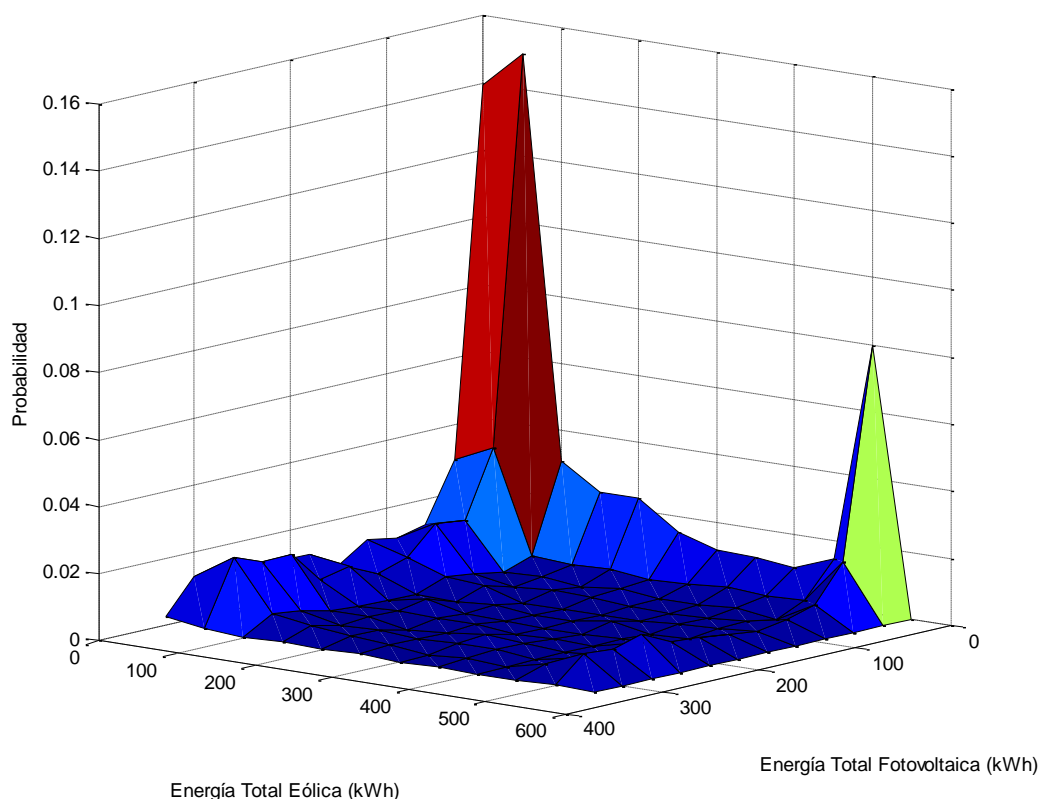


Figura 4.21: Probabilidad Conjunta de la ‘Energía Total Eólica – Energía Total Fotovoltaica’ del Caso 4.

En la Figura 4.22 se muestra la probabilidad conjunta del Racionamiento y de la Sobre-generación del caso 4. En primer lugar se observa que existe un 37,9% de los datos, equivalente anualmente a 3.320 horas en el cual la sobre-generación es distinta de cero, en consecuencia, en este caso posee la oportunidad del almacenamiento del excedente de energía eléctrica, debido a la excesiva producción de generación ERNC del sistema. La probabilidad máxima de ocurrencia de este escenario es igual al 8,65 % de los datos anuales, equivalente a 173 escenarios o anualmente a 757 horas en el que este escenario se repite.

Por otra parte, existe un 62,1% de los datos en que el racionamiento toma valores distintos de cero, entonces, en 772 escenarios o en 5.439 horas al año se deberá que considerar la incorporación de fuentes de generación complementarias ERNC, la cual minimiza el racionamiento del sistema. Por otro lado, el intervalo con mayor probabilidad de ocurrencia se encuentra distribuido entre 210 – 240 kWh de racionamiento, equivalente al 16,2 % de los datos simulados, representando los 324 escenarios o las 1.419 horas al año en el que estos datos se repiten en el sistema.

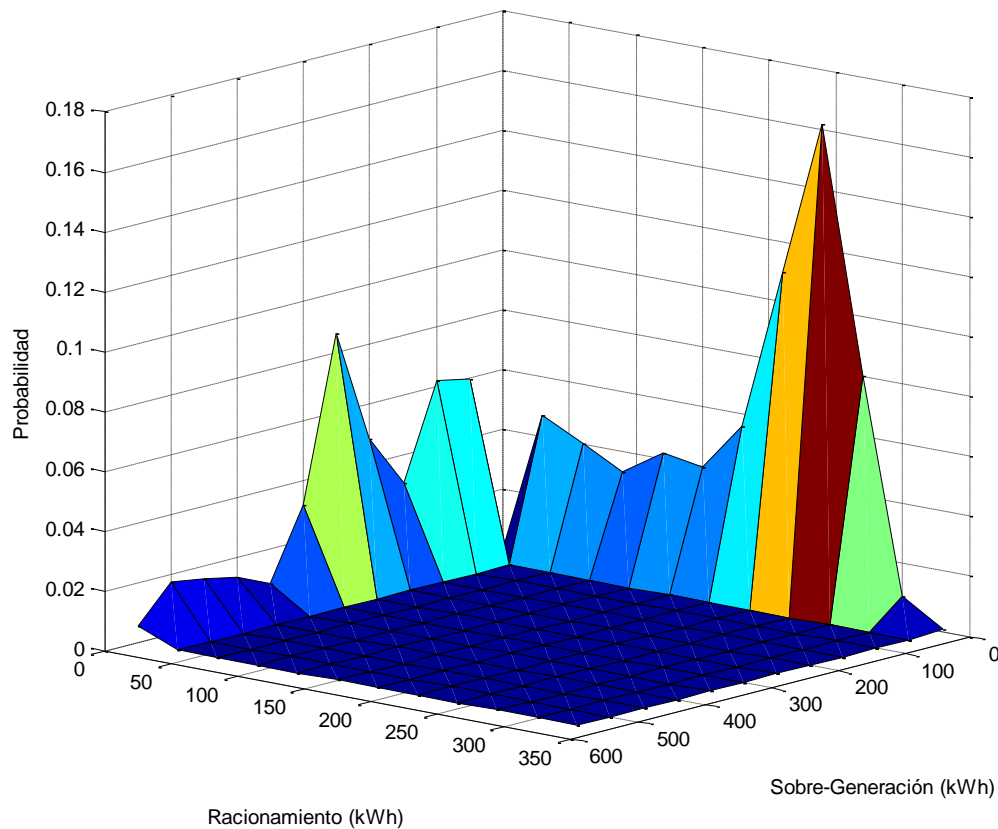


Figura 4.22: Probabilidad Conjunta de ‘Racionamiento – Sobregeneración’ del Caso 4.

Finalmente, el dimensionamiento económico del sistema off-grid propuesto de este último caso tiene un costo total anual de \$303.404.801 y un costo total promedio horario igual a \$151.702.

4.8. Discusión y Conclusiones

Si comparamos los 4 casos analizados anteriormente, se puede indicar de la Tabla 4.14, que el segundo caso posee la mayor cantidad de energía de sobre-generación anual igual a 1.916.234 kWh y una menor energía anual de racionamiento igual a 217.740 kWh, en comparación a los casos restantes pero posee el mayor costo Total anual, esto se debe a que para aumentar la energía anual de sobre-generación es necesario aumentar la cantidad de Turbinas eólicas, ya que generan una mayor energía en comparación a la generación de electricidad mediante paneles Fotovoltaicos, lo que

aumenta la generación de energía, tendiendo a aumentar el valor de la demanda, pero al aumentar la cantidad de turbinas eólicas implica aumentar la inversión del parque eólico proporcionalmente a la número de turbinas del parque, lo que se ve reflejado en el aumento excesivo del costo total anual del sistema debido a que el valor de una turbina eólica es 43.750% mayor al valor de un Panel Fotovoltaico. Por otra parte, este escenario posee una baja energía no suministrada al sistema debido a la incorporación de las turbinas eólicas, la cual provoca la disminución del racionamiento, por lo que implícitamente disminuye la cantidad de energía que debe suministrar la fuente complementaria en base a ERNC. Del mismo modo, si se quiere priorizar la sobre-generación para disminuir el racionamiento del sistema, implica optar a la opción de invertir en un mecanismo de almacenamiento de la energía excedente con el fin de disminuir los escenarios de racionamiento que pueda experimentar el sistema aumentando la confiabilidad de este, pero al realizar esta inversión aumenta aún más el costo total anual del sistema provocando el aumento en los costos de la energía, de generación del sistema off-grid.

Por otro lado, se observa en la Tabla 4.14 que el caso 3 posee el menor costo total anual en comparación lo otros casos, esto se debe a que este escenario solamente considera como fuente de generación a los Paneles Fotovoltaicos, este tipo de energía posee una menor inversión en comparación a la turbina eólica y a su vez tiene un menor costo de energía debido a lo explicado anteriormente, este menor costo disminuye el costo total anual del sistema pero aumenta la cantidad de ocurrencia del racionamiento. Para solucionar el aumento del déficit de energía del sistema es favorable invertir en unidades complementarias ERNC con la potencia nominal igual al valor máximo de la demanda que pueda disminuir este racionamiento, esto implica una mayor inversión en el sistema, y a su vez dependiendo de la tecnología elegida aumenta el costo total anual y de la confiabilidad del sistema.

En la Tabla 4.6 se observa que el primer caso es el más recurrente en comparación a los otros escenarios, este caso se repite 7 veces o anualmente 31 horas, equivalente al 1,45% en la región equivalente al 24,2% de la moda de la Figura 4.8. Luego, en la Tabla 4.14 se observa que el valor de la energía anual de racionamiento es de 272.761 kWh, valor menor al del caso 3 y mayor al del caso 2. La energía anual de sobre-generación es igual a 216.451 kWh, valor menor al del caso 2 y mayor al de los casos 3 y 4, lo que implica que el costo total anual igual a \$408.043.490 sea menor al del caso 2 y mayor al del caso 3. Este escenario se encuentra entre ambos casos, el valor del costo total anual tiende hacia el menor costo que experimenta el sistema representado en el caso 3 y el valor de la energía de sobre-generación tiene al mayor valor de energía experimentado por el sistema

representado en el valor del caso 2.

Pero el excesivo costo total anual del caso 2 debido al aumento del número de turbinas eólicas descarta a este escenario como el óptimo en el dimensionamiento económico del sistema, y la alta probabilidad de ocurrencia del racionamiento del caso 3 debido a que el 51,05% de la potencia ERNC es igual a cero, se descarta este escenario como el escenario óptimo del sistema ya que la confiabilidad es baja en comparación a los casos restantes.

El último caso tiene el menor costo total anual y el valor más bajo de la energía de racionamiento en comparación los otros escenarios, esto se debe a la incorporación de paneles fotovoltaicos al sistema, tecnología que posee el menor costo de inversión en comparación al valor de la turbina eólica. Las desventajas de este escenario se basan en la poca probabilidad de ocurrencia en comparación a los primeros 3, y a la baja cantidad de energía ERNC que genera este escenario para suministrar a la demanda. Donde esta última se debe a la integración de paneles fotovoltaicos, el cual disminuye la generación de energía eléctrica al sistema, debido a su poca capacidad y al poco tiempo de operación que posee esta tecnología, provocando una gran dependencia de las unidades complementarias para compensar el déficit de generación ERNC. Es por esta razón en que este caso se descarta como posible escenario óptimo.

Tabla 4.14: Tabla resumen de los 3 casos.

N Eólico	N Solar	Energía anual de Racionamiento (kWh)	Energía anual de Sobre-generación (kWh)	Energía anual ERNC (kWh)	Energía anual de la Demanda (kWh)	Costo total Anual (\$)	Costo Total promedio diario (\$)
14	0	272.761	216.451	402.742	459.053	408.043.490	204.022
75	0	217.740	1.916.234	2.157.547	459.053	1.320.803.538	660.402
0	1.202	326.055	25.372	158.369	459.053	343.379.878	171.690
9	1.016	210.155	143.871	392.769	459.053	303.404.801	151.702

Capítulo 5. Conclusiones

5.1. Sumario

En este trabajo se realizó una revisión del estado del arte de los sistemas híbridos-aislados y su importancia económica-medioambiental en la electrificación rural en Chile y en el mundo, como también las ventajas y desventajas como solución a la deficiencia energética que posee Chile en las zonas rurales debido a la gran distancia que existe entre estas zonas y la matriz de energía eléctrica del Sistema Eléctrico nacional. También se analizó el funcionamiento junto a las curvas de potencia de las fuentes de generación ERNC fotovoltaica y eólica elegidas como las tecnologías encargadas de suministrar energía eléctrica a la demanda.

Por otro lado, la posibilidad de implementar este tipo de solución en el país llevó al análisis histórico de la normativa chilena e internacional con respecto a este tipo de sistema off-grid, esta normativa ha permitido la promulgación de la inversión de las ERNC en Chile, logrando tener un acelerado desarrollo en la incorporación de las ERNC en el país, reflejándose en los valores de las estadísticas operacionales del coordinador nacional entre los años 2010 y 2017. Este análisis contempla el déficit regulatorio de Chile en el ámbito de sistemas aislados en base a ERNC, que tengan fines productivos que conlleven al desarrollo social y económico de comunidades aisladas.

Para realizar el estudio económico probabilístico del sistema híbrido-aislado se utilizó el Método de Monte Carlo, técnica que permite analizar tanto las energías primarias y la demanda como variables aleatorias a través de valores aleatorios entre 0 y 1 mediante el método de interpolación de la curva de probabilidad acumulada de los datos. Este método además permite analizar el comportamiento de un determinado modelo mediante una cantidad indeterminada de simulaciones lo suficientemente alta para poder detallar aún más el comportamiento del modelo propuesto.

Posteriormente, se definió el costo del racionamiento, de sobre-generación y de la energía, con el fin de poder caracterizar la potencia del viento y de la radiación, como así también la demanda para obtener los valores aleatorios mediante la interpolación de la curva de probabilidad acumulada de los valores reales para luego modelar el comportamiento económico del sistema híbrido-aislado mediante la ecuación del costo total y la restricción asociada al balance de potencia del sistema.

Conocido lo anterior, se realizaron 2.000 simulaciones del modelo económico estocástico propuesto utilizando el método de programación lineal entera-mixta, método usado debido a que los valores unitarios de las turbinas eólicas y los paneles fotovoltaicos son números enteros, por lo que este método posee la libertad de elegir la cantidad de variables enteras y reales de la ecuación

optimizada. Por último, considerando los resultados y análisis previos, se presenta el dimensionamiento del sistema híbrido-aislado mediante el estudio de la potencia ERNC, demanda, potencia total eólica y solar, racionamiento y sobre-generación, costo total anual, etc. de los casos propuestos.

5.2. Conclusiones

La gran ventaja de las probabilidades se basa en que este tipo de métodos, especialmente el de Monte Carlo, considera una gran cantidad de escenarios que el sistema puede experimentar a lo largo de su vida útil, esto va desde la interrupción total del suministro eléctrico debido a diversos factores que pueden intervenir esta variable, hasta la continuidad total del suministro eléctrico hacia la demanda. Esta técnica entrega muchos escenarios candidatos a óptimos, pero la decisión se toma estratégicamente dependiendo de la condición de operación en que el diseñador prefiera del sistema.

Los valores de los costos de la energía eólica y fotovoltaica del sistema híbrido-aislado obtenidos mediante la interpolación y análisis de las energías primarias renovables aleatorias son $67,2 \left[\frac{\$}{kWh} \right]$ y $29,29 \left[\frac{\$}{kWh} \right]$ respectivamente.

El dimensionamiento económico óptimo del sistema Híbrido-Aislado para la zona rural de la comunidad productiva Pewenche de Trapa-Trapa ubicada en la región del Bio Bio es de un costo total anual igual a \$408.043.490 y un costo total promedio horario de \$204.022, donde son utilizados tan solo 14 Turbinas eólicas debido a que este escenario representa un equilibrio económico-técnico en el ámbito de la confiabilidad del sistema en comparación a los escenarios descartados en el capítulo anterior. Por otro lado, el valor máximo de racionamiento es 300 kWh, entonces, para minimizar la energía no suministrada del sistema es posible considerar una unidad complementaria de generación de energía eléctrica ERNC igual a 300 kWh para no interrumpir la continuidad del suministro eléctrico. De la misma manera, la potencia máxima de sobre-generación es de 542,66 kW, por lo tanto, es posible considerar un proceso de producción para la comunidad rural aislada de a lo más la potencia máxima de sobre-generación. Por otro lado, si se opta al almacenamiento de la energía eléctrica cuando la potencia ERNC exceda al valor de la demanda se debe considerar un conjunto de baterías con una capacidad de almacenamiento de al menos el valor máximo de sobre-generación para no desaprovechar esta energía que puede ser utilizada para compensar el racionamiento.

Por otra parte, la energía anual de racionamiento del dimensionamiento económico elegido aumentó en un 417% con respecto a las simulaciones optimizadas analizadas en la sección 4.3, la

energía anual de sobre-generación aumentó en un 7.584 % y el costo total anual de igual manera aumentó en un 480 % con respecto a los escenarios optimizados. El aumento de las variables analizadas en este informe se debe a que en los casos optimizados existen muchos escenarios óptimos que minimizan el costo total, lo que significa que para cada simulación existe un escenario único y distinto que provoca la minimización del sistema en comparación al elegido, tal escenario es el más recurrente dentro de la moda de los datos optimizados. Es por esta razón que los datos anteriores aumentan, pero la brecha entre las variables analizadas de la optimización y las del elegido es la distancia mínima en comparación de la brecha entre los datos restantes cuando el diseñador opera en condiciones similares.

5.3. Trabajo Futuro

Debido a que los valores de racionamiento y sobre-generación se consideran valores referenciales, se propone analizar el tipo de tecnología técnico-económica óptima para el almacenamiento y el racionamiento de la energía con el objetivo de calcular los valores reales óptimos de racionamiento y sobre-generación asociados a las tecnologías escogidas. Por otro lado, sería interesante el desarrollo y análisis de nuevas tecnologías del punto de vista técnico (electrolizadores, celdas de combustible, mareomotriz, central de pasada, etc.), control de frecuencia y flujo de carga en un informe de tesis futura.

Bibliografía

- [1] I. I. y. R. G. A. Francisco Covarrubias F., «Desafíos de la Electrificación Rural en Chile,» Programa de Asistencia a la Gestión del Sector de la Energía, Washington, D.C. Estados Unidos de América, Octubre 2005.
- [2] L. D. G. BAEZA, «ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO/ECONÓMICA DE UN SISTEMA,» DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA, UNIVERSIDAD DE CHILE, Santiago, Chile, SEPTIEMBRE DE 2013.
- [3] C. E. Santos, «Remoción de barreras para la electrificación rural con energías renovables,» Comisión Nacional de Energía (CNE), Santiago, Chile, Junio de 2006.
- [4] M. J. Ljubetic, «¿Cómo articular los Recursos Endógenos para el desarrollo económico sostenible?,» Universidad de Chile, Santiago, 2017.
- [5] M. d. Energía, «Ruta Energética 2018-2022,» 2018.
- [6] S. M. K. K. M. a. N. C. B. Tudu, «Optimal Unit Sizing of Stand-alone Renewable Hybrid Energy System Using Bees Algorithm,» de *International Conference on Energy, Automation and Signal*, Bhubaneswar, Odisha, India, December 2011.
- [7] D. V. Mata, «Construcción y utilización de un modelo estocástico para la simulación de estrategias de manejo invernal en rebaños de vacas nodrizas,» Universidad de Lleida, Lleida, 2000.
- [8] M. I. S. S., «Metodología para la comparación entre planes mineros estocásticos y determinísticos,» Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2015.
- [9] H. D. S. Mokhtar S. Bazaraa, *Nonlinear Programming Theory and Algorithms*, Third Edition, Georgia Institute of Technology.
- [10] A. A. A. CÁRDENAS, «OPTIMIZACIÓN LINEAL ENTERA MIXTA APLICADA A PROBLEMAS DE PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA EN ELECTRICIDAD,» UNIVERSIDAD DE CHILE, SANTIAGO, 2015.
- [11] E. L. G. Ramos, «Contraste de Métodos de optimización en redes neuronales: Pronósticos de los rendimientos diarios de índices bursátiles,» Instituto Politécnico Nacional, México, 2014.
- [12] S. M. H. a. S. M. M. Tafreshi, «Optimal sizing of a stand-alone,» *Renewable Energy hybrid power system via particle swarm optimization for Kahnouj area in south-east of Iran*, vol. 34, pp. 1855-1862, 2009.
- [13] S. M. M. T. a. S. M. Hakimi, «Optimal sizing of a stand-alone hybrid power system via particle swarm optimization,» *8th International Power Engineering Conference*, n° 4510163, pp. 960-965., 2007.
- [14] A. G. E. K. S. O. S. R. a. M. Z. D. T. Pham, «The Bees Algorithm, A Novel Tool for Complex Optimisation problems,» de *2nd Int Virtual Conf on Intelligent Production Machines and Systems (IPROMS 2006)*, Oxford, 2006.
- [15] A. A. A. a. E. K. D. T. Pham, «Manufacturing cell formation the Bees Algorithm,» de *3rd International Virtual Conference on Intelligent Production Machines and Systems (IPROMS 2007)*, Whittles, Dunbeath, Scotland, 2007.
- [16] R. B. R. S., «"FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN SISTEMA HÍBRIDO AISLADO DE RED PARA LA ESTACIÓN COTOPAXI DEL INSTITUTO ESPACIAL ECUATORIANO (IEE)",» ESCUELA PELOTÉCNICA NACIONAL, QUITO, ECUADOR, MAYO 2015.
- [17] M. H. A. I. Y. D. TELECOMUNICACIÓN, «"ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE LA IMPLANTACIÓN DE SISTEMAS AISLADOS HÍBRIDOS EÓLICOS-DIESEL EN COMUNIDADES RURALES REMOTAS DE BOLIVIA. DISEÑO DE UN SISTEMA DE ESTE TIPO EN UNA COMUNIDAD BOLIVIANA EN LA QUE RESULTE FACTIBLE",» ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS, Pamplona, 2012.
- [18] C. J. G. SOTO, «"METODOLOGÍA PARA EL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO POR UN SISTEMA HÍBRIDO CONECTADO A LA RED, APLICADO A LA POSTA DE BOYERUCA",» UNIVERSIDAD DE CHILE, FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA, Santiago, 2011.
- [19] Seeling-Hochmuth, «"A combined optimisation concept for the design and operation strategy of hybrid-PV energy systems",» *ScienceDirect*, n° 1, 1997.
- [20] M. d. Energía. [En línea]. Available: <http://www.energia.gob.cl/programa-de-energizacion-rural-y-social-perys>.
- [21] PVEducation, «PVEducation,» [En línea]. Available: <http://pveducation.org..>

- [22] «leychile,» [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=270212>.
- [23] M. d. E. d. Chile, «<http://www.energia.gob.cl/energias-renovables>,» [En línea].
- [24] CDEC-SIC. [En línea]. Available: <https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2014/01/anuario2011.pdf>.
- [25] CDEC-SING. [En línea]. Available: http://cdec2.cdec-sing.cl/html_docs/anuario2010/pdf/SING2010ES.pdf.
- [26] Cordinador Eléctrico Nacional, [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/ReporteAnual2016/files/assets/common/downloads/reporte-anual-2016.pdf>.
- [27] Cordinador Eléctrico Nacional, [En línea]. Available: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/reportes_anuales/2017/pdf/Reporte_Anuual_Coordinador_El%C3%A9ctrico_Nacional_2017.pdf.
- [28] «leychile,» [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1055402>.
- [29] «INFORME ANUAL DE OPERACIÓN ELÉCTRICA,» Electroconsultores , Santiago , 2016.
- [30] «leychile,» 2004. [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=222380>.
- [31] «leychile,» [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=238139>.
- [32] «leychile,» [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=246461>.
- [33] «leychile,» [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1005169>.
- [34] «leychile,» [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1038211>.
- [35] LeyChile, «leychile.cl,» [En línea]. Available: [file:///C:/Users/geronn/Downloads/DTO-291_04-AGO-2008%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/geronn/Downloads/DTO-291_04-AGO-2008%20(1).pdf).
- [36] A. F. M. RUIZ, «NEGOCIO ENERGETICO PARA UN GRAN CONSUMIDOR,» UNIVERSIDAD DE CHILE , SANTIAGO, 2007.
- [37] h. being, «humanbeingblogdeandresortega.wordpress.com,» [En línea]. Available: <https://humanbeingblogdeandresortega.wordpress.com/tag/comunidad-productiva/>.
- [38] «Alto Azapa ahora cuenta con planta fotovoltaica para bombeo de agua,» *El morro cotudo*, 13 Marzo 2013.
- [39] M. d. Energía, «minenergia.cl,» [En línea]. Available: http://www.minenergia.cl/autoconsumo/?page_id=57.
- [40] INDAP, «indap.gob.cl,» [En línea]. Available: <https://www.indap.gob.cl/noticias/detalle/2018/08/24/director-nacional-de-indap-visita-la-ciudad-hidrop%C3%B3nica-altos-la-portada-en-antofagasta>.
- [41] E. p. e. futuro, «blogs.iadb.org,» [En línea]. Available: <https://blogs.iadb.org/energia/2018/01/04/conoce-como-el-bid/>.
- [42] H. G. Gallegos, «ENERGIZACIÓN SUSTENTABLE EN COMUNIDADES RURALES AISLADAS CON FINES PRODUCTIVOS (SEDI/AECI/AE 204/04),» Luján, 30 de noviembre de 2006 .
- [43] M. E. C. Orellana, «METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE COSTO DE FALLA INTEMPESTIVO,» Universidad de Chile, Santiago, 2008.
- [44] «leychile.cl,» [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1050337>.
- [45] «leychile.cl,» [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=258171>.
- [46] R. B. y. R. N. Allan, Reliability Evaluations of Power Systems, England, 1984.
- [47] CNE, «FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO,» 2018.
- [48] Synex, «DESARROLLO CONCEPTUAL Y PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL COSTO DE FALLA EN EL SECTOR ELÉCTRICO,» 2011.
- [49] «leychile,» [En línea]. Available: [file:///C:/Users/geronn/Downloads/DTO-31_21-JUL-2017%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/geronn/Downloads/DTO-31_21-JUL-2017%20(1).pdf).
- [50] J. G. Velasco, Energías Renovables, Barcelona: Editorial Reverté , 2009.
- [51] M. E. De Bortoli, O. Canavesio, F. Benitez y F. Makuch, «ANÁLISIS DE VELOCIDADES DE VIENTO ATMOSFERICAS MEDIAS HORARIA ANUAL EXTREMA A TRAVES DEL ANÁLISIS PROBABILISTICO DE REGISTROS CORTOS,» *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 6, n° 1, 2002.
- [52] C. AN, «A statistical analysis of wind power density based on the Weibull and Rayleigh models at the southern region of Turkey,» *Renew Energy*, n° 29, pp. 593-604, 2003.
- [53] A. S. Akpınar EK, « Determination of the wind energy potential for Maden-Elazığ,» *Energy Convers Manage*, n° 45, pp. 2901-14, 2004.
- [54] C. TP., « Estimation of wind energy potential using different probability density functions,» *Appl Energy*, n° 86, pp. 1848-56, 2011.

- [55] L. I. Deaves DM, «On the fitting of low mean wind speed data to the Weibull distribution,» *J Wind Eng Indus Aerodynam*, n° 66, pp. 169-78, 1997.
- [56] M. A. M. T. Celik AN, «Critical evaluation of wind speed frequency distribution functions.,» *J Renew Sustain Energy*, 2010.
- [57] C. TP., «Performance comparison of six numerical methods in estimating Weibull parameters for wind energy application,» *Appl Energy*, n° 88, pp. 272-82, 2011.
- [58] S. P. Stevens MJ, «The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purpose,» *Wind Eng*, n° 3, pp. 132-45, 1979.
- [59] M. D. I. J. B. A. M. Ing. Miguel Martínez Lozano, «Modelado de mini plantas fotovoltaicas con conexión directa a la red eléctrica,» Universidad de la Salle, Mexico , 2015.
- [60] G. C. Canavos, Probabilidad y Estadísticas, México: McGraw-Hiell .
- [61] S. E. N. ISLA, «PLICACIÓN DEL MÉTODO DE MONTE CARLO PARA PROGRAMACIÓN DE TÚNELES EN ROCA,» UNIVERSIDAD DE CHILE, SANTIAGO, 2016.
- [62] S. Minner, Strategic Safety Stocks in Supply Chains, Springer Science & Business Media, 2012.
- [63] J. A. R. Abarghooee, «Stochastic dynamic economic emission dispatch considering wind power,» *IEEE Power Engineering and Automation Conference*, pp. 158-161, 2011.
- [64] D. I. G. SAGNER, «ANÁLISIS DE ESTACIONALIDAD DE LA CURVA DE DEMANDA PARA CLIENTES BT-1,» UNIVERSIDAD DE CHILE, SANTIAGO, 2007.
- [65] A. D. M. D. M. C. E. L. P. D. P. D. I. CIVIL, «FRANCISCO ANDRÉS FLORES ARAYA,» UNIVERSIDAD DE CHILE, SANTIAGO, 2015.
- [66] B. K. a. H. Dieter, Monte Carlo simulation in statistical physics, 2010.
- [67] «Probabilidades y Estadística,» UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES, Buenos Aires, 2006.
- [68] M. d. E. d. Chile, «Explorador de Energía Eólica,» [En línea]. Available: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>.
- [69] M. d. E. d. Chile, «Explorador de Energía Solar,» [En línea]. Available: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>.
- [70] «Comisión Nacional de Energía,» [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribuci%C3%B3n.pdf>.
- [71] W. K. A.-B. J. Harnisch, « Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero,» 2006.
- [72] INDAP, «indap.gob.cl,» [En línea]. Available: <https://www.indap.gob.cl/noticias/detalle/2018/09/07/con-instalaci%C3%B3n-de-100-paneles-solares-mejoran-condiciones-de-riego-agr%C3%ADcola-en-san-esteban>.

Anexo A. Especificaciones Técnicas y Cotización de la Turbina Eólica

5.4. Especificaciones Técnicas de la Turbina Eólica



Figura A.1: Especificaciones Técnicas de la Turbina Eólica.

5.5. Cotización de la Turbina Eólica



Aeolos EXW Price List

AEOLUS-H 50kW (Grid-Off)	Unit Price
50kW Wind Turbine	USD 64500
Grid-Off Controller	USD 8170
Pitch Control System	USD 5700
Grid-Off Inverter	USD 14000
18m Monopole Tower	USD 15850(With platform and ladders)
24m Monopole Tower	USD 20780(With platform and ladders)
30m Monopole Tower	USD 25580(With platform and ladders)
36m Monopole Tower	USD 32770(With platform and ladders)

AEOLUS-H 50kW (Grid-On)	Unit Price
50kW Wind Turbine	USD 64500
Grid-On Controller	USD 6820
Pitch Control System	USD 5700
Grid-On Inverter	USD 17000
18m Monopole Tower	USD 15850(With platform and ladders)
24m Monopole Tower	USD 20780(With platform and ladders)
30m Monopole Tower	USD 25580(With platform and ladders)
36m Monopole Tower	USD 32770(With platform and ladders)

Price: The prices are to be understood EXW, including packing. Shipment and installation are excluded.

Quantity discount:

1--2 units of Aeolos-H/V 300W-60kW turbines (whole system) net

3--5 units of Aeolos-H/V 300W-60kW turbines (whole system) 5%

More than 5 sets, the special discount can be considered further.

Validity: The quotation is valid until July 31, 2018.

AEOLUS (CHN)
windturbinestar.com

LOTUS (Qingdao) ENERGY TECHNOLOGY CO., LTD
Fax/ +(86) 532 80903175 Tel/ +(86) 532 80903375
Add/ 1912, No. 16 Shandong Road, Qingdao, China

Figura A.2: Cotización de la Turbina Eólica.

Anexo B. Especificaciones Técnicas y Cotización del Panel Fotovoltaico

5.6. Especificaciones Técnicas del Panel Fotovoltaico

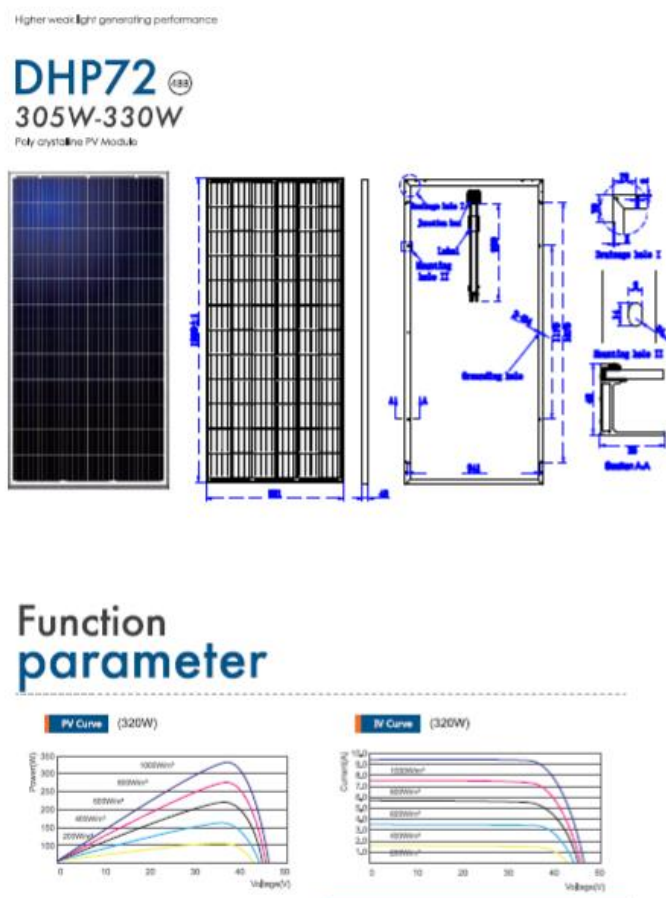


Figura B.1: Especificaciones Técnicas del Panel Fotovoltaico.

Mechanical Specification						
Cells Type	Poly 156.75x156.75mm					
Weight	24kg					
Dimensions (LxWxH)	1930x991x40mm					
Output Cables	TUV, Length 900mm, 4 Core					
No. of Cells	72 (6x12)					
Front Glass	4.0mm High Transmission, Low Iron Tempered Glass					
Frame	Anodized Aluminium					
Junction Box	IP67, 3 Types Diodes					
Connector	MC4 or MC4 Compatible					
Packing Configuration						
Container	20GP	40GP	40HC			
PCS per pallet	27	27	27			
PIZ per container	18	24	24			
PCS per container	270	648	696			
Operating Parameters						
Maximum system voltage	DC1000V					
Operating Temperature (°C)	-40 ~ +85°C					
Maximum series fuse rating	15A					
Short Circuit Protection	5400% _{max}					
Wind Load, backside	2400Pa					
Normal operating cell temperature (NOCT)	45°C ±2°C					
Application level	Class A					
Electrical Characteristics (Standard Test Conditions)						
Module Type	DHP72005	DHP72010	DHP72015	DHP72020	DHP72025	DHP72030
Maximum Power (Pmax)	300W	310W	318W	320W	325W	330W
Open-circuit Voltage (Voc)	45.1V	45.3V	45.6V	45.8V	46.0V	46.2V
Maximum Power Voltage (Vmp)	36.4V	36.7V	36.9V	37.1V	37.3V	37.4V
Short-circuit Current (Isc)	8.85A	8.93A	9.01A	9.1A	9.2A	9.31A
Maximum Power Current (Imp)	8.38A	8.45A	8.54A	8.63A	8.72A	8.83A
Module Efficiency (%)	15.80%	16.10%	16.30%	16.50%	16.80%	17.10%
Power Tolerance	0 ~ +5W					
Temperature Coefficient of Voc	-0.05%/°C					
Temperature Coefficient of Vmp	-0.32%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax	-0.41%/°C					
Standard Test Environment	Irradiance 1000w/m ² , Cell temperature 25°C, Spectrum AM1.5					
Electrical Characteristics (Noct)						
Module Type	DHP72005	DHP72010	DHP72015	DHP72020	DHP72025	DHP72030
Maximum Power (Pmax)	226W	230W	235W	238W	242W	244W
Open-circuit Voltage (Voc)	41.8V	42.1V	42.3V	42.5V	42.7V	42.8V
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.8V	34.1V	34.3V	34.5V	34.6V	34.8V
Short-circuit Current (Isc)	7.31A	7.21A	7.28A	7.34A	7.46A	7.56A
Maximum Power Current (Imp)	6.69A	6.75A	6.85A	6.90A	6.99A	7.07A
Standard Test Environment	Irradiance 800w/m ² , Cell temperature 20°C, Spectrum AM1.5, Wind speed 1m/s					

Figura B.2: Especificaciones Técnicas del Panel Fotovoltaico.

5.7. Cotización del Panel Fotovoltaico

La cotización del Panel Fotovoltaico utilizado en este trabajo se realizó mediante correo electrónico, obteniéndose un valor por unidad de \$ 120.000 + IVA.

Anexo C. Código MATLAB de la optimización del modelo

```

tic;
clc;
clear all;
%% extraccion de datos aleatorios de Excel

% solar y eolico potencia (kW)
X = xlsread('modelo.xlsx',5);

% demanda (kW)
XXX = xlsread('modelo.xlsx',4);

%restricciones (KW)
res_igual = xlsread('modelo.xlsx',3);

%funcion PESOSSSS CHILENOS

cost_total = xlsread('modelo.xlsx',2);

% primero es el eolico y despues el solar

PW_ANUAL = X(:,1); % potencia aleatoria eolico (kW)
PV_ANUAL = X(:,2); % potencia aleatoria panel solar (kW)

Demanda_A = XXX(:,1); % demanda aleatoria

%% demanda aleatoria

intcon = [1 2];
demandas = [Demanda_A'];

N = length(demandas); % largo demanda

    for i=1:N

        opts = optimoptions('intlinprog','display','iter');

        [Pot_c,fval,exitflag,output] =
intlinprog(cost_total(i,:),intcon,A_c,B_c,res_igual(i,:),demandas(1,i),li_c,ls_c
,opts);
        potencias(i,:)=[Pot_c];
        costo(i,:)=[fval];

    end
demandas_columnas=[demandas'];
time=toc;

```

Anexo D. Escenarios más recurrentes del 24,2% de los datos

Tabla D.D.1: Tabla de escenarios más recurrentes en el intervalo de moda de la Energía ERNC y la Demanda.

Probabilidad de ocurrencia (%)	N Eólico	N solar	Racionamiento Máximo (kWh)	Sobre-generación Máxima (kWh)	Probabilidad de ocurrencia del Racionamiento (%)	Probabilidad de ocurrencia de la sobre-generación (%)	Costo Total anual (\$)	Promedio Costo Total Horario (\$)
0.62%	0	806	305	64	96.25%	3.75%	358,048,950	179,024
1.24%	5	0	303	92	85.20%	14.80%	336,720,122	168,360
1.24%	6	0	303	142	79.15%	20.85%	337,178,299	168,589
0.62%	8	0	302	242	75.60%	24.40%	348,268,555	174,134
0.41%	9	0	302	293	74.35%	25.65%	355,830,592	177,915
0.62%	12	0	301	443	70.05%	29.95%	385,192,668	192,596
1.45%	14	0	300	543	68.25%	31.75%	408,043,490	204,022
0.41%	15	0	299	593	67.25%	32.75%	420,153,254	210,077
0.62%	17	0	299	693	65.60%	34.40%	445,540,656	222,770
0.41%	21	0	298	893	63.30%	36.70%	499,483,964	249,742
0.41%	23	0	298	993	62.65%	37.35%	527,511,808	263,756
0.62%	25	0	298	1,093	61.85%	38.15%	555,958,072	277,979
0.41%	29	0	298	1,293	60.65%	39.35%	613,835,005	306,918
0.41%	37	0	298	1,693	58.65%	41.35%	732,535,050	366,268
0.83%	41	0	298	1,893	57.85%	42.15%	793,017,097	396,509
0.41%	43	0	298	1,994	57.25%	42.75%	823,490,493	411,745
0.41%	46	0	298	2,144	56.90%	43.10%	869,503,929	434,752
0.62%	56	0	298	2,644	55.75%	44.25%	1,023,844,873	511,922
0.62%	70	0	298	3,344	54.20%	45.80%	1,242,243,430	621,122
0.41%	72	0	298	3,444	53.90%	46.10%	1,273,626,270	636,813
1.3%	75	0	298	3,594	53.45%	46.55%	1,320,803,538	660,402
1.45%	14	0	300	543	68.25%	31.75%	408,043,490	204,022
0.41%	0	800	305	62	96.65%	3.35%	358,641,721	179,321
0.62%	0	806	305	64	96.25%	3.75%	358,048,950	179,024
0.41%	0	810	305	65	95.95%	4.05%	357,665,464	178,833
0.41%	0	824	305	69	95.30%	4.70%	356,373,417	178,187
0.41%	0	923	305	99	90.55%	9.45%	349,193,997	174,597
0.41%	0	986	305	118	88.45%	11.55%	346,331,106	173,166
0.62%	0	1016	305	126	87.50%	12.50%	345,338,301	172,669
1.3%	0	1202	305	182	82.25%	17.75%	343,379,878	171,690
1.3%	9	1.016	302	536	62.1%	37.9%	303,404,801	151,702